



Analiza wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku

Aneks do raportu z dnia 16 stycznia 2012 r. uwzględniający zapisy projektu ustawy o OZE z dnia 4 października 2012 r.

Warszawa, 12 października 2012 roku

Spis treści:

Wstęp.....	3
Najważniejsze wnioski	3
Najważniejsze zalecenia.....	7
1. Kluczowe zapisy projektu ustawy o OZE z dnia 4 października 2012 roku dotyczące MFW	9
2. Kluczowe parametry lokalizacyjne MFW na polskich obszarach morskich.....	10
3. Wpływ parametrów lokalizacyjnych na koszty inwestycyjne	12
4. Harmonogram rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce	14
5. Analiza niezbędnego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w odniesieniu do nowego projektu ustawy o OZE z 4 października 2012 r.	15
5.1 Wyniki analizy w zakresie oszacowania niezbędnego poziomu wsparcia.....	15
5.2 Analiza wysokości wsparcia możliwego do uzyskania w ramach nowego projektu ustawy OZE	20
5.3 Rekomendowana wysokość wsparcia	23
5.4. Optymalizacja ryzyka inwestycyjnego dla projektów pilotażowych	25
6. Załącznik 1 – Analiza wpływu indeksacji opłaty zastępczej na szacunkowy niedobór wsparcia dla MFW w Polsce w latach 2013-2025.....	27
7. Załącznik 2 – Metodyka i źródła danych	28
7.1 Źródła danych wykorzystanych w analizie.....	28
7.2 Metodyka przeprowadzenia analizy	29
7.3 Analiza obecnych oraz przyszłych kosztów budowy i funkcjonowania morskich elektrowni wiatrowych w Polsce	32
7.4 Szacunkowe koszty wytworzenia energii elektrycznej w MFW dla roku 2011	32
7.5 Wpływ kluczowych czynników kosztowych oraz krzywej uczenia się na CAPEX.....	43
7.6 Prognoza jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej w MFW w perspektywie do roku 2025	50
8. Spis rysunków	52
9. Spis tabel	52
10. Spis wykresów	52
11. Spis załączników.....	53

Wstęp

Niniejszy dokument stanowi aneks do Raportu „Analiza wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku” (dalej „Raport”) przygotowanego w dniu 16 stycznia 2012 roku. **Celem aneksu jest pokazanie wpływu nowych zapisów ustawy o odnawialnych źródłach energii, które zostały zamieszczone w projekcie z dnia 4 października 2012 roku, na ekonomiczną opłacalność budowy i funkcjonowania morskich elektrowni wiatrowych w Polsce.**

Analizy przedstawione w Raporcie zostały zaktualizowane w następującym zakresie:

- nowych i zmienionych elementów systemu wsparcia wprowadzonych do projektu ustawy o OZE z 4 października 2012 r.,
- aktualizacji parametrów wpływających na koszty inwestycyjne (odległość od lądu i głębokość) dla konkretnych projektów, na podstawie wydanych pozwoleń i złożonych aplikacji na wydanie decyzji lokalizacyjnych,
- projekcji rozwoju polskiego rynku MFW, na podstawie wskazanych na dzień dzisiejszy przez operatora systemu przesyłowego możliwości przyłączeniowych MFW do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Każdy z powyższych czynników ma znaczący wpływ na ostateczny wynik finansowy inwestycji, które obecnie są przygotowywane.

Niniejszy aneks stanowi integralną część Raportu i należy czytać go łącznie z Raportem, w tym w szczególności przy uwzględnieniu metodologii kalkulacji jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025 oraz pozostałych założeń w zakresie wyliczenia uzasadnionego poziomu wsparcia.

Aneks został przygotowany w oparciu o projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii (dalej „projekt ustawy o OZE”), dokument „Ocena skutków regulacji” z dnia 4 października 2012 roku, danych dotyczących wnioskowanych i wydanych pozwoleń lokalizacyjnych oraz warunków przyłączenia do sieci, w oparciu o funkcjonalność modelu finansowego przygotowanego na potrzeby Raportu (dalej „model” lub „model finansowy”).

Najważniejsze wnioski

- 1) Zaproponowane w nowym projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii mechanizmy stabilizujące system wsparcia dla instalacji OZE, w tym MFW, takie jak: gwarancja sprzedaży energii po stałej, ustalonej ustawowo, indeksowanej o wskaźnik inflacji cenie energii, określona w ustawie, nieindeksowana wysokość opłaty zastępczej, korekta przychodu poprzez wskaźnik korekcyjny ustalany odrębnie dla każdej technologii w wysokości stałej

przez okres 15 lat, są rozwiązaniami zapewniającymi większą stabilność wsparcia, a tym samym mniejsze ryzyko inwestycyjne. Z punktu widzenia rozwoju MFW taka konstrukcja systemu wsparcia jest dobra. Wątpliwości budzi brak indeksacji opłaty zastępczej o wskaźnik inflacji, co powoduje realny spadek wysokości wsparcia w kolejnych latach, co dla inwestycji morskich realizowanych w kolejnej dekadzie, stanowi istotne źródło niepewności. Można je jednak zniwelować podwyższając stosownie poziom wsparcia nadając odpowiednią wartość współczynnikowi korekcyjnemu.

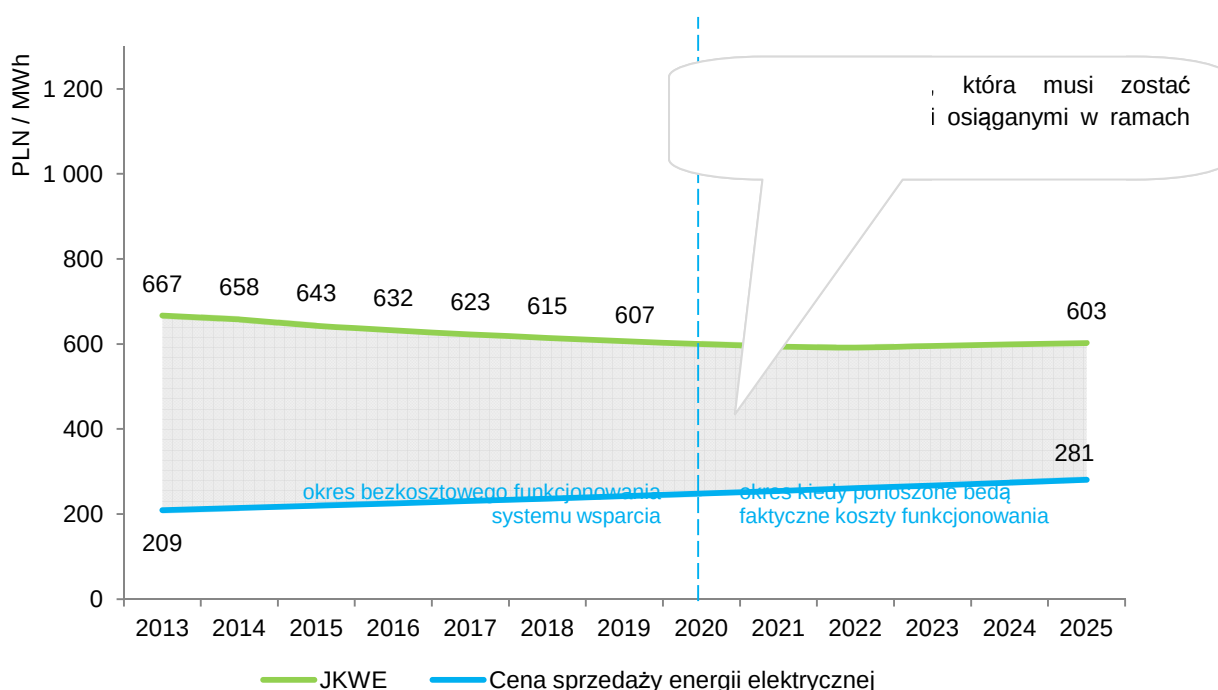
- 2) Mechanizm określania współczynników korekcyjnych dla poszczególnych technologii, na kolejne okresy 5 letnie, z czego pierwsze na okres 2013-2017, ustawą wprowadzającą pakiet ustaw energetycznych, a na kolejny okres rozporządzeniem Ministra Gospodarki, zapewnia funkcjonalność dla technologii których proces przygotowania projektu inwestycyjnego jest nie dłuższy niż 5 lat, a więc stanowczej większości instalacji OZE. W odniesieniu do morskich farm wiatrowych, okres przygotowania projektu inwestycyjnego jest jednak dłuższy i sięga od 6 do 9 lat. Brak rozwiązań dedykowanych dla morskich farm wiatrowych umożliwiających prognozowanie wyniku finansowego w trakcie całego procesu przygotowania inwestycji, jest poważnym mankamentem projektu ustawy.
- 3) Założenie, że system wsparcia ma zapewniać możliwość osiągnięcia poziomu zwrotu zainwestowanego kapitału w wysokości $IRR=12\%$ jest założeniem słusznym i zapewnia zainteresowanie podejmowaniem decyzji inwestycyjnych w branży morskiej energetyki wiatrowej. W celu zapewnienie spójności metodologicznej pomiędzy rozwiązaniami proponowanymi w dokumencie OSR, w zakresie rentowności projektów MFW (wewnętrzna stopa zwrotu z kapitału własnego netto), a funkcjonalnością modelu finansowego stanowiącego podstawę do wnioskowania w niniejszym dokumencie, (który wykorzystuje realną stopę zwrotu dla wszystkich kapitałodawców) obliczony został średnioważony koszt kapitału, w oparciu o który dyskontowane były przepływy pieniężne z inwestycji. Średnioważony koszt kapitału przy założeniu IRR na kapitale własnym w wysokości 12% i finansowaniu inwestycji zgodnie z założeniami OSR¹ został oszacowany na poziomie $13,1\%$.
- 4) Parametry, które przyjęto jako podstawowe dla obliczenia wysokości wsparcia dla MFW na polskich obszarach morskich (OSR do projektu z dnia 4 października) nie odzwierciedlają faktycznych, uaktualnionych na podstawie danych o wydanych decyzjach lokalizacyjnych

¹ Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku ($WIBOR6M + \text{marża}$) z ratami równymi.

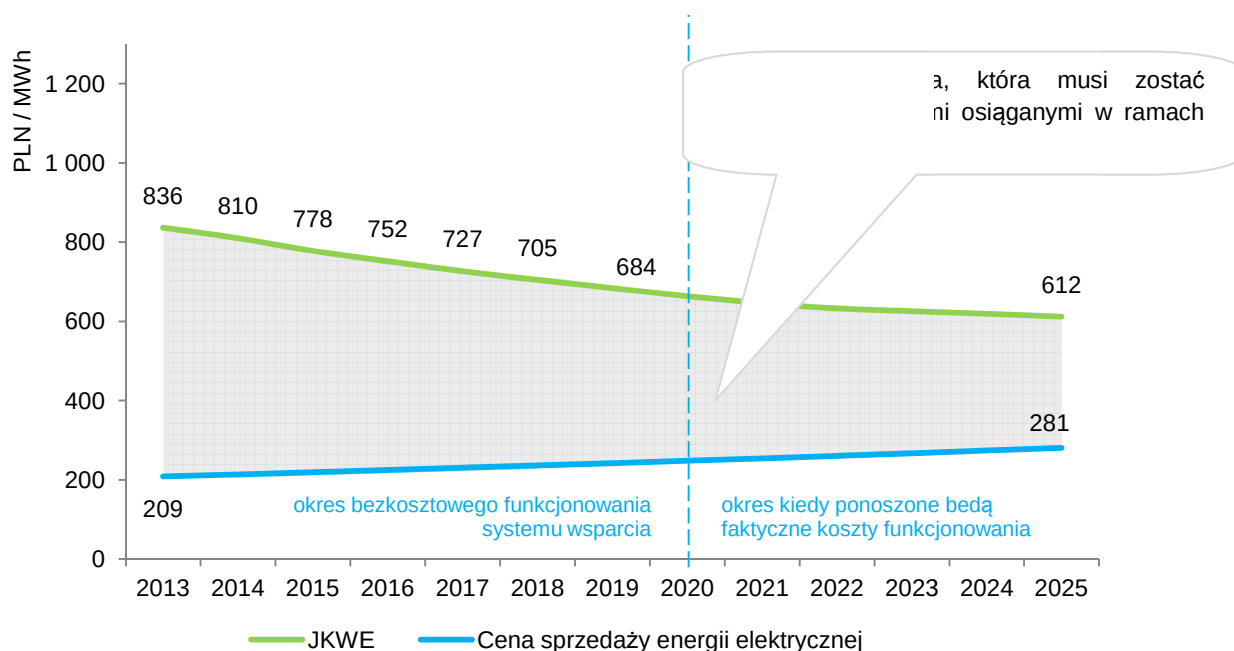
i warunkach przyłączenia do sieci, parametrów kosztowych krajowego rynku energetyki wiatrowej na morzu. Założony CAPEX i OPEX są niższe od spodziewanych, jako średnie właściwe dla polskich obszarów morskich.

- 5) Zastosowanie w modelu parametrów kosztowych określonych w OSR do ustawy i parametrów określonych metodą ekspercką na podstawie najbardziej aktualnych danych, wskazują na znaczącą różnicę w odniesieniu do spodziewanej luki przychodowej, jak powstaje pomiędzy możliwą do uzyskania ceną energii, a poziomem wynagrodzenia gwarantującym osiągnięcie wewnętrznej stopy zwrotu na poziomie 12%. Wielkość różnicy wskazują poniższe wykresy.

Wykres 1. Luka przychodowa dla MFW na podstawie parametrów określonych w OSR do projektu Ustawy z dnia 4 października 2012



Wykres 2. Luka przychodowa dla MFW lokalizowanych na polskich obszarach morskich na podstawie parametrów określonych w ekspertyzie FNEZ



- 6) Analiza szczegółowych uwarunkowań lokalizacyjnych projektów, dla których wystąpiono o wydanie decyzji lokalizacyjnych (głębokość, odległość od brzegu) wskazuje, że ogromne znaczenie dla kształtowania się kosztów inwestycyjnych na polskich obszarach morskich będzie miała decyzja o wyłączeniu z zabudowy elektrowniami wiatrowymi akwenów położonych bliżej niż 22 km od linii brzegowej (wody morza terytorialnego). Skutkiem tego, ponad 75% elektrowni wiatrowych będzie lokalizowanych na wodach o głębokości większej niż 30 m, a połowa projektów będzie zlokalizowana dalej niż 40km od brzegu, z czego aż 20% ponad 70 km. Ponieważ głębokość i odległość od brzegu są podstawowymi parametrami różnicującymi koszty inwestycyjne i operacyjne morskich farm wiatrowych, średni koszt inwestycyjny dla lokalizacji, na których wydawane są decyzje lokalizacyjne, będzie wyższy o ponad 30% względem projektów lokalizowanych do 20 km od brzegu i na głębokości do 20 m.
- 7) Parametry systemu wsparcia określone w projekcie ustawy (cena energii, wysokość opłaty zastępczej, oraz proponowany współczynnik korekcyjny dla MFW=1,8) zapewnią opłacalność inwestycji na poziomie IRR=12% dla MFW o kosztach inwestycyjnych nie większych niż 3,1 mln euro. Takich instalacji na polskich obszarach morskich będzie nie więcej niż 5%. Średni koszt inwestycyjny dla polskich obszarów morskich wynosi obecnie 3,64 mln Euro, przy czym najniższy spodziewany koszt może wynieść 3.07 mln Euro, a największy 4 mln Euro.
- 8) System wsparcia MFW, określony w ustawie o OZE nie będzie generować kosztów z tytułu wsparcia wytwarzania energii przez MFW przez pierwsze 7 lat od wejścia ustawy

w życie, gdyż ze względu na możliwości przyłączeniowe MFW do KSE oraz długi cykl inwestycyjny, pierwsze inwestycje tego typu mają szansę rozpocząć eksploatację w roku 2020. Wysokość wsparcia określonego w ustawie OZE dla MFW na okres 2013-2020 ma jednak kluczowe znaczenie dla dalszego rozwoju tego sektora w Polsce. Tylko parametry gwarantujące opłacalność tego typu inwestycji na poziomie konkurencyjnym względem rynków zagranicznych, pozwoli na utrzymanie i przyciągnięcie w kraju kapitału inwestycyjnego, pozwalającego na przygotowanie i realizację morskich farm wiatrowych.

Najważniejsze zalecenia

- 1) Niezbędna jest modyfikacja założeń kosztowych dla morskich farm wiatrowych, które stanowią będą podstawę do wyliczenia wysokości wsparcia dla tej technologii. Przedstawione koszty OPEX, CAPEX oraz produktywność muszą zostać urealnione, w odniesieniu do krajowych uwarunkowań.
- 2) Ze względu na wyraźny podział krajowych projektów na 2 kategorie kosztowe (projekty zlokalizowane bliżej niż 0-50 km od brzegu o wysokości CAPEX = 3,39-3,52 mln euro i projekty zlokalizowane 40-50 km lub dalej od brzegu o wysokości CAPEX = 3,65-3,9 mln euro), w celu optymalizacji wysokości wsparcia proponuje się ustanowienie 2 współczynników korekcyjnych dla instalacji OZE wykorzystujących energię wiatru na morzu:
 - a) w odległości do 40 lub 50 km, w linii prostej od najbliższego punktu linii brzegowej,
 - b) w odległości większej niż 40 lub 50 km, w linii prostej od najbliższego punktu linii brzegowej.
- 3) Podział instalacji MFW na oddalone do 50 km i ponad tą odległość, wydaje się sprzyjać większej optymalizacji wysokości wsparcia dla obydwu grup projektów. Projekty zgrupowane w bliższej kategorii dzielą się bowiem na mniej kosztowne (bliżej, płycej) i bardziej kosztowne (dalej głębiej) jednak różnice w kosztach są na tyle niewielkie, że ustalenie średniego wsparcia dla całej grupy będzie dawało szansę na realizację w pierwszej kolejności najlepszych przedsięwzięć pod względem kosztowym i efektywnościowym. Projekty mniej efektywne lub ponad przeciętnie drogie, będą natomiast w rynkowy sposób eliminowane. Podobnie wyglądać będzie sytuacja w grupie projektów położonych dalej niż 50 km, przy czym wyższe wsparcie pozwoli na rozwijanie najlepszych projektów w Grupie Północnej, która charakteryzuje się najmniejszymi konfliktami społecznymi i środowiskowymi oraz największą produktywnością. Podział wedle odległości 40 km może spowodować, że z jednej strony potencjalne projekty mało efektywne, oddalone od brzegu 40-50 km i zlokalizowane na dość dużych głębokościach, uzyskają co prawda wystarczające wsparcie, ale jednocześnie projekty zlokalizowane w obrębie Ławicy Środkowej, z już wydanymi pozwoleniami na wznoszenie, nie uzyskają wystarczającego wsparcia.

