

Morska farma wiatrowa Bałtyk Środkowy III

Raport o oddziaływaniu
na środowisko

Tom II. Rozdział 3

Opis technologii

Wykonawca:
Grupa Doradcza SMDI

Zamawiający:
Polenergia Bałtyk III Sp. z o.o.

Warszawa,
kwiecień 2015 r.



Informacje o dokumencie

Dokument:	Morska farma wiatrowa Bałtyk Środkowy III Raport o oddziaływaniu na środowisko Tom II. Rozdział 3 Opis technologii
Wersja:	Ostateczna
Autorzy:	Zespół autorski został wskazany w oddzielnej części raportu (Tom I. Rozdział 1)
Sprawdził:	Krzysztof Mielniczuk
Zatwierdził:	Maciej Stryjecki

Zamawiający:	Polenergia Bałtyk III Sp. z o.o. ul. Krucza 24/26 00-526 Warszawa
Wykonawca:	SMDI Doradztwo Inwestycyjne Sp. z o.o. Al. Wilanowska 208/4 02-765 Warszawa
Data umowy:	20.01.2015 r.

Spis treści

Skróty	5
1. Wprowadzenie	6
2. Turbiny	6
2.1. Wprowadzenie	6
2.2. Opis techniczny	7
2.3. Możliwe do zastosowania przykładowe modele turbin	10
3. Wieże	11
3.1. Wprowadzenie	11
3.2. Opis techniczny	12
4. Fundamenty	12
4.1. Wprowadzenie	12
4.2. Monopale	13
4.2.1. Opis techniczny	13
4.3. Fundamenty typu jacket	15
4.3.1. Opis techniczny	15
4.4. Fundamenty typu tripod	17
4.4.1. Opis techniczny	17
4.5. Fundamenty grawitacyjne	19
4.5.1. Opis techniczny	19
4.6. Inne technologie fundamentowania	21
5. Wewnętrzne linie elektroenergetyczne i telekomunikacyjne	22
5.1. Wprowadzenie	22
5.2. Opis techniczny	22
5.3. Skrzyżowania kabli	23
6. Stacje elektroenergetyczne	26
6.1. Wprowadzenie	26
6.2. Opis techniczny	27
6.2.1. Stacja transformatorowa (AC)	27
6.2.2. Stacja przekształtnikowa (AC/DC)	28
7. Morska infrastruktura przesyłowa	29
7.1. Technologia przesyłu energii elektrycznej	29

7.2.	Podmorskie kable WN lub NN	30
7.2.1.	Podmorskie kable w technologii przemiennoprądowej (HVAC)	31
7.2.2.	Podmorskie kable w technologii stałoprądowej (HVDC).....	32
7.3.	Podziemne kable WN lub NN (lądowe)	33
7.4.	Napowietrzne linie elektroenergetyczne	33
7.5.	Lądowa stacja elektroenergetyczna o napięciu wyjściowym 400 kV	34
7.6.	Morska stacja elektroenergetyczna.....	35
7.7.	Linie światłowodowe	35
8.	Postęp technologiczny.....	36
9.	Materiały źródłowe i porównawcze	37
9.1.	Akty prawne.....	37
9.2.	Literatura, opracowania eksperckie, decyzje administracyjne.....	37
9.3.	Strony internetowe.....	37
10.	Spis tabel	38
11.	Spis rysunków	38
12.	Spis fotografii.....	38

Skróty

AC	Prąd przemienny (<i>alternating current</i>)
A/m	Amper na metr
DC	Prąd stały (<i>direct current</i>)
DSU	Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach
EW	Elektrownia wiatrowa
HVAC	Prąd przemienny wysokiego napięcia
HVDC	Prąd stały wysokiego napięcia
KSE	Krajowy System Energetyczny
kV	Kilowolt
LSE	Lądowa stacja elektroenergetyczna
MFW	Morska farma wiatrowa
MFW BSIII	Morska farma wiatrowa Bałtyk Środkowy III
MIP	Morska infrastruktura przesyłowa energii elektrycznej
MSE	Morska stacja elektroenergetyczna
MW	Megawat
NN	Najwyższe napięcie
OOŚ	Ocena oddziaływania na środowisko
OZE	Odnawialne źródła energii
RHDHV	Royal Haskoning DHV
SN	Średnie napięcie
SwePol Link	Podmorska linia kablowa wysokiego napięcia pomiędzy Polską a Szwecją
UooŚ	Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z 2013 r. nr 1235, ze zm.)
WN	Wysokie napięcie
μT	Mikrotesla

1. Wprowadzenie

W niniejszym rozdziale przedstawiono opis parametrów technologicznych wszystkich elementów składających się na projekt morskiej farmy wiatrowej Bałtyk Środkowy III. Opisane urządzenia i rozwiązania techniczne mogą zostać wykorzystane w poszczególnych wariantach przedsięwzięcia, przedstawionych w Rozdziale 2 tego tomu, gdyż ich parametry techniczne mieszczą się w wartościach brzegowych określonych dla obydwu wariantu. W dalszej części opracowania opisano ponadto przebieg etapów budowy, eksploatacji i likwidacji farmy, wraz ze wskazaniem związanych z wykorzystaniem poszczególnych urządzeń i rozwiązań technicznych rodzajów i wielkości emisji.

Przedstawiony w Rozdziale 2 tego tomu opis wariantów przedsięwzięcia, określonych wartościami brzegowymi parametrów technicznych, czytany łącznie z poniżej przedstawioną charakterystyką wszystkich rozważanych na obecnym etapie urządzeń i rozwiązań technicznych oraz opisanymi w kolejnych rozdziałach tego Tomu rodzajami i wielkościami emisji poszczególnych rozwiązań technologicznych i organizacyjnych, pozwala na dokonanie kompletnej i rzetelnej oceny oddziaływania na środowisko przedmiotowego przedsięwzięcia. Ocena ta i jej wyniki zostały opisane w Tomie IV raportu. W Tomie IV zostały także określone najdalej idące scenariusze technologiczne, a więc rozwiązania które mogą powodować największe oddziaływania na dany element środowiska. To właśnie te rozwiązania podlegają ocenie, co pozwala w przypadku braku stwierdzenia znaczących oddziaływań dla takiego scenariusza, uznać za dopuszczalne także inne rozwiązania technologiczne, które powodują mniejsze oddziaływania danego, ocenionego rodzaju.

Podstawowym źródłem danych do niniejszego opracowania jest koncepcja techniczna przygotowana przez Royal Haskoning DHV („RHDHV”), doradcę technicznego Inwestora.

