

PROJEKTOWANIE POSADOWIENIA MORSKICH ELEKTROWNI WIATROWYCH NA MORZU BAŁTYCKIM WEDŁUG PRZEPISÓW I ZALECEŃ EUROPEJSKICH

Kamila Międlarz, Paweł Więclawski

Streszczenie: Niniejszy artykuł prezentuje zagadnienia związane z tematyką projektowania morskich elektrowni wiatrowych. Opisano politykę energetyczną Polski oraz Unii Europejskiej, a także istniejące wytyczne do projektowania turbin morskich. Scharakteryzowano ich konstrukcję, a także sposoby posadowienia. Przedstawiono model obliczeniowy przykładowej elektrowni o mocy 2MW posadowionej na fundamencie palowym - monopalu. W obliczeniach uwzględniono obciążenie wiatrem, połączone z działaniem fal i prądów morskich. Analizę przeprowadzono zgodnie z norweskimi normami DNV, przyjmując stan graniczny użyteczności (SLS), jako podstawowe kryterium wymiarowania

Słowa kluczowe: morskie elektrownie wiatrowe, monopala, fundament, DNV, turbina, morska energetyka wiatrowa

1. Wstęp

Energetyka wiatrowa rozwija się w Polsce od początku lat 90. XX wieku. Pierwszy wiatrak na lądzie wybudowano w 1991 roku w pobliżu Elektrowni Wodnej w Żarnowcu. Na początku XXI wieku nastąpił dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej i już w 2013 roku Polska była jednym z czołowych państw w Unii Europejskiej pod względem mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej (w konstrukcjach lądowych). 20 maja 2016 roku, uchwalono Ustawę, która określiła warunki i tryb lokalizacji oraz budowy elektrowni wiatrowych. Wprowadzenie tej ustawy, a także nasilające się protesty lokalnych społeczności, wywołały znaczące problemy z lokalizacją lądowych farm wiatrowych [Kozioł 2014].

Wspomniane aspekty przyczyniły się do wzrostu zainteresowania morską energetyką wiatrową. Temat ten doskonale znany jest w północnej Europie i na świecie, a obecnie zaczyna rozpowszechniać się również w Polsce. Rozwój tego sektora uwarunkowany jest przede wszystkim dostępnością obszarów morskich oraz regulacjami prawnymi obowiązującymi w danym kraju.

Budowa morskich elektrowni wiatrowych niesie za sobą wiele korzyści. Przede wszystkim siła wiatru na morzu jest większa na mniejszych wysokościach niż na lądzie, co umożliwia konstruowanie niższych wież. Ponadto na obszarach morskich istnieje więcej przestrzeni do lokalizacji farm. Powstają one w odległości co najmniej 2 km od brzegu, dzięki czemu nie oddziałują na ogólny krajobraz, a hałas związany z ich pracą jest tłumiony przez szum fal. Dodatkowo, z uwagi na fakt, iż w obrębie konstrukcji ogranicza się połów i żegluga, fundamenty tych elektrowni mogą z czasem stać się atrakcyjnym miejscem do powstania sztucznych raf i siedlisk organizmów morskich [Leite 2015].

Z drugiej strony, wykonywanie fundamentów w tak silnie korozyjnym środowisku jakim są wody morskie, wymusza stosowanie dodatkowych powłok ochronnych, które mogą mieć niekorzystny wpływ na środowisko. Agresywność wód słonych wpływa również na skrócenie okresu eksploatacji elektrowni morskich w porównaniu do tego rodzaju konstrukcji na lądzie. Oprócz tych aspektów, barierą przeciw budowie farm na morzu jest fakt, iż na dzień dzisiejszy wymagają one znacznie większych nakładów finansowych [Leite 2015].

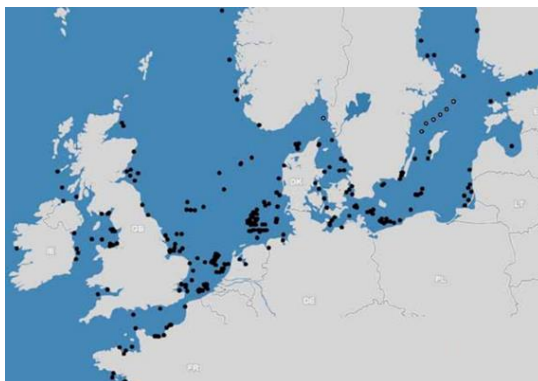
2. Polityka energetyczna Polski i Unii Europejskiej

Z danych towarzystwa Wind Europe, promującego energię wiatrową w Europie, wynika, że w 2016 roku w Europie działało ponad 3 200 morskich turbin wiatrowych o łącznej mocy ok. 11 000 MW (rys.1). Większość z nich zlokalizowana jest na Morzu Północnym (69 %), a także na Morzu Irlandzkim (18%) oraz Morzu Bałtyckim (13%) [De Decker, Kreutzkamp 2011].

