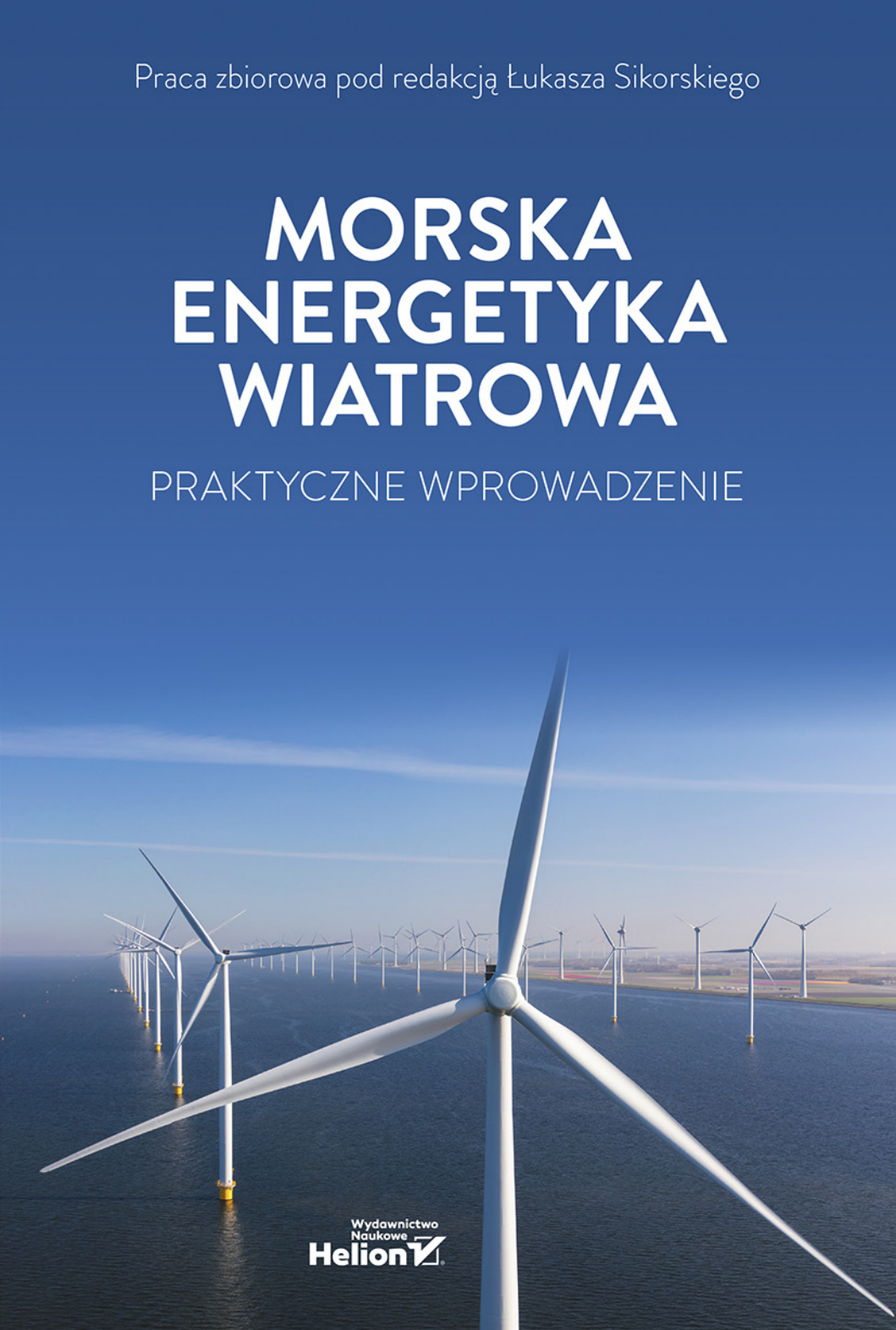


Praca zbiorowa pod redakcją Łukasza Sikorskiego

MORSKA ENERGETYKA WIATROWA

PRAKTYCZNE WPROWADZENIE



Wydawnictwo
Naukowe
Helion 

Wszelkie prawa zastrzeżone. Nieautoryzowane rozpowszechnianie całości lub fragmentu niniejszej publikacji w jakiegokolwiek postaci jest zabronione. Wykonywanie kopii metodą kserograficzną, fotograficzną, a także kopiowanie książki na nośniku filmowym, magnetycznym lub innym powoduje naruszenie praw autorskich niniejszej publikacji.

Wszystkie znaki występujące w tekście są zastrzeżonymi znakami firmowymi bądź towarowymi ich właścicieli.

Autor oraz wydawca dołożyli wszelkich starań, by zawarte w tej książce informacje były kompletne i rzetelne. Nie biorą jednak żadnej odpowiedzialności ani za ich wykorzystanie, ani za związane z tym ewentualne naruszenie praw patentowych lub autorskich. Autor oraz wydawca nie ponoszą również żadnej odpowiedzialności za ewentualne szkody wynikłe z wykorzystania informacji zawartych w książce.

Redaktor prowadzący: Wojciech Ciuraj

Projekt okładki: Studio Gravite / Olsztyn

Obarek, Pokoński, Pazdrijowski, Zaprucki

Grafika na okładce została wykorzystana za zgodą Shutterstock.com.

Helion S.A.

ul. Kościuszki 1c, 44-100 Gliwice

tel. 32 231 22 19, 32 230 98 63

e-mail: onepress@onepress.pl

WWW: <https://onepress.pl> (księgarnia internetowa, katalog książek)

Drogi Czytelniku!

