

Fundações de Torres Eólicas Offshore: Modelagem de *Monopile* em Areia Quartzosa

Natalia Moschen Bottecchia

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, natybottecchia@gmail.com

Alessandro Cirone

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, acironegeo@gmail.com

José Wedney Pereira Gomes

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, wedney.ecivil@gmail.com

Maria Cascão Ferreira de Almeida

Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, mariacascão@poli.ufrj.br

RESUMO: O aumento da preocupação global com a preservação do meio ambiente tem colocado em pauta a necessidade de se abordar os impactos ambientais associados à indústria de energia. Nesse contexto, a energia eólica offshore surge como uma promissora fonte de energia renovável. Apesar dos altos custos envolvidos, esse mercado mostra-se atrativo para o Brasil devido ao potencial costeiro. Este estudo buscou desenvolver um modelo numérico, utilizando o software *Plaxis 3D*, para investigar a resposta de fundações de torres eólicas offshore do tipo *monopile* instaladas em areia quartzosa, sob diferentes condições de carregamento – monotônico e cíclico – a ser validado por meio de resultados experimentais obtidos em ensaios realizados em centrífuga geotécnica. Espera-se investigar o desempenho de fundações de torres eólicas offshore frente à variação dos parâmetros geotécnicos do solo arenoso e identificar quais deles tem maior influência nos resultados.

PALAVRAS-CHAVE: Fundação de torre eólica offshore, *Monopile*, Modelagem Numérica, Modelagem Centrífuga.

ABSTRACT: The increase in global concern about preserving the environment has highlighted the need to address the environmental impacts associated with the energy industry. In this context, offshore wind energy emerges as a promising source of renewable energy. Despite the high costs involved, this market is attractive to Brazil due to the coastal potential. This study seeks to develop a scope for a numerical model, using *Plaxis 3D* software, to investigate the response of monopile offshore wind tower foundations installed in sand, under different loading conditions – monotonic and cyclic – to be validated using of experimental results obtained from geotechnical centrifuge tests. It is expected to investigate the foundation performance of offshore wind tower in the face of variations in the geotechnical parameters of the sandy soil and identify which of them have the greatest influence on the results.

KEYWORDS: Offshore Wind Foundation, *Monopile*, Numerical Modeling, Centrifuge Modeling.

1 INTRODUÇÃO

O aumento da preocupação global com a preservação do meio ambiente tem colocado em pauta a necessidade de se abordar os impactos ambientais associados à indústria de energia. Tem-se observado uma tendência de aumento de investimentos em fontes de energia renováveis em detrimento daquelas baseadas em combustíveis fósseis, alinhado com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da Organização das Nações Unidas (ONU) – Energia Limpa e Acessível (Objetivo 7).

No Brasil, 82,9% de sua matriz elétrica é renovável, com 61,9% sendo gerada a partir de usinas hidrelétricas (Empresa de Pesquisa Energética, 2023), conforme evidenciado na Figura 1 (a).

Embora essa seja classificada como uma fonte de energia renovável, durante sua implantação e operação são gerados múltiplos impactos ambientais, o que compromete sua sustentabilidade. Em consequência, fontes de energia sustentáveis também em seu método de instalação e operação têm se tornado mais atraentes. Dentro desta perspectiva, um setor que tem ganhado visibilidade no cenário nacional é a produção de energia eólica offshore, que já faz parte de discussões da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Apesar dos elevados custos envolvidos na instalação de parques eólicos *offshore*, esse mercado se mostra atrativo para o Brasil devido à sua extensa costa, à presença de ventos constantes e eficientes na geração de energia, à logística simplificada devido à proximidade de portos marítimos, à aquisição de tecnologias mais avançadas, além da capacidade de evitar impactos sonoros e visuais para as comunidades próximas, o que ocorre com parques eólicos localizados no continente.

No último relatório publicado pela Global Wind Energy Council (GWEC, 2023), países como Reino Unido, Alemanha e China lideraram em termos de capacidade instalada de energia eólica offshore, concentrando 83% dos 64,3GW instalados no mundo, Figura 1 (b).