- 4) Ze względu na konieczność jak najszybszego zapewnienia konkurencyjności polskiego systemu wsparcia MFW względem dynamicznie rozwijających się rynków zagranicznych oraz zapewnienie bankowalności projektów, dla których zostały wydane lub zostaną wydane pozwolenia na wznoszenie MFW na polskich obszarach morskich, przy utrzymaniu pozostałych parametrów określonych w ustawie, niezbędne jest określenie współczynników korekcyjnych na poziomie:

Wariant I

- a) dla instalacji zlokalizowanych w odległości do 40 km (50% projektów), w linii prostej od najbliższego punktu linii brzegowej, średnia roczna wysokość wsparcia dla instalacji oddanych do użytku w pierwszym okresie wsparcia w wysokości 514,4 PLN (współczynnik korekcyjny 2),
- b) dla instalacji zlokalizowanych w odległości większej niż 40 km (50% projektów), w linii prostej od najbliższego punktu linii brzegowej, średnia roczna wysokość wsparcia dla instalacji oddanych do użytku w pierwszym okresie wsparcia w wysokości 561,9 PLN (współczynnik korekcyjny 2,2),

Wariant II

- a) dla instalacji zlokalizowanych w odległości do 50 km (75% projektów), w linii prostej od najbliższego punktu linii brzegowej, średnia roczna wysokość wsparcia dla instalacji oddanych do użytku w pierwszym okresie wsparcia w wysokości PLN – 549, współczynnik korekcyjny 2,1,
 - b) dla instalacji zlokalizowanych w odległości większej niż 50 km (25% projektów), w linii prostej od najbliższego punktu linii brzegowej, średnia roczna wysokość wsparcia dla instalacji oddanych do użytku w pierwszym okresie wsparcia w wysokości 631,8 PLN, współczynnik korekcyjny 2,4.
- 5) W oparciu o wstępne szacunki, uwzględniające prognozę rozwoju krajowego rynku MFW i „krzywą uczenia” można stwierdzić, iż wartość wsparcia dla morskich farm wiatrowych oddanych do użytku w okresie wsparcia 2020-2022 będzie mogła zostać zmniejszona do poziomu ok 438,4-459,8 PLN dla projektów bliższych i dla projektów dalszych 481,2-533,6 PLN (wartość średnia dla okresu).
- 6) **Biorąc pod uwagę, że pierwsze pilotażowe projekty na polskich obszarach morskich, a więc obciążone największym ryzykiem i najwyższymi kosztami, dla których wydano pozwolenia na wznoszenie w roku 2012, będą realizowane dopiero w latach 2019-2020, ze względu na właściwość cyklu inwestycyjnego oraz możliwości przyłączenia do KSE, współczynnik korekcyjny określony na lata 2018-**

2020 dla takich projektów powinien uwzględniać koszty przygotowania projektu liczone po stawkach z lat 2012-2018. Kluczowym argumentem, przemawiającym za objęciem współczynnikiem określonym w ustawie na lata 2013-2017 inwestycji MFW, które uzyskają w tym okresie pozwolenie na budowę, lub zostaną oddane do użytku przed końcem 2020 roku, jest fakt konieczności kontraktowania usług i urządzeń w tego typu inwestycjach z 2-3 letnim wyprzedzeniem, a więc określenia ostatecznych kosztów na kilka lat przed oddaniem instalacji do użytku.

1. Kluczowe zapisy projektu ustawy o OZE z dnia 4 października 2012 roku dotyczące MFW

Projekt ustawy o OZE z 4 października 2012 roku zawiera szereg zapisów odmiennych od pierwszej wersji projektu ustawy z grudnia 2011 roku. Podstawowe zapisy, które mogą wpływać na opłacalność inwestycji w morskie farmy wiatrowe w Polsce obejmują m.in.:

- **Zdefiniowanie ceny sprzedaży energii elektrycznej**

Projekt ustawy OZE wprowadza obowiązek sprzedaży energii po maksymalnej cenie 198,9 PLN/MWh w 2013 roku. Cena ta będzie podlegać indeksacji wskaźnikiem inflacji. Dodatkowo zakładane jest, iż cena sprzedaży 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.

- **Ustalenie stałej jednostkowej opłaty zastępczej dla świadectw pochodzenia (Ozj)**

Wysokość jednostkowej opłaty zastępczej została określona na poziomie 286,74 PLN/MWh i zakładane jest, iż opłata ta nie będzie podlegała indeksacji.

- **Brak określonego współczynnika korekcyjnego na okres 2013-2017**

Należy zaznaczyć, iż ze względu na długi (kilkuletni) czas budowy MFW², okres ten nie będzie generował żadnych kosztów wsparcia MFW dla konsumentów energii w Polsce. **Niemniej jednak wysokość współczynnika korekcyjnego w okresie 2013-2017 należy uznać za kluczową z punktu widzenia możliwości rozwoju MFW w Polsce, ponieważ warunkuje on podjęcie decyzji inwestycyjnej o przygotowaniu projektu, kontraktowanie usług i dostaw, zapewnia jego bankowalność na etapie przygotowania oraz umożliwiona aktywność międzynarodowych inwestorów na krajowym rynku.**

² W modelu zakładane jest rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej w MFW w Polsce w roku 2020.

Wartość współczynnika na lata 2013-2017 ma zostać ustalona w ustawie wprowadzającej do tzw. trójpaku energetycznego. Po roku 2017 wysokość współczynnika i zostanie określona na kolejny okres 5 lat w rozporządzeniu wykonawczym do ustawy o OZE.

- **Mechanizm zabezpieczający przed nadpodażą świadectw pochodzenia**

W przypadku spadku wartości Świadectw pochodzenia poniżej 75% wysokości opłaty zastępczej przez okres 2 kwartałów, Minister Gospodarki zobowiązany jest, po analizie przyczyn i zasadności, do podjęcia interwencji w postaci podniesienia progu obowiązku uzyskania i umorzenia świadectw pochodzenia.

Należy podkreślić, iż wyżej wymienione zostały jedynie najważniejsze zmiany zakładane w nowym projekcie ustawy o OZE, a możliwości rozwoju i konkurencyjność wytwarzania energii elektrycznej w MFW w Polsce będzie warunkowana również szeregiem innych czynników (w tym np. technicznymi warunkami przyłączenia do KSE).

2. Kluczowe parametry lokalizacyjne MFW na polskich obszarach morskich

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.

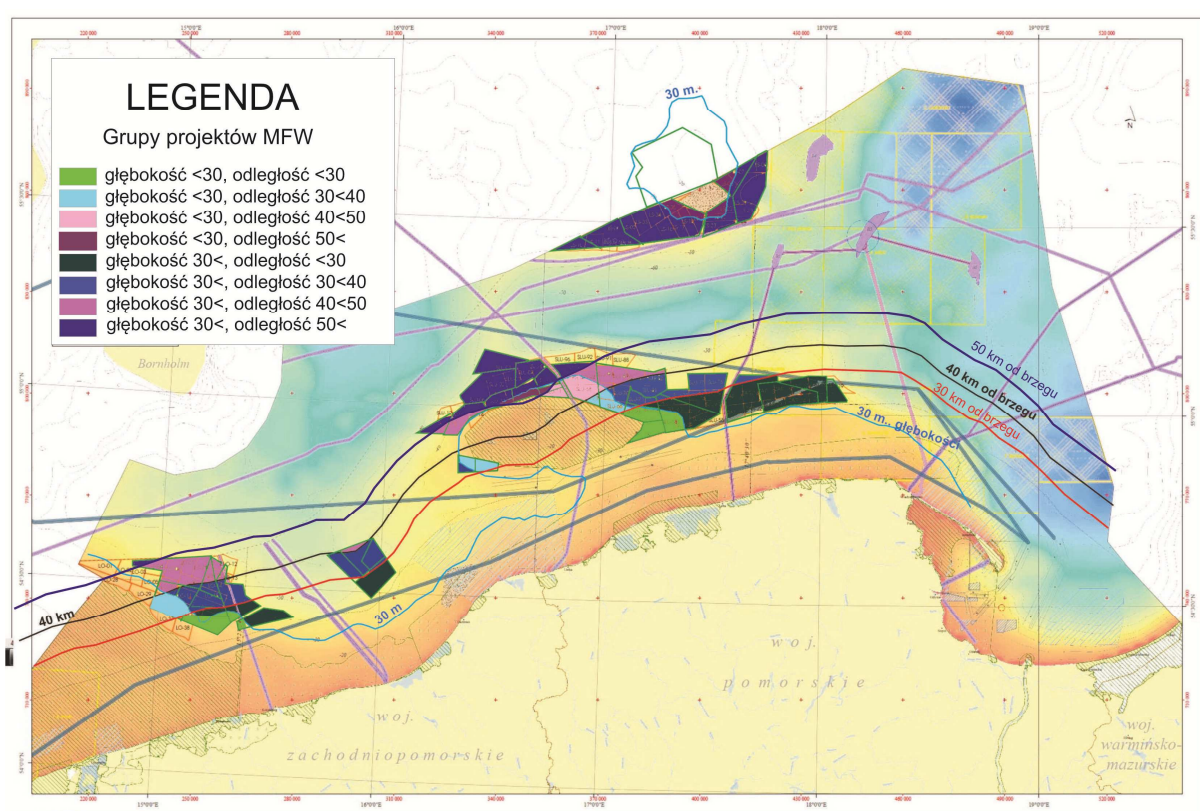
Przy założeniu, że głównymi punktami przyłączenia mogą być: Dunowo i Żydowo dla Grupy Zachodniej, Słupsk-Wierzbiecin i Żarnowiec dla grupy Centralnej, Wschodniej i Północnej, to jedynie dla Grupy Północnej koszt przyłącza może być znacząco wyższy (ponad dwukrotnie), względem pozostałych projektów.

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

Ponieważ jednak, 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 natomiast 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 przedstawia przedstawiono w rozdziale 4.2.



3. Wpływ parametrów lokalizacyjnych na koszty inwestycyjne

Opisane w punkcie 2 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 poniższa tabela.

Tabela 1. 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 zrealizowanych do końca roku 2011 europejskich projektów MFW (szerzej w Załączniku nr 2) na podstawie 40 różnych źródeł. Na tej podstawie określono podstawowy koszt zainstalowania 1 MW MFW projektu zlokalizowanego w odległości do 10 km od brzegu i na głębokości do 20 m (mnożnik 1), który wyniósł 2,76 mln Euro. Następnie, dokonano korekty kosztu wzorcowego z zastosowaniem mnożników określonych w powyższej tabeli.

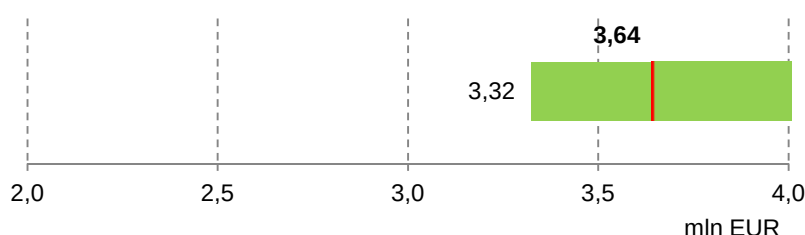
Najniższy mnożnik wynosi więc 1,113, a maksymalny 1,464. Średni mnożnik dla całości polskich obszarów morskich będzie wynosił 1,260. Najniższa wartość CAPEX będzie więc wynosić 3,07 mln euro, maksymalna – 4,04 mln Euro, a średnia – 3,48 mln Euro. Tak uproszczone obliczenia, nie oddają jednak procentowego udziału projektów w poszczególnych kategoriach odległościowych i głębokościowych. Na polskich obszarach morskich, projekty MFW będą zlokalizowane w ośmiu z wyżej przedstawionych 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 Euro, najwyższy ok. 4 mln Euro, a średni 3,64 mln Euro.

Wykres 3. 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 pomiędzy 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 w nadmiarze 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 30km, 30-40km, 40-50km i ponad 50km), 75%-80% instalacji będzie posadawianych na głębokości większej niż 30m, czynnik głębokości będzie miał mniejsze znaczenie dla zróżnicowania kosztów inwestycyjnych niż czynnik odległości od brzegu.

Najpierw uśredniono CAPEX dla projektów przygotowywanych w odległości do 40km i projektów przygotowywanych w odległości dalszej niż 40 km. Stwierdzono, że CAPEX tych grup przedsięwzięć będzie się różnił o ponad 7,6%:

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

Następnie 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 Euro,
- projekty z grupy powyżej 50 km – CAPEX = 3,97 mln Euro.

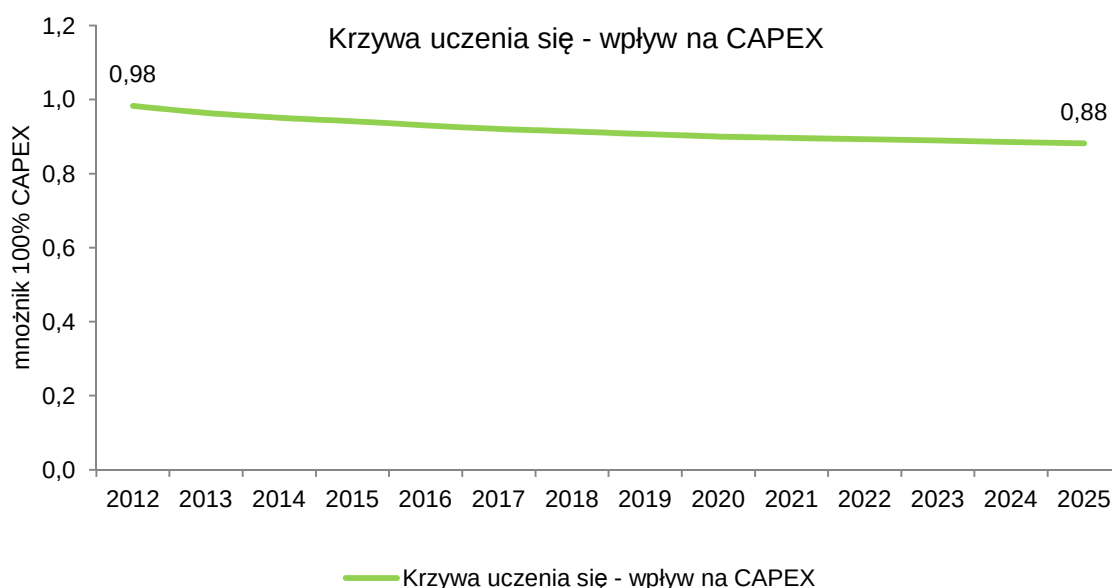
Tak duża różnica w kosztach inwestycyjnych nie zostanie przy tym zrównoważona w stopniu wystarczającym spodziewaną wyższą produktywnością MFW zlokalizowanych dalej od brzegu, gdyż na tych projektach wyższe będą koszty obsługi i serwisu. Dlatego też zasadny wydaje się określenie odrębnej wysokości wsparcia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

4. Harmonogram rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce

Dotychczasowe założenia zakładały, że pierwsze farmy wiatrowe o łącznej mocy ok 200 MW na polskich obszarach morskich zostaną zrealizowane w roku 2018, a do roku 2020 zostanie zainstalowanych od 500 do 1000 MW, do roku 2025 – 3-3,5 GW a do roku 2030 – 6 GW.

Aktualne dane, dotyczące możliwości przyłączenia do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego morskich farm wiatrowych, wymuszają obniżenie tych prognoz. Pierwsze inwestycje zostaną oddane do użytku prawdopodobnie w roku 2020, a do roku 2025 nie zostanie przyłączonych do sieci więcej niż 2- GW. Oznacza to, że spadek kosztów inwestycyjnych, spowodowanych nasyceniem rynku technologiami oraz usługami i tzw. czynnikiem uczenia się wystąpi na polskim rynku później niż zakładano, a „krzywa uczenia się” będzie mniej ostra. Oznacza to, że przez dłuższy czas wymagane będzie wyższe wsparcie dla wytwarzania energii w MFW.

Wykres 4. Krzywa uczenia się – wpływ na CAPEX



5. Analiza niezbędnego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w odniesieniu do nowego projektu ustawy o OZE z 4 października 2012 r.

W niniejszym rozdziale przedstawione zostały zaktualizowane wyniki analiz w zakresie poziomu wsparcia dla morskich farm wiatrowych w Polsce, który jest niezbędny do zapewnienia ekonomicznej opłacalności inwestycji w MFW (tj. pełnego pokrycia kosztów inwestycyjnych, operacyjnych oraz wymaganej stopy zwrotu). W szczególności oszacowany został niedobór poziomu wsparcia przy założeniu wdrożenia zapisów proponowanych w projekcie ustawy OZE z dnia 4 października 2012 roku.

5.1 Wyniki analizy w zakresie oszacowania niezbędnego poziomu wsparcia

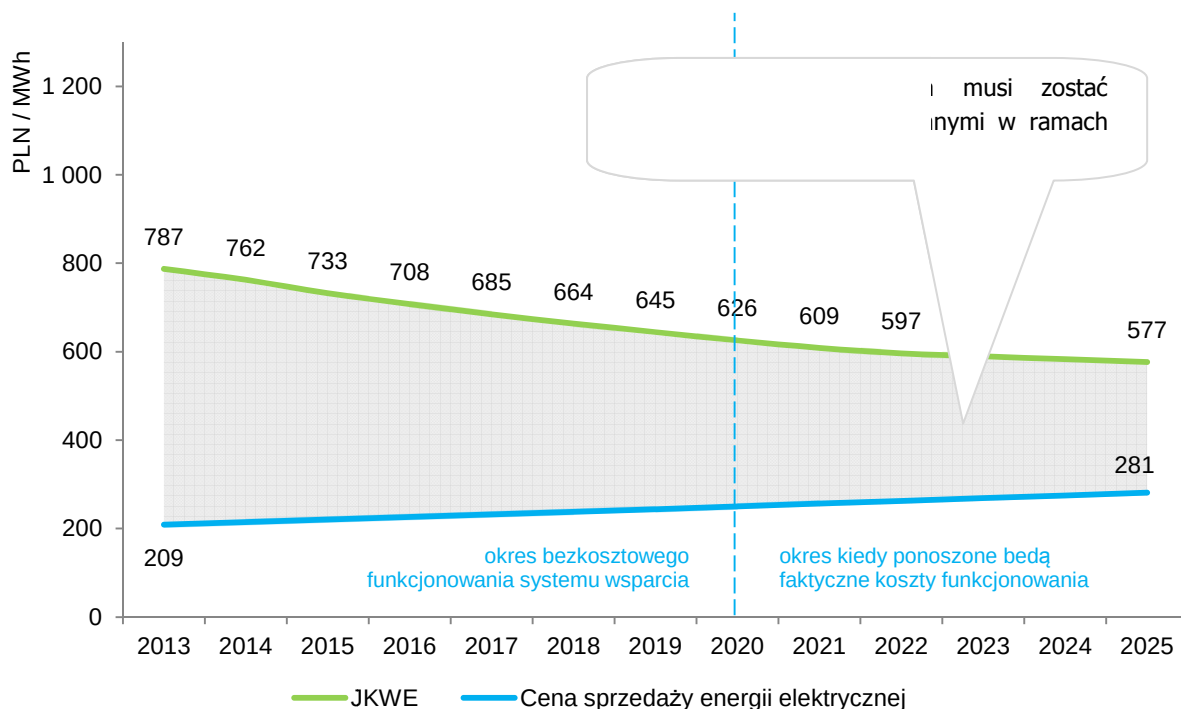
W oparciu o przeprowadzone kalkulacje całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w MFW w Polsce oraz prognozę cen energii elektrycznej można stwierdzić, iż w całym okresie objętym analizami tj. w latach 2013 – 2025 wsparcie dla morskich farm wiatrowych będzie niezbędne, aby zapewniona była ich ekonomiczna opłacalność budowy i eksploatacji.