Jeżeli chcesz ocenić tę książkę, zajrzyj pod adres

<https://onepress.pl/user/opinie/morb2b>

Możesz tam wpisać swoje uwagi, spostrzeżenia, recenzję.

ISBN: 978-83-8322-142-7

Copyright © Helion S.A. 2023

- Kup książkę
- Poleć książkę
- Oceń książkę

- Księgarnia internetowa
- Lubię to! » Nasza społeczność

Spis treści

Przedmowa	11
P.1. Energetyka wiatrowa jako droga do dekarbonizacji i bezpieczeństwa energetycznego	11
P.2. Wyjątkowość sektora morskiej energetyki wiatrowej	13
Rozdział 1. Wstęp	15
Rozdział 2. Wprowadzenie	17
Rozdział 3. Opis elementów inwestycji	19
3.1. Morskie turbiny wiatrowe	20
3.2. Fundamenty	22
3.3. Architektura elektryczna i związana z nią infrastruktura	23
3.3.1. Wyprowadzenie mocy i kable eksportowe	23
3.3.2. Kable wewnętrzne	25
3.3.3. Morska stacja elektroenergetyczna	27
3.3.4. Lądowa stacja elektroenergetyczna	28
Rozdział 4. Podstawowe uwarunkowania morskiej energetyki wiatrowej	29
4.1. Morska energetyka wiatrowa elementem transformacji energetycznej	29
4.2. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej i jej perspektywy	31
4.3. Czynniki rozwoju morskiej energetyki — perspektywy	35
4.3.1. Polityki i regulacje dotyczące energii odnawialnej	35
4.3.2. Rozwój technologii, infrastruktury i łańcucha dostaw	36
4.3.3. Konkurencja wśród deweloperów	37
4.3.4. Alternatywne rynki odbioru energii	38

Rozdział 5. Rozwój i realizacja projektu	39
5.1. Wprowadzenie	40
5.2. Cykl życia projektu MFW	41
5.2.1. Faza rozwoju	42
5.2.2. Faza budowy	44
5.2.3. Faza utrzymania	46
5.2.4. Faza demontażu i repoweringu	48
5.3. Rozwój projektów morskiej energetyki wiatrowej	49
5.3.1. Główne etapy fazy rozwoju	50
5.3.2. Obszar pozwoleń	51
5.3.3. Obszar badań i ekspertyz	55
5.3.4. Obszar inżynierii	58
5.3.5. Obszar kontraktowania	59
5.3.6. Obszar finansowania i spraw korporacyjnych	60
5.3.7. Ryzyka związane z rozwojem projektów	61
5.3.8. Kluczowe czynniki sukcesu fazy rozwoju	64
5.4. Krajowe i międzynarodowe regulacje rynkowe i ich wpływ na tempo rozwoju MFW	65
5.5. Bibliografia	68
5.6. Lista skrótów	70
Rozdział 6. Fundamenty i konstrukcje wsporcze	71
6.1. Rodzaje fundamentów	72
6.2. Połączenie między turbiną i fundamentem	76
6.3. Ochrona przed wymywaniem	78
6.4. Stal drugorzędna	78
6.5. Podstawy projektowania	80
6.5.1. Standardy i normy	81
6.5.2. Stan graniczny nośności	82
6.5.3. Stan graniczny użytkowalności	82
6.5.4. Stan graniczny zmęzeniowy	83
6.5.5. Połączenie gruntowe	83
6.5.6. Integracja z turbiną	83
6.5.7. Aspekty produkcji, transportu i instalacji mające wpływ na projekt fundamentu	83

6.6. Fundamenty pływające	84
6.6.1. Rodzaje konstrukcji platform pływających	85
6.6.2. Połączenie elektryczne turbin posadowionych na platformach pływających	87
6.6.3. Zastosowania komercyjne	88
6.7. Lista skrótów i terminów obcojęzycznych	89
Rozdział 7. Wyprowadzenie mocy i kable	91
7.1. Wprowadzenie	92
7.2. Technologie AC i DC	92
7.2.1. Główne komponenty	92
7.2.2. SLD	95
7.3. Kable eksportowe	97
7.4. Kable między turbinami	98
7.5. Kable pływające	98
7.6. Układanie kabli i ochrona mechaniczna	100
7.7. Czynniki wpływające na wybór trasy kabla podmorskiego	101
7.8. Awaryjność kabli podmorskich i montaż muf	102
7.9. Studium przypadku — Hornsea Project One	103
7.10. Formalny tryb przyłączenia farmy wiatrowej do sieci	104
7.11. Bibliografia	105
7.12. Lista skrótów i terminów obcojęzycznych	106
Rozdział 8. Systemy pomiarowe wiatru i warunków meteorologiczno-oceanograficznych	107
8.1. Wprowadzenie	108
8.2. Normy i standardy techniczne	108
8.3. Morskie kampanie pomiarowo-badawcze	110
8.3.1. Morskie maszty pomiarowe	112
8.3.2. Lidary pływające	115
8.4. Przyszłość technologii pomiarowej	121
8.5. Studium przypadku — analiza niepewności	123
8.6. Bibliografia	125

