



DIOGO ALEXANDRE PARAÍSO BERNARDES SOUSA  
Licenciado em Ciências de Engenharia Civil

**AVALIAÇÃO DA VULNERABILIDADE  
SÍSMICA DE UMA TURBINA EÓLICA  
OFFSHORE FUNDADA POR UMA MONO-  
ESTACA NA COSTA PORTUGUESA**

Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Civil





# AVALIAÇÃO DA VULNERABILIDADE SÍSMICA DE UMA TURBINA EÓLICA OFFSHORE FUNDADA POR UMA MONO-ESTACA NA COSTA PORTUGUESA.

Dissertação para a obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Civil

**DIOGO ALEXANDRE PARAÍSO BERNARDES SOUSA**

Licenciado em Ciências de Engenharia Civil

**Orientador:** Doutor José Nuno Varandas Ferreira,  
Professor Auxiliar, FCT-NOVA

**Júri:**

**Presidente:** Doutora Teresa Santana,  
Professora Auxiliar, FCT-NOVA

**Arguentes:** Doutor Corneliu Cismaşiu,  
Professor Associado, FCT-NOVA

**Orientador:** Doutor José Nuno Varandas Ferreira,  
Professor Auxiliar, FCT-NOVA



**Avaliação da vulnerabilidade sísmica de uma turbina eólica offshore fundada por uma mono-estaca na costa portuguesa**

Copyright © Diogo Alexandre Paraíso Bernardes Sousa, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade NOVA de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade NOVA de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



*Aos meus pais e ao meu irmão pela ajuda incondicional.*

*Por isso, e por muito mais.*



# AGRADECIMENTOS

Dando por terminado uma das etapas mais desafiante da minha vida, gostaria de expressar o meu eterno agradecimento a todas pessoas com quem me cruzei ao longo deste percurso e que de uma forma ou de outra contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal e académico.

Gostaria de iniciar por expressar o maior dos agradecimentos ao Professor Doutor José Nuno Varandas Ferreira pela sapiência, rigor e disponibilidade com que me orientou durante a dissertação. Pelas importantes sugestões, muito obrigado.

Agradeço também ao Professor Doutor Pedro Melo, pela importante partilha de informação relativa ao comportamento de estacas sob ações sísmicas e à Dra. Ana Filipa Amorim, pela sugestão do tema da dissertação e pelos contactos facilitados com o Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG).

A todos os professores do Departamento de Engenharia Civil (DEC) agradeço a partilha de conhecimento e disponibilidade que tanto contribuíram para a minha formação e preparação para os desafios que o futuro trará.

Agradeço de forma geral, de maneira a não incorrer injustiças, a todos os meus amigos chegados por todo o apoio que me facultaram e por todos os bons momentos que passámos. Levo deste percurso memórias incríveis.

Por fim, a quem as palavras nunca serão suficientes para demonstrar a minha verdadeira gratidão, agradeço aos meus pais e ao meu irmão por tudo.



"The only impossible journey is the one you never begin."

Tony Robbins



# RESUMO

A humanidade procura, cada vez mais, formas de produzir energia limpa de maneira a melhorar a qualidade de vida a longo prazo e a promover a sustentabilidade. Atualmente, a maior parte das turbinas eólicas *offshore* encontram-se fundadas em locais onde o risco sísmico é baixo. No entanto, numa perspetiva de aumentar a produção de energia renovável será necessário implementar turbinas eólicas em zonas de maior sismicidade.

Nesse sentido, a presente dissertação tem como objetivo estudar a vulnerabilidade sísmica, através de análises dinâmicas incrementais, de uma turbina eólica *offshore* que utiliza como fundação fixa, a mono-estaca. São consideradas as ações ambientais vento e ondulação e ainda as características do solo de fundação, onde a mesma se encontra fundada. Neste trabalho admitiu-se a possibilidade de fundação por areia média sem cascalho e de fundação por areia média com cascalho.

Para o estudo numérico recorreu-se ao programa de cálculo automático SAP2000, efetuando-se em primeiro lugar a modelação da turbina eólica em elementos finitos de barra, a modelação do solo em elementos finitos sólidos e a modelação das zonas de contacto entre o solo e a mono-estaca. Posteriormente, foram realizadas as análises dinâmicas incrementais não lineares, utilizando 14 acelerogramas reais e distintos, escalados para respeitar o espectro de resposta regulamentar definido no Eurocódigo 8. De maneira a entender o comportamento da estrutura em todas as suas fases, desde a fase elástica até ao colapso, foram definidos diferentes níveis de aceleração máxima do solo (PGA) entre 0,2g e 2g, com um passo de incremento de 0,2g. Subsequentemente, foram propostos quatro estados de dano para a estrutura e elaboradas as respetivas curvas de fragilidade.