Niemniej jednak z uwagi na zakładany znaczący spadek jednostkowych kosztów wytwarzania energii w MFW (z uwagi na wzrost efektywności wytwarzania i wpływ krzywej uczenia) przy jednoczesnym wzroście cen energii elektrycznej, **niezbędny poziom wsparcia (tzw. luka przychodowa) będzie się stopniowo zmniejszał. Nowy system ogranicza jednak wpływ na efekt finansowy spodziewanego wzrostu cen energii, jedynie do wysokości wskaźnika inflacji. Należy jednak uznać, że obowiązek sprzedaży energii po cenie ustawowej, jest elementem stabilizacji systemu wsparcia, i wpływa korzystnie na minimalizację ryzyka inwestycyjnego. Wymaga jednak właściwej korekty przychodów wytwórcy energii, poprzez nadanie odpowiednio określonej wartości współczynnika korekcyjnego.**

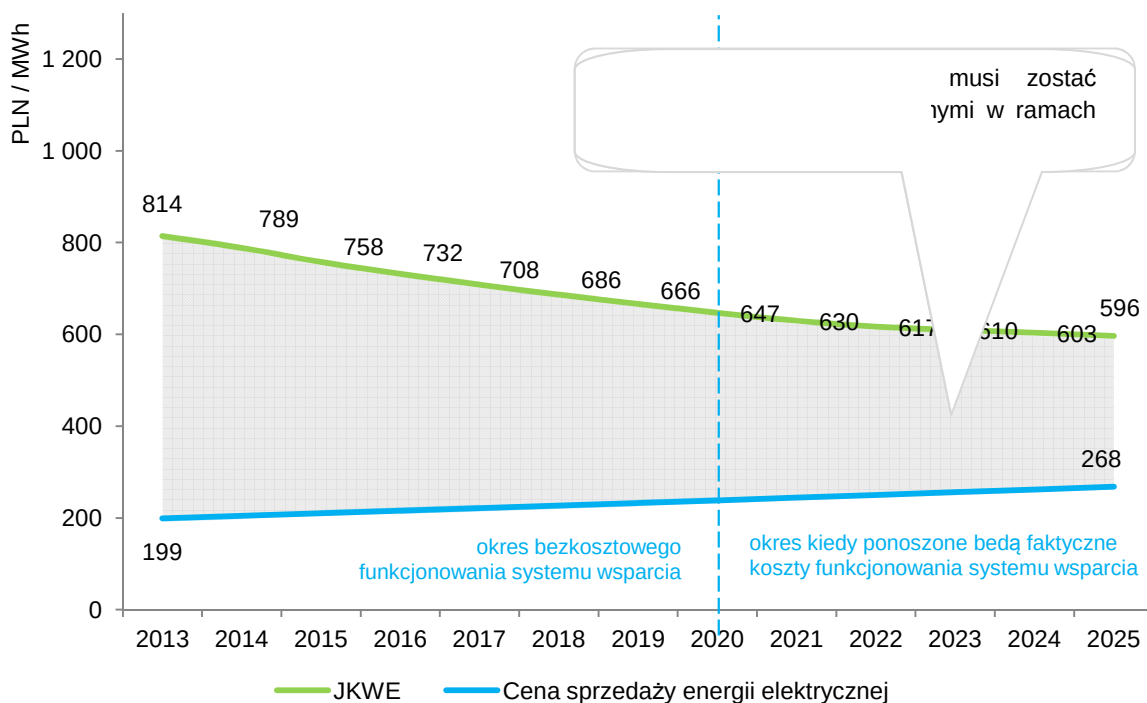
Szczegółowe dane w zakresie kształtowania się luki przychodowej dla wytwórców energii elektrycznej w MFW w Polsce zostało przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 5. Zakładana luka przychodowa pomiędzy jednostkowym kosztem wytworzenia energii elektrycznej (JKWE) w MFW a prognozowaną ceną energii elektrycznej w Polsce w latach 2013- 2025

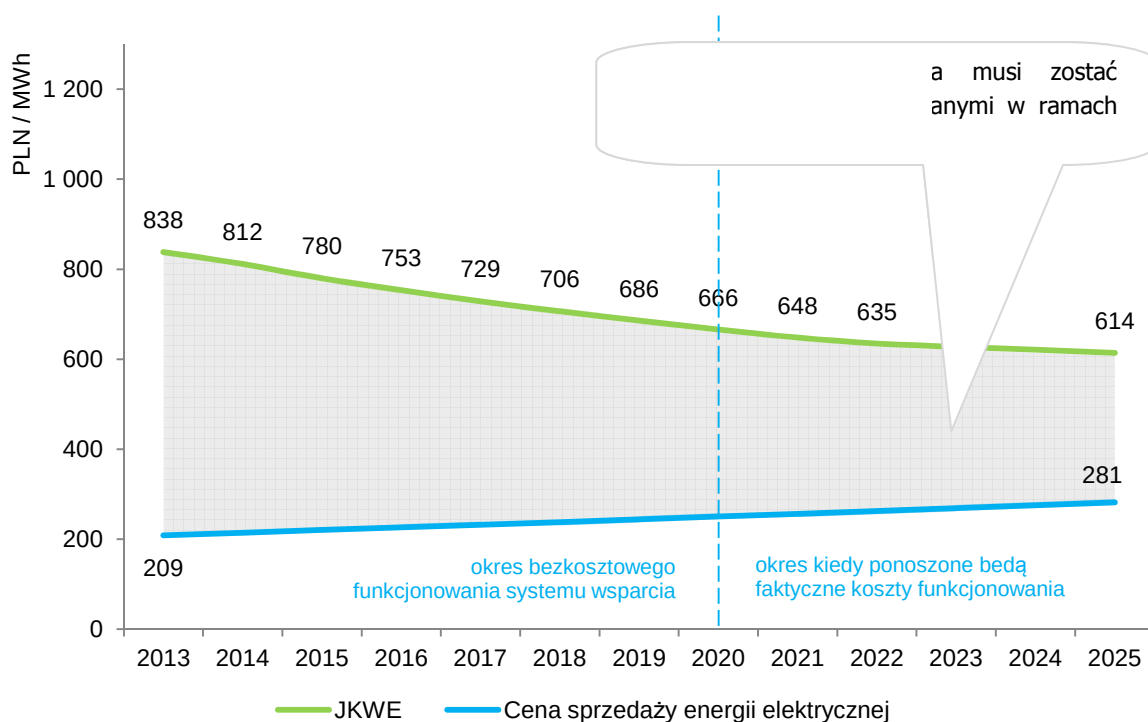
a) projekty bliskie do 40 km



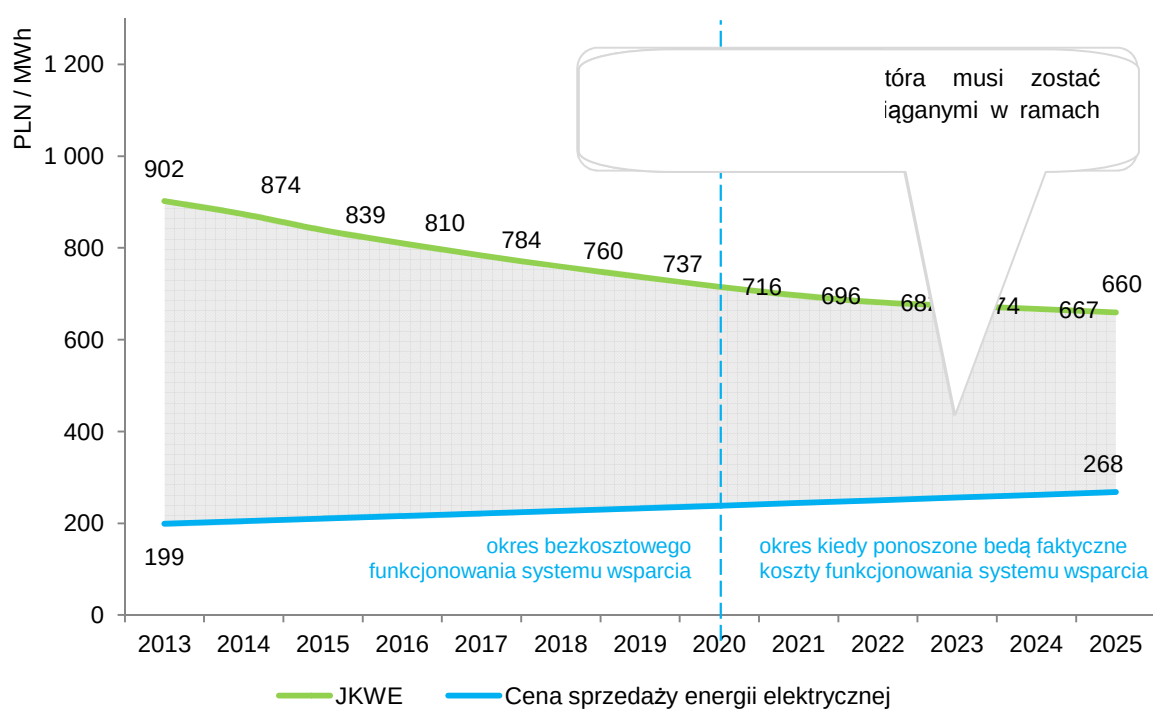
b) projekty bliskie do 50 km



c) projekty dalekie powyżej 40 km



d) projekty dalekie powyżej 50 km



Źródło: opracowanie własne

Należy podkreślić, iż luka przychodowa w stosunku do wersji Raportu z dnia 16 stycznia 2012 r. uległa zwiększeniu – wynika to przede wszystkim z:

- znaczącego zmniejszenia prognozowanych przychodów ze sprzedaży energii w związku z ograniczeniem ceny sprzedaży energii elektrycznej,
- spodziewanego spadku realnej wartości świadectw pochodzenia poprzez brak indeksacji o opłaty zastępczej o wskaźnik inflacji,
- aktualizacji zakładanych nakładów inwestycyjnych na budowę MFW w zależności od ich odległości od brzegu oraz głębokości posadowienia fundamentów.

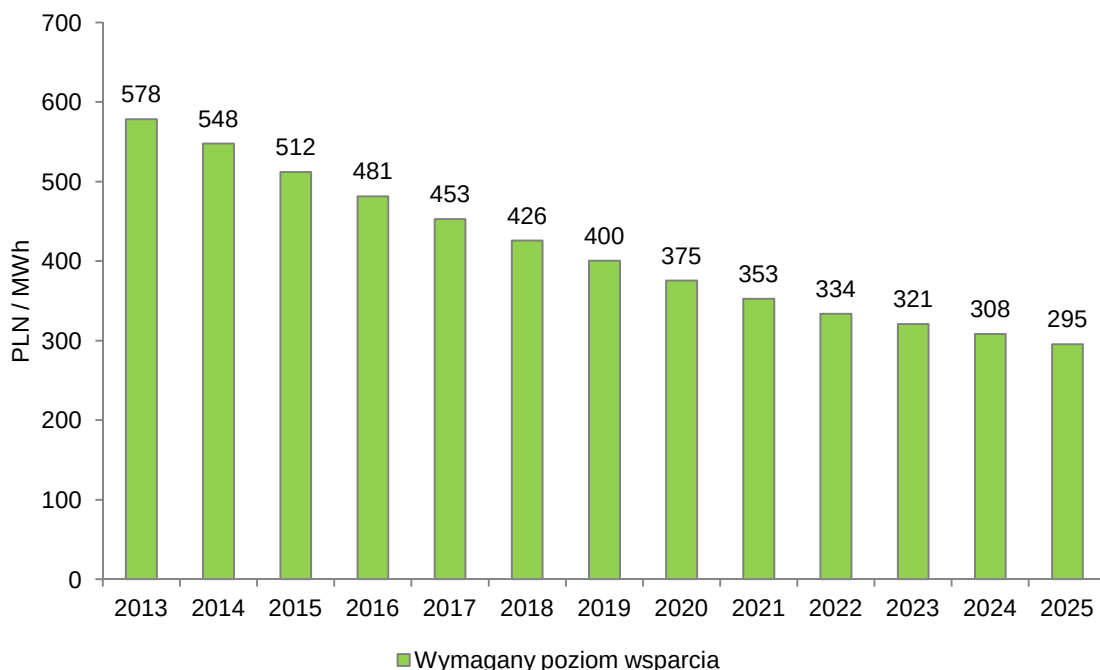
Podstawą wyliczeń było założenie, że wskaźnik zwrotu kapitału będzie wynosił 12%, co zapewnia atrakcyjność inwestycyjną, niezbędną dla podjęcia decyzji o rozwijaniu projektów MFW.

W oparciu o wartość luki przychodowej można określić niezbędny poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych Polsce wyrażony w PLN/MWh. Na bazie przeprowadzonych analiz i w oparciu o przyjęte założenia można stwierdzić, iż **niezbędny poziom wsparcia, ponad gwarantowaną cenę sprzedaży energii, który zapewni rozwój morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie 2013-2025 będzie malał z poziomu ok. 578-615 (630-703 projekty dalekie) PLN/MWh do około 295-328 (332-391) PLN/MWh, czyli może zmniejszyć się nawet o około 50%.**

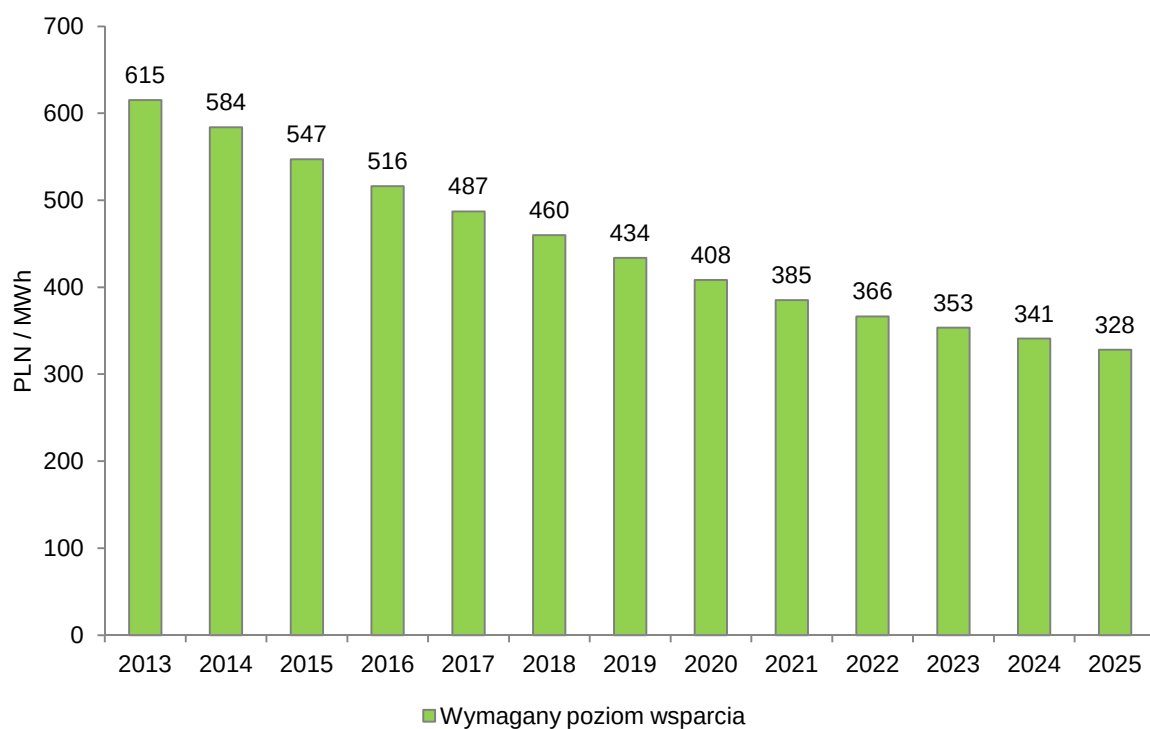
Szczegółowe dane w zakresie kształtowania się niezbędnego poziomu wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej w MFW w Polsce zostało przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 6. Niezbędny poziom wsparcia dla MFW w Polsce w perspektywie do 2025 roku (w PLN/MWh)