Rozpoczęcie budowy MFW BSIII planowane jest nie wcześniej niż w 2018 – 2019 r. W raporcie nie było możliwe wskazanie ostatecznych rozwiązań technicznych, jakie zostaną zastosowane na farmie. Zgodnie z przyjętą metodyką, parametry ostatecznie wybranych przez inwestora i projektantów rozwiązań technicznych będą jednak musiały mieścić się w wielkościach brzegowych określonych dla wariantu wybranego do realizacji, które zostaną ostatecznie ustalone w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

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 morskich elektrowni wiatrowych, które mają wpływ na skalę i rodzaj

oddziaływań na środowisko, 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. Obecnie projektowane są również turbiny z dwoma skrzydłami, ale nie należy spodziewać się, aby modele dedykowane dla farm morskich zostały wprowadzone do sprzedaży przed rokiem 2020, tj. w okresie prawdopodobnej budowy MFW BSIII. Skrzydła elektrowni obracają się z prędkością od 4 do 13 razy na minutę.

Schemat morskiej elektrowni wiatrowej przedstawiono na poniższym rysunku.

Rysunek 1. Schemat morskiej elektrowni wiatrowej



Źródło: materiały własne

Fotografia 1. Morska elektrownia wiatrowa


Źródło: materiały własne

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

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

Parametr	Wariant wybrany do realizacji
Maksymalna wysokość całkowita elektrowni n.p.m. [m]	275 m
Minimalny prześwit pomiędzy dolnym położeniem skrzydła a powierzchnią morza ¹ [m]	20 m
Maksymalna średnica rotora [m]	200 m
Maksymalna strefa pojedynczego rotora [m ²]	31 400 m ²

Źródło: dane Inwestora

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.

¹ Powierzchnia morza rozumiana jako średni poziom morza

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 ³ oleju w przekładni głównej, 0,25 m ³ oleju hydraulicznego, 0,02 m ³ oleju w przekładniach pomocniczych i ok. 1,5 – 2,5 m ³ oleju transformatorowego Miedź, aluminium, tworzywa sztuczne do kabli i komponentów elektrycznych Farby i powłoki Stal

Źródło: koncepcja techniczna RHDHV

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 wiatrowe mogące wypełnić wymagania inwestora, dostępne obecnie (2014 r.) na rynku to: Siemens SWT-2,3-93, Siemens SWT-3,6-120, Vestas V80 i V90, Repower 5M i 6M, Areva M5000.

Przykładowe morskie turbiny, jakie prawdopodobnie będą dostępne ok. roku 2020, tj. w okresie prawdopodobnej budowy MFW BSIII, 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 BSIII

Model	Moc pojedynczej turbiny [MW]	Średnica rotora [m]	Stan rozwoju
Turbiny 3 – 4 MW			
GE 4.1 – 113	4,1	113	Prototyp 2013 r.
Siemens SWT 4,0 – 120	4,0	120	Prototyp 2013 r.
Siemens SWT 4,0 – 130	4,0	130	Prototyp 2013 r.
Vestas V-112 3,0	3,0	112	Pierwsza instalacja

Model	Moc pojedynczej turbiny [MW]	Średnica rotora [m]	Stan rozwoju
			w 2013 r.
Vestas V-112 3,3	3,3	112	Brak informacji
Turbiny 5– 6 MW			
2B Energy 2-B-6	6,0	140	Prototyp lądowy w 2013 r.
Alstom Haliade	6,0	150	Prototyp morski w 2013 r.
Areva M5000-135	5,0	135	Prototyp lądowy w 2013 r.
Gamesa G-128-5,0 MW	5,0	128	Prototyp lądowy w 2013 r.
Siemens SWT 6,0-120	6,0	120	Prototyp morski w 2013 r.
Siemens SWT 6,0-154	6,0	154	Prototyp lądowy w 2012 r.
XEMC-Darwind XD115	5,0	115	Prototyp lądowy w 2015 r.
Turbiny powyżej 6 MW			
Mitsubishi Sea Angel	7,0	167	Rozpoczęcie testów lądowych w 2013 r.
Samsung	7,0	171	Rozpoczęcie testów w pobliżu wybrzeża w 2013 r.
Vestas V-164	8,0	164	Pierwsza instalacja w 2014 r.
Siemens 10MW	10,0	200	Na etapie testów

Źródło: Koncepcja techniczna RHDHV

Turbiny o mocach 10 – 15 MW są w fazie wczesnych badań i prawdopodobnie będą dostępne w latach 2020 – 2025. Przykłady (poza podanym wyżej Siemensem) to SWAY 10 MW, AMSC Sea Titan 10 MW, Goldwind 10 MW, KIT SUPRAPOWER GE 15 MW i Gamesa-Azimut 15 MW.

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 składane są bądź w porcie konstrukcyjnym, bądź w miejscu budowy elektrowni. Wewnątrz wieży znajduje się ciąg komunikacyjny między platformą zlokalizowaną na fundamencie i gondolą (winda, 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 BSIII 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 morskie stacje transformatorowe i stacja badawcza, 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*,
- fundamenty pływające (*floating foundations*).

Dobór fundamentów MFW 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. 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. Na etapie projektowania wykonane zostaną badania geotechniczne podłoża, które będą miały decydujące znaczenie w kwestii doboru fundamentów.

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.

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 stosunkowo drogie. Obecnie produkowane monopale są też dedykowane (i efektywne kosztowo) dla głębokości do 30 m, podczas gdy projekt MFW BSIII będzie realizowany na obszarze pod zabudowę o głębokości od ok. 25 do 40 m. Głębokość ta nie wyklucza zastosowania monopali na części powierzchni MFW BSIII.

4.2.1. Opis techniczny

Monopale stalowe zbudowane są ze stalowych, spawanych cylindrów. Długość monopala może dochodzić do 80 m. Jego dolna część ma przeciętną średnicę 5 – 10 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 wystają nad powierzchnię morza i są połączone 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 pała 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 kołnierzonego lub zespawane.

Na łączniku znajdują się również dodatkowe elementy, takie jak miejsce kotwienia 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 pała warstwy np. kamieni. Może być ona ułożona przed lub po wbiciu pała 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

