



EY

Building a better
working world

Warszawa, 2013 r.

Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce

Autorzy – zespół ekspertów Fundacji na rzecz Energetyki Zrównoważonej
Partner Merytoryczny – Ernst & Young

Projekt Programu rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce

Zespół autorski pod kierownictwem Macieja Stryckiego
(Mariusz Wójcik, Jakub Sokołowski, Justyna Biegaj, Beata Bojanowska, Aleksander Gabryś)

Redaktor techniczny:
Magdalena Jankowska

Autor projektu okładki:
Jerzy Opoka

Zdjęcia na okładce:
Zentilia – Dreamstime.com



Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej
Al. Wilanowska 208/4, 02-765 Warszawa
www.fnez.org, www.morskiearmywiatrowe.pl

Warszawa, 2013

Spis treści

Skróty i definicje	8
Wstęp	10
Streszczenie niespecjalistyczne	12
1. Potencjał rozwoju MEW na polskich obszarach morskich	22
1.1. Potencjał teoretyczny	22
1.1.1. Dostępność lokalizacji	22
1.1.2. Warunki wietrzne, produktywność	23
1.2. Potencjał techniczny	24
1.2.1. Możliwość przyłączenia do sieci	24
1.2.2. Uwarunkowania systemowe	25
1.2.3. Zaplecze dostawczo-logistyczne	29
1.2.4. Zaplecze kadrowe	31
1.3. Potencjał rynkowy	33
1.3.1. Ograniczenia wynikające z dostępności lokalizacji	33
1.3.2. Ograniczenia wynikające z efektywności	34
1.3.3. Ograniczenia wynikające z uwarunkowań systemowych	34
1.3.4. Ograniczenia wynikające z możliwości przyłączenia do sieci	35
1.3.5. Ograniczenia wynikające z łańcucha dostaw i zaplecza portowego	36
1.3.6. Ograniczenia wynikające z potencjału kadrowego	37
1.3.7. Ograniczenia wynikające z potencjału finansowania	38
1.4. Podsumowanie	39
2. Cele Programu	40
2.1. Cele ilościowe dla MFW	40
2.2. Cele ilościowe dla przemysłu morskiego	40
2.3. Cele ekonomiczne dla MFW	41
2.3.1. Redukcja nakładów inwestycyjnych	43
2.3.2. Redukcja kosztów operacyjnych	44
2.3.3. Redukcja jednostkowego kosztu wytwarzania energii	44
2.3.4. Redukcja wysokości wsparcia	46
2.3.5. Wzrost przychodów i korzyści gospodarczych	47
2.3.6. Podsumowanie korzyści i kosztów związanych z rozwojem MFW	48

3. Analiza sytuacji bieżącej	49
3.1. Uwarunkowania prawne	49
3.1.1. Procedury lokalizacyjne	50
3.1.2. Procedury środowiskowe	53
3.1.3. Pozwolenia na budowę	58
3.1.4. System wsparcia	60
3.2. Uwarunkowania rynkowe	65
3.2.1. Aktualny stan przygotowania projektów MFW	65
3.2.2. Koszty inwestycyjne	66
3.2.3. Warunki odbioru i przesyłu energii z MFW	71
3.2.4. Rynek dostaw	72
3.2.5. Zaplecze portowe	77
3.2.6. Zaplecze usługowe	82
3.2.7. Zaplecze naukowo-badawcze	83
3.2.8. Zaplecze kadrowe	83
4. Zgodność Programu z politykami i strategiami krajowymi	85
4.1. Polityka Energetyczna Polski do roku 2030	85
4.2. Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych	87
4.3. Polityka morska Rzeczypospolitej Polskiej do roku 2020	88
4.4. Strategia rozwoju portów morskich 2015	89
4.5. Polska 2020	89
4.6. Program rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025	91
4.7. Dokumenty strategiczne sektora energetycznego na poziomie Unii Europejskiej	91
5. Analiza barier	92
5.1. Bariery ogólne	92
5.1.1. I Etap rozwoju rynku	92
5.1.2. II Etap rozwoju rynku	93
5.1.3. III Etap rozwoju rynku	93
5.2. Bariery szczegółowe	94
5.2.1. Polityka	94
5.2.2. Uwarunkowania prawne	95
5.2.3. Uwarunkowania przestrzenne i środowiskowe	95
5.2.4. Uwarunkowania społeczne	95
5.2.5. Uwarunkowania infrastrukturalne	95

5.2.6.	Uwarunkowania ekonomiczne i finansowe	96
5.2.7.	Uwarunkowania rynkowe	96
5.2.8.	Uwarunkowania technologiczne	96
5.2.9.	Uwarunkowania organizacyjne	96
6.	Program działań wykonawczych	97
6.1.	Program wykonawczy „zaplecze inwestycyjne”	97
6.2.	Program wykonawczy „zaplecze realizacyjne”	97
6.3.	Program wykonawczy „zaplecze organizacyjne”	98
7.	Zarządzanie wdrażaniem Programu	99
7.1.	Zarządzanie na szczeblu krajowym	99
7.2.	Zarządzanie na szczeblach regionalnych	100
7.3.	Monitoring i sprawozdawczość	100
	Spis map	102
	Spis rysunków	102
	Spis tabel	102
	Spis wykresów	102

Skróty i definicje

B+R – badania i rozwój

BIZ – bezpośrednie inwestycje zagraniczne

CAGR – średnioroczna stopa wzrostu

CAPEX – koszt inwestycyjny

Decyzja ULICP – decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego

DSU – decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach

Dyrektywa OOS – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 r. w sprawie oceny skutków wywieranych przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko

EBI – Europejski Bank Inwestycyjny

EEZ – wyłączna strefa ekonomiczna (*ang. Exclusive Economic Zone*)

ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity (*pol. Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych Elektroenergetycznych*)

EW – elektrownia wiatrowa/elektrownie wiatrowe

EWEA – Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (*ang. European Wind Energy Association*)

FNEZ – Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej

GDOŚ – Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska

GPZ – główny punkt zasilania (stacja elektroenergetyczna, stacja transformatorowa)

GW – gigawat

HVAC – prąd zmienny wysokiego napięcia (*ang. High Voltage Alternating Current*)

HVDC – prąd stały wysokiego napięcia (*ang. High Voltage Direct Current*)

IEC – Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (*ang. International Electrotechnical Commission*)

IPW – infrastruktura przyłączeniowa wewnętrzna

IPZ – infrastruktura przyłączeniowa zewnętrzna

IRR – wewnętrzna stopa zwrotu (*ang. Internal Rate of Return*)

JKWE – jednostkowy koszt wytwarzania energii

KfW – Niemiecki Państwowy Bank Rozwoju (*niem. Kreditanstalt für Wiederaufbau*)

KIP – karta informacyjna przedsięwzięcia

KPA – Kodeks Postępowania Administracyjnego

KPD – Krajowy Plan Działań w zakresie odnawialnych źródeł energii

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny

kV – kilowolt

kWh/m²a – jednostka średniego rocznego potencjału wiatru na powierzchni/obszar

MEW – morska energetyka wiatrowa

MFW – morska farma wiatrowa/morskie farmy wiatrowe

MPZP – miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego

MoU – porozumienie (*ang. Memorandum of Understanding*)

MT – morze terytorialne

MTBiGM – Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej

MW – megawat

MWh – megawatogodzina

NSCOGI – North Seas Countries Offshore Grid Initiative

OOS – ocena oddziaływania na środowisko

OPEX – koszt operacyjny

OPEXs – koszt operacyjny stały

OPEXz – koszt operacyjny zmienny

OZE – odnawialne źródła energii

PB – prawo budowlane

PSEW – Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej

PSZW – pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich

raport OOS – raport o oddziaływaniu na środowisko

RDOŚ – regionalna dyrekcja ochrony środowiska

Rozporządzenie OOS – rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie rodzajów przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. Nr 257, poz. 2573, ze zm.)

ŚP – świadectwo pochodzenia

TWh – terawatogodzina

TWh/a – terawatogodzina na rok

Uoos – ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. Nr 199, poz. 1227, ze zm.)

Upizp – Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym

URE – Urząd Regulacji Energetyki

WN – wysokie napięcie

ZNK – zwrot z zaangażowanego kapitału

ZSM – zapotrzebowanie szczytowe na moc

Wstęp

Dyskusja nad zasadnością rozwoju morskiej energetyki wiatrowej („MEW”) w Polsce trwa od kilku lat. Decyzje o rozwoju rynku MEW nie są łatwe ze względu na innowacyjność tej technologii, wysokie koszty inwestycyjne oraz bardzo długi czas i duże ryzyko przygotowania inwestycji. Z drugiej strony, bardzo duża wydajność i stabilność wytwarzania nieemisyjnej energii odnawialnej, a także stosunkowo niskie koszty operacyjne i mała konfliktowość społeczno-środowiskowa sprawiają, że branża ta jest jedną z najszybciej rozwijających się w europejskiej energetyce. **Najważniejszym jednak argumentem, przemawiającym za rozwojem rynku morskich farm wiatrowych jest jego bezpośrednie powiązanie z przemysłem morskim. Produkcja komponentów morskich elektrowni wiatrowych, a także statków do ich budowy i obsługi w stoczniach oraz obsługa farm przez porty morskie to dziś największy impuls napędzający proces modernizacji i rozwoju europejskiego, w tym polskiego przemysłu morskiego.**

Rozwój polskich regionów nadmorskich w ogromnym stopniu zależy od kondycji krajowego przemysłu morskiego. Zaniechanie rozwoju energetyki wiatrowej na polskich obszarach morskich byłoby więc działaniem na szkodę gospodarki i społeczeństwa tych regionów. Tym bardziej, że już dziś polskie stocznie podjęły ogromny wysiłek inwestycyjny w celu przygotowania mocy produkcyjnych fundamentów, wież i platform transportowo-budowlanych morskich elektrowni wiatrowych.

Uznając zasadność rozwoju w Polsce morskiej energetyki wiatrowej i przemysłu morskiego, Rząd i Parlament RP w latach 2009-2011 z sukcesem wdrożył nowy system wydawania pozwoleń lokalizacyjnych dla morskich farm wiatrowych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej. Dzięki temu dziś przygotowywanych jest kilka projektów, o wartości przekraczającej 30 mld PLN, które do roku 2025 mogą zasilić polski system energetyczny w 2,2 GW zainstalowanej mocy w nieemisyjnych, odnawialnych źródłach energii.

Dziś, w kontekście kryzysu gospodarczego, powstaje jednak najważniejsze pytanie: jak rozwijać krajową morską energetykę wiatrową, aby osiągnąć maksymalne korzyści gospodarcze, przy utrzymaniu minimalnych kosztów społecznych, zwłaszcza z tytułu wzrostu cen energii elektrycznej.

Na to pytanie stara się odpowiedzieć „**Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego w Polsce**”, którego propozycję opracowali eksperci z Fundacji na rzecz Energetyki Zrównoważonej, we współpracy z Ernst & Young.

Program przedstawia, optymalny z punktu widzenia uwarunkowań gospodarczych, społecznych i środowiskowych **scenariusz rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego, zakładający zainstalowanie 6 GW mocy w morskich farmach wiatrowych do roku 2030, z czego 1 GW w roku 2020, a kolejne 2 GW do roku 2025.**

Taki udział MEW w krajowym systemie elektroenergetycznym będzie nie tylko zwiększać w sposób zrównoważony dywersyfikację źródeł energii i obniżać emisyjność krajowej gospodarki, ale przede wszystkim stanie się kołem zamachowym rozwoju regionów nadmorskich.

Realizacja inwestycji w MFW na polskich obszarach morskich może wnieść wartość dodaną do polskiej gospodarki w wysokości ponad 81 mld PLN do roku 2030 i stworzyć łącznie blisko 25 tys. nowych miejsc pracy. Przeważająca większość z wykreowanych miejsc pracy (ok. 85%) będzie związana z przemysłem morskim.

Program zakłada jednak nie tylko bardzo ambitne plany inwestycyjne, ale także bardzo silny reżim redukcji kosztów inwestycyjnych i operacyjnych morskich farm wiatrowych, co jest zgodne z ogólnoeuropejskim trendem w kreowaniu polityki wobec tego sektora.

- **Koszty inwestycyjne powinny zostać zredukowane o ok. 25%** w odniesieniu do danych szacunkowych na rok 2012.
- **Koszty operacyjne powinny zostać zmniejszone o ok. 24%** względem szacunków w cenach z roku 2013.

Pozwoli to na zmniejszenie jednostkowego kosztu wytworzenia energii o ok 23%.

W konsekwencji, wysokość wsparcia dla morskich farm wiatrowych mogłaby ulec redukcji o 50% w latach 2014-2025, przy czym koszty systemowe z tytułu wsparcia wystąpią dopiero po roku 2020, kiedy oddane zostaną do użytku pierwsze MFW.

Podstawowym narzędziem optymalizacji kosztów ma być **rozwój krajowego zaplecza produkcyjnego, logistycznego i obsługowego, opartego na potencjale krajowego przemysłu stocznioowo-portowego**. Główne ośrodki produkcyjno-logistyczne powinny powstać w Szczecinie i Świnoujściu, a obsługowo-serwisowe w Darłowie i Ustce. Dużą rolę odegrają także ośrodki w Gdyni i Gdańsku w zakresie produkcji komponentów i statków do budowy farm oraz porty w Wejherowie i na Helu w obsłudze i serwisie.

Bardzo istotnym czynnikiem optymalizacji kosztów będzie także **budowa morskiej sieci przesyłowej**, łączącej Główny Punkt Zasilania („GPZ”) Słupsk-Wierzbicino z GPZ Żarnowiec, która pozwoli na stworzenie punktu przyłączeniowego MFW na obszarach morskich.

Podsumowując można stwierdzić, iż korzyści związane z rozwojem morskich farm wiatrowych w Polsce wielokrotnie przekraczają koszty związane ze stworzeniem odpowiednich warunków dla ich rozwoju. Skala korzyści (i nadwyżki nad kosztami) jest ściśle uzależniona od skali rozwoju sektora morskich farm wiatrowych w Polsce. W szczególności wynika to z faktu, iż w przypadku rozwoju sektora do poziomu ok. 6 GW mocy zainstalowanej, odsetek nakładów kapitałowych związanych z budową MFW, który będzie stanowił przychód polskich przedsiębiorstw i przyczyniał się do rozwoju gospodarczego Polski, będzie zdecydowanie najwyższy. Mniejszy cel ilościowy spowoduje nieopłacalność inwestycji w moce produkcyjne polskiego przemysłu morskiego, a dostawy komponentów MFW i obsługa ich budowy będzie, zamiast przez polskie stocznie i porty, realizowana na rynkach zagranicznych, głównie niemieckim, szwedzkim i duńskim.

Zatem z ekonomicznego punktu widzenia należy uznać, iż system wsparcia dla morskich farm wiatrowych jest inwestycją, która w perspektywie do roku 2030 jest korzystna dla polskiej gospodarki i może przyczynić się do stworzenia kolejnego sektora gospodarczego, który zapewni wzrost PKB i zatrudnienia, w szczególności w regionach nadmorskich.

Program powstał w związku z oczekiwaniem wielu środowisk politycznych, branżowych, naukowych i pozarządowych, które wyrażone zostało podczas konferencji „Morska Energetyka Kołem Zamachowym Rozwoju Przemysłu i Regionów Nadmorskich”, która odbyła się w Słupsku w styczniu 2013 roku. W najbliższych miesiącach będzie poddany szerokim konsultacjom politycznym, branżowym i społecznym. Jego realizacja będzie jednak uzależniona od odpowiednich decyzji politycznych.

Streszczenie niespecjalistyczne

Rozdział I

Potencjał rozwoju MEW na polskich obszarach morskich

W rozdziale dokonana została szeroka analiza potencjału morskiej energetyki wiatrowej na polskich obszarach morskich oraz krajowego przemysłu morskiego, jako zaplecza dostawczego, logistycznego, obsługowego i serwisowego morskiej energetyki.

Określony został **potencjał teoretyczny** wynikający z dostępności lokalizacji pod projekty morskich farm wiatrowych, warunków wietrznych i maksymalnej produktywności MFW. Został on oszacowany na **12 GW zainstalowanej mocy i 48-56 TWh energii rocznie**.

Na potencjał teoretyczny zostały nałożone kolejne uwarunkowania, takie jak: możliwości przyłączenia do sieci, uwarunkowania krajowego systemu energetycznego, możliwości zaplecza dostawczo-logistycznego i kadrowego. Na tej podstawie określono **potencjał techniczny**, wskazujący, że istnieje możliwość budowy maksymalnie **7,4 GW do roku 2030**.

Potencjał techniczny został następnie poddany weryfikacji pod względem najważniejszych uwarunkowań rynkowych, w ramach której zbadano ograniczenia wynikające z optymalizacji, m.in. kosztowej i organizacyjnej, zarówno z punktu widzenia potencjalnych inwestorów, jak i państwa. W wyniku tej analizy określono **potencjał rynkowy na poziomie 6 GW w roku 2030**.

Rozdział II

Cele Programu

W drugim rozdziale zostały określone cele ilościowe i jakościowe w odniesieniu zarówno do docelowej mocy morskich farm wiatrowych wybudowanych na polskich obszarach morskich, jak i produkcji ich elementów konstrukcyjnych przez polski przemysł morski.

Cele ilościowe:

I faza rozwoju rynku - do roku 2020: 1 GW zainstalowanej mocy oraz zaplecze zapewniające:

- dostawy konstrukcji wsporczych na rynek europejski w skali 500-600 sztuk i rynek krajowy w skali 150-200 sztuk,
- stałą przestrzeń montażowo-magazynową w portach dla komponentów MFW na poziomie 30 ha.

II faza - do roku 2025: 3 GW zainstalowanej mocy oraz zaplecze zapewniające:

- dostawy konstrukcji wsporczych na rynek europejski w skali 1000 sztuk i rynek krajowy w skali 300-400 sztuk,
- dostawę 200 km kabli podmorskich,
- stałą przestrzeń montażowo-magazynową w portach dla komponentów MFW na poziomie 50 ha.

III faza - do roku 2030: 6 GW zainstalowanej mocy oraz zaplecze zapewniające:

- dostawy konstrukcji wsporczych na rynek europejski w skali 1500 sztuk i rynek krajowy w skali 500-600 sztuk,
- dostawy turbin wiatrowych na rynek krajowy w skali 500 sztuk i rynek europejski w skali 500 sztuk,
- dostawę 400 km kabli podmorskich,
- stałą przestrzeń montażowo-magazynową w portach dla komponentów MFW na poziomie 80 ha.

Cele w zakresie optymalizacji kosztów:

Określono także warunki ekonomiczne, jakie mają zostać spełnione, aby osiągnięcie celów ilościowych było możliwe.

Jako cel w zakresie **redukcji kosztów inwestycyjnych („CAPEX”)** w perspektywie **do roku 2025 przyjęto ok. 25%** obniżenie kosztów jednostkowych w odniesieniu do szacunkowych kosztów na rok 2012 – **z 14,7 mln PLN za MW do 10,9 mln PLN za MW.**

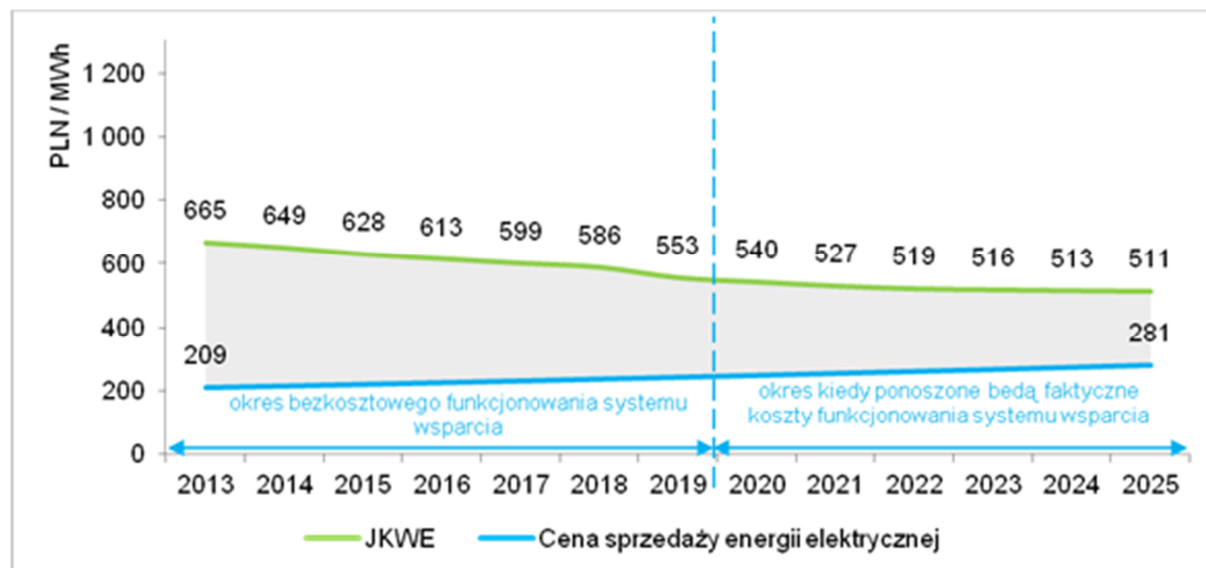
Celem redukcyjnym w zakresie kosztów operacyjnych powinno być osiągnięcie **redukcji kosztów operacyjnych („OPEX”) o ok. 24%** względem szacunków na rok 2013 w perspektywie do roku 2025, czyli z ok. **250 000 PLN/MW do 190 000 PLN/MW.**

Celem redukcyjnym w zakresie **zmniejszenia jednostkowego kosztu wytworzenia energii** przez MFW w roku 2025, w odniesieniu do szacunków na rok 2013, powinna być **redukcja na poziomie ok. 23%** kosztów, czyli z **665 PLN/MWh do 511 PLN/MWh.**

W oparciu o szacunki dzisiejszych kosztów inwestycyjnych i operacyjnych morskich farm wiatrowych budowanych i eksploatowanych na rynkach zagranicznych, w zestawieniu z polskimi uwarunkowaniami lokalizacyjnymi i wietrznymi oraz przy założeniu spadku kosztów CAPEX i OPEX założonych w Programie, wynikających z przyjętej prognozy rozwoju krajowego rynku MFW i wynikającej z tych założeń „krzywej uczenia”, szacuje się że w celu zapewnienia opłacalności MFW na polskich obszarach morskich **wysokość wsparcia dla morskich farm wiatrowych mogłaby ulec redukcji o 50% w latach 2014-2025** i powinna zostać określona w nowym systemie na następujących poziomach:

1. od **456 PLN/MWh** (przy produktywności 45%¹) do 600 PLN/MWh (przy produktywności 35%) **w roku 2013,**
2. od **292 PLN/MWh** (przy produktywności 45%) do 351 PLN/MWh (przy produktywności 35%) **w roku 2020,**
3. od **230 PLN/MWh** (przy produktywności 45%) do 253 PLN/MWh (przy produktywności 35%) **w roku 2025.**

Wykres 1. Zakładana luka przychodowa pomiędzy jednostkowym kosztem wytworzenia energii elektrycznej (JKWE) w MFW a prognozowaną ceną energii elektrycznej w Polsce w latach 2013-2025 – wariant optymistyczny



Źródło: opracowanie własne

Koszty systemu wsparcia z tytułu dopłat do sprzedawanej energii, przy założeniu utrzymania parametrów określonych w projekcie ustawy o odnawialnych źródłach z października 2012 roku (określona gwarantowana

¹ Produktywność - wartość określana jako stosunek liczby godzin pracy z pełną mocą do liczby godzin w roku ogółem (wskaźnik ten wyrażany jest w procentach).

cena energii indeksowana o wartość inflacji, świadectwo pochodzenia ze współczynnikiem gwarantującym pokrycie luki przychodowej tak, aby projekt osiągał $IRR^2=12\%$) **w ujęciu średniorocznym nie powinny przekraczać 1,1 mld PLN dla farm oddanych do użytku do roku 2020 (1 GW) i dodatkowo 1,8 mld PLN dla farm oddanych do użytku do roku 2025 (2 GW).**

Do roku 2020 system wsparcia dla MFW nie będzie generował żadnych kosztów.

Korzyści gospodarcze

Oszacowano także skalę korzyści gospodarczych, jaką powinno spowodować osiągnięcie założonych w Programie celów³:

- całkowita **wartość dodana polskiej gospodarki** do roku 2030 powinna wynieść ok. **81,8 mld PLN** (wartość skumulowana dla fazy inwestycyjnej i operacyjnej),
- **średnioroczna wartość dodana** w fazie operacyjnej MFW powinna wynieść **13,7 mld PLN**, z czego 12,7 mld PLN to efekty bezpośrednie,
- **poziom przychodów budżetowych do 2030 roku powinien osiągnąć ok. 16,4 mld PLN**, z czego ok. 80% tej kwoty to przychody z tytułu podatków pośrednich oraz podatek CIT płacony przez przedsiębiorstwa bezpośrednio i pośrednio związane z sektorem morskich farm wiatrowych:
 - ok. 82% wpływów (tj. ok. 13,5 mld PLN) trafi do budżetu centralnego (Skarbu Państwa),
 - ok. 18% wpływów będzie stanowiło przychód budżetów wojewódzkich, gminnych i powiatowych,
- od roku 2030, przez ok. 20-25 lat działania, funkcjonujące MFW będą zapewniać średnioroczne wpływy do sektora finansów publicznych w wysokości ok. 3,1 mld PLN,
- z tytułu uiszczania opłaty lokalizacyjnej przychody do budżetu wyniosą około 0,9 mld PLN do 2030,
- łączne wpływy do Funduszu Ubezpieczeń Społecznych w latach 2012-2030, które wynikają z rozwoju MFW, osiągną prawie 5,1 mld PLN,
- średniorocznie składki socjalne związane z rozwojem MFW po roku 2030 będą generować wpływy w wysokości ok. 0,13 mld PLN rocznie.

Wpływ na rynek pracy

W oparciu o wyniki analiz porównujących wpływ rozwoju MFW na rynek pracy w Wielkiej Brytanii i Niemczech oszacowano, iż **w przypadku realizacji projektów o mocy 6 GW w fazie inwestycyjnej i operacyjnej łącznie w latach 2012-2030 w sektorze morskiej energetyki wiatrowej może zostać stworzonych ok. 24,8 tys. dodatkowych, stałych miejsc pracy**, w przypadku 3 GW zainstalowanej mocy - ok. 12,4 tys., w przypadku 1 GW - ok. 4,1 tys.

Aby szczegółowo ocenić skalę wpływu morskiej energetyki wiatrowej na rozwój rynku pracy w Polsce, konieczne jest uwzględnienie również fazy operacyjnej instalacji (perspektywa do roku 2040-2045). W oparciu o dane szacunkowe średnioroczny poziom zatrudnienia wynikający z rozwoju MFW może osiągnąć nawet ok. 5,1 tys. miejsc pracy, przy założeniu realizacji projektów o mocy 6 GW (na podstawie danych z 2013 r.)⁴.

Podsumowując, można stwierdzić, iż korzyści związane z rozwojem morskich farm wiatrowych w Polsce wielokrotnie przekraczają koszty związane ze stworzeniem odpowiednich warunków dla ich rozwoju. Skala korzyści (i nadwyżki nad kosztami) jest ściśle uzależniona od skali rozwoju sektora morskich farm wiatrowych w Polsce. W szczególności wynika to z faktu, iż w przypadku rozwoju sektora do poziomu ok. 6 GW mocy zainstalowanej odsetek nakładów kapitałowych związanych z budową MFW, który będzie stanowił przychód polskich przedsiębiorstw i przyczyniał się do rozwoju gospodarczego Polski, będzie zdecydowanie najwyższy. Rozwój MEW na poziomie niższym niż 6 GW nie pozwoli na przekroczenie masy krytycznej, która będzie decydować o podejmowaniu decyzji inwestycyjnych w zakresie rozwoju krajowego zaplecza produkcyjnego

² Wewnętrzna stopa zwrotu (Internal Rate of Return).

³ Na podstawie Raportu: Morska energetyka wiatrowa – analiza korzyści dla polskiej gospodarki oraz uwarunkowań rozwoju, przygotowanego przez Ernst & Young we współpracy z Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej (PSEW) oraz analiz własnych FNEZ.

⁴ Tamże.

i dostawczo-logistycznego, obsługującego budowę polskich farm wiatrowych. Budowa MFW w mniejszej skali może bowiem z powodzeniem być obsługiwana przez rynki zagraniczne, w tym zwłaszcza niemiecki, duński i szwedzki.

Zatem z ekonomicznego punktu widzenia należy uznać, iż system wsparcia dla morskich farm wiatrowych, który powinien powstać w ramach prac nad nową ustawą o odnawialnych źródłach energii jest inwestycją, której celem jest zapewnienie maksymalnych korzyści gospodarczych w perspektywie do roku 2030, poprzez stworzenie kolejnego sektora gospodarczego, który zapewni wzrost PKB i zatrudnienia, w szczególności w regionach nadmorskich. Co bardzo istotne, inwestycja ta nie będzie rodzić kosztów z tytułu wsparcia MFW przed rokiem 2020, gdyż pierwszy prąd z morskiej farmy wiatrowej na polskich obszarach morskich może popłynąć właśnie w tym roku.

Rozdział III

Analiza sytuacji bieżącej

W trzecim rozdziale dokonano analizy otoczenia prawnego jak i rynkowego, które wpływają na możliwość osiągnięcia założonych celów. Przedstawiono uwarunkowania proceduralne przygotowania, realizacji i eksploatacji morskich farm wiatrowych, a także:

1. aktualny stan przygotowania projektów,
2. koszty inwestycyjne,
3. warunki odbioru i przesyłu energii,
4. stan rynku dostaw, usług i zaplecza kadrowego.

Biorąc pod uwagę uwarunkowania organizacyjne i proceduralne, przygotowanie projektu MFW trwać będzie ok. 7 lat, organizacja budowy i budowa 3-4 lata, eksploatacja do 25 lat.

Tabela 1. Prognozowany harmonogram realizacji morskiej farmy wiatrowej

Etap przygotowania	Czas [Q ⁵]	I rok	II rok	III rok	IV rok	V rok	VI rok	VII rok
Procedura uzyskania pozwoleń na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla farmy wiatrowej i stacji badawczo-pomiarowej (PSZW)	3							
Procedura uzyskania warunków przyłączenia i umowy przyłączeniowej	5							
Procedura oceny oddziaływania na środowisko i uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (w tym badania środowiskowe)	12							
Uzyskanie pozwolenia na budowę dla stacji badawczo-pomiarowej i pomiary wietrzności	10							
Procedura uzyskania pozwolenia na układanie i utrzymywanie podmorskich kabli i rurociągów na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym (w tym uzgodnienia przebiegu)	4							
Procedura uzyskania pozwolenia na układanie	4							

⁵ Q - kwartał

w latach 2013-2014, dającego stabilne podstawy do przygotowania, realizacji i eksploatacji projektów pilotażowych, czyli tych, które mają szansę na realizację przed końcem roku 2020, zablokuje rozwój rynku MEW i uniemożliwi osiągnięcie założonych celów.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że krajowy sektor przemysłu morskiego wykazał duże zainteresowanie i zdolności do uruchomienia produkcji na rzecz morskich farm wiatrowych, co przełożyło się na uruchomienie produkcji specjalistycznych statków, a także wież i fundamentów na zagraniczne rynki MFW. Istniejące zaplecze portowe pozwoli na obsługę tej wielkości farm wiatrowych, z zastrzeżeniem, że część komponentów będzie dostarczana z portów zagranicznych (np. turbiny, kable podmorskie).

II Etap rozwoju rynku – lata 2020-2025

Większe problemy, mogą wystąpić z osiągnięciem celu II etapu rozwoju branży - 3 GW w roku 2025. Tutaj **główną barierą mogą być trudności z uzyskaniem niezbędnych mocy przyłączeniowych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego („KSE”)**. W opinii operatora systemu do roku 2025 możliwe jest przyłączenie ok. 2,2 GW mocy w morskiej energetyce, a więc o ok. 800 MW mniej niż założono w Programie. Wydaje się jednak, że weryfikacja wydanych dotychczas warunków przyłączenia dla lądowej energetyki wiatrowej, a także weryfikacja realności planów inwestycyjnych w energetyce konwencjonalnej i jądrowej w perspektywie roku 2025, może pozwolić na wygospodarowanie oczekiwanego potencjału przyłączeniowego dla dodatkowych projektów MFW. Zwiększenie mocy przyłączeniowych może nastąpić także na skutek rozwoju morskich systemów przesyłowych, powstania połączeń transgranicznych czy rozwoju systemów magazynowania energii.

Kolejnym problemem dla drugiej grupy projektów mogą być kwestie uzyskania finansowania. Lata 2020-2025 będą prawdopodobnie okresem bardzo intensywnego rozwoju MFW na rynkach europejskich. Będzie to w naturalny sposób stwarzać bardzo silną konkurencję o źródła finansowania, zwłaszcza w kontekście utrzymujących się w tej perspektywie dość wysokich kosztów inwestycyjnych. **Oznacza to, że polski system wsparcia musi być konkurencyjny względem systemów zagranicznych, tak aby kapitał inwestycyjny był nim zainteresowany. Stworzenie takiego systemu wymaga podejścia strategicznego i działań wyprzedzających, dających stabilne i długotrwałe podstawy do planowania inwestycji i budowania portfeli finansowych.**

Kolejnym problemem dla projektów w II fazie rozwoju rynku może być dostępność zaplecza dostawczego i logistycznego. W sytuacji dużego zapotrzebowania na urządzenia i usługi na rynkach zagranicznych, niezbędne wydaje się stworzenie znaczącego potencjału krajowego, który z jednej strony będzie mógł konkurować na rynkach europejskich, a z drugiej zapewniać maksymalną obsługę inwestycji krajowych.

III Etap rozwoju rynku – lata 2025-2030

Zainstalowanie do roku 2030 6 GW w morskiej energetyce wiatrowej na polskich obszarach morskich wymagać będzie strategicznego podejścia do rozwoju tego sektora, jako ważnego elementu polityki energetycznej i gospodarczej kraju na lata 2020-2050. Brak strategicznego planowania i kształtowanie systemu prawnego z perspektywy doraźnych interesów i problemów może być podstawową barierą w realizacji tego ambitnego celu. Szerszy rozwój morskiej energetyki w przyszłym dziesięcioleciu wymaga podjęcia już teraz ważnych decyzji politycznych na szczeblu krajowym i regionalnym i utrzymania ich w najbliższych kilkunastu latach. **Takie odpowiedzialne i strategiczne podejście do rozwoju nowego sektora jest jednocześnie niezbędne, aby powiązać go z rozwojem przemysłu morskiego tak, by w konsekwencji stał się kołem zamachowym rozwoju regionalnego.**

Dla wyłonienia projektów, które byłyby realizowane po roku 2025 niezbędne wydają się zmiany prawne, które będą gwarantowały dostępność lokalizacji, w połączeniu z możliwościami przyłączeniowymi dla inwestorów gwarantujących największą efektywność ekonomiczną projektu.

Podstawową barierą wykonawczą w realizacji celu na rok 2030 będzie możliwość przyłączenia dodatkowych 3 GW mocy do sieci i zapewnienie bilansowania wprowadzanej energii. Problem ten mogą rozwiązać inwestycje w morskie systemy przesyłowe, w tym sieci transgraniczne oraz rozwój technologii magazynowania energii. Bardzo duży wpływ na faktyczne możliwości przyłączeniowe dla MFW będzie miał także aktualny krajowy energy mix, który dziś ze względu na brak stabilnej wizji inwestycyjnej w energetyce, jest trudny do przewidzenia.

Ważnym warunkiem rozwoju morskiej energetyki po roku 2020 będzie rozwój technologii, a także jej upowszechnienie prowadzące do obniżenia kosztów inwestycyjnych oraz rozwój krajowego zaplecza produkcyjnego, logistycznego i usługowego, którego rosnące doświadczenie powinno zapewniać optymalizację kosztów i harmonogramów inwestycyjnych.

Rozdział VI

Program działań wykonawczych

Osiągnięcie celów określonych w Programie wymaga przygotowania i wdrożenia wielu działań w różnych obszarach, na różnych szczeblach organizacyjnych, tak państwowych, jak i samorządowych i prywatnych.

W szóstym rozdziale zaproponowano szereg działań wykonawczych, które uporządkowano w trzy komplementarne programy wykonawcze. Celem każdego z nich będzie stworzenie stabilnych fundamentów dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i przemysłu morskiego w Polsce.

I. Program wykonawczy „zaplecze inwestycyjne”

Cel Programu:

Stworzenie ram politycznych, systemowych i prawnych, zapewniających atrakcyjność inwestycyjną polskiego rynku morskiej energetyki wiatrowej.

Najważniejsze działania Programu:

1. Umocowanie strategiczne i polityczne celów w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i przemysłu morskiego, poprzez przyjęcie przez właściwe władze państwowe i samorządowe Programu Rozwoju Morskiej Energetyki i Przemysłu Morskiego lub wpisanie do właściwych strategii i programów celów i zadań określonych w Programie:
 - a. Polityka energetyczna państwa
 - b. Strategia rozwoju portów morskich
 - c. Strategie rozwoju regionalnego
 - d. Strategia rozwoju sieci
2. Opracowanie i uchwalenie pakietu zmian legislacyjnych, zapewniających stabilne i konkurencyjne względem rynków zagranicznych podstawy dla przygotowania, realizacji i eksploatacji morskich farm wiatrowych:
 - a. Ustawa o odnawialnych źródłach energii
 - b. Ustawa prawo energetyczne
 - c. Ustawa o korytarzach przesyłowych
 - d. Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej
3. Opracowanie i wdrożenie programów operacyjnych dających możliwość wsparcia inwestycji związanych z realizacją morskich farm wiatrowych, sieci morskich i zaplecza produkcyjnego i logistycznego z funduszy UE w perspektywie budżetowej 2014-2020 oraz z krajowych i regionalnych funduszy celowych.

Harmonogram wykonawczy:

Działania powinny zostać wykonane w latach 2013-2014.

Odpowiedzialni za realizację zadań powinni być: Minister Gospodarki, Minister Rozwoju Regionalnego, Minister Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej, Marszałkowie Województw Pomorskiego i Zachodniopomorskiego.

II. Program wykonawczy „zaplecze realizacyjne”

Cel Programu:

Stworzenie warunków dla rozwoju przemysłu morskiego i zaplecza infrastrukturalnego w skali i zakresie gwarantującej pełną obsługę krajowego rynku morskiej energetyki wiatrowej.

Najważniejsze działania Programu:

1. Opracowanie i wdrożenie strategii rozwoju centrów produkcyjno-logistycznych i obsługowo-serwisowych, obejmujących:
 - a. tworzenie lub rozwój specjalnych stref ekonomicznych wokół krajowych ośrodków portowych,
 - b. inwestycje modernizacyjne portów i towarzyszącej im infrastruktury komunikacyjnej i magazynowej,
 - c. rozbudowa istniejących i budowa nowych zakładów produkujących elementy konstrukcyjne morskich farm wiatrowych,
 - d. tworzenie ośrodków naukowo-badawczo-wdrożeniowych łączących krajowy i międzynarodowy potencjał naukowy i przemysłowy.
2. Opracowanie i realizacja projektu „morskiej sieci przesyłowej” łączącej GPZ Słupsk-Wierzbicino z GPZ Żarnowiec lądowo-morskim kablem stałoprądowym, z morską stacją transformatorową, stanowiącą punkt przyłączenia dla MFW realizowanych w rejonie Ławicy Słupskiej i Ławicy Środkowej. Docelowo sieć powinna zostać połączona kablem morskim z liniami transgranicznymi łączącymi kraje basenu Morza Bałtyckiego, jako element tzw. Baltic Supergrid. Przedsięwzięcie mogłoby być realizowane na zasadach partnerstwa publiczno-prywatnego we współpracy inwestorów i operatora sieci przesyłowej.
3. Opracowanie i wdrożenie programu monitoringu środowiska morskiego, opartego na budowie i eksploatacji 2 lub 3 stałych morskich stacji pomiarowo-badawczych. Program pozwoliłby na stworzenie niezależnego, obiektywnego źródła wiedzy o stanie środowiska morskiego oraz wpływie MFW na to środowisko.

Harmonogram wykonawczy:

Opracowania poszczególnych projektów powinny zostać wykonane w latach 2013-2014.

Działania realizacyjne powinny być wykonane w latach 2015-2019.

Odpowiedzialni za realizację zadań powinni być:

- Zadanie 1: Minister Gospodarki, Minister Skarbu Państwa, Minister Nauki i Szkolnictwa Wyższego, właściwe władze samorządowe,
- Zadanie 2: Minister Gospodarki, operator systemu przesyłowego,
- Zadanie 3: Minister Środowiska, Minister do spraw gospodarki morskiej, Główny Inspektor Ochrony Środowiska.

III. Program wykonawczy „zaplecze organizacyjne”

Cel Programu:

Stworzenie warunków systemowych dla racjonalnego i efektywnego przeprowadzenia działań przygotowawczych, realizacyjnych i eksploatacyjnych projektów inwestycyjnych morskich farm wiatrowych.

Najważniejsze działania Programu:

1. Wyznaczenie lokalizacji dla projektów MFW w II rundzie – 3 GW do realizacji w latach 2025-2030, poprzez:
 - a. wykonanie i przyjęcie planu zagospodarowania obszarów morskich, w tym wyłącznej strefy ekonomicznej, w celu wskazania obszarów wyznaczonych do drugiej rundy wyboru lokalizacji dla MFW oraz korytarzy infrastrukturalnych dla sieci morskich,

- b. wykonanie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko planu zagospodarowania obszarów morskich.
2. Powiązanie lokalizacji dostępnych dla MFW w II rundzie z warunkami przyłączenia do sieci, poprzez:
 - a. dokonanie, na podstawie wcześniej uchwalonych zmian w prawie energetycznym, weryfikacji wydanych warunków przyłączenia, unieważnienie warunków wydanych dla projektów nie mających realnych szans na realizację,
 - b. określenie na mocy krajowego planu działań na rzecz odnawialnych źródeł energii lub polityki energetycznej puli mocy przyłączeniowych dostępnych dla MFW,
 - c. określenie warunków przyłączenia dla farm, które mogą być zrealizowane na wskazanych do II rundy lokalizacjach.
3. Przeprowadzenie przetargów na decyzje lokalizacyjne i warunki przyłączenia do sieci dla MFW II rundy, mających na celu wybór inwestorów gwarantujących optymalne warunki ekonomiczne realizacji inwestycji na wskazanych lokalizacjach.

Harmonogram wykonawczy:

- Działanie 1 powinno zostać wykonane w latach 2013-2014. Odpowiedzialny za realizację powinien być Minister do spraw gospodarki morskiej.
- Działanie 2 powinno zostać wykonane w latach 2014-2015. Odpowiedzialnym za realizację powinien być Minister Gospodarki i operator systemu przesyłowego.
- Działanie 3 powinno zostać wykonane w latach 2016-2017. Odpowiedzialnym za realizację powinien być Minister do spraw gospodarki morskiej.

Rozdział VII

Zarządzanie wdrażaniem Programu

W siódmym rozdziale zaproponowano zasady zarządzania Programem.

Programowanie i wdrażanie rozwoju nowej branży, jaką jest morska energetyka wiatrowa i powiązany z nią przemysł morski, wymaga spójnego systemu zarządzania. Niestety, zakres działań niezbędnych do wykonania jest bardzo szeroki i obejmuje kompetencje wielu organów administracji państwowej i samorządowej, a także instytucji im podległych. Dlatego też, zarządzanie wdrażaniem Programu powinno odbywać się na różnych szczeblach administracji.

Zarządzanie na szczeblu krajowym

Proponuje się powołanie międzyresortowego zespołu do spraw wdrażania Programu Rozwoju Energetyki i Przemysłu Morskiego, w którego skład powinni wejść przedstawiciele następujących resortów i instytucji:

1. Ministerstwa Gospodarki – przewodniczący zespołu, pełnomocnik rządu do spraw wdrażania programu,
2. Ministerstwa Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej – wiceprzewodniczący zespołu,
3. Ministerstwa Skarbu Państwa,
4. Ministerstwa Rozwoju Regionalnego,
5. Ministerstwa Środowiska,
6. Pomorskiego Urzędu Wojewódzkiego w Gdańsku,
7. Zachodniopomorskiego Urzędu Wojewódzkiego w Szczecinie,
8. Urzędu Marszałkowskiego Województwa Pomorskiego,
9. Urzędu Marszałkowskiego Województwa Zachodniopomorskiego,
10. Państwowej Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości,

11. Polskiej Agencji Informacji i Inwestycji Zagranicznych,
12. Agencji Rozwoju Przemysłu,
13. Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,
14. operatora systemu przesyłowego.

Zadaniem Zespołu byłoby uzgadnianie zakresu głównych działań wykonawczych, sposobu i harmonogramu ich realizacji oraz koordynacja działań wykonawczych.

Zarządzanie na szczeblach regionalnych

Na szczeblu regionalnym proponuje się powołanie pełnomocników Marszałków Województw odpowiedzialnych za zarządzanie działaniami wykonawczymi, będącymi w kompetencji samorządów regionalnych. Marszałkowie mogliby powołać zespoły robocze, w skład których wchodziłoby przedstawiciele:

1. Urzędu Marszałkowskiego,
2. Urzędu Wojewódzkiego,
3. Urzędów Morskich,
4. zarządów portów,
5. samorządów gminnych,
6. regionalnych dyrekcji ochrony środowiska,
7. przemysłu morskiego,
8. inwestorów.

Zadaniem Zespołu byłoby uzgadnianie zakresu głównych działań wykonawczych, sposobu i harmonogramu ich realizacji oraz koordynacja działań wykonawczych.

Monitoring i sprawozdawczość

Monitoring wdrażania Programu powinien prowadzić zespół międzyresortowy, który raz na pół roku przygotowywałby sprawozdanie z realizacji Programu, które prezentowane byłoby na posiedzeniu rządu i właściwych komisjach parlamentarnych. Sprawozdanie opracowywane byłoby na podstawie informacji przedstawionych przez poszczególne instytucje reprezentowane w zespole oraz pełnomocników Marszałków Województw.

Dalsze prace nad Programem

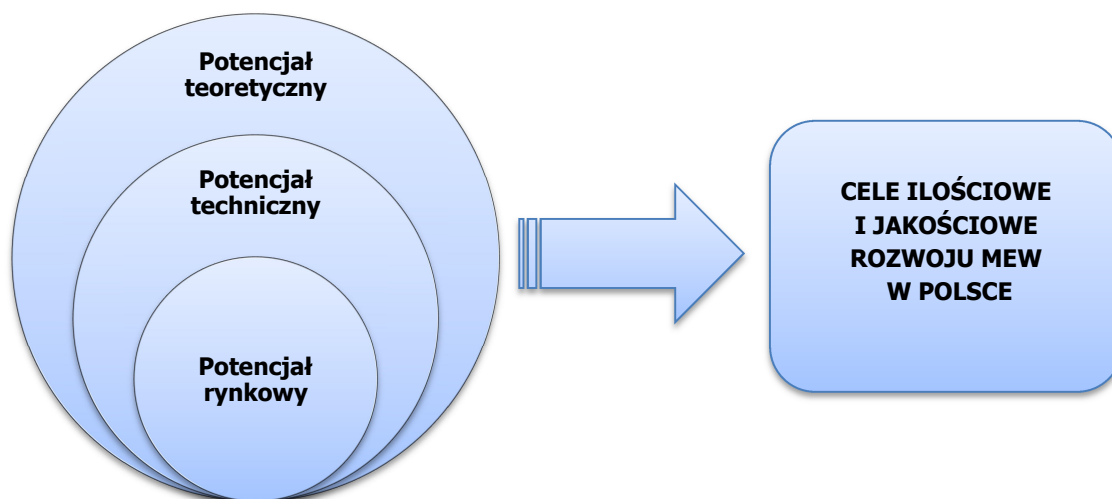
Obecnie Program będzie uzgadniany wewnętrznie między ekspertami FNEZ, partnerem merytorycznym i przedstawicielami branży. Następnie odbędą się prezentacje i konsultacje polityczne na szczeblu krajowym i regionalnym oraz szerokie konsultacje społeczne.

