

Kancelaria Radców Prawnych  
Otawski Dziura Jędrzejewski i Troszyński Sp.p.  
Al. Niepodległości 221 lok 2  
02-087 Warszawa  
@: kancelaria@kancelariaadj.pl

**RAPORT O ODDZIAŁYWANIU NA ŚRODOWISKO**  
**dla zmiany decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach**  
**dla przedsięwzięcia**

**MORSKA FARMA WIATROWA MFW BAŁTYK II**

**TOM II Sekcja 3**

**Opis technologii**

**Zamawiający:**

MFW Bałtyk II Sp. z o.o.  
Ul. Krucza 24/26  
00-526 Warszawa

Warszawa, styczeń 2021 r.

#### **SKŁAD AUTORSKI:**

radca prawny dr Piotr Otawski

radca prawny Andrzej Dziura

mgr inż. Magdalena Kinga Skuza

mgr inż. Mirosława Rybczyńska-Szewczyk

mgr inż. Jarosław Szewczyk

## Spis treści

<b>Skróty i definicje</b>	<b>4</b>
<b>1. Wprowadzenie</b>	<b>5</b>
<b>2. Turbiny</b>	<b>5</b>
2.1. Wprowadzenie	5
2.2. Opis techniczny	6
2.3. Możliwe do zastosowania przykładowe modele turbin	8
<b>3. Wieże</b>	<b>9</b>
3.1. Wprowadzenie	9
3.2. Opis techniczny	9
<b>4. Fundamenty</b>	<b>9</b>
4.1. Wprowadzenie	9
4.2. Monopale	10
4.2.1. Opis techniczny	11
4.3. Fundamenty typu jacket	13
4.3.1. Opis techniczny	13
4.4. Fundamenty typu tripod	15
4.4.1. Opis techniczny	15
4.5. Fundamenty grawitacyjne	16
4.5.1. Opis techniczny	16
<b>5. Wewnętrzne linie elektroenergetyczne i telekomunikacyjne</b>	<b>18</b>
5.1. Wprowadzenie	18
5.2. Opis techniczny	18
5.3. Skrzyżowania kabli	19
<b>6. Morska stacja elektroenergetyczna</b>	<b>22</b>
6.1. Wprowadzenie	22
6.2. Opis techniczny	22
6.2.1. Stacja transformatorowa (AC)	22
6.2.2. Stacja przekształtnikowa (AC/DC)	24
<b>7. Morska infrastruktura przesyłowa</b>	<b>25</b>
<b>8. Postęp technologiczny</b>	<b>27</b>
<b>9. Literatura i inne źródła</b>	<b>27</b>
9.1. Akty prawne	27
9.2. Literatura, opracowania eksperckie i decyzje administracyjne	27
<b>10. Spis rysunków</b>	<b>28</b>

## Skróty i definicje

<b>Decyzja Środowiskowa</b>	decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji wydana przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku w dniu 27 marca 2017 r. znak RDOŚ-Gd-WOO.4211.26.2015.KSZ.20, dla przedsięwzięcia pn. „Budowa morskiej farmy wiatrowej Polenergia Bałtyk II”
<b>EW</b>	elektrownia wiatrowa
<b>MFW BII / Przedsięwzięcie</b>	Morska farma wiatrowa MFW Bałtyk II (pierwotnie: Bałtyk Środkowy II oraz Polenergia Bałtyk II)
<b>MIP</b>	Morska Infrastruktura Przesyłowa
<b>MSE</b>	Morska Stacja Elektroenergetyczna
<b>PSZW</b>	Pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich
<b>Raport 2015</b>	Raport oceny oddziaływania na środowisko na potrzeby postępowania zakończonego decyzją RDOŚ z dnia z dnia 27 marca 2017 r. znak: RDOŚ-Gd-WOO.4211.26.2015.KSZ.20 (zpo)
<b>Raport/ Raport OOŚ</b>	Raport o oddziaływaniu na środowisko dla zmiany decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydanej dla MFW Bałtyk II
<b>RDOŚ</b>	Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska w Gdańsku

## 1. Wprowadzenie

W sekcji przedstawiony został opis technologii dla Przedsięwzięcia, które polega na budowie morskiej farmy wiatrowej oznaczonej jako MFW Bałtyk II w parametrach zaktualizowanych w stosunku do wariantu, dla którego została wydana Decyzja Środowiskowa. Ponieważ niniejszy Raport sporządzony jest na potrzeby postępowania w sprawie zmiany decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, tym samym raport oddziaływania na środowisko<sup>1</sup> - Raport 2015, który był podstawą wydania Decyzji Środowiskowej stanowi punkt odniesienia zarówno w zakresie porównywania wariantów, jak również podstaw prowadzenia oceny oddziaływania na środowisko. Zmiany w opisie przedsięwzięcia związane są przede wszystkim z uszczegółowieniem wariantu zatwierdzonego, wynikającego z postępu prac projektowych, w tym opracowania wstępnego planu zagospodarowania farmy oraz ograniczenia rozważanych technologii fundamentowania elektrowni wiatrowych. Przedstawione zmiany – modyfikacje parametrów MFW BII zatwierdzonych Decyzją Środowiskową stanowią przedmiot zarówno opisu przedsięwzięcia, jak również podstawę dla prowadzenia oceny oddziaływania.

Po przeprowadzonych dodatkowych analizach, w wariantcie wybranym do realizacji planowane jest zastosowanie fundamentów monopalowych dla wszystkich elektrowni wiatrowych w ramach Przedsięwzięcia. W przypadku braku możliwości technicznej instalacji tego typu fundamentów, co może dotyczyć wyłącznie części planowanych elektrowni, przewidywane jest zastosowanie fundamentów typu jacket. W przypadku wewnętrznej morskiej stacji elektroenergetycznej na obecnym etapie nie istnieje możliwość ograniczenia rodzaju rozważanych fundamentów. W związku z tym wewnętrzna morska stacja elektroenergetyczna może zostać posadowiona na fundamencie: monopalowym, typu tripod, typu jacket (kratownicowym) lub grawitacyjnym. Ostateczna decyzja co do sposobu fundamentowania określona zostanie w projekcie budowlanym, na podstawie zweryfikowanych badań warunków geotechnicznych dostosowanych do wybranych rodzajów generatorów i stacji.

Powyższe zmiany nie wpłynęły na rodzaj zastosowanej technologii realizacji przedsięwzięcia oraz nie wpłyną na realizację całości przedsięwzięcia. Opis podstawowych elementów opracowano na podstawie Raportu 2015 Tom II, Sekcja 3 Opis technologii.

## 2. Turbiny

### 2.1. Wprowadzenie

Wybór modelu turbiny wiatrowej odbędzie się na etapie przygotowania projektu budowlanego i będzie opierał się przede wszystkim na kryteriach technicznych i ekonomicznych oraz środowiskowych uwarunkowaniach realizacji przedsięwzięcia, wskazanych w decyzji środowiskowej. Kryteria techniczne wyboru turbiny to w szczególności wietrzność, prądy morskie, falowanie, poziom morza, warunki klimatyczne, temperatura, pokrywa lodowa, warunki dna morskiego, a także docelowa moc zainstalowana farmy, planowane rozstawienie elektrowni oraz istniejące ograniczenia środowiskowe. Kryteria finansowe są związane m.in. z optymalizacją produkcji, kosztami budowy i eksploatacji inwestycji oraz czynnikami ryzyka, jak jakość, akceptowalność przez instytucje finansowe, warunki kontraktowe, warunki systemu wsparcia inwestycji OZE przez państwo itd. Kluczowymi parametrami turbin morskich elektrowni wiatrowych, które mają wpływ na skalę i rodzaj oddziaływań na środowisko,

---

<sup>1</sup> Raport o oddziaływaniu na środowisko, SMDI Doradztwo Inwestycyjne Sp. z o.o., listopad 2015 r.

są: średnica rotora, strefa rotora, umiejscowienie rotora w przestrzeni, liczba rotorów, a co za tym idzie łączna strefa rotorów i odległości między poszczególnymi rotorami.

## 2.2. Opis techniczny

Standardowa turbina wiatrowa posiada wirnik składający się z trzech łopat i piasty umieszczonej w przedniej części gondoli. Wewnątrz gondoli umieszczona jest większość wyposażenia turbiny. Wirnik przymocowany jest do głównego wału wspierającego się na łożyskach. Wał przenosi energię obrotów przez przekładnię do generatora, który przekształca ją w energię elektryczną. Transformator, podwyższający poziom napięcia przed jej przesłaniem do stacji elektroenergetycznej, jest zamontowany zwykle wewnątrz gondoli lub przy podstawie wieży. Turbina wiatrowa jest zamontowana na wieży, składającej się z rur stalowych lub betonowych o przeciętnej średnicy ok. 8 m (w zależności od modelu). Na gondolach elektrowni mogą być zainstalowane lądowiska dla helikopterów. Skrzydła elektrowni obracają się z prędkością od 4 do 30 razy na minutę.