Na podstawie licznych analiz, opracowanych m.in. w ramach projektu „Warunki ramowe rozwoju sieci i rynku energii dla energetyki na morzu: ocena techniczna i ekonomiczna różnych opcji projektowych”, szacuje się, że do 2030 roku w Unii Europejskiej mają działać morskie elektrownie wiatrowe o łącznej mocy ponad 115 tys. MW, z czego 5 tys. MW ma pochodzić z elektrowni polskich (rys. 2) [De Decker, Kreutzkamp 2011].



Rys. 1. Morskie farmy wiatrowe w Europie (stan na rok 2016) [McKinsey&Company 2016]



Rys. 2. Przewidywany rozkład geograficzny morskich farm wiatrowych na rok 2030 [De Decker, Kreutzkamp 2011].

3. Wytyczne do projektowania

Obecnie Polska nie posiada własnych norm i wytycznych w zakresie projektowania morskich elektrowni wiatrowych, dlatego należy bazować na przepisach i normach europejskich (lub międzynarodowych) oraz na specjalistycznych normach branżowych. Instytucjami, które sprawują nadzór nad nowo projektowanymi konstrukcjami pełnomorskimi są [Leite 2015]:

- Norweskie towarzystwo klasyfikacyjne (DNV – Det Norske Veritas),
- Amerykański Instytut Naftowy (API – American Petroleum Institute),
- Niemieckie towarzystwo klasyfikacyjne (GL – Germanischer Lloyd),
- Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (IEC - International Electrotechnical Commission),
- Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (ISO – International Organization for Standardization).

Jednostki te opracowały normy stanowiące podstawy do projektowania:

- DNV-OS-J101: Design of Offshore Wind Turbine Structures, 2014,
- DNV-DS-J102: Design and Manufacture of Wind Turbine Blades, Offshore and Onshore Wind Turbines, 2010,
- API-RP2A: Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design, 2002,
- GL: Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines, 2005,
- Danish Energy: Recommendation for Technical Approval of Offshore Wind Turbines, 2001,
- IEC 61400-1: Wind Turbines – Design Requirements, 2005
- IEC 61400-3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines, 2002
- Eurokod 3: Konstrukcje Stalowe, PN EN 1993-1-1, 2010.

W przedstawionej analizie wykorzystano wytyczne zawarte w serii norm norweskich DNV.

4. Charakterystyka morskich elektrowni wiatrowych

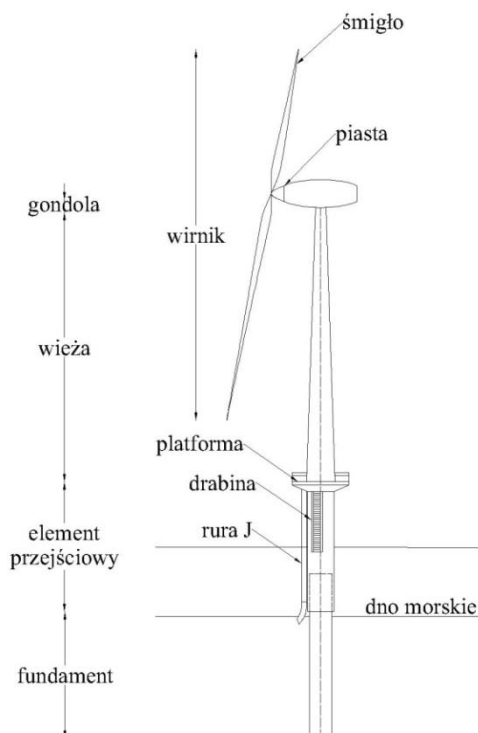
Podstawowymi elementami konstrukcyjnymi morskiej elektrowni wiatrowej są [Leite 2015]:

- gondola – zawierająca elementy elektromechaniczne, w tym generator zmieniający energię obrotową w elektryczną;
- wirnik – zbudowany z piasty i śmigieł;
- wieża – konstrukcja rurowa wykonana ze stali bądź betonu;
- element przejściowy – łączący wieżę z fundamentem. Stosowany wyłącznie w połączeniu z fundamentem monopalowym;
- fundament.