Rozdział 9. Eksploatacja morskich farm wiatrowych	127
9.1. Wprowadzenie	128
9.2. Wymagania techniczne i podział zadań	130
9.3. Wymagania administracyjne (asset managment)	134
9.4. Modele serwisowania	137
9.5. Wymagana baza serwisowa i organizacja prac	139
9.6. Metody optymalizacji kosztów serwisu	140
9.7. Skróty i pojęcia	141
Rozdział 10. Zagadnienia kosztowe i LCOE	143
10.1. Ogólny opis kosztów morskich farm wiatrowych	143
10.2. Elementy składowe grup kosztów	146
10.2.1. Koszt przygotowania projektu (DEVEX)	146
10.2.2. Koszty budowy (CAPEX)	149
10.2.3. Koszty eksploatacji (OPEX)	152
10.3. Uśrednione koszty wytwarzania energii (LCOE)	154
10.3.1. Koncepcja LCOE	154
10.3.2. Wzór na LCOE	154
10.3.3. Omówienie czynników wpływających na LCOE	156
10.4. Zagadnienia przychodowe	156
10.4.1. Produktywność morskiej farmy wiatrowej	156
10.4.2. Współczynnik wykorzystania mocy	158
10.4.3. Sprzedaż energii elektrycznej	159
10.4.4. Mechanizmy wsparcia	159
10.4.5. Znaczenie wskaźnika LCOE	160
10.5. Studium przypadku — przykładowe rozbić kosztów MFW	161
10.5.1. Koszt przygotowania projektu (DEVEX)	162
10.5.2. Koszty budowy (CAPEX)	163
10.5.3. Koszty eksploatacji (OPEX)	165
10.6. Podsumowanie	166
10.7. Bibliografia	167
Rozdział 11. Certyfikacja morskich farm wiatrowych	171
11.1. Wprowadzenie do zagadnień certyfikacji	172
11.1.1. Historia certyfikacji	172
11.1.2. Czym jest certyfikacja?	173

11.2. Rola certyfikacji w procesie inwestycyjnym	174
11.2.1. Dlaczego potrzebna jest certyfikacja?	174
11.2.2. Typowy zakres certyfikacji	177
11.3. Akredytacja i schematy certyfikacyjne	179
11.4. Elementy morskiej farmy podlegające certyfikacji i standardy	182
11.5. Fazy procesu certyfikacji	183
11.5.1. Rozwój	183
11.5.2. Budowa	184
11.5.3. Fazy dodatkowe	185
11.6. Rezultat certyfikacji	187
11.7. Bibliografia	189

Rozdział 12. Morska energetyka wiatrowa

a inne sposoby użytkowania morza	191
12.1. Wprowadzenie	192
12.2. Sposoby użytkowania morza	192
12.2.1. Rybołówstwo	193
12.2.2. Akwakultura	195
12.2.3. Transport	196
12.2.4. Obronność	196
12.2.5. Ochrona środowiska	198
12.2.6. Nauka	198
12.2.7. Infrastruktura techniczna	199
12.2.8. Eksploatacja zasobów dna morskiego	199
12.2.9. Podwodne dziedzictwo kulturowe	200
12.2.10. Sport, turystyka i rekreacja	200
12.2.11. Energetyka odnawialna	200
12.2.12. Podsumowanie	201
12.3. Planowanie przestrzenne — koncepcja i znaczenie planu	201
12.4. Funkcje akwenów zdefiniowane w PZPPOM	203
12.5. Morska energetyka wiatrowa a inne sposoby użytkowania morza	206
12.5.1. Akwakultura a MEW	207
12.5.2. Rybołówstwo a MEW	208
12.5.3. Transport a MEW	209
12.5.4. Badania naukowe a MEW	210

12.5.5. Infrastruktura techniczna a MEW	211
12.5.6. Turystyka, sport i rekreacja a MEW	211
12.5.7. Eksploatacja zasobów dna morskiego a MEW	212
12.6. Przykłady efektywnego wykorzystania przestrzeni	213
12.7. Bibliografia	215
Rozdział 13. Wybrane zagadnienia zarządzania projektem	217
13.1. Projekt MEW w ujęciu systemowym	218
13.2. Zarządzanie projektem	220
13.2.1. Zespół projektowy i główne odpowiedzialności	221
13.2.2. Podział projektu na pakiety prac	222
13.2.3. Typowe zadania kierownika projektu i zespołu projektowego	223
13.3. Wyznaczniki udanego projektu	225
13.4. Otoczenie projektu	229
13.5. Uczestnicy i interesariusze	233
13.5.1. Zarządzanie interesariuszami	237
13.5.2. Przykłady interesariuszy	238
13.6. Interfejsy	241
13.6.1. Wprowadzenie i definicja	241
13.6.2. Rodzaje interfejsów i ich przykłady	241
13.6.3. Zarządzanie interfejsami i narzędzia	242
13.7. Harmonogramowanie	245
13.7.1. Wprowadzenie i definicja	245
13.7.2. Cechy dobrego harmonogramu	249
13.8. Zarządzanie ryzykiem	250
13.8.1. Wprowadzenie i definicja	250
13.8.2. Podział ryzyk	251
13.8.3. Zarządzanie ryzykiem i narzędzia	252
13.8.4. Ocena ryzyka	254
13.8.5. Odpowiedzi na ryzyko	255
13.8.6. Przykłady ryzyk	257
13.8.7. Podsumowanie	263
Autorzy	265

Rozdział 3.