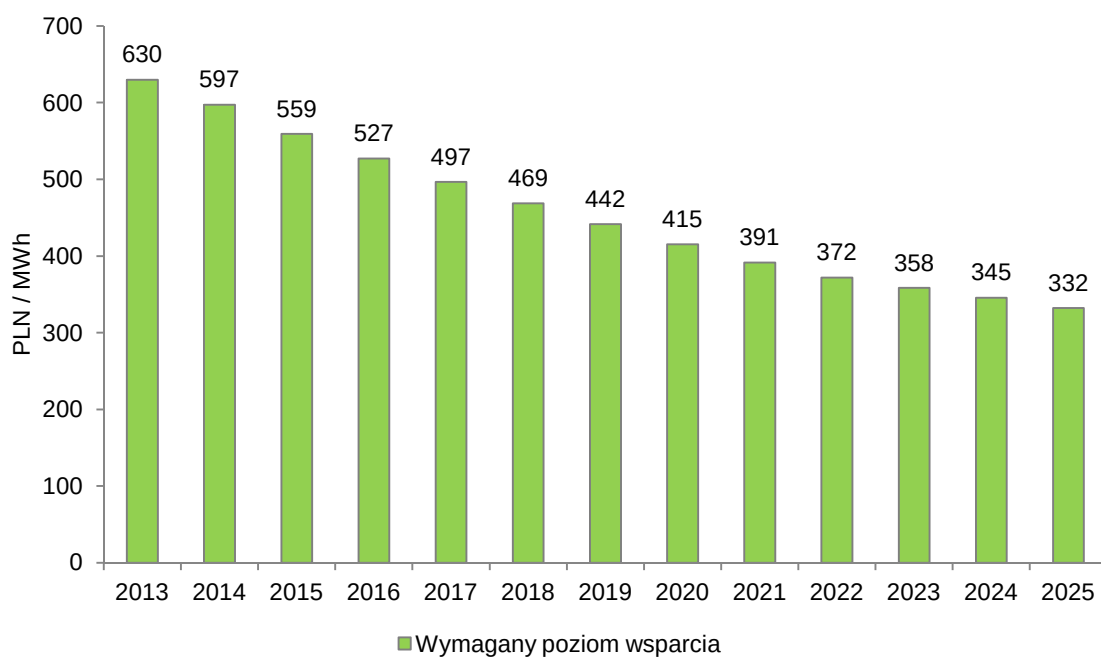
a) projekty bliskie do 40 km



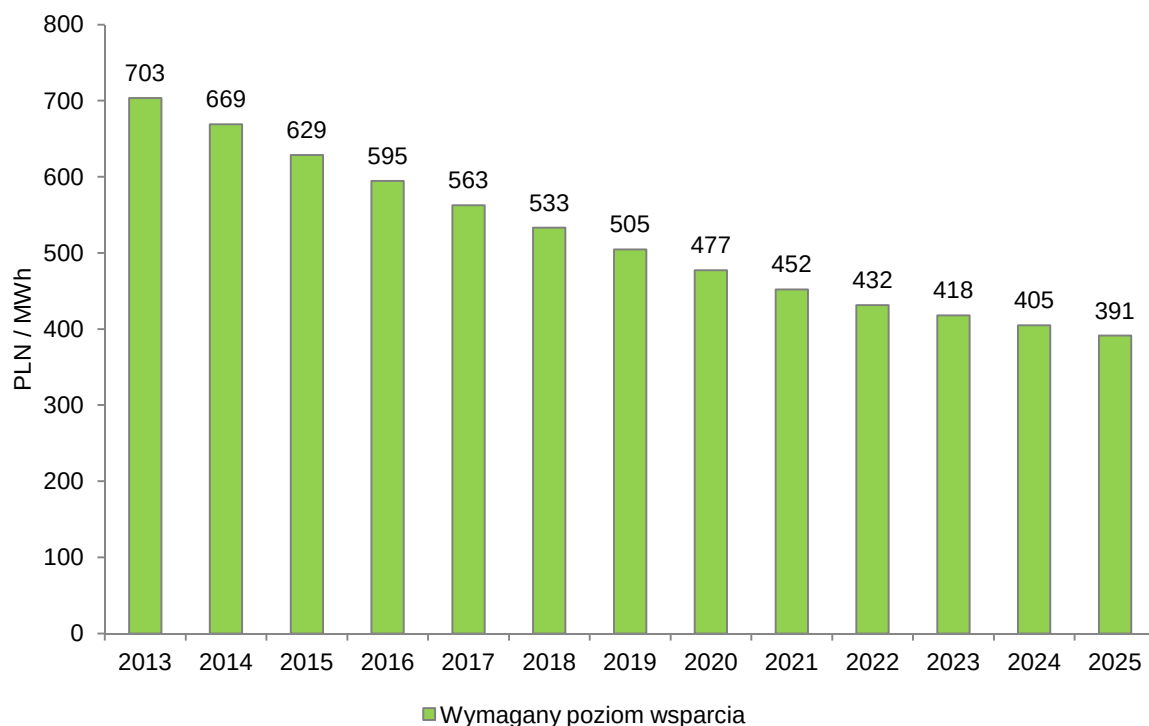
b) projekty bliskie do 50 km



c) projekty dalekie powyżej 40 km



d) projekty dalekie powyżej 50 km



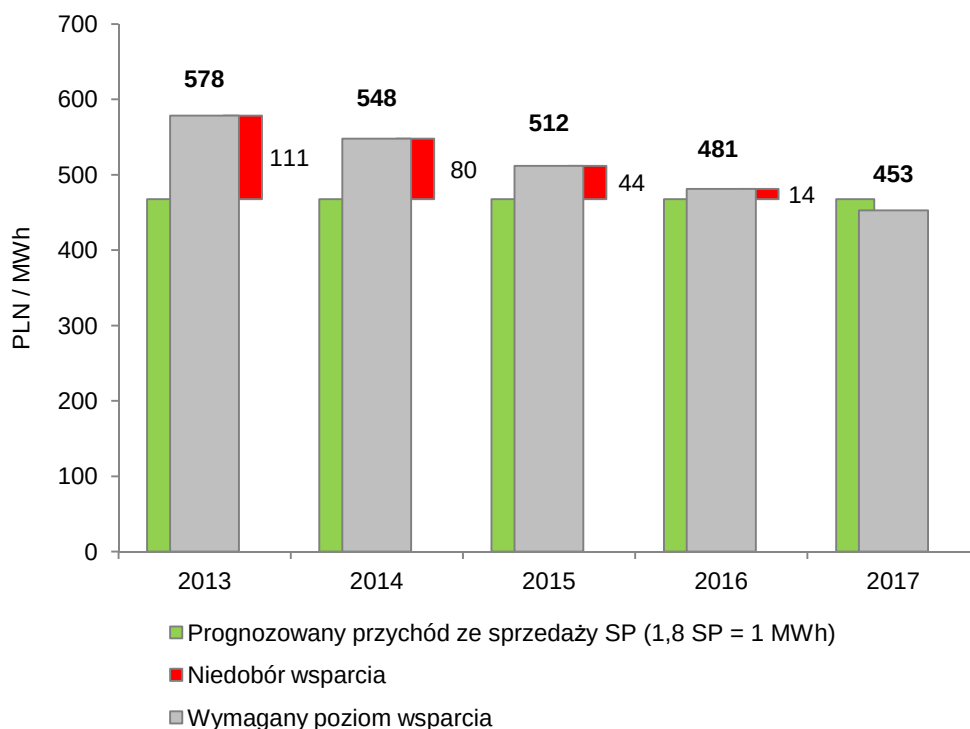
Źródło: opracowanie własne

5.2 Analiza wysokości wsparcia możliwego do uzyskania w ramach nowego projektu ustawy OZE

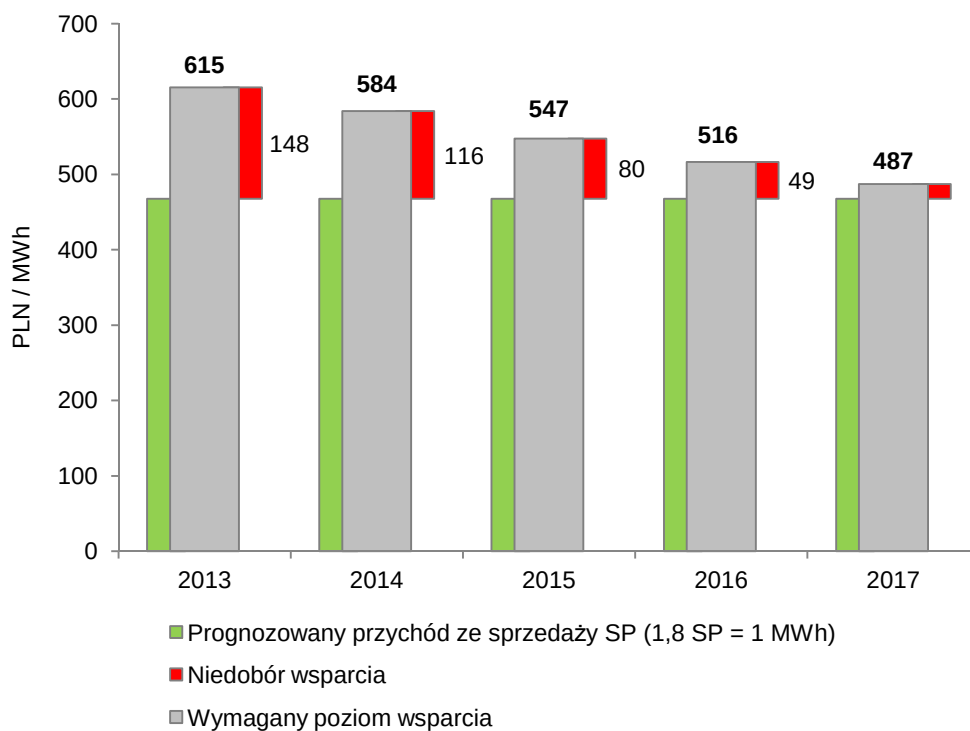
Zgodnie z planowanymi zapisami OSR do ustawy OZE z dnia 4 października 2012 r. współczynnik korekcyjny dotyczący liczby przyznawanych świadectw pochodzenia dla energii wytworzonej w MFW może zostać ustalony na poziomie 1,8 w latach 2013-2017. **W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż taka wysokość współczynnika (w połączeniu z brakiem indeksacji opłaty zastępczej oraz określeniem maksymalnej ceny sprzedaży energii elektrycznej) nie zapewnia ekonomicznej opłacalności funkcjonowania MFW w Polsce.** Szczegółowe dane w zakresie szacunkowego niedoboru wsparcia dla MFW przy założeniu zmian wprowadzanych projektem ustawy o OZE zostały przedstawione na wykresach poniżej.

Wykres 7. Prognozowany niedobór wsparcia w latach 2013-2017 przy założeniu obowiązywania systemu wsparcia zgodnie ze zmianami zakładanymi w projekcie ustawy OZE z dnia 4 października 2012 roku i wskaźnikiem przewidzianym w projekcie ustawy z dnia 26 lipca

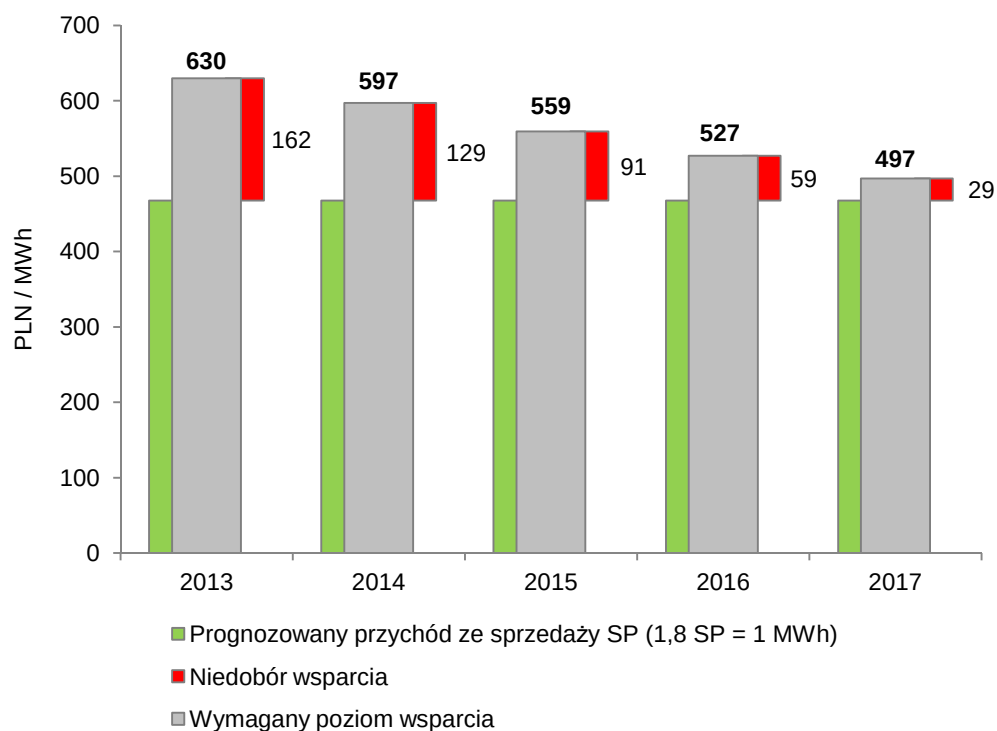
a) projekty bliskie do 40 km



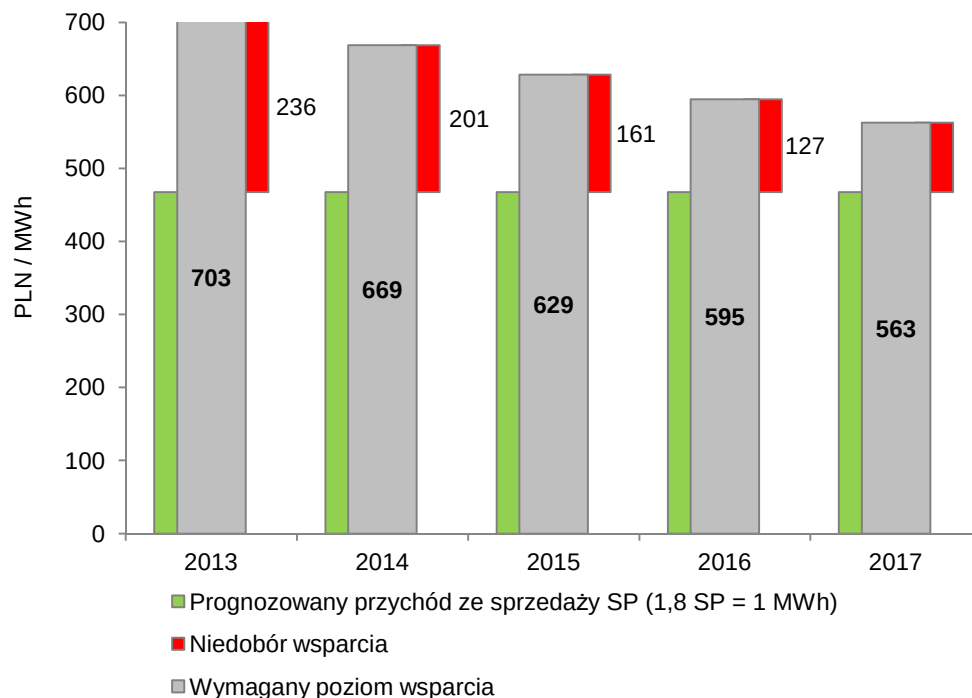
b) projekty bliskie do 50 km



c) projekty dalekie powyżej 40 km



d) projekty dalekie powyżej 50 km



Źródło: opracowanie własne

5.3 Rekomendowana wysokość wsparcia

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż w celu zapewnienia rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce niezbędne jest zapewnienie wsparcia pokrywającego lukę przychodową pomiędzy przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej oraz całkowitymi kosztami wytwarzania energii w MFW w Polsce. Tym samym **niezbędne jest ustalenie dla morskich farm wiatrowych współczynnika korygującego liczbę otrzymywanych świadectw pochodzenia na poziomie zapewniającym odpowiednią wysokość dodatkowych przychodów gwarantującym opłacalność ekonomiczną inwestycji.**

Zgodnie z przeprowadzonymi obliczeniami wysokość wsparcia dla morskich farm wiatrowych na okres 2013-2017, dla kosztów inwestycyjnych uśrednionych dla polskich obszarów morskich, powinna zostać ustalona na poziomie odpowiadającym pokrycie luki przychodowej w wysokości 561,1 PLN. Oznacza to, że zgodnie z parametrami zastosowanego modelu, współczynnik korekcyjny powinien wynosić ok. 2,2³ (zamiast zakładanej w projekcie z 26 lipca 2012 r. wartości 1,8). Zapewni to bowiem pokrycie całkowitych kosztów wytwarzania energii (uwzględniających minimalną stopę zwrotu z zaangażowanego kapitału) na okres najbliższych pięciu lat (tj. okres 2013 – 2017) co skłoni inwestorów do podjęcia działań w zakresie realizacji projektów inwestycyjnych umożliwiających uruchomienie pierwszych MFW w okolicach roku 2020.

Ponieważ jednak, ustalenie współczynnika korekcyjnego na tym poziomie dla wszystkich projektów MFW na polskich obszarach morskich, stanowiłoby nadmierne wsparcie dla projektów zlokalizowanych w odległości mniejszej niż 40 km od brzegu, a niewystarczające dla wielu projektów położonych dalej od brzegu, proponuje się wprowadzenie dwóch współczynników korekcyjnych dla MFW:

- a) dla instalacji zlokalizowanych w odległości do 40 km, w linii prostej od najbliższego punktu linii brzegowej, średnia roczna wysokość wsparcia dla instalacji oddanych do użytku w pierwszym okresie wsparcia w wysokości 514,4 PLN – współczynnik 2,**
- b) dla instalacji zlokalizowanych w odległości większej niż 40 km, w linii prostej od najbliższego punktu linii brzegowej, średnia roczna wysokość wsparcia dla instalacji oddanych do użytku w latach 2013-2017 w wysokości 561,9 PLN – współczynnik 2,2.**

³ Wartość średnia dla okresu 2013-2017, która zapewnia ekonomiczną opłacalność inwestycji w MFW przy wdrożeniu pozostałych założeń z projektu ustawy o OZE z dnia 26 lipca 2012 roku

Drugim wariantem, może być podział przedsięwzięć na zlokalizowane do 50 km (75% projektów) i dalej niż 50 km (25% projektów). Przy tym wariancie, można założyć że wsparcie będzie premiować z jednej strony projekty najbardziej efektywne ekonomicznie w grupie inwestycji zlokalizowanych do 50 km od brzegu, a więc te realizowane na mniejszych głębokościach lub posiadające lepsze parametry wietrzności. Z drugiej strony, system wsparcia pozwoli na rozwijanie projektów na ławicy Środkowej, która to lokalizacja może mieć nie tylko lepsze parametry wietrzności i mniejszą konfliktoogęność środowiskowo-społeczną niż projekty zlokalizowane na północnym stoku ławicy Słupskiej. W tym wariancie, proponuje się wyznaczenie następujące współczynniki:

- a) dla instalacji zlokalizowanych w odległości do 50 km, w linii prostej od najbliższego punktu linii brzegowej, średnia roczna wysokość wsparcia dla instalacji oddanych do użytku w pierwszym okresie wsparcia w wysokości PLN – 549 współczynnik 2,1,**
- b) dla instalacji zlokalizowanych w odległości większej niż 50 km, w linii prostej od najbliższego punktu linii brzegowej, średnia roczna wysokość wsparcia dla instalacji oddanych do użytku w pierwszym okresie wsparcia w wysokości 631,8 PLN – współczynnik 2,4.**

Należy podkreślić, iż w tym okresie wysokość współczynnika korekcyjnego ma za zadanie zapewnić przewidywalność otoczenia regulacyjnego i umożliwić sporządzenie wiarygodnych prognoz finansowych na potrzeby pozyskania finansowania dla przygotowywanych projektów. Ponadto niezwykle istotne jest zapewnienie, iż rynek Polski będzie atrakcyjny dla inwestorów (tj. zapewni odpowiedni poziom stopy zwrotu) w porównaniu z innymi krajami, w których rozwijana jest energetyka wiatrowa na morzu (np. Wielka Brytania, Niemcy). Z uwagi na bardziej stabilne otoczenie regulacyjne oraz łatwiejszą dla inwestorów procedurę uzyskiwania technicznych warunków przyłączenia w wymienionych krajach, można oczekiwać, iż inwestycje w MFW w Polsce powinny oferować wyższą stopę zwrotu.

Z uwagi na zakładany spadek jednostkowych kosztów inwestycyjnych oraz rosnącą sprawność technologii wytwarzania energii elektrycznej w MFW po roku 2020 na rynkach europejskich, w przyszłości możliwe prawdopodobnie będzie obniżenie współczynnika korekcyjnego.

W oparciu o wstępne szacunki, uwzględniające prognozę rozwoju krajowego rynku MFW i „krzywą uczenia” można stwierdzić, iż wartość współczynnika korekcyjnego dla morskich farm wiatrowych na okres 2020-2022 będzie mogła zostać ustalona na poziomie ok 1,7 dla projektów bliższych i 1,9 dla projektów dalszych (wartość średnia dla okresu).

4.4. Optymalizacja ryzyka inwestycyjnego dla projektów pilotażowych

Projekt ustawy o OZE zakłada możliwość zmiany warunków finansowych realizacji inwestycji OZE w przedziałach 5 letnich. Na takie bowiem okresy będą określone współczynniki korekcyjne. Pierwsze warunki ekonomiczne dla instalacji OZE zostaną określone ustawą wprowadzającą ustawę o OZE, najprawdopodobniej na okres 2013-2017. Kolejne współczynniki zostaną określone rozporządzeniem ministra ds. gospodarki w roku 2015, na okres 2016-2020, przy czym na dwa pierwsze lata (2016-17) określone zostaną te same współczynniki co w ustawie wprowadzającej. Kolejne współczynniki zostaną określone w roku 2018 na lata 2019-2023. Taka konstrukcja urealniania wysokości wsparcia w zależności od aktualnych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych poszczególnych technologii jest dobra dla inwestycji, których okres przygotowania i realizacji jest nie dłuższy niż 5 lat, a więc większości OZE. **Niestety, morskie farmy wiatrowe, mają okres przygotowania projektu inwestycyjnego znacznie dłuższy. Wynosi on od 6 do 9 lat, ze względu na długie procedury oceny oddziaływania na środowisko, badań geotechnicznych dna morskiego, projektowania, uzgadniania trasy kabla przyłączeniowego, budowania łańcucha dostaw, zapewniania finansowania oraz uwarunkowań pogodowych realizacji inwestycji. W przypadku projektów pilotażowych na danym rynku proces przygotowania i realizacji inwestycji może być jeszcze dłuższy. W odniesieniu do uwarunkowań krajowych, należy podkreślić, że choć pierwsze pozwolenia lokalizacyjne zostały wydane w roku 2012, to pierwsze instalacje będą mogły zostać przyłączone do sieci nie wcześniej niż w 2020 roku. Należy przy tym pamiętać o specyfice przygotowania projektów MFW, polegającej na wymogu bardzo wczesnego kontraktowania urządzeń (tzw. łańcuch dostaw). Ze względu na ograniczoną podaż wysoce specjalistycznych urządzeń i usług, bardzo długi okres budowy fundamentów, wież i turbin, konieczność uwzględnienia bardzo specyficznych, nierzadko nie standardowych rozwiązań technologicznych w projekcie budowlanym, inwestor musi zabezpieczyć łańcuch dostaw przed uzyskaniem pozwolenia na budowę. Wiąże się to z kontraktowaniem dostaw i usług na kilka lat przed rozpoczęciem budowy, a tym bardziej przed oddaniem instalacji do użytku (3-5 lat). System wsparcia musi więc gwarantować te same warunki wsparcia na etapie kontraktowania, jak i na etapie oddania do użytku gotowej inwestycji.**

Ponieważ koszt przygotowania morskiej farmy wiatrowej jest porównywalny z kosztem budowy średniej wielkości farmy wiatrowej na lądzie (ok. 200-300 mln zł) i jest rozłożony w bardzo długim czasie, po którym następuje etap realizacji inwestycji wymagający pokrycia kosztów na poziomie 10-15 mld zł, w całym okresie przygotowania inwestycji konieczne jest bieżące kontrolowanie i zapewnianie bankowalności całej inwestycji. System, w którym podczas przygotowania inwestycji, 2 razy będzie dochodzić do zmiany warunków finansowych (dwa rozporządzenia ministra gospodarki określające wysokość współczynnika korekcyjnego w okresie 6 lat) powoduje, że ryzyko inwestycyjne jest zbyt duże i nie dające podstaw do podejmowania decyzji inwestycyjnych.