Schemat poglądowy konstrukcji przedstawiono na rys.3

Obecnie najczęściej stosowanym rodzajem posadowień są monopale, stosowane w ponad 70 procentach przypadków. W dalszej części artykułu opisano poszczególne rodzaje stosowanych fundamentów oraz przedstawiono na rys.4.



Rys. 3. Elementy składowe morskiej turbiny wiatrowej [źródło własne]

4.1. Monopale

Rozwiązanie stosowane na obszarach akwenów o głębokości do 30m. Fundament monopalowy wykonywany jest zwykle ze stalowej rury o średnicy 4-9m i grubości ścianki do 160mm. Waga dochodzi do 650 ton.

Pale rurowe, stanowiące fundament, wykonywane są z elementów o długości 3 m i łączone ze sobą za pomocą spawania.

Wykonane pale stalowe przewożone są następnie na teren farmy morskiej gdzie, w zależności od budowy dna morskiego, są wbijane kłębami zamocowanymi na statku, lub wierce. Przy palowaniu wytwarzany jest bardzo wysoki hałas, który może negatywnie oddziaływać na środowisko dlatego też coraz częściej stosuje się metody ograniczające ten hałas.

Na zamocowaną w dnie rurę zakłada się element przejściowy z rury o większej średnicy i uszczelnia oba elementy przez cementowanie.

Osadzony w dnie monopale, w wyniku momentu zginającego, może powodować wymywanie dna morskiego lub powstawanie osuwisk itp. Zapobiegawczo wokół pala wykonuje się obsypkę z przekruszonych skał i głazów.

Monopale cechują się przede wszystkim prostotą samej konstrukcji, a także prostotą produkcji [Carlos, Garcés, Garcia. 2012].

4.2. Fundament grawitacyjny

Wykonywany jest najczęściej jako element prefabrykowany z betonu w kształcie stożka i stosowany na obszarach o głębokości od 2 do 20 m głębokości. Fundamenty grawitacyjne mają masę zapewniającą stabilność konstrukcji, są odporne na działanie wody morskiej, a po okresie pracy turbiny wiatrowej łatwo ulegają recyklingowi i są bezpieczne dla środowiska [Van der Tempel 2006].

4.3. Fundament trójnożny (tripod)

Zbudowany jest z lekkiej stalowej konstrukcji o mechanice kratownicy opartej na trzech nogach, które przenoszą na morskie podłoże ciężar kolumny z siłownią wiatrową. Jest to konstrukcja bardziej odpowiednia przy większych głębokościach, powyżej 20m, eliminuje też efekt rozmycia dna występujący w przypadku monopala [Leite 2015].

4.4. Fundament kratownicowy

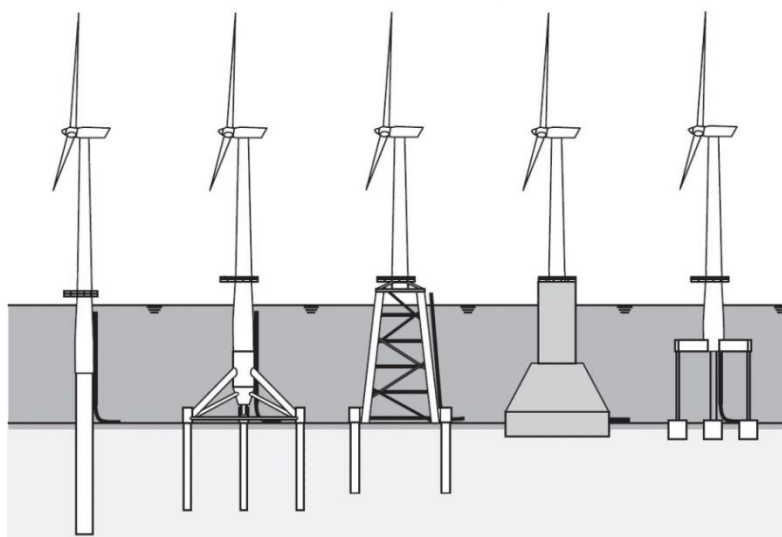
Jest to rozwiązanie z trzema lub czterema kotwieniami w dnie. Całość oparta jest na konstrukcji kratownicowej wykonanej z rur o średnicach dochodzących do 2m, które tworzą wieżę z platformą do montażu

siłowni. Fundamenty tego typu mogą być wykonywane na wodach o głębokości dochodzącej do 50m [Leite 2015].