Opis elementów inwestycji

ZAWARTOŚĆ ROZDZIAŁU:

3.1. Morskie turbiny wiatrowe

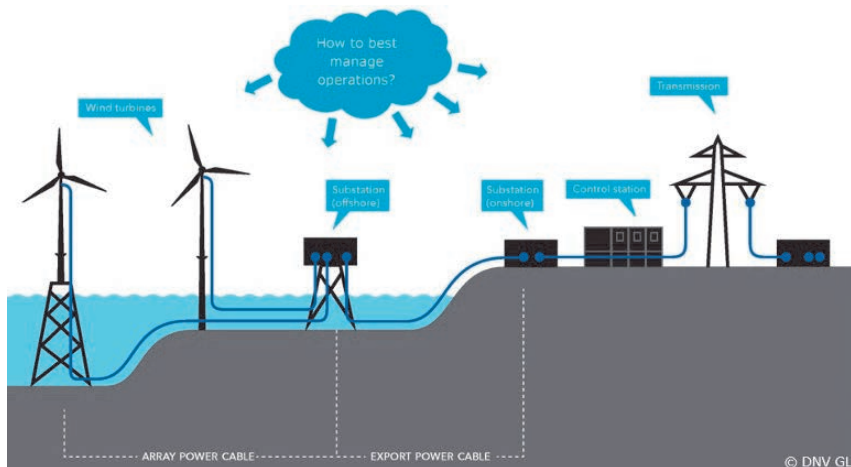
3.2. Fundamenty

3.3. Architektura elektryczna i związana z nią infrastruktura

Niniejszy rozdział opisuje główne elementy morskiej farmy wiatrowej, co stanowi podstawę do dalszych rozważań odnośnie do realizacji, budowy i eksploatacji tego typu projektów.

Morska farma wiatrowa to inwestycja z zakresu energii odnawialnej pozwalająca na pozyskiwanie energii wiatru i wytwarzanie energii elektrycznej, która następnie dostarczana jest na ląd i wprowadzana do sieci elektroenergetycznej. Do generowania elektryczności wykorzystywane są morskie turbiny wiatrowe, czyli maszyny przetwarzające energię mechaniczną w elektryczną. Jednak morska farma wiatrowa to nie tylko grupa turbin wiatrowych zainstalowanych na danym akwenie. Aby stworzyć funkcjonalną całość, turbiny muszą zostać uzupełnione szeregiem infrastruktury towarzyszącej, zainstalowanej zarówno na morzu, jak i na lądzie. Nie można, rzecz jasna, zapominać o zaangażowanych w taki projekt ludziach, ponieważ maszyny i urządzenia byłyby niczym bez pracy specjalistów z różnych dziedzin. Wszystko to jest spięte wiedzą inżynierską i biznesowym doświadczeniem.

Turbiny są posadowione na umocowanych w dnie lub pływających fundamentach, a wytwarzana przez nie energia jest zbierana z użyciem kabli wewnętrznych, a następnie przetwarzana w morskiej stacji elektroenergetycznej. Stamtąd jest eksportowana na ląd do lądowej stacji elektroenergetycznej za pomocą kabli podmorskich i podziemnych. Poprzez punkt przyłączenia do sieci wytworzona energia elektryczna zostaje ostatecznie wprowadzona do systemu elektroenergetycznego. Na poniższym rysunku 3.1 przedstawione zostały główne fizyczne elementy projektu, które opisano w dalszej części rozdziału.



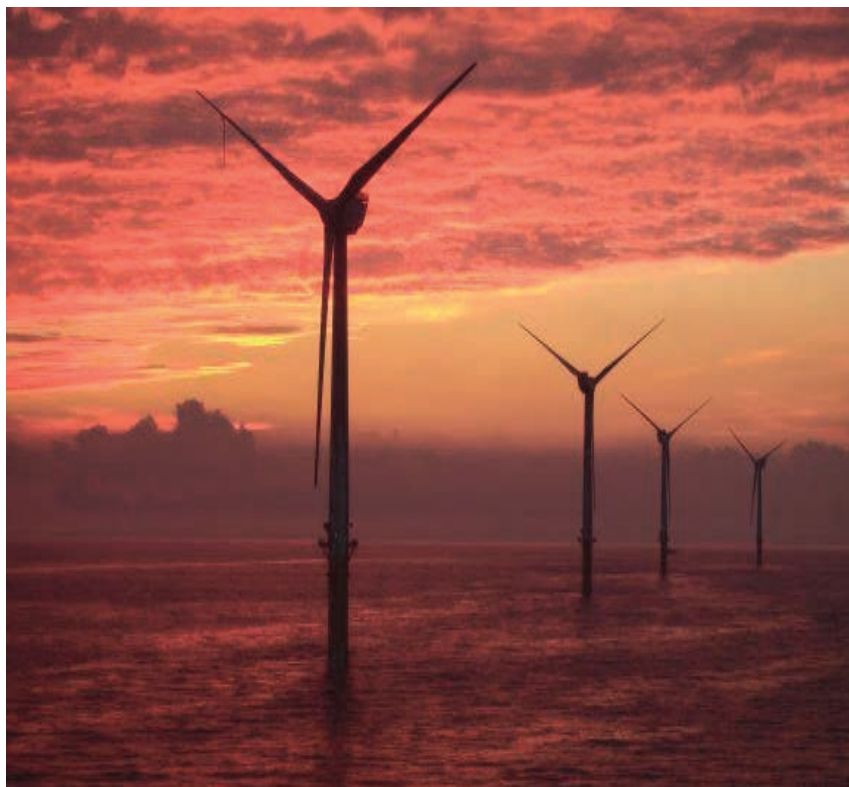
Rysunek 3.1. Schematyczne zobrazowanie głównych elementów morskiej farmy wiatrowej i infrastruktury towarzyszącej [za: DNV]

3.1. MORSKIE TURBINY WIATROWE

Morska farma wiatrowa (MFW) wytwarza energię elektryczną w turbinach wiatrowych (ang. *Wind Turbine Generator* — WTG). Turbiny przetwarzają energię kinetyczną wiatru na energię kinetyczną obracającego się wirnika, a następnie za pomocą generatora na energię elektryczną. Moc pojedynczej turbiny uzależniona jest od rozwoju technologii i jej komercyjnej dostępności w momencie realizacji danego projektu. Największe obecnie produkowane turbiny osiągają moc około 15 MW, jednak przewiduje się, że w ciągu najbliższej dekady mogą być dostępne

urządzenia o mocy 20 MW lub wyższej. Aby zminimalizować koszt energii¹ (LCOE) wytwarzanej przez farmę wiatrową, właściciele projektów starają się stosować najbardziej efektywne rozwiązania techniczne, co zwykle oznacza wykorzystanie największych dostępnych turbin.