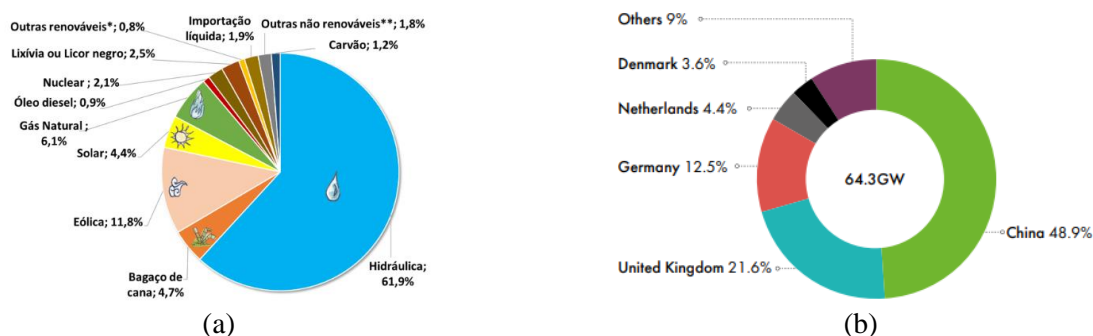


Figura 1 – (a) Matriz elétrica brasileira em 2022 (EPE, 2023) e (b) Total instalado de energia eólica no mundo por país (GWEC, 2023).

Embora não existam parques eólicos no Brasil, o país possui cerca de 700GW de potencial para a produção de energia eólica offshore, em locais com profundidades de até 50 metros (EPE, 2020) e registrou cerca de 78 processos de licenciamento ambiental em andamento até 2023, englobando estados como Ceará, Espírito Santo, Maranhão, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul e Santa Catarina, com previsões de 189GW a serem instalados (Ibama, 2023).

As energias limpas, por possibilitarem o desenvolvimento sem emissão de carbono, representam o futuro na transição energética global, resultando em ganhos ambientais em comparação às matrizes energéticas historicamente predominantes.

A principal diferença entre as turbinas eólicas *onshore* e *offshore* está em como as Turbinas Eólicas *Offshore* (TEO) são estruturalmente suportadas, ou seja, sua fundação. As TEO geralmente são sustentadas por vários tipos de fundações, sendo essa escolha dependente de diversos fatores, tais como a profundidade da lâmina d'água (LDA), custos econômicos, metodologias de construção, características do solo e características das ações atuantes. Entre os diversos tipos de fundações existentes, o *monopile* segue sendo amplamente utilizado, correspondendo a 75% das fundações existentes (Wind Europe, 2019).

As fundações das TEO enfrentam consideráveis cargas horizontais e momentos induzidos por ventos, ondas e correntes. Atualmente, o método padrão de projeto adotado é o das curvas P-Y, no qual P representa a força de reação lateral do solo por unidade de comprimento ao longo do eixo da estaca, e Y é o deslocamento lateral correspondente. No entanto, esse método possui limitações, especialmente quando aplicado a *monopiles* de grande diâmetro, ainda, não considera as interações tridimensionais solo-estaca. Assim, a aplicação de métodos como os propostos pela API (2011) e pelo DNV (2016) têm sido questionados.

Deste modo, este trabalho teve por objetivo desenvolver modelagens numéricas tridimensionais utilizando o software *Plaxis 3D*, para prever a resposta de fundações de torres eólicas offshore do tipo *monopile* em areia, sob diferentes condições de carregamento – monotônico e cíclico – a serem validadas por meio de resultados experimentais obtidos em ensaios realizados na centrífuga geotécnica do LM²C da UFRJ.

2 FUNDAÇÕES DE TORRES EÓLICAS OFFSHORE

Os tipos predominantes de fundações para turbinas eólicas incluem as fixas e as flutuantes. Em turbinas eólicas offshore (TEO), acentua-se a particularidade das cargas provenientes do vento e das ondas exercerem maiores forças na estrutura em comparação com as cargas verticais, gerando elevado tombamento. Nesse contexto, é essencial assegurar uma eficiente ancoragem ao solo, visando a prevenção de deslocamentos irreversíveis na estrutura e que comprometam seu funcionamento.