Po rozpatrzeniu i naniesieniu uwag i propozycji zgłoszonych podczas konsultacji, Program zostanie przekazany przez FNEZ rządowi oraz Marszałkom Województw z wnioskiem o jego formalne przyjęcie i wykorzystanie w bieżącej działalności.

1. Potencjał rozwoju MEW na polskich obszarach morskich

Ocena potencjału danego sektora wymaga wielokryterialnej analizy i uwzględnienia wielu różnych czynników. W dalszej części rozdziału wykonano szeroką analizę potencjału morskiej energetyki wiatrowej na polskich obszarach morskich oraz krajowego przemysłu morskiego, jako zaplecza dostawczego, logistycznego, obsługowego i serwisowego morskiej energetyki. W efekcie wskazano potencjał teoretyczny, techniczny i rynkowy rozwoju morskich farm wiatrowych, dzięki czemu możliwe było określenie realnych celów dla tego sektora w perspektywie do 2030 r.

Rysunek 1. Schemat wyznaczania celów Programu



1.1. Potencjał teoretyczny

1.1.1. Dostępność lokalizacji

Na mocy ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej z dnia 21 marca 1991 r. (Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1502 z późn. zm.) znowelizowanej w 2011 r. MFW mogą być lokalizowane jedynie w wyłącznej strefie ekonomicznej obszarów morskich Polski. Oznacza to minimalną odległość od linii brzegowej wynoszącą 12 mil morskich (ok. 22 km).

Z punktu widzenia ekonomicznego i technologicznego najdogodniejsze lokalizacje dla MFW stanowią obszary płytkie (z uwagi na koszty fundamentowania) i blisko linii brzegowej (z uwagi na koszty instalacji i obsługi oraz infrastruktury przyłączeniowej). Przy wyborze lokalizacji pod uwagę należy wziąć także dotychczasowe formy użytkowania obszarów morskich i wynikające z nich ograniczenia, tj.:

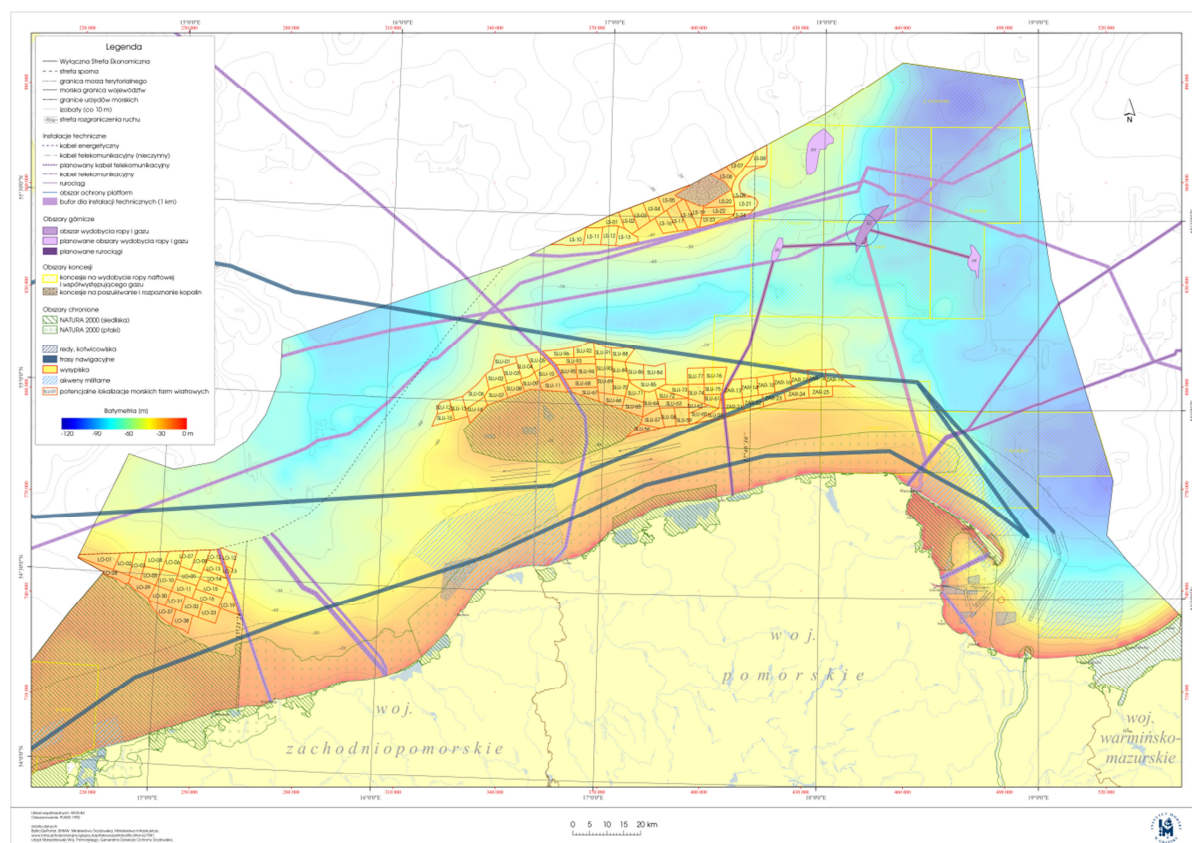
- zwyczajowe szlaki morskie i możliwe utrudnienia nawigacyjne,
- obszary militarne,
- obszary podlegające ochronie ze względów środowiskowych (NATURA 2000),
- obszary istotne z punktu widzenia rybołówstwa.

Według wyliczeń Instytutu Morskiego w Gdańsku całkowita powierzchnia obszarów, na których można zlokalizować morskie farmy wiatrowe wynosi 3590 km², jednak po uwzględnieniu uwarunkowań ekonomicznych (np. głębokość i odległość od lądu) należy go ograniczyć do ok. 2000 km² do roku 2030. Pozostałe obszary będą mogły zostać wykorzystane w dalszej perspektywie w miarę rozwoju nowych technologii fundamentowania i spadku kosztów inwestycji^{6, 7}.

⁶ Instytut Energetyki Odnawialnej. 2012. Energetyka wiatrowa – stan aktualny i perspektywy rozwoju w Polsce. Warszawa.

Minister do spraw gospodarki morskiej (Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej) opublikował w 2012 r. mapę potencjalnych lokalizacji projektów MFW opracowaną przez Instytut Morski w Gdańsku⁸. Należy przy tym zaznaczyć, że ww. mapa nie ma charakteru wiążącego dla organów wydających oraz opiniujących pozwolenia lokalizacyjne dla MFW. Na jej podstawie można wyodrębnić 4 podstawowe obszary potencjalnych lokalizacji morskich farm wiatrowych: północny stok Ławicy Odrzańskiej, północny stok Ławicy Słupskiej, wschodni stok Ławicy Słupskiej i południowo-zachodni stok Ławicy Śródkowej. Biorąc pod uwagę uwarunkowania każdego z tych rejonów, w tym w szczególności głębokość, odległość od brzegu oraz potencjalną konfliktowość z innymi formami użytkowania obszarów morskich, największy potencjał dla szybkiego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej mają rejon wschodniego i północnego stoku Ławicy Śródkowej, a w następnej kolejności rejon Ławicy Odrzańskiej i Ławicy Śródkowej.

Mapa 1. Mapa potencjalnych miejsc przeznaczonych pod lokalizację farm wiatrowych w wyłącznej strefie ekonomicznej



Źródło: Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej

1.1.2. Warunki wietrzne, produktywność

Jednym z głównych czynników wpływających na produktywność MFW, a więc zasadność ich budowy i opłacalność, są zasoby wietrzne. Wstępna ocena warunków wietrznych wskazuje, że obszar polskiej strefy ekonomicznej charakteryzuje się jednym z największych potencjałów wiatru na Morzu Bałtyckim. Analizy przeprowadzone przez Instytut Morski w Gdańsku wskazują, że produktywność 1 MW mocy w polskiej strefie ekonomicznej może być wyższa niż średnia dla obszaru Bałtyku⁹.

Brakuje jednak instrumentów pomiarowych na polskich obszarach morskich pozwalających precyzyjnie scharakteryzować warunki wietrzne oraz produktywność planowanych MFW, gdyż jak do tej pory nie został zainstalowany w tym rejonie żaden profesjonalny maszt pomiarowy. Na potrzeby niniejszego opracowania

⁷ B. Gutkowski. 2012. Perspektywy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Prezentacja na konferencję „Inwestycje w morskie farmy wiatrowe”. PTMEW.

⁸ Strona internetowa MTBiGM. <http://www.transport.gov.pl/2-4e393a7f7308f.htm>, data dostępu [26.03.2013].

⁹ Instytut Morski w Gdańsku. 2011. Możliwości wykorzystania polskich obszarów morskich do rozwoju energetyki wiatrowej.

wykonano studium „Potencjał wiatru i produktywność wybranych farm wiatrowych offshore na polskich obszarach morskich”¹⁰, bazujące na danych pomiarowych wietrzności pochodzących z platformy pomiarowej Offshore FINO 2 zlokalizowanej w EEZ Niemiec oraz na maszcie onshoreowym zlokalizowanym 10 km od miasta Łeba w latach 2008-2009. W ramach studium wykonano, dzięki zastosowaniu profesjonalnych modeli matematycznych ekstrapolujących dane z FINO 2, kalkulacje dla trzech projektów wzorcowych reprezentujących grupy potencjalnych lokalizacji MFW w okolicy: Ławicy Słupskiej, Ławicy Środkowej oraz Ławicy Odrzańskiej.

Platforma FINO 2 służy do pomiarów meteorologicznych, hydrologicznych, technicznych i ekologicznych. Wzniesiono ją w czerwcu 2007 w punkcie „Kriegers Flak” i od sierpnia 2007 roku dostarcza dane pomiarowe z zachodniej części Bałtyku. Poza danymi pomiarowymi z FINO 2 nie istnieją żadne inne dane z Morza Bałtyckiego, które charakteryzowałyby taka precyzja i które byłyby zebrane na wysokości rotorów elektrowni morskich.

Główny kierunek wiatru na polskich obszarach morskich („POM”) sytuuje się w zachodnim sektorze (od 255° do 285°) różny wiatrów i jego udział w różny wiatrów wynosi ok. 17%. Dla wszystkich trzech obszarów średnia roczna prędkość wiatru na wysokości 100 m wynosi 9,9-10 m/s, natomiast średni roczny potencjał energii wiatru na wysokości 100 m wynosi 8657-8763 kWh/m²a.

Dla porównania należy wskazać, że warunki wietrzne na Morzu Północnym charakteryzują się średnią prędkością wiatru w przedziale 8,5–11,5 m/s (na wysokości 90 m). Należy tu zauważyć, że obecnie najwyższa klasa turbin według standardów IEC tj. Międzynarodowej Komisji Elektrotechnicznej zakłada średnią prędkość wiatru równą 10 m/s dla okresu żywotności turbin wynoszącego 20 lat. Instalacja turbin tej klasy na obszarach o wyższej średniej prędkości wiatru jest możliwa, jednak może spowodować skrócenie żywotności konstrukcji¹¹.

Według Studium, warunki wietrzne na polskich obszarach morskich pozwalają na produkcję energii z MFW równoważną 4000-4700 godz./rok pełnej mocy obciążenia, co w przeliczeniu na współczynnik wykorzystania mocy wynosi 45-54%¹² (przy 100% dostępności technicznej i bez uwzględnienia strat elektrycznych). Wdrożone projekty na Morzu Północnym wskazują, że współczynnik wykorzystania mocy MFW wynosi w praktyce ok. 41% i w związku z rozwojem technologii przewiduje się wzrost tego współczynnika do poziomu ok. 42,5% w 2025 r.¹³ Należy zaznaczyć, że w przypadku energetyki wiatrowej lądowej wartości te wynoszą ok. 2200 godz./rok (ok. 25%)¹⁴.

Studium opracowano dla trzech stopni mocy znamionowej w odniesieniu do powierzchni (4, 6 i 8 MW/km²). Na podstawie wyników **wybrano opcję 6 MW/km² jako optymalną dla polskich obszarów morskich** pod względem kosztów instalacji przy obecnym rozwoju technologicznym, strat z tytułu cienia aerodynamicznego turbin oraz uzysku energii na obszar.

Podsumowując, przy uwzględnieniu dostępnego obszaru polskiej EEZ (2000 km² w perspektywie do 2030 r.), warunków wietrznych, produktywności MFW oraz gęstości mocy zainstalowanej (6 MW/km²) wyznaczono potencjał teoretyczny na poziomie ok. 12 GW, z potencjałem wytwórczym wynoszącym ok. 48-56 TWh/a¹⁵.

1.2. Potencjał techniczny

1.2.1. Możliwość przyłączenia do sieci

Jednym z najistotniejszych czynników wpływających na potencjał rozwojowy morskiej energetyki wiatrowej jest możliwość wyprowadzenia mocy z obszarów morskich i wprowadzenie wytworzonej energii do systemu

¹⁰ Windhunter-prognoza sp. z o. o. i WIND-consult Ingenieurgesellschaft für umweltschonende Energiewandlung mbH. 2012. Studium potencjał wiatru i produktywność wybranych farm wiatrowych offshore na polskich obszarach morskich. FNEZ – dane niepublikowane.

¹¹ Beldock N., Jacquemin J. 2011. Inventory of wind potential based on sea depth, wind speed, distance from shore. Garrad Hassan. W ramach projektu WINDSPEED nr EIE/07/759/S12.499460.

¹² Współczynnik określany jest jako stosunek liczby godzin pracy z pełną mocą do liczby godzin w roku ogółem (wskaźnik ten wyrażany jest w procentach).

¹³ Ernst & Young. 2013. Morska energetyka wiatrowa – analiza korzyści dla polskiej gospodarki oraz uwarunkowań rozwoju. PSEW.

¹⁴ IEO. 2009. Wizja rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce do 2020 r.

¹⁵ Terawatogodziny na rok.

elektroenergetycznego. W warunkach Polski problem ten jest jednym z najistotniejszych czynników ograniczających teoretyczny potencjał morskiej energetyki ze względu na następujące parametry Krajowego Systemu Elektroenergetycznego:

- małą elastyczność KSE, ze względu na przewagę w systemie węglowych jednostek wytwórczych,
- niski poziom zapotrzebowania na energię w dolinie nocnej, sięgający 15,5 GW, przy minimum technicznym wynikającym z możliwości regulacyjnych jednostek węglowych wynoszącym 12 GW,
- mały udział w systemie elektrowni szczytowo-pompowych – 1,5 GW,
- słaby rozwój sieci przesyłowej w Północnej Polsce, zarówno w kierunkach zachód-wschód, jak i przede wszystkim północ-południe,
- małą liczbę dużych odbiorców energii w Północnej Polsce,
- słabe połączenia transgraniczne, zmniejszające możliwości bilansowania systemu poprzez międzynarodowy transfer energii.

Ocenę realnego potencjału przyłączeniowego MFW utrudnia dodatkowo fakt zablokowania mocy przyłączeniowych przez ogromną liczbę wydanych warunków przyłączenia, zwłaszcza dla projektów lądowej energetyki wiatrowej (ponad 17 GW), w tym w większości w Polsce Północnej. Powszechnie wiadomo, że tak duża ilość projektów lądowych farm wiatrowych nie zostanie zrealizowana, jednak występowanie w obrocie prawnym wydanych warunków przyłączenia nie pozwala na weryfikację faktycznego obciążenia sieci generacją wiatrową w perspektywie lat 2020-2030. Trudne do weryfikacji są także plany inwestycyjne w źródła wytwórcze jądrowe, gazowe i węglowe, które dodatkowo mogą obciążyć sieć przesyłową na północy i w centrum kraju.

Należy jednak pamiętać, że ocena potencjału przyłączeniowego MFW nie powinna się opierać na dzisiejszym stanie KSE, ale musi uwzględniać czynniki, które będą kształtować jego stan w perspektywie lat 2020-2030, w tym zwłaszcza:

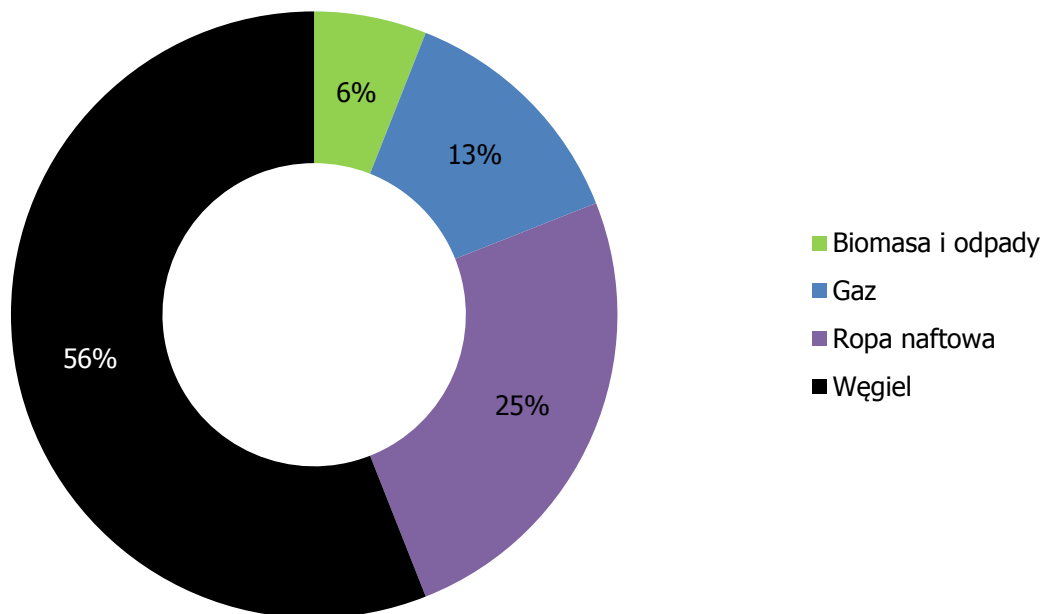
- prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię związany ze wzrostem gospodarczym,
- ubytki mocy w systemie w wyniku wycofywania z użycia starych źródeł wytwórczych,
- znaczące opóźnienia w realizacji planu inwestycyjnego w energetyce w odniesieniu do nowych mocy,
- planowane inwestycje w nowe sieci przesyłowe,
- przewidywany wzrost udziału w systemie elastycznej generacji gazowej,
- rozwój technologii magazynowania energii,
- rozwój morskich systemów przesyłowych w obszarze Morza Bałtyckiego.

1.2.2. Uwarunkowania systemowe

Zgodnie z historycznymi danymi Ministerstwa Gospodarki¹⁶, w momencie przyjmowania obecnie obowiązującej Polityki Energetycznej Polski do roku 2030, prawie 90% energii w Polsce produkowano w elektrowniach opalanych węglem kamiennym i brunatnym. Należy pamiętać, że większość elektrowni węglowych w Polsce będzie musiała być systematycznie wyłączana z funkcjonowania ze względu na zaawansowaną strukturę wiekową.

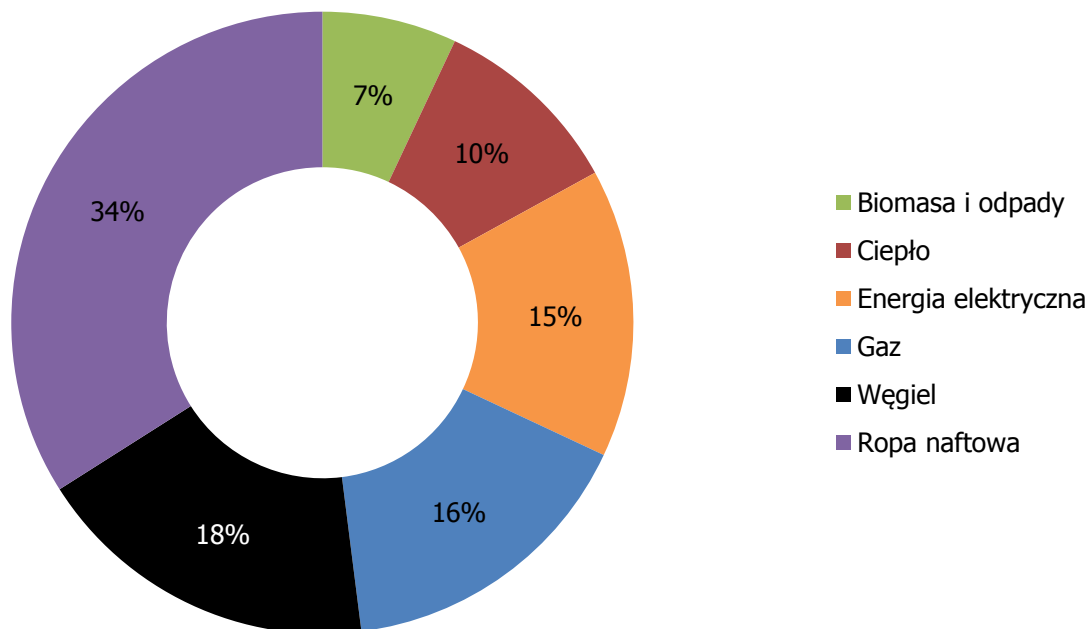
¹⁶ Ministerstwo Gospodarki. 2011. Mix energetyczny 2050. Warszawa.

Wykres 2. Zapotrzebowanie na energię pierwotną w podziale na źródła



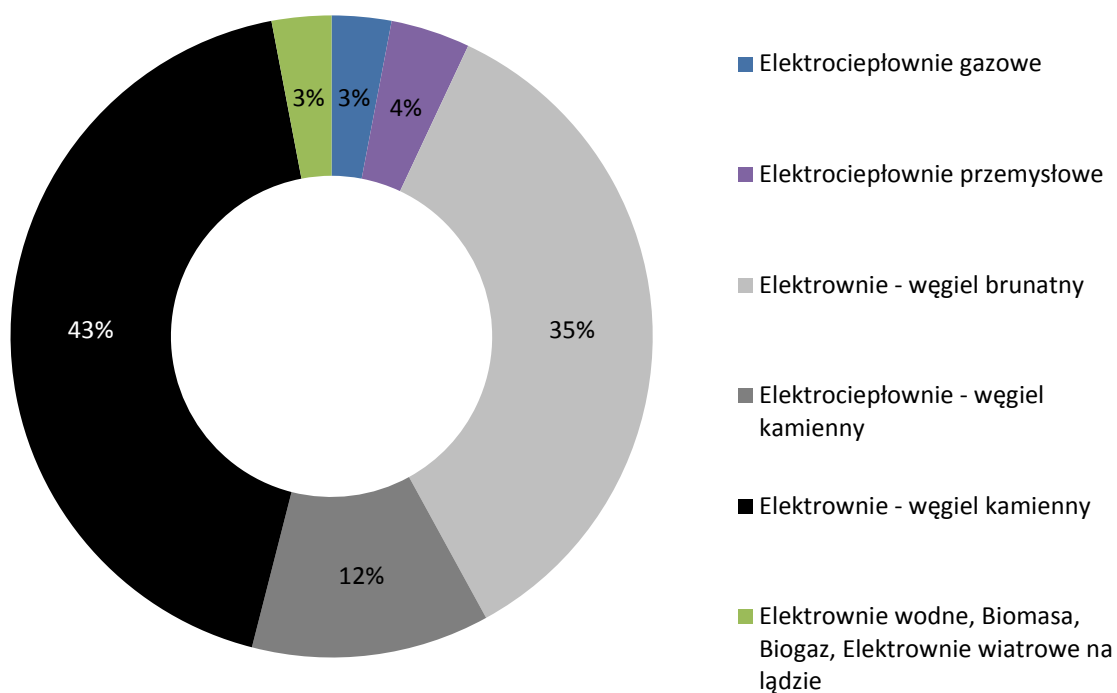
Źródło: Ministerstwo Gospodarki, Mix energetyczny 2050, Warszawa 2011

Wykres 3. Konsumpcja energii finalnej w podziale na nośniki



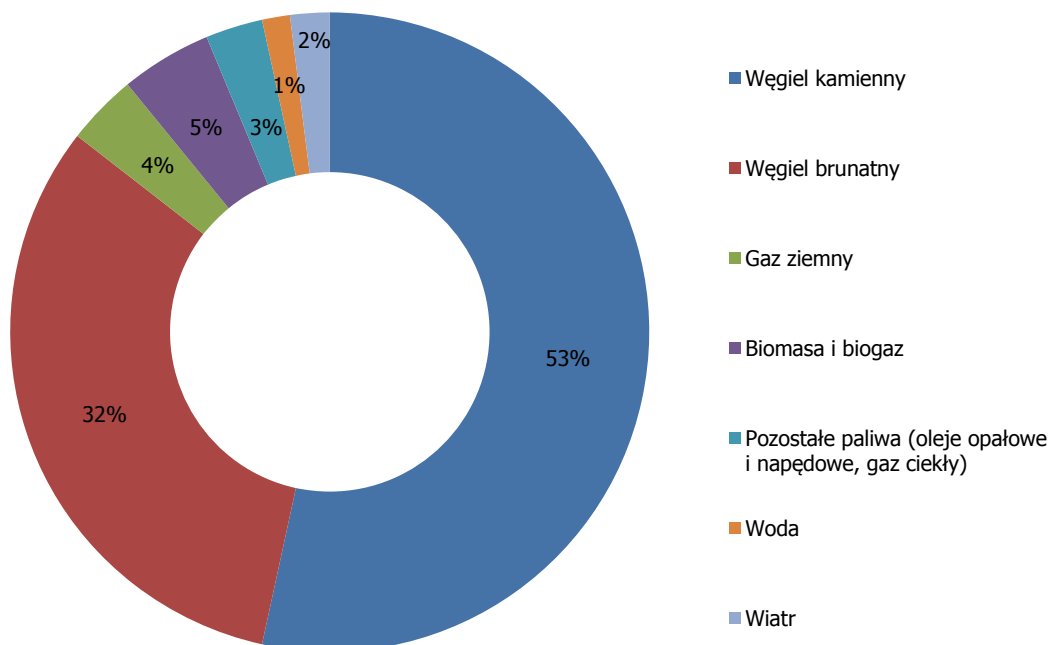
Źródło: Ministerstwo Gospodarki, Mix energetyczny 2050, Warszawa 2011

Wykres 4. Produkcja energii elektrycznej w podziale na technologie



Źródło: Ministerstwo Gospodarki, Mix energetyczny 2050, Warszawa 2011

Wykres 5. Produkcja energii elektrycznej według nośników w Polsce w roku 2011



Źródło: Agencja Rynku Energii S.A.

Najważniejszy wniosek płynący z powyższych wykresów to konieczność przeprowadzenia w Polsce stopniowego procesu modernizacji polskiej energetyki w perspektywie kolejnych 3 dekad, której celem musi być zwiększenie dywersyfikacji źródeł i bardziej zrównoważone wykorzystanie zasobów węgla. Dziś, głównym motorem zmian jest europejska polityka klimatyczno-energetyczna, wymagająca od państw członkowskich zmniejszania emisyjności, podnoszenia efektywności energetycznej i zwiększania udziału źródeł odnawialnych („pakiet 3x20”). Jednak w długofalowej perspektywie, bez względu na dalsze losy europejskiej i światowej polityki klimatycznej, niezbędne będzie stopniowe zastępowanie ograniczonych złóż węglowych innymi konwencjonalnymi i niekonwencjonalnymi źródłami energii.

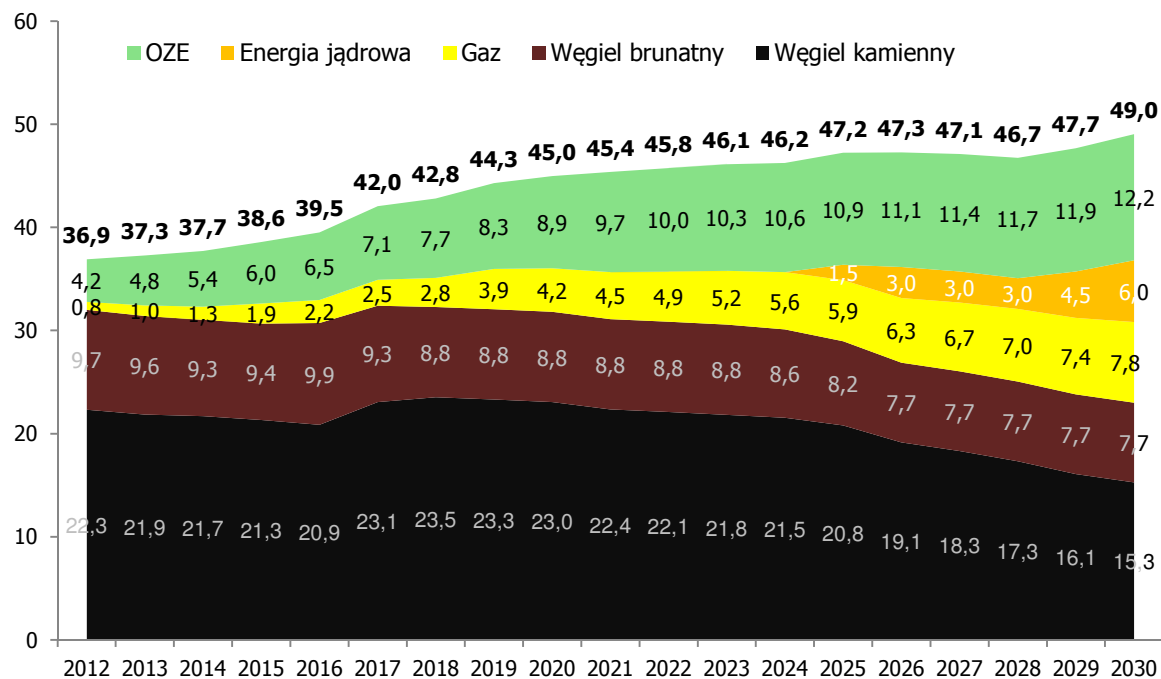
Kolejnym kluczowym czynnikiem, który powinien decydować o kształcie sektora energetycznego, jest poziom zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju. Kluczową formą zapotrzebowania jest moment szczytu, dlatego w analizach obecnego i przyszłego stanu energy mix w Polsce należy w szczególności zwrócić uwagę na relację poboru energii elektrycznej w szczytowym momencie do ilości energii w systemie.

Prognozy zmian w zakresie ubytku i przyrostu mocy wytwórczych w systemie

Zgodnie z danymi PSE Operator, zapotrzebowanie szczytowe na moc („ZSM”) wzrośnie z poziomu 26,6 GW obecnie do 36 GW w 2025 roku, a średnioroczna stopa wzrostu („CAGR”) w okresie 2011-2025 wyniesie 2,2%¹⁷. Wzrost zapotrzebowania szczytowego na moc w polskim systemie elektroenergetycznym będzie skorelowany z tempem wzrostu gospodarczego. W oparciu o dane dotyczące wzrostu gospodarczego można założyć, że zapotrzebowanie szczytowe na moc wzrośnie w okresie 2011-2030 o ponad 52,5% i w roku 2030 osiągnie poziom 40,5 GW.

W oparciu o przeprowadzone analizy dotyczące poziomu mocy osiągalnej elektrowni zawodowych, elektrociepłowni, źródeł OZE (w tym szczytowych) oraz elektrowni jądrowych można stwierdzić, iż poziom mocy osiągalnej w KSE wzrośnie z poziomu 36,9 GW w roku 2011 do poziomu ok. 49,0 GW w roku 2030. Największy udział w strukturze mocy osiągalnej będą posiadały elektrownie zawodowe – ich udział spadnie z poziomu 68,4% (25,2 GW) w roku 2011 do 45,0% (22,1 GW) w roku 2030. Udział elektrociepłowni zmieni się z poziomu 20,4% (7,5 GW) w roku 2011 do 17,8 % (8,7 GW) w roku 2030, natomiast na źródła OZE i atomowe w roku 2030 będzie przypadać odpowiednio 24,9% (12,2 GW) i 12,2% (6,0 GW).

Wykres 6. Moc w systemie – struktura paliwowa – obecne aktywa oraz pewne projekty inwestycyjne



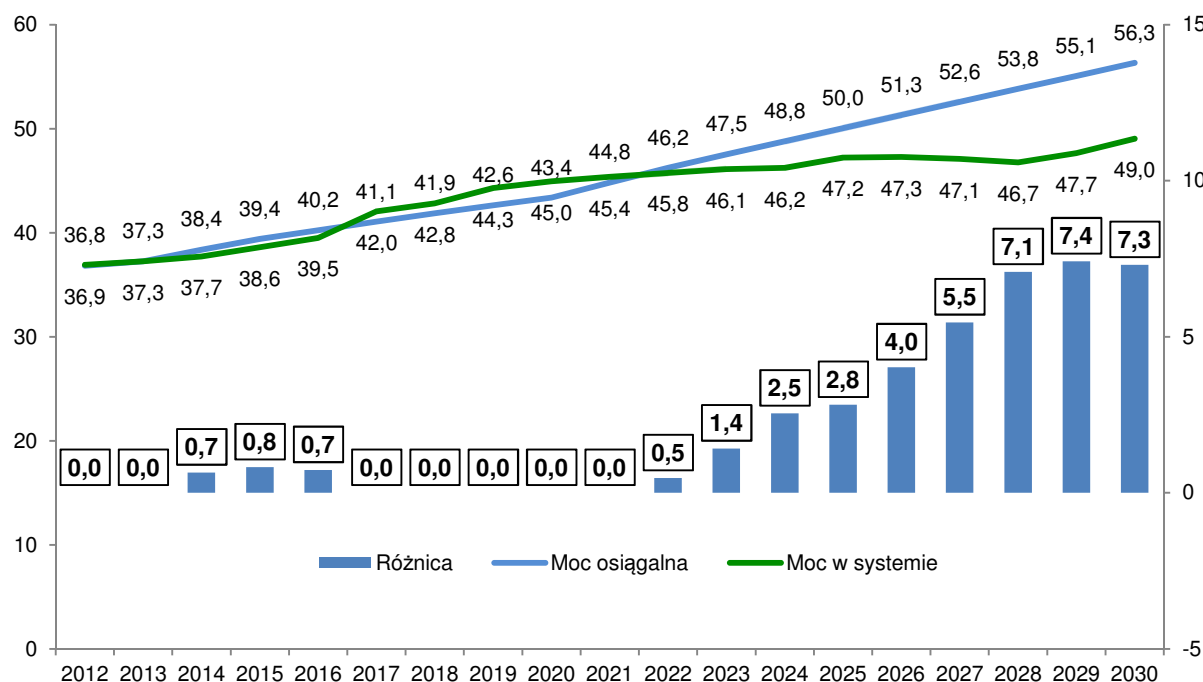
Źródło: FNEZ, Analiza bilansu energetycznego w Polsce w latach 2012-2030, Warszawa 2012

¹⁷ PSE Operator. 2010. Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010-2025. Konstancin-Jeziorna.

Różnica między zapotrzebowaniem na moc a mocą zainstalowaną

Zgodnie z dokumentem opracowanym przez ekspertów Fundacji na rzecz Energetyki Zrównoważonej, w zakresie zapotrzebowania szczytowego na moc (warunkującego niezbędny poziom mocy osiągalnej) oraz prognozę dostępności mocy osiągalnej w KSE w perspektywie do roku 2030 (wykres 7) **istnieje w Polsce prawdopodobieństwo wystąpienia niedoboru mocy zainstalowanej na poziomie ok. 7,4 GW¹⁸ nawet przy realizacji wszystkich przygotowywanych w ostatnich latach inwestycji.** Jednak już dziś można założyć, że część z nich nie zostanie zrealizowanych albo zostaną oddane do użytku ze znacznym opóźnieniem.

Wykres 7. Różnica między zapotrzebowaniem na moc a mocą zainstalowaną



Źródło: FNEZ, Analiza bilansu energetycznego w Polsce w latach 2012-2030, Warszawa 2012.

Podsumowując, tak duży możliwy niedobór mocy dyspozycyjnych, nawet przy założeniu realizacji inwestycji w moce konwencjonalne, z których już dziś rezygnują krajowi i zagraniczni inwestorzy, a także przy założeniu wolniejszego i mniejszego przyrostu zapotrzebowania na energię, stwarza duży margines potrzeb inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze, w który mogą zostać wpisane morskie farmy wiatrowe budowane i eksploatowane w latach 2020-2050.

1.2.3. Zaplecze dostawczo-logistyczne

Ambitne plany państw europejskich zakładają rozwój MFW do poziomu 40 GW do roku 2020 oraz 150 GW do roku 2030¹⁹. Większość projektów zaplanowano na Morzu Północnym, jednak duża część dotyczy również Morza Bałtyckiego. Według statystyk EWEA ok. 20% MFW, które uzyskały już pozwolenia, zlokalizowano na Morzu Bałtyckim²⁰. Co więcej, łączna moc planowanych projektów MFW na Morzu Bałtyckim (projekty na różnych etapach realizacji, od fazy koncepcyjnej po otrzymane pozwolenia) wynosi ok. 19 GW²¹, nie uwzględniając projektów na polskich obszarach morskich.

Obecnie średnia moc turbin wynosi ok. 4 MW, natomiast przewiduje się, że do 2015 wartość ta wzrośnie do ok. 4,5 MW, w związku z wprowadzaniem na rynek coraz większych turbin. Już dziś dostępne są modele turbin o mocy 6 MW, a w fazie pierwszych testów są turbiny o mocy 8 MW. W związku z tym, potencjalny popyt można określić na ok. 26 000 elektrowni wiatrowych (generatorów, rotorów, fundamentów, wież) wraz z pozostałymi

¹⁸ FNEZ. 2012. Analiza bilansu energetycznego w Polsce w latach 2012-2030. Warszawa.

¹⁹ EWEA. 2011. Pure Power Wind energy targets for 2020 and 2030.

²⁰ EWEA. 2012. The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012.

²¹ Baltic Offshore Wind Energy Map. Baltic sea Transport, 6/2012, p. 28-29.

elementami (kable morskie, lądowe, transformatory) dla rynku europejskiego do roku 2030, w tym 8000 konstrukcji do roku 2020 r.²². Dużo ciężiej jest oszacować popyt dla samego akwenu Morza Bałtyckiego, jednak można się spodziewać popytu rzędu nawet 3500 konstrukcji (nie uwzględniając projektów na polskich obszarach morskich).

Tak ambitne plany będą wymagały odpowiedniego zaplecza dostawczo-logistycznego i obsługowo-serwisowego, umożliwiającego produkcję elementów, instalację oraz obsługę i serwis docelowych MFW. Kluczową rolę będą tu odgrywały zakłady przemysłu morskiego, w tym stocznie produkujące elementy stalowe (fundamenty, wieże, maszty pomiarowe, osłony transformatorów) i porty morskie, które towarzyszą realizacji MFW na każdym etapie. W praktyce można wyróżnić 3 rodzaje portów z uwagi na ich rolę:

- **Porty produkcyjne** – w których lokalizowane są zakłady produkcyjne wielkogabarytowych komponentów MFW, np. fundamentów, wież, gondoli, łopat itd. Zakłady produkcyjne są najczęściej lokalizowane w portach z uwagi na znaczne rozmiary komponentów oraz docelową instalację tych komponentów na morzu.
- **Porty konstrukcyjne** – stanowiące bezpośrednią bazę logistyczną dla projektów MFW, w której komponenty są montowane i przygotowywane do instalacji na morzu. Zmontowane elementy są ładowane na statki instalacyjne bezpośrednio w portach konstrukcyjnych i transportowane na obszar MFW, gdzie są instalowane. Możliwe jest połączenie funkcji portu produkcyjnego i konstrukcyjnego. Wybór funkcji portu będzie zależny głównie od lokalizacji portów produkcyjnych (w przypadku zbytniego oddalenia względem projektów farm wiatrowych, bardziej efektywnym ekonomicznie rozwiązaniem może być utworzenie portu konstrukcyjnego w pobliżu projektów MFW).
- **Porty obsługowo-serwisowe** – z których prowadzona jest codzienna obsługa i serwis MFW. Przeważnie porty te charakteryzuje znaczny ruch niewielkich jednostek pływających lub helikopterów, dlatego szczególnie istotna jest odległość do obsługiwanej MFW. Należy wspomnieć, że znaczące awarie wymagają innych rozwiązań niż standardowa działalność serwisowa i mogą wiązać się z wykorzystaniem alternatywnego portu źródłowego wyposażonego w infrastrukturę do obsługi wielkogabarytowych elementów.

Bardzo ważnym czynnikiem rozwoju zaplecza obsługowego i logistycznego dla polskich MFW będzie m.in. bliskość od ich lokalizacji. Dzięki organizacji tzw. „łańcucha dostaw” opartej na krajowej produkcji komponentów morskich elektrowni, takich jak fundamenty, wieże, a także turbiny i kable, posiadającego bazy logistyczne w niewielkich odległościach od akwenów, na których będzie realizowana budowa, możliwe jest znaczące zmniejszenie kosztów samej budowy. Ogromne znaczenie ma bowiem zarówno koszt transportu morskiego, jak i czas przestoi związanych z koniecznością uwzględniania warunków pogodowych.

Z uwagi na bogatą historię przemysłu stocznioowego, Polska posiada znaczny potencjał przemysłu morskiego, opierający się przede wszystkim na dużych ośrodkach stocznioowo-portowych, o podstawowym znaczeniu dla gospodarki narodowej w Gdyni, Gdańsku, Szczecinie i Świnoujściu. Szacunki Ernst & Young wskazują, że około 16% nakładów inwestycyjnych na budowę MFW może trafić bezpośrednio lub pośrednio do portów, stocznii i armatorów, przy czym 1-3% kosztów inwestycyjnych może trafić do portów obsługujących budowę MFW. Rozwój infrastruktury towarzyszącej jest jednak ściśle powiązany ze skalą rozwoju sektora – im więcej MFW tym silniejszy będzie impuls do rozwoju sektora stocznioowego i portowego²³.

Przy właściwej realizacji rozbudowy i modernizacji portów polskich, mogą one spełniać zarówno rolę portów produkcyjnych, jak i portów konstrukcyjnych. W przypadku tych ostatnich, zakładając typowe możliwości przepustowe portów konstrukcyjnych wynoszące 100 turbin/rok²⁴, można wyliczyć, że duże porty morskie w Polsce pozwalają na montaż i instalację do 400 turbin/rok.

Na etapie eksploatacji farm, większego znaczenia będą nabierać mniejsze porty i zaplecze zlokalizowane na środkowym wybrzeżu, w których mogą docelowo powstawać punkty obsługi farm wiatrowych oraz ich zaplecza serwisowe i zarządcze. Z rozwoju MEW mają zatem szansę skorzystać nie tylko duże ośrodki portowe, ale również

²² Przy założeniu średniej wielkości turbin rzędu 5 MW do 2020 r. i 6 MW do 2030 r.

²³ Ernst & Young. 2013. Morska energetyka wiatrowa – analiza korzyści dla polskiej gospodarki oraz uwarunkowań rozwoju. PSEW.

²⁴ Department of Energy and Climate Change. 2009. UK Ports for the Offshore Wind Industry: Time to Act. p. 15.

mniejsze miejscowości, zwłaszcza zlokalizowane w pobliżu obszarów rozwoju MFW, takie jak Darłowo i Ustka. Rozwój zaplecza technologicznego oraz MFW, będzie stanowił możliwość rozwoju tych regionów.

Istotnym czynnikiem zapewniającym zdolności konstrukcyjne rynku MEW jest dostępność specjalistycznych statków do transportu i budowy elektrowni morskich. Obecnie na rynku europejskim funkcjonuje ponad 35 takich jednostek, a do roku 2020 konieczne będzie wybudowanie minimum 20 nowych, wyłącznie do zaspokojenia rynku europejskiego²⁵. **Dla obsługi polskiego rynku MEW w latach 2020-2030 niezbędne będzie zapewnienie ok. 5 specjalistycznych statków instalacyjnych²⁶ oraz dziesiątek statków wspomagających.** Ostateczna liczba jest bardzo trudna do oszacowania, jednak przy budowie jednej z MFW w Europie wykorzystano łącznie ponad 100 różnego rodzaju statków²⁷. Polska stocznia CRIST wyspecjalizowała się w budowie takich jednostek, istnieje więc szansa, że polski rynek będą obsługiwać polskie jednostki.

Jak wspomniano powyżej, bardzo istotne jest bogate zaplecze portowe związane z mniejszymi ośrodkami portowymi zlokalizowanymi w środkowej części wybrzeża polskiego. Na szczególną uwagę zasługują porty: Kołobrzeg, Ustka, Darłowo, Władysławowo i Hel, które z uwagi na swoją korzystną lokalizację względem planowanych projektów MFW mogą odegrać znaczącą rolę jako zaplecze obsługowo-serwisowe projektów na polskich obszarach morskich. Co więcej, przy założeniu realizacji niezbędnych inwestycji w rozbudowę i modernizację infrastruktury portowej, niektóre z nich mogą pełnić również rolę portów konstrukcyjnych.

1.2.4. Zaplecze kadrowe

W sektorze morskiej energetyki wiatrowej można zidentyfikować zapotrzebowanie na wykwalifikowane kadry w następujących obszarach:

Stocznie – dynamiczny rozwój morskiej energetyki wiatrowej na Morzu Północnym i Bałtyckim spowodował ogromne zapotrzebowanie na nowe, specjalistyczne statki do transportu i instalowania morskich farm wiatrowych. Wymaga to wzrostu zatrudnienia w przemyśle stoczniozym ukierunkowanym na rozwój specjalistycznych jednostek do realizacji projektów. Dodatkowo, w przemyśle stoczniozym będą kreowane nowe miejsca pracy w zakresie obsługi linii produkcyjnych wież, fundamentów oraz innych konstrukcji stalowych na potrzeby budowy i obsługi morskich farm wiatrowych.

Porty – do obsługi budowy morskich farm wiatrowych niezbędne jest właściwie przygotowane zaplecze portowe. Ponieważ odległość transportu z zaplecza do miejsca budowy jest podstawowym czynnikiem kosztotwórczym przy budowie MFW, polskie porty, zwłaszcza w Świnoujściu, Szczecinie, Gdyni i Gdańsku, mogą odegrać bardzo ważną rolę w obsłudze projektów przygotowywanych na Bałtyku. Ogromną rolę odgrywają też małe porty i stocznie, zlokalizowane w niewielkich odległościach od MFW, które są niezbędne dla właściwej obsługi serwisowej i zarządzania farmą. Konieczne będzie zatem wyszkolenie kadry mogącej obsłużyć nowe kierunki działalności tych portów.

Magazyny – do składowania generatorów, wież i fundamentów, będą potrzebne powierzchnie magazynowe wyposażone w odpowiednie dźwigi oraz skomunikowane z portami i stoczniami, które są niezbędnym elementem zabezpieczenia logistycznego budowy MFW, stwarzając tym samym zapotrzebowanie na kadry obsługujące zaplecze logistyczne.