Através das várias análises sísmicas realizadas concluiu-se que para um PGA de projeto, a turbina eólica tem 90% de probabilidade de sofrer danos ligeiros no caso das areias médias sem cascalho e de 30% no caso das areias médias com cascalho. Na circunstância de danos moderados e severos existe, respetivamente, 6% e 0% para areia média sem cascalho e 13% e 8% para a areia média com cascalho. O colapso não se verificou para um PGA de projeto em nenhuma das situações estudadas.

**Palavras chave:** Turbina Eólica, Vulnerabilidade Sísmica, Análise Dinâmica Incremental, Curvas de Fragilidade.



# ABSTRACT

Humanity is increasingly looking for ways to produce clean energy to improve long-term quality of life and promote sustainability. Currently, most offshore wind turbines are located in areas with low seismic risk. However, aiming at increasing renewable energy production, it will be necessary to implement wind turbines in areas of higher seismicity.

In this context, the present dissertation aims to study the seismic vulnerability of an offshore wind turbine that uses a fixed foundation, the mono-pile, through incremental dynamic analysis. Environmental actions such as wind and waves, as well as the soil where the turbine is founded, composed of either medium sand without gravel or medium sand with gravel, are taken into account.

For the numerical study, the SAP2000 automatic calculation program was used. First, the wind turbine was modeled using bar finite elements, the soil was modeled using solid finite elements, and the contact zones between the soil and the mono-pile were modeled. Subsequently, incremental nonlinear dynamic analyses were carried out using 14 different real accelerograms, scaled to respect the regulatory response spectrum defined in Eurocode 8. In order to understand the behavior of the structure in all its phases, from the elastic phase to collapse, different levels of peak ground acceleration (PGA) were defined between 0.2g and 2g, with an increment step of 0.2g. Four damage states for the structure were proposed, and fragility curves were developed.

Through the various seismic analyses carried out, it was concluded that for the design PGA, the wind turbine has 90% probability of suffering minor damage in the case of medium sand without gravel and 30% probability in the case of medium sand with gravel. In the case of moderate and severe damage, there are, respectively, 6% and 0% for medium sand without gravel and 13% and 8% for medium sand with gravel. Collapse was not observed in any of the studied situations.

**Keywords:** Wind Turbine, Seismic Vulnerability, Incremental Dynamic Analysis, Fragility Curves.



# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1	Motivação e Enquadramento .....	1
1.2	Objetivos e Metodologia.....	3
1.3	Organização da Dissertação.....	3
<b>2</b>	<b>PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA .....</b>	<b>5</b>
2.1	Evolução da utilização do vento.....	5
2.2	Configuração atual das turbinas eólicas.....	6
2.3	Fundações Offshore .....	8
2.3.1	Águas pouco profundas .....	8
2.3.2	Águas intermédias .....	11
2.3.3	Águas profundas .....	12
2.4	Características e Aerodinâmica das turbinas eólicas .....	13
2.4.1	Transformação de energia.....	13
2.4.2	Características e Equipamentos auxiliares.....	15
2.5	Amortecimento Estrutural.....	17
2.6	Energia eólica offshore em Portugal.....	18
2.7	Transporte e instalação das turbinas eólicas offshore.....	21
<b>3</b>	<b>ANÁLISE NUMÉRICA DE TURBINAS EÓLICAS.....</b>	<b>25</b>
3.1	Estudos gerais.....	25
3.2	Avaliação da vulnerabilidade estrutural das turbinas eólicas.....	28
<b>4</b>	<b>CONSTRUÇÃO E VERIFICAÇÃO DO MODELO .....</b>	<b>35</b>
4.1	Modelação da Turbina Eólica .....	35
4.1.1	Método de Rayleigh.....	38
4.1.2	Verificação dos modos de vibração .....	39
4.2	Modelação do Solo .....	42