2.1 Principais Tipos de Fundações

As turbinas eólicas offshore (TEO) contam com uma variedade de fundações para seu suporte, incluindo base de gravidade, *monopile*, tripé, jaqueta, sucção e fundações flutuantes (Figura 2).

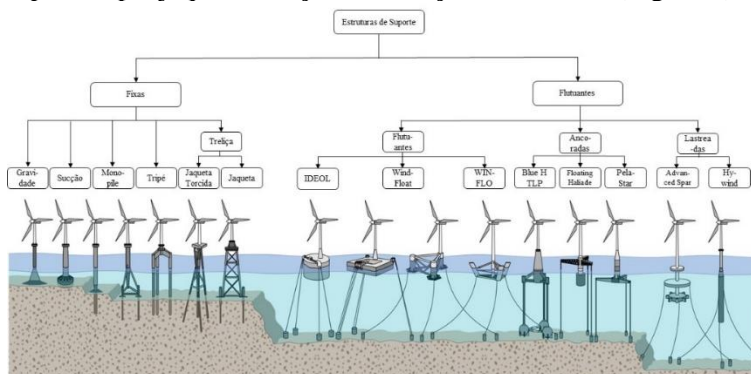


Figura 2 – Principais fundações de TEO existentes fixas e flutuantes (Adaptada Rodrigues *et al.*, 2016).

A base de gravidade é uma estrutura de concreto armado projetada para utilizar seu próprio peso como principal meio de estabilização no leito marinho, geralmente de construção simples e baixo custo. Essas fundações apresentam capacidade de carga reduzida, sendo mais adequadas para leitos marinhos compostos por argila rija, solo arenoso ou rocha (Wu *et al.*, 2019). Costumam ser instaladas em águas com profundidades inferiores a 10 metros (Koekkoek, 2015).

O *monopile* é uma fundação composta por uma estaca de aço e uma seção de transição, onde a torre da turbina eólica é instalada. Feita de chapas de aço soldadas, essa estaca sustenta cargas verticais pelo atrito lateral e cargas horizontais pela mobilização da resistência lateral do solo ao longo do fuste. Geralmente instalados em águas rasas, entre 20 e 40 metros de profundidade, os *monopiles* são amplamente utilizados devido à sua facilidade de fabricação e baixo custo (Iwicki; Przewłócki, 2020; Koekkoek, 2015). No entanto, sua aplicação pode ser limitada pela profundidade da água e pelas condições geológicas que exigem medidas anti-erosão adicionais (Fan *et al.*, 2022).

As fundações em tripé consistem em três tubos de aço dispostos em um triângulo equilátero, capazes de suportar cargas aplicadas à turbina e transmitir esforços para as estacas. São fundações adequadas para profundidades de água entre 10 e 60 metros de profundidade, sendo de estruturas pré-fabricadas, estáveis e leves. Sua desvantagem é a necessidade de uma plataforma fixa de construção offshore (Wu *et al.*, 2019).

Um outro tipo de fundação são as Jaquetas, estruturas de treliça montadas com tubos de aço, fabricadas previamente por soldagem em terra e posteriormente instaladas no leito marinho. Embora sejam relativamente econômicas em termos de consumo de aço, a logística para sua instalação aumenta consideravelmente o custo total. Têm sido amplamente utilizadas em profundidades de água intermediárias, variando de 10 a 60 metros (Wu *et al.*, 2019).

Tem-se ainda, as fundações fixas de sucção que utilizam âncoras de sucção para se fixar no leito marinho. Possuem o objetivo de cobrir diversas profundidades e terem um custo relativamente baixo. Funcionam bombeando a água presente em seu interior para a região de fora, diminuindo a pressão interna e facilitando sua instalação. Por ser um processo reversível, são versáteis e em muitos casos, não necessitam da preparação do solo, o que beneficia sua logística. No entanto, suas limitações envolvem dificuldades na elaboração do projeto e a frequente necessidade de correções (Maciel, 2017).