Należy w związku z powyższym, stworzyć dla morskich farm wiatrowych warunki porównywalne z innymi technologiami, które w całym okresie przygotowania projektu inwestycyjnego będą znały wysokość współczynnika korekcyjnego, który będzie obowiązywał w chwili oddania ich inwestycji do użytku. Wymaga to jednak wprowadzenia dla morskich farm wiatrowych specjalnych rozwiązań prawnych, które to umożliwią. Takimi rozwiązaniami mogą być:

- a) określenie dla instalacji wykorzystujących energię wiatru na morzu wyjątku, polegającego na utrzymaniu wysokości współczynników korekcyjnych na tym samym poziomie przez dwa kolejne okresy,
- b) określenie, iż terminem określającym wysokość współczynnika korekcyjnego przysługującego danej MFW nie jest data oddania instalacji do użytku, ale data uzyskania pozwolenia na budowę, o ile oddanie do użytku nie nastąpi później niż w terminie 4 lat od uzyskania pozwolenia na budowę (uzyskanie pozwolenia na budowę 6 lat i na wybudowanie 4 lata).

W skrajnym przypadku, można rozważyć, uwzględniając cele zapisane w Krajowym Planie Działań (500 MW w MFW do roku 2020), uwzględnienie w rozporządzeniu regulującym wysokość współczynników na lata 2017-2020, premii dla projektów które zostaną oddane do użytku przed rokiem 2020 w postaci utrzymania współczynników korekcyjnych określonych na pierwszy pięcioletni okres. Takie rozwiązanie pozwoliłoby na ograniczenie ryzyka inwestycyjnego dla krajowych projektów pilotażowych, które z natury rzeczy wiążą się zawsze z większymi kosztami, znacznie większą skalą ryzyka oraz mniejszą optymalizacją rozwiązań, niż projekty kolejne.

6. Załącznik 1 – Analiza wpływu indeksacji opłaty zastępczej na szacunkowy niedobór wsparcia dla MFW w Polsce w latach 2013-2025

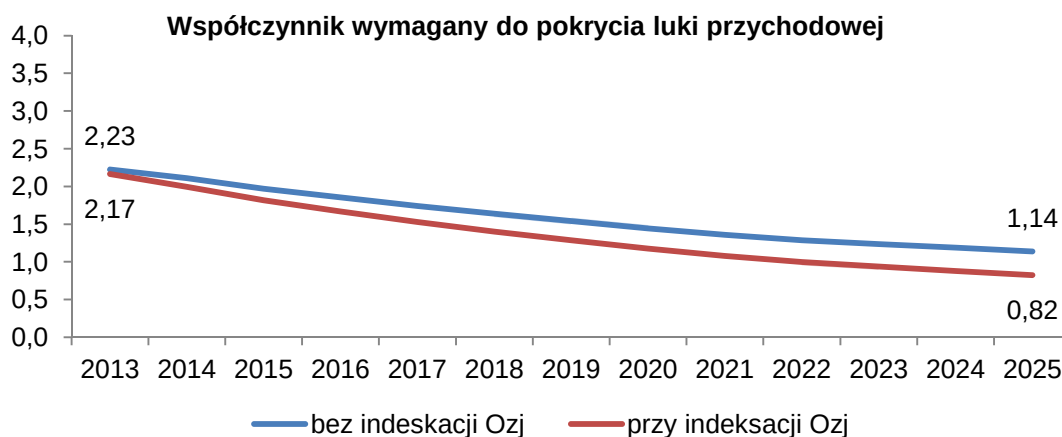
Brak indeksacji opłaty zastępczej jest jedną z istotnych zmian zaproponowanych po raz pierwszy w projekcie ustawy o OZE z 26 lipca 2012 r. Należy podkreślić, iż w dużym stopniu wpływa on niekorzystnie na możliwość uzyskania pożądanego poziomu wsparcia w latach 2013-2025, ponieważ poziom opłaty zastępczej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

Należy podkreślić, iż utrzymanie mechanizmu indeksacji opłaty zastępczej pozwoli na szybsze obniżanie współczynnika korekcyjnego. Bez indeksacji opłaty zastępczej wymagany do pokrycia luki przychodowej poziom współczynnika dla okresu 2013-2017 został oszacowany na poziomie ok. 2-2,1 dla projektów bliższych i 2,2-2,4 dla projektów dalszych, natomiast zakładając indeksację opłaty zastępczej

(i odpowiedni rozwój rynku świadectw pochodzenia) mógłby on zostać obniżony do poziomu przewidzianego w projekcie ustawy dla projektów bliższych (ok.1,8-1,9) i do poziomu 2-2,3 dla projektów dalszych.

Szczegółowe dane w zakresie wpływu indeksacji opłaty zastępczej na wymaganą wysokość współczynnika korekcyjnego zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 8. Szacunkowy współczynnik wymagany do pokrycia luki przychodowej z i bez indeksacji opłaty zastępczej Ozj w latach 2013 – 2025 (na przykładzie projektów bliższych)



Źródło: opracowanie własne

7. Załącznik 2 – Metodyka i źródła danych

W niniejszym rozdziale przedstawione zostało podejście do oszacowania poziomu przychodów dla wytwórców energii w morskich elektrowniach wiatrowych w Polsce, który zapewni im rentowność działalności przy satysfakcjonującej stopie zwrotu z zainwestowanego kapitału. W szczególności w rozdziale zostały przedstawione źródła danych wykorzystanych do określenia kosztów budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych jak również metodyka przeprowadzenia analiz w zakresie oszacowania jednostkowego kosztu wytwarzania energii w farmach budowanych w strefie ekonomicznej Polski, który stanowił podstawę do wyznaczenia niezbędnego poziomu wsparcia.

7.1 Źródła danych wykorzystanych w analizie

Szacunkowe koszty budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025 zostały określone w oparciu o:

- 1) **dane empiryczne zebrane poprzez badanie ankietowe inwestorów** planujących inwestycje w morskie elektrownie wiatrowe na obszarze morza Bałtyckiego i Północnego – wzór ankiety został zamieszczony w Załączniku nr 3 do niniejszego Raportu,
- 2) **dostępne publicznie historyczne dane w zakresie poziomu kosztów inwestycyjnych (CAPEX) jak i kosztów operacyjnych (OPEX)** związanych z budową i eksploatacją morskich elektrowni wiatrowych funkcjonujących na obszarze morza Bałtyckiego i Północnego, m.in.: Burbo Bank, Lillgrunden, Robin Rygg, Middelgrunden, Horns Rev I, Samsø, North Hoyle, Nysted, Scroby Sands, Kentish Flats, Avedore Holme, Rhyl Flats, Gunfleet Sands, Rodsand II, Thanet, Ormonde, EnBW Baltic I.

Dane te zostały pozyskane z następujących źródeł:

- Dane EWEA: strona internetowa, raporty: Pure Power, EWEA, 2009, The Economics of Wind Energy, EWEA, 2010
- Europe's onshore and offshore wind energy potential, EEA technical report, 2009
- Offshore wind. Forecasts of future costs and benefits, Renewable UK, BVG Associates, 2011
- Study of the cost of offshore wind generation, Offshore Design Engineering, 2009
- Review of the generation costs and deployment potential of renewable electricity technologies in the UK, Department of Energy and Climate Change, 2011
- Costs of low-carbon generation technologies, Committee on Climate Change, Mott MacDonald, 2011
- Morski wiatr kontra atom, Greenpeace, IEO, 2011
- Offshore Wind in Europe, KPMG, 2010
- Cost of and financial support for offshore wind, Ernst & Young, 2009,

- 3) **dostępne publicznie dane w zakresie historycznych wartości kluczowych czynników kosztotwórczych**, które wpływają na wartość nakładów inwestycyjnych i operacyjnych związanych z budową i eksploatacją MFW w Polsce.

7.2 Metodyka przeprowadzenia analizy

Podstawowym celem analizy jest oszacowanie wartości ceny pakietowej w latach 2012 - 2025 (tj. ceny sprzedaży energii elektrycznej wraz z ceną świadectwa pochodzenia energii z OZE) **osiąganej przez wytwórcę energii w elektrowni wiatrowej na morzu w Polsce, która zapewni odpowiednią rentowność budowy i eksploatacji MFW**. W oparciu o wartość ceny pakietowej i założenia w zakresie kształtowania się cen energii elektrycznej w Polsce oszacowany został niezbędny poziom wsparcia dla morskich farm wiatrowych, który musi zostać zapewniony poprzez sprzedaż praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia energii (tzw. luka przychodowa).

Głównym założeniem przy wyznaczaniu ceny pakietowej było zapewnienie inwestorom granicznej stopy zwrotu, która zapewnia atrakcyjność inwestycyjną sektora i umożliwi rozwój elektrowni wiatrowych na morzu w Polsce, **tj. oszacowanie takiego poziomu przychodów, który pokrywa zarówno koszty inwestycyjne oraz operacyjne jak i zapewnia oczekiwany zwrot z zaangażowanego kapitału**.

A zatem, w celu zapewnienia opłacalności ekonomicznej budowy MFW w Polsce cena pakietowa powinna dla każdego roku spełniać następujące założenie:

(Wzór 1) $CP_n \geq JKWE_n$

gdzie:

CP_n – cena pakietowa sprzedaży energii elektrycznej i świadectwa pochodzenia energii w roku „n” [PLN/MWh], równa sumie prognozowanej ceny energii elektrycznej i cenie sprzedaży świadectwa pochodzenia

$JKWE_n$ – jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w MFW w Polsce w roku „n” [PLN/MWh], który zapewnia osiągnięcie zakładanej stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału i obliczany zgodnie ze Wzorem 2 zamieszczonym poniżej.

Szczegółowe założenia oraz metodyka kalkulacji zarówno jednostkowego kosztu wytworzenia energii w MFW jak i ceny pakietowej (umożliwiającej oszacowanie poziomu wsparcia) zostały przedstawione w dalszych częściach Raportu.

7.2.1 Podejście do oszacowania jednostkowego kosztu wytwarzania energii w MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025

Jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w MFW w Polsce ($JKWE_n$) został oszacowany dla każdego roku z okresu 2012 – 2025 i odzwierciedla całkowite (tj. wraz z ze zwrotem na kapitale) koszty związane z pozyskaniem energii elektrycznej w z morskich farm wiatrowych przy zapewnieniu inwestorom wymaganej stopy zwrotu. Został on oszacowany w oparciu o następujący wzór:

$$(Wz\acute{o}r\ 2) \quad JKWE_n = \frac{\overset{1}{CAPEX_{MOD}} \times \overset{2}{WZK} \times \overset{3}{(1+KKB)} + \overset{4}{OPEX_S}}{\overset{5}{E}} + \overset{6}{OPEX_Z}$$

gdzie:

- 1** $CAPEX_{MOD}$ – skorygowane nakłady inwestycyjne w przeliczeniu na 1 MW mocy zainstalowanej [PLN/MW] w danym roku, obliczone zgodnie ze Wzorem 3.

$$(Wz\acute{o}r\ 3) \quad CAPEX_{MOD} = CAPEX_{2011} \times SKWU \times WKK$$

gdzie:

$CAPEX_{2011}$ – dostosowane do uwarunkowań Polski hipotetyczne nakłady inwestycyjne na budowę 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w warunkach z 2011 roku [PLN/MW]

$SKWU$ – skumulowany wskaźnik uczenia się dla branży w perspektywie do roku 2025 obliczony zgodnie ze Wzorem 4:

$$(Wz\acute{o}r\ 4) \quad SKWU = \left(\frac{\text{Planowana moc MFW w Europie}}{\text{Obecna moc MFW w Europie}} \right)^{\frac{\ln(1-KU)}{\ln(2)}}$$

gdzie:

KU – współczynnik krzywej uczenia się dla branży w perspektywie do roku 2025 [%]

WKK – wskaźnik korekty kosztów inwestycyjnych wynikający z prognozy rozwoju czynników kosztowych w perspektywie do roku 2025

- 2** WZK – wskaźnik zwrotu z kapitału [%], obliczony zgodnie ze Wzorem 5:

$$(Wz\acute{o}r\ 5) \quad WZK = \frac{d \times (1+d)^n}{(1+d)^n - 1}$$

gdzie:

d - zakładana stopa zwrotu z kapitału

n - liczba lat objętych prognozą

3 ***KKB*** – koszt kapitału w czasie budowy [%], obliczany zgodnie ze Wzorem 6:

(Wzór 6)
$$KKB = \sum_{k=1}^{CB} W_k \times (1 + r)^{CB-(k-1)} - 1$$

Gdzie:

CB – czas budowy

k – rok budowy

W_k – Udział nakładów inwestycyjnych w danym roku „*k*”

r – średni ważony koszt kapitału wykorzystanego do finansowania budowy MFW

4 ***OPEX_s*** – roczne stałe koszty operacyjne obliczone zgodnie z punktem 7.4.2 niniejszego Raportu [PLN/MW]

5 ***OPEX_z*** – zmienne koszty operacyjne [PLN/MWh]

6 ***E*** – średnia roczna produkcja energii elektrycznej z 1 MW [MWh]

7.2.2 Podejście do oszacowania niezbędnego poziomu wsparcia dla MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025

Na bazie przeprowadzonej kalkulacji jednostkowego kosztu wytworzenia energii w MFW można było wskazać jednostkową cenę pakietową [PLN/MWh], którą powinien otrzymać inwestor za każdą MWh wyprodukowanej energii, tak aby pokryte były wszelkie koszty działalności farmy oraz oczekiwania inwestora w zakresie stopy zwrotu, tj. spełnione było równanie wyrażone Wzorem 1.

Na potrzeby analiz założono, że cena pakietowa (*CP_n*) tj. całkowity jednostkowy przychód wytwórcy energii w morskiej farmie wiatrowej w Polsce będzie składała się jedynie z dwóch komponentów:

- ceny sprzedaży 1 MWh energii elektrycznej (*P_E*) oraz
- ceny sprzedaży świadectwa pochodzenia (*P_{SP}*)⁴.

W oparciu o wartość ceny pakietowej możliwe jest zatem obliczenie niezbędnego poziomu wsparcia, które musi być zapewnione przez przychody ze sprzedaży świadectwa pochodzenia energii (odjęcie od ceny pakietowej przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej. Wyraża to Wzór 7 poniżej:

⁴ Formalnie towarem handlowym jest prawo majątkowe do świadectwa pochodzenia wyrażone z dokładnością do 1 kWh

(Wzór 7) $P_{SP} = CP_n - P_E$

Gdzie:

P_{SP} – przychód ze sprzedaży świadectwa pochodzenia (niezbędny poziom wsparcia w danym roku) wyrażony w PLN/MWh

CP_n – cena pakietowa sprzedaży energii elektrycznej i świadectwa pochodzenia energii w roku „n” [PLN/MWh]

P_E – przychód ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku wyrażony w PLN/MWh

Wyniki w zakresie oszacowania niezbędnego poziomu wsparcia dla morskich farm wiatrowych Polsce zostały zamieszczone w rozdziale 4 niniejszego Raportu.

W celu zobrazowania wpływu kluczowych zmiennych na wymagany poziom wsparcia dokonano również analizy wrażliwości dla następujących wielkości:

- wymagana przez inwestorów stopa zwrotu,
- średni bazowy poziom nakładów inwestycyjnych w 2011 roku,
- wpływ krzywej uczenia się na koszty inwestycyjne,
- wpływ czynników kosztowych na koszty inwestycyjne,
- poziom kosztów operacyjnych.

7.3 Analiza obecnych oraz przyszłych kosztów budowy i funkcjonowania morskich elektrowni wiatrowych w Polsce

W niniejszym rozdziale przedstawione zostało podejście oraz wyniki oszacowania kosztów inwestycyjnych (CAPEX) oraz kosztów operacyjnych (OPEX) związanych z budową i eksploatacją MFW w Polsce (przy założeniu realizacji scenariusza rozwoju mocy zainstalowanych przedstawionego w punkcie 1.3 niniejszego opracowania) w perspektywie do roku 2025. W szczególności przeprowadzona została analiza hipotetycznego kosztu budowy morskich farm wiatrowych w Polsce w warunkach roku 2011 oraz zidentyfikowane zostały kluczowe czynniki kosztowe, na podstawie których możliwe jest oszacowanie wartości kosztów w perspektywie do roku 2025.

7.4 Szacunkowe koszty wytworzenia energii elektrycznej w MFW dla roku 2011

Koszty wytworzenia energii elektrycznej w MFW mogą zostać podzielone na podstawowe 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).

Poniżej opisana została metodyka oszacowania wartości poszczególnych grup kosztów oraz przedstawione zostały szacunkowe wyniki w zakresie poziomu kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych dla zakładanego rozwoju MFW w Polsce (w warunkach dla roku 2011).

7.4.1 Jednostkowe koszty inwestycyjne związane z budową i uruchomieniem MFW dla roku 2011

Koszty inwestycyjne (CAPEX) w zakresie budowy elektrowni wiatrowych w Polsce zostały oszacowane w oparciu o następującą metodykę:

Krok 1 – Analiza poziomu kosztów inwestycyjnych dla wybranych projektów MFW na obszarze morza Bałtyckiego i morza Północnego

W oparciu o źródła przedstawione w punkcie 7.1 niniejszego Raportu zebrane zostały dane dla projektów inwestycyjnych związanych z budową MFW w rejonie Morza Bałtyckiego oraz Morza Północnego w okresie 2007-2011 (tj. projekty, które zostały uruchomione w tym okresie lub znajdują się w trakcie budowy). Dane w zakresie kosztów inwestycyjnych zostały zebrane oddzielnie dla następujących kategorii kosztowych:

- a) koszty związane z przygotowaniem projektu inwestycyjnego,
- b) koszty związane z zakupem i budową kluczowych elementów elektrowni wiatrowej, w tym:
 - koszty zakupu turbiny wiatrowej,
 - koszty fundamentów,
 - koszty wewnętrznej i zewnętrznej sieci energetycznej,
- c) pozostałe koszty inwestycyjne, np. ubezpieczenie.