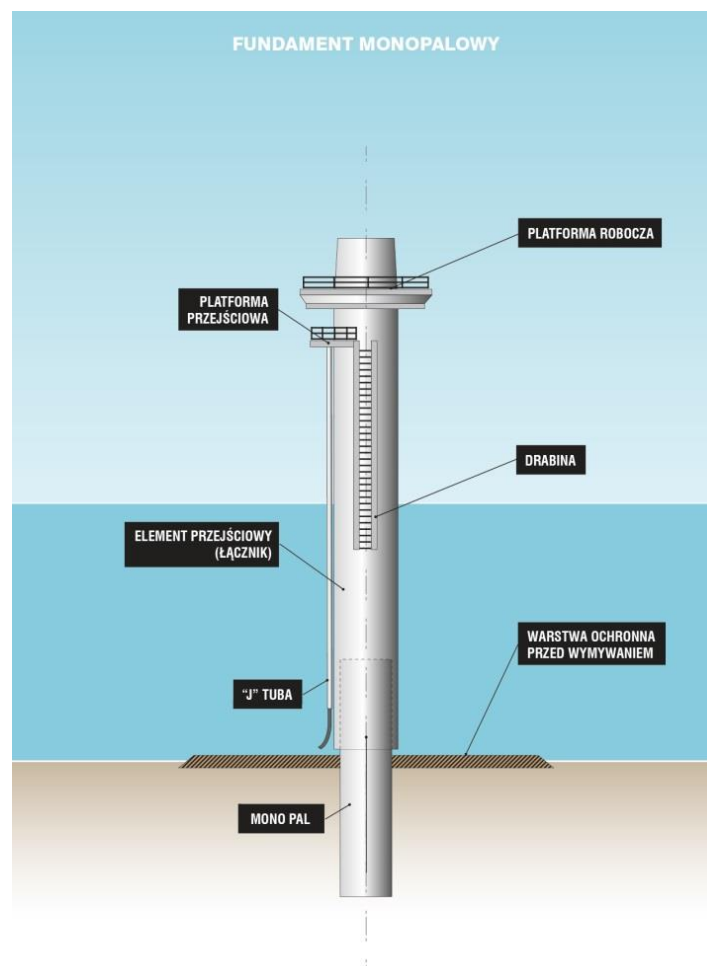
podkreślić, że nie podlega on ocenie w dalszej części opracowania (nie został wskazany przez doradcę technicznego).

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: materiały własne

Rysunek 2. Fundament monopalowy



Źródło: materiały własne

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 m
Średnica (max)	10 m
Długość (max)	80 m
Waga fundamentu (max)	1400 ton
Waga łącznika (max)	400 ton
Szerokość warstwy ochronnej przed wymywaniem liczona od obrzeża fundamentu (śr)	20 m
Głębokość warstwy ochronnej przed wymywaniem (śr)	1,5 m
Czas efektywnego palowania jednego fundamentu (śr)	5 h
Czas ciągłego prowadzenia palowania, przy założeniu, że budowane są wszystkie fundamenty, jeden po drugim, bez przestojów (2 pracujące statki) (śr)	600 h
Moc młota pneumatycznego (max)	3000 kJ
Liczba uderzeń młota pneumatycznego na 1 godzinę	2800
Liczba uderzeń młota pneumatycznego na 1 pal	8400

Źródło: koncepcja techniczna RHDHV, materiały własne

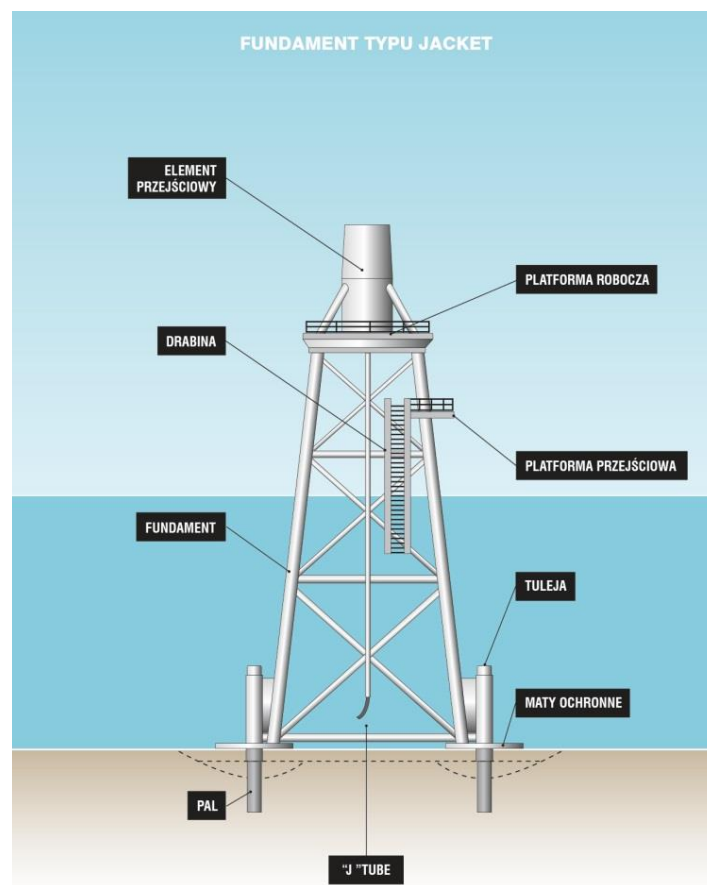
4.3. Fundamenty typu jacket

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.

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 – 1,8 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: materiały własne

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)	1 m
Średnica pala (max)	1,8 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
Czas efektywnego palowania – jeden fundament (śr)	18 h
Czas ciągłego prowadzenia palowania, przy założeniu,	2160 h

Parametr	Wartość
że budowane są wszystkie fundamenty, jeden po drugim, bez przestojów (2 pracujące statki) (śr)	
Liczba uderzeń młota pneumatycznego na 1 godzinę	2800
Liczba uderzeń młota pneumatycznego na 1 pał	8400

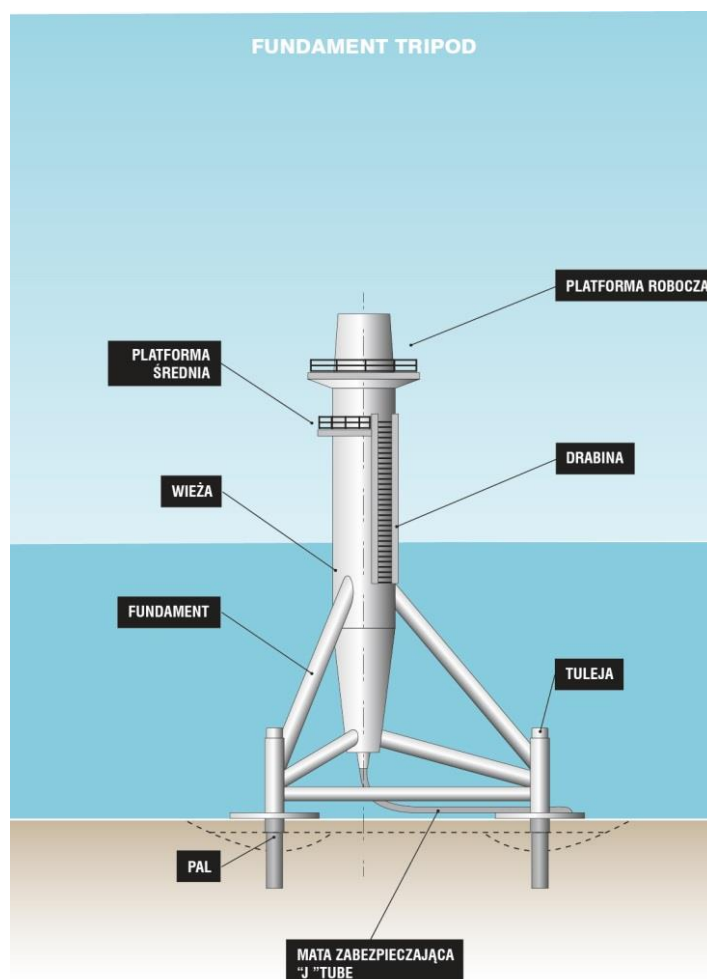
Źródło: koncepcja techniczna RHDHV, materiały własne

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.