Por fim, temos as fundações flutuantes que permitem a geração de energia em águas profundas, onde fundações fixas seriam inviáveis economicamente. Existem três principais configurações: as plataformas estabilizadas por lastro, caracterizadas por sua estabilidade e baixa amplitude de movimento, mas com cargas de fadiga elevadas e requisitos específicos de instalação; as plataformas estabilizadas por flutuação, que oferecem baixos custos de ancoragem e transporte, mas são suscetíveis a movimentos induzidos por ondas e possuem projeto estrutural complexo; e as plataformas estabilizadas por ancoragem, que têm baixo movimento induzido por ondas e design estrutural simples, mas enfrentam desafios com o custo e a instalação (Wu et al., 2019; Bahetty; Ozcelik, 2021).

Embora existam alguns outros tipos de estruturas de suporte para turbinas eólicas offshore aqui não detalhados, os apresentados são os principais, abrangendo desde conceitos de fundações fixas até flutuantes, fornecendo uma visão geral das diversas fundações existentes para TEO.

2.2 Metodologia de Projeto de Monopile Offshore

A análise, o projeto e a instalação de *monopiles* carregados lateralmente tem-se baseado em padrões geotécnicos gerais complementados por diretrizes mais específicas e fórmulas semiempíricas desenvolvidas principalmente pelas indústrias de petróleo/gás offshore (American Petroleum Institute (API), 2010; DIN, 2005; Det Norske Veritas (DNV), 2011 *apud* O'Kelly; Arshad, 2016).

Um dos métodos mais utilizados é o emprego das curvas P-Y, que simplifica o sistema de fundação solo-estaca como uma viga em fundação Winkler não linear. A suposição de Winkler é que a resistência do solo (P) em qualquer profundidade depende apenas do deslocamento relativo entre o eixo da estaca e o solo (Y) nessa profundidade, sendo independente das forças de interação acima e abaixo. No entanto, esse método possui limitações, especialmente quando aplicado a *monopiles* de grande diâmetro, pois não considera adequadamente a interação solo-estaca.

Tem-se questionado, também, a validade de outros métodos, que são baseados em limitados dados de campo, obtidos para estacas de diâmetro relativamente pequeno (ou seja, flexíveis), sob baixos números de ciclos de carga, em que a carga de onda é a principal preocupação. Ao se extrapolar para prever eventos extremos, os projetistas de estruturas TEO devem considerar simultaneamente os espectros de carga de onda e vento. Diferenças na aplicação de carga, bem como outras limitações inerentes às fórmulas semiempíricas da indústria de petróleo/gás offshore, exigem considerações cuidadosas na extrapolação dessas formulações para o projeto de fundações *monopile*. Muitas vezes, essas formulações não podem ser aplicadas com confiança pela indústria de energia eólica offshore visando otimizar resultados e economia (IEC, 2005; Dobry *et al.*, 1982 *apud* O'Kelly; Arshad, 2016).

A escassez de dados de campo relatados na literatura para carga lateral cíclica de *monopiles* de grande diâmetro dificulta a validação dos métodos de projeto atuais, bem como a calibração de modelos numéricos. Estudos experimentais e numéricos detalhados são necessários para preencher a lacuna de conhecimento entre os códigos/diretrizes de projeto existentes e as condições de carga. Uma possível solução é a realização de ensaios em centrífuga geotécnica de *monopiles* instrumentados em escala reduzida, com a aplicação de elevados números de ciclos de carga lateral, combinados com diferentes condições de solo. Tais estudos podem fornecer informações valiosas para a calibração de modelos numéricos, bem como a validação de métodos/teorias atuais para a análise e projeto de *monopiles* de TEO.

2.3 Cargas atuantes e desafios enfrentados

Turbinas eólicas offshore enfrentam diversos tipos de cargas verticais e laterais, incluindo ventos, ondas e a rotação das pás, que se desenvolvem a depender das condições ambientais local, dos parâmetros de projeto da estrutura e da sua instalação. Cada um desses carregamentos possui características únicas em termos de magnitude, frequência e número de ciclos aplicados à fundação, resultando em cargas laterais significativas e momentos fletores consideráveis ao nível do solo.