Na poniższym rysunku 3.2 przedstawiono farmę wiatrową Borkum West II².



Rysunek 3.2. Morskie turbiny wiatrowe zainstalowane na Morzu Północnym

¹ *Levelised Cost of Energy* (LCOE) jest miarą średniego bieżącego kosztu netto wytwarzania energii elektrycznej dla elektrowni w całym okresie jej eksploatacji. Jest on wykorzystywany do planowania inwestycji oraz do porównywania różnych metod wytwarzania energii elektrycznej w sposób spójny. Więcej na ten temat w rozdziale 10. „Zagadnienia kosztów i LCOE”.

² Jest to oryginalna nazwa pod jaką projekt był rozwijany. Aktualnie nosi on nazwę Trianel Windpark Borkum.

Zainstalowano ją na Morzu Północnym niemal dekadę temu. Od tego czasu wiele się zmieniło, jeśli chodzi o wykorzystywaną technologię, i średnice rotorów współczesnych turbin przekraczają 200 metrów, a wysokość wież, na których instalowane są gondole zawierające generator, to zwykle od 100 do 150 metrów (także i ten parametr, podobnie jak średnica rotora, będzie prawdopodobnie rósł wraz z rozwojem technologicznym³). Oznacza to, że całkowita wysokość turbiny wraz z rotorem może sięgać 300 metrów. Zasadniczo preferowane jest wykorzystanie jak największych wirników ze względu na potencjalnie wyższą sprawność pozyskiwania energii, co w efekcie obniży koszt energii.

Liczba turbin zainstalowanych w ramach danej MFW jest wypadkową mocy pojedynczej turbiny oraz całkowitej mocy farmy, która jest warunkowana z jednej strony wielkością dostępnego obszaru, a z drugiej kwestiami takimi jak wielkość mocy dostępnej w ramach warunków przyłączenia do sieci. Turbiny zwykle rozmieszcza się na dostępnym obszarze w sposób optymalizujący uzysk energii z MFW, ale także z uwzględnieniem lokalnych warunków, takich jak rodzaj gruntu, ograniczenia środowiskowe, głębokość wody czy podwodne przeszkody. Zazwyczaj odległość między turbinami wynosi od 4 do 12 średnic wirnika turbiny, co ma na celu ograniczanie efektów cienia (wzajemnego zasłaniania turbin i zmniejszania produktywności wskutek zaburzania przepływu wiatru), a także turbulencji mogących niekorzystnie oddziaływać na mechaniczną trwałość zainstalowanych urządzeń.

Warto w tym miejscu zaznaczyć, że w praktyce projektowej różnicuje się części składowe projektu jako turbiny (WTG — ang. *Wind Turbine Generators*) oraz infrastrukturę towarzyszącą (BoP — ang. *Balance of Plant*), która została opisana w dalszej części rozdziału.

3.2. FUNDAMENTY

Turbiny mogą być posadowione na dnie morskim z użyciem różnorodnych rozwiązań, przy czym dwa najpowszechniej stosowane typy⁴ to fundamenty monopalcowe i kratownicowe (w postaci konstrukcji 3-nożnych, 4-nożnych lub innych).

³ Przynajmniej do czasu napotkania ograniczeń wynikających chociażby z kwestii wytrzymałości materiałów.

⁴ Wszystkie stosowane rozwiązania opisano bardziej szczegółowo w rozdziale 6. poświęconym technikom posadowienia.

Monopale to duże, stalowe rury o średnicy od kilku do nawet kilkunastu metrów, które wbijane są w dno morskie na głębokość 30 – 40 metrów (oznacza to, że elementy muszą mieć długość nawet 100 i więcej metrów, uwzględniając głębokość wody i część nadwodną fundamentu). Fundamenty kratownicowe to duże konstrukcje stalowe, zbudowane ze skratowanych rur tworzących ich szkielet. Obrys takiego fundamentu na dnie morskim może mieć wymiary⁵ nawet 35 – 40 metrów, choć dla mniejszych turbin stosowano konstrukcje mniejsze, mające zwykle około 20 – 30 metrów. Fundamenty te przytwierdzone są do dna morskiego za pomocą szeregu cieńszych (w porównaniu ze wspomnianymi monopalami) pali. Uznaje się, że fundamenty typu monopalowego są odpowiednie dla mniej wymagających warunków, takich jak płytsza woda, lżejsze turbiny i twarde dno morskie. Fundamenty kratownicowe o 3 lub 4 nogach zapewniają stabilność również w gorszych warunkach i przy większej głębokości wody. Możliwe są także rozwiązania mieszane, polegające na zastosowaniu różnych typów fundamentów w ramach jednej inwestycji. Kwestia ta, podobnie jak wybór rodzaju posadowienia, jest rozpatrywana indywidualnie w każdym projekcie w zależności od warunków jego realizacji.