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 jak *J-tubes*, miejsca kotwiczenia łodzi, platforma przejściowa, drabina itp. Stosowana bywa również warstwa ochronna przed wymywaniem.

Rysunek 4. Fundament typu tripod


Źródło: materiały własne

Typowe parametry techniczne fundamentów typu tripod, które mogą mieć zastosowanie dla rozważanych typów turbin, 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

Parametr	Wartość
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

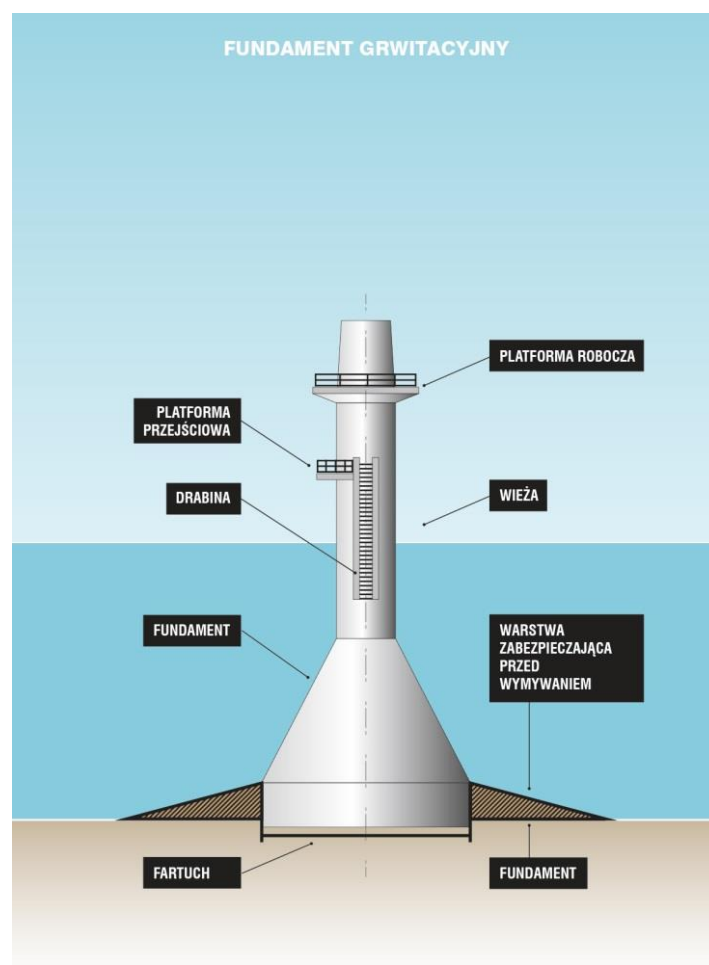
Źródło: koncepcja techniczna RHDHV, materiały własne

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.

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 wtłaczana zaprawa cementowa, mająca na celu zapewnienie stałego kontaktu fundamentu z powierzchnią nośną. Stosowana jest również warstwa ochronna przed wymywaniem.

Rysunek 5. Fundament grawitacyjny


Źródło: materiały własne

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

Tabela 8. Podstawowe parametry fundamentów grawitacyjnych

Parametr	Wartość
Średnica podstawy (max)	40 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
Głębokość warstwy ochronnej przed wymywaniem (śr)	1,5 m
Średnica kolumny fundamentu (max)	7,5 m
Czas pogłębienia dna dla 1 fundamentu (śr)	24 h
Zakładana liczba fundamentów, dla których dno będzie pogłębiane jednocześnie	2 szt.

Źródło: koncepcja techniczna RHDHV, materiały własne

4.6. Inne technologie fundamentowania

Obecnie testowane są również inne od opisanych wyżej technologie fundamentowania. Należą do nich w szczególności fundamenty typu suction bucket (suction can). Są one oparte na konstrukcji kesonu. Keson to rodzaj skrzyni stalowej lub żelbetowej, z której po zatopieniu, dnem do góry, usuwa się wodę za pomocą sprężonego powietrza. Waga fundamentu i ciśnienie hydrostatyczne powstające w kesonie wskutek wypompowania wody powodują, że fundament penetruje dno morskie nawet na głębokość 20 m. Ten rodzaj fundamentów wymaga przygotowania dna, podobnie jak fundamenty grawitacyjne.

W przypadku fundamentu typu suction monopod konstrukcja kesonu jest przyspawana do dolnej części monopala. Konstrukcja jest efektywna kosztowo i nadaje się do zastosowania zwłaszcza na piaszczystym dnie.

Podstawowe parametry fundamentu suction monopod zawiera poniższa tabela.

Tabela 9. Podstawowe parametry fundamentu monopalowego z zastosowaniem kesonu (suction monopod)

Parametr	Wartość
Średnica kolumny fundamentu (max)	10,5 m
Średnica kesonu (max)	25 m
Wysokość kesonu (max)	22 m
Penetracja dna morskiego przez keson (max)	20 m
Szerokość warstwy ochronnej przed wymywaniem liczona od obrzeża kesonu (max)	15 m
Głębokość warstwy ochronnej przed wymywaniem (śr)	1,5 m
Średnica, na jaką pogłębiane jest dno (śr)	48 m
Głębokość na jaką pogłębiane jest dno (śr)	2 m
Czas instalacji jednego fundamentu (śr)	24 h
Czas pogłębiania dna dla 1 fundamentu (śr)	3 dni

Źródło: materiały własne

Keson (suction bucket) może być zastosowany również w innych rodzajach fundamentów, np. typu jacket. Ta innowacyjna koncepcja została zastosowana m.in. przez DONG Energy na farmie Borkum Riffgrund. Podstawowe parametry fundamentu typu jacket z zastosowaniem kesonów zawiera poniższa tabela.

Tabela 10. Podstawowe parametry fundamentu typu jacket z zastosowaniem kesonów (suction buckets)

Parametr	Wartość
Odległość pomiędzy nogami fundamentu (max)	40 m
Średnica nóg fundamentu (max)	1 m
Liczba nóg fundamentu (max)	4 szt.
Liczba kesonów (max)	4 szt.
Średnica kesonu (max)	14 m
Wysokość kesonu (max)	18 m
Penetracja dna morskiego przez keson (max)	16 m

Parametr	Wartość
Szerokość warstwy ochronnej przed wymywaniem liczona od obrzeża pojedynczego kesonu (max)	5 m
Głębokość warstwy ochronnej przed wymywaniem (śr)	1,5 m
Średnica, na jaką pogłębiane jest dno (śr)	5 m
Głębokość na jaką pogłębiane jest dno (śr)	2 m
Czas instalacji jednego fundamentu (śr)	4 – 7 dni

Źródło: materiały własne

5. Wewnętrzne linie elektroenergetyczne i telekomunikacyjne

5.1. Wprowadzenie

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

- elektrownie („EW”) między sobą (w obwody kablowe),
- grupy elektrowni z wewnętrznymi morskimi stacjami elektroenergetycznymi („MSE”),
- wewnętrzne morskie stacje elektroenergetyczne między sobą,
- wewnętrzne MSE z zewnętrzną (będącą częścią innego projektu) morską stacją elektroenergetyczną (opcja).