Byrne e Houlsby (2015) definiram cargas típicas para uma turbina de 3,5 a 5 MW, com altura entre 90 e 110 m e em LDA entre 20 e 50 m no Reino Unido, conforme mostradas na Figura 4. Tipicamente, para uma estrutura deste porte, o peso varia de 6 a 10 MN, os esforços de vento atuando no eixo da turbina estão na faixa

de 1 a 2 MN, e a combinação de corrente e ondas de 3 a 6 MN, atuando 10 m acima do leito marinho por um período de 10 segundos.

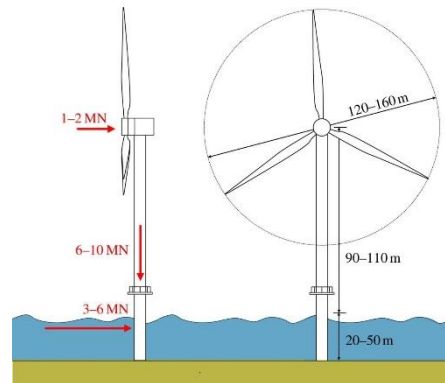


Figura 3 – Cargas atuantes em uma turbina de 3,5MN (Byrne & Houlsby, 2015).

Cargas de onda, embora representem as maiores cargas laterais nas fundações de TEO, em termos de momento de flexão gerado, ficam em segundo plano em comparação com o momento gerado pelo vento e pela rotação das pás da turbina. Isso se deve ao braço de alavanca menor em relação ao comprimento geral da torre. As cargas de ondas dependem de parâmetros como altura e período das ondas, e a teoria utilizada para calculá-las na estrutura depende do seu tamanho (Arany *et al.*, 2017; Leblance, 2009 *apud* O'Kelly; Arshad, 2016).

As cargas de vento são as segundas maiores cargas que atuam nas estruturas de TEO, com dois componentes distintos de acordo com a localização da ação do vento. A primeira é o empuxo, que age no topo da torre da turbina eólica devido à variação de pressão causada pelo fluxo de ar nas pás da turbina. A segunda é a força distribuída, que age ao longo de toda a altura da torre devido ao efeito de corte do vento. A intensidade do vento varia no espaço e no tempo, com maior velocidade em altitudes maiores (Arvan; Raju; Arockiasamy, 2023). O espectro Kaimal ou Von-Karman descreve as características complexas da turbulência devido às rajadas de vento.

O peso próprio dos componentes gera cargas estáticas aplicadas à fundação, denominadas 1P e 2P/3P. Essas cargas incluem vibrações geradas na estrutura pelo rotor devido ao desequilíbrio de massa, resultando em momento de tombamento, carga lateral (1P) e cargas dinâmicas devidas aos efeitos de sombreamento das pás, com frequência dependente do número de pás da turbina (2P ou 3P) (Arany *et al.*, 2017). Em regiões sísmicas ativas, a ação sísmica deve ser considerada junto com outras cargas operacionais, devido ao potencial de ocorrência do fenômeno de liquefação nessas áreas (Arvan; Raju; Arockiasamy, 2023). Cargas de gelo devem ser analisadas em regiões frias pois exercem cargas estáticas e dinâmicas na estrutura, sendo necessárias considerações especiais.

3 MODELAGEM FÍSICA E NUMÉRICA

Neste estudo, será apresentado o escopo do modelo numérico que está sendo desenvolvido no software *Plaxis 3D* para analisar o comportamento da fundação de uma torre eólica offshore do tipo *monopile*. São consideradas duas condições de projeto: o Estado Limite de Serviço (ELS), avaliado através da variação da rigidez secante e da acumulação de deslocamentos em função de um carregamento cíclico, e o Estado Limite Último (ELU), avaliado através da capacidade de carga monotônica lateral. Adicionalmente, pretende-se identificar padrões, comportamentos e respostas da fundação *monopile* frente à variação dos parâmetros geotécnicos do modelo, realizando uma análise de sensibilidade.