Schemat morskiej elektrowni wiatrowej przedstawiono na poniższym rysunku.

Rysunek 1. Schemat morskiej elektrowni wiatrowej



źródło: udostępnione przez Zamawiającego

Fotografia 1. Morska elektrownia wiatrowa



źródło: udostępnione przez Zamawiającego

Podstawowe parametry elektrowni wiatrowych planowanych do instalacji na MFW BII przedstawia poniższa tabela.

Tabela 1. Podstawowe parametry techniczne elektrowni wiatrowych w wariantie wybranym do realizacji

Parametr	Wariant wybrany do realizacji
Maksymalna wysokość całkowita elektrowni n.p.m. [m]	300
Minimalny prześwit pomiędzy dolnym położeniem skrzydła a powierzchnią morza <sup>2</sup> [m]	20
Maksymalna średnica rotora [m]	250
Maksymalna strefa pojedynczego rotora [m <sup>2</sup> ]	49 087,4

źródło: udostępnione przez Zamawiającego

---

<sup>2</sup> Powierzchnia morza rozumiana jako średni poziom morza

Należy podkreślić, że na jednej farmie może zostać zainstalowany jeden lub kilka modeli elektrowni o podanych wyżej parametrach. Decyzje w tej sprawie będą podejmowane na etapie projektowania poszczególnych etapów inwestycji.

Informację o podstawowych materiałach używanych do budowy elektrowni wiatrowych przedstawia poniższa tabela. Należy zaznaczyć, że wykorzystanie poszczególnych materiałów jest zależne od danego producenta.

**Tabela 2. Podstawowe materiały używane do budowy elektrowni wiatrowych**

Komponent	Podstawowe materiały
Rotor (skrzydła i piasta)	Skrzydła: żywice epoksydowe, poliestrowe, włókno węglowe, włókno szklane, laminaty, kompozyty (w fazie rozwoju), metalowe przewody odgromowe Piasta: żeliwo, stal
Gondola	Stal, żeliwo, miedź, ołów, tworzywa sztuczne wzmocnione włóknem szklanym (GRP), epoksydowe, poliestrowe, włókno szklane
Wieża	Stal oraz inne materiały, takie jak tworzywa sztuczne i aluminium używane np. w drabinach, platformach itp.
Fundamenty	Stal (monopile, jacket, tripod), beton (grawitacyjne) Stal i aluminium wykorzystywane w łączniku, systemach dostępu, platformie, J-tubes, dźwigach itd.
Inne	Ok. 1 m <sup>3</sup> oleju w przekładni głównej, 0,25 m <sup>3</sup> oleju hydraulicznego, 0,02 m <sup>3</sup> oleju w przekładniach pomocniczych i ok. 1,5 – 2,5 m <sup>3</sup> oleju transformatorowego Miedź, aluminium, tworzywa sztuczne do kabli i komponentów elektrycznych Farby i powłoki Stal

źródło: udostępnione przez Zamawiającego

### 2.3. Możliwe do zastosowania przykładowe modele turbin

Jak wskazano wcześniej, model turbiny może zostać określony dopiero na etapie projektu budowlanego. W związku ze stwierdzeniem na obszarze projektowanej farmy I klasy wietrzności, wytypowano modele turbin, jakie teoretycznie mogłyby zostać zastosowane w projekcie.

Przykładowe morskie turbiny, jakie prawdopodobnie będą dostępne ok. roku 2023, tj. w okresie prawdopodobnej budowy MFW BII, przedstawiono w tabeli poniżej. Część z tych turbin znajduje się już w ofercie producentów, część to prototypy na etapie testów.

**Tabela 3. Przykładowe modele turbin prawdopodobnie dostępne na rynku w okresie budowy MFW BII**

Model	Moc pojedynczej turbiny [MW]	Średnica rotora [m]
MHI Vestas V-164	8,0	164
MHI Vestas V174	9,5	174
Siemens SG 10.0-193 DD	10,0	193



Model	Moc pojedynczej turbiny [MW]	Średnica rotora [m]
SeaTitan 10 MW	10,0	190
Sway ST10	10,0	164
GE Haliade-X	12	220

źródło: udostępnione przez Zamawiającego

### 3. Wieże

#### 3.1. Wprowadzenie

Wieża jest elementem elektrowni, na której montowana jest gondola z rotorem i generatorem. Wieża montowana jest na fundamencie za pomocą elementu przejściowego (łącznika). Wysokość wieży uzależniona jest od wybranego modelu turbiny oraz lokalnych warunków wietrznych. Wieże mogą być wykonane ze stali lub betonu i składają się z kilku sekcji, które są składane bądź w porcie konstrukcyjnym, bądź w miejscu budowy elektrowni. Wewnątrz wieży znajduje się ciąg komunikacyjny między platformą zlokalizowaną na fundamencie i gondolą (windą, drabinka), umieszczone są kable przesyłające prąd z generatora oraz inne elementy niezbędne do obsługi i funkcjonowania elektrowni.

Wysokość wieży wraz ze średnicą rotora determinują dwa istotne parametry elektrowni wiatrowej mające wpływ na skalę jej oddziaływań – wysokość prześwitu pomiędzy dolną krawędzią rotora i powierzchnią morza oraz całkowitą wysokością elektrowni.

#### 3.2. Opis techniczny

Kluczowymi parametrami wież jest wysokość i średnica. Na MFW BII mogą zostać zastosowane wieże składające się z rur stalowych lub betonowych o wysokości do 175 m i o średnicy od 20 m w podstawie do 4 m na szczycie

### 4. Fundamenty

#### 4.1. Wprowadzenie

Każda z projektowanych elektrowni wiatrowych, a także morska stacja transformatorowa, będą posadowione na fundamencie. Na rynku dostępnych jest wiele ich rodzajów, z których najczęściej spotykane to:

- monopale (*monopile foundation*);
- fundamenty typu *tripod*;
- fundamenty typu *jacket*;
- fundamenty grawitacyjne (*gravity based structure – GBS*);
- fundamenty typu *suction bucket / suction can* - nie brane pod uwagę w przedmiotowej lokalizacji;

- fundamenty pływające (*floating foundations*) - nie brane pod uwagę w przedmiotowej lokalizacji.

Dobór fundamentów MFW BII zależy od szeregu czynników występujących na obszarze planowanej farmy: głębokości, osadów dennych, budowy geologicznej, falowania i prądów morskich, wietrzności, pokrywy lodowej i innych.

Na obecnym etapie przedsięwzięcia doradca techniczny wykluczył zastosowanie fundamentu suction can, ze względu na występowanie kamieni i głazów na części obszaru inwestycji, oraz fundamentów pływających – ze względu na możliwość wystąpienia pokrywy lodowej i głębokości. Pozostałe rodzaje fundamentów mogą zostać zastosowane, w związku z czym opisano je poniżej. Zakładano na etapie Decyzji Środowiskowej, iż ostateczny wybór rodzaju fundamentu zostanie dokonany na etapie projektu budowlanego, po uwzględnieniu w szczególności takich czynników, jak dane o dnie morskim, głębokość posadowienia czy wymiary wybranego modelu elektrowni, z uwagi na badania geotechniczne podłoża, które będą miały decydujące znaczenie w kwestii doboru fundamentów.

Niemniej jednak po przeprowadzonych dodatkowych analizach, w wariantcie wybranym do realizacji planowane jest zastosowanie fundamentów monopalcowych dla wszystkich elektrowni wiatrowych w ramach Przedsięwzięcia. W przypadku braku możliwości technicznej instalacji tego typu fundamentów, dla części elektrowni wiatrowych, przewidywane jest zastosowanie fundamentów typu jacket. W przypadku wewnętrznej morskiej stacji elektroenergetycznej na obecnym etapie nie planuje się możliwości ograniczenia rodzaju rozważanych fundamentów. W związku z tym wewnętrzna morska stacja elektroenergetyczna może zostać posadowiona na fundamencie: monopalcowym, typu tripod, typu jacket (kratownicowym) lub grawitacyjnym. Ostateczna decyzja co do sposobu fundamentowania określona zostanie w projekcie budowlanym, na podstawie zweryfikowanych badań warunków geotechnicznych dostosowanych do wybranych rodzajów generatorów i stacji, podkreślić jednak należy, że dotyczy to sposobu fundamentowania wobec jednego obiektu w obszarze całości MFW Bałtyk II, co wynika również z ograniczenia planowanej liczby morskich stacji elektroenergetycznych.