Ponieważ na obecnym etapie przedsięwzięcia nie jest znana dokładna lokalizacja ww. obiektów, nie jest też możliwe przedstawienie układu wewnętrznej sieci elektroenergetycznej ani dokładnej długości kabli. Zostaną one 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 uzbrojeniem. 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 250 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

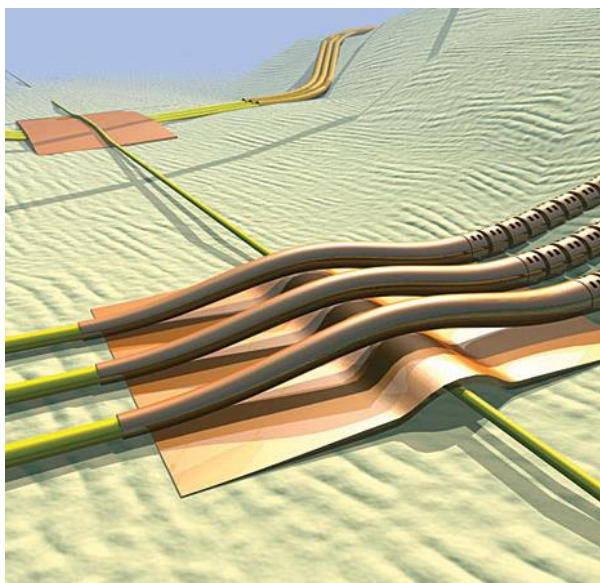
Badania dna morskiego wykonane na potrzeby MFW BSIII wykluczyły występowanie na jej obszarze struktur liniowych, takich jak czynne kable podmorskie czy rurociągi. Nie można jednak wykluczyć powstania takich obiektów w przyszłości lub konieczności krzyżowania ze sobą kabli wewnętrznych, należących do 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: strona producenta www.subseacableprotection.com [data dostępu: 10.02.2014 r.]

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

Źródło: strona producenta www.trelleborg.com [data dostępu: 10.02.2014 r.]

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

Źródło: strona producenta www.sps.gb.com [data dostępu: 10.02.2014 r.]

Fotografia 4. Elastyczne materace betonowe

Źródło: strona producenta www.sps.gb.com [data dostępu: 10.02.2014 r.]

Rysunek 7. Elastyczny materac betonowy ułożony nad istniejącym rurociągiem

Źródło: strona producenta www.sps.gb.com [data dostępu: 10.02.2014 r.]

Fotografia 5. Worki wypełnione kamieniami lub żwirem

Źródło: strona producenta www.sps.gb.com [data dostępu: 10.02.2014 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. Stacje elektroenergetyczne

6.1. Wprowadzenie

Energia elektryczna wytworzona przez elektrownie należące do MFW BSIII będzie przygotowywana na farmie do dalszego przesyłu. W tym celu w granicach farmy zostaną wybudowane **wewnętrzne morskie stacje elektroenergetyczne („MSE”)**. Budowa stacji elektroenergetycznych umożliwia zmniejszenie ilości kabli eksportowych, odprowadzających energię elektryczną z farmy wiatrowej na ląd, powoduje też znaczne zmniejszenie strat na przesyśle.

W ramach MFW BSIII mogą zostać wybudowane następujące rodzaje stacji:

- 1) **transformatorowe** – odbierające 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**;
- 2) **przekształtnikowe (AC/DC)** – przekształcające prąd przemienny (AC) na prąd stały (*direct current* – DC), umożliwiając jego dalszy przesył **w technologii stałoprądowej**;
- 3) **łącznie obie te funkcje.**

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.

Wszystkie opisane w niniejszym rozdziale wewnętrzne MSE będą zlokalizowane w granicach MFW BSIII. Na obecnym etapie inwestycji nie jest znane ich dokładne położenie.

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) będzie samodzielnym, niezależnym przedsięwzięciem, polegającym na budowie Morskiej Infrastruktury Przesyłowej („MIP”), objętym oddzielną procedurą oceny oddziaływania na środowisko. Informacje o MIP, zawarte w niniejszym raporcie, służą jedynie do wykonania analizy ewentualnych oddziaływań skumulowanych MFW BSIII i MIP. Opis obu technologii został zawarty w rozdziale dotyczącym morskiej infrastruktury przesyłowej.

Na podstawie wykonanej wstępnej koncepcji technicznej dla racjonalnego wariantu alternatywnego założono konieczność budowy do 5 stacji transformatorowych AC (np. 3 x 250 MW i 2 x 200 MW) i 2 stacji przekształtnikowych AC/DC. W dalszych konsultacjach z doradcami technicznymi inwestor potwierdził, że w wariantcie wybranym do realizacji należy zakładać budowę maksymalnie 6 stacji elektroenergetycznych.

Może również nastąpić sytuacja, że wewnętrzne stacje transformatorowe AC należące do MFW BSIII zostaną podłączone do zbiorczej stacji AC, AC/DC lub łączącej obie te funkcje, należącej do MIP (MIP jest niezależnym przedsięwzięciem, objętym oddzielną procedurą OOS).

Analizując powyższe uwarunkowania, jako **najdalej idący scenariusz**, który może wystąpić w racjonalnym wariantcie alternatywnym, należy przyjąć wybudowanie w ramach MFW BSIII **pięciu stacji transformatorowych (AC) i dwóch stacji przekształtnikowych (AC/DC)**.

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 przestania 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 monopile, 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 (SF₆). 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 (SF₆).

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: materiały własne

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.

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 harmoniczných,
- 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

Jak wspomniano wcześniej, w skład MFW BSIII **nie wchodzi infrastruktura służąca do przesłania energii elektrycznej wytworzonej przez farmę na ląd**. Do tego celu będzie służyło oddzielne przedsięwzięcie – morska infrastruktura przesyłowa energii elektrycznej („MIP”). **Jest ono objęte oddzielnym postępowaniem w sprawie DSU, w trakcie którego wydano postanowienie o zakresie raportu² oraz na potrzeby którego prowadzone są badania środowiska.**

Poniżej przedstawiono opis technologiczny tego projektu. Opis ten ma służyć na potrzeby analizy oddziaływań skumulowanych obu przedsięwzięć.