Krok 2 – Obliczenie danych reprezentatywnych dla roku 2011

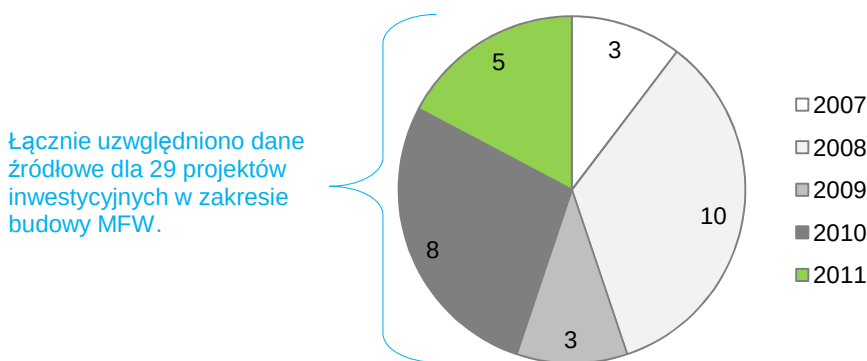
Na podstawie danych źródłowych zebranych w ramach Kroku 1 obliczone zostały dane reprezentatywne dla roku 2011. W szczególności oznaczało to przeprowadzenie następujących działań:

- Krok 2.1 – Obliczenie kosztów jednostkowych tj. określenie kosztów inwestycyjnych w przeliczeniu na MW mocy zainstalowanej dla poszczególnych kategorii kosztowych;
- Krok 2.2. – Uwzględnienie wskaźnika zmiany kosztów budowy MFW w okresie 2007-2011 (standaryzacja kosztów do warunków z roku 2011) – w oparciu o wskaźnik obliczony w oparciu o dane dotyczące nakładów inwestycyjnych przedstawionych w raporcie Cost of and financial support for offshore wind, Ernst & Young, 2009;

- Krok 2.3 – Podzielenie danych źródłowych w zakresie CAPEX na dane dotyczące projektów, w stosunku do których znane były kluczowe parametry obejmujące odległość od brzegu oraz średnią głębokość posadowienia fundamentów;
- Krok 2.4 – Zindeksowanie wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych do poziomu bazowego jak dla MFW zlokalizowanej w strefie 0-10 km od brzegu;
- Krok 2.5 – Obliczenie mediany jednostkowego kosztu inwestycyjnego [EUR / MW] ($CAPEX_{2011 \text{ bazowy}}$) z wykorzystaniem wagi 0,8 dla projektów, dla których posiadano dane o odległości od brzegu i 0,2 dla projektów referencyjnych lub uśrednionych danych zbiorczych.

W wyniku tych działań otrzymano ustandaryzowany CAPEX dla projektów w strefie brzegowej 0-10 km wyrażony w EUR / MW dla 2011 roku ($CAPEX_{2011 \text{ bazowy}}$) w wysokości 2,764 mln Euro. W celu maksymalnego uwzględnienia specyfiki realizacji inwestycji w MFW na terytorium Polski koszt ten został poddany dalszym modyfikacjom opisanym w ramach Kroku 3.

Wykres 9. Ilość projektów inwestycyjnych, z których pozyskano dane źródłowe w zakresie CAPEX dla poszczególnych lat



Źródło: Opracowanie własne

Krok 3 – Korekta danych w celu uwzględnienia uwarunkowań budowy MFW w Polsce

W kolejnym kroku dokonano korekty kosztów ustandaryzowanych ($CAPEX_{2011 \text{ bazowy}}$) w celu uwzględnienia uwarunkowań budowy MFW w Polsce (min. 12 mil morskich (ok. 22 km) od brzegu).

Korekta ta została przeprowadzona w oparciu o wskaźniki pokazujące wpływ odległości od brzegu i głębokości posadowienia fundamentów MFW na jednostkowe koszty inwestycyjne. Szczegółowe dane dotyczące wartości wskaźników korekcyjnych zostały przedstawione w tabeli poniżej.

Tabela 2. 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

Legenda:

 pole oznaczające mnożnik wzrostu CAPEX użyty do oszacowania nakładów inwestycyjnych w warunkach polskich

Źródło: opracowanie własne na podstawie Europe's onshore and offshore wind energy potential, EEA technical report, 2009, kolorem zielonym zaznaczone zostały wskaźniki wykorzystane do korekty jednostkowych kosztów inwestycyjnych.

Korekta w pierwotnym raporcie została przeprowadzona przy założeniu, iż:

- 30% potencjału budowy MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025⁵ zostanie zrealizowana w odległości 20-30 km od brzegu i przy głębokości 20-30 m – tj. współczynnik korekty w wysokości 1,113,
- 25% potencjału budowy MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025 zostanie zrealizowana w odległości 30-40 km od brzegu i przy głębokości 20-30 m – tj. współczynnik korekty w wysokości 1,136,
- 25% potencjału budowy MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025 zostanie zrealizowana w odległości 30-40 km od brzegu i przy głębokości 30-40 m – tj. współczynnik korekty w wysokości 1,317,
- 20% potencjału budowy MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025 zostanie zrealizowana w odległości 50-100 km od brzegu i przy głębokości 10-20 m – tj. współczynnik korekty w wysokości 1,183.

Ponieważ jednak, powyższy rozkład projektów nie odzwierciedla w pełni warunków charakterystycznych dla lokalizacji dla których złożono i wydano decyzje lokalizacyjne, w aneksie do raportu uwzględniono dużo dokładniejsze i bardziej szczegółowe dane na ten temat:

⁵ Zgodnie z założeniami w zakresie przyrostu mocy zainstalowanej w MFW zawartymi w punkcie 1.3 niniejszego Raportu.

- 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

Tabela 3. Mnożnik wzrostu CAPEX w warunkach polskich dla projektów bliższych i dalszych

Głębokość [m]	Odległość [km]							
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-100	100-200	>200
min	0	10	20	30	40	50	100	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

Legenda:

Na niebiesko oznaczono pola wskazujące mnożnik wzrostu CAPEX użyty do oszacowania nakładów inwestycyjnych w warunkach polskich dla projektów bliskich, a na czerwono – dla projektów dalekich.

Można założyć, że w związku iż ponad 75% projektów będzie realizowanych na głębokości większej niż 30m, czynnik ten będzie miał mniejsze znaczenie dla zróżnicowania kosztów inwestycyjnych niż czynnik odległości od brzegu. Jeżeli jednak uśrednimy CAPEX dla projektów przygotowywanych w odległości do 40km i projektów przygotowywanych w odległości dalszej niż 40 km, możemy stwierdzić że CAPEX tych grup przedsięwzięć będzie się różnił o ponad 7,6%:

- projekty z grupy do 40 km – CAPEX = 3,35,
- projekty z grupy powyżej 40 km – CAPEX = 3,61.

Następnie 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 Euro,
- projekty z grupy powyżej 50 km – CAPEX = 3,97 mln Euro.

Dodatkowo uwzględniono wzrost bazowego CAPEX o 1% z uwagi na regulacje ustawy o obszarach morskich (opłata dodatkowa). Regulacja ta zakłada obowiązek uiszczenia dodatkowej opłaty w wysokości 1% wartości planowanego przedsięwzięcia jeśli wydane pozwolenie przewiduje zajęcie wyłącznej strefy ekonomicznej pod sztuczną wyspę, konstrukcję i urządzenie.

Wartość planowanego przedsięwzięcia oblicza się biorąc pod uwagę ceny rynkowe urządzeń i usług niezbędnych do całkowitej realizacji przedsięwzięcia, na dzień składania wniosku o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp.

A zatem wartość jednostkowych kosztów inwestycyjnych związanych z budową morskich farm wiatrowych w Polsce w warunkach roku 2011 została obliczona w oparciu o następującą formułę:

(Wzór 8)

$$CAPEX_{2011 PL} = \frac{CAPEX_{2011 \text{ bazowy}} \times \text{mnożnik odległości/głębokości}}{1-1\%}$$

gdzie:

$CAPEX_{2011 PL}$ – hipotetyczny koszt budowy 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w Polsce w warunkach z roku 2011 [mln EUR/MW)

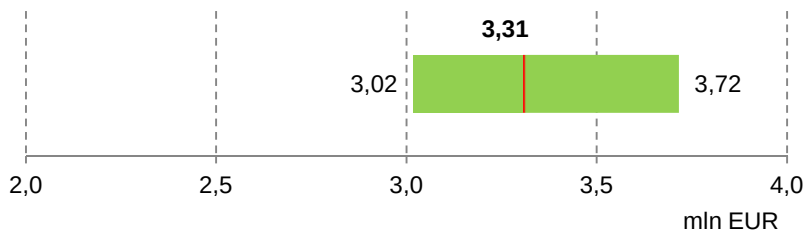
$CAPEX_{2011 \text{ bazowy}}$ – bazowa wartość kosztu budowy 1 MW mocy zainstalowanej w MFW dla projektów zlokalizowanych na obszarze morza Bałtyckiego i Północnego o odległości do 10 km od brzegu [mln EUR/MW)

mnożnik odległości/głębokości - wskaźnik korekty jednostkowych kosztów inwestycyjnych w zależności od odległości od brzegu oraz średniej głębokości posadowienia fundamentów MFW na obszarze morza Bałtyckiego i Północnego

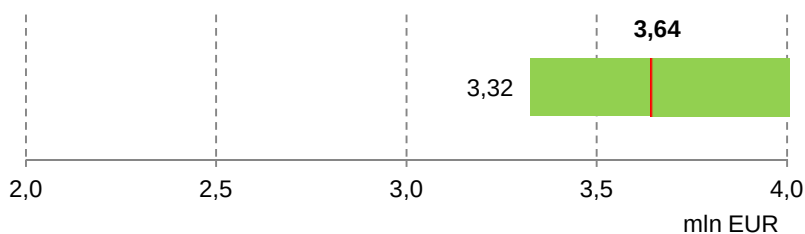
W oparciu o powyższą metodykę oszacowany został teoretyczny jednostkowy koszt rozbudowy MFW w Polsce dla roku 2011: 3,31 mln EUR / MW (mediana) w wersji pierwotnej i 3,64 w wersji drugiej.

Wykres 10. Mediana i przedział nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej w MFW dla Polski w warunkach z 2011 roku

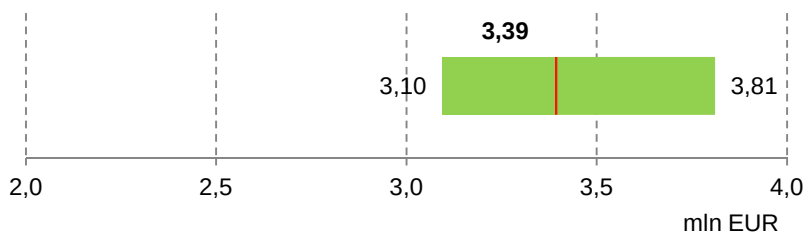
a) w pierwotnym raporcie



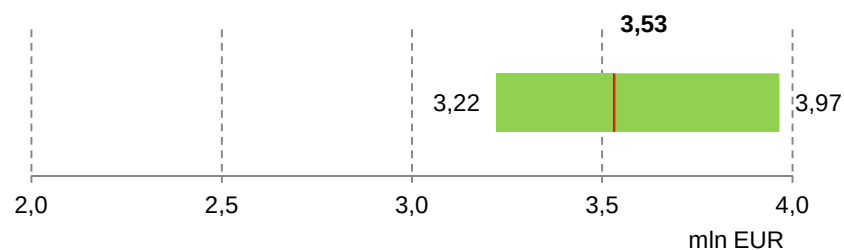
b) w niniejszym aneksie



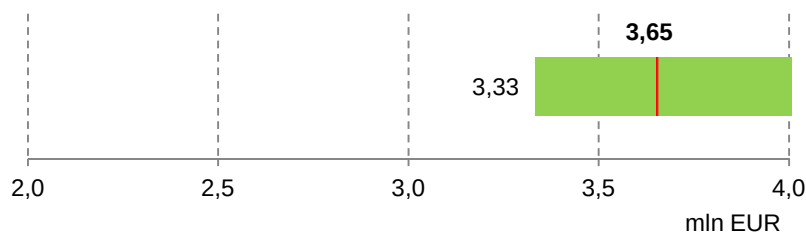
c) w niniejszym aneksie – dla projektów bliskich do 40 km



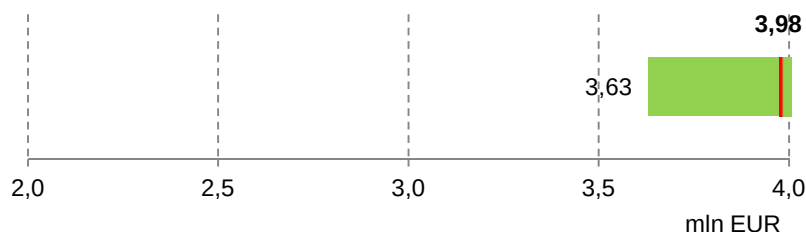
d) w niniejszym raporcie – dla projektów bliskich do 50 km



e) w niniejszym aneksie – dla projektów dalekich powyżej 40 km



f) w niniejszym aneksie – dla projektów dalekich powyżej 50 km



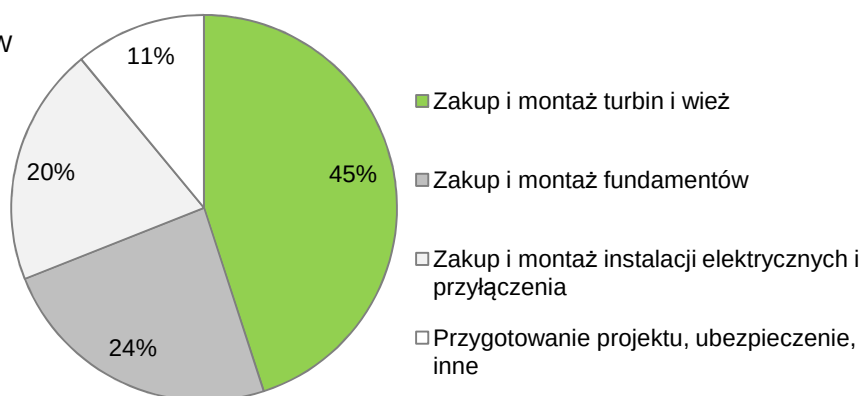
Źródło: opracowanie własne

Należy podkreślić, iż $CAPEX_{2011\ PL}$ jest wartością teoretyczną i wskazuje na średni oczekiwany poziom nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w Polsce w warunkach z roku 2011. Rzeczywisty poziom nakładów inwestycyjnych będzie ściśle uzależniony od konkretnego projektu i może różnić się od wyliczonej wartości, natomiast zgodnie z przyjętą metodyką powinien mieścić się w przedziale 3,32 mln EUR/MW – 4 mln EUR/MW.

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 a pozostała część nakładów (11%) jest związana z kosztami ponoszonymi w fazie przygotowania projektu. Szczegółowe dane w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 11. Przykładowy udział poszczególnych grup kosztów w kosztach inwestycyjnych MFW

100% = 3,64 mln EUR / MW

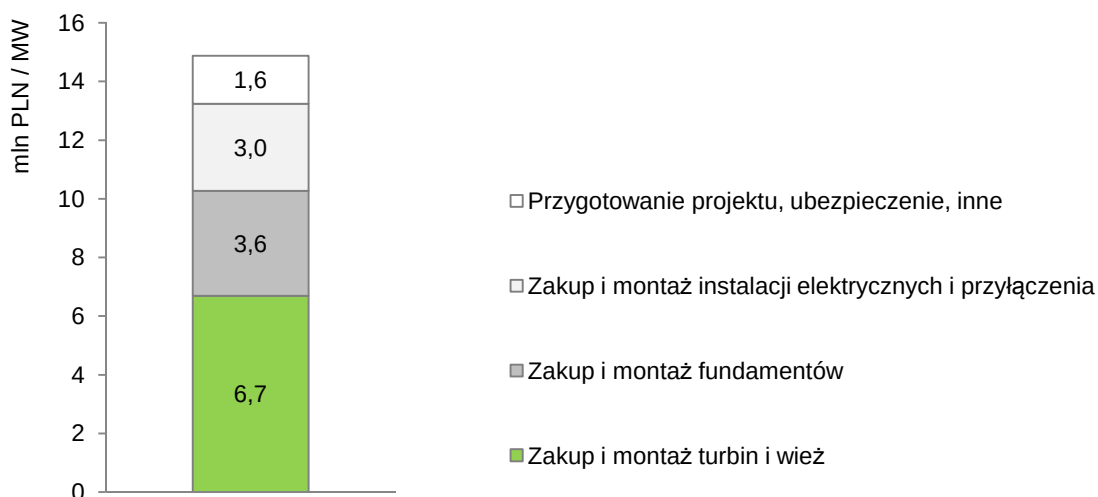


Źródło: opracowanie własne

Krok 4 – Przeliczenie CAPEX_{2011 PL} na wartości w PLN

Na potrzeby dalszych analiz dane w zakresie jednostkowych kosztów inwestycyjnych związanych budową morskich farm wiatrowych w Polsce zostały przeliczone na PLN przy użyciu średniego kursu EUR/PLN z 2011 roku = 4,09 (na podstawie danych NBP za okres 01.01.2011 - 31.12.2011). **CAPEX_{2011 PL} wyrażony w złotych wynosi 14,9 mln PLN/MW.** Szczegółowe wartości poszczególnych części składowych kosztów inwestycyjnych zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 12. Szacunkowa struktura kosztów budowy 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w Polsce w warunkach z roku 2011



Źródło: Opracowanie własne

Podsumowując należy stwierdzić, iż CAPEX_{2011 PL} oszacowany na poziomie 14,9 mln PLN / MW jest wartością poglądową i został wykorzystany do prognozy kosztów inwestycyjnych w latach 2012-2025 (jako wartość bazowa podlegająca indeksacji w oparciu o kluczowe czynniki wpływające na wysokość nakładów inwestycyjnych).

7.4.2 Koszty operacyjne związane z eksploatacją morskich farm wiatrowych dla roku 2011

Koszty operacyjne (OPEX) związane z funkcjonowaniem MFW w Polsce warunkach roku 2011 zostały oszacowane w oparciu o następującą metodykę:

Krok 1 – Analiza poziomu kosztów operacyjnych dla wybranych projektów MFW na obszarze morza Bałtyckiego i morza Północnego

W oparciu o źródła przedstawione w punkcie 7.1 niniejszego Raportu zebrane zostały dane źródłowe dotyczące kosztów operacyjnych dla projektów inwestycyjnych związaną z budową MFW w rejonie morza Bałtyckiego oraz morza Północnego w okresie 2007-2011 (tj. projekty, które zostały uruchomione w tym okresie lub znajdują się w trakcie budowy). Dane w zakresie kosztów operacyjnych zostały zebrane oddzielnie dla następujących kategorii kosztowych:

- koszty operacyjne o charakterze stałym ($OPEX_s$), tj. niezależne do wolumenu produkcji (wyrażone w PLN/MW),
- koszty operacyjne o charakterze zmiennym ($OPEX_z$), tj. ściśle uzależnione od poziomu produkcji energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej (wyrażone w PLN/MWh).

Krok 2 – Oszacowanie danych reprezentatywnych dla roku 2011 – $OPEX_s$

Opierając się na danych źródłowych oszacowane zostały potencjalne koszty stałe $OPEX_s$ związane z eksploatacją MFW w 2011 roku w Polsce. Szacunek kosztów został przeprowadzony w oparciu o obliczenie wartości średnich dla poszczególnych kategorii kosztowych obejmujących:

- utrzymanie i remonty,
- opłaty serwisowe stałe,
- dzierżawa terenu,
- zarządzanie i opłaty stałe,
- ubezpieczenia,
- zużycie własne energii.

W oparciu o dane źródłowe prognozowana dla 2011 roku część stała kosztów operacyjnych została oszacowana na poziomie około 317 tys. PLN / MW. Kluczowym elementem składowym (ok. 39%, tj. 123 tys. PLN / MW) są koszty związane z utrzymaniem i remontami farmy a także opłaty za wykorzystanie obszaru morskiego i lądowego, na które przypada ok. 19% 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 2011

Koszty operacyjne stałe (OPEX_s)		2011
1. Utrzymanie i remonty	PLN/MW	123 000
2. Opłaty serwisowe stałe	PLN/MW	82 000
3. Dzierżawa obszaru	PLN/MW	60 000
4. Zarządzanie i opłaty stałe	PLN/MW	30 000
5. Ubezpieczenie	PLN/MW	20 000
6. Zużycie własne energii, przy założeniach:*	PLN/MW	2 000
6.1 Czas przestoju		5,00%
6.2 Moc poboru		0,70%
Razem OPEX_s	PLN/MW	317 000

* 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 2012-2025 związanych z rozwojem morskich farm wiatrowych w Polsce. W przypadku poszczególnych projektów inwestycyjnych w zakresie budowy morskich farm wiatrowych w Polsce wartość stałych kosztów operacyjnych może się istotnie różnić w zależności od specyfiki danego projektu.