Kluczowym parametrem fundamentów, z punktu widzenia skali i znaczenia oddziaływań na środowisko, jest powierzchnia dna zajęta pod dany fundament. Na etapie budowy krytycznym parametrem wpływającym na skalę oddziaływania fundamentów na środowisko jest poziom i czas emisji hałasu związanego z posadowieniem fundamentu oraz skala oddziaływania na dno w procesie przygotowywania do posadowienia. Hałas związany jest z wbijaniem fundamentu lub pali mocujących fundament w dno, a poziom emisji będzie zależał od rodzaju fundamentu, jego średnicy, ilości pali mocujących i ich średnicy oraz głębokości wbijania w dno. Czas emisji hałasu będzie zależał od ilości elektrowni i rodzaju fundamentów. Czas niezbędny dla instalacji poszczególnych rozważanych rodzajów fundamentów został podany poniżej, przy opisie poszczególnych rozwiązań technicznych.

Podczas realizacji prac przygotowawczych w trakcie wykonywania fundamentów, mogą pojawiać się duże ilości osadów dennych. Osady te okresowo powodować będą wzrost punktowych wzburzeń osadu. Osady będą przemieszczane poza miejsce bezpośredniego posadowienia fundamentów. Osady te mogą zostać wykorzystane zarówno do wypełnienia (obciążenia konstrukcji) jak i również do ukształtowania dna w pobliżu montowanych fundamentów.

## 4.2.Monopale

Monopale są obecnie najczęściej stosowanymi fundamentami w morskich farmach wiatrowych. Jest to więc wypróbowana, sprawdzona koncepcja, a wiele firm posiada doświadczenie z tymi fundamentami. Zalety monopali to dość prosta produkcja, łatwy transport, stosunkowo szybka instalacja w dnie

morskim. Monopale, ze względu na stosunkowo dużą średnicę, podlegają jednak dużym obciążeniom hydrodynamicznym, które mogą powodować uszkodzenia połączeń wewnątrz ich konstrukcji. Ze względu na stalową, masywną konstrukcję są drogie. Obecnie produkowane monopale są też dedykowane (i efektywne kosztowo) dla głębokości do 38 m, podczas gdy projekt MFW BII będzie realizowany na obszarze pod zabudowę o głębokości od ok. 20 do 40 m. Głębokość ta nie wyklucza zastosowania monopali nowej generacji na części powierzchni MFW BII. Ponadto na obecnym etapie przedsięwzięcia dopuszcza się możliwość posadowienia na tego typu fundamentach również stacji energetycznej.

#### 4.2.1. Opis techniczny

Monopale stalowy zbudowany jest ze stalowych, spawanych cylindrów. Długość monopala może dochodzić do 120 m. Jego dolna część ma przeciętną średnicę 5 – 12,5 m i jest umieszczana w dnie morskim na głębokości do kilkudziesięciu metrów. Średnica zależy od takich czynników, jak wielkość turbiny, warunki dna morskiego, siły hydrodynamiczne w miejscu lokalizacji.

Monopale wystaje nad powierzchnię morza i jest połączony z wieżą za pomocą elementu przejściowego/łącznika (*transition piece*), o różnej długości, zamontowanego na zewnątrz monopala (rozwiązanie najczęściej spotykane) lub wewnątrz. Połączenie między monopalem a łącznikiem jest zwykle wykonane za pomocą spoiwa. Łącznik początkowo umieszczany jest na tymczasowych wspornikach i wyrównywany do pozycji pionowej. Następnie spoiwo jest wpompowywane pomiędzy powierzchnię fundamentu a powierzchnię łącznika i pozostawiane do zestalenia. Więcej informacji na temat stosowania spoiwa znajduje się w dalszej części opracowania.

Podczas wbijania pala mogą powstać pewne jego deformacje. Dzięki zastosowaniu spoiwa luki i naprężenia powstałe w wyniku wspomnianych deformacji mogą zostać zniwelowane.

Powyższe elementy mogą być też przykręcone do siebie za pomocą połączenia kołnierзовego lub zespawane.

Na łączniku znajdują się również dodatkowe elementy, takie jak miejsce kotwiczenia statków serwisowych, drabiny, platforma pośrednia, platforma robocza, a także elementy infrastruktury elektroenergetycznej (elastyczne osłony kabli tzw. *J-tubes* oraz kable elektroenergetyczne i telekomunikacyjne).

Monopale wymagają wykonania wokół nich, na dnie, warstwy zabezpieczającej przed wymywaniem, poprzez umieszczenie w miejscu lokalizacji danego pala warstwy np. kamieni. Może być ona ułożona przed lub po wbiciu pala w dno morskie. Więcej informacji na temat stosowania warstwy zabezpieczającej przed wymywaniem znajduje się w dalszej części opracowania.

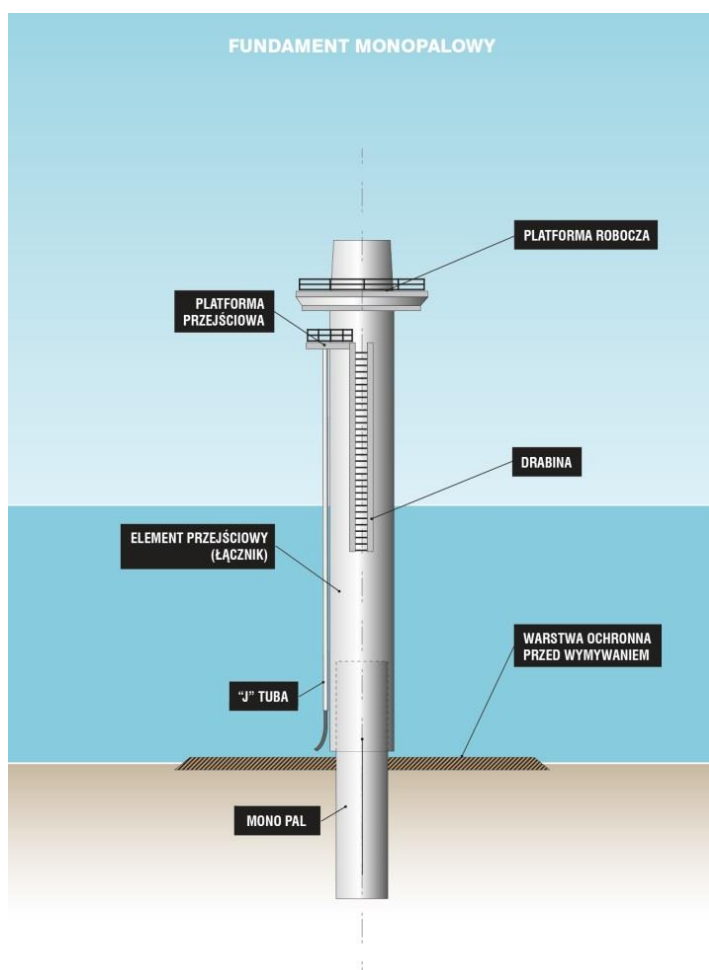
Możliwe jest również zastosowanie monopali żelbetowych, które nie są wbijane w dno, lecz instalowane metodą wiercenia odpowiedniego otworu w dnie morskim. Jest to stosunkowo nowa technologia. Pale żelbetowe są zbudowane z prefabrykowanych pierścieni, tworzących po połączeniu całość fundamentu. Jego podstawowe parametry opisano w poniższej tabelce, przy czym należy podkreślić, że nie podlega on ocenie w dalszej części opracowania (nie został wskazany przez doradcę technicznego).

Tabela 4. Parametry żelbetowego fundamentu monopalowego

Parametr	Wartość
Średnica wewnętrzna (max)	10,5 m
Średnica zewnętrzna (max)	11,1 m
Długość (max)	Brak danych
Penetracja dna morskiego (max)	60 m
Szerokość warstwy ochronnej przed wymywaniem liczona od obrzeża fundamentu (śr)	20 m
Głębokość warstwy ochronnej przed wymywaniem (śr)	1,5 m
Czas montażu jednego fundamentu (śr)	2 – 4 dni

źródło: udostępnione przez Zamawiającego

Rysunek 2. Fundament monopalowy



źródło: udostępnione przez Zamawiającego

Typowe parametry techniczne monopali, które mogą mieć zastosowanie dla rozważanych typów turbin, przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 5. Podstawowe parametry fundamentu typu monopali

Parametr	Wartość
Średnica (max)	10,0 m
Długość (max)	120 m
Waga fundamentu (max)	1500 ton
Waga łącznika (max)	500 ton
Szerokość warstwy ochronnej przed wymywaniem liczona od obrzeża fundamentu (śr)	25 m
Głębokość warstwy ochronnej przed wymywaniem (śr)	1,5 m
Czas efektywnego palowania jednego fundamentu (śr)	6 h
Czas ciągłego prowadzenia palowania, przy założeniu, że budowane są wszystkie fundamenty, jeden po drugim, bez przestojów (2 pracujące statki) (śr)	720 h
Moc młota pneumatycznego (max)	4500 kJ
Liczba uderzeń młota pneumatycznego na 1 godzinę	2800
Liczba uderzeń młota pneumatycznego na 1 pal	8400