Kable – przy budowie morskich farm wiatrowych zużywa się setki kilometrów kabli morskich, w związku z uwarunkowaniami lokalizacyjnymi (w warunkach polskich – duża odległość od brzegu), zapotrzebowanie na dostawę kabli będzie większe niż w innych krajach UE. Muszą one być produkowane w miejscach bezpośredniego dostępu do morza, gdyż ich transport możliwy jest wyłącznie na specjalnie dostosowanych do tego statkach, na które kable są nawijane bezpośrednio z linii produkcyjnej, co stanowi możliwość rozwoju linii produkcyjnych w polskich portach. Potrzebni będą zatem specjaliści, którzy obsługą nowe zakłady produkcyjne oraz sprostają nowym wyzwaniom logistycznym.

Urządzenia i podzespoły morskich elektrowni – elementy instalacji morskich farm wiatrowych oraz stacji transformatorowych i badawczych są budowane z szeregu komponentów, które muszą spełniać najwyższe

²⁵ Informacja z serwisu internetowego Offshorewind.biz <http://www.offshorewind.biz/2013/01/09/need-for-windfarm-construction-vessels-growing-rapidly-uae/>, data dostępu [15.04.2013 r.]

²⁶ Przy założeniu, że jeden statek jest w stanie zainstalować 75 fundamentów i turbin na rok.

²⁷ EWEA. 2011. Wind in our sails.

standardy technologii morskich. Projektowanie, realizacja urządzeń i podzespołów będzie wymagała zatrudnienia wykwalifikowanych kadr inżynierskich i technicznych.

Usługi inżynierskie, konstruktorskie, logistyczne, serwisowe, konsultingowe – przygotowanie projektu MFW wiąże się z wykonaniem specjalistycznych badań środowiska morskiego, prowadzeniem procedur administracyjnych niezbędnych do uzyskania pozwoleń warunkujących możliwości realizacji inwestycji w Polsce, projektowaniem, ocenami ryzyka, budowaniem złożonych portfeli finansowych, ubezpieczeniami, standaryzacjami. Proces budowy i eksploatacji wymaga profesjonalnego zarządzania i serwisu.

Nauka - MFW to wciąż nowa technologia, wymagająca ulepszeń i dostosowania do różnych warunków morskich. Istnieje duża potrzeba zaangażowania sektora nauki w kreowanie tanich, efektywnych technologii morskich. Ogromne znaczenie ma także udział krajowych naukowców w wykonaniu środowiskowych analiz przedrealizacyjnych i monitoringów porealizacyjnych środowiska morskiego.

Edukacja - rozwój rynku MFW nie będzie możliwy bez wyspecjalizowanych kadr – inżynierów, biologów, techników, finansistów, prawników. Niezbędne jest uruchomienie programów szkoleniowych dla pracowników firm budowlanych, serwisowych i obsługowych. Programy edukacyjne uczelni morskich powinny zostać rozszerzone o zagadnienia związane z MFW.

Turystyka - w Polsce elektrownie wiatrowe mogą być lokalizowane nie bliżej niż 22 km od linii brzegowej, więc nie będą ingerować w krajobraz nadmorski. Jak pokazują przykłady farm wiatrowych na Morzu Północnym (m.in. farma Nysted) rejsy w rejon pracujących na morzu elektrowni wiatrowych są atrakcją turystyczną, stanowiącą dodatkowe źródło dochodu dla właścicieli statków wycieczkowych.

Zgodnie z przeprowadzonymi analizami można stwierdzić, iż sektor MFW może mieć znaczący wpływ na rynek pracy w Polsce, w szczególności w czasie trwania fazy inwestycyjnej. Dane porównawcze z rynku brytyjskiego wskazują, że w czasie prowadzenia budowy MEW na każdy 1 MW mocy przypada ponad 17 etatów (ekwiwalentów pełnych jednostek etatowych) w sektorze MEW i sektorach powiązanych. W fazie operacyjnej szacuje się, że na każdy MW mocy przypada ok. 0,5-1 ekwiwalentu pełnej jednostki etatowej bezpośrednio w sektorze MEW i sektorach pośrednich.

W oparciu o wyniki analiz przeprowadzonych przez Ernst & Young²⁸ oraz analizy własne oszacowano, iż w przypadku realizacji projektów o mocy 6 GW w fazie inwestycyjnej i operacyjnej, w latach 2012-2030, łącznie w sektorze morskiej energetyki wiatrowej średniorocznie może zostać stworzonych ok. 24,8 tys. dodatkowych, stałych miejsc pracy, w przypadku 3 GW zainstalowanej mocy ok. 12,4 tys., w przypadku 1 GW ok. 4,1 tys.

Aby szczegółowo ocenić skalę wpływu morskiej energetyki wiatrowej na rozwój rynku pracy w Polsce, konieczne jest uwzględnienie również fazy operacyjnej instalacji (perspektywa do roku 2040-2045). W oparciu o dane szacunkowe średnioroczny poziom zatrudnienia wynikający z rozwoju MFW może osiągnąć nawet około 5,1 tys. miejsc pracy, przy założeniu realizacji projektów o mocy 6 GW (na podstawie danych z 2013 r.).

Wśród wszystkich sektorów powiązanych z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej zdecydowanie najwięcej miejsc pracy może powstać w sektorze stoczniowym, elektromaszynowym oraz w budownictwie morskim.

Podsumowując, przy uwzględnieniu: możliwości przyłączenia do sieci nowych mocy wytwórczych, struktury systemu elektroenergetycznego, zaplecza dostawczo-logistycznego oraz specyfiki kadrowej sektora MEW można oszacować potencjał techniczny rozwoju MFW w Polsce na poziomie 7,4 GW do roku 2030, limitowany przede wszystkim przez możliwości przyłączeniowe KSE.

²⁸ Ernst & Young. 2013. Morska energetyka wiatrowa – analiza korzyści dla polskiej gospodarki oraz uwarunkowań rozwoju. PSEW.

1.3. Potencjał rynkowy

1.3.1. Ograniczenia wynikające z dostępności lokalizacji

Potencjał teoretyczny i techniczny jest dalej ograniczany przez uwarunkowania rynkowe, które wskazują realny potencjał rozwoju MEW w Polsce. Pierwsze w kolejności nasuwają się ograniczenia lokalizacji MFW, które można podzielić na 3 główne grupy czynników tj.:

Czynniki społeczne (wynikające z innych sposobów użytkowania obszarów morskich):

- łowiska ryb oraz trasy żeglugowe dla rybaków,
- istniejące tory żeglugi morskiej,
- aspekty turystyczne oraz krajobrazowe,
- obszary wojskowe,
- obszary objęte koncesjami poszukiwawczymi i wydobywczymi.

Czynniki środowiskowe:

- akweny objęte obszarowymi formami ochrony przyrody,
- korytarze ekologiczne różnych gatunków zwierząt,
- obecność siedlisk i gatunków wrażliwych na budowę lub obecność MFW.

Czynniki ekonomiczne:

- duża głębokość (wysokie koszty fundamentowania),
- odległość od zaplecza logistycznego,
- geologia dna (ograniczenia lub utrudnienia w fundamentowaniu).

Czynniki te są brane pod uwagę na kolejnych etapach przygotowania i realizacji inwestycji i mogą powodować różnego rodzaju ograniczenia, nakładane zarówno przez właściwe organy administracji morskiej i środowiskowej, jak i przez samych deweloperów/inwestorów. Część obszarów zostanie wykluczona na pierwszym etapie przygotowania projektu, w procedurze uzyskiwania decyzji lokalizacyjnych, czyli pozwoleń na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich („PSZW”), które są opiniowane przez 6 ministrów, biorąc pod uwagę potencjalny wpływ na: rybołówstwo, środowisko, dziedzictwo narodowe, bezpieczeństwo działań geologicznych, obronność kraju, bezpieczeństwo żeglugi i lotów.

W wyniku tych ograniczeń można założyć, że z dostępnych teoretycznie dla morskiej energetyki wiatrowej 2000 km² polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej, należy wykluczyć ok 20% obszarów, co daje 1600 km².

W ramach procedur oceny oddziaływania na środowisko określa się potencjalny wpływ przedsięwzięcia na środowisko morskie i określa środowiskowe uwarunkowania jego realizacji. Szacuje się, że ze względu na ograniczenia środowiskowe, w tym np. uwarunkowania geologiczne, a także możliwe oddziaływania na środowisko, w tym zwłaszcza na ryby, siedliska denne i ptaki, oraz kumulację tych oddziaływań w rejonach intensywnego rozwoju morskiej energetyki, dalsze 20% obszarów może zostać wykluczonych z zabudowy elektrowniami wiatrowymi. Pozostaje więc ok. 1280 km².

Bardzo istotne są również czynniki ekonomiczne, które wymuszają na deweloperach realizację w pierwszej kolejności projektów efektywniejszych kosztowo, tj. zlokalizowanych na płytszych wodach i bliżej brzegu. Pozostałe obszary będą zagospodarowywane w miarę rozwoju technologii i spadku kosztów instalacji. Jak wynika z przeprowadzonych analiz:

- 1. obszary optymalne dla MFW (do 40 km od brzegu i do 30 m głębokości), a więc najlepiej nadające się na pierwszy etap rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, stanowią ok. 20%, czyli ok. 260 km²,**
- 2. obszary umiarkowane dla MFW (do 50 km od brzegu i do 40 m głębokości), a więc nadające się do zabudowy w drugim etapie rozwoju rynku, stanowią ok. 50%, czyli ok. 640 km²,**
- 3. obszary trudne dla MFW (powyżej 50 km i powyżej 30 m głębokości), a więc nadające się do zagospodarowania w fazie rozwiniętego i doświadczonego rynku oraz przy rozwoju nowych technologii, stanowią 30%, czyli ok. 380 km².**

1.3.2. Ograniczenia wynikające z efektywności

Gęstość instalacji turbin wiatrowych na morzu ma bardzo duże znaczenie dla ostatecznej efektywności całej farmy. Z jednej strony gęstsze rozmieszczenie elektrowni zapewnia większą moc zainstalowaną na obszar, z drugiej zaś zbyt mała odległość między turbinami zaburza przepływ wiatru (efekt cienia aerodynamicznego) i tym samym zmniejsza wydajność poszczególnych elektrowni oraz skraca ich żywotność z powodu wzrostu turbulencji mas powietrza. Ważnym elementem są również koszty instalacji turbin, które są odwrotnie proporcjonalne do wielkości instalowanej turbiny. Co do zasady im większa moc instalowanej turbiny tym niższy koszt w przeliczeniu na 1 MW. Zwiększenie wielkości turbin wiąże się jednak z koniecznością zachowania większych odstępów między turbinami z uwagi na większe rozmiary wirnika i wzmożone zaburzenia przepływu mas powietrza.

Określenie optymalnej gęstości mocy na obszar wymaga zatem wzięcia pod uwagę wielu czynników wymienionych powyżej. Po porównaniu różnych wariantów (4, 6 i 8 MW/km²) optymalnym, wydaje się być wartość ok. **6 MW/km²**. Wariant 4 MW/km² charakteryzuje się większą wydajnością jednak niższą bezwzględną wartością wyprodukowanej energii (ilość MWh na jednostkę obszaru), co z uwagi na ograniczenia obszarowe wydawanych pozwoleń nie jest optymalne z punktu widzenia inwestora. Rozpatrzono również wariant 8 MW/km², który charakteryzuje się kilkuprocentowo gorszą wydajnością ale większą produkcją bezwzględną²⁹. Takie rozwiązanie byłoby optymalne z punktu widzenia inwestorów, jednak biorąc pod uwagę ograniczenia wynikające z uwarunkowań środowiskowych, społecznych, a także ekonomicznych (wymagany bardzo wysoki kapitał) bezpieczniejsze jest założenie **gęstości mocy na obszar na poziomie 6 MW/km²**. Ponadto należy zaznaczyć, że duży wpływ na ostateczne rozmieszczenie elektrowni mają producenci turbin wiatrowych, którzy mogą określać minimalną odległość między elektrowniami z uwagi na konieczność zachowania odpowiednich parametrów funkcjonowania turbin.

Biorąc pod uwagę powyższe dane założono, że potencjał MEW na polskich obszarach morskich, z punktu widzenia uwarunkowań lokalizacyjnych, przestrzennych i środowiskowych wynosi ok. 7 680 MW możliwych do zainstalowania na 1280 km², z czego:

- 1. w pierwszym etapie rozwoju docelowo można by zainstalować 1560 MW na 260 km²,**
- 2. w drugim etapie 3840 MW na 640 km²,**
- 3. w trzecim etapie 2280 MW na 380 km².**

1.3.3. Ograniczenia wynikające z uwarunkowań systemowych

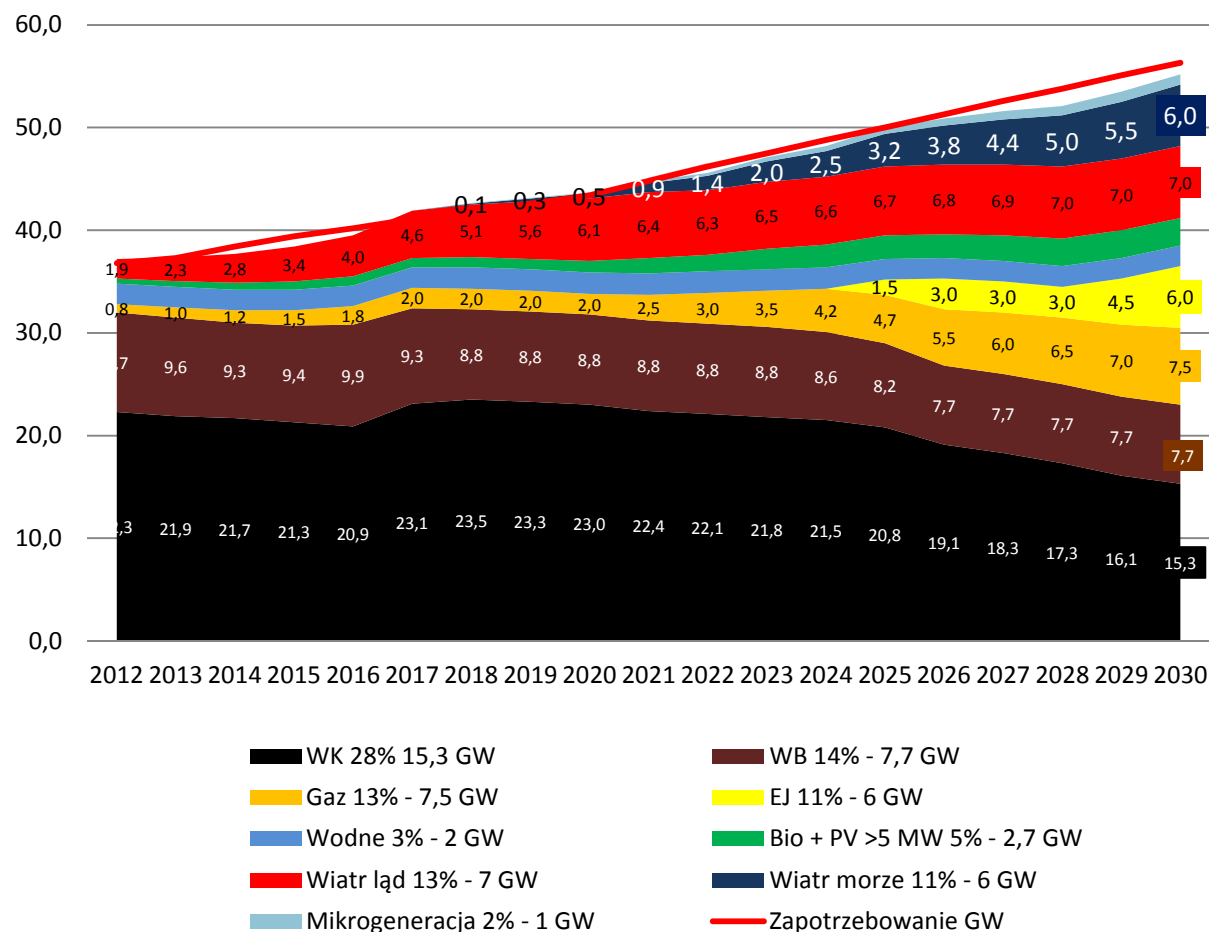
Jak wynika z analizy porównawczej prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną i możliwości jego pokrycia krajowymi źródłami wytwórczymi istnieje bardzo duże prawdopodobieństwo wystąpienia niedoborów mocy zainstalowanej w systemie. Pierwsze niedobory mogą pojawić się w perspektywie roku 2020, jednak dużo groźniejsze, gdyż sięgające nawet kilkunastu GW mocy dyspozycyjnej, pojawić się mogą w latach 2025-2030. Tezę tę uprawdopodobniają narastające z roku na rok opóźnienia w realizacji planów inwestycyjnych, zarówno w energetyce konwencjonalnej jak i jądrowej i odnawialnej. Z punktu widzenia zapotrzebowania na moc, nie wydaje się, aby istniały ograniczenia dla rozwoju morskiej energetyki w latach 2020-2030.

W oparciu o plany inwestycyjne, jak również możliwości rozwoju danych technologii w Polsce (uwarunkowania wynikające z polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, w tym w szczególności tzw. „pakietu 3x20” oraz specyfikę polskiego energy mix w roku 2013), można stworzyć prognozę energy mix w roku 2030. We wstępnych prognozach struktury energetycznej w Polsce w roku 2030 zakładane jest utrzymanie generacji węglowych, opartych na elektrowniach i elektrociepłowniach systemowych na poziomie ok. 28% udziału węgla kamiennego (ok. 15,3 GW) i 14% węgla brunatnego (7,7 GW). Zakładany jest również znaczący wzrost udziału generacji gazowej do ok. 13% mocy (7,5 GW), która będzie opierać się o krajowe źródła gazu łupkowego (przy zakładanym przyspieszeniu rozwoju sektora od roku 2013) oraz import surowca z zagranicy. Zgodnie z Programem Polskiej Energetyki Jądrowej planowany jest rozwój wspomnianej technologii na poziomie 6 GW, który pozwoli na osiągnięcie ok. 11% udziału tego źródła w energy mix. Około 36% mocy osiągalnej powinny zapewniać źródła odnawialne (18,7 GW), w których największy udział będą miały elektrownie wiatrowe na lądzie i morzu

²⁹ Windhunter-prognoza sp. z o. o. i WIND-consult Ingenieurgesellschaft für umweltschonende Energiewandlung mbH. 2012. Studium potencjału wiatru i produktywność wybranych farm wiatrowych offshore na polskich obszarach morskich. FNEZ – dane niepublikowane.

(odpowiednio 7 GW i 6 GW). Będzie ponadto wykorzystany pełny potencjał krajowych zasobów biomasy i biogazu, a także znaczący rozwój mikroinstalacji. Proponowany rozwój struktury energetycznej w Polsce w latach 2020-2030 został przedstawiony na wykresie 8.

Wykres 8. Propozycja energy mix na lata 2020-2030



Źródło: FNEZ, Analiza bilansu energetycznego w Polsce w latach 2012-2030, Warszawa 2012

Podsumowując, w oparciu o wynik analiz przedstawiony na wykresie można wywnioskować, że przy uwzględnieniu nieuniknionych ubytków mocy oraz planowanych inwestycji w nowe moce w poszczególnych źródłach, generacja MFW o mocy 6 GW mieści się w granicach zapotrzebowania na moc w systemie w perspektywie lat 2020-2030. Taka moc nie powinna także wpływać negatywnie na stabilizację systemu, zwłaszcza w kontekście planowanego znaczącego wzrostu generacji gazowej, która dzięki swojej elastyczności będzie pozwalać na lepsze bilansowanie mniej stabilnych źródeł odnawialnych.

1.3.4. Ograniczenia wynikające z możliwości przyłączenia do sieci

Do chwili obecnej operator systemu przesyłowego wydał warunki przyłączenia dla MFW na łączną moc 2,2 GW, z czego do roku 2020 - 900 MW i do roku 2025 - 1,3 GW. Według operatora, dzisiejszy stan krajowego systemu elektroenergetycznego, a także założone na okres najbliższych kilku lat inwestycje, nie dają podstaw do wydawania dalszych warunków przyłączenia dla kolejnych projektów MFW.

Przy szacowaniu obecnego potencjału przyłączeniowego MFW operator systemu bazuje na analogii z systemem niemieckim, gdzie na ok. 170 GW zainstalowanych mocy, w systemie funkcjonuje ok. 30 GW z energetyki wiatrowej. W polskim systemie znajduje się 37 GW mocy zainstalowanej. Biorąc pod uwagę moc farm wiatrowych w stosunku do mocy zainstalowanej w całym systemie niemieckim, osiąga się współczynnik 17%. Jeżeli w roku 2020 osiągniemy w polskim systemie około 44 GW mocy, z czego 7 GW będzie pochodziło z farm wiatrowych, to współczynnik będzie zbliżony do 16%. Stąd też wyprowadzana jest teza, że 7 GW to maksymalna moc, którą

pomieści KSE. Należy jednak pamiętać, że zgodnie z niemiecką polityką energetyczną do roku 2020 ma zostać wyłączonych 4 GW mocy w elektrowniach jądrowych, a dalsze 12 GW w kolejnych 2 latach, i powstać ok. 10 GW w morskiej energetyce wiatrowej. Biorąc pod uwagę, że wyłączone moce jądrowe w systemie niemieckim będą zastępowane nie tylko przez MFW, ale także różnymi źródłami, w tym gazowymi i innymi OZE, stosując analogię porównawczą, polski system energetyczny powinien pomieścić nawet 10 GW z elektrowni wiatrowych (łącznie lądowych i morskich) do roku 2020, a co najmniej 13 GW do roku 2030. Pozostaje oczywiście sprawą otwartą jaki w tej wielkości powinna mieć udział lądowa i morska energetyka wiatrowa, jednak wydaje się że proporcjonalny udział jednej i drugiej technologii w roku 2030 jest możliwy i celowy.

Reasumując, należy stwierdzić, że potencjał przyłączeniowy morskich farm wiatrowych wynikać będzie przede wszystkim z faktycznego zapotrzebowania na moc w latach 2020-2030 i przyjętej polityki pokrywania tego zapotrzebowania przez poszczególne źródła energii. Zwiększenie udziału elastycznych źródeł energii, zwłaszcza gazowych, rozsądny podział udziału w systemie lądowych i morskich elektrowni wiatrowych, w połączeniu z rozbudową sieci przesyłowych północ-południe i systemów magazynowych i szczytowo-pompowych, może w ogromnym stopniu zwiększyć potencjał przyłączeniowy MFW.

1.3.5. Ograniczenia wynikające z łańcucha dostaw i zaplecza portowego

Na obecnym etapie rozwoju projektów w Polsce, zapotrzebowanie rynku dotyczy głównie firm doradczych i konsultingowych, posiadających doświadczenie w prowadzeniu procedur administracyjnych i zarządzaniu projektami oraz wykonawców badań środowiskowych. W przypadku tych ostatnich, jeśli realizowane będą równoległe badania na większej ilości obszarów, istnieje ryzyko wystąpienia wąskiego gardła w związku z niewystarczającą ilością wyspecjalizowanych statków badawczych.

Konieczne będzie również stworzenie środowiska sprzyjającego utworzeniu pełnego łańcucha dostaw i usług na kolejnych etapach realizacji projektów, tj. na etapie budowy i eksploatacji. Konieczne będzie skoordynowanie tych działań z działalnością edukacyjną i szkoleniową.

Odnośnie zaplecza dostawczego na polskim rynku istnieje kilku producentów komponentów morskich EW na eksport. Są to głównie konstrukcje stalowe o niewielkich wymaganiach technologicznych, jak fundamenty i wieże wiatrowe. W przypadku dynamicznego rozwoju MEW w Polsce konieczne będzie utworzenie nowych zakładów produkcyjnych mogących obsłużyć zarówno zapotrzebowanie polskie, jak i zagraniczne. Celowym byłoby wykorzystanie w tym celu dobrze rozwiniętego polskiego przemysłu stocznioowego.

Zdolności produkcyjne zakładów są różne, poniżej podano przykładowe wartości.:

- istniejący zakład w Rostocku produkujący fundamenty monopalowe - 120 konstrukcji na rok,
- projektowany zakład produkcji fundamentów kratownicowych w Szczecinie - ok. 80 konstrukcji rocznie,
- zakład produkcji wież wiatrowych w Gdańsku - ok. 300 konstrukcji na rok.

Ponadto, według danych EWEA pojedynczy zakład montujący turbiny wiatrowe wraz z zakładami wspomagającymi może wyprodukować rocznie elektrownie wiatrowe o mocy 500-1000 MW, w zależności od systemu zmianowego³⁰.

Konieczne będzie również stworzenie sprzyjającego otoczenia ekonomicznego dla producentów turbin oraz kabli, którzy mogliby lokować swoje zakłady w polskich portach. Obecnie szacuje się, że dostępność kabli wysokiego napięcia może stanowić wąskie gardło rozwoju MEW.

Zaplecze portowe w Polsce nie powinno stanowić czynnika hamującego rozwój MEW w Polsce pod warunkiem realizacji inwestycji w modernizację i rozbudowę portów umożliwiającą lokalizowanie w portach zakładów produkcyjnych oraz montaż wielkogabarytowych elementów. Teoretycznie polskie porty mogłyby zapewnić obsługę dla ok. 400 elektrowni wiatrowych rocznie, a więc w latach 2020-2030 ok. 4000 elektrowni o łącznej mocy 24 GW. **Biorąc jednak pod uwagę inne funkcje polskich portów oraz ograniczenia wynikające z konieczności ich znacznych modernizacji dla obsługi MFW (zwłaszcza w obszarze wielkości powierzchni magazynowych oraz przepustowości transportowej) można przyjąć obciążenie na**

³⁰ EWEA. 2011. Wind in our sails.

poziomie 25% dla 4 największych polskich portów. Można więc zakładać, że w latach 2020-2030 będą one w stanie zapewnić dostawy ok. 1000 elektrowni o łącznej mocy 6 GW. Pozostałe inwestycje mogą być obsługiwane z portów zagranicznych, zwłaszcza w Rostoku i Sassnitz.

1.3.6. Ograniczenia wynikające z potencjału kadrowego

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej wiąże się ze wzrostem zapotrzebowania na wykwalifikowane kadry inżynierskie, techniczne oraz zarządzające projektami. Dlatego też należy odpowiedzieć na pytanie, czy polskie ośrodki uniwersyteckie i szkoleniowe będą w stanie zaspokoić zapotrzebowanie na wyspecjalizowane kadry w przypadku realizacji celów ilościowych określonych w Programie.

Polskie ośrodki naukowe na Pomorzu, dostrzegając potencjał morskiej energetyki wiatrowej, stopniowo dostosowują ofertę edukacyjną do potrzeb sektora. Uczelnie wyższe na Pomorzu i stricte morskie ośrodki naukowe (Akademia Morska w Gdyni i Szczecinie, itp.) oraz stosunkowo dobrze rozwinięty przemysł morski (w porównaniu do innych gałęzi sektora morskiej energetyki wiatrowej) w Polsce umożliwią zapewnienie niezbędnej wiedzy i doświadczenia, które są kluczowymi elementami w tworzeniu wyspecjalizowanych kadr w morskiej energetyce wiatrowej. Dlatego też możliwości kształcenia i szkolenia kadr (które zostały opisane szczegółowo w rozdziale 3.2.7 i 3.2.8. Raportu) nie będą stanowiły przeszkód w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

Należy jednak zwrócić uwagę, że może w Polsce dochodzić do negatywnego zjawiska drenażu wysoko wyspecjalizowanych kadr (tzw. „brain drain”) w celu zaspokojenia wymagań dobrze rozwiniętych rynków zagranicznych (Wielka Brytania, Niemcy). Aby uniknąć zjawiska odpływania najlepiej wykształconych i wykwalifikowanych pracowników sektora morskiej energetyki wiatrowej należy dążyć do stworzenia optymalnych warunków pracy i rozwoju zawodowego. Zapobieganie zjawisku drenażu kadr powinno polegać na dążeniu do powstania rozwiniętego sektora morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, tak aby spełniał on wymagania potencjalnych pracowników. Zapewnienie konkurencyjności i stabilnych warunków inwestycyjnych na polskim rynku oraz rozwój sektora na optymalnym poziomie będzie zagwarantowane przez realizację celów Programu.

Potencjalne korzyści z tworzenia nowych miejsc pracy przez sektor morskiej energetyki wiatrowej i przemysłu morskiego są bardzo duże - EWEA szacuje, że w Europie powstanie ok. 300 000 bezpośrednich i pośrednich miejsc pracy do roku 2030.

W branży morskiej energetyki wiatrowej w Europie panuje ogólne przeświadczenie, że sektor stoi w obliczu prawdopodobnego niedoboru wykwalifikowanej siły roboczej, w szczególności dotyczy to inżynierów, pracowników technicznych sektora obsługi i napraw oraz project managerów.

W krajach Unii Europejskiej, które zdecydowały się na rozwój morskiej energetyki wiatrowej, podjęto działania mające na celu zapobieganie niedoborowi wykwalifikowanych kadr przez organizację programów szkoleniowych. Niemieckie Centrum Edukacji Energetyki Odnawialnej (Bildungszentrum für Erneuerbare Energie BZEE) oferuje szereg specjalistycznych szkoleń, w tym np. program podnoszenia kwalifikacji w zakresie obsługi i napraw morskich farm wiatrowych. W Wielkiej Brytanii Narodowe Centrum Energetyki Odnawialnej (National Renewable Energy Center) zapewnia szkolenie akademickie i techniczne dla sektora morskiego.

Dodatkowo, należy zwrócić uwagę, że możliwy jest transfer kadr z sektora wydobywczego ropy naftowej i gazu na obszarach morskich. W szczególności dotyczy to transferu z grupy HSE (Health, Safety and Environment – zdrowie, bezpieczeństwo i ochrona środowiska), ze względu na zbliżoną specyfikę obu sektorów.

W związku z faktem, iż proces edukacji, ale również dostosowywania programów szkoleniowych i edukacyjnych, jest relatywnie długotrwały i zajmuje minimalnie 5-6 lat (studia licencjackie i magisterskie, dodatkowo specjalistyczne szkolenia i dostosowanie kursów i szkoleń akademickich do zapotrzebowania rynku), w celu zapobieżenia brakom, które mogą mieć poważny negatywny wpływ na rozwój sektora morskiej energetyki wiatrowej, wymagane są dalsze działania zapewniające szkolenie i wykształcenie inżynierów i pracowników technicznych. Przedmiotowe działania powinny być kreowane przez przemysł, uczelnie i polityków w całej Europie.

1.3.7. Ograniczenia wynikające z potencjału finansowania³¹

Ze względu na bardzo wysoki jednostkowy koszt inwestycyjny, istotnym czynnikiem ograniczającym potencjał rynkowy MFW jest dostępność kapitału. Projekt morskiej farmy wiatrowej, żeby był opłacalny dla inwestora, nie powinien obejmować mniejszej mocy docelowej niż 300 MW. Przy dzisiejszych kosztach na poziomie ok. 3,5 mln euro/MW koszt całkowity budowy średniej morskiej farmy wiatrowej wynosi ponad 1 mld EUR.

W przypadku projektów inwestycyjnych w Polsce, które różnią się warunkami lokalizacyjnymi od innych krajów UE, koszty inwestycyjne będą prawdopodobnie relatywnie wyższe. Szacuje się, że koszt CAPEX projektów lokalizowanych na polskich obszarach morskich będzie kształtował się w przedziale 3,32 mln EUR/MW – 4 mln EUR/MW.

Dodatkowo, należy zwrócić uwagę na wysoką relację między kosztami kapitału, a późniejszymi kosztami produkcji energii z morskich farm wiatrowych, które będą warunkować opłacalność inwestycji. Zgodnie z najnowszymi analizami, spadek średniego ważonego kosztu kapitału o 1% powoduje obniżenie kosztów produkcji energii o 6 punktów procentowych. Relacja powoduje, że odpowiednie gwarancje finansowe oraz ograniczanie ryzyka inwestycyjnego będzie prowadzić do znaczącego spadku kosztów.

W ciągu ostatniej dekady, rating 11 największych koncernów energetycznych w Europie zaangażowanych w projekty MFW został obniżony ze średniej A+ do A-/BBB+. Chociaż jest to nadal poziom umożliwiający realizację projektów inwestycyjnych, wiarygodność kredytowa sektora stała się mniejsza, co spowodowane jest głównie kryzysem finansowym w państwach UE-27.

W praktyce oznacza to, że koszt kapitału wymaganego do realizacji inwestycji MFW rośnie, odzwierciedlając wzrost ryzyka dla kapitałodawców. Dlatego też zauważono tendencję na europejskim rynku MFW do aktywnego poszukiwania możliwości współpracy z innymi koncernami energetycznymi lub instytucjami handlowymi i finansowymi, które mogą zapewnić płynność finansową, dostęp do know-how lub ograniczenia długoterminowego ryzyka operacyjnego.

Szacuje się, że w Europie istnieje obecnie około 15-20 banków, które są gotowe udzielać kredytowania dla sektora morskiej energetyki wiatrowej. Wynika to z faktu ogólnej niechęci kredytodawców do bycia wystawionym na jakiegokolwiek ryzyko związane ze skomplikowanym i czasochłonnym procesem realizacji inwestycji. W związku ze wzrastającymi kosztami kapitału, realizatorzy projektów wybierają coraz częściej finansowanie inwestycji przez umieszczenie ich we własnych bilansach, zamiast opierania się na komercyjnym finansowaniu zewnętrznym (gdyż wzrost ryzyka spowodował wzrost kosztów finansowania przeciętnie o 2,5-3 punkty procentowe)³².

Pozyskanie finansowania projektu staje się coraz większym wyzwaniem. Należy założyć, że koszt przeciętnego jednostkowego projektu inwestycyjnego w sektorze MFW będzie oscylował w granicach – 1 mld EUR. Dlatego też należy założyć, że do sfinansowania typowego projektu o mocy 300 MW potrzebne będzie zaangażowanie nawet do dziesięciu banków. Dodatkowo, uzgodnienie wspólnych ram finansowania i zawiązanie umowy między taką liczbą podmiotów będzie prawdopodobnie długotrwałym procesem (szacuje się około 12-18 miesięcy), co może niekorzystnie wpłynąć na proces inwestycyjny i dodatkowo podnosić koszty związane ze zwiększonym ryzykiem.

Zakładając, że każdy z 15-20 banków komercyjnych w Europie może uczestniczyć w 1-2 wspomnianych transakcjach rocznie, można przyjąć, że dostępne finansowanie w sektorze MFW będzie kształtować się na poziomie około 1,5 mld EUR. Taka kalkulacja pozwala na sfinansowanie jedynie kilku projektów inwestycyjnych rocznie, w związku z wciąż dużymi kosztami inwestycyjnymi i coraz większą skalą realizowanych projektów. Powstaje zatem uzasadniona obawa braku płynności i stabilności inwestycyjnej realizacji niektórych projektów w sektorze MFW.

Należy jednak zwrócić uwagę, że istnieje możliwość zaangażowania międzynarodowych instytucji finansowych i agencji kredytów eksportowych, która zwiększa szanse na zagwarantowanie komercyjnego kredytowania projektów inwestycyjnych przez zwiększanie zdolności kredytowej, wiarygodności i zapewnienie płynności finansowej.

Do tej pory Europejski Bank Inwestycyjny („EBI”) jest najbardziej aktywną instytucją, która zdecydowała się przeznaczyć 2 mld EUR na finansowanie projektów w sektorze MFW. Szacuje się, że w najbliższych latach istotne

³¹ Dane na podstawie: Windpower mothly. Stability vital as offshore stands at crossroads. Arnaud Bouillé, Kinga Duerrbaum. styczeń 2013.

³² Tamże.

będzie zaangażowanie KfW³³ w Niemczech oraz brytyjskiego Green Investment Bank, które powinny przeznaczyć odpowiednio 5 mld i 3 mld EUR na projekty morskich farm wiatrowych.

Nawet przy zaangażowaniu instytucji finansowych zakładane jest zapewnienie finansowania na poziomie około 4-5 mld EUR rocznie, co pozwoli na realizację projektów o mocy 1-1,5 GW. Patrząc na ambitne plany inwestycyjne Wielkiej Brytanii i Niemiec w sektorze, należy dążyć do zapewnienia jak najlepszych warunków konkurencyjnych dla rozwoju sektora w Polsce już w roku 2013. Tylko stabilne i efektywne warunki systemowe umożliwią zapewnienie zewnętrznego finansowania niezbędnego do realizacji projektów. W przypadku dalszych opóźnień w pracach nad otoczeniem regulacyjnym i ekonomicznym w Polsce wysoce prawdopodobne jest powstanie luki finansowej.

Pomimo faktu, że wciąż opracowywane są nowe instrumenty finansowe (m.in. obligacje projektowe, instrument „łącząc Europe”), a budżet UE-27 w perspektywie 2014-2020 ma skupiać się na realizacji projektów infrastrukturalnych w energetyce oraz finansować innowacyjne i niskoemisyjne technologie (w tym sektor MFW), wciąż kluczowe znaczenie dla zapewnienia finansowania projektów będą miały decyzje polityczne na szczeblu krajowym. W latach 2007-2013 tylko na realizację innowacyjnych inwestycji w sektorze morskiej energetyki wiatrowej z budżetu UE przeznaczono ponad 0,5 mld EUR. Europejski program energetyczny na rzecz naprawy gospodarczej zagwarantował finansowanie 9 projektów morskich farm wiatrowych w wysokości 565 mln EUR: na realizację sieci morskich przeznaczono 311 mln EUR, a na sfinansowanie programów badawczo-rozwojowych 254 mln EUR.

Ze względu na wysoką innowacyjność, projekty morskich farm wiatrowych to inwestycje o podwyższonym ryzyku. Energetyka morska w Polsce wymaga wsparcia finansowego ze strony rządu. Oprócz obowiązującego systemu wsparcia warto wykorzystać doświadczenia krajów zagranicznych przez próbę wykorzystania środków UE na realizację inwestycji w sektorze. Przykładem skutecznego działania w przedmiotowym zakresie jest wykorzystanie do finansowania 9 projektów morskich farm wiatrowych i sieci morskich realizowanych na terenie Wielkiej Brytanii, Niemczech i Danii środków finansowych w wysokości 535 mln EUR (wsparcie realizacji projektów farm wiatrowych: Thornton Bank, Borkum West II, Bard I, Nordsee Ost, Baltic Kriegers Flak, Aberdeen oraz sieci morskich: Global Tech I, Cobra Cable, HVDC Hub).

Jeżeli Polska nie będzie w stanie podjąć wyzwań konkurencyjności na międzynarodowym rynku MFW oraz nie będzie znosić ograniczeń regulacyjnych (w tym związanych z infrastrukturą przyłączeniową, która stanowi jeden z kluczowych parametrów kosztotwórczych w sektorze), potencjał rynkowy technologii w Polsce może nie zostać wykorzystany.

Dla sfinansowania inwestycji MFW w skali możliwej do realizacji w Polsce niezbędne będzie obniżenie kosztów jednostkowych inwestycji, co jest możliwe w perspektywie rozwoju technologii w najbliższych 10 latach oraz wykorzystania krajowego zaplecza dostawczo-logistycznego. Szczegółowe prognozy w zakresie ścieżki obniżenia kosztów sektora morskiej energetyki wiatrowej w Polsce przedstawione zostały w rozdziale 2.3. Programu.

1.4. Podsumowanie

Potencjał teoretyczny wynikający z dostępności lokalizacji pod projekty morskich farm wiatrowych, warunków wietrznych i maksymalnej produktywności MFW został oszacowany na **12 GW zainstalowanej mocy i 48-56 TWh energii rocznie**.

W ramach analizy **potencjału technicznego** uwzględniono takie uwarunkowania jak: możliwości przyłączenia do sieci, uwarunkowania krajowego systemu elektroenergetycznego oraz możliwości zaplecza dostawczo-logistycznego i kadrowego. W efekcie potencjał techniczny oszacowano na **7,4 GW do roku 2030**, przy czym główne ograniczenia wynikały ze specyfiki energy mix w Polsce oraz możliwości przyłączeniowych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Powyższe szacunki zostały dalej zweryfikowane pod kątem ograniczeń związanych z funkcjonowaniem gospodarki wolnorynkowej i zasad konkurencyjności, w tym ograniczeń wynikających z optymalizacji, m.in. kosztowej i organizacyjnej, zarówno z punktu widzenia potencjalnych inwestorów, jak i państwa. Uwzględniono również uwarunkowania środowiskowe oraz dostępność lokalizacji wynikającą z innych sposobów użytkowania obszarów morskich. W wyniku tej analizy określono **potencjał rynkowy na poziomie 6 GW w roku 2030**, przy czym

³³ Kreditanstalt für Wiederaufbau.

realizacja tego potencjału będzie musiała następować stopniowo z uwagi na: zróżnicowane uwarunkowania lokalizacyjne na polskich obszarach morskich (głębokość i odległość od lądu), ograniczone możliwości przyłączeniowe, konieczność stworzenia krajowego łańcucha dostaw i modernizacji portów oraz ograniczoną pulę dostępnych środków finansowych.

2. Cele Programu

Właściwe zaplanowanie rozwoju sektorów morskiej energetyki wiatrowej i morskiego przemysłu, tworzącego zaplecze produkcyjno-logistyczne tego sektora, wymaga określenia celów ilościowych, które będą wyznaczały skalę oraz warunki realizacji potencjalnych inwestycji. Cele opisane w niniejszym rozdziale pokazują zarówno możliwą skalę inwestycji w morskie farmy wiatrowe, jak i niezbędny dla jej osiągnięcia zakres inwestycji w zaplecze produkcyjne oraz rozwój kadr.

2.1. Cele ilościowe dla MFW

Przy określaniu celów ilościowych dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce wzięto pod uwagę potencjał teoretyczny polskich obszarów morskich w zakresie możliwości wytwarzania energii elektrycznej przez elektrownie wiatrowe, a także czynniki gospodarcze, systemowe, środowiskowe, ekonomiczne i organizacyjne, które ten potencjał ograniczają. Z drugiej strony założono, że cele ilościowe rozwoju MEW muszą uwzględniać efekt skali, który pozwoli na optymalizację kosztów rozwoju rynku. Podstawowym czynnikiem pozwalającym na obniżenie kosztów jednostkowych inwestycji jest tworzenie krajowego rynku dostaw i usług oraz zaplecza logistycznego, serwisowego i obsługowego w jak najbliższych odległościach od realizowanych projektów. Takie podejście gwarantuje ponadto stworzenie impulsu rozwojowego regionów nadmorskich, opierającego się na modernizacji i rozbudowie przemysłu morskiego, tworzeniu nowych miejsc pracy, kształceniu nowych wykwalifikowanych kadr. Aby jednak rozwój krajowego przemysłu morskiego wokół morskiej energetyki był możliwy, cele ilościowe branży muszą przekraczać próg opłacalności inwestowania w nowe zakłady wytwórcze, w tym wysoce specjalistyczne, jak np. fabryki turbin wiatrowych, a także rozbudowę istniejących zakładów oraz modernizację i rozbudowę zaplecza portowego. W wyniku zderzenia powyższych uwarunkowań, za optymalny dla Polski uznano następujący scenariusz rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na polskich obszarach morskich:

- I faza rozwoju do roku 2020 – do 1 GW zainstalowanej mocy,
- II faza rozwoju lata 2020-2025 – do 3 GW zainstalowanej mocy łącznie,
- III faza rozwoju lata 2025-2030 – do 6 GW zainstalowanej mocy łącznie.

2.2. Cele ilościowe dla przemysłu morskiego

Aby było możliwe zrealizowanie celów ilościowych dla morskiej energetyki wiatrowej, przy założeniu optymalizacji kosztów inwestycyjnych, niezbędne jest uruchomienie krajowego zaplecza produkcyjno-dostawczego, które zapewni budowę znaczących części łańcucha dostaw dla MFW na polskich obszarach morskich bazującego na krajowych dostawach, zwłaszcza takich elementów konstrukcyjnych jak wieże czy fundamenty elektrowni, które już są produkowane w Polsce. W przypadku przyjęcia celów ilościowych zapewniających właściwy efekt skali, w Polsce mogą powstać także fabryki kabli morskich i generatorów. Biorąc powyższe pod uwagę, określa się następujące cele ilościowe dla krajowego przemysłu morskiego:

I faza - do roku 2020 (do 1 GW zainstalowanej mocy):

- zapewnienie dostaw konstrukcji wsporczych na rynek europejski w skali 500-600 sztuk i rynek krajowy w skali 150-200 sztuk,
- zapewnienie stałej przestrzeni montażowo-magazynowej w portach na poziomie 30 ha w związku z obsługą budowy MFW.

Pierwsza faza zakłada rozwój istniejącego krajowego potencjału produkcyjnego niskotechnologicznych konstrukcji stalowych, jak fundamenty czy też wieże wiatrowe. Polski przemysł pokryje całkowity popyt rynku krajowego (1 GW zainstalowanej mocy łącznie), pozostała część produkcji będzie eksportowana na rynki zagraniczne. Na

tym etapie pozostałe elementy MFW (turbiny, śmigła, gondole, kable podmorskie) będą importowane z państw sąsiadujących m.in. z Niemiec, Danii, Szwecji.

Zakłada się, że budowa wszystkich MFW na polskich obszarach morskich będzie obsługiwana przez polskie porty konstrukcyjne, co będzie wymagało inwestycji w modernizację i rozbudowę portów oraz zapewnienie odpowiedniej przestrzeni montażowo-magazynowej.

II faza – lata 2020-2025 (do 3 GW zainstalowanej mocy łącznie):

- zapewnienie dostaw konstrukcji wsporczych na rynek europejski w skali 1000 sztuk i rynek krajowy w skali 300-400 sztuk,
- zapewnienie dostaw kabli podmorskich w skali 200 km,
- zapewnienie stałej przestrzeni montażowo-magazynowej w portach na poziomie 50 ha w związku z obsługą budowy MFW.

W drugiej fazie zakłada się dalszy rozwój możliwości produkcyjnych niskotechnologicznych konstrukcji zapewniający 100% pokrycie zapotrzebowania krajowego oraz zwiększenie eksportu na rynki zagraniczne. Powstaną również nowe zakłady produkcyjne kabli podmorskich zapewniające częściowe pokrycie prognozowanego zapotrzebowania rynku krajowego. Pozostałe elementy będą w dalszym ciągu importowane, jednak na tym etapie przewiduje się powstawanie nowych zakładów turbin wiatrowych, gondol i hal montażowych.

Również w tej fazie zakłada się, że budowa wszystkich MFW na polskich obszarach morskich będzie obsługiwana przez polskie porty konstrukcyjne. Będzie to wymagało dalszych inwestycji w porty oraz udostępnienia większych powierzchni montażowo-magazynowych. Z uwagi na fakt, że nowe zakłady produkcyjne będą lokalizowane w regionach przybrzeżnych, najprawdopodobniej w portach, konieczne będzie dostosowanie oferty polskich portów morskich pod względem dostępnej przestrzeni i infrastruktury portowej. Zakres ten jest jednak indywidualny i ciężki do przewidzenia.

III faza – lata 2025-2030 (do 6 GW zainstalowanej mocy łącznie):

- zapewnienie dostaw konstrukcji wsporczych na rynek europejski w skali 1500 sztuk i rynek krajowy w skali 500-600 sztuk,
- zapewnienie dostaw turbin wiatrowych na rynek krajowy w skali 500 sztuk i rynek europejski w skali 500 sztuk,
- zapewnienie dostaw kabli podmorskich w skali 400 km,
- zapewnienie stałej przestrzeni montażowo-magazynowej w portach na poziomie 80 ha w związku z obsługą budowy MFW.