Krok 3 – Oszacowanie danych reprezentatywnych dla roku 2011 – OPEX_z

Część zmienna kosztów operacyjnych związanych z funkcjonowaniem MFW w Polsce w roku 2011 została oszacowana na poziomie 24 PLN / MWh i składają się na nią:

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

Szczegółowa 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 2011

Koszty operacyjne zmienne (OPEX_z)		2011
Opłaty serwisowe zmienne *	PLN/MWh	14
Koszty bilansowania	PLN/MWh	10
Razem OPEX_z	PLN/MWh	24

* uwzględniane w części nadwyżki ponad opłatami stałymi

Źródło: opracowanie własne

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

Wartość kosztów wynikających z konieczności zapewnienia dla inwestorów odpowiedniej stopy zwrotu została skalkulowana w oparciu o skumulowany wskaźnik zwrotu z kapitału, który został przedstawiony w punkcie 7.2.1:

(Wzór 5)
$$WZK = \frac{d \times (1+d)^n}{(1+d)^n - 1}$$

gdzie:

d - zakładana stopa zwrotu z kapitału została przyjęta na poziomie 12% (stałym w okresie prognozy 2012-2025)

n – liczba lat objętych prognozą (2012-2025)

Wartość oczekiwanej przez inwestorów stopy zwrotu z kapitału (d) z inwestycji w morskie farmy wiatrowe w Polsce oszacowana została na poziomie 12% w oparciu o analizę rentowności inwestycji w funkcjonujące projekty 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 (tj. KKB) przy czym założony został dwuletni okres budowy a średnioważony koszt pozyskania finansowania na realizację inwestycji (r) został przyjęty na poziomie 10% (stałym w okresie prognozy).

7.5 Wpływ kluczowych czynników kosztowych oraz krzywej uczenia się na CAPEX

W celu dokonania prognozy kosztów budowy i funkcjonowania MFW w Polsce w perspektywie do roku 2025 (zgodnie z scenariuszem rozwoju mocy zainstalowanej w MFW przedstawionym w rozdziale 3. niniejszego Raportu) niezbędne jest uwzględnienie wpływu na koszty inwestycyjne (CAPEX_{2011 PL})

oraz operacyjne (OPEX_S oraz OPEX_Z) oszacowane dla roku 2011 zmian w zakresie następujących wielkości:

- **kluczowe czynniki kosztotwórcze**, czyli czynniki które mogą mieć kluczowy wpływ na wartość kosztów inwestycyjnych oraz operacyjnych związanych budową i funkcjonowaniem morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025,
- **poprawa efektywności kosztowej sektora** (tzw. krzywa uczenia) – tj. wskaźnik odzwierciedlający wzrost efektywności kosztowej budowy/eksploatacji MFW z uwagi na postęp technologiczny i/lub efekty skali związane z wzrostem liczby zainstalowanych MW w morskich źródłach wiatrowych.

Poniżej przedstawiona została analiza poszczególnych elementów, które mogą wpływać na wartości kosztów inwestycyjnych i operacyjnych związanych z budową i eksploatacją morskich farm wiatrowych w Polsce.

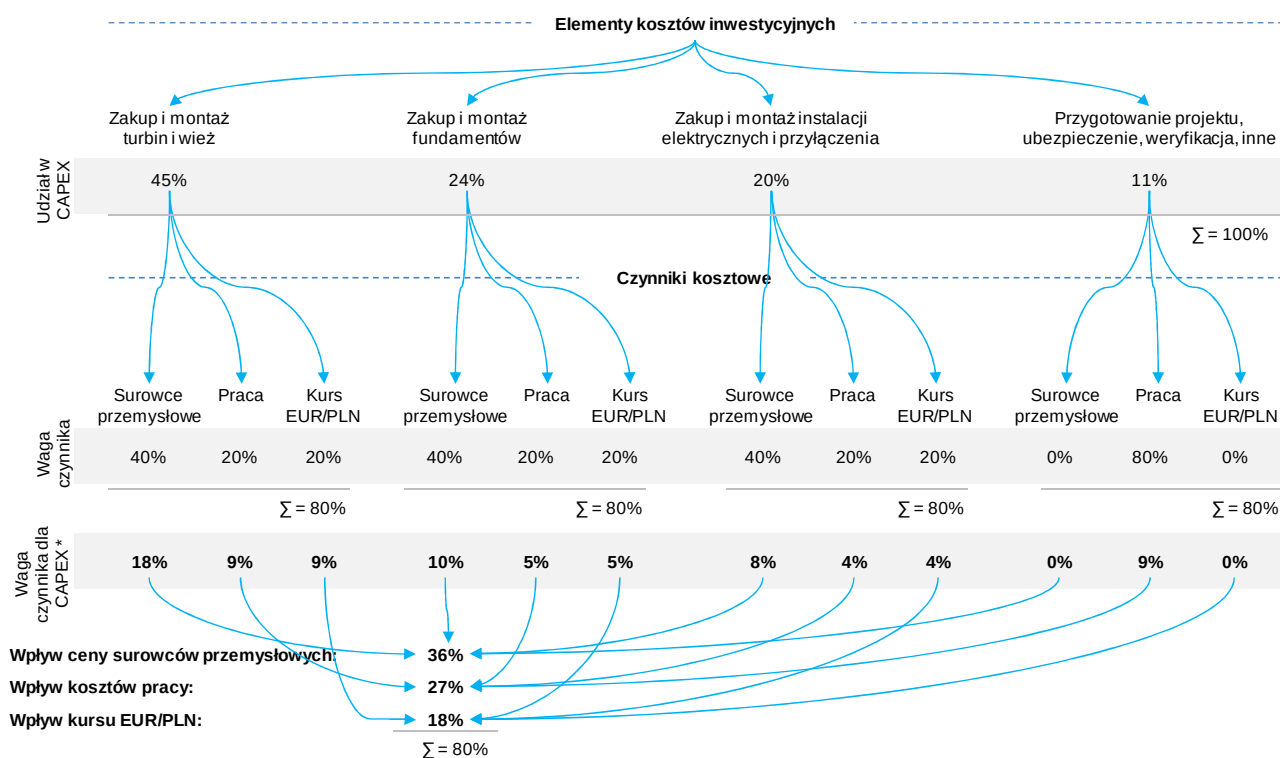
7.5.1 Kluczowe czynniki wpływające na koszt budowy morskich elektrowni wiatrowych

Z uwagi na zachowanie przejrzystości analiz przyjęto uproszczone założenie, iż 80% nakładów inwestycyjnych w poszczególnych kategoriach CAPEX jest zależne od następujących czynników kosztotwórczych:

- cena surowców przemysłowych (głównie stali i miedzi),
- koszty pracy,
- kurs EUR/PLN.

Szczegółowe zależności pomiędzy czynnikami kosztotwórczymi oraz kategoriami kosztów inwestycyjnych zostały pokazane na schemacie poniżej.

Rysunek 1. Wpływ czynników kosztowych na poszczególne kategorie CAPEX



* Waga czynnika dla CAPEX = waga czynnika * udział w CAPEX

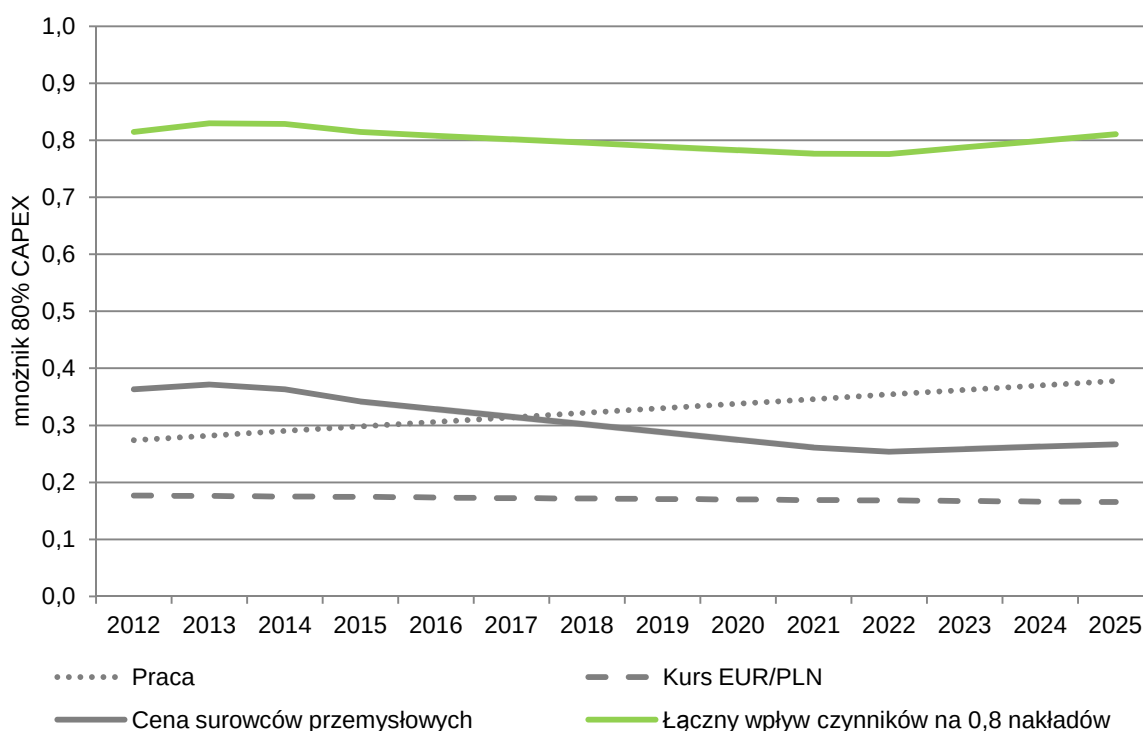
Źródło: opracowanie własne na podstawie Costs of low-carbon generation technologies, Committee on Climate Change, Mott MacDonald, 2011; Cost of and financial support for offshore wind, Ernst & Young, 2009; UK Offshore Wind: Charting the Right Course, British Wind Energy Association, Garrad Hassan, 2009

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż 80% całkowitych nakładów inwestycyjnych związanych z budową morskich farm wiatrowych w Polsce jest zależna od omawianych czynników kosztotwórczych w następującym stopniu:

- cena surowców przemysłowych ma wpływ na 36% łącznych nakładów inwestycyjnych CAPEX,
- koszty pracy wpływają na 27% CAPEX,
- kurs EUR/PLN wpływa na 18% CAPEX.

Na podstawie wartości poszczególnych składników kosztowych i ich wpływ na całkowity CAPEX skonstruowany został wskaźnik korekty kosztów (WKK) który został następnie wykorzystany do projekcji jednostkowych kosztów inwestycyjnych w perspektywie do roku 2025 (zgodnie ze Wzorem 3 przedstawionym w punkcie 7.2.1 niniejszego Raportu). Szczegółowe dane w zakresie wartości WKK oraz udziału poszczególnych czynników kosztotwórczych w zmianach poziomu nakładów inwestycyjnych na budowę morskich farm wiatrowych w Polsce w perspektywie do roku 2025 został przedstawiony na wykresie poniżej.

Wykres 13. Wpływ czynników kosztowych na 80% wartości nakładów inwestycyjnych CAPEX



Źródło: opracowanie własne

7.5.2 Poprawa efektywności kosztowej sektora (krzywa uczenia) w zakresie kosztów inwestycyjnych

Wartość kosztów inwestycyjnych $CAPEX_{2011\text{ PL}}$ została dodatkowo zmodyfikowana o krzywą uczenia się sektora, to znaczy potencjalny spadek jednostkowych kosztów inwestycyjnych, który może zostać osiągnięty dzięki postępowi technologicznemu prowadzącemu do wzrostu efektywności wytwarzania oraz korzyściom wynikającym z efektu skali. Zgodnie z praktyką biznesową wpływ efektu „uczenia się” sektora jest wyrażany jako procentowy spadek jednostkowego kosztu przy podwojeniu się mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych na morzu. Na przykład współczynnik uczenia się równy 10% mówi o tym, że przy każdorazowym podwojeniu się mocy MFW, należy spodziewać się spadku kosztów o 10%. Na potrzeby niniejszego Raportu skumulowany wskaźnik krzywej uczenia (SKWU) został oszacowany w oparciu o Wzór 4 przedstawiony w punkcie 7.2.1 niniejszego Raportu:

(Wzór 4)

$$SKWU = \left(\frac{\text{Planowana moc MFW w Europie}}{\text{Obecna moc MFW w Europie}} \right)^{\frac{\ln(1-KU)}{\ln(2)}}$$

Przy czym jako punkt odniesienia przyjęto zakładaną przez EWEA ścieżkę wzrostu mocy zainstalowanej w morskich farmach wiatrowych w Europie w perspektywie do roku 2025 a wartości krzywej zostały oszacowane na poziomie:

- 10% dla kosztów dotyczących zakupu i montażu turbin i wież,

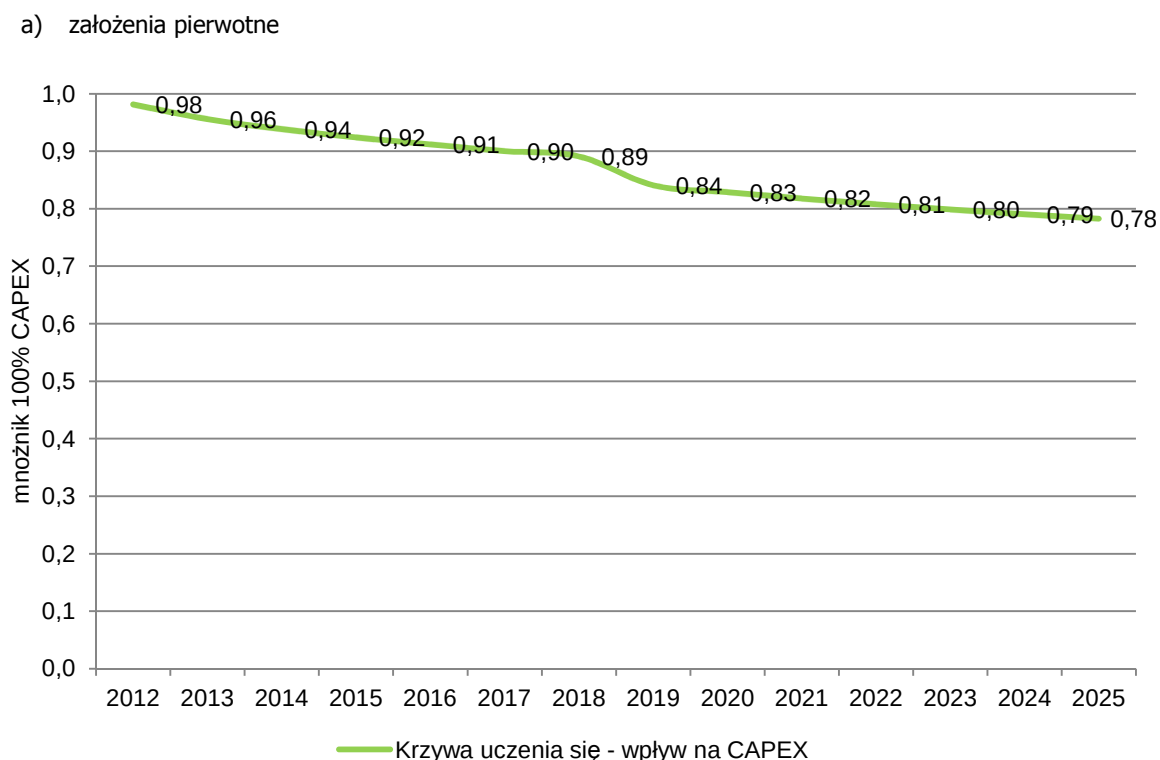
- 5% dla kosztów związanych z zakupem i montażem fundamentów,
- 0% dla kosztów związanych z instalacją elektryczną i przyłączem oraz przygotowaniem projektu.

Ponieważ do czasu budowy pierwszych MFW w Polsce wpływ krzywej uczenia się może być mniejszy w okresie 2012-2022 skorygowano wpływ krzywej uczenia się o 20% (z uwagi na pilotażowy charakter projektów MFW w Polsce i wolniejszy od zakładanego rozwój projektów spowodowany brakiem możliwości przyłączenia do sieci większych mocy przed rokiem 2025). A zatem zakładane jest, iż dla lat 2012-2022 bazowe koszty inwestycyjne będą spadać w tempie wolniejszym niż dla całego rynku morskiej energetyki wiatrowej w Europie.

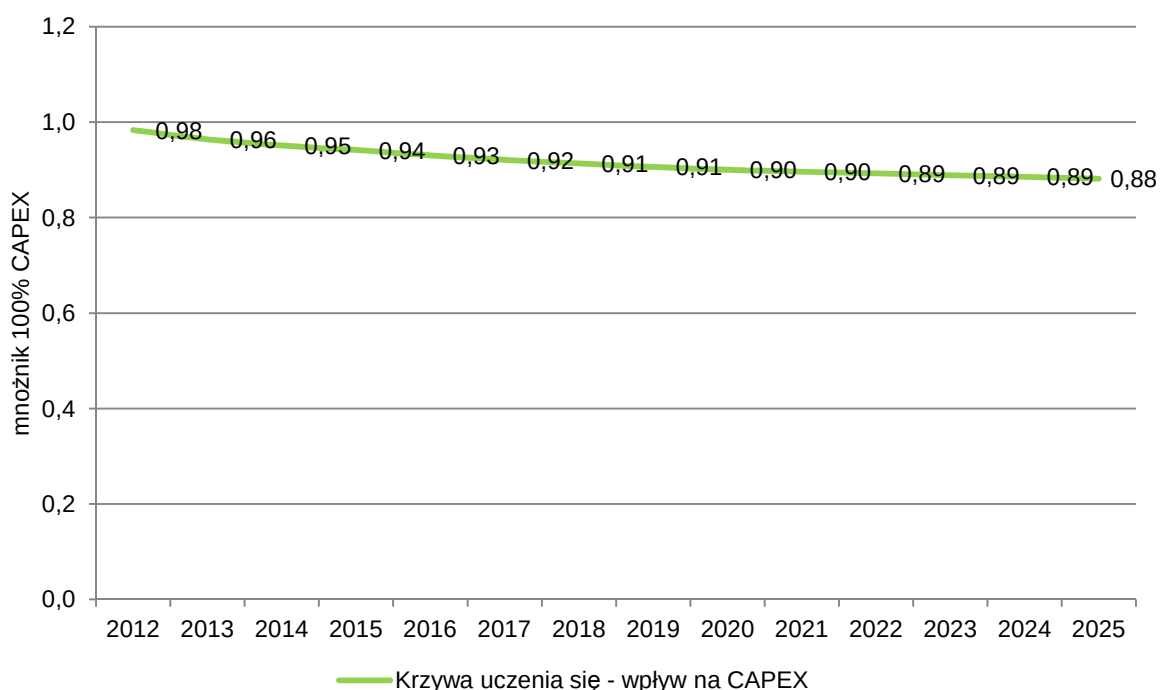
W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż w związku z wpływem zjawiska „uczenia się” koszty turbin, wież i fundamentów spodziewany jest spadek CAPEX o 10% do 2020 roku i spadek o ok. 12% w perspektywie do 2025 roku w stosunku do CAPEX_{2011 PL}. Krzywa ta zakłada mniejszy spadek CAPEX niż w raporcie pierwotnym, kiedy przyjmowano scenariusz rozwoju branży, z założeniem oddania do użytku: 0,5 GW w roku 2018, 1 GW mocy do roku 2020, 3-3,5 GW do roku 2025 i 6-7 GW do roku 2030. Obecnie, w związku z informacjami przedstawianymi przez PSE Operator w zakresie możliwości przyłączania MFW do KSE, wzięto pod uwagę następujący scenariusz rozwoju rynku: 0,5 GW do roku 2020, 1,5 GW do roku 2022, 2,5 GW do roku 2025, 5 GW do roku 2030.