źródło: udostępnione przez Zamawiającego

### 4.3. Fundamenty typu jacket

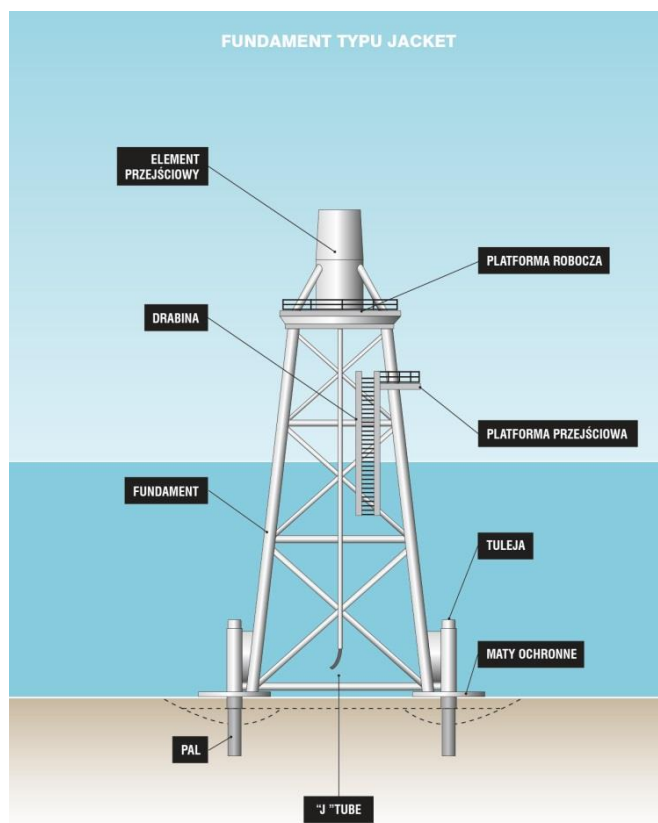
Fundamenty typu jacket są od dawna stosowane w sektorze Oil&Gas, przy dużych głębokościach posadowienia (nawet ponad 100 m). W związku z tym są one dedykowane dla elektrowni wiatrowych planowanych na głębszych wodach (30 – 50 m). Fundamenty typu jacket są mniej wrażliwe na wymywanie i warunki geotechniczne dna morskiego od monopali, są od nich lżejsze i bardziej stabilne. Wady to stosunkowo wysoka cena, trudniejszy transport i instalacja, bardziej skomplikowana konstrukcja wymagająca spawania licznych połączeń między jego elementami. Ponadto na obecnym etapie przedsięwzięcia dopuszcza się możliwość posadowienia na tego typu fundamentach również stacji energetycznej.

#### 4.3.1. Opis techniczny

Fundament typu jacket jest zbudowany z czterech stalowych nóg połączonych i wzmocnionych przez klamry z rur zamontowanych krzyżowo. Dlatego nazywany jest też fundamentem kratownicowym. W jego górnej części znajduje się łącznik (element przejściowy), umożliwiający połączenie fundamentu z wieżą elektrowni. Fundamenty te mocowane są do dna za pomocą 4 pali o średnicy 1,8 – 3 m i długości do 70 m. W dolnej części każdej z nóg fundamentu znajdują się też specjalne maty (mud mats) mające utrzymywać konstrukcję w odpowiedniej pozycji na dnie i zapobiegać osiadaniu konstrukcji przed jej przymocowaniem do dna za pomocą pali.

W nawodnej części fundamentu typu jacket znajdują się również dodatkowe elementy, takie jak miejsce kotwiczenia statków serwisowych, drabina, platforma pośrednia, platforma robocza, a także elementy infrastruktury elektroenergetycznej (J-tubes, kable). Stosowana bywa również warstwa ochronna przed wymywaniem.

Rysunek 3. Fundament typu jacket



źródło: udostępnione przez Zamawiającego

Typowe parametry techniczne fundamentów typu jacket, które mogą mieć zastosowanie dla rozważanych typów turbin, przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 6. Podstawowe parametry fundamentów typu jacket

Parametr	Wartość
Odległość pomiędzy nogami fundamentu (max)	40 m
Liczba nóg fundamentu (max)	4 szt.
Średnica nóg fundamentu (max)	3 m
Średnica pala (max)	3 m
Długość pala (max)	70 m
Waga fundamentu (bez pali, max)	800 ton
Waga pojedynczego pala (max)	250 ton
Szerokość warstwy ochronnej przed wymywaniem liczona od obrzeża pojedynczego pala (max)	10 m
Głębokość warstwy ochronnej przed wymywaniem (śr)	1,5 m
Moc młota pneumatycznego (max)	2300 kJ

Parametr	Wartość
Czas efektywnego palowania – jeden fundament (śr)	18 h
Czas ciągłego prowadzenia palowania, przy założeniu, że budowane są wszystkie fundamenty, jeden po drugim, bez przestojów (2 pracujące statki) (śr)	2160 h
Liczba uderzeń młota pneumatycznego na 1 godzinę	2800
Liczba uderzeń młota pneumatycznego na 1 pal	8400

źródło: udostępnione przez Zamawiającego

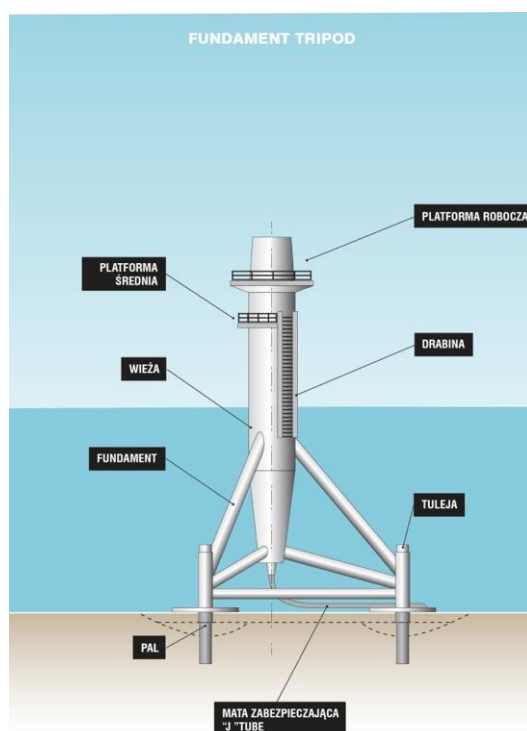
#### 4.4. Fundamenty typu tripod

Fundamenty typu tripod są stosowane stosunkowo rzadko w projektach morskich farm wiatrowych. Są dedykowane dla głębokości powyżej 30 m. Charakteryzują się dużą sztywnością. Jest to jednak konstrukcja podlegająca dużym obciążeniom, a jej skomplikowane połączenia są podatne na uszkodzenia. W przypadku przedmiotowej inwestycji dopuszcza się wykonanie przedmiotowego fundamentu wyłącznie na potrzeby morskiej stacji elektroenergetycznej.

##### 4.4.1. Opis techniczny

Konstrukcja tripoda składa się z jednego członu głównego (I stopnia), który stanowi podstawę dla łącznika i wieży oraz trzech członów II stopnia, stanowiących nogi fundamentów. Nogi tripoda są zaopatrzone w tuleje służące do mocowania pali. W dolnej części każdej z nóg fundamentu znajdują się też specjalne maty (mud mats) mające utrzymywać konstrukcję w odpowiedniej pozycji na dnie i zapobiegać osiadaniu konstrukcji przed jej przymocowaniem do dna za pomocą pali. Na fundamencie znajdują się też dodatkowe elementy, takie jak J-tubes, miejsca kotwiczenia łodzi, platforma przejściowa, drabina itp. Stosowana bywa również warstwa ochronna przed wymywaniem.

Rysunek 4. Fundament typu tripod



źródło: udostępnione przez Zamawiającego

Typowe parametry techniczne fundamentów typu tripod, które mogą mieć zastosowanie dla rozważanej stacji elektroenergetycznej, przedstawiono w tabeli poniżej.