W ostatniej fazie zakłada się utworzenie pełnego łańcucha dostaw, w tym w szczególności rozwój potencjału produkcyjnego konstrukcji stalowych, rozwój produkcji kabli podmorskich oraz otwarcie zakładów produkcji elementów składowych turbin wiatrowych i hal montażowych. W tej fazie zakłada się całkowite pokrycie krajowego zapotrzebowania na konstrukcje stalowe oraz turbiny przez polski przemysł oraz częściowe pokrycie zapotrzebowania na kable podmorskie. Zakłada się również wzrost działalności eksportowej polskich zakładów produkcyjnych.

Nastąpi również wzrost zapotrzebowania na powierzchnie użytkowe w polskich portach, w związku z realizacją coraz większej ilości projektów MFW oraz zakładów produkcyjnych dedykowanych MEW.

2.3. Cele ekonomiczne dla MFW

Wysokie koszty inwestycyjne morskich farm wiatrowych są podstawowym czynnikiem ograniczającym ich atrakcyjność inwestycyjną, a tym samym wpływającym na szanse realizacji założonych celów. Ze względu na konieczność optymalizacji kosztów funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w celu minimalizacji nadmiernych obciążeń odbiorców końcowych wzrostem cen energii, niezbędne jest określenie ścieżki obniżenia kosztów inwestycyjnych MFW w Polsce. Należy przy tym pamiętać, że harmonogram budowy MFW obejmuje lata

2018-2030, kiedy technologie wykorzystania energii wiatru na obszarach morskich będą dużo bardziej rozwinięte, upowszechnione, a więc i tańsze niż obecnie.

Analizując prognozy zmian wartości kosztów sektora MFW w Polsce należy odnieść się do przykładu najlepiej rozwijającego się rynku morskiej energetyki wiatrowej w Wielkiej Brytanii³⁴. Brytyjski sektor MEW założył dokładne scenariusze redukcji kosztów MFW, których realizacja powinna doprowadzić do obniżenia kosztów wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych z poziomu około 140 GBP/MWh w roku 2011 do około 90 GBP/MWh w roku 2020 (w najbardziej optymistycznym wariantcie).

Podstawowym celem brytyjskiego sektora MFW jest obniżenie kosztów produkcji energii do poziomu 100 GBP/MWh w roku 2020, co pozwoli na optymalizację funkcjonowania technologii w Wielkiej Brytanii. Założono 4 scenariusze rozwoju, które pozwolą na redukcję kosztów produkcji energii w MFW:

- scenariusz powolnego rozwoju - koszt w 2020 - 115 GBP/MWh,
- scenariusz przyspieszonego rozwoju technologii - koszt w 2020 - 100 GBP/MWh,
- scenariusz efektywnego łańcucha dostaw - koszt w 2020 - 96 GBP/MWh,
- scenariusz szybkiego rozwoju - koszt w 2020 - 89 GBP/MWh.

Po roku 2020 zakładany jest dalszy spadek kosztów, w związku ze wzrostem wykorzystania innowacyjnych rozwiązań technologicznych (obecnie szacunkowe wykorzystanie potencjału najważniejszych innowacji technologicznych wynosi jedynie 50%).

Autorzy analiz prognozujących spadek kosztów w Wielkiej Brytanii podkreślają, że kluczowym warunkiem obniżania kosztów w sektorze jest:

- maksymalizacja krajowego rynku dostaw,
- inwestycje w optymalizację dostępnej technologii i innowacje,
- efektywne i stabilne warunki inwestycyjne gwarantowane przez rządowe strategie, zawierające cele ilościowe i harmonogram ich osiągnięcia.

Należy zgodzić się z polityką przyjętą przez rząd Wielkiej Brytanii, bezwzględnego lidera światowego rynku morskiej energetyki, że celem systemu wsparcia nowych technologii energetycznych, w tym morskich elektrowni wiatrowych, musi być ich u rynkowanie, poprzez zmniejszanie kosztów wytwarzania energii w wyniku upowszechnienia technologii. Aby było to możliwe, niezbędne jest przyjęcie określonych celów redukcji kosztów i stwarzanie warunków dla takiego rozwoju branży, w którym skala jej rozwoju umożliwi osiągnięcie celów kosztowych.

W niniejszym Programie uznano, że założenia brytyjskie redukcji kosztów wytwarzania energii przez MFW o 25-35% w stosunku do kosztów dzisiejszych są realne do osiągnięcia i gwarantują właściwą optymalizację kosztów rozwoju branży. Analizy wykonane w odniesieniu do perspektyw rozwoju polskiego rynku potwierdzają, że taka redukcja kosztów będzie możliwa także na polskim rynku, co powinno wyznaczać cele kosztowe Programu. Aby osiągnąć te cele w Programie uwzględniono i opisano wszystkie z kluczowych elementów gwarantujących obniżenie kosztów sektora MFW przyjęte w strategii brytyjskiej.

Harmonogram rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

Aby określić kształt krzywej uczenia³⁵, która będzie podstawowym czynnikiem zmniejszającym koszty inwestycyjne, należy odnieść się do założonego harmonogramu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Aktualne dane dotyczące możliwości przyłączenia do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego morskich farm wiatrowych oraz przyjęte mało ambitne cele dla MFW (500 MW do roku 2020)³⁶ powodują, że spodziewany spadek kosztów inwestycyjnych, spowodowanych nasyceniem rynku technologiami oraz usługami i tzw. czynnikiem uczenia się, wystąpi na polskim rynku zbyt późno, a „krzywa uczenia” będzie za mało stroma, aby

³⁴ Na podstawie: Crown Estate. 2012. Offshore Wind Cost Reduction Pathways Study.

³⁵ Wskaźnik odzwierciedlający wzrost efektywności kosztowej budowy/eksploatacji MFW z uwagi na postęp technologiczny i/lub efekty skali związane ze wzrostem liczby zainstalowanych MW w morskich źródłach wiatrowych.

³⁶ Ministerstwo Gospodarki. 2010. Krajowy Plan Działań w zakresie odnawialnych źródeł energii.

doprowadzić do istotnego obniżenia kosztów inwestycyjnych. To spowoduje, że przez dłuższy czas wymagane byłoby wyższe wsparcie dla wytwarzania energii w MFW.

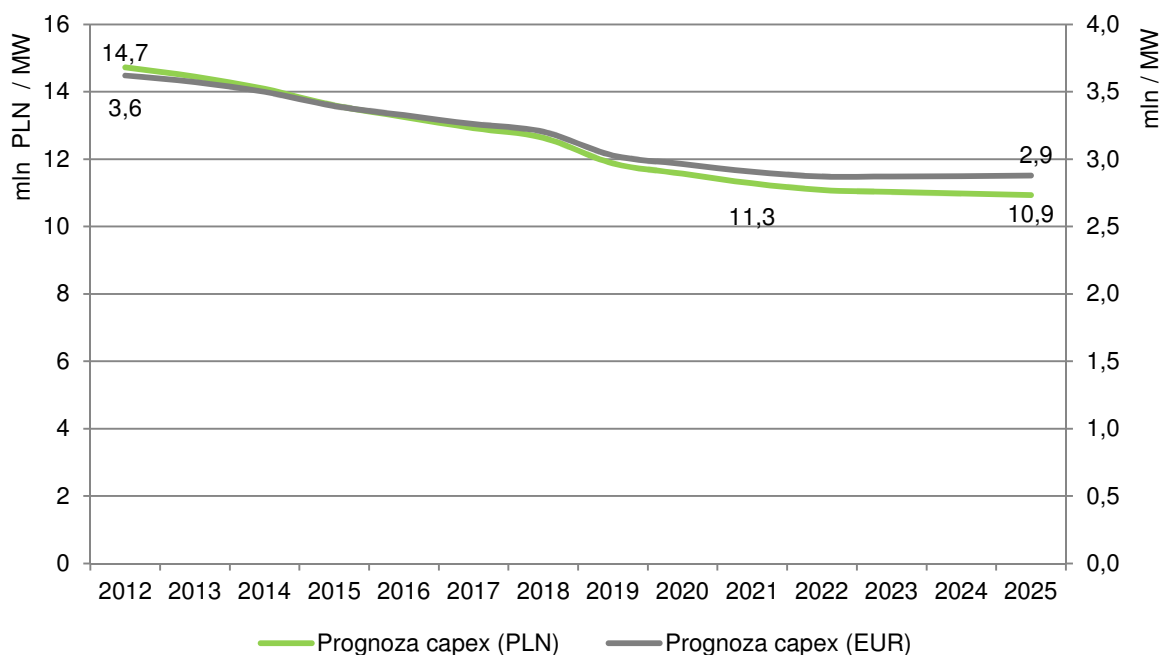
Jeżeli jednak przyjmiemy założony w Programie scenariusz rozwoju rynku, należy się spodziewać znaczącego spadku jednostkowych kosztów wytwarzania energii w MFW (z uwagi na wzrost efektywności wytwarzania i wpływ krzywej uczenia – co zostało opisane w dalszej części Programu), co przy jednoczesnym prawdopodobnym wzroście cen energii elektrycznej obniży w sposób znaczący niezbędny poziom wsparcia (tzw. luka przychodowa).

2.3.1. Redukcja nakładów inwestycyjnych

Obecnie³⁷ nakłady inwestycyjne w sektorze MFW w Polsce, szacowane na podstawie danych z rynku brytyjskiego, kształtują się na średnim poziomie 14,7 mln PLN/MW.

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż w związku z wpływem krzywej uczenia przy zachowaniu dynamicznego rozwoju branży od 1 GW w 2020 do 6 GW w roku 2030 i równoległym dynamicznym rozwoju krajowego zaplecza dostawczo-usługowego, należy spodziewać się systematycznego spadku średnich nakładów inwestycyjnych z poziomu ok. 14,7 mln PLN/MW w roku 2012 do ok. 11 mln PLN w roku 2021. Po 2021 roku może nastąpić stabilizacja średnich kosztów inwestycyjnych na poziomie około 10-10,9 mln PLN/MW. Stabilizacja poziomu CAPEX wynika ze zrównoważenia się wpływu czynników kosztowych oraz krzywej uczenia się po 2022 roku, a także kursu EUR/PLN. Szczegółowe dane w zakresie prognozowanego kosztu budowy 1 MW mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych w Polsce w okresie 2012-2025 zostały przedstawione na poniższym wykresie.

Wykres 9. Prognoza nakładów inwestycyjnych (CAPEX) uwzględniająca wpływ czynników kosztowych oraz krzywej uczenia się w perspektywie do roku 2025



Źródło: opracowanie własne

Jako cel w zakresie redukcji kosztów inwestycyjnych, w perspektywie do roku 2025 należy więc przyjąć 25% obniżenie kosztów jednostkowych CAPEX w odniesieniu do szacunkowych kosztów na rok 2012.

³⁷ Tj. w warunkach cenowych z 2012 roku.

2.3.2. Redukcja kosztów operacyjnych

Podejście do szacowania kosztów operacyjnych związanych z funkcjonowaniem MFW zakłada podział kosztów operacyjnych na koszty o charakterze stałym (niezależnym od wolumenu produkcji) i zmiennym, który jest ściśle skorelowany z wytwarzaniem energii elektrycznej.

W oparciu o dane źródłowe prognozowana dla 2013 roku część stała kosztów (OPEX_s) operacyjnych została oszacowana na poziomie około 250 tys. PLN/MW. Kluczowym elementem składowym (ok 45%, tj. 115 tys. PLN/MW) są koszty związane z utrzymaniem i remontami farmy. Zagadnienie zostało szczegółowo opisane w rozdziale 3.2.2.

Prognoza kosztów operacyjnych związanych z eksploatacją morskich farm wiatrowych w Polsce została przeprowadzona przy wykorzystaniu wartości bazowych kosztów OPEX oszacowanych dla roku 2011, zindeksowanych wpływem krzywej uczenia się, przy czym założono, że koszty operacyjne będą podlegały wpływowi krzywej uczenia się dla większości kosztów stałych. Wynika to głównie z prognozowanego wzrostu rozmiaru pojedynczych turbin oraz rozwoju technologii i rynku. W szczególności przyjęto założenie, iż krzywa uczenia obejmuje następujące koszty:

- opłaty serwisowe stałe,
- utrzymanie i remonty,
- zarządzanie i inne opłaty stałe,
- ubezpieczenia.

W oparciu o przeprowadzone analizy³⁸ można stwierdzić, iż możliwy jest spadek średniego OPEX_s, zgodnie z wpływem krzywej uczenia się, z poziomu ok. 250 tys. PLN/MW w roku 2013 do około 190 tys. PLN/MW w 2025 roku.

Operacyjne koszty zmienne funkcjonowania morskich farm wiatrowych w polskich obszarach morskich zostały oszacowane na poziomie 30 PLN/MWh w roku 2013 (w tym koszty bilansowania).

OPEX_z (część zmienna kosztów operacyjnych) może w perspektywie do 2025 utrzymywać się na podobnym poziomie głównie ze względu na wzrost wskaźnika wykorzystania 1 MW mocy zainstalowanej i tym samym większą część zmiennych opłat serwisowych stanowiących nadwyżkę nad stałymi opłatami serwisowymi. Zgodnie z prognozami zmienna część kosztów operacyjnych („OPEX_z”) może wynieść w 2025 r. ok. 29 PLN/MWh.

Celem redukcyjnym w zakresie kosztów operacyjnych powinno być osiągnięcie redukcji kosztów stałych operacyjnych o ok. 24% względem szacunków na rok 2013, w perspektywie do roku 2025.

2.3.3. Redukcja jednostkowego kosztu wytwarzania energii

W oparciu o prognozy jednostkowych kosztów inwestycyjnych, operacyjnych oraz założenia w zakresie wymaganej stopy zwrotu przez inwestorów budujących morskie farmy wiatrowe, możliwe jest oszacowanie jednostkowego kosztu wytworzenia energii elektrycznej („JKWE”) w morskich farmach wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025.

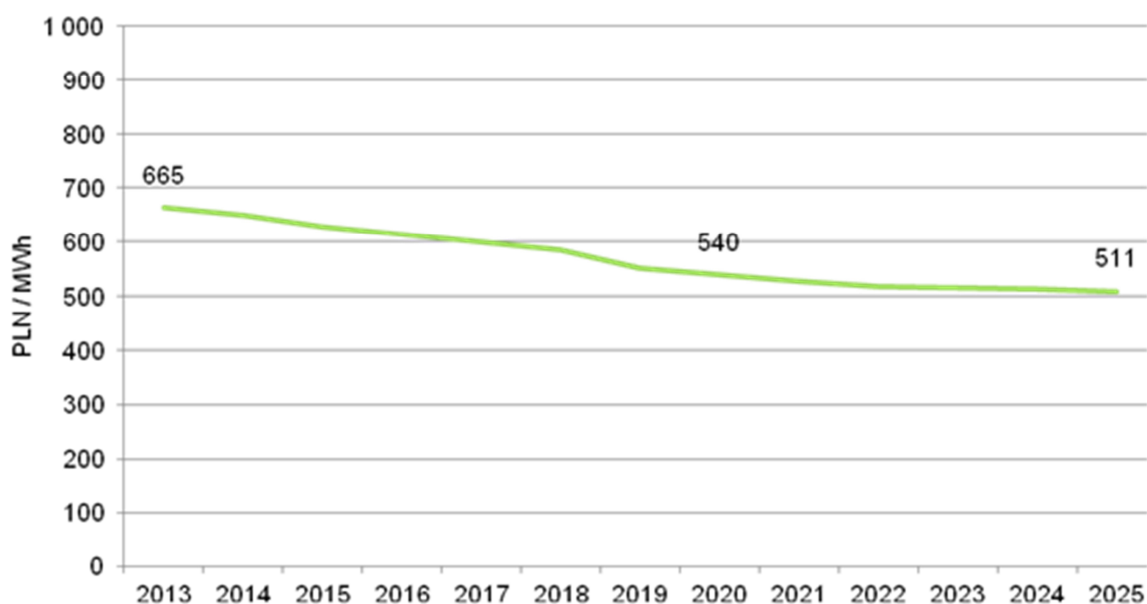
Należy podkreślić, iż JKWE odpowiada wartości granicznego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej i praw majątkowych ze sprzedaży świadectw pochodzenia, który powinien otrzymać inwestor, aby zapewniona była ekonomiczna opłacalność realizacji projektów inwestycyjnych w zakresie budowy morskich farm wiatrowych w Polsce.

Zgodnie z prognozami w perspektywie do 2025 roku możliwy jest spadek JKWE z szacowanego na dziś poziomu 665 PLN/MWh do około 511 PLN/MWh dla wariantu, w którym produktywność MFW wyniesie ok. 45%, i z 809 PLN/MWh do 534 PLN/MWh dla wariantu pesymistycznego i mało prawdopodobnego, gdzie średnia produktywność będzie wynosić ok. 38% w latach 2013-2020. W wariantcie optymistycznym (bazowym) spodziewany jest spadek kosztów wytwarzania energii o ok. 23% w stosunku do 2013 roku. Szczegółowe dane

³⁸ FNEZ. 2012. Analiza wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku. Aneks do raportu z dnia 16 stycznia 2012 uwzględniający zapisy projektu ustawy o OZE z dnia 4 października 2012 r.

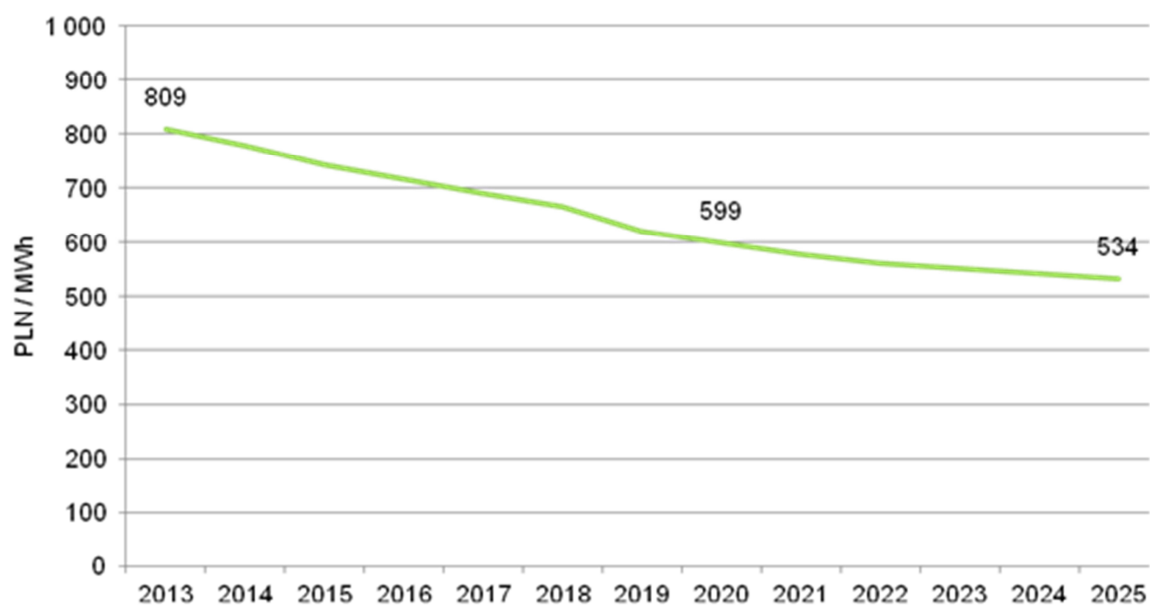
w zakresie prognozowanych wartości jednostkowego kosztu wytworzenia energii elektrycznej w MFW w Polsce zostały przedstawione na wykresie 10.

Wykres 10. Prognozowany jednostkowy koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w MFW w Polsce w okresie 2013-2025, przy założeniu wskaźnika wykorzystania mocy 45% - wariant optymistyczny



Źródło: opracowanie własne

Wykres 11. Prognozowany jednostkowy koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w MFW w Polsce w okresie 2013-2025, przy założeniu wskaźnika wykorzystania mocy 35-40% - wariant pesymistyczny



Źródło: opracowanie własne

Celem redukcyjnym w zakresie zmniejszenia jednostkowego kosztu wytworzenia energii przez MFW w roku 2025, w odniesieniu do szacunków na rok 2013, powinna być redukcja na poziomie ok. 23% kosztów.

2.3.4. Redukcja wysokości wsparcia

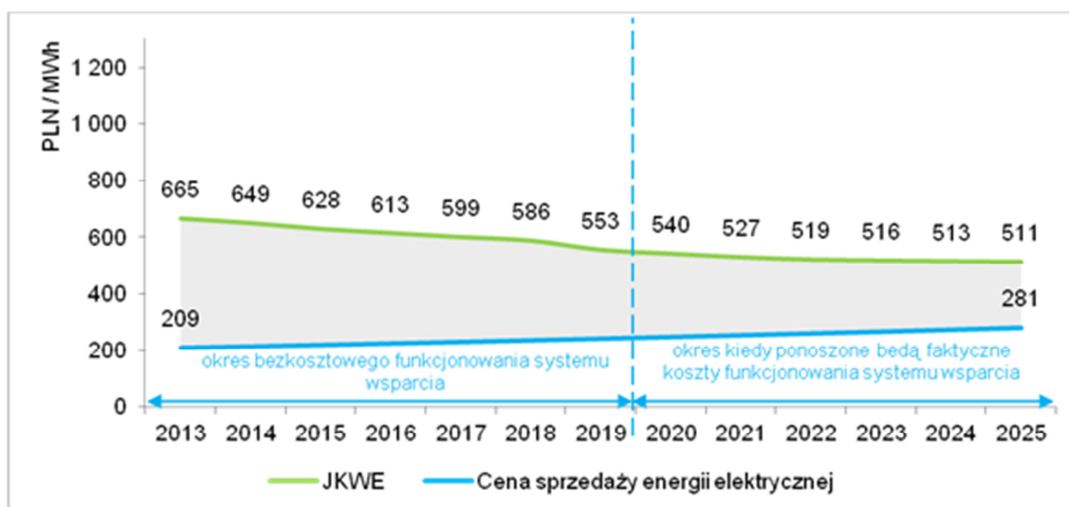
Morskie farmy wiatrowe, jak każda nowa technologia wytwarzania energii, potrzebuje na etapie rozwoju wsparcia, które będzie pozwalało na jej urynkowanie w konkurencji z innymi źródłami, które także były wspierane na etapie wprowadzania na rynek. Należy pamiętać, że na polskim rynku energetycznym dominują stare źródła konwencjonalne, które utrzymują stosunkowo niskie ceny wytwarzania energii ze względu na zdekapitalizowanie. Wszystkie nowe technologie OZE, w tym także współspalanie, były w pierwszych latach rozwoju wspierane w ramach obowiązującego systemu wsparcia. Obecnie trwają prace nad zmianą systemu wsparcia, tak aby zminimalizować koszty osiągnięcia celów w zakresie rozwoju energetyki odnawialnej określone w pakiecie energetyczno-klimatycznym UE. Doprowadzenie do rozwoju morskiej energetyki wiatrowej będzie także wymagało wsparcia tej technologii. Należy jednak podkreślić, że planowanie systemu wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej, jak i ocena kosztów tego wsparcia, nie powinno odbywać się w ramach dyskusji nad wysokością współczynników korekcyjnych dla poszczególnych technologii OZE i kosztów realizacji zobowiązań wynikających z Dyrektywy 2009/28/WE. Powodem jest fakt, że pierwsze farmy wiatrowe mogą powstać w Polsce w roku 2020 i dopiero wtedy zostaną wydane pierwsze świadectwa pochodzenia dla MFW, które rozliczane będą w roku 2021. Tak więc, przed rokiem 2020 system wsparcia OZE nie będzie generował kosztów z tytułu wspierania MFW, gdyż koszty systemu wpływające na cenę energii dla odbiorców końcowych wynikają z zakupu świadectw pochodzenia przez podmioty zobowiązane (sprzedawców energii). Nie oznacza to jednak, że w latach 2014-2020 nie powinny zostać określone współczynniki korekcyjne wartości świadectw pochodzenia dla MFW. Aby inwestorzy mogli przygotowywać projekty i uzyskiwać dla nich finansowanie, niezbędne jest jak najszybsze określenie warunków finansowych realizacji i eksploatacji farm wiatrowych w chwili ich oddania do użytku. Aby to było możliwe, powinna zostać określona ścieżka wysokości wsparcia dla MFW albo na dłuższy okres niż dla innych technologii OZE, czyli od dnia wejścia w życie ustawy do okresu kiedy będą oddawane do użytku pierwsze farmy, albo na okres tej samej długości co dla innych OZE (3 lub 5 lat), ale nie od dnia wejścia w życie ustawy, ale na okres w którym pierwsze projekty MFW będą kontraktowane, budowane i oddawane do użytku – 2019-2021. Określenie wysokości wsparcia w nowym systemie prawnym regulującym branżę OZE w ujęciu długoterminowym powinno być jednocześnie narzędziem wskazania oczekiwanej ścieżki redukcji kosztów inwestycyjnych, będącej podstawą do planowania strategii rozwoju rynku tak samych MFW, jak i rozwoju krajowego zaplecza dostawczo-logistycznego.

W oparciu o szacunki dzisiejszych kosztów inwestycyjnych i operacyjnych morskich farm wiatrowych budowanych i eksploatowanych na rynkach zagranicznych, w zestawieniu z polskimi uwarunkowaniami lokalizacyjnymi i wietrznymi oraz przy założeniu spadku kosztów CAPEX i OPEX założonych w Programie, wynikających z przyjętej prognozy rozwoju krajowego rynku MFW i wynikającej z tych założeń „krzywej uczenia”, szacuje się że w celu zapewnienia opłacalności MFW na polskich obszarach morskich wsparcie dla tej technologii powinno zostać określone w nowym systemie na następujących poziomach:

1. od 456 PLN/MWh (przy produktywności 45%³⁹) do 600 PLN/MWh (przy produktywności 35%) w roku 2013,
2. od 292 PLN/MWh (przy produktywności 45%) do 351 PLN/MWh (przy produktywności 35%) w roku 2020,
3. od 230 PLN/MWh (przy produktywności 45%) do 253 PLN/MWh (przy produktywności 35%) w roku 2025.

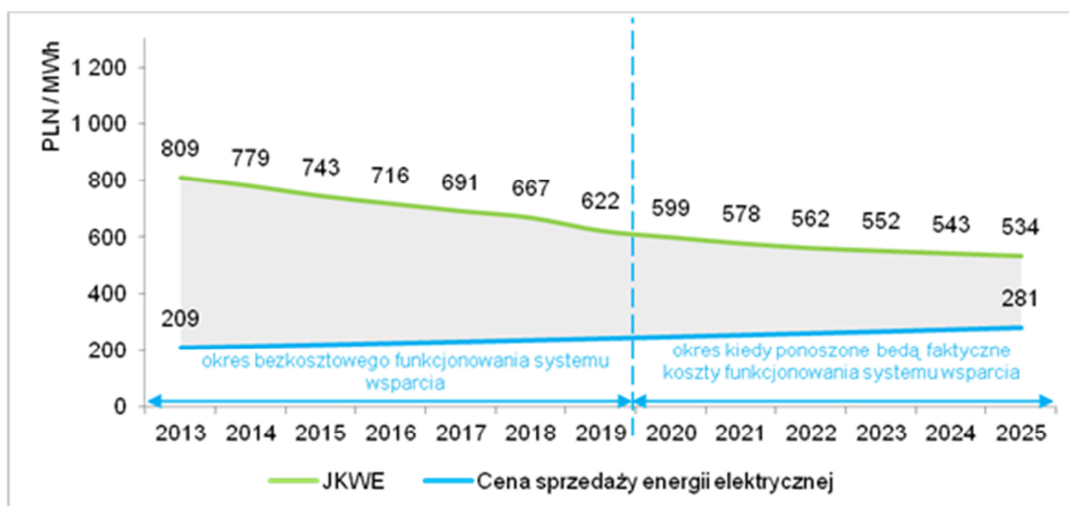
³⁹ Produktywność - wartość określana jako stosunek liczby godzin pracy z pełną mocą do liczby godzin w roku ogółem (wskaźnik ten wyrażany jest w procentach).

Wykres 12. Zakładana luka przychodowa pomiędzy jednostkowym kosztem wytworzenia energii elektrycznej (JKWE) w MFW a prognozowaną ceną energii elektrycznej w Polsce w latach 2013-2025 – wariant optymistyczny



Źródło: opracowanie własne

Wykres 13. Zakładana luka przychodowa pomiędzy jednostkowym kosztem wytworzenia energii elektrycznej (JKWE) w MFW a prognozowaną ceną energii elektrycznej w Polsce w latach 2013-2025 – wariant pesymistyczny



Źródło: opracowanie własne

Koszty systemu wsparcia, z tytułu dopłat do sprzedawanej energii, przy założeniu utrzymania parametrów określonych w projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii z października 2012 roku (określona gwarantowana cena energii indeksowana o wartość inflacji świadectw pochodzenia ze współczynnikiem gwarantującym pokrycie luki przychodowej tak, aby projekt osiągał IRR=12%) w ujęciu średniorocznym nie powinny przekraczać 1,1 mld PLN dla farm oddanych do użytku do roku 2020 (1 GW) i dodatkowo 1,8 mld PLN dla farm oddanych do użytku do roku 2025 (2 GW). **Do roku 2020 system wsparcia dla MFW nie będzie generował żadnych kosztów.**

2.3.5. Wzrost przychodów i korzyści gospodarczych

Budowa 6 GW do 2030 r. będzie miała wymierny wpływ na wzrost gospodarczy w Polsce. Bazując na raporcie „Morska energetyka wiatrowa – analiza korzyści dla polskiej gospodarki oraz uwarunkowań rozwoju” przygotowanym przez Ernst & Young we współpracy z Polskim Stowarzyszeniem Energetyki Wiatrowej („PSEW”) przygotowane zostały szacunki korzyści gospodarczych, które mogą zostać osiągnięte w perspektywie 2030 roku.

Rozwój sektora MEW w Polsce wiąże się z bardzo dużymi nakładami inwestycyjnymi, których poziom jest ściśle uzależniony od mocy zainstalowanej MFW oddanych do użytku w perspektywie 2030 roku. Celem Programu jest takie zaprogramowanie rozwoju branży, aby łączne nakłady inwestycyjne do 2030 r. wyniosły prawie 92 mld PLN, z czego około 60 mld PLN (ok. 65% przy celu ilościowym 6 GW do 2030 roku) będzie dotyczyło zakupów urządzeń i usług od przedsiębiorstw zlokalizowanych w Polsce, a pierwsze wydatki inwestycyjne będą ponoszone już w okresie 2012-2015 (koszty opłaty lokalizacyjnej oraz pierwsze koszty rozwoju projektów MFW, np. koszty dotyczące analiz środowiskowych).

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce przyniesie 3 rodzaje efektów:

- efekty bezpośrednie dotyczące zmiany wybranych mierników aktywności gospodarczej wynikających ze zmiany wartości dodanej dla sektora energetyki wiatrowej (np. bezpośrednie zmiany zatrudnienia),
- efekty pośrednie określające wpływ inwestycji w MEW na przedsiębiorstwa powiązane, które prowadzą działalność w ramach innych sektorów gospodarki,
- efekty indukowane dotyczące wydatków konsumpcyjnych pracowników bezpośrednio zaangażowanych w proces inwestycyjny jak i przedsiębiorstw powiązanych.

W oparciu o przeprowadzone analizy zidentyfikowano 4 grupy korzyści ekonomicznych: wzrost gospodarczy (wartość dodana w gospodarce), wzrost zatrudnienia, wpływy podatkowe oraz uniknięcie kosztu emisji CO₂. Poszczególne korzyści zostały opisane w punktach poniżej:

1. Wartość dodana dla polskiej gospodarki do roku 2030 powinna wynieść ok. 81,8 mld PLN (wartość skumulowana dla fazy inwestycyjnej i operacyjnej). Po 2030 roku należy się spodziewać od 13 do 14 mld PLN wartości dodanej w gospodarce wygenerowanej w fazie operacyjnej 6 GW MFW.

Największą wartość dodaną wytworzą – poza sektorem MFW – sektor budownictwa, przemysłu elektromaszynowego, usług oraz transportu morskiego, w tym przemysłu stoczniowego i portów. Tym samym sektory te będą największym beneficjentem rozwoju MFW w Polsce.

2. W wyniku rozwoju sektora MFW oraz sektorów pokrewnych, nastąpi wzrost zatrudnienia w całej gospodarce o 24,8 tys. stałych etatów do 2030 roku. Przeważająca większość z wykreowanych miejsc pracy (ok. 85%) będzie związana bezpośrednio lub pośrednio (poprzez realizację zamówień) z sektorem MFW. Pozostałe 15% etatów (niecałe 4 tys.) to efekt zwiększenia wydatków konsumpcyjnych pracowników przedsiębiorstw z branży MFW i przedsiębiorstw powiązanych.

Po 2030 roku pracujące 6 GW MFW będzie utrzymywało średnioroczne zatrudnienie w gospodarce na poziomie ok. 5,1 tys. etatów.

3. Wpływy podatkowe od przedsiębiorstw do 2030 roku wyniosą ok. 16,4 mld PLN. Większość tej kwoty (80%) to przychody z tytułu podatków VAT, akcyzy oraz podatku dochodowego od osób prawnych CIT. Nieco ponad 80% wpływów podatkowych (13,5 mld PLN) trafi do budżetu Skarbu Państwa. Reszta przychodów podatkowych będzie stanowiła przychód budżetów wojewódzkich, gminnych i powiatowych.

Po 2030 roku roczne wpływy podatkowe do budżetów samorządów i budżetu centralnego wyniosą 3,1 mld PLN.

4. Przy założeniu średniej ceny uprawnień do emisji CO₂ na poziomie 10 EUR/tCO₂, produkcja energii elektrycznej w MFW pozwoli na uniknięcie kosztu zakupu uprawnień do emisji. Łączne korzyści z tego tytułu wyniosą do 2030 roku około 5,5 mld PLN. Po 2030 roku korzyści wynikające z unikniętych emisji powinny kształtować się na poziomie prawie 1 mld PLN rocznie.

2.3.6. Podsumowanie korzyści i kosztów związanych z rozwojem MFW

Łączne korzyści do 2030 roku mogą wynieść 98 mld PLN (wartość dodana w gospodarce oraz wpływy budżetowe), a z uwzględnieniem korzyści z unikniętych emisji CO₂ - 104 mld PLN. Należy podkreślić, że od roku 2030, funkcjonujące MFW będą wywierać pozytywny wpływ na gospodarkę przez ok. 20-25 lat działania.

Osiągnięcie zakładanych korzyści będzie wymagało poniesienia określonych kosztów związanych z luką przychodową. Prawdopodobne wydaje się, że pomimo malejących jednostkowych kosztów wytworzenia energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, luka przychodowa będzie utrzymywać się do 2030 roku na poziomie 140-187 PLN/MWh.

Szacuje się, że koszt funkcjonowania morskiej energetyki wiatrowej pokrywający lukę przychodową i uwzględniający koszty bilansowania systemu elektroenergetycznego (w wysokości 10 PLN/MWh), może wynieść w latach 2020-2030 od 22 do 31 mld PLN. Średnie koszty wsparcia MFW wynoszą zatem od 2,0 do 2,8 mld PLN rocznie poczynając od 2020 r.

Zróżnicowanie kosztów rozwoju MFW wynika z różnych założeń dotyczących ceny energii elektrycznej po jakiej właściciel MFW będzie mógł sprzedawać wyprodukowaną energię. Im niższa będzie cena sprzedaży możliwa do osiągnięcia na rynku hurtowym, tym większa będzie rola systemu wsparcia i w efekcie wyższe koszty systemu wsparcia tej technologii.

Należy podkreślić że do 2020 roku system wsparcia dla MFW nie będzie generował żadnych kosztów. W tym czasie budżet państwa będzie jednak odnotowywał pierwsze wpływy z tytułu opłaty lokalizacyjnej. Szacunkowa wartość opłat lokalizacyjnych, które wpłyną do momentu rozpoczęcia produkcji z pierwszych instalacji MFW, to ok. 0,3 mld PLN. W okresie do 2030 r. wpłynie łącznie ok. 0,9 mld z tego tytułu (kwota ta została uwzględniona w opisanych wpływach budżetowych w części dotyczącej korzyści z funkcjonowania MFW).

Podsumowując można stwierdzić, iż korzyści związane z rozwojem morskich farm wiatrowych w Polsce wielokrotnie przekraczają koszty związane ze stworzeniem odpowiednich warunków dla ich rozwoju. Skala korzyści (i nadwyżki nad kosztami) jest ściśle uzależniona od skali rozwoju sektora morskich farm wiatrowych w Polsce. W szczególności wynika to z faktu, iż w przypadku rozwoju sektora do poziomu ok. 6 GW mocy zainstalowanej, odsetek nakładów kapitałowych związanych z budową MFW, który będzie stanowił przychód polskich przedsiębiorstw i przyczyniał się do rozwoju gospodarczego Polski będzie zdecydowanie najwyższy. A zatem z ekonomicznego punktu widzenia należy uznać, iż system wsparcia dla morskich farm wiatrowych jest inwestycją, która w perspektywie do roku 2030 jest korzystna dla polskiej gospodarki i może przyczynić się do stworzenia kolejnego sektora gospodarczego, który zapewni wzrost PKB i zatrudnienia, w szczególności w regionach nadmorskich.

3. Analiza sytuacji bieżącej

3.1. Uwarunkowania prawne

Przygotowanie i realizacja projektu morskiej farmy wiatrowej to proces długotrwały, którego przebieg reguluje szereg aktów prawnych. Poniżej przedstawiono skrótową informację o kolejnych etapach tego procesu, a dalej opisano najważniejsze uwarunkowania prawne, decydujące o jego przebiegu.

Tabela 2. Prognozowany harmonogram realizacji morskiej farmy wiatrowej

Etap przygotowania	Czas [Q] ⁴⁰	I rok	II rok	III rok	IV rok	V rok	VI rok	VII rok
Procedura uzyskania pozwoleń na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla farmy wiatrowej i stacji badawczo-pomiarowej (PSZW)	3							
Procedura uzyskania warunków przyłączenia i umowy przyłączeniowej	5							
Procedura oceny oddziaływania na środowisko i uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (w tym badania środowiskowe)	12							
Uzyskanie pozwolenia na budowę dla stacji	10							

⁴⁰ Q - kwartał

PSZW jest jedynym pozwoleniem lokalizacyjnym, które należy uzyskać dla MFW. Określa ono granice akwenu, który może być wykorzystany do realizacji i eksploatacji MFW oraz definiuje wszystkie elementy wchodzące w skład farmy wiatrowej na morzu, które na tym obszarze morskim mogą zostać zlokalizowane (m.in. elektrownie wiatrowe, GPZ, elementy infrastruktury przyłączeniowej wewnętrznej).

Właściwość organów administracji

W przypadku braku planu zagospodarowania obszarów morskich (do tej pory taki plan nie powstał) PSZW wydaje, na wniosek inwestora, minister właściwy do spraw gospodarki morskiej, po zaopiniowaniu przez sześciu ministrów: do spraw gospodarki, kultury i dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, spraw wewnętrznych i obrony narodowej (art. 23 ust. 1 i 2 UOM). W przypadku gdy stworzony zostanie plan zagospodarowania obszarów morskich pozwolenie będzie wydawane przez właściwego dyrektora urzędu morskiego.

Opłaty za wydawanie pozwoleń

Za wydanie PSZW pobiera się opłatę w wysokości stanowiącej równowartość 300 jednostek obliczeniowych, określonych w art. 55 UOM. Ponadto, w przypadku morskich farm wiatrowych, które będą lokalizowane tylko w wyłącznej strefie ekonomicznej, pobiera się dodatkową opłatę w wysokości stanowiącej 1% wartości planowanego przedsięwzięcia, przy czym koszt ten jest rozłożony w czasie w miarę realizacji kolejnych etapów inwestycji.

Termin na wydanie pozwolenia

Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej, po publikacji obwieszczenia, przekazuje wniosek do zaopiniowania właściwym ministrom, którzy na wydanie opinii mają 90 dni od dnia otrzymania wniosku. Po uzyskaniu wszystkich opinii minister właściwy do spraw gospodarki morskiej wydaje PSZW lub odmawia jego wydania. Wydanie PSZW powinno nastąpić zgodnie z art. 35 KPA, a więc w ciągu 30 dni, chyba że sprawa zostanie uznana za szczególnie skomplikowaną. Wtedy decyzja może zostać wydana w terminie do 60 dni.

Termin ważności pozwolenia

PSZW jest wydawane na okres niezbędny do wznoszenia i wykorzystywania sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń, jednak nie dłuższy niż 30 lat (art. 23 ust. 6 UOM), z możliwością przedłużenia o 20 lat (art. 23 ust. 6g UOM). Istnieją jednak okoliczności, które umożliwiają ministrowi do spraw gospodarki morskiej wygaszenie pozwolenia, gdy:

- w ciągu 6 lat od dnia wydania pozwolenia podmiot, któremu udzielono pozwolenia, nie uzyska pozwolenia na budowę (istnieje możliwość przedłużenia o 2 lata),
- w ciągu 3 lat od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę stała się ostateczna, nie zostanie rozpoczęta budowa MFW albo w ciągu 5 lat od dnia rozpoczęcia budowy nie zostanie rozpoczęta eksploatacja MFW,
- realizacja inwestycji jest niezgodna z warunkami określonymi w pozwoleniu.

Tryb rozstrzygający

Postępowanie rozstrzygające jest przeprowadzane przez ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej, jeżeli w terminie 60 dni od dnia publikacji informacji o złożeniu pierwszego wniosku zostanie złożony co najmniej jeden kolejny kompletny wniosek o wydanie PSZW. Kolejne wnioski muszą dotyczyć tego samego akwenu, który został wskazany w obwieszczeniu. W przypadku, gdy w tym terminie zostanie złożony wniosek obejmujący tylko część akwenu określonego w pierwszym wniosku, wniosek taki pozostaje bez rozpatrzenia do czasu zakończenia procedury w sprawie wydania PSZW dla pierwszego wniosku.

Po złożeniu kolejnego wniosku o wydanie PSZW na lokalizację wskazaną w obwieszczeniu minister właściwy do spraw gospodarki morskiej weryfikuje kompletność wniosku pod względem formalnym. Po stwierdzeniu, że wniosek zawiera wszystkie elementy oraz załączniki wymienione w art. 27a ust. 1 i 2 UOM, minister przekazuje wniosek do zaopiniowania właściwym ministrom.

Istnieje wątpliwość interpretacyjna, czy w przypadku opiniowania kolejnych wniosków w procedurze rozstrzygającej ministrowie opiniujący mogą wzywać wnioskodawcę do uzupełnienia wniosku. Jeżeli bowiem art. 27d UOM mówi o wszczęciu postępowania rozstrzygającego wyłącznie w przypadku złożenia kolejnego

kompletnego wniosku, to stwierdzenie niekompletności przez którykolwiek z organów opiniujących powinno skutkować zakończeniem procedury rozstrzygającej i odmową rozpatrzenia kolejnego wniosku.

W przypadku gdy złożone na ten sam obszar wnioski okażą się kompletne, minister właściwy do spraw gospodarki morskiej informuje wnioskodawców o wszczęciu postępowania rozstrzygającego. Wzywa ich także do przedłożenia w terminie 21 dni informacji i dokumentów pozwalających na ustalenie spełnienia przez wnioskodawców kryteriów, według których wnioski będą oceniane. Kryteria te zostały wymienione w art. 27g UOM, są to:

- zgodność planowanych przedsięwzięć z ustaleniami planu zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich, o którym mowa w art. 37a UOM lub w przypadku jego braku możliwość przeznaczenia akwenu na wnioskowane cele z uwzględnieniem opinii, o których mowa w art. 23 ust. 2 UOM (opinie ministrów),
- proponowane przez wnioskodawców okresy obowiązywania pozwolenia, w tym daty rozpoczęcia i zakończenia budowy i eksploatacji planowanych przedsięwzięć,
- sposób zabezpieczenia środków finansowych przeznaczonych na wniesienie opłaty, o której mowa w art. 27b ust. 1 pkt 1 UOM,
- sposoby finansowania planowanych przedsięwzięć, z uwzględnieniem środków własnych, kredytów, pożyczek oraz proponowanego dofinansowania realizacji inwestycji ze środków publicznych,
- możliwości stworzenia zaplecza kadrowego, organizacyjnego i logistycznego, pozwalającego na realizację planowanych przedsięwzięć, wkład planowanych przedsięwzięć w realizację unijnych i krajowych polityk sektorowych.

Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej jest ponadto zobowiązany do określenia:

- najistotniejszych kryteriów oceny wniosków w postępowaniu rozstrzygającym spośród kryteriów, o których mowa w art. 27g,
- liczby punktów za każde kryterium wymienione w art. 27g,
- minimum kwalifikacyjnego.

Na podstawie dostarczonych przez wnioskodawców dokumentów minister właściwy do spraw gospodarki morskiej dokonuje oceny wniosków.

Pozwolenie lokalizacyjne dla kabli podmorskich

Kable podmorskie, wchodzące w skład infrastruktury przyłączeniowej zewnętrznej MFW, zlokalizowane na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej oraz morza terytorialnego, wymagają uzyskania odrębnych pozwoleń na układanie i utrzymywanie podmorskich kabli i rurociągów. Podstawą prawną tych pozwoleń, oddzielnie dla morza terytorialnego i EEZ, jest art. 26 i art. 27 UOM.

Właściwość organów administracji

Pozwolenie na układanie i utrzymywanie podmorskich kabli i rurociągów na **morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym** wydaje dyrektor właściwego urzędu morskiego (art. 26 UOM).

Decyzję zezwalającą na układanie i utrzymywanie podmorskich kabli i rurociągów w polskiej **wyłącznej strefie ekonomicznej** wydaje minister właściwy do spraw gospodarki morskiej po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw środowiska (art. 27 ust. 1 UOM).

Opłaty za wydawanie pozwoleń

Za wydanie pozwolenia na układanie i utrzymanie podmorskich kabli na obszarze morza terytorialnego, organ wydający pozwolenie pobiera opłatę w wysokości stanowiącej równowartość 300 jednostek obliczeniowych, określonych w art. 55 tejże ustawy.

Opłata ta nie dotyczy pozwoleń na układanie i utrzymywanie podmorskich kabli i rurociągów w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej.

Termin ważności pozwolenia

Ustawa nie przewiduje okresu, na jaki są wydawane pozwolenia na układanie i utrzymywanie podmorskich kabli i rurociągów. Oznacza to, że wydawane są one bezterminowo.

Pozwolenie lokalizacyjne dla infrastruktury przyłączeniowej na lądzie

W przypadku części lądowej zastosowanie ma przede wszystkim Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. 2012.poz. 647 j.t.) („Upizp”). Zgodnie z zapisami art. 4 Upizp Ustalenie przeznaczenia terenu, rozmieszczenie inwestycji celu publicznego oraz określenie sposobów zagospodarowania i warunków zabudowy terenu następuje w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. W przypadku braku „MPZP” konieczne jest jego sporządzenie lub uzyskanie decyzji o ustanowieniu lokalizacji inwestycji celu publicznego („decyzja ULICP”) lub decyzji o warunkach zabudowy.

Ponadto, konieczne jest również uzyskanie:

- pozwolenia na wykorzystanie pasa technicznego na cele inne niż utrzymanie brzegu w stanie zgodnym z wymogami bezpieczeństwa i ochrony środowiska,
- zwolnienie z zakazu wykonywania robót oraz czynności utrudniających ochronę przed powodzią lub zwiększających zagrożenie powodziowe w ramach pasa technicznego.