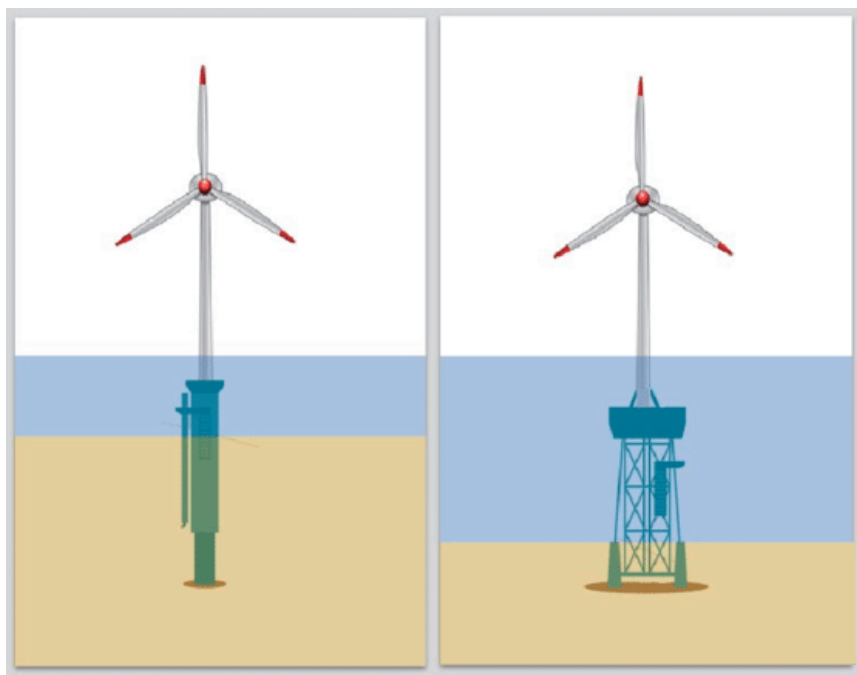
Przykłady najczęściej stosowanych rozwiązań fundamentów przedstawiono na rysunku 3.3.

3.3. ARCHITEKTURA ELEKTRYCZNA I ZWIĄZANA Z NIĄ INFRASTRUKTURA

3.3.1. Wyprowadzenie mocy i kable eksportowe

Istnieją dwie dominujące technologie przesyłu dostępne dla projektów morskiej energetyki wiatrowej. Pierwsza z nich wykorzystuje wysokonapięciowy prąd zmienny (ang. *High Voltage Alternating Current*, HVAC), a druga prąd stały (ang. *High Voltage Direct Current*, HVDC). Z perspektywy kosztów i technicznej uważa się, że HVAC jest odpowiednia dla krótszych tras kabli eksportowych, a próg rentowności kosztów i wykonalności pomiędzy tymi dwiema opcjami wynosi od 100 do 150 km i zależy od uwarunkowań projektu. Biorąc pod uwagę oczekiwane długości

⁵ Mowa tutaj o długości boku, a sam obrys może mieć kształt kwadratu lub trójkąta.



Rysunek 3.3. Przykładowe rozwiązania fundamentów turbin morskich —
monopali i fundament kratownicowy⁶

trasy kabla w polskich projektach⁷, bardziej prawdopodobne jest, że w przypadku większości z nich zastosowana zostanie technologia HVAC, jednak dla bardziej odległych farm wiatrowych, zlokalizowanych na północy wyłącznej strefy ekonomicznej, preferencja może przesunąć się w stronę rozwiązań HVDC. Typowe napięcia stosowane w tym przypadku to na przykład 220 kV, 275 kV i 400 kV dla połączeń zmiennoprądowych oraz nawet 525 kV dla kabli stałoprądowych. Jednocześnie należy pamiętać, że obecnie rozwijane projekty będą realizowane w perspektywie 10 lat i więcej lat, możliwe więc jest, że do tego czasu technologia HVDC rozwinie się na tyle, że jej koszty spadną i stanie się bardziej atrakcyjna niż HVAC również dla mniejszych odległości i mocy zainstalowanej projektów.

⁶ Manzano-Agugliaro et al., *Wind Turbines Offshore Foundations (...)*, artykuł na Invention, 28 stycznia 2020 (licencja CC BY).

⁷ Należy tutaj uwzględnić zarówno morski, jak i lądowych odcinek kabla łączącego farmę wiatrową z punktem przyłączenia.

Zarówno w przypadku technologii HVAC, jak i HVDC energia z wielu turbin wiatrowych wyprowadzana jest za pomocą sieci kabli wewnętrznych do morskiej stacji elektroenergetycznej, gdzie napięcie jest transformowane na wyższy poziom, odpowiedni dla kabla eksportowego. Następnie poprzez kable eksportowe energia jest przesyłana na ląd do innej stacji elektroenergetycznej, a jej zadaniem jest dostosowanie napięcia do poziomu sieci, do której przyłączona jest inwestycja.

Różnica pomiędzy technologią HVAC a HVDC polega na zastosowaniu innego rodzaju prądu w kablu eksportowym — zmiennego w przypadku HVAC, a stałego w przypadku HVDC. Rozwiązanie HVDC jest bardziej złożone i wymaga dodatkowych urządzeń w stosunku do systemu opisanego powyżej. Urządzenia te to dwa konwertery (VSC, ang. *Voltage Source Converter*) — jeden zlokalizowany na stacji morskiej, drugi na stacji lądowej, a ich rolą jest przetworzenie mocy z prądu zmiennego na prąd stały.