7.1. Technologia przesyłu energii elektrycznej

Jak wspomniano wyżej, na obecnym etapie projektu nie wybrano jeszcze konkretnej technologii przesyłu energii z MFW BSIII, a tym samym nie jest możliwe określenie rodzaju stacji elektroenergetycznych, jakie zostaną zastosowane na farmie. Jednak wybór systemu przesyłowego sprowadza się do zastosowania **technologii przesyłu prądu przemiennego WN lub NN („HVAC”) lub prądu stałego WN lub NN („HVDC”)**. Poniżej scharakteryzowano obie technologie przesyłu.

² Postanowienie Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku z dnia 9 lipca 2014 r., sygn. RDOŚ-Gd-WOO.4211.37.2013.KP.10

7.2. Podmorskie kable WN lub NN

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 przemiennoprądowej (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 przesył dla poszczególnych technologii, dostępności komponentów itp.).

Na etapie opracowywania raportu nie można również wskazać ostatecznej technologii układania kabli podmorskich, która zostanie zastosowana na potrzeby budowy infrastruktury. Wyboru właściwej technologii będzie można dokonać dopiero po określeniu parametrów kabli, szczegółowym rozpoznaniu właściwości podłoża oraz innych uwarunkowań środowiskowych, a także po wybraniu wykonawcy i zweryfikowaniu dostępności urządzeń instalacyjnych w wybranym terminie.

Podmorskie kable WN lub NN układane są 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. Najczęściej stosuje się tzw. metodę 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. Jeśli linia światłowodowa nie jest integralną częścią kabla (tak, jak ma to miejsce np. w przypadku trzyżyłowych kabli HVAC, w których jest ona ułożona wewnątrz kabla pomiędzy przewodnikami), układa się ją obok kabla elektroenergetycznego. 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.

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.

7.2.1. Podmorskie kable w technologii przemiennoprądowej (HVAC)

W technologii przemiennoprądowej wysokiego i najwyższego napięcia (HVAC), bardziej powszechnej w momencie opracowywania raportu, stosuje się kable 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 światłowód służący do transmisji danych z obszaru MFW oraz pomiaru temperatury kabla. 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 uzbrojeniem.

Spośród dostępnych na rynku rozwiązań dla technologii HVAC najczęściej stosuje się kable trójżyłowe o napięciu roboczym do 275 kV, choć możliwe jest również zastosowanie kabli o napięciu roboczym 150 kV. Prowadzone są również badania nad kablami o napięciu roboczym 400 kV, jednak nie stosuje się ich przy przesyłach na duże odległości, ze względów technologicznych. Średnica zewnętrzna kabli jest zależna od napięcia roboczego oraz przekroju żyły roboczej i wynosi do 250 mm.

W zależności od ilości energii, którą trzeba będzie wyprowadzić na ląd, infrastruktura przesyłowa w technologii HVAC może składać się z kilku do kilkunastu kabli ułożonych obok siebie. Co do zasady, im większe napięcie robocze jest stosowane, tym potrzeba mniejszej ilości kabli. Dla przykładu kabel trójżyłowy pracujący z napięciem znamionowym 275 kV umożliwia przesłanie mocy 350 MW, natomiast przy napięciu 220 kV można przesłać 290 MW. Kable układane są w bezpiecznej odległości od siebie, odległość ta jest dyktowana przede wszystkim koniecznością zachowania odpowiedniej przestrzeni manewrowej dla statków serwisowych. W przypadku konieczności naprawy kabli statek musi mieć możliwość bezpiecznego zarzucenia kotwicy. Często stosowana jest nieformalna zasada, że odległość pomiędzy dwoma równoległymi kablami powinna być równa dwukrotności głębokości jednak wartości te mogą być różne. W takim przypadku korytarz kablony składający się z kilku kabli może mieć szerokość nawet kilkuset metrów. Dokładna odległość pomiędzy kablami układanymi w ramach przedsięwzięcia, jak również odległość od istniejącej infrastruktury (kabel SwePol Link), będzie ustalona na dalszym etapie inwestycji.

7.2.2. Podmorskie kable w technologii stałoprądowej (HVDC)

Technologie wysokiego i najwyższego napięcia stałoprądowe (HVDC) charakteryzuje większa przepustowość oraz znikome straty na przesył, dlatego też dotychczas wykorzystywane były przede wszystkim na potrzeby międzynarodowych połączeń elektroenergetycznych, do przesyłu energii elektrycznej na duże odległości (np. połączenie SwePol Link między Szwecją a Polską). W momencie opracowywania raportu ocenia się, że technologie HVDC stają się opłacalne w przypadku połączeń o długości przekraczającej 50 km (dla krótszych odcinków zbyt wysoki udział kosztów stacji przekształtnikowej). W porównaniu z technologią HVAC technologie HVDC charakteryzują wyższe koszty na etapie instalacji, wynikające m.in. z wysokich kosztów przekształtnikowych stacji elektroenergetycznych, przekształcających prąd przemienny w prąd stały (elektrownie wiatrowe wytwarzają prąd przemienny, który należy przekształcić w morskiej stacji elektroenergetycznej, w prąd stały, aby mógł zostać przesłany kablami HVDC na ląd) i odwrotnie (prąd stały, przesyłany kablami HVDC na ląd z MSE, należy przekształcić w prąd przemienny w lądowej stacji elektroenergetycznej, aby dokonać przyłączenia do KSE). Na obecnym etapie nie można jednak wykluczyć, że w momencie ostatecznego wyboru technologii przyłączenia morskiej farmy wiatrowej, systemy HVDC będą bardziej konkurencyjne w porównaniu z systemami HVAC nawet na krótszych, niż to się ocenia obecnie, odcinkach.

W technologii HVDC wykorzystuje się kable jednożyłowe (z jednym przewodem), ale wymaga ona zastosowania również tzw. przewodu/toru powrotnego, którym w zależności od wybranego rozwiązania może/mogą być m.in.:

- elektrody (katoda i anoda) zakopane w dnie morskim (tzw. system monopolarny, w którym funkcję przewodu powrotnego pełni ziemia i woda),
- kabel średniego napięcia (SN), ułożony równolegle do eksportowego kabla HVDC (tzw. system monopolarny z kablem powrotnym),
- drugi kabel wysokiego lub najwyższego napięcia (WN lub NN), ułożony równolegle do eksportowego kabla HVDC (tzw. system monopolarny symetryczny),
- drugi kabel WN lub NN oraz tzw. kabel neutralny, ułożone równolegle do kabla HVDC, tworzące dwa obwody zamknięte (tzw. system bipolarny).

Najczęściej stosuje się układy bipolarne, w których obwód składa się z 2 kabli jednożyłowych. W zależności od technologii (HVAC lub HVDC, napięcie przesyłu, moc przesyłu) stosuje się kable o średnicy zewnętrznej w granicach ok. 130 - 150 mm. Średnica kabla HVDC łączącego Szwecję z Polską, tzw. SwePol Link, o mocy znamionowej 600 MW, wynosi 130 mm.