Właściwość organów administracji

Decyzję ULICP wydaje wójt, burmistrz albo prezydent w uzgodnieniu z marszałkiem województwa w przypadku inwestycji celu publicznego o znaczeniu krajowym i wojewódzkim. W przypadku inwestycji celu publicznego o znaczeniu powiatowym i gminnym decyzję wydają te same organy bez konieczności uzgadniania z marszałkiem województwa. Na terenach zamkniętych decyzję ULICP wydaje wojewoda.

Natomiast decyzję o warunkach zabudowy wydaje wójt, burmistrz albo prezydent miasta po uzgodnieniu z właściwymi organami, o których mowa w art. 53 ust. 4 Upizp, i uzyskaniu uzgodnień lub decyzji wymaganych przepisami odrębnymi. Dla terenów zamkniętych decyzję o warunkach zabudowy wydaje wojewoda.

Pozwolenie na wykorzystanie pasa technicznego oraz zwolnienie z zakazu wykonywania robót oraz czynności utrudniających ochronę przed powodzią lub zwiększających zagrożenie powodziowe w ramach pasa technicznego wydaje właściwy urząd morski.

Planowana ustawa o korytarzach przesyłowych

Ustawa o korytarzach przesyłowych ma na celu wprowadzić systemowe rozwiązania dla infrastrukturalnych inwestycji liniowych, które usprawnią i przyspieszą proces pozyskiwania przez inwestorów stosownych decyzji umożliwiających budowę infrastruktury technicznej, jak również jej rozbudowę i modernizację, a także stworzą sprzyjające warunki dla przygotowania i realizacji późniejszych inwestycji.

Według założeń najbardziej aktualnej wersji projektu z dnia 5 grudnia 2012 r.⁴¹, ustawa ma uprościć procedury uzyskania decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego. W projekcie zaproponowano między innymi następujące rozwiązania: scentralizowanie procedury w jednym ośrodku administracji, możliwość uzyskania pozwolenia budowlanego i zatwierdzenia projektu budowlanego w decyzji o ustanowieniu korytarza przesyłowego, wprowadzenie terminów wydawania pozwoleń i kar za ich nieprzestrzeganie, wprowadzenie algorytmów wyliczania wysokości odszkodowania z tytułu ustanowienia służebności przesyłu, wprowadzenie możliwości uzależnienia złożenia skargi do sądu administracyjnego od wpłacenia przez skarżącego kaucji.

Inwestycje w zakresie korytarzy przesyłowych uznano za priorytetowe, co widać w całym tekście ustawy. Z drugiej strony, ustawa jest napisana stricte pod rozwiązanie problemów z budowaniem sieci przesyłowych lądowych. Niewiele jest miejsc, gdzie explicite regulowana jest problematyka offshore’owa, takich jak np. art. 3, który stanowi, że ustawa nie narusza przepisów ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich i administracji Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej.

Projekt ustawy jest obecnie na etapie ustaleń w Stałym Komitecie Rady Ministrów. Nie jest znana data przedstawienia projektu ustawy w Sejmie.

3.1.2. Procedury środowiskowe

Zagadnienia ocen oddziaływania na środowisko („OOS”) dla przedsięwzięć polegających na budowie morskich farm wiatrowych regulują przepisy następujących aktów prawnych:

⁴¹ <http://legislacja.rcl.gov.pl/lista/2/projekt/23511/katalog/23540>, data dostępu [15.04.2013 r.].

- ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. Nr 199, poz. 1227, ze zm.) („Uooś”),
- rozporządzenia Rady Ministrów z dn. 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz.U. Nr 2013, poz. 1397) („Rozporządzenie OOŚ”),
- Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2011/92/UE z dnia 13 grudnia 2011 roku w sprawie oceny wpływu wywieranego przez niektóre przedsięwzięcia publiczne i prywatne na środowisko („Dyrektywa OOŚ”).

Na morską farmę wiatrową składają się:

1. elektrownie wiatrowe,
2. morska stacja elektroenergetyczna (transformatorowa, tzw. GPZ wewnętrzny) lub kilka takich stacji,
3. kable morskie średniego napięcia, łączące elektrownie z morską stacją elektroenergetyczną (tzw. infrastruktura przyłączeniowa wewnętrzna – „IPW”),
4. linie telekomunikacyjne (światłowodowe) łączące elektrownie wiatrowe z centrum zarządzania,
5. morska platforma pomiarowo – badawcza (opcjonalnie),
6. opcjonalnie elementy tworzące tzw. infrastrukturę dodatkową, np. stacja mieszkalno-serwisowa, lądowisko dla helikopterów, itp.

Infrastruktura przyłączeniowa zewnętrzna („IPZ”) umożliwiająca przesył energii wytworzonej przez morskie elektrownie wiatrowe do krajowego systemu elektroenergetycznego obejmuje:

1. podmorskie kable wysokiego napięcia („WN”) wyprowadzające energię z morskiej farmy wiatrowej na ląd, biegnące od GPZ wewnętrznego farmy,
2. lądową część przyłącza w postaci kabli podziemnych lub napowietrznych linii elektroenergetycznych WN, biegnących do wyznaczonego miejsca przyłączenia do KSE (tzw. GPZ zewnętrzny),
3. lądową stację elektroenergetyczną podnoszącą lub obniżającą napięcie do wymaganych przez KSE wartości oraz dostosowującą parametry przesyłanego prądu (prąd stały/prąd zmienny),
4. podmorskie (w części morskiej IPZ)/podziemne lub napowietrzne (w części lądowej IPZ) linie światłowodowe służące do transmisji danych z obszaru MFW.

Infrastruktura przyłączeniowa zewnętrzna MFW może zostać wskazana jako element przedsięwzięcia polegającego na budowie morskiej farmy wiatrowej lub stanowić oddzielne przedsięwzięcie, podlegające oddzielnym procedurom środowiskowym.

Procedura OOŚ dla MFW

Zgodnie z § 2 ust. 1 pkt 5 Rozporządzenia OOŚ morskie farmy wiatrowe zaliczane są do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko, dla których przeprowadzenie OOŚ jest obligatoryjne. Procedura OOŚ przeprowadzana jest w ramach postępowania ws. wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach („DSU”).

Właściwość organów administracji

Zgodnie z Uooś organem właściwym do wydania DSU dla przedsięwzięć realizowanych w całości lub części na obszarach morskich jest regionalny dyrektor ochrony środowiska („RDOŚ”), którego właściwość miejscową określa w odniesieniu do obszaru morskiego wzdłuż wybrzeża na terenie danego województwa.

Postępowanie administracyjne

Inwestor planujący budowę MFW ma do wyboru dwie ścieżki ubiegania się o DSU:

1. złożenie wniosku o wydanie DSU wraz z raportem o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko („raport OOŚ”),

2. złożenie wniosku o wydanie DSU oraz określenie zakresu raportu OOS, załączając kartę informacyjną przedsięwzięcia („KIP”) (taka ścieżka jest obowiązkowa w przypadku, gdy wnioskodawca przypuszcza, że przedsięwzięcie może być źródłem tzw. oddziaływania transgranicznego).

W związku z tym, że na etapie składania wniosku o wydanie DSU inwestor posiada zbyt mało danych, aby móc wykluczyć oddziaływania transgraniczne, zaleca się, aby w przypadku MFW inwestorzy występowali zawsze z wnioskiem o ustalenie zakresu raportu OOS, w trybie opisanym w punkcie 2 powyżej. Taki sposób postępowania jest korzystny również z innego powodu – pozwala na uzyskanie informacji o wymaganym przez organy administracji zakresie raportu OOS, m.in. zakresie badań przyrodniczych dla projektu. Taką ścieżkę wybierali dotychczas inwestorzy występujący z wnioskami o wydanie DSU dla MFW planowanych na polskich obszarach morskich.

Organ prowadzący postępowanie ma w takiej sytuacji obowiązek wydania postanowienia określającego zakres raportu OOS w ciągu 30 dni od daty wszczęcia postępowania (art. 70 ust. 4 Uoos), uzyskując wcześniej opinię właściwego organu Państwowej Inspekcji Sanitarnej oraz dyrektora właściwego urzędu morskiego. Zgodnie z art. 68 Uoos organ, określając zakres raportu OOS, uwzględniany jest stan współczesnej wiedzy i metod badań oraz istniejące możliwości techniczne i dostępność danych. Określając zakres raportu OOS, organ wydaje jednocześnie postanowienie o zawieszeniu postępowania w sprawie DSU do czasu przedłożenia przez wnioskodawcę tego raportu (art. 69 ust. 4 Uoos).

Po uzyskaniu postanowienia określającego zakres raportu OOS inwestor może przystąpić do wykonania niezbędnych badań środowiskowych. Okres badań będzie uzależniony od ich zakresu, określonego przez RDOŚ, ale również od warunków meteorologicznych oraz dostępności specjalistycznego sprzętu do badań. Badania powinny być realizowane w cyklu minimum 1 roku. Biorąc pod uwagę zmienność warunków pogodowych oraz ograniczoną dostępność specjalistycznego sprzętu, badania zaplanowane w cyklu jednorocznym mogą przedłużyć się nawet do ok. 2 lat.

Po wykonaniu niezbędnych badań możliwe jest sporządzenie raportu OOS, którego zakres musi być zgodny z przepisami art. 66 Uoos lub z zapisami wskazanego powyżej postanowienia o zakresie raportu. Należy podkreślić, że zgodnie z polskimi przepisami dla przedsięwzięć mogących (zawsze lub potencjalnie) znacząco oddziaływać na środowisko elementem ocenianym w raporcie jest również wpływ przedsięwzięcia na obszary Natura 2000 (art. 66 Uoos).

Wykonany raport OOS przedkładać jest organowi prowadzącemu postępowanie. RDOŚ analizując ten dokument, ma też obowiązek dokonania uzgodnień z dyrektorem właściwego urzędu morskiego oraz zasięgnięć opinii właściwego organu Państwowej Inspekcji Sanitarnej na temat warunków realizacji przedsięwzięcia. Dodatkowo, zgodnie z art. 79 ust. 1 Uoos, jest zobowiązany zapewnić możliwość udziału społeczeństwa w postępowaniu, czyli przeprowadzić tzw. konsultacje społeczne, podczas których społeczeństwo ma 21 dni na zapoznanie się z dokumentacją projektu oraz ewentualne zgłoszenie uwag i wniosków do projektu.

Po dokonaniu opisanych powyżej czynności organ prowadzący postępowanie może wydać decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, w której, zgodnie z art. 82 Uoos, określa się:

- rodzaj i miejsce realizacji przedsięwzięcia,
- warunki wykorzystywania terenu w fazie realizacji i eksploatacji lub użytkowania przedsięwzięcia, ze szczególnym uwzględnieniem konieczności ochrony cennych wartości przyrodniczych, zasobów naturalnych i zabytków oraz ograniczenia uciążliwości dla terenów sąsiednich,
- wymagania dotyczące ochrony środowiska konieczne do uwzględnienia w dokumentacji wymaganej do wydania m.in. pozwolenia budowlanego,
- wymogi w zakresie przeciwdziałania skutkom awarii przemysłowych, w odniesieniu do przedsięwzięć zaliczanych do zakładów stwarzających zagrożenie wystąpienia poważnych awarii w rozumieniu ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska,
- wymogi w zakresie ograniczania transgranicznego oddziaływania na środowisko w odniesieniu do przedsięwzięć, dla których przeprowadzono postępowanie w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko.

W przypadku gdy z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko wynika potrzeba:

- wykonania kompensacji przyrodniczej – organ stwierdza w decyzji konieczność wykonania tej kompensacji,
- zapobiegania, ograniczania oraz monitorowania oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko – organ nakłada obowiązek tych działań.

W przypadku, o którym mowa w art. 135 ust. 1 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska, organ stwierdza konieczność utworzenia obszaru ograniczonego użytkowania.

Organ w decyzji środowiskowej przedstawia również stanowisko w sprawie konieczności przeprowadzenia tzw. ponownej oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (omówionej w jednym z kolejnych punktów).

Organ może także nałożyć na wnioskodawcę w decyzji środowiskowej obowiązek przedstawienia tzw. analizy porealizacyjnej, określając jej zakres i termin przedstawienia.

Wydanie DSU nie powinno nastąpić przed zakończeniem postępowania transgranicznego.

Procedura OOS dla IPZ

Obowiązujące w Polsce przepisy prawne nie uniemożliwiają prowadzenia oddzielnych procedur środowiskowych dla MFW i IPZ. Takie podejście zalecane jest przede wszystkim w następujących przypadkach:

- inwestor MFW, występując z wnioskiem o wydanie DSU dla MFW, nie dysponuje warunkami przyłączenia do sieci - nie jest więc w stanie określić dokładnych parametrów kabla podmorskiego, a przede wszystkim – jego przebiegu na dnie morza i miejsca lądowania na wybrzeżu, a także lokalizacji infrastruktury lądowej, nie może więc wykonać rzetelnej oceny oddziaływania na środowisko dla IPZ,
- IPZ będzie stanowić element całkowicie innego przedsięwzięcia, polegającego na budowie międzynarodowej morskiej infrastruktury elektroenergetycznej, służącej integracji systemów elektroenergetycznych państw UE, lub infrastruktury dedykowanej do odbioru i przesyłu energii wytwarzanej przez kilka morskich farm wiatrowych zlokalizowanych na polskich obszarach morskich.

Ani przepisy polskie, ani przepisy Dyrektywy OOS nie zaliczają kabli podmorskich do przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko. Natomiast inne elementy przyłącza zewnętrznego, takie jak napowietrzne linie elektroenergetyczne czy stacje elektroenergetyczne, mogą podlegać OOS.

Zgodnie z rozporządzeniem OOS obowiązkowej ocenie oddziaływania na środowisko podlegają wskazane w § 2 ust. 1 pkt 6 Rozporządzenia OOS stacje elektroenergetyczne lub napowietrzne linie elektroenergetyczne o napięciu znamionowym wynoszącym nie mniej niż 220 kV, o długości nie mniejszej niż 15 km (jest to więc tzw. I grupa przedsięwzięć, podobnie jak MFW). W takim wypadku, właściwym dla większości przedsięwzięć przyłączeniowych MFW ze względu na wchodzące w ich skład stacje transformatorowe wysokiego napięcia, przebieg postępowania będzie taki sam jak w wypadku MFW, który opisano powyżej.

Natomiast ocenie fakultatywnej (o której przeprowadzeniu decyduje organ administracji prowadzący postępowanie w procedurze tzw. screeningu – art. 63-64 Uoos) podlegają wskazane w § 3 ust. 1 pkt 13 Rozporządzenia OOS stacje elektroenergetyczne lub napowietrzne linie elektroenergetyczne o napięciu znamionowym nie niższym niż 110 kV, niewymienione w § 2 ust. 1 pkt 6. W takim wypadku postępowanie w sprawie DSU będzie miało nieco inny przebieg, który został opisany poniżej.

Sposób prowadzenia oceny będzie więc zależał od poziomu napięcia, na jakim zostanie wyprowadzona moc z morskiej farmy wiatrowej.

Właściwość organów administracji

Zaleca się, aby organy administracji prowadziły wspólne postępowania w sprawie DSU dla wszystkich elementów wchodzących w skład przyłącza zewnętrznego MFW (kable podmorskie, lądowe linie i stacje elektroenergetyczne). W innym wypadku nie będzie bowiem podstawy prawnej do wszczęcia postępowania w sprawie DSU dla kabla podmorskiego. Raport OOS sporządzony dla przyłącza zewnętrznego musi zawierać analizę oddziaływania skumulowanego tego przyłącza i MFW.

W związku z tym, że IPZ jest przedsięwzięciem częściowo zlokalizowanym na obszarach morskich, organem właściwym do wydania DSU jest RDOŚ.

Postępowanie administracyjne

Postępowanie w sprawie DSU dla przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko zostały opisane w przepisach art. 59-120 Uooś. W przypadku postępowania dla przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko do wniosku o wydanie DSU nie dołącza się raportu OOS, lecz kartę informacyjną przedsięwzięcia.

Organ prowadzący postępowanie, na podstawie danych o przedsięwzięciu przedstawionych w KIP, oraz po zasięgnięciu opinii dyrektora właściwego urzędu morskiego oraz właściwego organu Państwowej Inspekcji Sanitarnej, wydaje postanowienie dotyczące konieczności (lub braku konieczności) przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko. W postanowieniu o konieczności OOS ustalany jest jednocześnie zakres raportu oraz wskazywany jest zakres wymaganych badań przyrodniczych.

Organ ma obowiązek wydania postanowienia dotyczącego konieczności przeprowadzenia OOS i określającego zakres raportu w ciągu 30 dni od daty wszczęcia postępowania.

W wypadku gdy wydane zostało postanowienie o braku konieczności OOS, następnym krokiem jest wydanie DSU. Natomiast jeśli wydane zostało postanowienie o konieczności przeprowadzenia OOS, to organ wydaje jednocześnie postanowienie o zawieszeniu postępowania w sprawie DSU do czasu przedłożenia przez wnioskodawcę raportu OOS.

Wykonany raport OOS jest przedkładany do organu prowadzącego postępowanie. Organ analizuje ten dokument, ma też obowiązek zasięgnąć opinii dyrektora właściwego urzędu morskiego oraz właściwego organu Państwowej Inspekcji Sanitarnej na temat warunków realizacji przedsięwzięcia. Dodatkowo, zgodnie z art. 79 ust. 1 Uooś, jest zobowiązany zapewnić możliwość udziału społeczeństwa w postępowaniu, czyli przeprowadzić tzw. konsultacje społeczne, podczas których społeczeństwo ma 21 dni na zapoznanie się z dokumentacją projektu oraz ewentualne zgłoszenie uwag i wniosków do projektu.

Po dokonaniu opisanych powyżej czynności organ prowadzący postępowanie może wydać decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach.

Wydanie DSU nie powinno nastąpić przed zakończeniem postępowania transgranicznego.

Postępowanie transgraniczne

Dodatkową procedurą, powiązaną z postępowaniem w sprawie DSU, jest postępowanie w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko (postępowanie transgraniczne). Zostało ono uregulowane w art. 104-120 Uooś. Będzie miało ono zastosowanie do znacznej części projektów MFW, zwłaszcza tych zlokalizowanych w pobliżu morskich wyłącznych stref ekonomicznych innych krajów (gdzie mogą nastąpić transgraniczne oddziaływania akustyczne, wizualne i inne).

Postępowanie administracyjne

Zgodnie z art. 108 Uooś organ prowadzący postępowanie, w przypadku stwierdzenia możliwości znaczącego transgranicznego oddziaływania na środowisko na skutek realizacji planowanego przedsięwzięcia:

- wydaje postanowienie o przeprowadzeniu postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko, w którym ustala zakres dokumentacji niezbędnej do przeprowadzenia postępowania oraz obowiązek sporządzenia tej dokumentacji przez wnioskodawcę w języku państwa, na którego terytorium może oddziaływać przedsięwzięcie (postanowienie jest wydawane w ciągu 14 dni od otrzymania wniosku o wydanie decyzji środowiskowej),
- niezwłocznie informuje Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska („GDOŚ”) o możliwości transgranicznego oddziaływania na środowisko planowanego przedsięwzięcia i przekazuje mu kartę informacyjną przedsięwzięcia,
- przekazuje Generalnemu Dyrektorowi Ochrony Środowiska dokumentację przedsięwzięcia w zakresie określonym w ustawie.

Następnie, zgodnie z art. 109 Uooś, GDOŚ powiadamia państwo, na którego terytorium przedsięwzięcie to może oddziaływać (tzw. państwo narażone), informując o decyzji, która ma być dla tego przedsięwzięcia wydana, i o organie właściwym do jej wydania, załączając KIP. W powiadomieniu tym GDOŚ proponuje termin udzielenia

odpowiedzi na pytanie, czy państwo narażone jest zainteresowane uczestnictwem w postępowaniu transgranicznym.

Jeżeli państwo narażone powiadomi, że jest zainteresowane uczestnictwem w postępowaniu transgranicznym, wówczas GDOŚ:

- w porozumieniu z organem administracji przeprowadzającym OOS uzgadnia z tym państwem terminy etapów postępowania, biorąc pod uwagę konieczność zapewnienia możliwości udziału w postępowaniu właściwych organów oraz społeczeństwa tego państwa,
- przekazuje temu państwu określoną w ustawie dokumentację przedsięwzięcia (w tym raport OOS).

Zgodnie z art. 110 Uoos organ odpowiedzialny za wydanie DSU prowadzi, za pośrednictwem GDOŚ, konsultacje z państwem narażonym. Konsultacje dotyczą środków eliminowania lub ograniczania transgranicznego oddziaływania na środowisko. Prowadzenie konsultacji może też przejść w całości GDOŚ.

Państwo narażone może składać uwagi i wnioski podczas całego postępowania w sprawie DSU.

Zgodnie z art. 111 Uoos:

- uwagi i wnioski dotyczące KIP, złożone przez państwo narażone, rozpatruje się przy wydawaniu postanowień, o których mowa w art. 63 ust. 1 Uoos (tj. postanowienia stwierdzającego potrzebę przeprowadzenia OOS i określającego zakres raportu – dla przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko) i art. 69 ust. 3 UOOS (tj. postanowienia określającego zakres raportu – dla przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko),
- uwagi i wnioski złożone przez państwo narażone, w tym wyniki konsultacji, o których mowa w art. 110 Uoos, rozpatruje się i uwzględnia przy wydawaniu DSU.

Wydanie DSU nie powinno nastąpić przed zakończeniem postępowania transgranicznego.

Ponowna OOS

Ponowna ocena oddziaływania na środowisko to postępowanie regulowane przez przepisy art. 88-95 Uoos.

Ponowna OOS dla MFW lub IPZ może być przeprowadzona:

- na wniosek podmiotu planującego podjęcie realizacji przedsięwzięcia, złożony do organu właściwego do wydania pozwolenia na budowę,
- jeżeli organ właściwy do wydania pozwolenia na budowę stwierdzi, że we wniosku o wydanie tego pozwolenia zostały dokonane zmiany w stosunku do wymagań określonych w DSU,
- jeśli została zalecona w DSU, na podstawie art. 82 ust. 1 pkt 4 Uoos.

Ponowna ocena oddziaływania na środowisko może być przeprowadzona tylko w ramach postępowań zmierzających do wydania decyzji, o których mowa w art. 72 ust. 1 pkt 1, 10, 14 i 18 Uoos, do których należy m.in. pozwolenie na budowę, wymagane dla MFW.

Ponowna OOS będzie miała zastosowanie najczęściej wówczas, gdy w projekcie budowlanym MFW lub IPZ zostaną dokonane zmiany w stosunku do wymagań określonych w DSU.

Postępowanie w sprawie ponownej OOS dla MFW lub IPZ prowadzi RDOŚ we współpracy z organem wydającym pozwolenie na budowę. Wykonywany jest raport OOS, są prowadzone konsultacje społeczne, a efektem procedury jest wydanie przez RDOŚ postanowienia o uzgodnieniu warunków realizacji przedsięwzięcia.

3.1.3. Pozwolenia na budowę

Elektrownie wiatrowe a także elementy infrastruktury technicznej farmy i przyłącza energetycznego są **budowlami**. Zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 3) ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (tekst jedn.: Dz.U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623, ze zm.) („PB”), ilekroć w ustawie mowa jest o budowli - należy przez to rozumieć każdy obiekt budowlany niebędący budynkiem lub obiektem małej architektury, jak m.in. drogi, przepusty, sieci techniczne, wolno stojące maszty antenowe, wolno stojące instalacje przemysłowe lub urządzenia techniczne, sieci uzbrojenia terenu, a także części budowlane urządzeń technicznych (m.in. elektrowni wiatrowych).

Farma wiatrowa oraz jej przyłącze jest **obiektem budowlanym**. Zgodnie z definicją zawartą w art. 3 pkt 1) lit. b) PB, ilekroć w ustawie jest mowa o obiekcie budowlanym - należy przez to rozumieć m.in. **budowę stanowiącą całość techniczno-użytkową wraz z instalacjami i urządzeniami**. Natomiast zgodnie z definicją art. 3 pkt 3a) ilekroć w ustawie jest mowa o obiekcie liniowym – należy przez to rozumieć obiekt budowlany, którego charakterystycznym parametrem jest długość, w szczególności [...], **linia i trakcja elektroenergetyczna, linia kablowa nadziemna i umieszczona bezpośrednio w ziemi**.

Zgodnie z art. 28 ust. 1. PB, roboty budowlane można rozpocząć jedynie na podstawie **ostatecznej decyzji o pozwoleniu na budowę**, z zastrzeżeniem art. 29-31.

W art. 29 PB wymieniono obiekty, których budowa nie wymaga pozwolenia na budowę (art. 29). **Nie ma wśród nich elektrowni wiatrowych ani elementów ich infrastruktury towarzyszącej, co oznacza, że ich budowa wymaga uzyskania pozwolenia na budowę.**

Właściwość organów administracji

Zgodnie z art. 82 ust. 2 PB organem administracji architektoniczno-budowlanej pierwszej instancji, z zastrzeżeniem ust. 3 i 4, jest starosta.

Jednak wojewoda jest organem administracji architektoniczno-budowlanej wyższego stopnia w stosunku do starosty oraz organem pierwszej instancji, m.in. w sprawach obiektów i robót budowlanych usytuowanych na terenie pasa technicznego, portów i przystani morskich, morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej, a także na innych terenach przeznaczonych do utrzymania ruchu i transportu morskiego (art. 82 ust. 3 pkt 1) PB). **Oznacza to, że organem prowadzącym postępowanie w sprawie pozwolenia na budowę morskiej farmy wiatrowej i infrastruktury towarzyszącej na morzu będzie wojewoda, natomiast pozwolenie na budowę dla infrastruktury lądowej wyda starosta.**

Postępowanie administracyjne

Pozwolenie na budowę to decyzja administracyjna zezwalająca na rozpoczęcie i prowadzenie budowy lub wykonywanie robót budowlanych innych niż budowa obiektu budowlanego (art. 3 pkt. 12 PB).

Należy zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 33 ust. 1 PB pozwolenie na budowę dotyczy **całego zamierzenia budowlanego**. W przypadku zamierzenia budowlanego obejmującego więcej niż jeden obiekt, pozwolenie na budowę może, na wniosek inwestora, dotyczyć wybranych obiektów lub zespołu obiektów, mogących samodzielnie funkcjonować zgodnie z przeznaczeniem.

Może się zdarzyć, że farma wiatrowa, razem z przyłączem elektroenergetycznym zostanie potraktowana jako całe zamierzenie budowlane (ponieważ zarówno elektrownie bez kabla, bądź kabel bez elektrowni nie mogą funkcjonować samodzielnie zgodnie z przeznaczeniem). Z uwagi na fakt, że urzędy odpowiedzialne za wydawanie pozwoleń na budowę (również dla lądowych farm wiatrowych) interpretują ten niejednoznaczny przepis bardzo różnie, konieczne wydaje się wystąpienie o odpowiednią interpretację prawną do organu, który będzie prowadził postępowanie.

Należy zwrócić uwagę, że zgodnie z art. 32 ust. 1. PB, pozwolenie na budowę może być wydane po uprzednim:

- przeprowadzeniu oceny oddziaływania na środowisko albo oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 (jeśli jest wymagana),
- uzyskaniu przez inwestora wymaganych przepisami szczególnymi pozwoleń, uzgodnień lub opinii innych organów (ustawa nie precyzuje jakich, zależy to od projektu, np. jeśli okaże się, że na obszarze inwestycji występuje zabytek wpisany do rejestru zabytków, to konieczne będzie uzyskanie odpowiedniego pozwolenia wojewódzkiego konserwatora zabytków).

Termin na wydanie pozwolenia

Zgodnie z art. 35 ust. 6 PB organ ma 65 dni na wydanie pozwolenia na budowę, jednak termin ten nie dotyczy przedsięwzięć podlegających ocenie oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko albo ocenie oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 (a z takimi mamy do czynienia w przypadku MFW). Dla tych przedsięwzięć będą miały zastosowanie ogólne przepisy regulujące terminy załatwiania spraw, określone w art. 35 KPA.

Tak więc organ powinien wydać pozwolenie na budowę niezwłocznie, nie później niż w ciągu miesiąca, a w przypadku sprawy szczególnie skomplikowanej - nie później niż w ciągu dwóch miesięcy od dnia wszczęcia postępowania.

Termin ważności pozwolenia

Zgodnie z art. 37 ust. 1 PB, **decyzja o pozwoleniu na budowę wygasa, jeżeli budowa nie została rozpoczęta przed upływem 3 lat od dnia, w którym decyzja ta stała się ostateczna** lub budowa została przerwana na czas dłuższy niż 3 lata. Należy wyjaśnić, że decyzja staje się ostateczna wówczas, gdy nie służy od niej odwołanie w toku postępowania administracyjnego (a więc m.in. wtedy, gdy minął termin na wniesienie takiego odwołania).

3.1.4. System wsparcia

Ocena obecnego systemu wsparcia

System zielonych certyfikatów w Polsce opiera się o tzw. mechanizm wymagalnego portfela energii ze źródeł odnawialnych, który polega na nałożeniu na określony podmiot obowiązku zapewnienia lub zakupu odpowiedniej ilości energii pochodzącej z danego źródła objętego wsparciem.

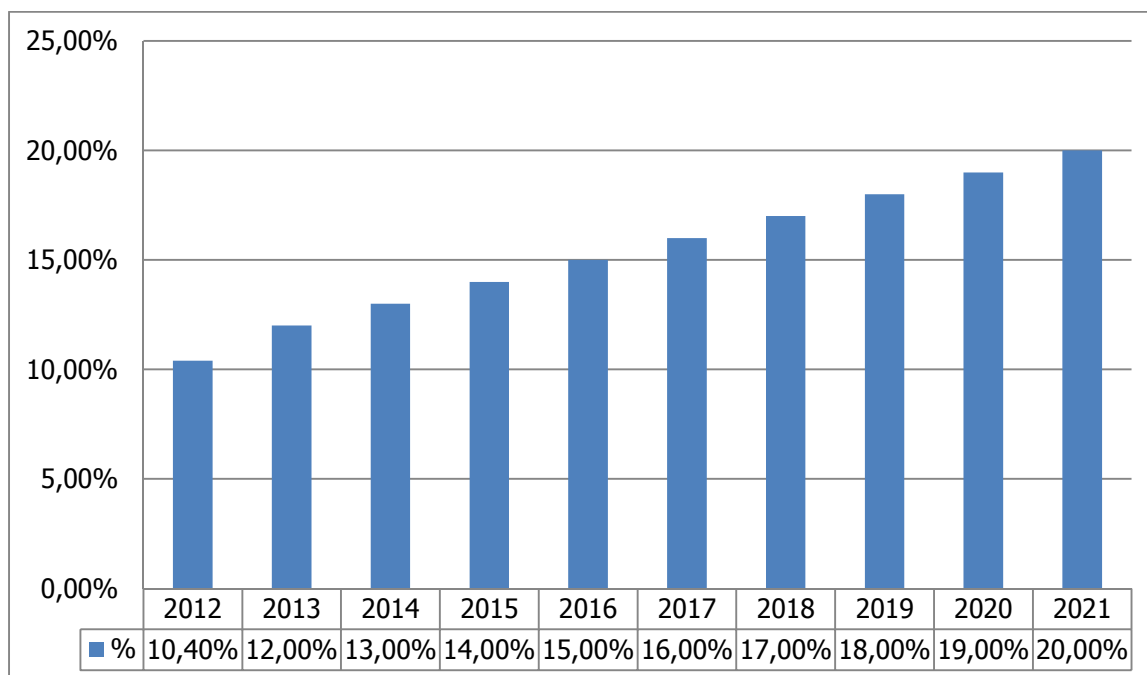
Polski system wsparcia produkcji energii ze źródeł odnawialnych funkcjonuje w obecnym kształcie od 1 października 2005 roku i jest regulowany ustawą Prawo energetyczne. Opiera się na obowiązku realizowanym przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energii elektrycznej i sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym do uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki („URE”) świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii bądź uiszczenia opłaty zastępczej.

Świadectwa pochodzenia służą kształtowaniu ilości wytworzonej energii (quota system). Organ regulacyjny określa cel ilościowy produkcji energii ze źródeł odnawialnych, której cena jest kształtowana w wyniku działania mechanizmów rynkowych. Zielone certyfikaty stanowią dowód wytworzenia danej energii w źródle odnawialnym, są zbywalne i mogą stanowić przedmiot obrotu na odrębnym rynku.

Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r.⁴² wymagany udział ilościowy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia lub z uiszczonej opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym w latach 2012-2021 powinien kształtować się w sposób przedstawiony na wykresie 14.

⁴² Ministerstwo Gospodarki, „Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii”.

Wykres 14. Ilościowy udział energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł odnawialnych wynikający ze świadectw pochodzenia lub uiszczonej opłaty zastępczej.



Źródło: Ministerstwo Gospodarki, „Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii”.

Zgodnie z założeniami obowiązującego w latach 2005-2013 systemu wsparcia producenci energii ze źródeł odnawialnych mogą liczyć na dodatkowe wsparcie w postaci:

- obniżenia o 50% rzeczywistych kosztów przyłączenia do sieci dla OZE do 5 MW,
- obowiązku zapewnienia przez operatora systemu elektroenergetycznego pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłania energii elektrycznej z OZE,
- zwolnienia przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii o mocy poniżej 5 MW z opłat za udzielenie koncesji oraz opłat związanych z uzyskaniem i rejestracją świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w OZE.

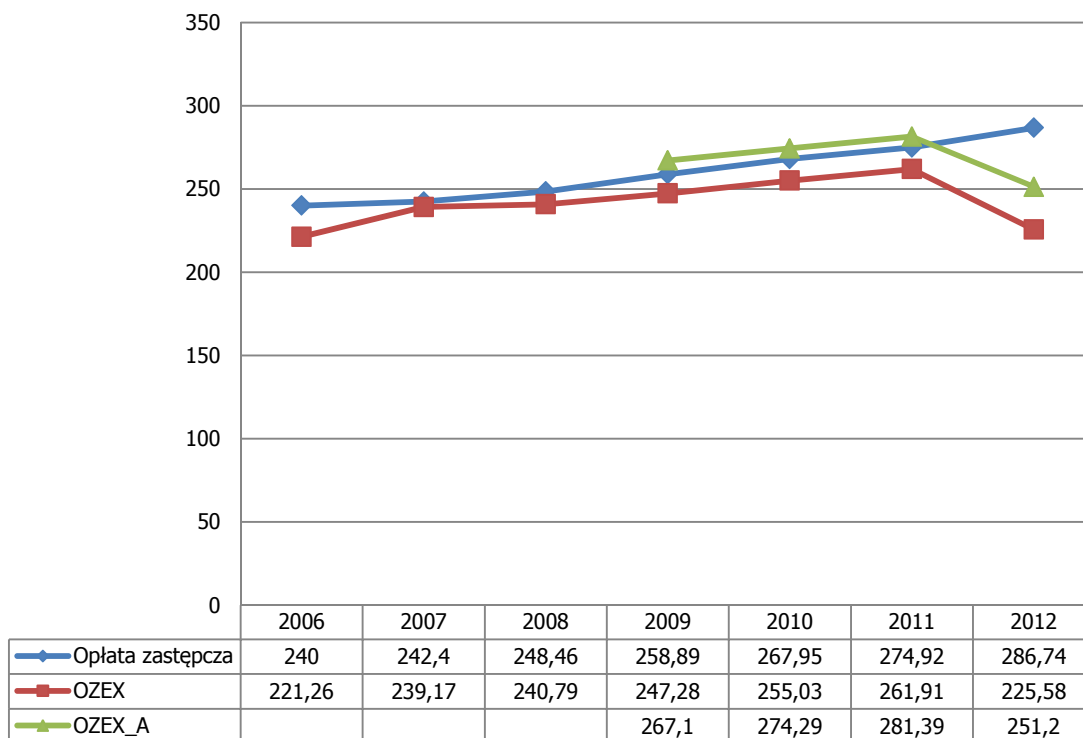
Rejestracją oraz obrotem certyfikatami wynikającymi z zarejestrowanych świadectw zajmuje się Towarowa Giełda Energii S.A. Prowadzi ona również rynek praw majątkowych, na którym sprzedawane i kupowane są prawa majątkowe do świadectw pochodzenia dla energii produkowanej ze źródeł odnawialnych.

W latach 2009-2012 średnioważony indeks OZEX_A⁴³ wyniósł: 267,10 PLN/MWh (2009), 274,29 PLN/MWh (2010), 281,39 (2011), 251,20 (2012)⁴⁴, co zostało przedstawione na wykresie 15.

⁴³ OZEX_A (PMOZE_A) - cena średnia ważona wolumenem ze wszystkich transakcji kontraktem PMOZE_A na sesji giełdowej; PMOZE - Prawa Majątkowe do świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w OZE w okresie do 28 lutego 2009.

⁴⁴ Źródło: Towarowa Giełda Energii S.A.

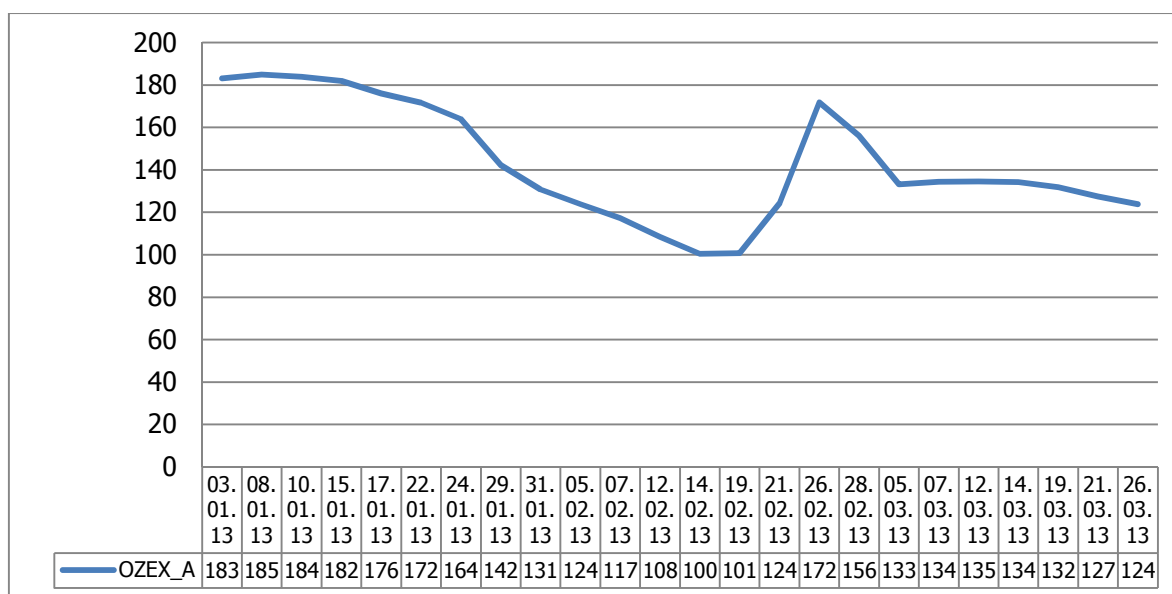
Wykres 15. Ceny praw majątkowych wynikających z zielonych certyfikatów oraz wartość opłaty zastępczej w latach 2006-2012.



Źródło: Towarowa Giełda Energii S.A.

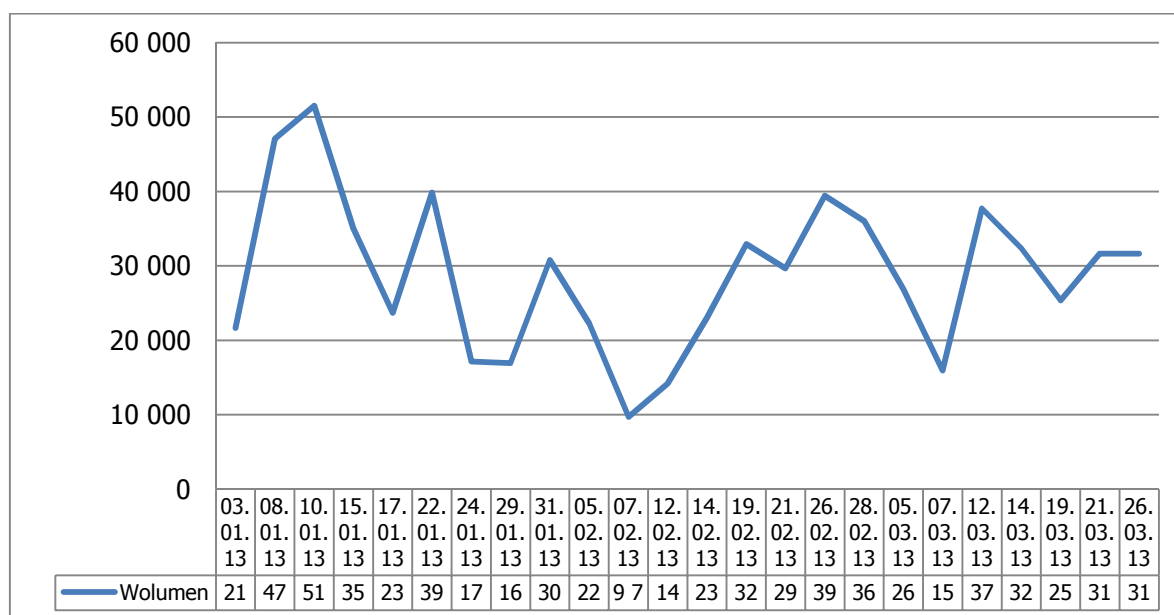
W roku 2013 doszło do znacznego spadku cen zielonych certyfikatów na Towarowej Giełdzie Energii. Cena świadectw pochodzenia w pierwszym kwartale roku 2013 znacząco spadła w porównaniu do wartości indeksu w tożsamym okresie roku 2012. Obecna sytuacja na rynku spowodowana jest rosnącą nadpodażą świadectw pochodzenia. Ich nadprodukcja spowodowana jest wzrostem produkcji energii z instalacji współspalania oraz faktem, iż nie wszyscy producenci energii ze źródeł odnawialnych zdecydowali się umorzyć świadectwa w roku ich wyprodukowania w oczekiwaniu na wzrost ich cen.

Wykres 16. Wartość indeksu OZEX_A w pierwszym kwartale 2013 r.



Źródło: Towarowa Giełda Energii S.A.

Wykres 17. Wolumen zielonych certyfikatów w pierwszym kwartale 2013 r.



Źródło: Towarowa Giełda Energii S.A.

Pomimo faktu, że na rynku Towarowej Giełdy Energii obraca się tylko około ¼ wszystkich zielonych certyfikatów (w roku 2012 było to 3,5 TWh w stosunku do 12,3 TWh całej produkcji w Polsce), a większość energii sprzedawana jest w kontraktach długoterminowych, w przypadku załamania się rynku zielonych certyfikatów zakładana jest renegocjacja zawartych wcześniej umów i dalszy spadek cen.

W przypadku dalszego przedłużania się prac nad projektem ustawy o odnawialnych źródłach energii zawierającej nowy system wsparcia, który ograniczy nadwsparcie współspalania oraz będzie premiował droższe technologie mogące dywersyfikować polski energy mix, może to doprowadzić do zahamowania inwestycji w sektorze energetyki odnawialnej, a w skrajnych przypadkach bankructwa wielu podmiotów operujących w branży oraz zaprzestania realizacji już rozpoczętych projektów inwestycyjnych.

Projekt nowej ustawy o OZE

W związku z wzrastającą liczbą instalacji odnawialnych źródeł energii w Polsce oraz nieproporcjonalnym rozwojem technologii ustawodawca zdecydował, że utrzymanie jednakowego poziomu wsparcia wszystkich źródeł OZE traci swoje uzasadnienie. Zgodnie z założeniami projektodawcy ustawy o odnawialnych źródłach energii, najważniejszą zmianą zaproponowaną w ustawie będzie modyfikacja obecnego systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii. Miałyby się to odbywać przez wprowadzenie i dostosowanie tzw. współczynnika korekcyjnego regulującego ilość świadectw pochodzenia przyznawanych za 1 MWh energii wyprodukowanej w danym źródle do kosztów technologii. Zgodnie z założeniami technologie, których koszty inwestycyjne są większe, otrzymają wsparcie wyższe niż dotychczas (wszystkie technologie otrzymywały 1 ŚP⁴⁵/1 MWh energii), a technologie tańsze otrzymają niższe wsparcie (mniej niż jedno świadectwo pochodzenia).

Prowadziłoby to do zwiększenia impulsu do inwestycji w nowe źródła wytwórcze oraz optymalizowałoby koszty systemu wsparcia przez bardziej efektywne dotowanie inwestycji wymagających większej pomocy finansowej i likwidowanie nadwsparcia tańszych technologii.

Konsekwencjami nadmiernego wsparcia niektórych technologii są m.in. nieoptymalne wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów, blokowanie mocy przyłączeniowej dla pozostałych technologii oraz ograniczenie rozwoju gospodarczego i tworzenia nowych miejsc pracy. W związku z faktem, że koszty inwestycyjne, operacyjne oraz jednostkowe koszty wytworzenia energii dla każdej technologii są zróżnicowane, zauważono potrzebę optymalizacji systemu przez dostosowanie wysokości wsparcia do specyfiki procesu inwestycyjnego wszystkich technologii produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

⁴⁵ Świadectwo pochodzenia.

W celu optymalizacji systemu wsparcia przyjęto założenie, że konieczna jest modyfikacja mechanizmu świadectw pochodzenia w taki sposób, aby dla każdej z technologii ustalić inny minimalny gwarantowany poziom pomocy finansowej. Wsparcie ma zostać przyznane na okres 15 lat od dnia oddania instalacji do użytku. Współczynnik korekcyjny będzie determinowany na okres 5 lat rozporządzeniem Ministra Gospodarki w celu weryfikowania jego wysokości w oparciu o aktualne koszty inwestycyjne i operacyjne technologii⁴⁶.

W przypadku morskiej energetyki wiatrowej współczynnik określono na poziomie 1,8 ŚP/1 MWh wyprodukowanej energii i nie założono regresji współczynnika w okresie 2013-2017.

Oprócz zmian w kształtowaniu współczynników korekcyjnych należy również zwrócić uwagę na inne zmiany zaproponowane w projekcie ustawy o OZE, które będą regulować i warunkować opłacalność produkcji energii ze źródeł odnawialnych:

1. obowiązek sprzedaży energii po maksymalnej cenie 198,9 PLN/MWh w 2013 roku; cena będzie podlegać indeksacji wskaźnikiem inflacji,
2. cena sprzedaży energii nie może być większa niż 105% wysokości ceny zakupu przez sprzedawcę zobowiązanego; sprzedaż energii powyżej tej ceny będzie wiązała się z utratą prawa do ŚP,
3. wysokość jednostkowej opłaty zastępczej została określona na poziomie 286,74 PLN/MWh i zakładane jest, iż opłata ta nie będzie podlegała indeksacji⁴⁷,
4. w przypadku spadku wartości świadectw pochodzenia poniżej 75% wysokości opłaty zastępczej przez okres 2 kwartałów, Minister Gospodarki zobowiązany jest do podjęcia interwencji w postaci podniesienia progu obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia.

Projekty pilotażowe MFW w nowym projekcie ustawy o OZE

Zgodnie z założeniami projektodawcy, wsparcie dla wszystkich technologii źródeł odnawialnych będzie określane przez rozporządzenia Ministra Gospodarki co 3 lata na okres kolejnych 5 lat. Pierwszy współczynnik, na okres 2013-2017 został określony w ustawie wprowadzającej pakiet energetyczny. Po roku 2017 wysokość współczynnika zostanie określona na kolejny okres 5 lat w rozporządzeniu wykonawczym do ustawy o OZE.