4.5. Fundamenty pływające

Oprócz wymienionych powyżej konstrukcji stałych, istnieją również fundamenty pływające. Można je stosować w znacznych odległościach od brzegu przy głębokościach ponad 50m. Nie są one związane na stałe z dnem morskim, a jedynie kotwione za pomocą zestawu lin. Istnieją trzy podstawowe struktury fundamentów pływających [Leite 2015]:

- pływający słup (the spar),
- system TLP,
- pływający płaszcz (floating jacket).



Rys. 4. Rozwiązania konstrukcyjne posadowienia morskich turbin wiatrowych. Od lewej kolejno: monopala, tripod, fundament kratownicowy, fundament grawitacyjny, fundament pływający [Van der Tempel 2006]

5. Koncepcja posadowienia elektrowni wiatrowej na Morzu Bałtyckim

Zgodnie ze standardami DNV, przygotowano uproszczony model morskiej elektrowni wiatrowej. Do obliczeń przyjęto konstrukcję geometrii przedstawionej w Tab.1. Wysokość wiatraka wynosiła 65 m nad poziomem morza, głębokość wody w miejscu posadowienia około 12 m, a zagłębienie monopala w dnie 30m. Przyjęto jednakową średnicę dla całej konstrukcji równą 5,5 m i grubość ścianki 7mm.

Tab. 2. Parametry konstrukcji przyjętej do obliczeń [źródło własne]

Turbina	Producent turbiny	Siemens
	Model turbiny	SWT-2.3-93 Offshore
	Moc znamionowa	2,3 MW
Operacyjność	Prędkość wiatru włączająca turbinę	4,0 m/s
	Znamionowa prędkość wiatru	13 m/s
	Prędkość wiatru wyłączająca turbinę	25 m/s
Wirnik, piasta i śmigła	Pozycja wirnika	Dowietrzna
	Średnica wirnika	93 m
	Powierzchnia pokrycia	6800 m ²
	Prędkość wirnika (minimalna)	6 obr/min
	Prędkość wirnika (maksymalna)	16 obr/min
	Wysokość piasty (n.p.m.)	65 m
	Długość śmigła	45 m
	Ilość śmigieł	3
Gondola	Łączny ciężar wirnika, piasty i śmigieł	60 t
	Ciężar	82 t
Wieża	Typ wieży	Rura stalowa
	Wysokość	65 m
	Ciężar	610,08 t
Fundament monopalowy	Średnica	5,5 m
	Grubość ścianki	70 mm
	Ciężar	394,2 t
	Zagłębienie poniżej dna morskiego	30 m
	Długość pala powyżej poziomu dna	12 m



Jednym z ważniejszych aspektów podczas przygotowywania schematu obliczeniowego było określenie współpracy pala z gruntem, którą zamodelowano przy użyciu podpór sprężystych z zastosowaniem krzywych p - y . Krzywe te wyrażają nieliniowe zależności między oporem gruntu (p) a przemieszczeniem poziomym pala (y). Pal modeluje się jako szereg kolejnych elementów belkowych na podporach sprężystych umieszczonych w węzłach pomiędzy elementami. Opór gruntu wyznacza się z równania 1:

$$P = A_i \cdot p_u \cdot \tanh\left(\frac{k_{mit} \cdot z}{A_i \cdot p_u} \cdot y\right) \quad (1)$$

gdzie: y – przemieszczenie poziome [m]; C_1 , C_2 i C_3 – współczynniki określane na podstawie nomogramów w zależności od wartości kąta tarcia wewnętrznego gruntu; k_{mit} - początkowy moduł reakcji podłoża [kN/m³] również wyznaczany z nomogramów; A_i - współczynnik uwzględniający obciążenia cykliczne lub statyczne; p_u - nośność graniczna na głębokości H [kN/m] (wartość mniejsza z równań 2 i 3)