O modelo numérico consiste em uma representação tridimensional da fundação da torre eólica, incluindo o solo ao redor da estaca e a plataforma adjacente. As propriedades do solo, como resistência ao cisalhamento, módulo de deformação e índice de vazios mínimo e máximo, foram definidas com base em dados geotécnicos da areia quartzosa da Praia de São Francisco em Niterói no Estado do Rio de Janeiro, com grãos predominantemente arredondados, cuja composição química possui majoritariamente dióxido de silício – SiO₂ (80,1%), óxido de alumínio (13,1%) e óxido de potássio – K₂O (3,7%), a qual foi estudada por meio

de análises laboratoriais na pesquisa de mestrado de Gomes (2020). Os parâmetros estão reportados na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros para areia quartzosa (Adaptada Gomes, 2020).

$e_{m\acute{a}x}$	$e_{m\acute{i}n}$	e	$\gamma_{m\acute{a}x}$ (kN/m ³)	$\gamma_{m\acute{i}n}$ (kN/m ³)	γ_n (kN/m ³)	G_s	d_{50} (mm)	ϕ (°)	$G_{m\acute{a}x}$ (MPa)	E_{sec} (MPa)	E_0 (MPa)	ν
0,92	0,60	0,60	16,15	13,51	15,55	2,64	0,18	40,60	98,40	27,00	40,10	0,23

A geometria da fundação, incluindo sua forma e dimensões, foram replicadas da modelagem em centrífuga geotécnica apresentada na dissertação de Gomes (2024), a qual utilizou um fator de aceleração gravitacional de 100, para representação em escala de protótipo 1:2, de fundação *monopile* para TEO de 3,5MW. A correta representação do protótipo no modelo físico foi garantida utilizando-se um valor de d_{50} acima de 88 para que o solo se comportasse como meio contínuo, seguindo as diretrizes de Klinkvort (2012), e quanto a variação de tensão vertical ao longo do modelo segundo Madabhushi (2014), essa pode ser desconsiderada para fins práticos pois é da ordem de 3%. A Figura 4 apresenta a geometria do experimento na centrífuga e a Tabela 2 os parâmetros da estaca.

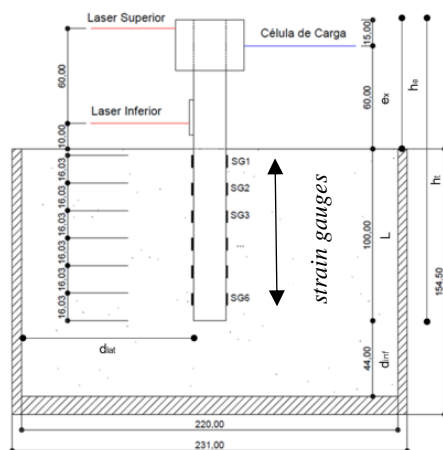


Figura 4 – Croqui do ensaio e da instrumentação adotada (Gomes, 2024).

Tabela 2 – Parâmetros da estaca (Adaptado Gomes, 2024).

D_{ext} (mm)	D_{int} (mm)	t (mm)	E_p (GPa)	I_p (mm ⁴)	$E_p I_p$ (kN.m ²)	K_r
19,40	16,19	1,61	70,00	3580,4	0,25	0,1

O modelo físico é simulado por meio de modelo de elementos finitos tridimensional utilizando o software *Plaxis 3D*. Conforme mostrado na Figura 5 (a), o modelo é composto por três partes: o *monopile*, o solo ao seu redor e o solo dentro do *monopile*. Devido à simetria, apenas metade do sistema solo-*monopile* precisa ser simulado (vide Figura 5.b). As dimensões do modelo numérico são iguais ao experimento realizado na centrífuga (Figura 4) e foi utilizado um fator de escala de 100g no *Plaxis 3D* a partir do *input* ΣM_{weight} para simular o aumento da gravidade no modelo numérico conforme o ensaio replicado.