W nowym projekcie ustawy o OZE zakładana jest możliwość zmiany warunków finansowych realizacji inwestycji OZE w przedziałach 5-letnich. Wspomniany mechanizm jest skuteczny tylko dla inwestycji, których okres przygotowania i realizacji jest nie dłuższy niż 5 lat, a więc większości OZE. Przedmiotowe rozwiązanie należy uznać za korzystne, gdyż prowadzi do skorelowania wysokości wsparcia w zależności od aktualnych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych poszczególnych technologii.

W przypadku morskiej energetyki wiatrowej, gdzie proces inwestycyjny wynosi od 6 do 9 lat, rozwiązanie polegające na określaniu współczynnika korekcyjnego co 5 lat jest niekorzystne i nie gwarantuje stabilnych warunków finansowych dla projektów.

Dodatkowo, koszt realizacji projektu MFW jest rozłożony w relatywnie długim czasie, jednocześnie w całym okresie przygotowania inwestycji konieczne jest bieżące kontrolowanie i zapewnianie stabilności finansowej dla całej inwestycji. W proponowanym w ustawie o odnawialnych źródłach energii systemie, podczas przygotowania inwestycji w MFW, dwa razy będzie dochodzić do zmiany warunków finansowych (dwa rozporządzenia Ministra Gospodarki określające wysokość współczynnika korekcyjnego w okresie 6 lat) co powoduje, że ryzyko inwestycyjne jest zbyt duże i nie daje podstaw do podejmowania racjonalnych decyzji inwestycyjnych.

W związku z tym, należy stworzyć dla morskich farm wiatrowych warunki porównywalne z innymi technologiami, które w całym okresie przygotowania projektu inwestycyjnego będą znały wysokość współczynnika korekcyjnego, obowiązującego w chwili oddania ich inwestycji do użytku. Wymaga to jednak wprowadzenia dla morskich farm wiatrowych specjalnych rozwiązań prawnych, które to umożliwią np. przez określenie dla instalacji wykorzystujących energię wiatru na morzu wyjątku, polegającego na utrzymaniu wysokości współczynników korekcyjnych na tym samym poziomie przez dwa kolejne okresy.

⁴⁶ Należy zwrócić uwagę, że współczynniki na pierwszy okres tj. lata 2013-2017 zostały zaproponowane w ustawie wprowadzającej pakiet ustaw energetycznych.

⁴⁷ Brak indeksacji opłaty zastępczej jest jedną z istotnych zmian zaproponowanych po raz pierwszy w projekcie ustawy o OZE z 26 lipca 2012 r. Należy podkreślić, iż w dużym stopniu wpływa on niekorzystnie na możliwość uzyskania pożądanego poziomu wsparcia w latach 2013-2025, ponieważ poziom opłaty zastępczej ma istotny wpływ na ceny świadectw pochodzenia. Utrzymanie mechanizmu indeksacji opłaty zastępczej pozwoli na szybsze obniżanie współczynnika korekcyjnego.

3.2. Uwarunkowania rynkowe

3.2.1. Aktualny stan przygotowania projektów MFW

Realny początek rozwoju sektora MEW można połączyć ze zmianą ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej w 2011 roku. W oparciu o nowelizację ww. ustawy, minister do spraw gospodarki morskiej (Minister Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej – „MTBiGM”) od 21 września 2011 roku ogłaszał możliwość ubiegania się o wydanie pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp dla kolejnych lokalizacji.

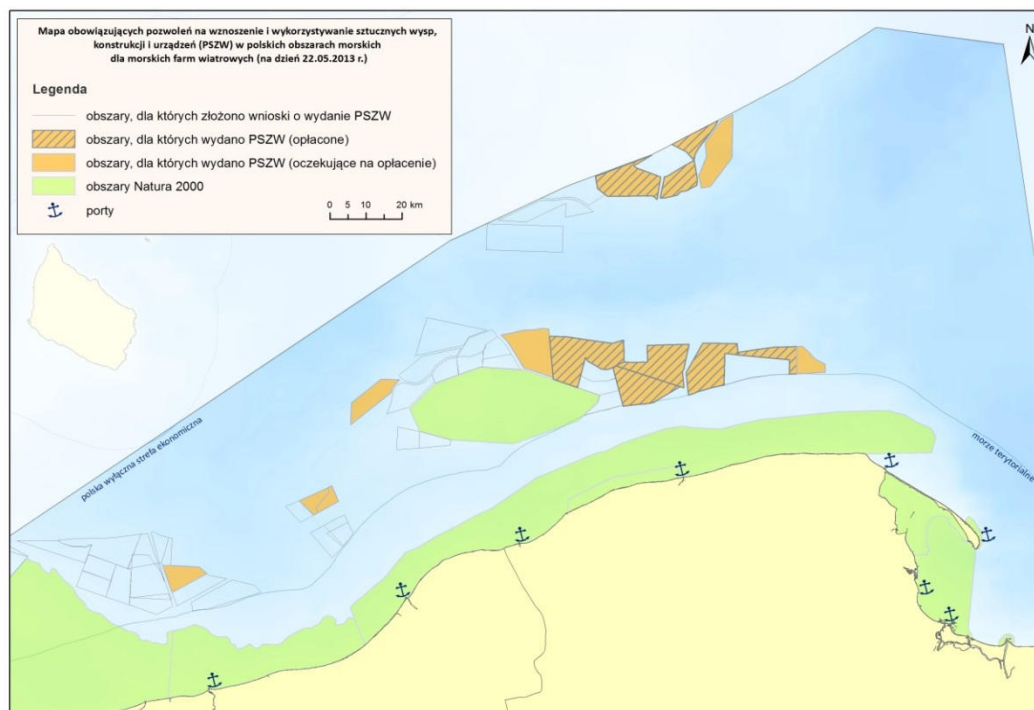
W oparciu o dotychczasowe doświadczenia można stwierdzić, iż przygotowanie (a następnie realizacja i uruchomienie) pojedynczego projektu MFW może zająć nawet około 6-9 lat.

Do maja złożono do MTBiGM łącznie około 70 wniosków o wydanie PSZW, z czego pozwolenie zostało wydane łącznie dla ok. 20 projektów. Część z tych PSZW utraciła moc w wyniku nie uiszczenia w terminie 90 dni pierwszej części opłaty zgodnie z art. 27b UOM. W związku z tym, na koniec maja w mocy pozostawało jedynie 14 PSZW. Opłatę uiszczone jedynie dla 7 projektów, pozostałe oczekują na opłacenie⁴⁸. Co istotne, do maja 2013 r. wydano warunki przyłączenia dla 2 MFW na łączną moc wynoszącą 2,2 GW, jednak uwolnienie mocy przyłączeniowych ma następować stopniowo, tj. do 2020 r. możliwe będzie przyłączenie 0,9 GW, natomiast pozostałe 1,3 GW dopiero w 2025 r.⁴⁹. Miejsca przyłączenia projektów MFW zostały wyznaczone w GPZ Słupsk Wierzbicino oraz GPZ Żarnowiec (woj. pomorskie).

Część inwestorów rozpoczęła również starania o uzyskanie DSU. Do marca 2013 r. wydano 12 postanowień o zakresie raportu. Uruchomione zostały również programy badań środowiska morskiego dla wybranych MFW oraz w ograniczonym zakresie na Ławicy Słupskiej.

Zdecydowana większość projektów, dla których uzyskano PSZW jest zlokalizowana na północ oraz na wschód od Ławicy Słupskiej. Pozostałe projekty zostały zlokalizowane na Ławicy Środkowej, przy granicy EEZ Polski i Szwecji oraz na zachód od Ławicy Słupskiej.

Mapa 2. Mapa wydanych i obowiązujących PSZW dla MFW na polskich obszarach morskich (na dzień 22.05.2013 r.)



Źródło: opracowanie własne

⁴⁸ Korespondencja z MTBiGM z dnia 22.05.2013.

⁴⁹ Prezentacja M. Stryjecki z konferencji „Morska energetyka kołem zamachowym rozwoju przemysłu i regionów nadmorskich”. 2013.

Charakterystyka rynku deweloperskiego i inwestorskiego

Wśród firm zainteresowanych rozwijaniem projektów MFW, które złożyły wnioski o wydanie PSZW, można znaleźć zarówno podmioty zagraniczne (m.in. DEME, Dong Energy, EDPR, Generpol, Iberdrola), jak i krajowe (m.in. Polska Grupa Energetyczna (PGE), Kulczyk Investments, Energa, PKN Orlen). Do dziś PSZW wydano m.in. dla następujących firm (nie wszystkie zostały opłacone w terminie):

- DEME,
- EDPR,
- Energetyka Polska,
- Generpol,
- Kulczyk Investments,
- PGE Energia Odnawialna S.A.,
- PKN Orlen.

Większość z podmiotów, które otrzymały PSZW to firmy polskie, nie posiadające doświadczenia w realizacji projektów MFW. Wśród nich znajduje się największy koncern energetyczny w Polsce, Polska Grupa Energetyczna, korporacja przemysłu naftowego PKN Orlen oraz prywatny koncern energetyczny należący do grupy inwestycyjnej Kulczyk Investments. Jedynie EDPR, portugalski koncern energetyczny i DEME, belgijska grupa holdingowa wywodząca się z branży inżynierii morskiej i prac podwodnych, posiadają pewne doświadczenie przy tego typu projektach, choć nie należą do liderów tego sektora w Europie.

Taka sytuacja sprawia, że dzisiejsi deweloperzy będą poszukiwali partnerów posiadających z jednej strony doświadczenie w rozwijaniu projektów MFW i sprawdzone rozwiązania, a z drugiej strony olbrzymie środki finansowe wymagane przy tego typu przedsięwzięciach. Wśród liderów rynku europejskiego wymienić należy koncerny energetyczne takie jak: Dong Energy, Vattenfall, E.ON lub RWE, które łącznie posiadają 58% wszystkich MFW⁵⁰.

3.2.2. Koszty inwestycyjne

Koszty wytworzenia energii elektrycznej w MFW można podzielić na dwie kategorie obejmujące:

- koszty inwestycyjne związane z budową i uruchomieniem elektrowni wiatrowej (CAPEX),
- koszty operacyjne związane z eksploatacją elektrowni wiatrowej (OPEX),
- koszty związane z zapewnieniem odpowiedniej stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału („ZNK”).

Wpływ uwarunkowań lokalizacyjnych na koszty inwestycyjne i konkurencyjność rynku

Podstawowymi parametrami, wpływającymi na CAPEX inwestycji MFW, jest odległość realizowanego projektu od punktów przyłączenia i zaplecza logistycznego i serwisowego oraz głębokość na jakiej instalowane są elektrownie. Na polskich obszarach morskich projekty MFW są przygotowywane w 4 grupach lokalizacyjnych:

- a) Grupa Zachodnia – nad Ławicą Odrzańską, w odległości 22-50 km od brzegu,
- b) Grupa Centralna – wzdłuż północnej granicy Ławicy Słupskiej, w odległości 35-60 km od brzegu,
- c) Grupa Wschodnia – na wschód od Ławicy Słupskiej, w odległości 22-40 km od brzegu,
- d) Grupa Północna – południowym stoku Ławicy Środkowej, w odległości 80-100 km od brzegu.

Przy założeniu, że głównymi punktami przyłączenia mogą być: Dunowo i Żydowo dla Grupy Zachodniej, Słupsk-Wierzbicino i Żarnowiec dla grupy Centralnej, Wschodniej i Północnej, to jedynie dla Grupy Północnej koszt przyłącza może być znacząco wyższy (ponad dwukrotnie) względem pozostałych projektów.

Przy założeniu, że głównymi ośrodkami logistycznymi dla Grupy Zachodniej i części Grupy Centralnej będą Świnoujście i Szczecin, a dla Grupy Wschodniej i części Grupy Centralnej Gdańsk i Gdynia, to jedynie koszt

⁵⁰ EWEA. 2012. The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012.

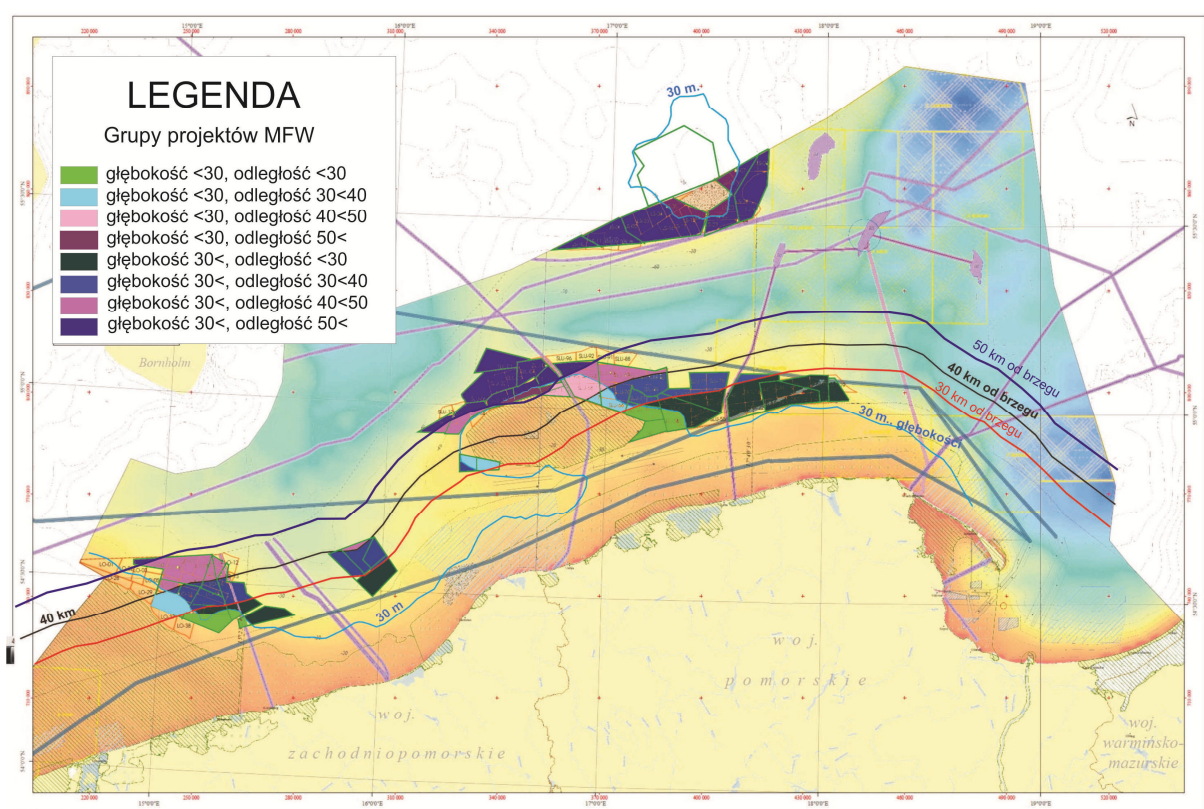
obsługi Grupy Północnej i części Grupy Centralnej, oddalonej ponad 50 km od brzegu, może być znacząco wyższy względem pozostałych projektów.

Ponieważ odległości od punktów przyłączenia poszczególnych grup i ich potencjalnych krajowych zapleczy logistycznych są proporcjonalne do odległości tych projektów od najbliższych punktów linii brzegowej, dla uproszczenia i uśrednienia wyliczeń analiza wpływu parametru odległościowego na koszt inwestycyjny została wykonana w 4 kategoriach odległości instalacji w prostej linii od brzegu: instalacje do 30 km, instalacje w odległości 30-40 km, 40-50 km i oddalone na odległość większą niż 50 km.

W dalszych analizach położono główny nacisk na odległość od brzegu, a nie głębokość posadowienia, ponieważ w każdej z grup projektów w poszczególnych przedziałach odległościowych parametr głębokości rozkłada się w bardzo podobnych proporcjach. Stanowcza większość instalacji będzie lokalizowana na akwenach o głębokości 30-40m (75-80%), a tylko 20-25% na akwenach płytszych niż 30 m. Założono więc, że projekty zlokalizowane na płytszych akwenach będą w naturalny sposób premiowane nieco niższymi kosztami inwestycyjnymi, a więc będą prawdopodobnie realizowane w pierwszej kolejności. Projekty na głębszych akwenach, w poszczególnych grupach odległościowych, będą realizowane w latach późniejszych, bądź jako kolejne etapy inwestycji, bądź w momencie upowszechnienia i spadku kosztów technologii posadowienia na większych głębokościach.

Zależność tych dwóch czynników przedstawiono poniżej.

Mapa 3. Mapa grup projektów z podziałem na głębokość posadowienia fundamentów i odległość od linii brzegowej



Źródło: opracowanie własne

Opisane wcześniej uwarunkowania odległościowe i głębokościowe polskich obszarów morskich przeznaczonych pod rozwój morskiej energetyki wiatrowej mają podstawowe znaczenie dla prawidłowego określenia kosztów inwestycyjnych poszczególnych projektów. Wpływ głębokości i odległości od lądu na jednostkowy koszt zainstalowania 1 MW w MFW przedstawia tabela 3.

Tabela 3. Mnożnik wzrostu CAPEX w zależności od odległości od brzegu i głębokości posadowienia MFW

Głębokość [m]	Odległość od brzegu [km]							
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	>200
10-20	1,000	1,022	1,043	1,065	1,086	1,183	1,408	1,598
20-30	1,067	1,090	1,113	1,136	1,159	1,262	1,501	1,705
30-40	1,237	1,264	1,290	1,317	1,344	1,464	1,741	1,977
40-50	1,396	1,427	1,457	1,487	1,517	1,653	1,966	2,232

Źródło: opracowanie własne na podstawie Europe's onshore and offshore wind energy potential, European Environment Agency EEA technical report, 2009

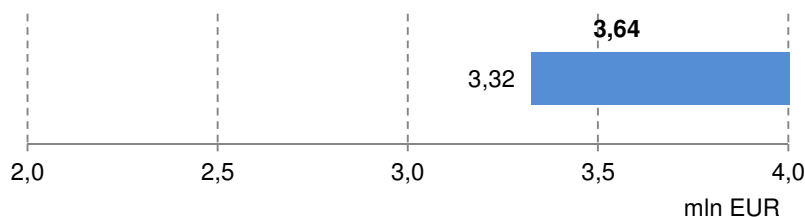
Przystępując do szacowania wysokości CAPEX dla MFW na polskich obszarach morskich, dokonano analizy kosztów inwestycyjnych europejskich projektów MFW, zrealizowanych do końca roku 2011, na podstawie 40 różnych źródeł. Na tej podstawie określono podstawowy koszt zainstalowania 1 MW projektu MFW zlokalizowanego w odległości do 10 km od brzegu i na głębokości do 20 m (mnożnik 1), który wyniósł 2,76 mln EUR. Następnie, dokonano jego korekty z zastosowaniem mnożników określonych w powyższej tabeli.

Najniższy mnożnik wynosi 1,113, a maksymalny 1,464. Średni mnożnik dla całości polskich obszarów morskich będzie wynosił 1,260. Najniższa wartość CAPEX będzie wynosić 3,07 mln euro, maksymalna – 4,04 mln EUR, a średnia – 3,48 mln EUR. Tak uproszczone obliczenia nie oddają jednak procentowego udziału projektów w poszczególnych kategoriach odległościowych i głębokościowych. Na polskich obszarach morskich, projekty MFW będą zlokalizowane w przedziałach, w następujących proporcjach ilościowych:

- 1) projekty w odległości 20-30 km i głębokości 20-30m – ok. 10% potencjalnych EW,
- 2) projekty w odległości 30-40 km i głębokości 20-30m – ok. 5% potencjalnych EW,
- 3) projekty w odległości 40-50 km i głębokości 20-30m – ok. 5% potencjalnych EW,
- 4) projekty w odległości 50-100 km i głębokości 20-30m – ok. 5% potencjalnych EW,
- 5) projekty w odległości 20-30 km i głębokości 30-40m – ok. 25% potencjalnych EW,
- 6) projekty w odległości 30-40 km i głębokości 30-40m – ok. 15% potencjalnych EW,
- 7) projekty w odległości 40-50 km i głębokości 30-40m – ok. 15% potencjalnych EW,
- 8) projekty w odległości 50-100 km i głębokości 30-40m – ok. 20% potencjalnych EW.

Przy uwzględnieniu powyższych proporcji oraz kosztu opłaty za wydanie pozwolenia lokalizacyjnego w wysokości 1% wartości przedsięwzięcia (tylko w Polsce występuje taka opłata) najniższy koszt inwestycyjny będzie wynosił 3,32 mln EUR, najwyższy ok. 4 mln EUR, a średni 3,64 mln EUR.

Wykres 18. Mediana i przedział nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej w MFW dla Polski w warunkach z 2011 roku



Źródło: opracowanie własne

Biorąc pod uwagę, że różnica między skrajnymi wartościami wynosi aż 20%, a pomiędzy wartościami skrajnymi a średnią – ok. 10%, wydaje się, że na potrzeby tworzenia systemu wsparcia

niezbędna jest optymalizacja wysokości wsparcia, tak aby nie premiować nadmiernie projektów najtańszych, ale też dawać szansę projektom nieco droższym, ale nadal atrakcyjnym pod względem inwestycyjnym (np. mniejsze oddziaływania środowiskowe i społeczne, lepsze parametry wietrzności). Dlatego też, w dalszej części analizy podjęto próbę uśrednienia wartości CAPEX dla 2 grup projektów, dla których parametry kosztowe są porównywalne.

Założono, że w związku z tym iż w każdej z 4 grup odległościowych (do 30 km, 30-40 km, 40-50 km i ponad 50 km), 75%-80% instalacji będzie posadowianych na głębokości większej niż 30 m, czynnik głębokości będzie miał mniejsze znaczenie dla zróżnicowania kosztów inwestycyjnych niż czynnik odległości od brzegu.

W związku z tym uśredniono CAPEX dla projektów przygotowywanych w odległości do 40 km i projektów przygotowywanych w odległości dalszej niż 40 km. CAPEX tych grup przedsięwzięć będzie się różnił o ponad 7,6%:

- projekty z grupy do 40 km – CAPEX = 3,39 mln EUR,
- projekty z grupy powyżej 40 km – CAPEX = 3,65 mln EUR.

Alternatywnie uśredniono CAPEX dla projektów zlokalizowanych w odległości do 50 km i w odległości większej niż 50 km i stwierdzono, że CAPEX będzie się różnił o ponad 12,7%:

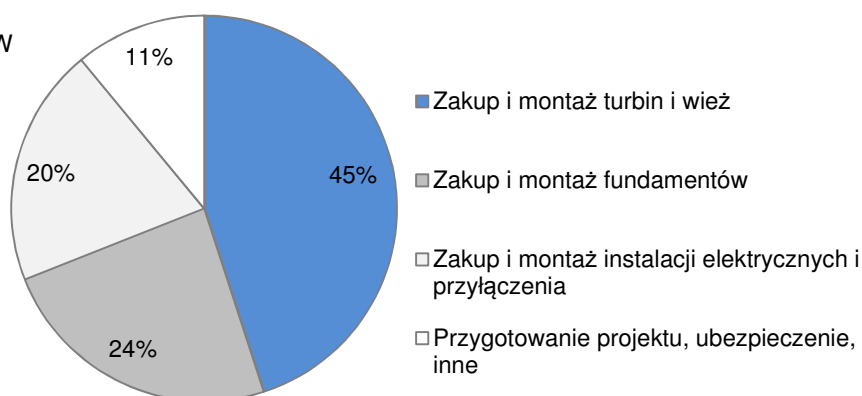
- projekty z grupy do 50 km – CAPEX = 3,52 mln EUR,
- projekty z grupy powyżej 50 km – CAPEX = 3,97 mln EUR.

Tak duża różnica w kosztach inwestycyjnych nie zostanie przy tym zrównoważona w stopniu wystarczającym spodziewaną wyższą produktywnością MFW zlokalizowanych dalej od brzegu, gdyż na tych projektach koszty obsługi i serwisu będą wyższe. Dlatego też zasadne wydaje się określenie odrębnej wysokości wsparcia dla MFW zlokalizowanych w odległości nie mniejszej niż 50 km od brzegu i odrębnej dla pozostałych projektów.

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż w zakresie struktury jednostkowego kosztu inwestycyjnego zdecydowanie największy udział posiadają koszty związane z zakupem i montażem turbin i wież (45%), następnie koszty związane z budową fundamentów (ok. 24%). Natomiast na koszty związane z zakupem i montażem instalacji elektrycznych (zarówno wewnątrz farmy jak i instalacji niezbędnych do przyłączenia do systemu energetycznego) przypada ok. 20% kosztów inwestycyjnych, pozostała część nakładów (11%) jest związana z kosztami ponoszonymi w fazie przygotowania projektu. Szczegółowe dane w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 19. Struktura kosztów inwestycyjnych MFW

100% = 3,64 mln EUR / MW



Źródło: opracowanie własne

Koszty operacyjne (OPEX) związane z funkcjonowaniem MFW w Polsce

Opierając się na danych źródłowych oszacowano potencjalne koszty stałe OPEX_s związane z eksploatacją MFW w 2013 roku w Polsce. Szacunek kosztów został przeprowadzony w oparciu o obliczenie wartości średnich dla poszczególnych kategorii kosztowych obejmujących:

- utrzymanie i remonty,

- opłaty serwisowe stałe,
- zarządzanie i inne opłaty stałe,
- ubezpieczenia,
- zużycie własne energii.

W oparciu o dane źródłowe prognozowana dla 2013 roku część stała kosztów operacyjnych została oszacowana na poziomie około 250 tys. PLN/MW. Kluczowym elementem składowym (ok. 45%, tj. 115 tys. PLN/MW) są koszty związane z utrzymaniem i remontami farmy, a także opłaty serwisowe, na które przypada ok. 32% stałych kosztów operacyjnych. Szczegółowe dane w zakresie wartości poszczególnych elementów składowych OPEX_s zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 4. Szacunkowa wartość kosztów operacyjnych stałych (OPEX_s) dla MFW działających w Polsce w warunkach z roku 2013

Koszty operacyjne stałe (OPEX_s)		2013
1. Utrzymanie i remonty	PLN/MW	115 000
2. Opłaty serwisowe stałe	PLN/MW	77 000
3. Zarządzanie i inne opłaty stałe	PLN/MW	33 000
4. Ubezpieczenie	PLN/MW	23 000
5. Zużycie własne energii, przy założeniach:*	PLN/MW	2 000
5.1 Czas przestoju		5,00%
5.2 Moc poboru		0,70%
Razem OPEX_s	PLN/MW	250 000

* zaklasyfikowano jako koszty stałe ze względu na założenie, że bez względu na wolumen produkcji MFW będą miały ten sam czas przestoju

Źródło: opracowanie własne

Należy zaznaczyć, iż powyższy szacunek kosztów ma charakter przykładowy i został wykorzystany jedynie jako wartość bazowa do prognozy kosztów operacyjnych w latach 2013-2025 związanych z rozwojem morskich farm wiatrowych w Polsce. W przypadku poszczególnych projektów inwestycyjnych wartość stałych kosztów operacyjnych może się istotnie różnić w zależności od specyfiki danego projektu.

Część zmienna kosztów operacyjnych związanych z funkcjonowaniem MFW w Polsce w roku 2013 została oszacowana na poziomie 30 PLN/MWh i składają się na nią:

- koszty opłat serwisowych ponad stałą opłatę serwisową,
- koszty bilansowania produkcji energii elektrycznej.

Szczegółowe dane w zakresie wartości poszczególnych elementów zmiennych kosztów operacyjnych zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 5. Szacunkowa wartość kosztów operacyjnych zmiennych (OPEX_z) dla MFW działających w Polsce w warunkach z roku 2013

Koszty operacyjne zmienne (OPEX_z)		2013
Opłaty serwisowe zmienne *	PLN/MWh	20
Koszty bilansowania	PLN/MWh	10
Razem OPEX_z	PLN/MWh	30

* uwzględniane w części nadwyżki ponad opłatami stałymi

Źródło: opracowanie własne

Koszty związane z zapewnieniem odpowiedniej stopy zwrotu z zaangażowanego kapitału (ZNK)

Wartość oczekiwanej przez inwestorów stopy zwrotu z kapitału z inwestycji w morskie farmy wiatrowe w Polsce oszacowana została na poziomie 12% w oparciu o analizę rentowności funkcjonujących projektów MFW w Europie oraz przy uwzględnieniu premii za ryzyko specyficzne kraju, w którym realizowana jest inwestycja. Ponadto, część kosztów związanych z kosztem kapitału została uwzględniona w ramach współczynnika odzwierciedlającego konieczności sfinansowania inwestycji, przy czym założony został dwuletni okres budowy, a średnioważony koszt pozyskania finansowania na realizację inwestycji został przyjęty na poziomie 10% (stałym w okresie prognozy).

3.2.3. Warunki odbioru i przesyłu energii z MFW

Jednym z podstawowych uwarunkowań rynkowych rozwoju morskiej energetyki wiatrowej jest dostępność do sieci. W większości państw europejskich, gdzie rozwijana jest morska energetyka wiatrowa, obowiązek i koszt przyłączenia morskiej farmy wiatrowej, która uzyskała wymagane pozwolenia lokalizacyjne, obciąża operatora sieci. Jest to duże wsparcie dla inwestorów, gdyż nie tylko ogranicza ryzyko inwestycyjne, ale także znacząco obniża koszt inwestycyjny, którego infrastruktura przyłączeniowa stanowi nawet 20%. Niestety, takie rozwiązania powodują także problemy, z których najważniejszym są znaczące opóźnienia w realizacji projektów przyłączeniowych, szczególnie widoczne w Niemczech.

W polskich warunkach operator systemu przesyłowego wskazuje jedynie w tzw. warunkach przyłączenia miejsce przyłączenia na lądzie, do którego właściciel MFW może przyłączyć farmę budując na własny koszt odpowiednią infrastrukturę przyłączeniową. Do tej pory krajowy operator przesyłowy wydał warunki przyłączenia tylko dla dwóch projektów MFW, na łączną moc 2,2 GW. Z tej puli, do roku 2020 będzie możliwe przyłączenie do sieci 600 MW z jednego projektu i 300 z drugiego. Kolejne 1,3 GW podzielone w proporcjach 600 MW i 700 MW będzie mogło być przyłączone do KSE w roku 2025. Na dzień przygotowania Programu operator przesyłowy wyklucza możliwość wydania kolejnych warunków przyłączenia dla innych projektów, nie wyklucza jednak podziału już wydanych warunków przyłączenia pomiędzy inne projekty, przygotowywane przez tych samych inwestorów w niedużej od siebie odległości.

Istotnym czynnikiem, wpływającym na warunki dalszego rozwoju MFW na polskich obszarach morskich jest to, że wydane warunki przyłączenia, wskazują dwa różne punkty przyłączenia pomimo, że dotyczą projektów położonych w tym samym rejonie. Obydwa projekty realizowane przez dwóch różnych inwestorów zlokalizowane są na wschodnim stoku ławicy Słupskiej i bezpośrednio ze sobą sąsiadują. Jeden z nich ma zostać przyłączony do stacji transformatorowej Słupsk-Wierzbicino, a drugi do stacji Żarnowiec. Efektem tych decyzji będzie konieczność budowy odrębnych kabli morskich, które będą z sąsiadujących punktów na morzu odbierać energię i wyprowadzać ją do dwóch różnych punktów przyłączenia w krajowym systemie elektroenergetycznym. Stwarza to dużą szansę na budowę sieci morskiej łączącej GPZ Słupsk-Wierzbicino z GPZ Żarnowiec, co mogłoby stanowić pierwszy etap rozwoju morskich systemów przesyłowych, tzw. „szyny bałtyckiej”, która pozwalałaby na utworzenie morskiego punktu przyłączenia dla innych MFW oraz zwiększałaby możliwości przyłączania i rozprowadzania energii z MFW w krajowym systemie elektroenergetycznym. Koncepcja ta zostanie szerzej opisana w rozdziale poświęconym działaniom wykonawczym Programu.

Budowa sieci morskich, których zadaniem jest odbiór energii z MFW jest rozwiązaniem, będącym obecnie przedmiotem współpracy międzynarodowej 10 państw europejskich basenu Morza Północnego i Komisji Europejskiej. Projekt **North Seas Countries' Offshore Grid Initiative („NSCOGI”)** to wspólna inicjatywa państw Unii Europejskiej (Belgia, Dania, Francja, Holandia, Irlandia, Luksemburg, Niemcy, Szwecja i Wielka Brytania) oraz Norwegii⁵¹, mająca na celu doprowadzić do powstania wspólnej, ponadnarodowej sieci elektroenergetycznej łączącej morskie farmy wiatrowe na Morzu Północnym. W celu realizacji projektu przedstawiciele ww. państw i europejski komisarz do spraw energii podpisali **Memorandum of Understanding („MoU”)**⁵² będące ogólnym planem realizacji inicjatywy. Wyróżniono w nim najważniejsze przeszkody i zagrożenia dla integracji rynków energii i sieci elektroenergetycznej, powołano Komitet Sterujący i Radę Programową projektu, jak również zobowiązano się do publikowania raportów mających zawierać informacje będące wynikiem wspólnej pracy ekspertów ze wszystkich krajów zaangażowanych w inicjatywę. Dzięki aktywnej

⁵¹ North Seas Countries' Offshore Grid Initiative, *Memorandum of Understanding*, [dokument elektroniczny], http://ec.europa.eu/energy/renewables/grid/doc/north_sea_countries_offshore_grid_initiative_mou.pdf, data dostępu [05.10.2011].

⁵² Tamże.

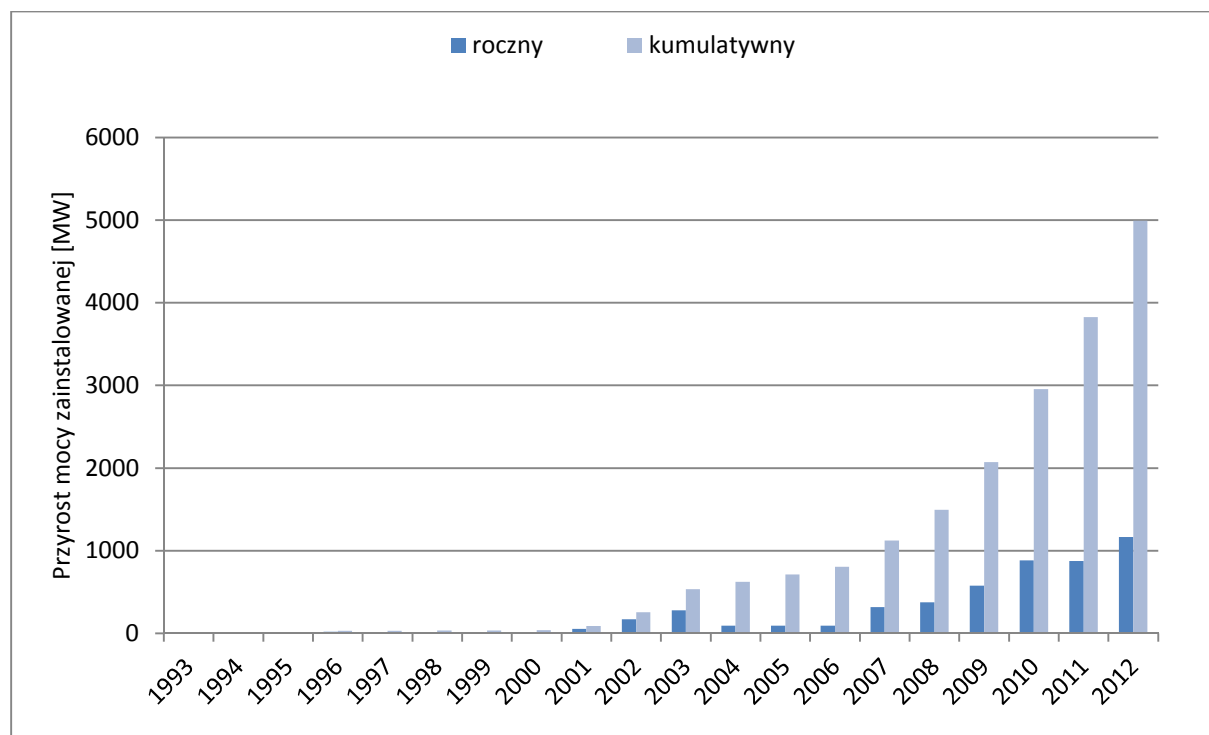
postawie rządów, jak również podmiotów pozarządowych m.in. Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Elektroenergetycznych („ENTSO-E”) projekt **North Seas Countries’ Offshore Grid Initiative**, zyskał odpowiedni priorytet i ma szansę być rozszerzony na Morze Bałtyckie, w tym na polskie obszary morskie.

3.2.4. Rynek dostaw

Prognoza rynku

Rynek MEW jest bardzo dynamicznie rozwijającym się sektorem na świecie, w którym Europa odgrywa główną rolę. Obserwuje się ciągły wzrost ilości mocy zainstalowanej z MFW, przy czym 90% mocy zainstalowanej (ok. 5 GW) jest obecnie zlokalizowana w Europie. Następne w kolejności są Chiny (9%) oraz Japonia (1%).

Wykres 20. Kumulacyjny i roczny przyrost mocy zainstalowanej w MFW



Źródło: EWEA

Wśród europejskich krajów prym wiodzie Wielka Brytania (59% mocy zainstalowanej), następnie Dania (18,4 %), Belgia (7,6%) i Niemcy (5,6%). Dynamiczny rozwój MEW prognozowany w Europie do 2025 roku wynika w dużej mierze ze strategii rozwoju tej technologii we Francji, Niemczech, Hiszpanii, Holandii, Irlandii i przede wszystkim Wielkiej Brytanii. Według informacji EWEA 38% MFW, które otrzymały pozwolenia jest zlokalizowana w Niemczech, 15% w Holandii i 10 % w Wielkiej Brytanii. Szczególną uwagę należy zwrócić na Niemcy, które mają bardzo dobrze rozbudowany łańcuch dostaw dla sektora MFW, co umożliwi szybkie uruchomienie znacznej liczby projektów⁵³. Według Krajowych Planów Działań w zakresie odnawialnych źródeł energii, Niemcy przewidują instalację 10 GW w MFW do 2020 r., natomiast Francja 6 GW. Z kolei Wielka Brytania według swojej strategii OZE planuje do 18 GW do 2020 r. Dla zaznaczenia Polski „KPD” zakłada jedynie 0,5 GW w MFW do 2020 r.

Istotna z punktu widzenia Polski jest lokalizacja projektów. Znaczna większość MFW znajduje się na Morzu Północnym (65% mocy zainstalowanej), natomiast jedynie 16% jest zlokalizowana na Morzu Bałtyckim⁵⁴. Jednak w związku z ograniczoną przestrzenią morską oraz ambitnymi planami rozwoju MEW Niemiec można się spodziewać wzrostu ilości projektów MFW na Morzu Bałtyckim. Jest to szczególnie istotne w związku z koniecznością zbudowania odpowiedniego łańcucha dostaw dla tego akwenu. **Moc planowanych projektów MFW na Morzu Bałtyckim (projekty na różnych etapach realizacji, od fazy koncepcyjnej po**

⁵³ EWEA. 2012. The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012.

⁵⁴ Tamże.

otrzymane pozwolenia) wynosi ok. 19 GW⁵⁵, nie uwzględniając projektów na polskich obszarach morskich.

Charakterystyka rynku dostawców

Rynek dostaw MEW charakteryzuje duża ilość wielkogabarytowych elementów jakie wchodzi w skład MFW. W przypadku takich elementów jak fundamenty, które nie stanowią skomplikowanych technologicznie konstrukcji, istotne znaczenie ma lokalizacja zakładów produkcyjnych, w związku z czym sieć zakładów produkcyjnych tych komponentów jest mocno zdecentralizowana. W przypadku turbin wiatrowych i infrastruktury przyłączeniowej sytuacja jest odmienna z uwagi na wysoki poziom zaawansowania technologicznego. Produkcja tych komponentów skupia się wokół kilku głównych firm, a otwarcie nowych zakładów produkcyjnych wymaga wysokich prognoz stabilnego popytu.

W celu usystematyzowania łańcucha dostaw MEW można go podzielić na 4 kategorie stanowiące główny udział kosztów realizacji projektów MFW, których podaż ma znaczący wpływ na płynność realizacji projektów MFW:

1. turbiny wiatrowe,
2. fundamenty,
3. infrastruktura przyłączeniowa,
4. statki.

Każdy z tych elementów został opisany szczegółowo w dalszej części rozdziału.

Podział ten dobrze odzwierciedla również udział kosztów poszczególnych elementów w MFW, w którym zakup i montaż turbin i wież wiatrowych wynosi 45%, fundamentów 24%, a instalacji elektrycznych i przyłączenia 20%⁵⁶ (koszty transportu i wykorzystania statków zostały uwzględnione w każdej z pozycji).

Na poniższym rysunku przedstawiono główne zakłady produkcyjne poszczególnych komponentów MFW w Europie.

Rysunek 2. Lokalizacja głównych zakładów produkcyjnych komponentów dla sektora MEW⁵⁷



Źródło: EWEA

⁵⁵ Baltic Offshore Wind Energy Map. Baltic sea Transport, 6/2012, p. 28-29.

⁵⁶ Patrz wykres 19.

⁵⁷ EWEA. 2011. Wind in our sails.

Turbiny wiatrowe

Poszczególne komponenty turbin wiatrowych tj.: wieże, łopaty, układy przenoszenia napędu, ramy i inne elementy strukturalne, mają różną charakterystykę w rynku dostaw:

- wieże stanowią stosunkowo nieskomplikowany element, w związku z czym produkcja jest zdecentralizowana, a otwarcie nowych zakładów jest możliwe bez rozwiniętego sektora MEW w danym kraju (konstrukcje są również produkowane w Polsce),
- produkcja łopat wymaga szczegółowej wiedzy konstrukcyjnej z uwagi na znacznie większe rozmiary niż w przypadku turbin lądowych, a co za tym idzie zupełnie inne rozwiązania konstrukcyjne,
- elementy układu przenoszenia napędu, w tym przekładnie, łożyska i generatory, są uznawane za kluczowy element łańcucha wartości turbin i ich produkcja jest mocno scentralizowana,
- elementy strukturalne takie jak ramy, piasty, osłony przekładni, itd. są powszechnie dostępne, choć z uwagi na coraz większe rozmiary modeli turbin dostępność tych elementów może ulec ograniczeniu.

Wśród liderów na rynku dostawców turbin znajdują się firmy: Siemens (58% mocy zainstalowanych turbin w Europie), Vestas (28%), Repower (8%) oraz Bard (3%). Jak widać element ten jest mocno scentralizowany wokół głównych dostawców, pochodzących głównie z Europy. Spodziewany jest jednak znaczny wzrost ilości nowych modeli na rynku w latach 2014-2016, gdy do seryjnej produkcji wejdą nowe modele firm takich jak: Vestas, Gamesa, Alstom, XEMC, Samsung i Mitsubishi. Ponadto można spodziewać się presji ze strony firm chińskich takich jak Sinovel⁵⁸. Do końca 2012 r. 31 firm ogłosiło plany wdrożenia 38 nowych modeli turbin, z czego 52% to firmy europejskie. Należy zwrócić uwagę, że 76% planowanych modeli to turbiny o mocy powyżej 5 MW. Według EWEA, 4-12 nowych modeli turbin osiągnie pewną dojrzałość rynkową w ciągu najbliższych 10 lat⁵⁹.

Główne zakłady produkcyjne turbin są zlokalizowane na terenie Danii i Niemiec. Dotychczas Wielka Brytania nie odgrywała większej roli w dostawie turbin, jednak nowe inwestycje i planowany rozwój MFW spowoduje rozwój nowych zakładów produkcyjnych na Wyspach⁶⁰.

Na podstawie doświadczeń producentów turbin można założyć, że przewidywana sprzedaż na poziomie 1 GW mocy turbin/rok stanowi uzasadnienie na uruchomienie inwestycji rzędu 100 mln EUR (400 mln PLN) na rozwój nowego produktu, utworzenie łańcucha dostaw oraz wybudowanie hal montażowych. Wartości te zostały oparte m.in. na doświadczeniach firmy Siemens, której flagowym produktem są turbiny o mocy 3,6 MW. Można założyć, że 1 GW stanowi równowartość około 280 turbin/rok. Należy zatem założyć, że otwarcie zakładów produkcyjnych w Polsce będzie wymagać zapewnienia stałego poziomu popytu właśnie na takim poziomie⁶¹.

Według szacunków EWEA zapotrzebowanie Europy na morskie turbiny wiatrowe będzie wynosić równowartość około 6 500 MW rocznie w 2020 r., natomiast podaż może wynosić od ponad 7 000 MW do ok. 17 000 MW/rok przy scenariuszu agresywnym. Przewiduje się zatem, że podaż jest w stanie zapewnić rosnący popyt na tego rodzaju konstrukcje w Europie oraz w pewnej części również w Ameryce Północnej. Ograniczenia w podaży, jeśli wystąpią, będą związane głównie z zakładami montażowymi. Ograniczenia w dalszych ogniwach łańcucha dostaw dotyczących poszczególnych komponentów zostały w większości rozwiązane i nie powinny generować problemów⁶².

Konstrukcje wsporcze

Głównym elementem konstrukcji wsporczych są fundamenty, ponadto można wyróżnić również elementy łącznikowe, które łączą fundament z wieżą wiatrową. Do tej pory powstało kilka różnych technologii wykonania fundamentów morskich turbin wiatrowych. Ich stosowanie zależy od głębokości morza i budowy geologicznej dna morskiego w danym miejscu. Wśród podstawowych fundamentów wyróżniamy: monopale, fundamenty grawitacyjne, trójnóg, czwórnóg, fundament kratownicowy.

⁵⁸ IHS. 2012. Global Offshore Wind Energy Markets and Strategies: 2012-2025.

⁵⁹ EWEA. 2012. The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012.

⁶⁰ EWEA. 2011. Wind in our sails.

⁶¹ Tamże.

⁶² Tamże.

Znaczący wzrost popytu na konstrukcje wsporcze w najbliższej dekadzie będzie wymagał istotnego rozwoju możliwości produkcyjnych fundamentów. Stosunkowo niewielkie bariery techniczne, krótki czas uruchomienia nowych zakładów produkcyjnych oraz korzyści z lokalnej produkcji sprawiają, że nie przewiduje się przestojów w podaży tych komponentów. Będzie to stanowić szansę rozwoju przemysłu dla krajów rozwijających MEW.

Największy udział wśród uruchomionych MFW stanowią konstrukcje monopolowe (74%) oraz fundamenty grawitacyjne (16%). Związane jest to z realizacją w pierwszej kolejności projektów na płytkich wodach, gdzie takie konstrukcje są preferowane. Jednak wraz z wchodzeniem na coraz głębsze obszary zwiększy się wykorzystanie bardziej zaawansowanych struktur jak np. trójnogi czy też fundamenty kratownicowe, które są bardziej stabilne^{63, 64}.

Średnioroczne zapotrzebowanie rynku europejskiego na konstrukcje wsporcze do 2020 wyniesie ok. 1000 szt. Dla samego rynku niemieckiego przewiduje się zapotrzebowanie na około 950 sztuk do 2015 r.⁶⁵ Główni dostawcy konstrukcji wsporczych na rynku europejskim to firmy: Bladt (40% zainstalowanych konstrukcji), EEW (18%), SIF Group (18%).