Transmisja HVAC może być realizowana w dwóch alternatywnych konfiguracjach:

- Technologia HVAC bez morskiej platformy kompensacji mocy biernej (ang. *Reactive Compensation Platform* — RCP).
- Technologia HVAC z morską platformą kompensacji mocy biernej, która polega na budowie systemu przesyłowego z dodatkową platformą morską RCP zlokalizowaną mniej więcej w środku trasy kabla eksportowego. RCP wyposażony jest w dławiki kompensacyjne, których zadaniem jest kompensacja mocy biernej generowanej przez kabel, a tym samym zmniejszenie obciążenia prądowego kabla. Rozwiązanie to pozwala na zmniejszenie ilości i wielkości obwodów kablowych i jest szczególnie przydatne w projektach zlokalizowanych w większych odległościach od brzegu.

3.3.2. Kable wewnętrzne

Kable wewnętrzne to kable łączące turbiny wiatrowe z morską stacją elektroenergetyczną, a także turbiny wiatrowe między sobą. W zależności od wielkości farmy i dostępnego obszaru łączna długość kabli wewnętrznych między turbinami może być liczona w dziesiątkach albo setkach kilometrów.

Zazwyczaj stosuje się trójżyłowe kable podmorskie o żyłach aluminiowych lub miedzianych, izolowanych polietylenem usieciowanym (ang. *Cross-Linked Polyethylene*, XLPE). Przekrój żyły roboczej zależy chociażby od mocy turbin i ich ilości

w połączeniu szeregowym, niemniej typową wartością spotykaną w tego typu projektach jest 800 mm², zaś maksymalnie spotykaną 1200 mm². Powszechnie stosowane napięcie kabli wewnętrznych wynosi do 66 kV. Niemniej nie można wykluczyć, że rozwój technologii umożliwi wkrótce zastosowanie kabli o większym przekroju i wyższym napięciu znamionowym, nawet do 132 kV.

Kable wewnętrzne mogą zostać bezpośrednio zakopane w dnie morskim, zwykle na głębokości nieprzekraczającej 3 m, albo ułożone bezpośrednio na dnie i odpowiednio zabezpieczone. Konkretna głębokość zakopania kabli jest wypadkową różnych czynników wynikających z lokalnych uwarunkowań, takich jak kotwiskowiska albo miejsca aktywności rybołówstwa, występowanie wraków, charakterystyka dna morskiego, mobilność osadów dennych czy aktywność sejsmiczna.

Istnieją dwa możliwe sposoby zakopywania kabli podmorskich:

- Pierwszy z nich to zakopanie kabla po ułożeniu. Kabel jest układany stopniowo, a później zakopywany.
- Drugą metodą jest jednoczesne układanie i zakopywanie kabla (ang. *simultaneous lay and burial*, SLB). Operacja ta polega na holowaniu narzędzia do zakopywania kabli za statkiem układającym, tak aby kabel był natychmiast zakopywany na wymaganej głębokości.

Istnieją zazwyczaj trzy różne rodzaje narzędzi do zakopywania kabli:

- Pługi kablów — wykorzystują energię mechaniczną do wykonania wykopu. Pługi są zazwyczaj używane do prac przy metodzie SLB.
- Jet Trencher — dno morskie jest oczyszczane za pomocą strumienia wody pod wysokim ciśnieniem, który tworzy rów dla kabla. Koparki typu Jet Trencher nadają się zasadniczo do obszarów gliniastych i/lub piaszczystych.
- Mechanical Trencher — przeznaczony do twardego dna morskiego, wykorzystuje narzędzie tnące do formowania rowu, w którym umieszcza się kabel.

Wybór sprzętu i metody instalacji zależy między innymi od warunków środowiskowych spodziewanych w danej lokalizacji, wymaganej głębokości zakopania i innych ograniczeń związanych z miejscem instalacji (takich jak istniejąca infrastruktura stron trzecich, ograniczenia środowiskowe itp.). Typowe głębokości zakopania kabli w stabilnym dnie morskim wynoszą około 1 m, ale mogą sięgać nawet kilku metrów, co powinno zostać określone na podstawie analizy ryzyka zagłębiania kabli (ang. *Cable Burial Risk Assessment*).

3.3.3. Morska stacja elektroenergetyczna

Główną rolą morskich stacji elektroenergetycznych jest odbieranie energii z morskich turbin wiatrowych poprzez kable wewnętrzne o średnim napięciu, które jest podnoszone do wysokiego napięcia używanego przez kabel eksportowy. W przypadku stosowania technologii HVDC morska podstacja musi dodatkowo zawierać konwerter, który przekształca energię z prądu zmiennego na prąd stały.

W przypadku rozwiązania HVAC istnieją dwa główne typy podstacji morskich możliwe do zastosowania w typowym projekcie:

- Klasyczna morska stacja elektroenergetyczna — jest to pojedyncza stacja o dużych wymiarach i masie, która ma za zadanie zebranie i transformowanie energii z całej morskiej farmy wiatrowej. Zazwyczaj jest to rozwiązanie zaprojektowane typowo dla specyficznego projektu i wyposażone w więcej niż jeden transformator oraz przyłącze kabla eksportowego. Instalacja takiej platformy i jej fundamentów jest złożona ze względu na jej wymiary i masę. Niemniej pozwala to na wykorzystanie pojedynczej platformy dla projektów o większej mocy. Największe spotykane morskie stacje transformatorowe mają wymiary około $80 \times 60 \times 40$ m i wagę do 4000 ton. Wartości te mogą być nawet większe w przypadku nowych projektów o większych mocach.
- Modułowy OSS — jest to mniejsza i lżejsza konstrukcja, z jednym transformatorem zasilającym jeden kabel eksportowy. Modułowa budowa umożliwia zastosowanie mniejszych fundamentów i statków instalacyjnych. Do przesyłu dużej mocy wymagane jest zastosowanie kilku takich stacji, opcjonalnie połączonych ze sobą kablami średniego napięcia. Typowe wymiary takiej stacji to $40 \times 35 \times 35$ m, a waga to 2500 ton. Ze względu na takie parametry może być konieczne wykorzystanie kilku stacji w ramach jednego projektu.