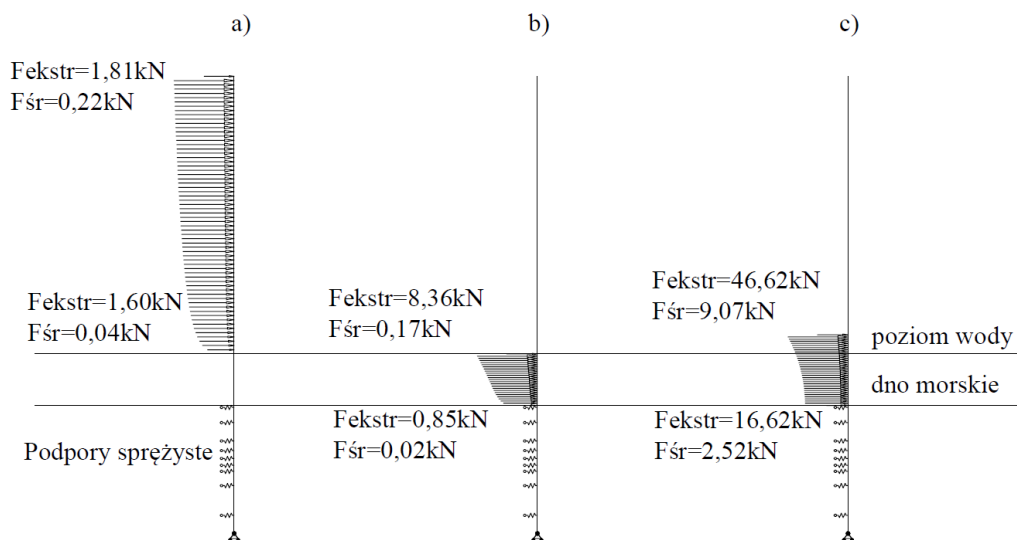
$$p_u = (C_1 \cdot z + C_2 \cdot D) \cdot \gamma' \cdot z \quad (2)$$

$$p_u = C_3 \cdot D \cdot \gamma' \cdot z \quad (3)$$

gdzie: D – średnica pala [m]; z – przyjęta głębokość [m].

W obliczeniach rozpatrzono trzy najważniejsze obciążenia działające na konstrukcję, tzn. wiatr, prądy morskie i falowanie. Rozkłady tych obciążeń wzdłuż konstrukcji przedstawia rys.5. Obliczenia przeprowadzono dla dwóch kombinacji obciążeń uwzględniających wartości średnie i wartości ekstremalne o okresie powtarzalności 50 lat.

Pomiary poszczególnych oddziaływań na Morzu Bałtyckim nie są prowadzone w sposób ciągły. Niekompletność danych utrudnia ustalenie średniej wartości oddziaływań, dlatego też wartości poszczególnych obciążeń przyjęto na podstawie danych przedstawionych w [Marcinkowski, Szmytkiewicz 2016] pochodzących z analiz numerycznych.



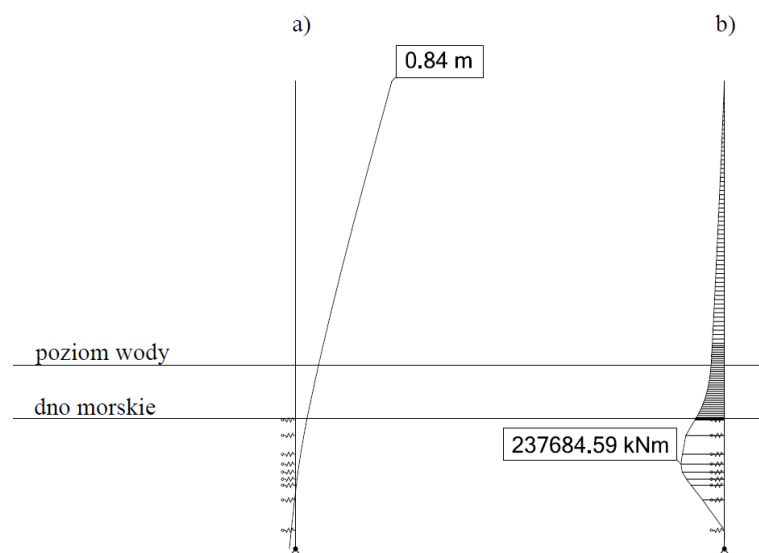
Rys. 5. Rozkład obciążeń pochodzących a) wiatru b) prądów morskich c) falowania [źródło własne]

Kombinacje obliczeniowe przygotowano zgodnie z wytycznymi normy DNV. Maksymalną wartość momentu zginającego uzyskano dla kombinacji uwzględniającej ekstremalne prędkości wiatru (rys.6b). Sytuacja taka zakłada, że wiatr wieje z prędkością powyżej 25 m/s i dochodzi wówczas do zatrzymania pracy wiatraka, a wartość siły wypadkowej, działającej na wirnik znacząco rośnie. Powstają wówczas maksymalne obciążenia powodujące największy moment zginający.