Infrastruktura przyłączeniowa

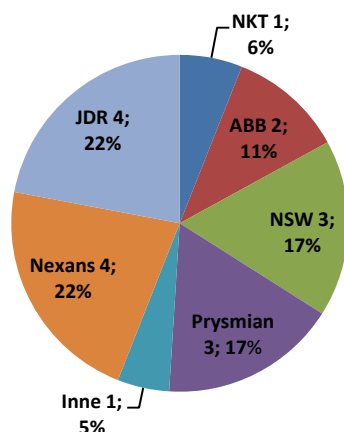
Wśród infrastruktury przyłączeniowej MFW można wyróżnić 3 główne elementy istotne z punktu widzenia łańcucha dostaw: morską stację elektroenergetyczną, kable eksportowe, kable łączące poszczególne EW.

MEW wykorzystuje w dużej mierze łańcuchy dostaw dla lądowych farm wiatrowych, jednak w związku z realizacją projektów MFW coraz bardziej oddalonych od brzegu, a co za tym idzie wykorzystujących wyższe napięcia i inne rozwiązania technologiczne, mogą wystąpić problemy w zapewnieniu płynnych dostaw. Elementem limitującym jest podaż kabli wysokiego napięcia. Szacuje się, że obecne moce podaży wynoszą 1000 km kabla na rok w technologii HVDC i 700 km na rok w technologii HVAC⁶⁶.

Czas oczekiwania na produkcję kabli wysokiego napięcia może wynieść nawet do 4 lat, dlatego konieczne będzie otwarcie nowych zakładów produkcyjnych. Najprawdopodobniej ekspansja podaży będzie realizowana przez istniejących producentów⁶⁷.

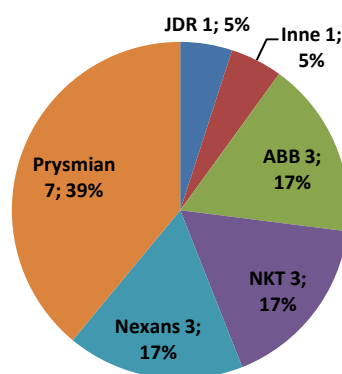
W przypadku kabli średniego napięcia, które są najczęściej wykorzystywane do łączenia EW wewnątrz MFW, łańcuch dostaw jest stosunkowo dobrze rozbudowany, jeśli nastąpi zwrot technologiczny w kierunku zwiększenia napięcia przesyłu wewnątrz farmy (tj. 45-66 kV) mogą nastąpić ograniczenia w dostawach.

Rysunek 3. Udział rynku dostawców kabli wewnętrznej infrastruktury MFW (liczba farm)



Źródło: EWEA

Rysunek 4. Rynek dostawców kabli eksportowych (liczba farm)



Źródło: EWEA

⁶³ EWEA. 2012. The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012.

⁶⁴ EWEA. 2011. Wind in our sails.

⁶⁵ Prezentacja PTMEW. 2013. Morska energetyka kołem zamachowym rozwoju przemysłu i regionów nadmorskich.

⁶⁶ BVG Associates. 2010. Towards Round 3: Building the Offshore Wind Supply Chain.

⁶⁷ EWEA. 2011. Wind in our sails.

W odniesieniu do stacji elektroenergetycznych rynek jest zdominowany przez 3 główne firmy, tj. ABB, Alstom Grid oraz Siemens Energy. Na rynek wchodzi również C&C oraz Fabricom. Czas oczekiwania na realizację zlecenia wynosi około 3 lat.

Spodziewany jest również rozwój technologii stałoprądowej, który może wiązać się z ograniczeniami w łańcuchach dostaw z uwagi na niewielką ilość dostawców tej technologii.

Statki

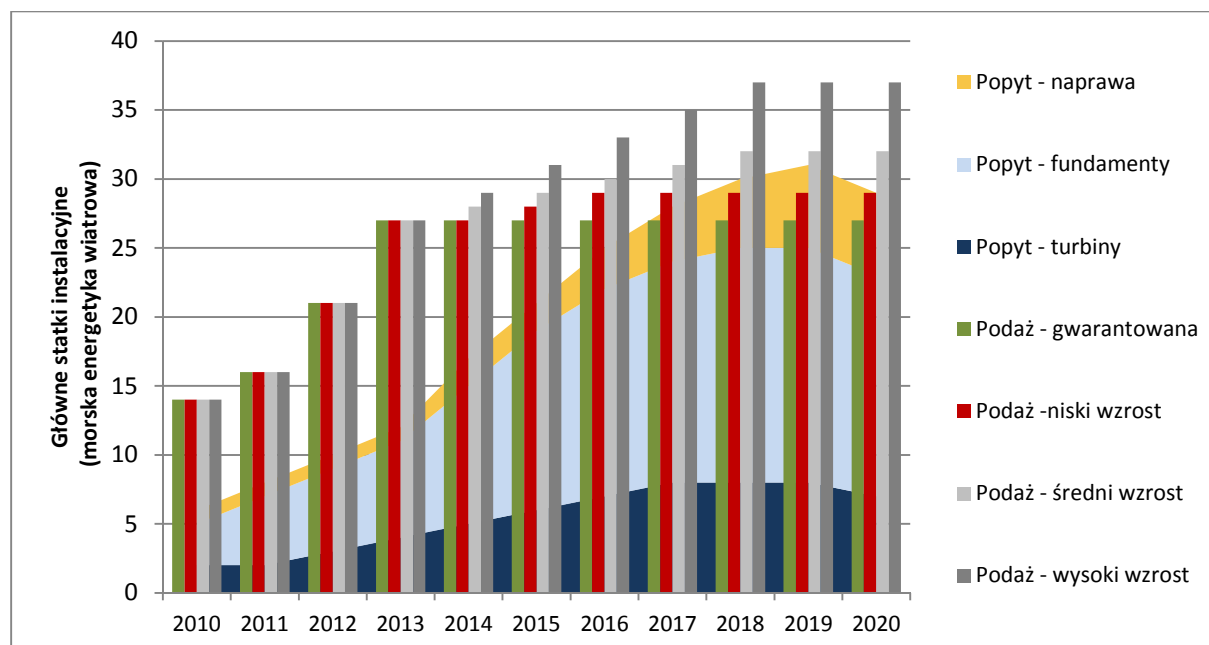
Sektor MEW wymaga różnego rodzaju statków do transportu, instalacji poszczególnych komponentów i obsługi MFV. Biorąc pod uwagę dynamiczny rozwój sektora oraz realizację przyszłych MFV w coraz trudniejszych lokalizacjach zapotrzebowanie na specjalistyczne statki może stanowić kluczowy element dynamicznego rozwoju tego sektora.

Czas oczekiwania na statki (od zamówienia do realizacji) wynosił w 2011 r. od 24 do 36 miesięcy w zależności od specjalizacji statku.

Na różnych etapach wymagane są innego rodzaju statki:

- przygotowanie projektu – statki umożliwiające prowadzenie badań środowiskowych i badań geotechnicznych,
- budowa – statki instalacyjne wyposażone w dźwigi o dużych wymaganiach dotyczących: udźwigu, prędkości, rozmiarów, ograniczeń pogodowych, dostępności rynkowej, efektywności, itd.; dodatkowo jako statki wspierające wykorzystuje się statki o niższych parametrach, które służą do transportu sprzętu lub pracowników,
- eksploatacja – na tym etapie również będą wymagane statki instalacyjne jednak o niższych parametrach niż na etapie budowy; ponadto, w dużej skali wykorzystuje się statki do transportu ekip serwisowych; zwykle są to statki 12 osobowe choć przy projektach bardziej oddalonych od brzegu stosuje się większe statki i helikoptery,
- demontaż – wykorzystuje się podobne statki jak w przypadku etapu budowy.

Wykres 21. Popyt i podaż w kontekście statków instalacyjnych (statki/rok)



Źródło: Garrad Hassan

Według szacunków EWEA podaż statków instalacyjnych znacznie przekroczy zapotrzebowanie do roku 2015, choć mogą wystąpić pewne wąskie gardła w przypadku specjalistycznych statków, np. do układania kabli. Po 2015 roku, w związku z dynamicznym wzrostem zapotrzebowania mogą nastąpić pewne braki w podaży statków

w przypadku braku lub zachowawczej odpowiedzi armatorów. Istotne może się okazać wykorzystanie zasobów sektora ropy i gazu.

Rynek dostaw w Polsce

Pomimo początkowego etapu rozwoju sektora MFW w polskiej strefie ekonomicznej, istnieją już firmy działające na rzecz MFW w rejonie Morza Północnego i Bałtyckiego. Obecnie kluczowe podmioty świadczące usługi dla sektora MFW to:

Producenci sprzętu lub komponentów:

- Stocznia CRIST S.A. specjalizująca się w produkcji jednostek pływających obsługujących budowę farm wiatrowych,
- Energomontaż-Północ Gdynia Sp. z o.o. – prefabrykacja konstrukcji stalowych (stacje transformatorowe, konstrukcje ochrony fundamentów oraz elementy fundamentów), dostosowanie statków transportowych, wykonanie platform obsługowych i tymczasowych zabezpieczeń fundamentów,
- GSG Towers Sp. z o.o. – produkująca wieże do elektrowni wiatrowych,
- AARSLEFF Sp. z o.o. – specjalizująca się w projektowaniu i wykonawstwie robót hydrotechnicznych na morzu,
- Szczecińska Stocznia Remontowa GRYFIA S.A. – produkująca konstrukcje stalowe.

Infrastruktura portowa:

- DB Port Szczecin Sp. z o.o. - obsługujący przeładunek elementów turbin wiatrowych,
- Gdynia Container Terminal S.A. - obsługujący przeładunek elementów do elektrowni wiatrowych.

Obecna szacunkowa wartość zamówień dla morskiej energetyki wiatrowej w sektorze stoczniowym w Polsce wynosi około 150 mln EUR/rok (około 600 mln PLN/rok) natomiast prognozowana wartość zamówień w latach 2018-2025 może wynieść do 700 mln EUR/rok (2 800 mln PLN/rok)⁶⁸.

3.2.5. Zaplecze portowe

Główne polskie porty morskie zlokalizowane są w Gdańsku, Gdyni, Szczecinie i Świnoujściu. Są to porty o podstawowym znaczeniu dla gospodarki narodowej. Ponadto, wzdłuż wybrzeża polskiego położonych jest kilkadziesiąt portów i przystani morskich o znaczeniu regionalnym. Ważniejsze porty regionalne położone są w Policach, Kołobrzegu, Darłowie i Elblągu⁶⁹.

Polskie zaplecze portowe w kontekście rozwoju MFW należy rozpatrywać zarówno z perspektywy realizacji projektów zagranicznych, jak i planowanych projektów w Polsce. W tym pierwszym przypadku należy rozważać możliwość wykorzystania polskiej infrastruktury portowej jako ośrodków produkcji eksportowej komponentów dla zagranicznych MFW oraz jako porty konstrukcyjne dla projektów MFW zlokalizowanych przy granicy polskich obszarów morskich. Natomiast w kontekście polskich projektów MFW należy szukać możliwości stworzenia centrów produkcyjnych, logistycznych i serwisowo-obługowych mogących obsłużyć te projekty.

Kryteria wyboru zaplecza portowego

W pierwszej kolejności konieczne jest scharakteryzowanie wymagań jakie stawiane są przed portami w kontekście spełnianych przez nie ról. Jak opisano w rozdziale 1.2.3 porty można podzielić na trzy rodzaje, ze względu na ich rolę: porty produkcyjne, konstrukcyjne i serwisowo-obługowe. Poniżej przedstawione zostały przykładowe podstawowe wymagania przemysłu MEW jakie są stawiane dla każdej z wybranej grupy portów. Należy zaznaczyć, że nie są to pełne wymagania a jedynie przykładowe kryteria oparte na doświadczeniach zagranicznych, wskazujące na najbardziej istotne elementy infrastruktury portowej.

- Porty konstrukcyjne (dla zakładanej przepustowości 100 turbin/rok):
 - co najmniej 8 ha dostępnych placów montażowo-magazynowych,

⁶⁸ PTMEW. 2012. Perspektywy rozwoju Morskiej Energetyki Wiatrowej w Polsce. Prezentacja na konferencji „Inwestycje w morskie farmy wiatrowe”. Warszawa.

⁶⁹ Strategia rozwoju portów morskich do 2015 roku.

- nabrzeże o długości 200-300 m o dużej wytrzymałości na obciążenia i z odpowiednim dostępem od strony lądu,
- możliwość przyjmowania statków o długości do 140 m, szerokości 45 m i zanurzeniu do 6 m bez żadnych ograniczeń dostępności portów, np. związanych z pływami,
- brak barier ograniczających wysokość ładunku,
- dogodne połączenie drogowe i kolejowe,
- całodobowa dostępność operacyjna portu 7 dni w tygodniu.^{70, 71}
- Porty produkcyjne (takie same kryteria co porty konstrukcyjne plus dodatkowe):
 - do 500 ha dostępnej powierzchni do wykorzystania pod budowę zakładu produkcyjnego i jako place składowo-manewrowe,
 - bezpośredni dostęp do nabrzeży o długości minimum 500 m, o dużej wytrzymałości obciążeniowej i dużej głębokości przy nabrzeżu,
 - dogodna infrastruktura logistyczna od strony lądowej⁷².
- Porty obsługowo-serwisowe:
 - korzystna lokalizacja względem MFW,
 - całodobowy i całoroczny dostęp dla statków i helikopterów serwisowych,
 - dostępność przestrzeni magazynowej i biurowo-serwisowej (dla MFW liczącej 140 turbin 1700 m² przestrzeni biurowo-serwisowej i 1500 m² przestrzeni magazynowej),
 - dostępność nabrzeża (dla MFW liczącej 140 turbin wymagane jest 100 m nabrzeża),
 - dostęp do zaplecza kadrowego,
 - lądowisko dla helikopterów w porcie (istotne w przypadku obsługi odległych MFW)⁷³.

Należy również rozważyć kryteria miękkie mogące mieć znaczący wpływ na ostateczny wybór portu, m.in.:

- dostępność zaplecza kadrowego w regionie,
- dostępność ośrodków szkoleniowych i edukacyjnych,
- akceptacja społeczna i polityczna dla rozwoju portów w kierunku obsługi ciężkiego przemysłu MEW,
- sprzyjające uwarunkowania prawne umożliwiające rozbudowę i modernizację portów oraz późniejszą obsługę przemysłu MEW.

Należy przy tym zaznaczyć, że duże znaczenie przy wyborze portów ma dostawca turbin.

Na mapie 4 przedstawione zostały główne porty morskie z zaznaczoną łączną powierzchnią składową oraz porty regionalne.

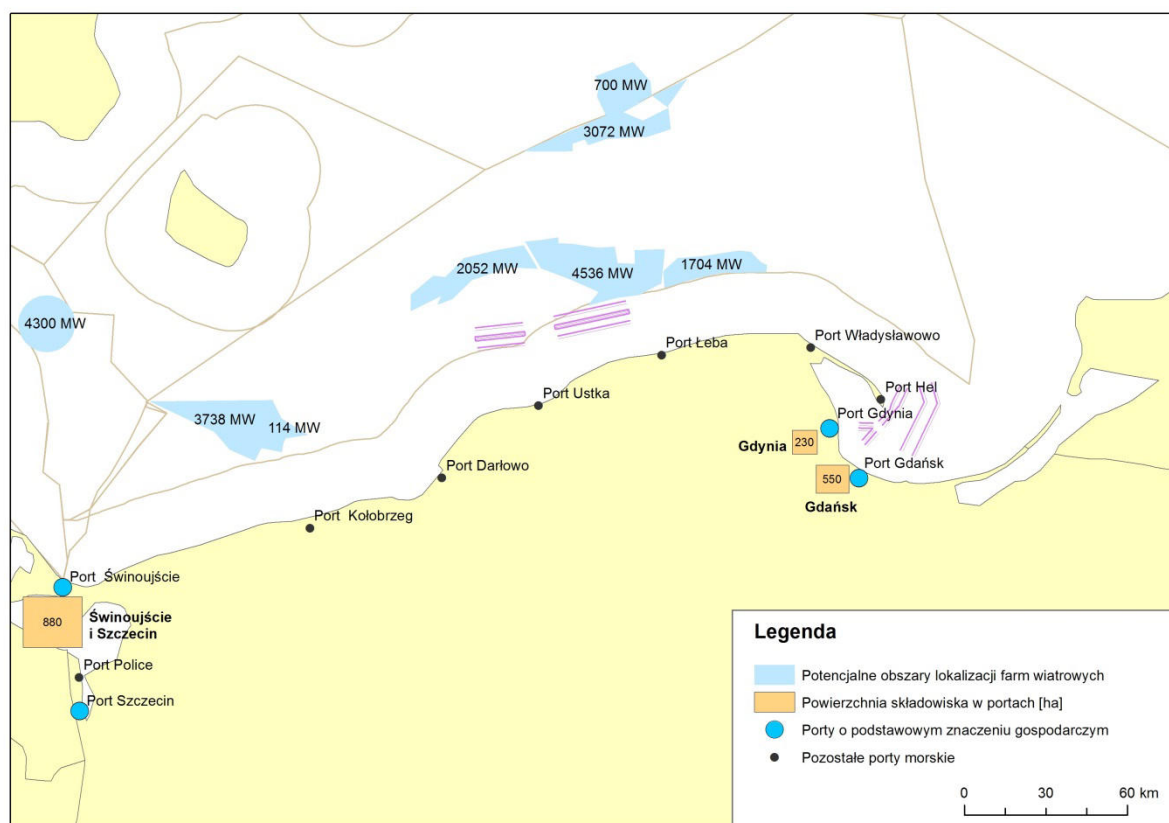
⁷⁰ Massachusetts Clean Energy Center. 2010. Port and Infrastructure Analysis for Offshore Wind Energy Development.

⁷¹ Department of Energy and Climate Change. 2009. UK Ports for the Offshore Wind Industry: Time to Act.

⁷² Tamże.

⁷³ Highlands & Islands Enterprise. 2010. Offshore Wind operations & maintenance.

Mapa 4. Mapa potencjalnych portów konstrukcyjnych na tle potencjalnych obszarów lokalizacji MFW



Źródło: Opracowanie własne

Poniżej zestawiono najważniejsze parametry głównych polskich portów morskich w kontekście rozwoju MEW.

Tabela 6. Charakterystyka portów o podstawowym znaczeniu dla gospodarki narodowej

Kryterium	Gdańsk	Gdynia	Szczecin	Świnoujście
łączna długość nabrzeży	23,70 km	17,70 km	23,38 km	5,63 km
powierzchnia portów	652 ha (pow. terenów) 412,56 ha (pow. akwenów)	755,4 ha, w tym 508 ha powierzchni lądowej	1 606,4 ha	1 453 ha
powierzchnia placów magazynowo-montażowych	107 022 m ² (pow. magazynowa) 549 525 m ² (pow. składowa)	230 tys. m ²	860,047 m ² (otwarte place składowe) 201,308 m ² (pow. kryta)	
max szerokość statku	brak ograniczenia (max. długość 350 m)	brak ograniczenia	31	42
max zanurzenie	10,2 (port wewn.) 15,0 (port zewn.)	13	9,15	13,2
dogodne połączenie drogowe	Most podwieszony przez ujście Wisły.	Droga ekspresowa (obwodnica trójmiasta) prowadząca do autostrady A1.	Droga krajowa nr 10 łączy port z autostradą A6 i A11 do Berlina i dalej z zachodnią Europą. Poprzez drogę krajową nr 3 (E-65) z południem Polski,	Droga krajowa nr 10 łączy port z autostradą A6 i A11 do Berlina i dalej z zachodnią Europą. Poprzez drogę krajową nr 3 (E-65) z południem Polski,

			Czechami i Słowacją i dalej na południe Europy.	Czechami i Słowacją i dalej na południe Europy.
dogodne połączenie kolejowe	Dwie magistralne kolejowe łączą Gdańsk z południem Polski przez Łódź/ Warszawę do Katowic/ Krakowa. Dwie zelektryfikowane linie kolejowe z Poznaniem i Wrocławiem oraz zelektryfikowane połączenie ze Szczecinem i obwodem Kaliningradzkim.	Połączenie z Warszawą, Gliwicami, Kutnem, Radomskiem, Sławkowem, Gądkami pod Poznaniem oraz około 15 mniej regularnych połączeń z innymi miastami w Polsce.	Magistrala kolejowa E59 i EC 59 łączy port z przemysłowymi ośrodkami zachodniej i południowej Europy. Szczecin Port Centralny – główny dworzec towarowy portu. Do stacji jest doprowadzona linia kolejowa nr 273, biegnąca z Wrocławia przez Zieloną Górę i Kostrzyn nad Odrą. Dostęp do transportu kolejowego ma większa część południowej części portu.	Magistrala kolejowa E59 i EC 59 łączy port z przemysłowymi ośrodkami zachodniej i południowej Europy. Szczecin Port Centralny – główny dworzec towarowy portu. Do stacji jest doprowadzona linia kolejowa nr 273, biegnąca z Wrocławia przez Zieloną Górę i Kostrzyn nad Odrą. Dostęp do transportu kolejowego ma większa część południowej części portu.
dostępność przestrzeni biurowej	14 budynków biurowo-socjalnych	brak informacji	15 budynków biurowo-socjalnych do wynajęcia	5 budynków biurowo-socjalnych do wynajęcia

Źródło: Strategia rozwoju portów morskich do 2015 r.; opracowanie własne

Możliwe porty produkcyjne i konstrukcyjne w Polsce

Główne polskie porty spełniają podstawowe kryteria portów produkcyjnych, jednak mogą wymagać dostosowania do konkretnych potrzeb inwestorów, co wiąże się ze znacznymi nakładami inwestycyjnymi. W początkowym etapie rozwoju MEW w Polsce należy spodziewać się importu głównych komponentów MFW (z wyjątkiem struktur wsporczych), jednak w miarę rozwoju sektora możliwe będzie utworzenie zakładów produkcyjnych turbin, kabli, łopát, itd. również w Polsce. **W związku z nakładami inwestycyjnymi jakie mogą się wiązać z modernizacją i dostosowaniem portów produkcyjnych oraz przewidywaną stopniową realizacją projektów MFW zasadne wydaje się zidentyfikowanie jednego ośrodka, który mógłby stać się centrum produkcyjnym dla polskich i zagranicznych projektów. Takie podejście pozwoli skupić środki finansowe na modernizację i zwiększy pozycję konkurencyjną polskich lokalizacji.**

Na obecnym etapie należy rozważyć lokalizację takiego centrum produkcyjnego w porcie Świnoujście lub Szczecin, za czym przemawia kilka argumentów. W pierwszej kolejności porty te są zarządzane przez jeden zarząd i posiadają łącznie największą powierzchnię magazynową, która jest jednym z kluczowych elementów lokalizacji zakładów produkcyjnych. Po drugie lokalizacja Świnoujścia i Szczecina jest znacznie korzystniejsza od portów w Gdyni i w Gdańsku, z uwagi na bliskość do planowanych projektów w Niemczech, Danii i Szwecji oraz dogodne połączenia lądowe z Niemcami.

W miarę rozwoju projektów MFW i zwiększonego zapotrzebowania na usługi portowe może być również konieczne dostosowanie portów regionalnych. Jednym z kierunków może być utworzenie nowego centrum konstrukcyjno-obslugowego na bazie zmodernizowanego i rozbudowanego potencjału portowego Darłowa i Ustki oraz zaplecza przemysłowego i edukacyjnego Słupska.

W Strategii rozwoju portów morskich do 2015 roku przedstawiono analizę SWOT portów o podstawowym znaczeniu dla gospodarki narodowej oraz portów regionalnych. Poniżej przytoczone zostały mocne i słabe strony oraz szanse i zagrożenia portów istotne z punktu widzenia MEW:

Tabela 7. Analiza SWOT portów o podstawowym znaczeniu dla gospodarki narodowej

Porty o podstawowym znaczeniu dla gospodarki narodowej	
Mocne strony	Słabe strony
▪ doświadczenie w obsłudze handlu międzynarodowego i wieloletnie kontakty handlowe, ▪ uniwersalność portów, zapewniająca szeroką ofertę usługową, ▪ polityka inwestycyjna zarządów portów skierowana na rozwój potencjału portowego, ▪ bogata oferta terenów dla inwestorów, ▪ wykwalifikowane kadry portowe.	▪ wysokie koszty realizacji inwestycji portowych, ▪ słaba koordynacja planów inwestycyjnych realizowanych przez poszczególne porty, ▪ niewystarczający lobbing w pozyskiwaniu środków finansowanych z budżetu UE.
Szanse	Zagrożenia
▪ prognozy wzrostu gospodarczego w Polsce oraz wzrostu wymiany handlowej w rejonie Morza Bałtyckiego, ▪ możliwość wykorzystania środków finansowych UE oraz międzynarodowych organizacji finansowych.	▪ niska ranga gospodarki morskiej w polityce gospodarczej kraju, ▪ konkurencja ze strony innych portów Morza Bałtyckiego oraz rozwój infrastruktury transportowej zapewniającej dostęp do konkurencyjnych portów , ▪ opóźnienia w rozwoju infrastruktury transportowej zapewniającej dostęp do polskich portów morskich.

Źródło: Strategia rozwoju portów morskich do 2015 r.

Tabela 8. Analiza SWOT portów regionalnych

Porty regionalne	
Mocne strony	Słabe strony
▪ realizowanie różnorodnych funkcji gospodarczych np.: turystycznej, rybackiej, przemysłowej (stoczniowej), transportowej, handlowej, ▪ korzystne położenie geograficzne dla rozwoju turystyki morskiej, ▪ turystyczny charakter miast i regionów portowych, ▪ rezerwy terenowe pozwalające na rozwój różnorodnych funkcji gospodarczych portów, ▪ sukcesywna modernizacja infrastruktury portowej, ▪ przedsiębiorczość użytkowników portów, ▪ ścisłe powiązania portów z gminami portowymi, ▪ wykwalifikowana kadra portowa.	▪ słabo rozwinięta infrastruktura transportowa w granicach portów, ▪ ograniczona dostępność transportowa od strony lądu i morza, ▪ złożona sytuacja własnościowa gruntów portowych, ▪ mała efektywność obecnie stosowanego modelu zarządzania (w większości portów funkcję zarządów portów pełnią urzędy morskie), ▪ niewystarczająca promocja portów, ▪ sezonowość turystyki morskiej.
Szanse	Zagrożenia
▪ możliwość wykorzystania środków finansowych UE oraz międzynarodowych organizacji finansowych, ▪ zaangażowanie gmin w rozwój portów.	▪ słabość kapitałowa gmin, ▪ niska aktywność gmin portowych w wykorzystywaniu portów jako lokalnych biegunów wzrostu, ▪ opóźnienia w rozwoju infrastruktury portowej i zapewniającej dostępu do portów.

Źródło: Strategia rozwoju portów morskich do 2015 r.

Znaczenie portów zagranicznych

Pomimo istotności lokalizacji portów względem MFW należy spodziewać się dużej konkurencji wśród portów zagranicznych. Coraz większe rozmiary, ładowność, szybkość instalacji turbin oraz szybszy napęd nowej generacji jednostek instalacyjnych sprawia, że coraz mniejsze znaczenie ma odległość od portu, a coraz większe dogodna infrastruktura portowa. Dlatego konieczne jest podjęcie odpowiednich działań w celu zapewnienia przewagi konkurencyjnej polskich portów nad portami zagranicznymi. Szczególną uwagę należy zwrócić na porty w Niemczech m.in. Sassnitz (niemiecki port konstrukcyjny dla MFW Baltic 1) oraz Rostock (port produkcyjny w Niemczech).

3.2.6. Zaplecze usługowe

Projekty MFW wymagają zaangażowania wielu usług pomocniczych, specyficznych dla każdego z etapów realizacji projektu. Przykładowe rodzaje usług na poszczególnych etapach przedstawiono poniżej:

- Etap przygotowania:
 - usługi badawcze – badania środowiskowe, geotechniczne,
 - usługi doradcze – zarządzanie projektami, prowadzenie procedur administracyjnych, nadzór nad badaniami,
 - usługi prawne,
 - usługi projektowe – projektowanie konstrukcji wsporczych, turbin, infrastruktury przyłączeniowej,
 - ocena warunków wietrznych – instalacja masztów pomiarowych, pomiary wietrzności, analizy produktywności.
- Etap realizacji:
 - usługi transportu lądowego i morskiego,
 - usługi instalacyjne na morzu i na lądzie,
 - usługi portowe,
 - usługi szkoleniowe – kształcenie kadry instalującej MFW, szkolenia dotyczące bezpieczeństwa i higieny pracy w warunkach morskich,
 - certyfikacja projektów i poszczególnych elementów,
 - usługi doradcze – zarządzanie projektem, nadzór nad realizacją instalacji,
 - usługi IT – rozwiązania informatyczne dla sektora MEW.
- Etap eksploatacji:
 - usługi transportowe lądowe i morskie,
 - obsługa i serwis MFW,
 - usługi szkoleniowe – kształcenie kadry obsługowej, szkolenia dotyczące bezpieczeństwa i higieny pracy,
 - usługi doradcze – zarządzanie projektem.

Część z tych usług nie jest ściśle związana z sektorem MEW i może zostać powierzona firmom polskim. Inne będą wymagać, przynajmniej w początkowej fazie, doświadczenia firm zagranicznych.

Na obecnym etapie realizacji projektów MFW największe zapotrzebowanie dotyczy firm doradczych zarówno zagranicznych, specjalizujących w projektach MFW, jak i polskich, posiadających doświadczenie na polskim rynku. Obecnie w Polsce istnieje kilka firm, które świadczą usługi doradcze w zakresie MFW. W przyszłości należy spodziewać się zwiększenia konkurencji w tym zakresie.

Istotnym elementem są również usługi badawcze, które są obecnie realizowane dla wybranych projektów na polskich obszarach morskich w ramach procedur środowiskowych. Możliwości polskich firm badawczych są jednak

ograniczone, głównie z uwagi na niewystarczającą ilość odpowiednio wyposażonych statków badawczych. W przypadku nałożenia się realizacji kilku projektów MFW, może to być element spowalniający realizację projektów.

Na tym etapie powinny również zostać uruchomione odpowiednie programy edukacyjne i szkoleniowe, które pozwolą przygotować kadrę wykonawczą. Szczególnie istotne będzie wykształcenie kadry menadżerskiej, następnie projektantów i inżynierów instalatorów do budowy i obsługi MFW. Początkowo część edukacji będzie odbywać się z wykorzystaniem ośrodków zagranicznych, jednak w miarę rozwoju sektora możliwe będzie utworzenie autonomicznych polskich ośrodków edukacyjnych i szkoleniowych w oparciu o polskie uczelnie i nowe ośrodki szkoleniowe.

3.2.7. Zaplecze naukowo-badawcze

Polska posiada znaczny potencjał naukowo-badawczy w kontekście MEW, oparty przede wszystkim na państwowych uczelniach oraz instytutach badawczych, ale również na prywatnych przedsiębiorstwach. Wraz z rozwojem MEW w Polsce należy się również spodziewać rozwoju nowych kierunków naukowo-badawczych zmierzających m.in. do rozwoju nowych innowacyjnych technologii, jak również zgłębienia wiedzy o aktualnym stanie środowiska. Polskie podmioty już dziś są zaangażowane w szereg działań badawczych, zarówno w kontekście rozwoju MFW w Polsce, jak i możliwości realizacji zleceń dla podmiotów zagranicznych. Wśród najważniejszych inicjatyw można wskazać:

- utworzenie Morskiego Centrum Eko-energii i Eko-systemu (MORCEKO), którego zadaniem jest stworzenie potencjału badawczego, pozwalającego na selekcję najlepszych technologii lub opracowanie nowych dla wykorzystania przez przyszłych inwestorów,
- podpisanie przez Centrum Techniki Okrętowej S.A. w grudniu 2012 r. umowy na dofinansowanie wyposażenia specjalistycznego laboratorium offshore do prowadzenia hydrodynamicznych i aerodynamicznych badań modelowych,
- uruchomienie projektu Aquilo finansowanego przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, mającego na celu opracowanie metody doboru typu konstrukcji wsporczej morskiej turbiny wiatrowej w polskich obszarach morskich,
- uruchomienie projektu MARE-WINT z udziałem polskich jednostek mającego na celu redukcję kosztów MEW poprzez zwiększenie niezawodności MFW,
- badania środowiskowe prowadzone przez polskie podmioty przy zagranicznych morskich farmach wiatrowych.

Patrząc na dotychczasowy rozwój sektora badań i rozwoju w Polsce w dziedzinie MEW, należy się spodziewać, że znaczny rozwój tego sektora w Polsce pozwoli jeszcze bardziej rozwinąć potencjał innowacyjny polskich przedsiębiorstw.

3.2.8. Zaplecze kadrowe

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, będzie wymagał wykształcenia wykwalifikowanych kadr uczestniczących w procesie przygotowania, instalacji oraz obsługi projektów, a do tego niezbędny jest rozwój szkolnictwa wyższego na odpowiednich kierunkach. Zarówno zaplecze edukacyjne, jak i badawczo-naukowe dla sektora przemysłu morskiego, a więc i z potencjałem zapewnienia kadr na potrzeby morskiej energetyki, zlokalizowane jest głównie na pomorskich i zachodniopomorskich uczelniach wyższych. W tym zakresie zidentyfikowano następujące publiczne ośrodki edukacyjne, które mogą po odpowiednim dostosowaniu programów naukowych, dostarczać wykwalifikowane kadry w sektorze MFW. Kształci się na nich obecnie ok. 30 tys. studentów, z czego:

Akademia Marynarki Wojennej w Gdyni (ok. 666 studentów)

- Wydział Nawigacji i Uzbrojenia Okrętowego (465)
 - kierunki: nawigacja (301), informatyka (164), oceanotechnika (0)
- Wydział Mechaniczno-Elektryczny (ok. 201 studentów)

- kierunki: mechanika i budowa maszyn (159), automatyka i robotyka (24), mechatronika (18)

Akademia Morska w Gdyni (ok. 2934 studentów)

- Wydział Nawigacyjny (ok. 1293 studentów)
 - kierunki: nawigacja (918), transport (375)
- Wydział Mechaniczny (ok. 746 studentów)
 - kierunki: mechanika i budowa maszyn (746), inżynieria bezpieczeństwa (8)
- Wydział Elektryczny (ok. 895 studentów)
 - kierunki: elektrotechnika (537), elektronika i telekomunikacja (358)

Akademia Morska w Szczecinie (ok. 3710 studentów)

- Wydział Nawigacyjny (ok. 1870 studentów)
 - kierunki: geodezja i kartografia (353), informatyka (104), nawigacja (1309), transport (104)
- Wydział Mechaniczny (ok. 742 studentów)
 - kierunki: mechanika i budowa maszyn (638), mechatronika (104)
- Wydział Inżynieryjno-Ekonomiczny Transportu (ok. 1098 studentów)
 - kierunki: transport (333), zarządzanie i inżynieria produkcji (486), logistyka (279)

Akademia Pomorska w Słupsku (ok. 480 studentów)

- Wydział Matematyczno-Przyrodniczy
 - kierunki: fizyka techniczna (26), geografia (287), biologia (113), ochrona środowiska (54)

Politechnika Gdańska (ok. 10966 studentów)

- Wydział Elektroniki, Telekomunikacji i Informatyki (ok. 2648 studentów)
 - kierunki: automatyka i robotyka (428), elektronika i telekomunikacja (880), informatyka (1340)
- Wydział Elektrotechniki i Automatyki (ok. 1673 studentów)
 - kierunki: automatyka i robotyka (681), elektrotechnika (693), energetyka (299)
- Wydział Inżynierii Lądowej i Środowiska (ok. 4710 studentów)
 - kierunki: budownictwo (2837), inżynieria środowiska (999), transport (458), geodezja i kartografia (416)
- Wydział Oceanotechniki i Okrętownictwa (ok. 1935 studentów)
 - kierunki: oceanotechnika (1167), energetyka (347), transport (421)

Politechnika Koszalińska (ok. 3387 studentów)

- Wydział Inżynierii Lądowej, Środowiska i Geodezji (ok. 2036 studentów)
 - kierunki: budownictwo (885), inżynieria środowiska (494), ochrona środowiska (70), geodezja i kartografia (587)
- Wydział Elektroniki i Informatyki (ok. 617 studentów)

- o kierunki: elektronika i telekomunikacja (148), informatyka (446), edukacja techniczno-informatyczna (23)
- Wydział Mechaniczny (ok. 734 studentów)
 - o kierunki: energetyka (60), inwestycje i wdrożenia przemysłowe (6), mechanika i budowa maszyn (297), transport (310), zarządzanie i inżynieria produkcji (61)

Uniwersytet Gdański (ok. 3304 studentów)

- Wydział Biologii (ok. 1029 studentów)
 - o kierunki: biologia (582), przyroda (122), ochrona środowiska (325)
- Wydział Matematyki, Fizyki i Informatyki (ok. 692 studentów)
 - o kierunki: fizyka (83), informatyka (609)
- Wydział Oceanografii i Geografii (ok. 1583 studentów)
 - o kierunki: geografia (567), gospodarka przestrzenna (425), oceanografia (452), geologia (139)

Uniwersytet Szczeciński (ok. 128 studentów)

- Wydział Biologii (ok. 128 studentów)
 - o kierunki: biologia (62), ochrona środowiska (66)

Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny (ok. 5232 studentów)

- Wydział Budownictwa i Architektury (ok. 2234 studentów)
 - o kierunki: budownictwo (327), inżynieria środowiska (1907)
- Wydział Elektryczny (ok. 1016 studentów)
 - o kierunki: automatyka i robotyka (346), elektronika i telekomunikacja (159), elektrotechnika (511)
- Wydział Inżynierii Mechanicznej i Mechatroniki (ok. 1386 studentów)
 - o kierunki: energetyka (94), inżynieria materiałowa (125), mechanika i budowa maszyn (450), mechatronika (163), transport (180), zarządzanie i inżynieria produkcji (374)
- Wydział Techniki Morskiej i Transportu (ok. 596 studentów)
 - o kierunki: eksploatacja mórz i oceanów (0), inżynieria bezpieczeństwa (140), oceanotechnika (66), transport (341), budowa jachtów (49).

4. Zgodność Programu z politykami i strategiami krajowymi

4.1. Polityka Energetyczna Polski do roku 2030

Zgodnie z dokumentem strategicznym „Polityka energetyczna Polski do 2030” z listopada 2009 r., jednym z podstawowych kierunków polskiej polityki energetycznej jest „rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii”⁷⁴. Głównym celem egzogenicznym jest wypełnienie założeń europejskiej polityki energetycznej w zakresie wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii oraz zmniejszania emisji w sektorze energetyki. Celem endogenicznym rozwoju OZE w Polsce ma być „wzrost bezpieczeństwa energetycznego kraju przy zachowaniu

⁷⁴ Ministerstwo Gospodarki, 2009. Polityka energetyczna Polski do 2030.

zasady zrównoważonego rozwoju”⁷⁵. Jak łatwo zauważyć, już w przypadku podstawowych kierunków, „Polityka energetyczna Polski do 2030” jest całkowicie zbieżna z celem Programu.

Należy zwrócić uwagę, że Program systematyzuje i zawiera rozwiązania, które są szczegółowo opracowane i dostosowane do specyfiki procesu technologicznego i inwestycyjnego sektora MFW. Jednocześnie umieszczone w Programie narzędzia osiągnięcia celów Programu są zbieżne z narzędziami mającymi służyć rozwojowi OZE w Polsce ujętymi w „Polityce energetycznej ...”:

- Systemowe mechanizmy wsparcia realizacji działań zmierzających do osiągnięcia podstawowych celów polityki energetycznej, które w chwili obecnej nie są komercyjnie opłacalne (np. rynek „certyfikatów”, ulgi i zwolnienia podatkowe) – Program zawiera konkretne rozwiązania dotyczące systemu wsparcia morskiej energetyki wiatrowej, które umożliwią realizację inwestycji w polskich obszarach morskich.
- Działania na forum Unii Europejskiej, w szczególności prowadzące do tworzenia polityki energetycznej UE oraz wspólnotowych wymogów w zakresie ochrony środowiska tak, aby uwzględniały one uwarunkowania polskiej energetyki i prowadziły do wzrostu bezpieczeństwa energetycznego Polski – w Programie zaproponowano m.in. rozwiązania dotyczące międzynarodowych sieci energetycznych, możliwości ich rozwoju i funkcjonowania na Morzu Bałtyckim.
- Wsparcie ze środków publicznych, w tym funduszy europejskich, realizacji istotnych dla kraju projektów w zakresie energetyki (np. projekty inwestycyjne, prace badawczo-rozwojowe) – Program Rozwoju wskazuje na możliwości finansowania wszystkich elementów sektora morskiej energetyki wiatrowej (projekty morskich farm wiatrowych, przemysł morski, sieci morskie, zaplecze kadrowe, badania środowiska morskiego) oraz opisuje odpowiednie instrumenty finansowe i fundusze europejskie, które mogłyby zostać wykorzystane w tym celu.

Istotne jest, że morska energetyka wiatrowa jest jedną z niewielu technologii, która jest enumeratywnie podana w dokumencie strategicznym. Twórcy „Polityki energetycznej ...” zwracają uwagę, że jednym z kluczowych działań na rzecz rozwoju wykorzystania OZE jest „stworzenie warunków ułatwiających podejmowanie decyzji inwestycyjnych dotyczących budowy farm wiatrowych na morzu”⁷⁶.

Pomimo faktu, że morska energetyka wiatrowa zajmuje ważne miejsce w „Polityce energetycznej ...”, należy zwrócić uwagę, że obecnie kluczowym działaniem jest aktualizacja i rozszerzenie programu działań wykonawczych. W latach 2009-2012 podjęto ważne działania (np. zmiany w ustawie o obszarach morskich RP i administracji morskiej), jednak warunkiem dalszego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej jest realizacja kolejnych, bardziej ambitnych celów. Wśród działań wykonawczych umożliwiających dalszy rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, które powinny obejmować kolejną perspektywę opisaną w „Polityce energetycznej ...” należy wymienić:

- wprowadzenie harmonogramu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej:
 - I faza rozwoju rok 2020 – 1 GW,
 - II faza rozwoju rok 2025 – 3 GW,
 - III faza rozwoju rok 2030 – 6 GW.
- określenie narzędzi rozwoju morskiej energetyki jako ważnego składnika polskiego energy mix w perspektywie 2020-2030:
 - uchwalenie do końca 2013 roku rozwiązań systemowych dających podstawy do stabilnego i efektywnego rozwoju MFW,
 - objęcie patronatem oraz wsparciem rządowym i samorządowym realizacji pierwszego, pilotażowego projektu MFW,
 - wskazanie możliwości przyłączeniowych MFW w perspektywie do roku 2030, określenie możliwości rozwoju źródeł bilansujących oraz połączeń transgranicznych,
 - znowelizowanie ustawy o obszarach morskich w zakresie utrzymania ważności PSZW dla projektów, które oczekują na wydanie warunków przyłączenia.

⁷⁵ Tamże.

⁷⁶ Ministerstwo Gospodarki, 2009. Polityka energetyczna Polski do 2030.

Należy również podkreślić, że jednym z elementów „Polityki energetycznej...” jest również „stymulowanie rozwoju przemysłu produkującego urządzenia dla energetyki odnawialnej, w tym przy wykorzystaniu funduszy europejskich”⁷⁷ (działanie 4.8.). Wśród rozwiązań, które powinny znaleźć się w zaktualizowanej „Polityce energetycznej ...” należy wymienić m.in.:

- utworzenie funduszu celowego na rozwój morskiego przemysłu i energetyki finansowanego wpływami z opłat za pozwolenia lokalizacyjne na morzu; fundusz powinien wspierać rozwój infrastruktury stoczniowej, portowej oraz elektroenergetycznej na morzu,
- opracowanie programu modernizacji polskich portów i stoczni na cele organizacji zaplecza logistycznego i wytwórczego dla bałtyckiego rynku morskiej energetyki wiatrowej.

Podsumowując, Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego jest zgodny z ideą oraz celami „Polityki energetycznej Polski do 2030”. „Polityka energetyczna ...” wskazuje na konieczność rozwoju elementów, które będą determinowały możliwości powstawania w Polsce projektów morskich farm wiatrowych (system wsparcia, rozwój infrastruktury przyłączeniowej, w tym projektów transgranicznych, rozwój przemysłu). W związku z faktem, że Program zawiera konkretne narzędzia umożliwiające osiągnięcie celów zawartych w „Polityce energetycznej ...” celowe wydaje się wykorzystanie rozwiązań ujętych w Programie w pracach nad aktualizacją „Polityki energetycznej Polski do 2030”.

Stan realizacji zadań dot. MFW opisanych w Polityce energetycznej Polski 2030

- Identyfikacja barier prawnych uniemożliwiających lub utrudniających budowę farm wiatrowych na morzu – zniesiono pierwsze bariery, wymaga kontynuacji.
- Przygotowanie projektów zmian prawnych usuwających zidentyfikowane bariery, w szczególności zmian w ustawie o obszarach morskich RP i administracji morskiej – zrealizowano.
- Dokonanie rozstrzygnięć odnośnie zaangażowania Polski w budowę międzynarodowej morskiej kablowej linii energetycznej („Supergrid”) kluczowej dla rozwoju morskich farm wiatrowych – wymaga kontynuacji.
- Wskazanie potencjalnych lokalizacji farm wiatrowych na obszarach morskich RP – wymaga kontynuacji.

4.2. Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych z grudnia 2010 r. jest obok „Polityki energetycznej Polski do 2030” drugim kluczowym dokumentem strategicznym warunkującym kierunki rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii w Polsce. Wydaje się jednak, że w porównaniu do „Polityki energetycznej” dokument niewystarczająco traktuje temat sektora morskiej energetyki wiatrowej.

W dokumencie zwrócono uwagę na fakt, że rozwój morskiej energetyki wiatrowej jest jednym z elementów poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju. Dodatkowo, wskazano że rozwój morskiej energetyki wiatrowej powinien być zgodny z założeniami „Polityki morskiej RP do roku 2020”, w której jako kluczowe elementy rozwoju MFW w Polsce wskazano:

- kwestie lokalizacji farm wiatrowych oraz sieci dystrybucyjno-przesyłowych na wybranych obszarach morskich wód wewnętrznych,
- potrzebę przeprowadzenia badań w poszukiwaniu najdogodniejszych obszarów do ich lokalizacji, ze szczególnym uwzględnieniem wpływu inwestycji na środowisko i ekosystemy morskie oraz koszty inwestycji, eksploatacji i bezpieczeństwo morskie,
- konieczność usprawnienia procedur wydawania pozwoleń na wznoszenie konstrukcji w polskich obszarach morskich.

Należy zwrócić uwagę, że najważniejszymi mankamentami dokumentu są:

- przyjęcie niewystarczającego celu ilościowego dla morskiej energetyki wiatrowej (500 MW do 2020 r.),

⁷⁷ Ministerstwo Gospodarki, 2009. Polityka energetyczna Polski do 2030.

- oparcie funkcjonowania technologii w polskich obszarach morskich na niewłaściwym parametrze produktywności (średni czas pracy turbin zlokalizowanych na morzu [h/rok] – 3000 w latach 2011-2020)⁷⁸.

Podsumowując, Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego jest zgodny w swoich założeniach z KPD. Zwrócenie uwagi na konieczność optymalizacji lokalizacji farm wiatrowych, prowadzenie badań środowiska morskiego oraz usprawnienia procesu wydawania pozwoleń lokalizacyjnych dla morskich farm wiatrowych to elementy zbieżne dokumentów.