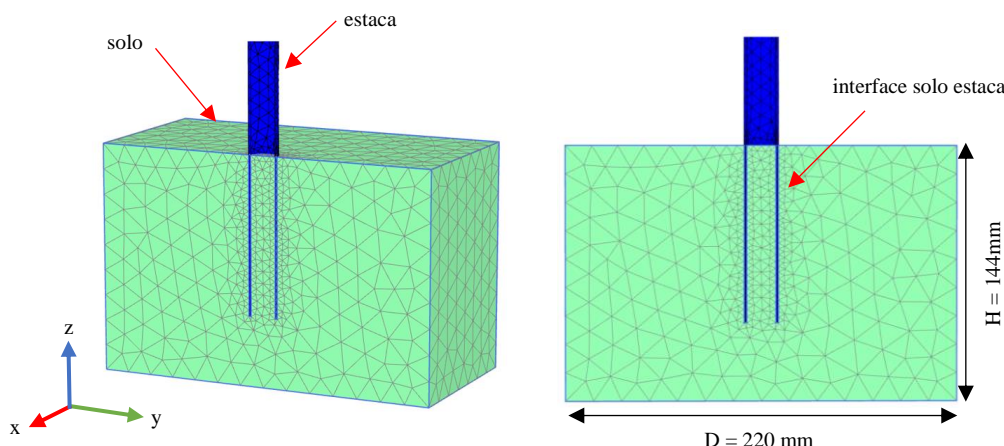


Figura 5 – (a) Vista geral do modelo numérico e (b) malha e dimensões do solo.

Realiza-se análise drenada, dividida em três etapas: na primeira etapa, é inicializado o solo de fundação, em condição K_0 ; na segunda etapa, o *monopile* é ativado no modelo na condição plástica; e na terceira, e última etapa, são considerados os carregamentos no *monopile*. O carregamento lateral monotônico é aplicado com uma velocidade de 0,32mm/s, e o carregamento cíclico com frequência entre 7 e 14Hz, ambos à 60mm do solo, conforme realizado na modelagem física (Gomes, 2024). Vale ressaltar que não são simulados os efeitos de instalação da estaca.

Quanto ao modelo constitutivo adotado, é utilizado o modelo elasto-plástico Hardening Soil, que é amplamente empregado para descrever o comportamento de solos arenosos. As condições de contorno da modelagem estabeleceram um deslocamento lateral máximo de 20 mm para a carga monotônica, no ponto de aplicação da carga (60mm acima do solo), correspondendo a 0,2D na superfície do solo, dobro da carga de ruptura no ELU, de acordo com Klinkvort (2012).

As curvas de deslocamento lateral (mm) *versus* força lateral (N), obtidas nas alturas de medição do laser superior e inferior, e as curvas de deslocamento lateral (mm) *versus* momento fletor (N.mm), obtidas pelos *strain gauges* no ensaio físico, são comparadas com o resultado numérico. Para o carregamento cíclico, são avaliados o números de ciclos *versus* a variação da rigidez secante e número de ciclos *versus* deslocamento lateral acumulado de modo a verificar a manutenção das condições operacionais (ELS), rotação máxima de 0,5° indicada pelo DNV.