**Tabela 7. Podstawowe parametry fundamentów typu tripod**

Parametr	Wartość
Odległość pomiędzy nogami fundamentu (max)	40 m
Liczba nóg fundamentu (max)	3 szt.
Średnica głównej kolumny fundamentu (max)	7 m
Średnica rur bocznych (max)	5 m
Średnica pala (max)	2,5 m
Długość pala (max)	60 m
Waga fundamentu (bez pali, max)	900 ton
Waga pojedynczego pala (max)	300 ton
Szerokość warstwy ochronnej przed wymywaniem liczona od obrzeża pojedynczego pala (śr)	10 m
Głębokość warstwy ochronnej przed wymywaniem (śr)	1,5 m
Moc młota pneumatycznego (max)	2300 kJ
Czasu efektywnego palowania – jeden fundament (śr)	18 h
Czas ciągłego prowadzenia palowania, przy założeniu, że budowane są wszystkie fundamenty, jeden po drugim, bez przestojów (2 pracujące statki) (śr)	2160 h
Liczba uderzeń młota pneumatycznego na 1 godzinę	2800
Liczba uderzeń młota pneumatycznego na 1 pal	8400

źródło: udostępnione przez Zamawiającego

## 4.5. Fundamenty grawitacyjne

Fundamenty grawitacyjne (*gravity base structure – GBS*) są efektywne kosztowo na głębokościach od 5 do 40 m. Są odporne na duże obciążenia mechaniczne, np. związane z pokrywą lodową i stosunkowo tanie. Wady tych fundamentów to długi cykl produkcyjny (ok. 3 miesiące) i niezbędny do tego stosunkowo duży teren. Fundament tego typu jest brany pod uwagę do zastosowania wyłącznie potencjalnie jako opcjonalny fundament wyłącznie dla stacji elektroenergetycznej.

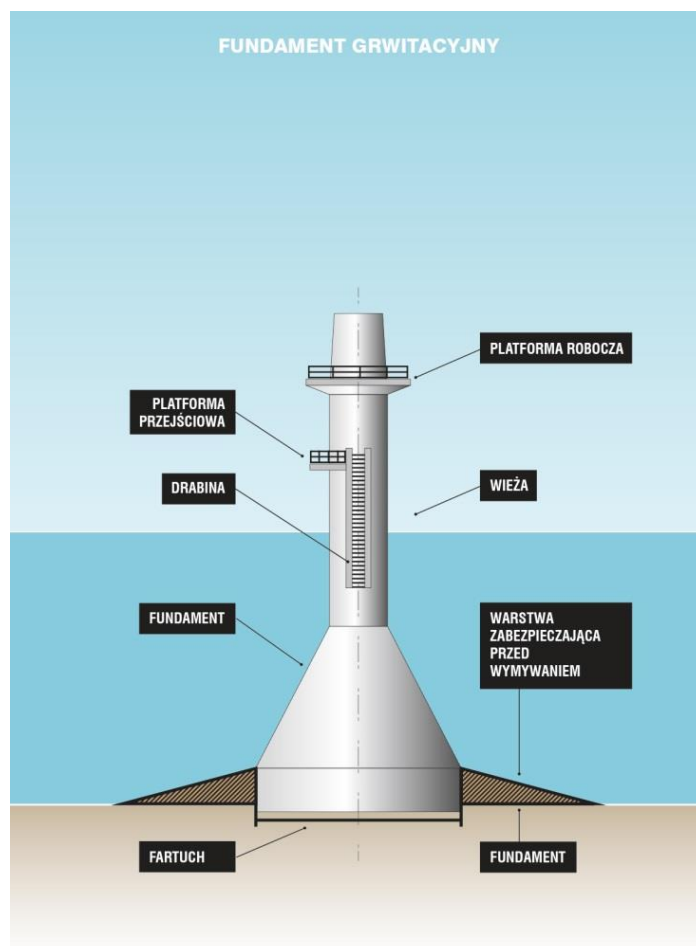
### 4.5.1. Opis techniczny

Fundament grawitacyjny jest konstrukcją żelbetową. Jego koncepcja opiera się na wykorzystaniu dużej masy do utrzymania konstrukcji elektrowni. Fundament grawitacyjny składa się z trzonu głównego i podstawy. Podstawa może być stożkowa lub płaska (w kształcie ośmiokąta, sześciokąta, okręgu itp.). Fundament może dodatkowo być wyposażony w specjalny „fartuch” (*skirt*), który może wnikać do ok.



5 m w głąb dna morza (w zależności od warunków podłoża) i dodatkowo powodować opór względem ruchów poziomych oraz ograniczać wymywanie. Fundament grawitacyjny jest wypełniany balastem. Podczas jego instalacji, poniżej podstawy fundamentu jest wtlaczana zaprawa cementowa, mająca na celu zapewnienie stałego kontaktu fundamentu z powierzchnią nośną. Stosowana jest również warstwa ochronna przed wymywaniem.

Rysunek 5. Fundament grawitacyjny



źródło: udostępnione przez Zamawiającego

Typowe parametry techniczne fundamentów grawitacyjnych, które mogą mieć zastosowanie dla stacji elektroenergetycznej, przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 8. Podstawowe parametry fundamentów grawitacyjnych

Parametr	Wartość
Średnica podstawy (max)	50 m
Średnica, na jaką pogłębiane jest dno (max)	70 m
Głębokość na jaką pogłębiane jest dno (max)	3 m
Waga fundamentu (bez balastu, max)	4000 ton
Waga balastu (max)	3000 ton
Szerokość warstwy ochronnej przed wymywaniem od obrzeża fundamentu (śr)	15 m

Parametr	Wartość
Głębokość warstwy ochronnej przed wymywaniem (śr)	1,5 m
Średnica kolumny fundamentu (max)	7,5 m
Czas pogłębiania dna dla 1 fundamentu (śr)	24 h
Zakładana liczba fundamentów, dla których dno będzie pogłębiane jednocześnie	2 szt.

źródło: udostępnione przez Zamawiającego

## 5. Wewnętrzne linie elektroenergetyczne i telekomunikacyjne

### 5.1. Wprowadzenie

Wewnętrzną sieć elektroenergetyczną i telekomunikacyjną MFW BII będą tworzyły kable podmorskie, łączące:

- elektrownie („EW”) między sobą (w obwody kablowe),
- grupy elektrowni z wewnętrzną morską stacją elektroenergetyczną („MSE”),
- wewnętrzną MSE z zewnętrzną (będącą częścią innego projektu) morską stacją elektroenergetyczną (opcja).

Na obecnym etapie założono układanie kabli przyłączeniowych wewnętrznych wzdłuż 10-12 korytarzy promieniście rozchodzących się od MSE do poszczególnych elektrowni, przy czym w ramach jednego korytarza kable te będą łączyć od 5-u do 6-u elektrowni; ułożenie kabla eksportowego w korytarzach łączących wewnętrzną MSE z miejscami krzyżowania korytarza utworzonego dla kabla eksportowego (pozwolenie na układanie i utrzymanie podmorskich kabli w wyłącznej strefie ekonomicznej dla przedsięwzięcia pn. „Infrastruktura przyłączeniowa zewnętrzna morskiej farmy wiatrowej Bałtyk Środkowy III wydane decyzją nr MFWK/1/13 z dnia 19 lipca 2013 r. sygn. GT7pb/62/14823/decyzja/2013) z granicą MFW BII określoną przez PSZW, bez krzyżowania się kabla eksportowego z kablami wewnętrznymi farmy. Szczegółowe informacje zostaną określone dopiero na etapie projektu budowlanego, z uwzględnieniem zapisów decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Parametrem mogącym wpływać na skalę oddziaływań wewnętrznej infrastruktury przyłączeniowej jest długość całkowita kabli.

### 5.2. Opis techniczny

Połączenia pomiędzy EW i MSE zostaną wykonane za pomocą kabli 33 kV lub 66 kV. Obecnie stosuje się najczęściej kable 33 kV, trzyżyłowe, złożone z trzech izolowanych i ekranowanych przewodników miedzianych, w uzbrojeniu z drutów stalowych oraz z dodatkową izolacją i zewnętrzną powłoką ochronną. Zwykle wewnątrz kabla, między przewodnikami, umieszczony jest kabel telekomunikacyjny (światłowód) służący do transmisji danych z obszaru MFW. W przypadku, gdy kabel ma zostać położony na obszarze charakteryzującym się dużą aktywnością innych użytkowników, np. rybołówstwa czy żeglugi morskiej, co znacząco zwiększa ryzyko jego awarii i uszkodzeń (uszkodzenia mechaniczne związane z zakotwiczeniem statków bądź zaczepianiem i rozrywaniem kabla przez narzędzia połowowe wykorzystywane w rybołówstwie, np. włoki), stosuje się kable z dodatkowymi elementami ochronnymi, np. dodatkowym zbrojeniem. Kabel 66 kV ma podobną konstrukcję, ale charakteryzuje się większą zdolnością przesyłową w stosunku do kabla 33 kV o takim samym przekroju żyły roboczej. Przekrój

poprzeczny kabli będzie zależny od napięcia roboczego oraz przekroju żyły roboczej i wyniesie 150 – 180 mm. Masa takiego kabla to przeciętnie ok. 71 Mg/km.