Szczegółowe dane w tym zakresie zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 14. Wpływ krzywej uczenia się na 100% wartości nakładów inwestycyjnych (CAPEX)



b) założenia obecne



Źródło: opracowanie własne

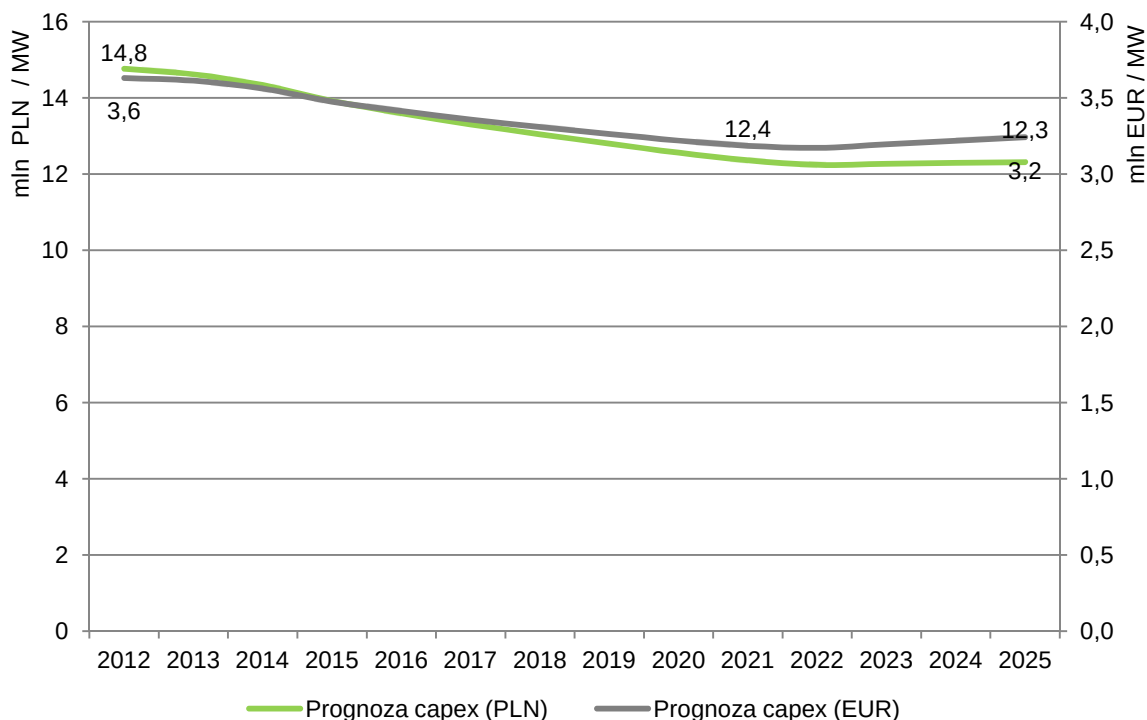
7.5.3 Prognoza jednostkowych nakładów inwestycyjnych w perspektywie do roku 2025

W oparciu o przeprowadzone analizy w zakresie bazowej wartości nakładów inwestycyjnych na budowę MFW w Polsce w warunkach roku 2011 ($CAPEX_{2011}$) oraz prognozę skumulowanego wpływu czynników kosztowych (**WKK**) oraz krzywej uczenia się, możliwe jest oszacowanie wartości jednostkowych nakładów inwestycyjnych na budowę 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w perspektywie do roku 2025. Obliczenie kosztów dla roku „n” ma zostać przeprowadzone w oparciu o Wzór 3 przedstawiony w punkcie 7.2.1 niniejszego Raportu

(Wzór 3) $CAPEX_{MOD} = CAPEX_{2011} \times SKWU \times WKK$

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż w związku z wpływem krzywej uczenia się oraz WKK spodziewany jest systematyczny spadek średnich nakładów inwestycyjnych z poziomu ok. 13,4 mln PLN / MW w roku 2012 do ok. 10,2 mln PLN w roku 2021. Po 2021 roku może nastąpić stabilizacja średnich kosztów inwestycyjnych na poziomie około 10 mln PLN / MW. Stabilizacja poziomu $CAPEX_{MOD}$ 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 wykresie poniżej.

Wykres 15. Prognoza nakładów inwestycyjnych (CAPEX) uwzględniająca wpływ czynników kosztowych oraz krzywej uczenia się w perspektywie do roku 2025



Źródło: opracowanie własne

7.5.4 Prognoza kosztów operacyjnych (OPEX) w perspektywie do roku 2025

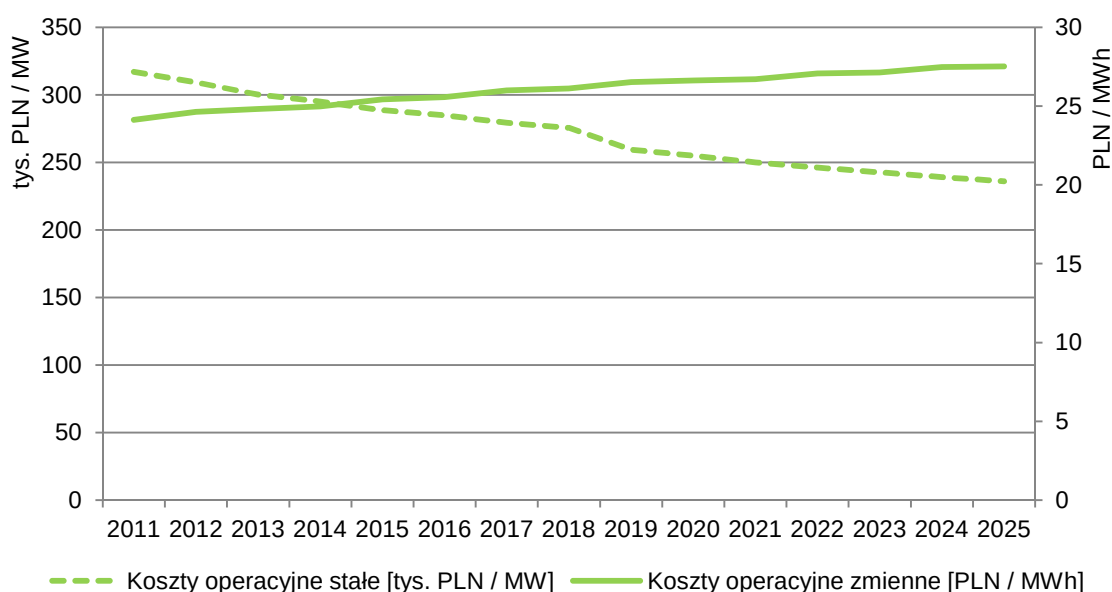
Prognoza kosztów operacyjnych związanych z eksploatacją morskich farm wiatrowych w Polsce została przeprowadzona przy wykorzystaniu wartości bazowych kosztów OPEX oszacowanych dla roku 2011 zindeksowanych wpływem krzywej uczenia się, przy czym założono, że koszty operacyjne będą podlegały wpływowi krzywej 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 opłaty stałe,
- dzierżawa obszaru pod infrastrukturę,
- ubezpieczenia.

W oparciu o przeprowadzone analizy można stwierdzić, iż możliwy jest spadek średniego OPEX_s zgodnie z wpływem krzywej uczenia się z poziomu 317 tys. PLN/MW w roku 2011 do około 236 tys. PLN / MW w 2025 roku.

Z kolei $OPEX_z$ (część zmienna kosztów operacyjnych) może wzrastać 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 wzrosnąć w okresie 2012-2025 z poziomu ok. 24 PLN/MWh do około 27 PLN/MWh.** Szczegółowe informacje w zakresie kształtowania się części stałej oraz zmiennej kosztów operacyjnych związanych z eksploatacją morskich farm wiatrowych w Polsce został przedstawiony na wykresie poniżej.

Wykres 16. Prognozowany poziom kosztów operacyjnych zmiennych ($OPEX_z$) oraz stałych ($OPEX_s$)



Źródło: opracowanie własne

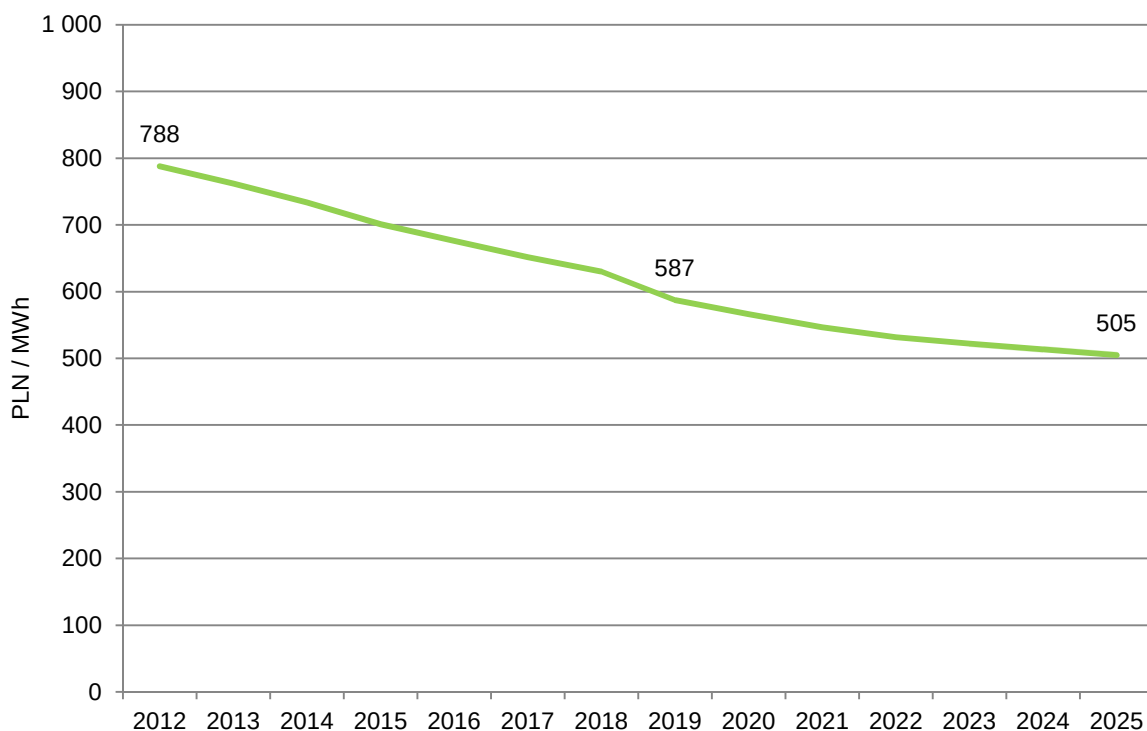
7.6 Prognoza jednostkowego kosztu wytwarzania energii elektrycznej w MFW w perspektywie do roku 2025

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.

W wyniku kalkulacji przeprowadzonych zgodnie z przedstawioną metodyką (Wzór 2) można stwierdzić, że **w 2012 roku jednostkowy koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w MFW w Polsce** (uwzględniający koszty inwestycyjne, operacyjne oraz stopę zwrotu dla inwestorów)

wynosiłby około 788 PLN. Zgodnie z prognozami w perspektywie do 2025 roku możliwy jest spadek JKWE do około 505 PLN / MWh czyli nawet o ok. 36% w stosunku do 2012 roku ⁶(średni roczny spadek (CAGR) może wynieść 3%). Szczegółowe dane w zakresie prognozowanych wartości jednostkowego kosztu wytworzenia energii elektrycznej w MFW w Polsce zostały przedstawione na wykresie poniżej.

Wykres 17. Prognozowany jednostkowy koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w MFW w Polsce w okresie 2012 – 2025 (w cenach stałych tj. bez uwzględnienia skumulowanego efektu inflacji)



Źródło: opracowanie własne

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.

⁶ Prognoza dokonana w cenach stałych, tj. bez uwzględnienia efektu wzrostu kosztu w wyniku skumulowanej inflacji w latach 2012-2025.

8. Spis rysunków

Rysunek 1. Wpływ czynników kosztowych na poszczególne kategorie CAPEX	45
--	----

9. Spis tabel

Tabela 1. Mnożnik wzrostu CAPEX w zależności od odległości od brzegu i głębokości posadowienia MFW	12
Tabela 2. Mnożnik wzrostu CAPEX w zależności od odległości od brzegu i głębokości posadowienia MFW	35
Tabela 3. Mnożnik wzrostu CAPEX w warunkach polskich dla projektów bliższych i dalszych	36
Tabela 4. Szacunkowa wartość kosztów operacyjnych stałych (OPEX _s) dla MFW działających w Polsce w warunkach z roku 2011	42
Tabela 5. Szacunkowa wartość kosztów operacyjnych zmiennych (OPEX _z) dla MFW działających w Polsce w warunkach z roku 2011	43

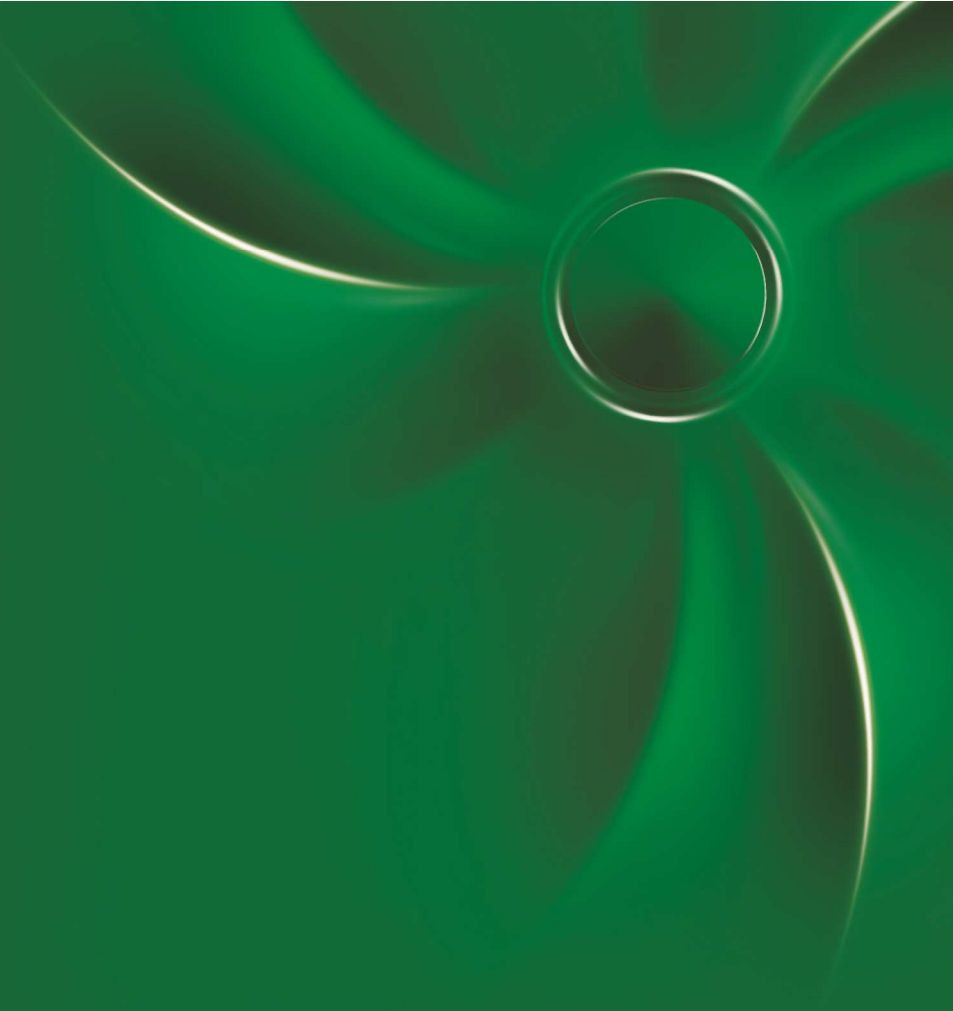
10. Spis wykresów

Wykres 1. Luka przychodowa dla MFW na podstawie parametrów określonych w OSR do projektu Ustawy z dnia 4 października 2012	5
Wykres 2. Luka przychodowa dla MFW lokalizowanych na polskich obszarach morskich na podstawie parametrów określonych w ekspertyzie FNEZ	6
Wykres 3. Mediana i przedział nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej w MFW dla Polski w warunkach z 2011 roku	13
Wykres 4. Krzywa uczenia się – wpływ na CAPEX	14
Wykres 5. Zakładana luka przychodowa pomiędzy jednostkowym kosztem wytworzenia energii elektrycznej (JKWE) w MFW a prognozowaną ceną energii elektrycznej w Polsce w latach 2013- 2025	16
Wykres 6. Niezbędny poziom wsparcia dla MFW w Polsce w perspektywie do 2025 roku (w PLN/MWh)	18
Wykres 7. Prognozowany niedobór wsparcia w latach 2013-2017 przy założeniu obowiązywania systemu wsparcia zgodnie ze zmianami zakładanymi w projekcie ustawy OZE z dnia 4	

października 2012 roku i wskaźnikiem przewidzianym w projekcie ustawy z dnia 26 lipca	21
Wykres 8. Szacunkowy współczynnik wymagany do pokrycia luki przychodowej z i bez indeksacji opłaty zastępczej OZj w latach 2013 – 2025 (na przykładzie projektów bliższych)	27
Wykres 9. Ilość projektów inwestycyjnych, z których pozyskano dane źródłowe w zakresie CAPEX dla poszczególnych lat	34
Wykres 10. Mediana i przedział nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej w MFW dla Polski w warunkach z 2011 roku	38
Wykres 11. Przykładowy udział poszczególnych grup kosztów w kosztach inwestycyjnych MFW	40
Wykres 12. Szacunkowa struktura kosztów budowy 1 MW mocy zainstalowanej w MFW w Polsce w warunkach z roku 2011	40
Wykres 13. Wpływ czynników kosztowych na 80% wartości nakładów inwestycyjnych CAPEX	46
Wykres 14. Wpływ krzywej uczenia się na 100% wartości nakładów inwestycyjnych (CAPEX)	47
Wykres 15. Prognoza nakładów inwestycyjnych (CAPEX) uwzględniająca wpływ czynników kosztowych oraz krzywej uczenia się w perspektywie do roku 2025	49
Wykres 16. Prognozowany poziom kosztów operacyjnych zmiennych (OPEX _Z) oraz stałych (OPEX _S)	50
Wykres 17. Prognozowany jednostkowy koszt wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w MFW w Polsce w okresie 2012 – 2025 (w cenach stałych tj. bez uwzględnienia skumulowanego efektu inflacji)	51

11. Spis załączników

Załącznik 1. Analiza wpływu indeksacji opłaty zastępczej na szacunkowy niedobór wsparcia dla MFW w Polsce w latach 2013-2025	27
Załącznik 2. Metodyka i źródła danych	28



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.oddziaływaniawiatrakow.pl