Po przeprowadzeniu obliczeń dla uzyskanej wartości momentu zginającego sprawdzono nośność w poszczególnych przekrojach konstrukcji dla wszystkich kombinacji, aby sprawdzić czy nie doszło do przekroczenia dopuszczalnych naprężeń w stali. Największe wyężenie wynosiło około 60%.

Decydujący dla przyjętej konstrukcji okazał się stan graniczny użyteczności. Wytyczne norweskie dopuszczają wychylenie o wartości 1% wysokości konstrukcji, czyli w tym przypadku 107 cm. Dla analizowanych danych wychylenie wyniosło 84 cm (rys. 6a). W przypadku zmniejszenia zagłębienia lub pozostałych wymiarów monopala, wychylenie osiągało wartości zbliżone do granicznych.





Rys. 6. Maksymalna wartość a) wychylenia b) momentu zginającego [źródło własne]

Obliczenia były przeprowadzane w sposób bardzo uproszczony, aby w przybliżeniu oszacować rozmiary fundamentu morskiej elektrowni wiatrowej dla warunków Morza Bałtyckiego.

6. Podsumowanie i wnioski

Projektowanie morskich elektrowni wiatrowych jest dużym wyzwaniem dla polskiej inżynierii wodnej i lądowej ze względu na brak norm i wytycznych krajowych. Utrudnieniem jest również brak długotrwałych ciągłych pomiarów oddziaływań środowiskowych. Istnieje możliwość stosowania do celów projektowych metod skandynawskich i amerykańskich. W celu adaptacji zagranicznych reguł konieczne były uproszczenia, stąd wyniki analizy są jedynie zgrubnym oszacowaniem wymiarów i zachowania się konstrukcji w warunkach Morza Bałtyckiego. Do optymalnego i miarodajnego projektowania, konstrukcji pełnomorskich w polskiej strefie Morza Bałtyckiego, konieczne jest opracowanie metody uwzględniającej lokalne warunki geotechniczne dna morskiego oraz rzeczywiste oddziaływania .

7. Literatura

- Carlos, Garcés, Garcia.** 2012. Design and Calculus of the Foundation Structure of an Offshore Monopile Wind Turbine. Universitat Politècnica de Catalunya. 1-9.
- De Decker J., Kreutzkamp P.** 2011. OffshoreGrid: Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe. OffshoreGrid project Final Report.
- DNV, Det Norske Veritas.** 1992. Classification Notes No. 30.4, Foundations.
- DNV, Det Norske Veritas.** 2014. DNV-OS-J101 Offshore Standard. Design of Offshore Wind Turbine Structures.
- DNV, Det Norske Veritas.** 2007. DNV-RP-C205 Recommended Practice. Environmental Conditions and Environmental Loads.
- Kozioł R., Liana B., Midura K.** 2014. Szlakiem polskich elektrowni wiatrowych. GLOBEnergia 4/2014. AGH WGGiOŚ KSE, KN „GRZAŁA”.
- Leite O.B.** 2015. Review of design procedures for monopole offshore wind structures. 19-38.
- Marciniak T., Purta M., Rozenabaum K.** 2016. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Perspektywy i ocena wpływu na lokalną gospodarkę. McKinsey & Company.
- Marcinkowski T., Szmytkiewicz M.** 2016. Morskie farmy wiatrowe: określenie parametrów środowiskowych oddziałujących na planowane elektrownie wiatrowe w obszarze Polskiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej. Inżynieria Morska i Geotechnika nr 5. 272-278.
- Van der Tempel J.** 2006. Design of support structures for offshore wind turbines. 559-571.

Nazwa instytucji: Politechnika Gdańska, Wydział Inżynierii Lądowej i Środowiska, Katedra Geotechniki, Geologii i Budownictwa Morskiego

Opiekun naukowy: dr inż. Paweł Więclawski

Adres do korespondencji: kamila.miedlarz@gmail.com