Liczba elektrowni włączonych do jednego obwodu kablowego będzie zależna od ich mocy i zostanie określona na etapie pozwolenia na budowę. Przykładowo, w wypadku elektrowni o mocy 6 MW powinno być to nie więcej niż 10 elektrowni. Im mniejsza liczba elektrowni podłączonych do jednego obwodu, tym mniejsze ryzyko, wynikające z potencjalnych uszkodzeń kabla.

Ewentualne połączenia pomiędzy morskimi stacjami elektroenergetycznymi zostaną wykonane za pomocą kabli o napięciu 110 – 450 kV, o podobnej budowie, jak opisane powyżej, i przekroju poprzecznym do 300 mm.

Ilość sekcji kabla, tj. odcinków między poszczególnymi elementami farmy, będzie zależna od liczby elektrowni i stacji elektroenergetycznych. Ich maksymalna przewidywana obecnie długość to 200 km.

### 5.3. Skrzyżowania kabli

Badania dna morskiego wykonane na potrzeby MFW BII wykluczyły występowanie na jej obszarze struktur liniowych, takich jak czynne kable podmorskie czy rurociągi. Nie można jednak wykluczyć powstania takich obiektów w przyszłości lub konieczności krzyżowania ze sobą kabli wewnętrznych, należących do farmy.

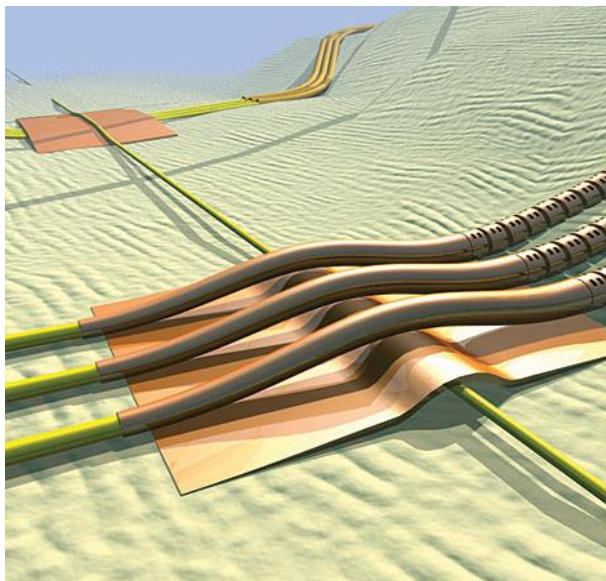
W takich wypadkach stosowane są powszechnie zabezpieczenia, umożliwiające bezkolizyjne krzyżowanie się obiektów liniowych na dnie morskim. Istnieje bardzo dużo rozwiązań technicznych i kolejne są stale rozwijane. Do najbardziej popularnych należą:

- prefabrykowane, betonowe obudowy lub materace, przykrywające istniejące struktury liniowe,
- przykrywanie istniejących struktur warstwą kamieni, luzem bądź umieszczonych w workach,
- maty zabezpieczające z tworzyw sztucznych,
- prefabrykowane obudowy stalowe,
- specjalne profile z tworzyw sztucznych, zapinane wokół nowo układanych kabli.

Wszystkie ww. zabezpieczenia produkowane są z materiałów obojętnych dla środowiska i odpornych na działanie wody morskiej.

Przykłady opisanych wyżej rozwiązań pokazano na poniższych rysunkach i zdjęciach.

Rysunek 6. Maty zabezpieczające z tworzyw sztucznych



Źródło: materiały ogólnodostępne [www.subseacableprotection.com](http://www.subseacableprotection.com) dostępne na dzień 09.2020 r.

Fotografia 2. Profile z tworzyw sztucznych, zapinane wokół nowo układanych kabli



Źródło: materiały ogólnodostępne [www.trelleborg.com](http://www.trelleborg.com), dostępne na dzień 09.2020 r.

Fotografia 3. Prefabrykowane, betonowe obudowy do ochrony istniejących struktur liniowych



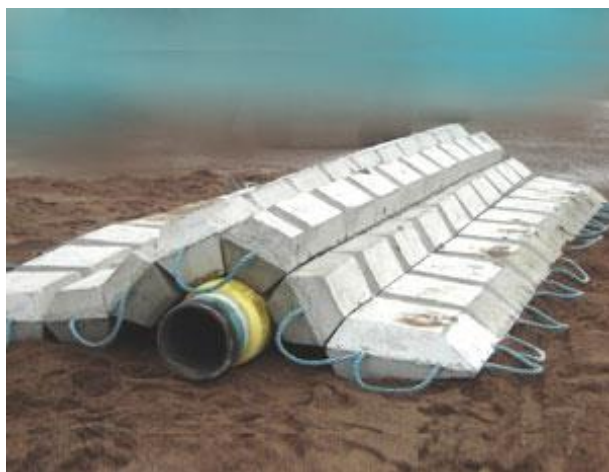
Źródło: materiały ogólnodostępne [www.sps.gb.com](http://www.sps.gb.com) dostępne na dzień 09.2020 r.

Fotografia 4. Elastyczne materace betonowe



Źródło materiały ogólnodostępne [www.sps.gb.com](http://www.sps.gb.com) dostępne na dzień 09.2020 r.

Rysunek 7. Elastyczny materac betonowy ułożony nad istniejącym rurociągiem



Źródło: materiały ogólnodostępne [www.sps.gb.com](http://www.sps.gb.com) dostępne na dzień 09.2020 r.

Fotografia 5. Worki wypełnione kamieniami lub żwirem



Źródło: materiały ogólnodostępne [www.sps.gb.com](http://www.sps.gb.com) dostępne na dzień 09.2020 r.

Opisane wyżej zabezpieczenia układane są za pomocą statków instalacyjnych w zidentyfikowanych wcześniej miejscach kolizji struktur liniowych. Nowo układane kable czy rurociągi umieszczane są na wyżej opisanych zabezpieczeniach. Takie zabezpieczenia mogą także być wykorzystywane na niektórych

odcinkach kabli wewnętrznych jako zabezpieczenia przed ewentualnym uszkodzeniem, np. kotwicami statków.

## 6. Morska stacja elektroenergetyczna

### 6.1. Wprowadzenie

Energia elektryczna wytworzona przez EW należące do MFW BII będzie przygotowywana na farmie do dalszego przesyłu. W tym celu w centralnej części farmy zostanie wybudowana wewnętrzna morska stacja elektroenergetyczna („MSE”). Budowa stacji elektroenergetycznej umożliwi zmniejszenie ilości kabli eksportowych, odprowadzających energię elektryczną z farmy wiatrowej na ląd, spowoduje też znaczne zmniejszenie strat na przesyśle.

W ramach MFW BII będzie wybudowana stacja pełniąca bądź funkcję transformatorową – odbierająca prąd przemienny (*alternate current* – AC) z elektrowni wiatrowych, a następnie zmieniające jego napięcie (33 lub 66 kV) na odpowiednio wyższy poziom, umożliwiając jego dalszy przesył w technologii przemiennoprądowej; bądź stacja łącząca funkcję transformatorową z funkcją przekształtnikową (AC/DC) – przekształcająca prąd przemienny (AC) na prąd stały (*direct current* – DC), umożliwiając jego dalszy przesył w technologii stałoprądowej. Na obecnym etapie projektu nie podjęto jeszcze decyzji, czy energia będzie przesyłana na ląd w technologii stało- czy przemiennoprądowej. W związku z tym, w dalszej części rozdziału scharakteryzowano obie te technologie i oba rodzaje stacji.

Opisana w niniejszym rozdziale wewnętrzna MSE będzie zlokalizowana w granicach MFW BII. Na obecnym etapie inwestycji określona została przybliżona lokalizacja MSE, wskazana na rys. nr 4.

Należy podkreślić, że infrastruktura służąca do przesyłu energii na ląd (tj. kable eksportowe morskie i lądowe, lądowa stacja elektroenergetyczna i ewentualne dodatkowe morskie stacje elektroenergetyczne jest samodzielnym, niezależnym przedsięwzięciem, polegającym na budowie Morskiej Infrastruktury Przesyłowej objętym oddzielną procedurą oceny oddziaływania na środowisko. Informacje o MIP, zawarte w niniejszym raporcie, służą jedynie do wykonania analizy ewentualnych oddziaływań skumulowanych MFW BII i MIP. Opis obu technologii został zawarty w rozdziale dotyczącym morskiej infrastruktury przesyłowej.

Dla przyjętego do realizacji wariantu założono budowę jednej stacji elektroenergetycznej.