4 RESULTADOS ESPERADOS

A pesquisa visa desenvolver um modelo numérico para o dimensionamento de fundações de torres eólicas offshore tipo *monopile* sob diferentes condições de carregamentos - monotônicos e cíclicos - e para variadas condições geotécnicas. O modelo desenvolvido terá por objetivo prever o comportamento de interação solo-*monopile*, abrangendo suas deformações e deslocamentos laterais, através de uma metodologia numérica de elementos finitos validada por resultados experimentais de modelagem física em centrífuga geotécnica. Após a validação do modelo, ele será replicado na escala do protótipo com a gravidade g . Os resultados obtidos subsidiarão a metodologia de dimensionamento de fundações de torres eólicas offshore tipo *monopile*. A pesquisa objetiva, também, fornecer diretrizes e orientação para modelagem numérica de fundações tipo *monopile* instaladas em solos arenosos. Essas diretrizes poderão ser úteis para projetistas e engenheiros que trabalham com fundações de estacas em ambientes offshore, ajudando a melhorar as previsões de desempenho dessas estruturas.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) e Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) – Códigos de Financiamento (001).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARANY, L. *et al.* Design of monopiles for offshore wind turbines in 10 steps. **Soil Dynamics and Earthquake Engineering**, 2017., p. 124-152
- ARVAN, P. A.; RAJU, R. D.; AROCKIASAMY, M. Offshore Wind Turbine Monopile Foundation Systems in Multilayered Soil Strata under Aerodynamic and Hydrodynamic Loads: State-of-the-Art Review. **Pract. Period. Struct. Des. Constr.**, 2023., p. 26
- ASIM, T. *et al.* A Review of Recent Advancements in Offshore Wind Turbine Technology. **Energies**, 2022., p. 30
- BARRA, M. F. W. **Centrifuge Modelling of Monopile Foundation for Offshore Wind Turbines**. UFRJ. Rio de Janeiro, p. 141. 2020.
- BASHETTY, S.; OZCELIK, S. Review on Dynamics of Offshore Floating Wind Turbine Platforms. **Energies**, 2021., p. 1-30
- BYRNE, B. W.; HOULSBY, G. T. Helical piles: an innovative foundation design option for offshore wind turbines. **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, 2015., p. 11
- CHAKRABARTI, S. **Handbook of Offshore Engineering**. 1. ed. [S.l.]: Elsevier Ltd., 2005.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e Caminhos para a Energia Eólica Marítima**. Governo Federal. [S.l.], p. 140. 2020.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Matriz Energética e Elétrica. **Empresa de Pesquisa Energética**, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 5 Novembro 2023.
- FAN, Q. *et al.* A Review of the Development of Key Technologies for Offshore Wind Power in China. **Journal of Marine Science Engineering**, 2022., p. 1-25
- Global Offshore Wind Report. Bruxelas, p. 118. 2023.
- GOMES, J. W. P. **Modelagem Centrífuga de Monopile em Areia Quartzosa**. COPPE - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2024.
- GOMES, N. F. **Parâmetros Geotécnicos Estáticos e Dinâmicos de Areias Quartzosas e Carbonatadas**. UFRJ. Rio de Janeiro, p. 175. 2020.
- IBAMA. Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore. **gov.br**, 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>. Acesso em: 18 Outubro 2023.
- IWICKI, P.; PRZEWLÓCKI, J. Short Review and 3-D FEM Analysis of Basic Types of Foundation for Offshore Wind Turbine. **Polish Maritime Research, Vol 27**, Poland, 2020., p. 31-39
- KLINKVORT, R. T. **Centrifuge Modelling of Drained Lateral Pile - Soil Response**. Technical University of Denmark. Reino Unido, p. 888. 2012.
- KOEKOEK, R. **Gravity Base Foundations for Offshore Wind Turbines**. Delft University of Technolog. Nederland, p. 251. 2015.
- LEIMEISTER, M.; KOLIOS, A.; COLLU, M. **Critical Review of Floating Support Structures for Offshore Wind Farm Deployment**. 15th Deep Sea Offshore Wind R&D Conference. Trondheim: IOP Publishing. 2018, p. 1-11.
- MACIEL, G. D. S. G. **Desenvolvimento e Projeto Mecânico de uma Fundação para uma Turbina Eólica Offshore**. Técnico Lisboa. Lisboa, p. 116. 2017.
- MADABHUSHI, G. **Centrifuge Modelling for Civil Engineers**. 1 ed. ed. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2014.
- O'KELLY, B. C.; ARSHAD, M. Offshore wind turbine foundations – Analyses and Design. **In: RAN, L.; NG, C. Offshore Wind Farms - Technologies, Design and Operation**. 1ª. ed. [S.l.]: Woodhead Publishing, 2016. Cap. 20.
- RODRIGUES, S. *et al.* A Multi-Objective Optimization Framework for Offshore Wind Farm Layouts and Electric Infrastructures. **Energies**, 18 Março 2016., p. 1-42.
- WU, X. *et al.* Foundations of offshore wind turbines: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 24 January 2019.