Ze względu na większą przepustowość infrastruktura przesyłowa w technologii HVDC będzie się składać z mniejszej ilości kabli w porównaniu z technologią HVAC. Dla przykładu układ HVDC pracujący przy napięciu znamionowym 300 kV umożliwi przesłanie 1840 MW mocy. Wystarczający może okazać się jeden lub dwa kable HVDC wraz z przewodami/torami powrotnymi. Podobnie jak w przypadku systemów HVAC, kable muszą być układane w bezpiecznej odległości od siebie, choć dostępne są technologie układania jednocześnie kabla HVDC i przewodu powrotnego obok siebie.

7.3. Podziemne kable WN lub NN (lądowe)

Podziemne kable WN lub NN na lądzie układa się w wykopach o głębokości ok. 1-2 m. W miejscach ewentualnej kolizji z drogami o nawierzchni utwardzonej, torami kolejowymi, ciekami wodnymi czy obszarami cennymi przyrodniczo kable mogą zostać ułożone metodą przecisku lub przewiertu sterowanego, w rurze osłonowej.

W przypadku zastosowania technologii HVAC trójżyłowe kable morskie najczęściej zamienia się w odcinku lądowym na jednożyłowe kable lądowe. Takie rozwiązanie ułatwia układanie kabli i zwiększa ich możliwości przesyłowe, jednak wymaga szerszego korytarza, gdyż kable muszą być układane w odległości zapewniającej odpowiednie rozproszenie ciepła w glebie. W technologii HVDC kable lądowe są bardzo podobne do kabli podmorskich.

Kable dostarczane są najczęściej w sekcjach o długości ok. 1 km, które są łączone w tzw. studniach kablowych. Studnie będą umieszczane na całej długości kabla w odstępach wynikających z długości dostarczanych sekcji kabli.

Układanie linii kablowej (z wyjątkiem stosowania przewiertu sterowanego) wymaga wybudowania drogi tymczasowej wzdłuż całej trasy przebiegu oraz pozostawienia pasa o szerokości kilku metrów wzdłuż trasy na składowanie wykopanych mas ziemi. Łączna szerokość wykopu, drogi tymczasowej oraz pasa na wykopane masy ziemne jest zależna od ilości kabli i waha się od 30 do 60 m. Po zakończeniu prac instalacyjnych obszar jest całkowicie rekultywowany, a pas zajmowany przez instalację ma szerokość od 12 do 40 m (w zależności od ilości kabli).

Z uwagi na możliwość uszkodzenia kabli przez korzenie, korytarz kablowy wraz z marginesem (około 5 m) musi być pozbawiony drzew. Korytarz musi być również wolny od jakiegokolwiek zabudowy. Obecność korytarza kablowego nie wyklucza produkcji rolnej.

W przypadku, gdy linia światłowodowa nie jest elementem integralnym kabla elektroenergetycznego, układa się ją w tych samych wykopach (lub w rurach osłonowych). Jej długość jest zbliżona do długości linii elektroenergetycznej.

7.4. Napowietrzne linie elektroenergetyczne

Jako wariant alternatywny w części lądowej MIP, którego nie można wykluczyć na etapie opracowywania raportu, rozważa się budowę napowietrznej linii elektroenergetycznej WN lub NN (napięcie przesyłu 110 – 500 kV). W takim przypadku wykorzystano by konstrukcje stalowych słupów wsporczych. Odległość między słupami zależy od topografii terenu jednak zazwyczaj wynosi 200–300 m. Szerokość korytarza zajmowanego przez instalację wynosiłaby od 70 do 140 m (w zależności od ilości kabli).

Należy jednak podkreślić, że inwestor zakłada zastosowanie technologii napowietrznej wyłącznie w przypadku wykluczenia z powodów środowiskowych lub technologicznych możliwości zastosowania na jakimś odcinku technologii kabli podziemnych.

Zgodnie z obowiązującymi w Polsce przepisami³ dopuszczalny poziom pola elektromagnetycznego wynosi 60 A/m co jest równe 75 μ T. Poziom ten umożliwi prowadzenie produkcji rolnej pod linią napowietrzną do 400 kV.

Równoległe do linii elektroenergetycznej podwieszona została linia światłowodowa.

7.5. Lądowa stacja elektroenergetyczna o napięciu wyjściowym 400 kV

Na etapie opracowywania raportu przewiduje się, że w ramach MIP, w zależności od ostatecznej koncepcji technicznej, niezbędna będzie budowa lub rozbudowa istniejącej lądowej stacji elektroenergetycznej (LSE):

- 1) transformatorowej – zmieniającej napięcie prądu wyprowadzonego z morskiej farmy wiatrowej na odpowiedni poziom napięcia, umożliwiając tym samym przesył do KSE w LSE Słupsk Wierzbęcino (w przypadku, gdy w części morskiej MIP zastosowane zostaną kable podmorskie w technologii przemiennoprądowej o napięciu innym niż 400 kV) lub
- 2) przekształtnikowej – przekształcającej prąd stały (DC) w przemienny o odpowiednim napięciu (AC) (w przypadku, gdy znamionowe napięcie wyjściowe ze stacji przekształtnikowej będzie wynosiło 400 kV), lub
- 3) stacji spełniającej obie wymienione powyżej funkcje (znamionowe napięcie wyjściowe ze stacji przekształtnikowej będzie różne niż 400 kV).

Stacja może być zlokalizowana zarówno przy punkcie przyłączenia do KSE, tj. lądowa stacja elektroenergetyczna Słupsk Wierzbęcino, jak i w innej lokalizacji na trasie przebiegu kabli.

Typowa stacja transformatorowa wyposażona jest w:

- rozdzielnię wewnętrzną,
- rozdzielnię napowietrzną,
- transformatory mocy,
- transformatory potrzeb własnych,
- dławiki i kondensatory do kompensacji mocy biernej,
- transformatory lub agregaty prądotwórcze do zapewnienia zasilania rezerwowego,
- budynek stacyjny,
- drogi wewnętrzne,
- kanalizację deszczową z układem odolejania (w tym separator substancji ropopochodnych).

Wśród głównych elementów stacji przekształtnikowej wymienia się⁴:

- transformatory przekształtnikowe,

³ Rozporządzeniem z dnia 30 października 2003 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów (Dz. U. nr 192, poz. 1883).

⁴ Na przykładzie stacji przekształtnikowej połączenia SwePol Link (pomiędzy Szwecją a Polską), zlokalizowanej po stronie polskiej.

- tyrystory przekształtnikowe,
- filtry harmoniczných,
- baterie kondensatorów,
- dławiki do kompensacji mocy biernej,
- pompownię zewnętrzną (system chłodzenia).