Dla rozwiązania HVDC zwykle przyjmuje się wykorzystanie pojedynczej morskiej stacji elektroenergetycznej, wystarczająco dużej, aby mogła pomieścić wszystkie niezbędne urządzenia. Typowe wymiary morskiej stacji HVDC dla podobnych projektów to $70 \times 60 \times 40$ m i waga 18 000 ton.

Niezależnie od wielkości i liczby morskich stacji elektroenergetycznych każda z nich musi zawierać zestaw urządzeń niezbędnych do bezpiecznego i efektywnego przekształcania napięcia ze średniego napięcia wykorzystywanego przez

kable wewnętrzne na wysokie napięcie wykorzystywane w kablach eksportowych. Morskie stacje elektroenergetyczne są również wyposażone we wszystkie niezbędne systemy pomocnicze, takie jak zapasowy generator napędzany silnikiem Diesla, systemy kontrolno-pomiarowe, systemy ochrony przeciwpożarowej czy systemy wspomagające kontrolę albo utrzymania ruchu.

Aby zapewnić stabilność morskiej stacji elektroenergetycznej i bezpieczeństwo eksploatacji, należy ją posadzić na fundamentach morskich. Dwa główne dostępne typy fundamentów to monopale i fundamenty kratownicowe, podobnie jak w przypadku fundamentów turbin wiatrowych. Pierwsze z nich są zazwyczaj stosowane na płytszych wodach i przy lżejszych konstrukcjach, natomiast drugie, ze względu na swoją wytrzymałość, są odpowiednie dla głębszych lokalizacji i cięższych stacji. Wybór rodzaju fundamentu będzie zależał od liczby morskich stacji elektroenergetycznych, ich lokalizacji, wielkości i masy, a także od charakterystyki dna morskiego.

3.3.4. Lądowa stacja elektroenergetyczna

Zadaniem lądowej stacji elektroenergetycznej jest transformowanie napięcia przesyłu energii elektrycznej z poziomu kabla eksportowego do poziomu przyłącza sieciowego. Stacja taka jest zazwyczaj zlokalizowana w bezpośrednim sąsiedztwie stacji operatora sieci, do której będzie wprowadzana energia z farmy wiatrowej, albo w pobliżu punktu przyłączenia, który może być także punktem wpięcia w istniejącą linię energetyczną.

Głównym wyposażeniem lądowej stacji elektroenergetycznej są transformatory mocy. Transformatory są podłączone do szyn zbiorczych rozdzielni wysokiego napięcia, które z jednej strony odbierają energię z kabli eksportowych, a z drugiej strony przesyłają ją do stacji operatora sieci. Oprócz transformatorów w lądowej stacji elektroenergetycznej znajdują się dodatkowe urządzenia zapewniające jakość energii, takie jak dławiki kompensacyjne czy filtry harmoniczne. Typowa stacja jest również wyposażona w niezbędną aparaturę pomiarowo-kontrolną, dostarczającą sygnały do właściciela projektu i do operatora sieci. W przypadku zastosowania technologii HVDC podstacja lądowa musi być również wyposażona w konwerter do konwersji mocy z prądu stałego na zmienny. Konwerter taki jest umieszczany pomiędzy wejściem kabli eksportowych na stację a transformatorami prądu przemiennego.

PROGRAM PARTNERSKI

— GRUPY HELION —

- 
1. ZAREJESTRUJ SIĘ
 2. PREZENTUJ KSIĄŻKI
 3. ZBIERAJ PROWIZJĘ

Zmień swoją stronę WWW w działający bankomat!

Dowiedz się więcej i dołącz już dzisiaj!

<http://program-partnerski.helion.pl>

GRUPA
Helion 

Dostęp do energii odnawialnej staje się powoli największym marzeniem cywilizacyjnym naszego świata. W epoce zagrożeń, jakie wiążą się z koniecznością importowania z krajów o niepewnym statusie politycznym drogich, brudnych i coraz trudniej dostępnych paliw kopalnych, będziemy chętniej zwracać się ku źródłom energii bezpiecznej, pozyskiwanej na miejscu i niezanieczyszczającej środowiska naturalnego.

Skąd czerpać czystą energię? Jednym z rozwiązań jest wykorzystywanie ustawionych w morzu turbin wiatrowych. Aktualnie energia pozyskiwana w ten sposób pokrywa 3 procent europejskiego zapotrzebowania, jednak odpowiednio rozbudowane farmy wiatrowe mogłyby dostarczać jej znacznie więcej. Ta książka wprowadza w temat, prezentuje zalety i ograniczenia morskiej energetyki wiatrowej i omawia kwestie techniczne, z jakimi trzeba się zmierzyć, gdy się stawia wiatraki w słonych wodach morskich.

	KOD KORZYŚCI Sięgnij po więcej! ▶ 
 helion.pl  HELION SA ul. Kościuszki 1c 44-100 Gliwice tel.: 32 230 98 63 helion@helion.pl	ISBN 978-83-8322-142-7  9 788383 221427
Cena: 79,00 zł	