### 6.2. Opis techniczny

#### 6.2.1. Stacja transformatorowa (AC)

Morskie stacje elektroenergetyczne przemiennego napięcia (AC) mają za zadanie przyłączenie kabli elektroenergetycznych przesyłających energię elektryczną z EW, odebranie mocy wyprodukowanej przez EW na poziomie napięcia 33 lub 66 kV, zwiększenie poziomu napięcia w celu przesłania jej bezpośrednio na ląd lub do kolejnej morskiej stacji elektroenergetycznej (AC lub AC/DC). Ponadto na stacji zainstalowane będą układy sterowania i zabezpieczeń.

Jedna ze stacji elektroenergetycznych (AC lub AC/DC) może pełnić również rolę centrum operacyjnego, używanego w okresie eksploatacji elektrowni.

MSE AC zostanie zbudowana na bazie platformy opartej na fundamencie typu monopál, jacket, tripod bądź grawitacyjnym. Na platformie roboczej zostanie zainstalowana niezbędna infrastruktura elektroenergetyczna, a także socjalna. Typowa moc stacji to 150 do 350 MW. Maksymalna moc stacji jest ograniczona, zwłaszcza ze względu na potencjalną masę. Koszt instalacji stacji o masie powyżej 1500 Mg znacząco rośnie. Typowe parametry stacji o podanej wyżej mocy to powierzchnia 30 x 30 m oraz 15 – 20 m wysokości, waga 1000 – 1500 Mg.

Typowe wyposażenie MSE AC składa się z następujących elementów:

- rozdzielnia wewnętrzna,
- transformatory mocy,
- rozdzielnice SN i WN,
- dławiki i kondensatory do kompensacji mocy biernej,
- transformatory lub agregaty prądotwórcze do zapewnienia zasilania rezerwowego,
- system uziemienia,
- centrala instalacji wewnętrznych,
- urządzenia dystrybucji niskiego napięcia do wyposażenia pomocniczego i ochrony systemu kontroli i oprzyrządowania,
- zasilacz bezprzerwowy UPS,
- urządzenia systemu SCADA,
- miejsca zakwaterowania załóg serwisowych,
- pomieszczenia do odpoczynku i pomieszczenia socjalne,
- magazyn materiałowy,
- warsztat,
- przystań dla łodzi,
- lądowisko dla helikopterów,
- wyposażenie BHP i awaryjne, w tym generatory Diesla, oświetlenie awaryjne, łódzie ratunkowe.

Do rozdzielnic SN zostaną włączone obwody kablowe łączące poszczególne turbiny. Standardowa, nominalna wartość poziomu napięcia kabli wewnętrznych to 33 kV. Zastosowana zostanie rozdzielnica metalowa, w izolacji powietrznej lub gazowej (SF<sub>6</sub>). Rozdzielnica średniego napięcia zawiera wyłączniki, po jednym dla każdego obwodu kablowego, które pozwalają na selektywne ich wyłączenie w przypadku zakłóceń na jednym z obwodów kablowych.

Transformatory przekształcają napięcie ze średniego (SN) na wysokie (WN) lub najwyższe (NN), wymagane przez system przesyłowy. Transformatory będą najprawdopodobniej izolowane olejem. Rozdzielnica WN lub NN ma za zadanie odbiór mocy z transformatorów, w celu dalszego przesłania za pomocą kabla eksportowego, a także ich ochronę, poprzez umożliwienie wyłączenia jednego z nich (lub wszystkich), w razie wystąpienia zakłóceń, np. przeciążenia lub zwarcia, lub podczas konserwacji. Zastosowana zostanie najprawdopodobniej rozdzielnica WN lub NN w izolacji gazowej (SF<sub>6</sub>).



Nie można wykluczyć, że w przyszłości możliwa będzie budowa stacji elektroenergetycznych o wyższej pojemności, co może ograniczyć ich ilość.

Stacja elektroenergetyczna może być wykorzystana również jako miejsce instalacji urządzeń do pomiarów i monitoringu środowiska, np. danych meteorologicznych czy informacji o falowaniu.

**Fotografia 6. Morska stacja elektroenergetyczna**



źródło: udostępnione przez Zamawiającego

### **6.2.2. Stacja przekształtnikowa (AC/DC)**

Morska stacja przekształtnikowa (konwertorowa) AC/DC zostanie wybudowana jako dodatkowa stacja, oprócz opisanych wyżej stacji transformatorowych, w wypadku, gdyby inwestor zdecydował się na zastosowanie przesyłu w technologii stałoprądowej. Może być ona wybudowana jako oddzielny obiekt lub jako dodatkowy element stacji AC, co będzie miało miejsce w przypadku wyboru takiej technologii przesyłu.

Do stacji konwertorowej AC/DC zostanie przesłana energia elektryczna ze stacji transformatorowych AC. Zadaniem stacji będzie zamiana prądu zmiennego (AC) na stały (DC) i ewentualne podniesienie napięcia w celu przygotowania do dalszego jego przesłania na ląd.

Stacja przekształtnikowa AC/DC zostanie zbudowana na bazie platformy opartej na fundamencie typu monopal, jacket, tripod bądź grawitacyjnym. Na platformie roboczej zostanie zainstalowana niezbędna infrastruktura elektroenergetyczna, w szczególności urządzenia służące do konwersji prądu przemiennego na stały, nazywanej, w zależności od producenta „HVDC light” lub „HVDC plus”.

Wśród głównych elementów stacji przekształtnikowej wymienia się:

- transformatory przekształtnikowe,
- tyrystory przekształtnikowe,
- filtry harmonicznych,
- baterie kondensatorów,



- dławiki do kompensacji mocy biernej,
- pompownię zewnętrzną (system chłodzenia).

Typowa moc przesyłowa stacji to 600 do 900 MW. Typowe wymiary stacji to długość 70 - 100 m i szerokość 40 – 60 m, a wysokość stacji umieszczonej na platformie to maksymalnie 40 m. Masa platformy wraz z urządzeniami może wynosić do 10 000 Mg.

Nie można wykluczyć, że w przyszłości możliwa będzie budowa stacji AC/DC o wyższej pojemności, co może ograniczyć ilość stacji, ale jednocześnie spowodować zmianę podanych wyżej parametrów.

## 7. Morska infrastruktura przesyłowa

W skład MFW BII nie wchodzi infrastruktura służąca do przesłania energii elektrycznej wytworzonej przez farmę na ląd. Może jednak ona powodować oddziaływania skumulowane z Przedsięwzięciem w niektórych obszarach części morskiej. Parametry Morskiej Infrastruktury Przesyłowej zostały podane na podstawie Decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach z dnia 2 marca 2019 r., znak: RDOŚ-Gd-WOO.4211.12.2016.KSZ/AJ.29 wydanej przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku „W części morskiej korytarz MIP stanowić będzie pas o szerokości ok. 1 km. Rozpocząć się będzie na styku lądu i morza, około 3 km na zachód od Ustki, i będzie sięgać maksymalnie 49,5 km na północ od linii brzegowej. Na odcinku około 13 km korytarz ze względów bezpieczeństwa będzie poszerzony do 2 km. Łączna długość korytarza wynosi 109 km, a powierzchnia ok. 123 km<sup>2</sup>. W części lądowej korytarz infrastruktury będzie przebiegał przez tereny 2 gmin: gminy Ustka i gminy Słupsk, zlokalizowanych w powiecie słupskim, województwie pomorskim. Podziemna linia kablowa przecinać będzie powyższe gminy na długości ok. 15 km na południe od linii brzegowej. W zależności od ilości układanych kabli, szerokość korytarza na etapie eksploatacji może wynosić do 50 m.

Punkt styku części morskiej oraz lądowej nastąpi w miejscowości Modlinek, na odcinku 235-238,75 km wybrzeża.

MIP będzie się składać z następujących elementów:

- W części morskiej:
  - Podmorskie kable WN lub NN o wskazanych poniżej parametrach:
    - Liczba kabli 19 lub 12;
    - Napięcie przesyłu do 500 kV;
    - Moc przyłączenia do 1440 MW;
    - Grubość kabla do 300 mm;
  - Linie światłowodowe o średnicy 17-50 mm, mogące stanowić integralną część kabli podmorskich.
- W części lądowej:
  - Lądowe kable WN lub NN o wskazanych poniżej parametrach:
    - Liczba kabli 19 lub 12;
    - Napięcie przesyłu do 500 kV;

- Moc przyłączenia do 1440 MW;
- Sposób ułożenia kabli płaski lub trójkątny;
- o Lądowa stacja elektroenergetyczna GPZ o napięciu wejściowym 110 kV/400 kV oraz napięciu wyjściowym 400 kV;
- o Ewentualna linia napowietrzna wysokich lub najwyższych napięć o napięciu przesyłu 110 kV - 500 kV;
- o Linie światłowodowe (o średnicy 17-50 mm, układane obok w wykopie linii kablowej bądź podwieszane na słupach ewentualnej linii napowietrznej)<sup>3</sup>.