Poprawienia z pewnością wymaga cel ilościowy rozwoju MFW oraz parametry produktywności. Należy jednak pamiętać, że w roku 2010 i wcześniej, kiedy KPD powstawał, nie znano najnowszych ekspertyz i badań dotyczących celów ilościowych pozwalających na osiągnięcie w Polsce powstania „masy krytycznej” w sektorze MFW (1 GW w 2020, 3 GW w 2025 oraz 6 GW w 2030 roku), która spowoduje znaczące korzyści dla polskiej gospodarki. Podobnie w przypadku parametrów produktywności – kompleksowe badania pojawiły się bowiem dopiero w roku 2013. Dlatego też, celowe jest wykorzystanie Programu do aktualizacji KPD, tak aby był on oparty na najnowszych badaniach i ekspertyzach merytorycznych.

4.3. Polityka morską Rzeczypospolitej Polskiej do roku 2020

Realizacja Programu Rozwoju Morskiej Energetyki i Przemysłu Morskiego jest zgodna z następującymi wybranymi celami i działaniami zawartymi w Polityce morskiej Rzeczypospolitej Polskiej do roku 2020:

- **Cel:** wykorzystanie obszarów morskich dla produkcji energii i dostaw surowców energetycznych

Działania:

- stworzenie warunków dla budowy farm wiatrowych na morzu,
- budowa i modernizacja morskiej infrastruktury przesyłowej i magazynowej umożliwiającej dywersyfikację dostaw surowców energetycznych,
- wprowadzenie programów innowacyjnych wykorzystujących energię ze źródeł odnawialnych na morzu, tj. wiatru, prądów morskich i falowania.

- **Cel:** poprawa konkurencyjności polskich portów morskich

Działania:

- modernizacja i rozbudowa infrastruktury portowej i dostępu do portów od strony morza i lądu,
- rozwój oferty usługowej w portach, m.in. poprzez rozwój funkcji dystrybucyjno-logistycznej i ruchu pasażerskiego,
- wspieranie małych portów jako regionalnych ośrodków przedsiębiorczości.

- **Cel:** rozwój nauki i badań morskich

Działania:

- zapewnienie integracji i koordynacji badań morskich, ze szczególnym uwzględnieniem aspektów dotyczących ekologii i innowacyjności,
- upublicznienie zgromadzonych danych szerokiemu gronu potencjalnych odbiorców, w tym umożliwienie wielokrotnego wykorzystywania informacji sektora publicznego dotyczących tej problematyki oraz zmniejszenie kosztów dostępu do informacji.

W związku z oddziaływaniem na inne sektory rozwój MEW będzie również ściśle związany z realizacją pozostałych celów przedstawionych w dokumencie, w tym m.in.:

- zapewnieniem standardów bezpiecznego uprawiania żeglugi przez statki morskie,

⁷⁸ Według studium „Potencjał wiatru i produktywność wybranych farm wiatrowych offshore na polskich obszarach morskich” wartość ta wynosi od 4 000 do 4 700 h/rok.

- racjonalną gospodarką żywymi zasobami wód i poprawy efektywności sektora rybackiego,
- rozwojem turystyki morskiej i nadmorskiej.

4.4. Strategia rozwoju portów morskich 2015

Strategia rozwoju portów morskich do 2015 roku jest dokumentem strategicznym opracowanym w 2007 r. stanowiącym uzupełnienie „Strategii Rozwoju Kraju 2007-2015”.

Rozwój MEW opierający się o polskie zaplecze portowe jest zgodny z głównym celem Strategii, którym jest poprawa konkurencyjności polskich portów morskich oraz wzrost ich udziału w rozwoju społeczno-gospodarczym kraju i podniesienie rangi portów morskich w międzynarodowej sieci transportowej. Ponadto, MEW wpisuje się w następujące priorytety Strategii:

- poprawę stanu infrastruktury portowej i dostępu do portów,
- rozwój oferty usługowej w portach,
- budowę wizerunku portów jako ważnych biegunów zrównoważonego rozwoju regionów i gmin nadmorskich.

Strategia przewiduje realizację następujących działań, które wpłyną pozytywnie na rozwój MEW:

- wsparcie finansowe z budżetu państwa modernizacji i utrzymania dróg prowadzących do głównych portów morskich w Gdańsku, Gdyni, Szczecinie, Świnoujściu i Policach,
- prowadzenie przez ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej polityki mającej na celu zwiększenie środków z budżetu UE przeznaczonych na współfinansowanie inwestycji w portach morskich w przyszłym okresie programowania,
- aktywny udział Polski w przedsięwzięciach międzynarodowych dotyczących rozwoju i promocji portów morskich,
- promowanie inicjatyw, których celem będzie informowanie społeczeństwa o wpływie portów na rozwój regionów i miast nadmorskich, planach rozwojowych i inwestycjach w portach oraz o działaniach związanych z ochroną środowiska naturalnego.

Realizacja projektów MFW wiatrowych w Polsce będzie stanowić impuls do modernizacji i rozbudowy portów polskich oraz pozwoli poszerzyć wachlarz usługowy portów zarówno w kontekście produkcji komponentów elektrowni wiatrowych, jak również montażu i instalacji komponentów oraz serwisu i bieżącej obsługi MFW. Ostatni punkt jest szczególnie istotny z punktu widzenia portów regionalnych, które ze względu na swoją lokalizację będą stanowić bazy serwisowo-usługowe. Wzrost zatrudnienia w regionach nadmorskich oraz nowe inwestycje przyczynią się do realizacji wyznaczonego w Strategii celu głównego i wskazanych priorytetów.

Strategia rozwoju portów morskich zostanie zastąpiona dokumentem „Program rozwoju polskich portów morskich” wdrażającym zapisy Strategii Rozwoju Transportu do 2020 roku (z perspektywą do 2030 roku). Projekt Programu rozwoju polskich portów morskich jest obecnie opracowywany przez Ministerstwo Transportu Budownictwa i Gospodarki Morskiej.

4.5. Polska 2020

Rozwój MFW i przemysłu morskiego w dokumencie

„Strategia Rozwoju Kraju 2020” jest główną strategią rozwojową w średnim horyzoncie czasowym. W dokumencie wskazano strategiczne zadania państwa, których podjęcie w perspektywie najbliższych lat jest niezbędne, by wzmocnić procesy rozwojowe.

Program rozwoju morskiej energetyki i przemysłu morskiego doskonale wpisuje się w cele rozwojowe wymienione w „Strategii Rozwoju ...”. Jak podkreślają autorzy „Strategii Rozwoju ...” w perspektywie roku 2020 „(...) akcent strategiczny zostanie położony w głównej mierze na wzmocnianie potencjałów, które w przyszłości zagwarantują

długofalowy rozwój, a nie tylko na alokację środków bezpośrednio w dziedzinie, w których występują największe deficyty”⁷⁹. W dokumencie podkreślono zatem budowanie długofalowych potencjałów, ze szczególnym uwzględnieniem innowacyjności oraz zasad zrównoważonego rozwoju, a także wsparcie sektorów umożliwiających długofalowy rozwój. Wypełnienie przedmiotowych priorytetów zostanie zagwarantowane w przypadku realizacji scenariuszy opracowanych w Programie.

Kolejnym zbieżnym elementem dokumentów jest ograniczanie ryzyka ekologicznego i energetycznego, związanego odpowiednio z degradacją środowiska i zbyt małą podażą surowców energetycznych. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, w wariantach opisanych w Programie zdecydowanie przyczyni się do ograniczenia zarówno ryzyka ekologicznego przez ograniczanie emisyjności polskiej gospodarki oraz ryzyka energetycznego przez dywersyfikację źródeł wytwarzania energii, zmniejszenie zależności od niekorzystnych wahań na rynkach surowców energetycznych i wzrost samowystarczalności polskiego sektora energetycznego.

Dodatkowo, w „Strategii Rozwoju ...” duży nacisk położony został na restrukturyzację gospodarki przez innowacje technologiczne. Opisany w Programie Rozwoju scenariusz rewitalizacji polskiego przemysłu, tworzenie zielonych miejsc pracy, podniesienie konkurencyjności polskiej gospodarki na rynku międzynarodowym to elementy, które gwarantują restrukturyzację polskiego przemysłu morskiego i stoczniowego. Realizacja scenariusza zawartego w Programie pozwoli na bardziej efektywne wykorzystywanie zasobów energii, które jest warunkiem stabilnego i dynamicznego wzrostu gospodarczego.

Wdrażanie rozwiązań przedstawionych w Programie pozwoli zatem na spełnienie kluczowych założeń „Strategii Rozwoju ...” w perspektywie do 2020 roku, gdyż przy efektywnym wykorzystaniu narzędzi określonych w Programie, pierwsze projekty morskich farm wiatrowych będą mogły powstać w Polsce właśnie w 2020 roku.

Wśród priorytetów rozwojowych wymienia się inwestycje podnoszące bezpieczeństwo energetyczne i środowiskowe oraz zwiększenie dywersyfikacji dostaw energii, na których zwiększenie miałby wpływ rozwój projektów morskich farm wiatrowych opisany w Programie. Dlatego, można wyciągnąć wniosek, że Program jest zbieżny z celami „Strategii Rozwoju ...”.

Dodatkowo, wśród strategicznych zadań państwa w perspektywie 2020 roku wymieniono:

- wspieranie rozwoju przedsiębiorczości (wyeliminowanie barier prawno-administracyjnych, poprawa dostępu przedsiębiorstw do kapitału, wzmocnienie postaw przedsiębiorczych, instytucjonalne, organizacyjne i finansowe wzmocnienie otoczenia przedsiębiorstw),
- wprowadzenie systemu wspierania innowacji (preferencje dla innowacji – zróżnicowanie instrumentów; powiązanie nauki z biznesem, zwiększenie nakładów na B+R⁸⁰, wykorzystanie i ukierunkowanie BIZ⁸¹),
- określenie i wsparcie nowoczesnych technologii mogących stanowić przewagę konkurencyjną gospodarki (np. czyste technologie),
- zwiększenie efektywności działań w obszarze ochrony środowiska, w tym stworzenie systemu adaptacji do zmian klimatu i systemu ochrony powietrza przed zanieczyszczeniami, zarządzanie ryzykiem powodziowym,
- rozwój energetycznych projektów infrastrukturalnych (modernizacja linii przesyłowych, rozbudowa infrastruktury przesyłowej, zwiększenie udziału OZE)⁸².

Wszystkie z powyższych elementów zostały opisane w Programie Rozwoju Morskiej Energetyki i Przemysłu Morskiego, wraz z konkretnymi narzędziami umożliwiającymi osiągnięcie celów. Na uwagę zasługuje zatem podkreślenie faktu, że „Strategia Rozwoju ...” i Program są dokumentami, które przenikają się w wielu aspektach. Odpowiednie skorelowanie „Strategii Rozwoju ...” oraz Programu doprowadziłoby zatem do spełnienia celów zakładanych w obydwu dokumentach. Wykorzystanie Programu powinno stanowić jeden z punktów tworzenia przyszłych dokumentów strategicznych dotyczących rozwoju kraju, gdyż skala inwestycji, a także ich wpływ na wzrost gospodarczy, zatrudnienie, wpływy podatkowe nie powinny zostać zignorowane.

⁷⁹ Ministerstwo Rozwoju Regionalnego. 2012. Strategia Rozwoju Kraju 2020.

⁸⁰ Badania + rozwój.

⁸¹ Bezpośrednie inwestycje zagraniczne.

⁸² Ministerstwo Rozwoju Regionalnego. 2012. Strategia Rozwoju Kraju 2020.

4.6. Program rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025

W Programie rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025 wyznaczono następujące cele bezpośrednio związane z MEW:

Cel 3: redukcja uzależnienia od tradycyjnych źródeł energii poprzez zwiększenie udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych do poziomu co najmniej 19% w 2025,

Cel 4: poprawa regionalnego i lokalnego bezpieczeństwa energetycznego, niezawodności dostaw energii oraz efektywności jej produkcji i wykorzystania,

Cel 5: tworzenie lokalnych rynków energii oraz konkurencyjności produkcji i dostaw energii.

W Programie przedstawiono 5 scenariuszy rozwoju systemu elektroenergetycznego zakładających różne rozwiązania inwestycyjne (m.in. maksymalne inwestycje w źródła konwencjonalne, maksymalne inwestycje w OZE, itd.). Jako optymalny wybrano scenariusz IV zrównoważonego rozwoju zakładający realizację projektów MFW w tempie 150-170 MW na każde 5 lat. W związku z tym, że MFW mogą stanowić bardzo ważny impuls dla rozwoju regionu pomorskiego zakłada się możliwość instalacji MFW o mocy do 1200-1500 MW w roku 2025⁸³.

Realizacja PRMEiPM jest co do zasady zgodna z celami przytoczonymi powyżej, jednak zakładany jest szybszy rozwój MFW niż przedstawiono w „Programie rozwoju elektroenergetyki”. Należy jednak zauważyć, że uznano istotną rolę MEW jako czynnika rozwojowego regionów nadmorskich. Co więcej, należy pamiętać, że rozwój MFW będzie również realizowany w województwie zachodniopomorskim oraz, w przyszłości, poprzez przyłączenie do międzynarodowych sieci przesyłowych będących obecnie w fazie koncepcyjnej.

4.7. Dokumenty strategiczne sektora energetycznego na poziomie Unii Europejskiej

Założenia Programu Rozwoju Morskiej Energetyki i Przemysłu Morskiego są zbieżne z kluczowymi dokumentami strategicznymi określającymi kierunki rozwoju sektora energetycznego w Unii Europejskiej. Wynika to m.in. z faktu, iż wytwarzanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych jest jednym z filarów polityki klimatycznej i energetycznej UE. Główne cele w tym zakresie zostały sformułowane w 2007 roku, kiedy Komisja Europejska określiła cel w zakresie zapewnienia co najmniej 20% udziału energii odnawialnej w zużyciu energii brutto we wszystkich krajach UE-27 do roku 2020 roku. Jednoznacznie wskazano wtedy, iż wytwarzanie energii elektrycznej w oparciu o źródła wiatrowe (w szczególności elektrownie morskie), powinno być jedną z kluczowych technologii umożliwiających wypełnienie tego celu.

Rola morskich elektrowni wiatrowych została dodatkowo podkreślona w listopadzie 2008 roku w komunikacie Komisji Europejskiej w sprawie roli morskiej energetyki wiatrowej w wypełnianiu celów polityki energetycznej UE⁸⁴. W szczególności w komunikacie zwrócono uwagę na fakt, iż budowa MFW na terenie państw członkowskich UE posiada bardzo duży potencjał: „(...) sektor morskiej energii wiatrowej znacząco przyczyni się do spełnienia wszystkich trzech celów nowej polityki energetycznej: obniżenia emisji gazów cieplarnianych, zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii jak i poprawy konkurencyjności UE”⁸⁵. W związku z tym, do końca 2010 roku UE przeznaczyła środki finansowe w wysokości ok. 565 mln EUR na realizację dziewięciu projektów zakładających budowę dużych MFW jak również badania rozwojowe poprawiające efektywność technologiczną sektora oraz inwestycje w przemysł towarzyszący.

Kolejnym krokiem stabilizującym otoczenie regulacyjne dla funkcjonowania odnawialnych źródeł energii elektrycznej było przyjęcie przez Radę Unii Europejskiej w 2009 roku pakietu dyrektyw dotyczących m.in. ochrony klimatu i promocji źródeł odnawialnych (tzw. trzeci pakiet energetyczny). Jednym z głównych elementów tego

⁸³ Program rozwoju elektroenergetyki z uwzględnieniem źródeł odnawialnych w Województwie Pomorskim do roku 2025. 2010.

⁸⁴ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego komitetu ekonomiczno-społecznego oraz Komitetu regionów. Morska energia wiatrowa: Działania niezbędne do realizacji celów polityki energetycznej w perspektywie roku 2020 i dalszej. 13.11.2008.

⁸⁵ Tamże.

pakietu była dyrektywa 2009/28/WE⁸⁶ wyznaczająca wiążący cel udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii finalnej brutto⁸⁷ w UE w roku 2020 na poziomie 20%. Założono, że wypełnienie tego celu będzie rozliczane na poziomie krajów członkowskich i na tej podstawie wyznaczono cele krajowe, które wahają się od 10% (Malta) do 49% (Szwecja) udziału energii ze źródeł odnawialnych w planowanym zużyciu energii w 2020 roku. Cel dla Polski został określony na poziomie 15% w 2020 roku.

5. Analiza barier

5.1. Bariery ogólne

5.1.1. I Etap rozwoju rynku

Analiza potencjału rynkowego morskiej energetyki wiatrowej w Polsce potwierdza, że rozwój tego sektora w Polsce w założonych celach ilościowych i jakościowych jest możliwy i powinien doprowadzić do znaczących korzyści gospodarczych kraju. Opis uwarunkowań legislacyjnych oraz rynkowych dowodzi, że od roku 2011 istnieją mocne podstawy do zainicjowania rozwoju rynku. Potwierdza to także zainteresowanie inwestorów krajowych i zagranicznych, które przełożyło się na rozpoczęcie przygotowań pierwszych projektów. Na podstawie wydanych pozwoleń lokalizacyjnych, warunków przyłączenia i wszczętych procedur środowiskowych można stwierdzić, że cel ilościowy pierwszego etapu rozwoju MEW – 1 GW w roku 2020, może zostać osiągnięty bez istotnych zmian systemowych, pod warunkiem wdrożenia zaplanowanego przez rząd systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. **Trzeba przy tym podkreślić, że nieprzyjęcie nowego systemu wsparcia OZE w latach 2013-2014, dającego stabilne podstawy do przygotowania, realizacji i eksploatacji projektów pilotażowych, czyli tych które mają szanse na realizację przed końcem roku 2020, zablokuje rozwój rynku MEW i uniemożliwi osiągnięcie założonych celów.**

Również sektor przemysłu morskiego wykazał duże zainteresowanie i zdolności do uruchomienia produkcji na rzecz morskich farm wiatrowych, co przełożyło się na uruchomienie produkcji specjalistycznych statków, a także wież i fundamentów na zagraniczne rynki MFW. Istniejące zaplecze portowe pozwoli także na obsługę tej wielkości farm wiatrowych, z zastrzeżeniem, że część komponentów będzie dostarczana z portów zagranicznych (np. turbiny, kable).

Barierami uniemożliwiającymi osiągnięcie założonego celu na rok 2020 mogą także być:

- zbyt wolny spadek kosztów inwestycyjnych w związku z wolniejszym niż założony rozwojem i upowszechnieniem technologii,
- niestabilność systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii, zmienność poparcia politycznego dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej,
- zbyt duże ryzyko inwestycyjne projektów pilotażowych, połączone z brakiem zaangażowania się w ich przygotowanie i realizację doświadczonych inwestorów i wykonawców,
- nadmierne wydłużenie procedur administracyjnych, zwłaszcza związanych z uzyskaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, spowodowane blokowaniem inwestycji przez organizacje ekologiczne lub/i niewydolność administracyjną,
- niedobór środków finansowych dla realizacji inwestycji spowodowany przedłużającym się kryzysem gospodarczym,
- trudności w organizacji łańcucha dostaw, w związku ze zbyt słabym rozwojem krajowego zaplecza produkcyjnego i zbyt dużym popytem na komponenty MFW na rynkach zagranicznych.

⁸⁶ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.

⁸⁷ Energia finalna brutto została zdefiniowana jako: finalne zużycie nośników energii na potrzeby energetyczne + straty energii elektrycznej i ciepła w przesyłce i dystrybucji + własne zużycie energii elektrycznej do produkcji energii elektrycznej + własne zużycie ciepła do produkcji ciepła.

5.1.2. II Etap rozwoju rynku

Większe problemy mogą wystąpić z osiągnięciem celów II etapu rozwoju branży – 3 GW w roku 2025. Tutaj główną barierą mogą być trudności z zyskaniem niezbędnych mocy przyłączeniowych do KSE. W opinii operatora systemu może brakować ok. 800 MW wolnych mocy przyłączeniowych. Wydaje się jednak, że weryfikacja wydanych dotychczas warunków przyłączenia dla lądowej energetyki wiatrowej oraz planów inwestycyjnych w moce konwencjonalne, co jest działaniem niezbędnym z punktu widzenia bezpieczeństwa KSE, może pozwolić na wygospodarowanie takiego potencjału przyłączeniowego dla dodatkowych projektów MFW. Moce przyłączeniowe mogą także zwiększyć się ze względu na rezygnację z niektórych inwestycji w inne źródła wytwórcze, planowane obecnie w regionach nadmorskich. Zwiększenie mocy przyłączeniowych może nastąpić także na skutek rozwoju morskich systemów przesyłowych, powstania połączeń transgranicznych czy rozwoju systemów magazynowania energii.

Kolejnym problemem dla drugiej grupy projektów mogą być kwestie uzyskania finansowania. Lata 2020-2025 będą prawdopodobnie okresem bardzo intensywnego rozwoju MFW na rynkach europejskich. Będzie to w naturalny sposób stwarzać bardzo silną konkurencję o źródła finansowania, zwłaszcza w kontekście utrzymujących się w tej perspektywie dość wysokich kosztów inwestycyjnych. Oznacza to, że polski system wsparcia musi być konkurencyjny względem systemów zagranicznych, tak aby kapitał inwestycyjny był nim zainteresowany. Stworzenie takiego systemu wymaga podejścia strategicznego i działań wyprzedzających dających stabilne i długotrwale podstawy do planowania inwestycji i budowania portfeli finansowych.

Dodatkową barierą dla projektów w II fazie rozwoju rynku może być dostępność zaplecza dostawczego i logistycznego. W sytuacji dużego zapotrzebowania na urządzenia i usługi na rynkach zagranicznych, niezbędne wydaje się stworzenie znaczącego potencjału krajowego, który z jednej strony będzie mógł konkurować na rynkach europejskich, a z drugiej zapewniać maksymalną obsługę inwestycji krajowych.

Barierami uniemożliwiającymi osiągnięcie założonego celu na rok 2025 mogą być także:

- rezygnacja przez UE z polityki wspierania energetyki odnawialnej po roku 2020,
- zbyt wolny spadek kosztów inwestycyjnych w związku z wolniejszym niż założony rozwojem i upowszechnieniem technologii,
- niestabilność systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii, zmienność poparcia politycznego dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej,
- brak zmian prawnych gwarantujących możliwość przygotowania projektu MFW bez ryzyka utraty ważności decyzji lokalizacyjnej w sytuacji braku warunków przyłączenia do sieci,
- brak realizacji inwestycji sieciowych na lądzie, zapewniających zwiększenie potencjału przesyłowego z północy na południe,
- niedobór środków finansowych dla realizacji inwestycji spowodowany przedłużającym się kryzysem gospodarczym,
- trudności w organizacji łańcucha dostaw w związku ze zbyt słabym rozwojem krajowego zaplecza produkcyjnego i zbyt dużym popytem na komponenty MFW na rynkach zagranicznych.

5.1.3. III Etap rozwoju rynku

Zainstalowanie do roku 2030 6 GW w morskiej energetyce wiatrowej na polskich obszarach morskich wymagać będzie strategicznego podejścia do rozwoju tego sektora, jako ważnego elementu polityki energetycznej i gospodarczej kraju na lata 2020-2050. Brak strategicznego planowania i kształtowanie systemu prawnego z perspektywy doraźnych interesów i problemów może być podstawową barierą w realizacji tego ambitnego celu. Szerszy rozwój morskiej energetyki w przyszłym dziesięcioleciu wymaga podjęcia już teraz ważnych decyzji politycznych na szczeblu krajowym i regionalnym i utrzymania ich w najbliższych kilkunastu latach. Takie odpowiedzialne i strategiczne podejście do rozwoju nowego sektora jest jednocześnie niezbędne, aby powiązać go z rozwojem przemysłu morskiego tak, by w konsekwencji stał się kołem zamachowym rozwoju regionalnego.

Dla wyłonienia projektów, które miałyby być realizowane po roku 2025, niezbędne wydają się zmiany prawne, które będą gwarantowały dostępność lokalizacji, w połączeniu z możliwościami przyłączeniowymi dla inwestorów gwarantujących największą efektywność ekonomiczną projektu.

Podstawową barierą wykonawczą w realizacji celu na rok 2030 będzie możliwość przyłączenia dodatkowych 3 GW mocy do sieci i zapewnienie bilansowania wprowadzanej energii. Problem ten mogą rozwiązać inwestycje w morskie systemy przesyłowe, w tym sieci transgraniczne oraz rozwój technologii magazynowania energii. Bardzo duży wpływ na faktyczne możliwości przyłączeniowe dla MFW będzie miał także aktualny krajowy energy mix, który dziś ze względu na brak stabilnej wizji inwestycyjnej w energetyce, jest trudny do przewidzenia.

Ważnym warunkiem rozwoju morskiej energetyki po roku 2020 będzie rozwój technologii, a także jej upowszechnienie prowadzące do obniżenia kosztów inwestycyjnych oraz rozwój krajowego zaplecza produkcyjnego, logistycznego i usługowego, którego rosnące doświadczenie powinno zapewniać optymalizację kosztów i harmonogramów inwestycyjnych.

Barierami uniemożliwiającymi osiągnięcie założonego celu na rok 2030 mogą także być:

- zbyt wolny spadek kosztów inwestycyjnych w związku z wolniejszym niż założony rozwojem i upowszechnieniem technologii,
- niestabilność systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii, zmienność poparcia politycznego dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej,
- brak zmian prawnych gwarantujących możliwość przygotowania projektu MFW bez ryzyka utraty ważności decyzji lokalizacyjnej w sytuacji braku warunków przyłączenia do sieci,
- brak realizacji inwestycji sieciowych na lądzie, zapewniających zwiększenie potencjału przesyłowego z północy na południe,
- trudności w organizacji łańcuch dostaw, w związku ze zbyt słabym rozwojem krajowego zaplecza produkcyjnego i zbyt dużym popytem na komponenty MFW na rynkach zagranicznych.

5.2. Bariery szczegółowe

5.2.1. Polityka

- Niska świadomość polityków szczebla krajowego, regionalnego i lokalnego dotycząca szans, korzyści, ale i warunków rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.
- Brak spójnych celów ilościowych i jakościowych dotyczących rozwoju MEW w polityce energetycznej kraju.
- Marginalizacja odnawialnych źródeł energii jako narzędzia stymulowania rozwoju regionalnego i zwiększania bezpieczeństwa energetycznego poprzez dywersyfikację źródeł.
- Nakierunkowanie systemu wsparcia OZE wyłącznie na realizację najtańszym kosztem celów wynikających z pakietu energetyczno-klimatycznego w perspektywie roku 2020.
- Brak celów dotyczących rozwoju MEW oraz przemysłu morskiego jako zaplecza dostawczego i logistycznego dla tego sektora w strategiach rozwoju regionalnego.
- Brak uwzględnienia w strategii rozwoju portów morskich celów ilościowych i wymogów zapewniających stworzenie efektywnego zaplecza logistycznego dla MFW.
- Brak spójnej polityki rządu i samorządów wobec rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

5.2.2. Uwarunkowania prawne

- Brak systemu wsparcia odnawialnych źródeł energii zapewniającego dedykowane rozwiązania dla MFW, zapewniających konkurencyjność polskiego rynku oraz gwarantujących stabilne warunki przygotowania projektów pilotażowych.
- Brak powiązania procedury wydawania decyzji lokalizacyjnych z przyznawaniem warunków przyłączenia do sieci.
- System przydzielania lokalizacji dla MFW niegwarantujący wyboru najbardziej wiarygodnych inwestorów.
- Brak systemu weryfikacji wydanych warunków przyłączeniowych pod kątem realizowalności projektów.
- Pełne obciążenie właściciela MFW kosztami przyłączenia farmy do punktu przyłączenia do KSE zlokalizowanego na lądzie.
- Brak systemu zachęt do współpracy inwestorów MFW z operatorem przy rozbudowie sieci morskich, tworzeniu systemów magazynowania i bilansowania energii z MFW.
- Brak zasad ponoszenia odpowiedzialności za nieuzasadnione blokowanie inwestycji przez organizacje ekologiczne.

5.2.3. Uwarunkowania przestrzenne i środowiskowe

- Brak planu zagospodarowania obszarów morskich, wskazującego akweny przeznaczone dla rozwoju MFW niekolidujące z innymi sposobami wykorzystania obszarów morskich.
- Brak wyznaczonych korytarzy infrastrukturalnych, w których możliwe byłoby układanie kabli morskich łączących MFW z lądem.
- Brak wypracowanych i zatwierdzonych przez właściwe organy standardów badań środowiska morskiego i prowadzenia ocen oddziaływania na środowisko.
- Brak obiektywnych wyników badań środowiska morskiego, które mogłyby stanowić punkt odniesienia dla wyników badań wykonywanych przez inwestorów na potrzeby ocen oddziaływania na środowisko.
- Słabo przygotowane pod względem merytorycznym kadry organów środowiskowych, odpowiedzialne za wydawanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla MFW.

5.2.4. Uwarunkowania społeczne

- Niska świadomość lokalnych społeczności i środowisk związanych z wykorzystaniem obszarów morskich oraz terenów nadmorskich na temat faktycznych zagrożeń i szans związanych z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej.
- Silny opór środowisk rybackich wobec rozwoju MEW, niepoparty rzetelnym rozeznaniem sytuacji.
- Istniejące i powstające ad hoc organizacje pseudoekologiczne specjalizujące się w blokowaniu inwestycji energetycznych.
- Skąpe zasoby kadrowe dla przemysłu morskiego oraz zarządzania, realizacji, obsługi i serwisu MFW.

5.2.5. Uwarunkowania infrastrukturalne

- Zablockowanie mocy przyłączeniowych do KSE przez wirtualne projekty inwestycyjne.
- Brak morskich sieci przesyłowych i punktów przyłączenia do KSE zlokalizowanych na obszarach morskich.
- Słaba sieć przesyłowa lądowa w północnych regionach Polski.
- Brak wystarczającego zaplecza logistycznego – porty niespełniające kryteriów obsługi MFW, brak powierzchni magazynowych, zbyt mała wydajność zakładów produkcyjnych, brak statków do budowy MFW.
- Brak systemów magazynowania energii, zbyt mała moc elektrowni szczytowo-pompowych.

5.2.6. Uwarunkowania ekonomiczne i finansowe

- Zbyt wysokie koszty inwestycyjne technologii MFW, niekonkurencyjność względem innych technologii OZE.
- Ograniczona dostępność środków inwestycyjnych, w tym bankowych.
- Brak programów operacyjnych umożliwiających wsparcie inwestycji w MFW oraz przemysł morski funduszami UE w perspektywie 2014-2020.
- Brak mechanizmów umożliwiających wsparcie inwestycji w MFW ze środków krajowych funduszy ekologicznych.

5.2.7. Uwarunkowania rynkowe

- Malejące zainteresowanie inwestorów zagranicznych polskim rynkiem MFW.
- Duża konkurencyjność zagranicznych systemów wsparcia energetyki odnawialnej.
- Znacząca nadpodaż świadectw pochodzenia i brak systemu utrzymania stabilności wysokości wsparcia OZE.
- Utrzymująca się przewaga popytu nad podażą w zakresie dostaw technologii i usług na rynek MEW, a w konsekwencji brak spadku kosztów inwestycyjnych.

5.2.8. Uwarunkowania technologiczne

- Brak efektywnych i sprawdzonych systemów magazynowania energii w sytuacji nadwyżek produkcji przez MFW.
- Drogie i mało dostępne systemy stałoprądowego przesyłu energii (HVDC), zwiększające efektywność MFW.
- Brak krajowych producentów turbin i kabli morskich.

5.2.9. Uwarunkowania organizacyjne

- Brak jednolitego programu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej oraz przemysłu morskiego i kadr, mającego moc wykonawczą.
- Brak spójnego zarządzania sprawami inwestycji energetycznych na obszarach morskich oraz inwestycji w zaplecze produkcyjno-logistyczne MEW.
- Rozrzucenie kompetencji w zakresie przygotowania i realizacji MFW pomiędzy wiele instytucji szczebla krajowego, regionalnego i lokalnego.
- Słaba współpraca rządu i samorządów w zakresie programowania i wdrażania strategii rozwoju obszarów morskich.
- Słabe powiązanie systemów edukacyjnych i badawczo-wdrożeniowych z rynkiem inwestorskim i produkcyjnym w obszarze przemysłu morskiego i energetycznego.

6. Program działań wykonawczych

Osiągnięcie celów określonych w Programie wymaga przygotowania i wdrożenia pakietów działań wykonawczych w wielu obszarach, na różnych szczeblach organizacyjnych, tak państwowych, jak i samorządowych i prywatnych. Najważniejsze działania zostały uporządkowane w trzy główne programy wykonawcze, z których każdy będzie miał za zadanie stworzyć stabilne fundamenty dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i przemysłu morskiego w Polsce.

6.1. Program wykonawczy „zaplecze inwestycyjne”

Cel Programu:

Stworzenie ram politycznych, systemowych i prawnych, zapewniających atrakcyjność inwestycyjną polskiego rynku morskiej energetyki wiatrowej.

Najważniejsze działania Programu:

1. Umocowanie strategiczne i polityczne celów w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i przemysłu morskiego, poprzez przyjęcie przez właściwe władze państwowe i samorządowe Programu Rozwoju Morskiej Energetyki i Przemysłu Morskiego lub wpisanie do właściwych strategii i programów celów i zadań określonych w Programie:
 - a. Polityka energetyczna państwa
 - b. Strategia rozwoju portów morskich
 - c. Strategie rozwoju regionalnego
 - d. Strategia rozwoju sieci
2. Opracowanie i uchwalenie pakietu zmian legislacyjnych, zapewniających stabilne i konkurencyjne względem rynków zagranicznych podstawy dla przygotowania, realizacji i eksploatacji morskich farm wiatrowych:
 - a. Ustawa o odnawialnych źródłach energii
 - b. Ustawa prawo energetyczne
 - c. Ustawa o korytarzach przesyłowych
 - d. Ustawa o obszarach morskich RP i administracji morskiej
3. Opracowanie i wdrożenie programów operacyjnych dających możliwość wsparcia inwestycji związanych z realizacją morskich farm wiatrowych, sieci morskich i zaplecza produkcyjnego i logistycznego z funduszy UE w perspektywie budżetowej 2014-2020 oraz z krajowych i regionalnych funduszy celowych.

Harmonogram wykonawczy:

Działania powinny zostać wykonane w latach 2013-2014.

Odpowiedzialni powinni być: Minister Gospodarki, Minister Rozwoju Regionalnego, Minister Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej, Marszałkowie Województw Pomorskiego i Zachodniopomorskiego.

6.2. Program wykonawczy „zaplecze realizacyjne”

Cel Programu:

Stworzenie warunków dla rozwoju przemysłu morskiego i zaplecza infrastrukturalnego w skali i zakresie gwarantującej pełną obsługę krajowego rynku morskiej energetyki wiatrowej.

Najważniejsze działania Programu:

1. Opracowanie i wdrożenie strategii rozwoju centrów produkcyjno-logistycznych i obsługowo-serwisowych, obejmujących:
 - a. tworzenie lub rozwój specjalnych stref ekonomicznych wokół krajowych ośrodków portowych,
 - b. inwestycje modernizacyjne portów i towarzyszącej im infrastruktury komunikacyjnej i magazynowej,
 - c. rozbudowa istniejących i budowa nowych zakładów produkcyjnych elementów konstrukcyjnych morskich farm wiatrowych,
 - d. tworzenie ośrodków naukowo-badawczo-wdrożeniowych łączących krajowy i międzynarodowy potencjał naukowy i przemysłowy.
2. Opracowanie i realizacja projektu „morskiej sieci przesyłowej” łączącej GPZ Słupsk-Wierzbicino z GPZ Żarnowiec lądowo-morskim kablem stałoprądowym z morską stacją transformatorową, stanowiącą punkt przyłączenia dla MFW realizowanych w rejonie Ławicy Słupskiej i Ławicy Środkowej. Docelowo sieć powinna zostać połączona kablem morskim z liniami transgranicznymi łączącymi kraje basenu Morza Bałtyckiego, jako element tzw. Baltic Supergrid. Przedsięwzięcie mogłoby być realizowane na zasadach partnerstwa publiczno-prywatnego we współpracy inwestorów i operatora sieci przesyłowej.
3. Opracowanie i wdrożenie programu monitoringu środowiska morskiego, opartego na budowie i eksploatacji 2 lub 3 stałych morskich stacji pomiarowo-badawczych. Program pozwoliłby na stworzenie niezależnego, obiektywnego źródła wiedzy o stanie środowiska morskiego oraz wpływie MFW na to środowisko.

Harmonogram wykonawczy:

- Opracowania poszczególnych projektów powinny zostać wykonane w latach 2013-2014.
- Działania realizacyjne powinny być wykonane w latach 2015-2019.
- Odpowiedzialni za realizację zadań powinni być:
 - Zadanie 1 – Minister Gospodarki, Minister Skarbu Państwa, Minister Nauki i Szkolnictwa Wyższego, właściwe władze samorządowe,
 - Zadanie 2 – Minister Gospodarki, Operator systemu przesyłowego,
 - Zadanie 3 – Minister Środowiska, Minister do spraw gospodarki morskiej, Główny Inspektor Ochrony Środowiska.

6.3. Program wykonawczy „zaplecze organizacyjne”

Cel Programu:

Stworzenie warunków systemowych dla racjonalnego i efektywnego przeprowadzenia działań przygotowawczych, realizacyjnych i eksploatacyjnych projektów inwestycyjnych morskich farm wiatrowych.

Najważniejsze działania Programu:

1. Wyznaczenie lokalizacji dla projektów MFW w II rundzie – 3 GW do realizacji w latach 2025-2030, poprzez:
 - a. wykonanie i przyjęcie planu zagospodarowania obszarów morskich, w tym wyłącznej strefy ekonomicznej, w celu wskazania obszarów wyznaczonych do drugiej rundy wyboru lokalizacji dla MFW oraz korzyści infrastrukturalnych dla sieci morskich,
 - b. wykonanie strategicznej oceny oddziaływania na środowisko planu zagospodarowania obszarów morskich.
2. Powiązanie lokalizacji dostępnych dla MFW w II rundzie z warunkami przyłączenia do sieci, poprzez:

- a. dokonanie, na podstawie wcześniej uchwalonych zmian w prawie energetycznym, weryfikacji wydanych warunków przyłączenia, unieważnienie warunków wydanych dla projektów nie mających realnych szans na realizację,
 - b. określenie na mocy Krajowego Planu Działań na rzecz odnawialnych źródeł energii lub Polityki energetycznej Polski puli mocy przyłączeniowych dostępnych dla MFW,
 - c. określenie warunków przyłączenia dla farm, które mogą być zrealizowane na wskazanych do II rundy lokalizacjach.
3. Przeprowadzenie przetargów na decyzje lokalizacyjne i warunki przyłączenia do sieci dla MFW II rundy, mających na celu wybór inwestorów gwarantujących optymalne warunki ekonomiczne realizacji inwestycji na wskazanych lokalizacjach.

Harmonogram wykonawczy:

- Działanie 1 powinno zostać wykonane w latach 2014-2015. Odpowiedzialny za realizację powinien być Minister do spraw gospodarki morskiej.
- Działanie 2 powinno zostać wykonane w latach 2014-2015. Odpowiedzialnym za realizację powinien być Minister Gospodarki i Operator systemu przesyłowego.
- Działanie 3 powinno zostać wykonane w latach 2016-2017. Odpowiedzialnym za realizację powinien być Minister do spraw gospodarki morskiej.

7. Zarządzanie wdrażaniem Programu

Programowanie i wdrażanie rozwoju nowej branży, jaką jest morska energetyka wiatrowa i powiązany z nią przemysł morski wymaga spójnego systemu zarządzania. Niestety, zakres działań niezbędnych do wykonania jest bardzo szeroki i obejmuje kompetencje wielu organów administracji państwowej i samorządowej, a także instytucji im podległych. Dlatego też, zarządzanie wdrażaniem Programu powinno odbywać się na różnych szczeblach administracji.

7.1. Zarządzanie na szczeblu krajowym

Proponuje się powołanie międzyresortowego zespołu do spraw wdrażania programu rozwoju energetyki i przemysłu morskiego, w którego skład powinni wejść przedstawiciele następujących resortów i instytucji:

1. Ministerstwa Gospodarki – przewodniczący zespołu, pełnomocnik rządu do spraw wdrażania programu,
2. Ministerstwa Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej – wiceprzewodniczący zespołu,
3. Ministerstwa Skarbu Państwa,
4. Ministerstwa Rozwoju Regionalnego,
5. Ministerstwa Środowiska,
6. Pomorskiego Urzędu Wojewódzkiego w Gdańsku,
7. Zachodniopomorskiego Urzędu Wojewódzkiego w Szczecinie,
8. Urzędu Marszałkowskiego Województwa Pomorskiego,
9. Urzędu Marszałkowskiego Województwa Zachodniopomorskiego,
10. Państwowej Agencji Rozwoju Przedsiębiorczości,
11. Polskiej Agencji Informacji i Inwestycji Zagranicznych,
12. Agencji Rozwoju Przemysłu,
13. Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,

14. operatora systemu przesyłowego.

Zadaniem Zespołu byłoby uzgadnianie zakresu głównych działań wykonawczych, sposobu i harmonogramu ich realizacji oraz koordynacja działań wykonawczych.

7.2. Zarządzanie na szczeblach regionalnych

Na szczeblu regionalnym proponuje się powołanie pełnomocników Marszałków Województw odpowiedzialnych za zarządzanie działaniami wykonawczymi, będącymi w kompetencji samorządów regionalnych. Marszałkowie mogliby powołać zespoły robocze, w skład których wchodziłoby przedstawiciele:

1. Urzędu Marszałkowskiego,
2. Urzędu Wojewódzkiego,
3. Urzędów Morskich,
4. zarządów portów,
5. samorządów gminnych,
6. Regionalnych Dyrekcji Ochrony Środowiska,
7. przemysłu morskiego,
8. inwestorów.

Zadaniem Zespołu byłoby uzgadnianie zakresu głównych działań wykonawczych, sposobu i harmonogramu ich realizacji oraz koordynacja działań wykonawczych.

7.3. Monitoring i sprawozdawczość

Monitoring wdrażania Programu powinien prowadzić zespół międzyresortowy, który raz na pół roku przygotowywałby sprawozdanie z realizacji Programu, które prezentowane byłoby na posiedzeniu rządu i właściwych komisjach parlamentarnych. Sprawozdanie opracowywane byłoby na podstawie informacji przedstawionych przez poszczególne instytucje reprezentowane w zespole oraz pełnomocników Marszałków Województw.

Spis map

Mapa 1. Mapa potencjalnych miejsc przeznaczonych pod lokalizację farm wiatrowych w wyłącznej strefie ekonomicznej	23
Mapa 2. Mapa wydanych i obowiązujących PSZW dla MFW na polskich obszarach morskich (na dzień 22.05.2013 r.).....	65
Mapa 3. Mapa grup projektów z podziałem na głębokość posadowienia fundamentów i odległość od linii brzegowej.....	67
Mapa 4. Mapa potencjalnych portów konstrukcyjnych na tle potencjalnych obszarów lokalizacji MFW	79

Spis rysunków

Rysunek 1. Schemat wyznaczania celów Programu	22
Rysunek 2. Lokalizacja głównych zakładów produkcyjnych komponentów dla sektora MEW	73
Rysunek 3. Udział rynku dostawców kabli wewnętrznej infrastruktury MFW (liczba farm)	75
Rysunek 4. Rynek dostawców kabli eksportowych (liczba farm)	75

Spis tabel

Tabela 1. Prognozowany harmonogram realizacji morskiej farmy wiatrowej	15
Tabela 2. Prognozowany harmonogram realizacji morskiej farmy wiatrowej	49
Tabela 3. Mnożnik wzrostu CAPEX w zależności od odległości od brzegu i głębokości posadowienia MFW	68
Tabela 4. Szacunkowa wartość kosztów operacyjnych stałych (OPEXS) dla MFW działających w Polsce w warunkach z roku 2013	70
Tabela 5. Szacunkowa wartość kosztów operacyjnych zmiennych (OPEXZ) dla MFW działających w Polsce w warunkach z roku 2013	70
Tabela 6. Charakterystyka portów o podstawowym znaczeniu dla gospodarki narodowej.....	79
Tabela 7. Analiza SWOT portów o podstawowym znaczeniu dla gospodarki narodowej	81
Tabela 8. Analiza SWOT portów regionalnych.....	81

Spis wykresów

Wykres 1. Zakładana luka przychodowa pomiędzy jednostkowym kosztem wytworzenia energii elektrycznej (JKWE) w MFW a prognozowaną ceną energii elektrycznej w Polsce w latach 2013-2025 – wariant optymistyczny	13
Wykres 2. Zapotrzebowanie na energię pierwotną w podziale na źródła.....	26
Wykres 3. Konsumpcja energii finalnej w podziale na nośniki	26

Wykres 4. Produkcja energii elektrycznej w podziale na technologie	27
Wykres 5. Produkcja energii elektrycznej według nośników w Polsce w roku 2011	27
Wykres 6. Moc w systemie – struktura paliwowa – obecne aktywa oraz pewne projekty inwestycyjne	28
Wykres 7. Różnica między zapotrzebowaniem na moc a mocą zainstalowaną	29
Wykres 8. Propozycja energy mix na lata 2020-2030	35
Wykres 9. Prognoza nakładów inwestycyjnych (CAPEX) uwzględniająca wpływ czynników kosztowych oraz krzywej uczenia się w perspektywie do roku 2025	43
Wykres 10. Prognozowany jednostkowy koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w MFW w Polsce w okresie 2013-2025, przy założeniu wskaźnika wykorzystania mocy 45% - wariant optymistyczny	45
Wykres 11. Prognozowany jednostkowy koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w MFW w Polsce w okresie 2013-2025, przy założeniu wskaźnika wykorzystania mocy 35-40% - wariant pesymistyczny	45
Wykres 12. Zakładana luka przychodowa pomiędzy jednostkowym kosztem wytworzenia energii elektrycznej (JKWE) w MFW a prognozowaną ceną energii elektrycznej w Polsce w latach 2013-2025 – wariant optymistyczny	47
Wykres 13. Zakładana luka przychodowa pomiędzy jednostkowym kosztem wytworzenia energii elektrycznej (JKWE) w MFW a prognozowaną ceną energii elektrycznej w Polsce w latach 2013-2025 – wariant pesymistyczny	47
Wykres 14. Ilościowy udział energii elektrycznej wytworzonej ze źródeł odnawialnych wynikający ze świadectwo pochodzenia lub uiszczonej opłaty zastępczej.	61
Wykres 15. Ceny praw majątkowych wynikających z zielonych certyfikatów oraz wartość opłaty zastępczej w latach 2006-2012.....	62
Wykres 16. Wartość indeksu OZEX_A w pierwszym kwartale 2013 r.....	62
Wykres 17. Wolumen zielonych certyfikatów w pierwszym kwartale 2013 r.	63
Wykres 18. Mediana i przedział nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej w MFW dla Polski w warunkach z 2011 roku	68
Wykres 19. Struktura kosztów inwestycyjnych MFW	69
Wykres 20. Kumulatywny i roczny przyrost mocy zainstalowanej w MFW	72
Wykres 21. Popyt i podaż w kontekście statków instalacyjnych (statki/rok)	76



Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej

Al. Wilanowska 208 lok. 4, 02-765 Warszawa
t. +48 (22) 412 24 92, f. +48 (22) 205 05 76
www.fnez.org
www.morskiefarmywiatrowe.pl
www.oddzialywaniawiatrakow.pl