Dodatkowo przewiduje się budowę drogi dojazdowej do LSE, stanowiącą zjazd z drogi publicznej, w pobliżu której zlokalizowana będzie stacja. Wstępnie zakłada się, że taka droga może mieć szerokość ok. 4 – 6 m. Nie można wykluczyć również konieczności przeprowadzenia remontów, rozbudowy lub przebudowy krótkich odcinków istniejących dróg publicznych na trasie przejazdu ciężkiego sprzętu służącego do realizacji przedsięwzięcia.

Na działce przeznaczonej pod budowę lub rozbudowę stacji zlokalizowane może zostać zaplecze budowy i plac składowy.

Na obecnym etapie nie jest możliwe ostateczne wskazanie urządzeń, które wejdą w skład LSE, oraz ich parametrów technicznych, a także lokalizacji samej stacji. Ostateczna długość dróg i ich parametry techniczne oraz zakres ewentualnych działań związanych z ich budową, przebudową, rozbudową bądź remontami zostaną określone dopiero na etapie sporządzania projektu budowlanego.

7.6. Morska stacja elektroenergetyczna

Poza LSE w ramach MIP przewiduje się również możliwość budowy morskiej stacji elektroenergetycznej (MSE) najwyższego napięcia łączącej poszczególne odcinki lub elementy MIP. MSE może pełnić rolę stacji:

- 1) transformatorowej – zmieniającej napięcie prądu wyprowadzonego z morskiej farmy wiatrowej na odpowiedni poziom napięcia, umożliwiając tym samym przesył do nowej LSE lub bezpośrednio do LSE Słupsk Wierzbęcino (w przypadku, gdy na którymkolwiek z odcinków zastosowane zostaną kable podmorskie w technologii przemiennoprądowej o napięciu innym niż 400 kV) lub
- 2) przekształtnikowej – przekształcającej prąd stały (DC) w przemienny o odpowiednim napięciu (AC) (w przypadku, gdy znamionowe napięcie wyjściowe ze stacji przekształtnikowej będzie wynosiło 400kV), lub
- 3) stacji spełniającej obie wymienione powyżej funkcje (znamionowe napięcie wyjściowe ze stacji przekształtnikowej będzie różne niż 400kV).

W przypadku budowy MSE będzie ona zlokalizowana na obszarach morskich na trasie przebiegu MIP.

7.7. Linie światłowodowe

Linie światłowodowe służą do transmisji danych z morskiej farmy wiatrowej. Są to kable optyczne o średnicy zewnętrznej w przedziale 17 – 50 mm, które mogą stanowić element integralny kabla elektroenergetycznego (np. morskiego kabla przemiennoprądowego HVAC, w którym są ułożone wewnątrz pomiędzy przewodnikami) lub funkcjonować całkowicie oddzielnie, ułożone we wspólnym wykopie w sąsiedztwie podmorskiego (w części morskiej MIP) lub podziemnego (w części lądowej

MIP) kabla elektroenergetycznego. W przypadku podjęcia decyzji o budowie na lądzie napowietrznej linii WN lub NN, linia światłowodowa zostałaby podwieszona równolegle do linii elektroenergetycznej.

W miejscach ewentualnej kolizji z drogami o nawierzchni utwardzonej, torami kolejowymi, ciekami wodnymi czy obszarami cennymi przyrodniczo kable optyczne mogą zostać ułożone metodą przecisku lub przewiertu sterowanego, w rurze osłonowej.

8. Postęp technologiczny

Charakterystyka przedsięwzięcia, zawarta w niniejszym rozdziale została wykonana zgodnie z najlepszą wiedzą jego autorów, na bazie koncepcji technicznej przygotowanej przez doświadczonego konsultanta, firmę Royal Hashoning DHV. 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. W wypadku istotnych odstępstw projektu budowlanego w stosunku do warunków określonych w decyzji środowiskowej, możliwe jest przeprowadzenie ponownej oceny oddziaływania na środowisko, zgodnie z procedurą opisaną w art. art. 88 – 95 Uoos.

9. Materiały źródłowe i porównawcze

9.1. Akty prawne

1. 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 (t.j.: Dz.U. z 2013 r. nr 1235, ze zm.)

9.2. Literatura, opracowania eksperckie, decyzje administracyjne

1. Morska infrastruktura przesyłowa energii elektrycznej. Karta informacyjna przedsięwzięcia. SMDI, Warszawa, 2013 r.
2. 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 r.
3. Postanowienie Regionalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w Gdańsku z dnia 9 lipca 2014 r., sygn. RDOŚ-Gd-WOO.4211.37.2013.KP.10, ustalające zakres raportu dla przedsięwzięcia polegającego na budowie morskiej infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej

9.3. Strony internetowe

1. www.subseacableprotection.com [data dostępu: 10.02.2014 r.]
2. www.trelleborg.com [data dostępu: 10.02.2014 r.]
3. www.sps.gb.com [data dostępu: 10.02.2014 r.]

10. Spis tabel

Tabela 1.	Podstawowe parametry techniczne elektrowni wiatrowych	9
Tabela 2.	Podstawowe materiały używane do budowy elektrowni wiatrowych	10
Tabela 3.	Przykładowe modele turbin prawdopodobnie dostępne na rynku w okresie budowy MFW BSIII	10
Tabela 4.	Parametry żelbetowego fundamentu monopalowego	14
Tabela 5.	Podstawowe parametry fundamentu typu monopal	15
Tabela 6.	Podstawowe parametry fundamentów typu jacket	16
Tabela 7.	Podstawowe parametry fundamentów typu tripod	18
Tabela 8.	Podstawowe parametry fundamentów grawitacyjnych	20
Tabela 9.	Podstawowe parametry fundamentu monopalowego z zastosowaniem kesonu (suction monopod).....	21
Tabela 10.	Podstawowe parametry fundamentu typu jacket z zastosowaniem kesonów (suction buckets).....	21

11. Spis rysunków

Rysunek 1.	Schemat morskiej elektrowni wiatrowej	8
Rysunek 2.	Fundament monopalowy	14
Rysunek 3.	Fundament typu jacket	16
Rysunek 4.	Fundament typu tripod	18
Rysunek 5.	Fundament grawitacyjny.....	20
Rysunek 6.	Maty zabezpieczające z tworzyw sztucznych.....	24
Rysunek 7.	Elastyczny materac betonowy ułożony nad istniejącym rurociągiem	25

12. Spis fotografii

Fotografia 1.	Morska elektrownia wiatrowa	9
Fotografia 2.	Profile z tworzyw sztucznych, zapinane wokół nowo układanych kabli	24
Fotografia 3.	Prefabrykowane, betonowe obudowy do ochrony istniejących struktur liniowych	24
Fotografia 4.	Elastyczne materace betonowe	25
Fotografia 5.	Worki wypełnione kamieniami lub żwirem.....	25
Fotografia 6.	Morska stacja elektroenergetyczna	28