Energia elektryczna wytworzona w morskiej farmie wiatrowej może być wyprowadzona na ląd, do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, za pomocą podmorskich kabli wysokiego lub najwyższego napięcia w technologii stało- („HVDC”) lub prądu przemiennopiętrowego („HVAC”). Na obecnym etapie inwestor nie jest w stanie ostatecznie wskazać technologii, w której zostanie wykonana infrastruktura. Decyzja w tym zakresie będzie uzależniona przede wszystkim od ilości energii, którą trzeba będzie wyprowadzić na ląd, a więc liczby i mocy planowanych do przyłączenia farm oraz uwarunkowań ekonomicznych (np. kosztów technologii HVDC i HVAC dla danej długości infrastruktury, szacowanych strat na przesyłach dla poszczególnych technologii, dostępności komponentów itp.).

Podmorskie kable WN lub NN układane będą przy użyciu specjalistycznych statków (tzw. kablownic) poprzez zagłębienie w dnie morskim, zwykle na głębokość nie większą niż 3 m (na niektórych odcinkach może okazać się konieczne zagłębienie na większą głębokość, np. w związku z intensywną żegluga morską i wysokim ryzykiem uszkodzenia kabli przez kotwice statków). Technologia i głębokość układania kabli jest uzależniona od kilku czynników, m.in. od głębokości wody, rodzaju i właściwości podłoża oraz uwarunkowań środowiskowych. Wskazana do realizacji jest metoda płuzenia z wykorzystaniem pługu wleczonego za statkiem, z którego podawane są kable. Kabel jest wprowadzany przez pług do utworzonego rowu bezpośrednio na żądaną głębokość, a następnie zasypywany materiałem, który został uprzednio uniesiony przez pług w celu utworzenia bruzdy i samoistnie opada na dno siłami grawitacji po jego przejściu. Pozostałe metody układania kabli, np. przy użyciu specjalistycznych sani, polegają na wkopywaniu w dno morskie kabla, który najpierw został ułożony na jego powierzchni (w przeciwieństwie do zasady działania pługu, który tworzy bruzdę, w którą równocześnie zagłębia kabel). W przypadku podłoża o charakterze skalistym bądź kamienistym kabel umieszczany jest na żądaną głębokość w bruzdę, którą tworzy się przy użyciu specjalistycznych urządzeń tnących. Układanie kabli wymaga zakotwiczenia statku instalacyjnego. Szacuje się, że na jednej pozycji kotwicy można ułożyć średnio ok. 100 - 200 m kabla, następnie statek musi się przemieścić i zakotwiczyć ponownie.

Wybór technologii oraz miejsce wyjścia kabli podmorskich na ląd (a w szczególności jego odległość od brzegu) uzależnione będą przede wszystkim od właściwości morfodynamicznych brzegu w miejscu planowanego lądowania kabla oraz możliwości dalszego poprowadzenia kabli w części lądowej. Decyzja w tym zakresie zostanie podjęta na późniejszym etapie, z uwzględnieniem wyników badań środowiska, w tym właściwości podłoża, które zostaną przeprowadzone w strefie planowanego lądowania. Zwykle stosuje się technologię przewiertu sterowanego i wykorzystuje płuczkę wiertniczą na bazie bentonitu, który jest obojętny dla środowiska.

<sup>3</sup> Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach z dnia 2 marca 2019 r., znak: RDOŚ-Gd-WOO.4211.12.2016.KSZ/AJ.29 wydana przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku dla przedsięwzięcia polegającego na budowie morskiej infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej

W zależności od charakteru użytkowania obszaru morskiego, przez który będzie przechodzić trasa MIP, głębokości, na której kable zostaną ułożone, właściwości podłoża, a także od konieczności przecięcia innych istniejących już kabli bądź rurociągów, niezbędne może okazać się zastosowanie dodatkowego zabezpieczenia kabli przesyłowych. Obecnie stosuje się np. betonowe materace czy worki wypełnione cementem lub piaskiem, którymi przykrywa się kable, systemy dodatkowych osłon kabli (np. system Uraduct) i inne. Stanowią one m.in. ochronę przed wymywaniem warstwy osadów, którymi przykryte zostały zakopane kable, oraz dodatkowe zabezpieczenie, np. przed kotwicami czy narzędziami stosowanymi w rybołówstwie. Dodatkowe zabezpieczenie może być wymagane tylko na niektórych odcinkach trasy MIP, tych o podwyższonym ryzyku uszkodzenia. Na odcinkach przecinających trasy żeglugowe może zaistnieć konieczność wkopania kabla na większą głębokość niż na pozostałej trasie MIP.

Przejście przez strefę brzegową może zostać wykonane metodami bezwykopowymi – np. metodą przewiertu sterowanego lub przecisku hydraulicznego.

## **8. Postęp technologiczny**

Charakterystyka przedsięwzięcia, zawarta w niniejszym rozdziale została wykonana zgodnie z najlepszą wiedzą jego autorów i Inwestora. Jednak branża morskiej energetyki wiatrowej rozwija się bardzo dynamicznie. Nie jest więc wykluczone, że na etapie projektowania pojawią się jeszcze inne od opisanych rozwiązania techniczne. W opinii autorów raportu będą one również możliwe do realizacji, o ile ich główne parametry techniczne będą zbliżone do podanych w niniejszym rozdziale a oddziaływanie na środowisko nie większe od opisanego w raporcie i uznanego za dopuszczalne.

## **9. Literatura i inne źródła**

### **9.1. Akty prawne**

- Ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (tekst jednolity Dz.U.2019 poz.2169)
- 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 (tekst jednolity Dz.U. z 2020 r. poz.283, 284, 322, 471, 1378)
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U.2019, poz. 1839)

### **9.2. Literatura, opracowania eksperckie i decyzje administracyjne**

- Raport oceny oddziaływania na środowisko Tom II, Sekcja 3 Opis technologii, SMDI Doradztwo Inwestycyjne Sp. z o.o., listopad 2015
- Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach realizacji wydana przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku w dniu 27 marca 2017 r. znak RDOŚ-Gd-WOO.4211.26.2015.KSZ.20, dla przedsięwzięcia pn. „Budowa morskiej farmy wiatrowej Polenergia Bałtyk II”

- Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach z dnia 2 marca 2019 r., znak: RDOŚ-Gd-WOO.4211.12.2016.KSZ/AJ.29 wydana przez Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku dla przedsięwzięcia polegającego na budowie morskiej infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej
- Pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich dla przedsięwzięcia pn. "Morska Farma Wiatrowa Bałtyk Środkowy II" (Decyzja nr MFW/2/2013 z dn. 15.01.2013 r., zmieniona decyzją nr MFW/2a/13 z dn. 29.04.2013 r.)
- Decyzja nr MFWK/1/13 z dnia 19 lipca 2013 r. sygn. GT7pb/62/14823/decyzja/2013
- Polenergia offshore wind developments for projects Middle Baltic II and Middle Baltic III. High level technical design options study. Wersja 1, wraz z uzupełnieniami. Royal Haskoning DHV Nederland B.V., 2013

## 10. Spis rysunków

<i>Rysunek 1. Schemat morskiej elektrowni wiatrowej.....</i>	<i>6</i>
<i>Rysunek 2. Fundament monopalowy.....</i>	<i>12</i>
<i>Rysunek 3. Fundament typu jacket.....</i>	<i>14</i>
<i>Rysunek 4. Fundament typu tripod.....</i>	<i>15</i>
<i>Rysunek 5. Fundament grawitacyjny.....</i>	<i>17</i>
<i>Rysunek 6. Maty zabezpieczające z tworzyw sztucznych.....</i>	<i>20</i>
<i>Rysunek 7. Elastyczny materac betonowy ułożony nad istniejącym rurociągami.....</i>	<i>21</i>

## 11. Spis tabel

<i>Tabela 1. Podstawowe parametry techniczne elektrowni wiatrowych w wariantach wybranych do realizacji.....</i>	<i>7</i>
<i>Tabela 2. Podstawowe materiały używane do budowy elektrowni wiatrowych.....</i>	<i>8</i>
<i>Tabela 3. Przykładowe modele turbin prawdopodobnie dostępne na rynku w okresie budowy MFW BII.....</i>	<i>8</i>
<i>Tabela 4. Parametry żelbetowego fundamentu monopalowego.....</i>	<i>12</i>
<i>Tabela 5. Podstawowe parametry fundamentu typu monopala.....</i>	<i>13</i>
<i>Tabela 6. Podstawowe parametry fundamentów typu jacket.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabela 7. Podstawowe parametry fundamentów typu tripod.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabela 8. Podstawowe parametry fundamentów grawitacyjnych.....</i>	<i>17</i>