4.2.1	Validação do Modelo do Solo.....	42
4.2.2	Não linearidade do solo.....	46
4.2.3	Caracterização das propriedades dos elementos de ligação não-lineares.....	49
<b>5</b>	<b>APLICAÇÃO AO CASO DE ESTUDO.....</b>	<b>53</b>
5.1	Definição das Cargas do Vento e das Ondas .....	53
5.1.1	Vento .....	53
5.1.2	Ondas .....	56
5.2	Definição da Ação Sísmica.....	59
5.3	Variabilidade Probabilística dos Parâmetros Chave.....	62
5.4	Frequências de Excitação Ambientais e Mecânicas .....	64
5.5	Análise Dinâmica Incremental .....	65
5.5.1	Aplicação da abordagem IDA .....	66
5.6	Estados de Dano.....	67
5.7	Curvas de Fragilidade .....	71
<b>6</b>	<b>APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS .....</b>	<b>75</b>
6.1	Turbina fundada em areia sem cascalho (solo brando) .....	77
6.2	Turbina fundada em areia com cascalho (solo rijo).....	77
6.3	Análise Geral .....	78
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....</b>	<b>81</b>
7.1	Conclusões.....	81
7.2	Desenvolvimentos futuros.....	83
	<b>BIBLIOGRAFIA .....</b>	<b>85</b>
	<b>A ASPETOS DA MODELAÇÃO.....</b>	<b>93</b>
	<b>B FAST E ADAMS.....</b>	<b>95</b>
	<b>C FUNÇÃO AMPLIFICAÇÃO - SAP2000 .....</b>	<b>97</b>
	<b>D ROTINA MATLAB/OCTAVE.....</b>	<b>99</b>
	<b>E TENSÕES CIRCUNFERENCIAIS E MERIDIONAIS.....</b>	<b>101</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - (A) Turbina eólica de eixo horizontal HAWT [22]; (B) Turbina eólica de eixo vertical VAWT [23].	6
Figura 2.2 - Configuração base da turbina eólica [24].	7
Figura 2.3 - Tipos de estruturas de suporte das turbinas eólicas (adaptada de [16]).	7
Figura 2.4 - Tipos de fundações para águas pouco profundas: (A) Fundação por gravidade; (B) Mono-estaca; (C) Estacas de sucção [27].	9
Figura 2.5 - Esquema de uma turbina eólica fundada por mono-estaca (adaptada de [28]).	10
Figura 2.6 - Tipos de fundações para águas intermédias: (A) Fundação em tripé; (B) Fundação em treliça [27].	11
Figura 2.7 - Tipos de fundações para águas profundas: (A) <i>Spar Bouy</i> ; (B) SSP; (C) TLP (adaptada de [31]).	12
Figura 2.8 - Efeito da redução da velocidade do vento (adaptada de [34]).	14
Figura 2.9 - Curva de potência.	15
Figura 2.10 - Constituintes da turbina eólica (adaptado de [38]).	16
Figura 2.11 - Representação simplificada: (A) <i>tilt</i> ; (B) <i>yaw</i> ; (C) <i>pitch</i> [24].	17
Figura 2.12 - Zona económica exclusiva de Portugal [41].	19
Figura 2.13 - Protótipo WindFloat [44].	20
Figura 2.14 - Áreas para a realização da fundação através da mono-estaca [45].	21
Figura 2.15 - Tipos de embarcação: (A) <i>Tugboat</i> e (B) <i>Semisubmersible Construction Vessel</i> [46].	22
Figura 2.16 - Instalação de uma mono-estaca [47].	22
Figura 2.17 - Transporte da turbina WindFloat [48].	23
Figura 3.1 - Modelo de cálculo adotado [49].	25
Figura 3.2 - Modelo da turbina eólica NREL 5MW desenvolvido no SAP2000 [50].	26
Figura 3.3 - Propriedades da torre da turbina eólica 1.65 MW [61].	29
Figura 3.4 - Superfícies de Fragilidade: (A) $DS_2$ e (B) $DS_4$ [63].	30
Figura 3.5 - Representação esquemática das cargas aplicadas na turbina eólica (adaptado [64]).	31
Figura 3.6 - Curvas de fragilidade desenvolvidas em (A) Turbina eólica parada (B) Turbina eólica operacional [67].	33

Figura 3.7 - Deslocamento máximo no topo da torre para as respetivas velocidades de vento [67].	34
Figura 4.1 - Representação esquemática da turbina eólica [71].	36
Figura 4.2 - Secção "tradicional" da pá da eólica (adaptado de [72]).	37
Figura 4.3 - Vista tridimensional do modelo da superestrutura da torre eólica desenvolvido em SAP2000, ainda sem a mono-estaca.	37
Figura 4.4 - Primeiros modos de vibração da torre da turbina eólica NREL 5 MW no SAP2000.	41
Figura 4.5 - Segundos modos de vibração da torre da turbina eólica NREL 5 MW no SAP2000.	41
Figura 4.6 - Modelo do solo no programa SAP2000.	42
Figura 4.7 - Validação do solo para $V_s=1000$ m/s, horizontal e vertical, com recurso ao SAP2000.	45
Figura 4.8 - Validação do solo para $V_s=500$ m/s, horizontal e vertical, com recurso ao SAP2000.	45
Figura 4.9 - Validação do solo para $V_s=300$ m/s, horizontal e vertical, com recurso ao SAP2000.	46
Figura 4.10 - Disposição das molas plásticas - (A) Plano horizontal XY; (B) Plano XZ.	47
Figura 4.11 - Curva padrão dos elementos <i>link</i> do SAP2000 (adaptado de [77]).	48
Figura 4.12 - Coeficientes de resistência lateral (adaptado de [52]).	50
Figura 4.13 - Curva da relação Força-Deslocamento.	51
Figura 4.14 - Modelo completo (turbina+solo) no SAP2000; (A) Vista 3D, (B) Plano YZ.	52
Figura 5.1 - Valores das forças equivalentes do vento nas pás da turbina eólica (adaptado de [68]).	55
Figura 5.2 - Representação esquemática da onda no SAP2000.	58
Figura 5.3 - Sedimentação superficial na zona de Aveiro [88].	59
Figura 5.4 - Espectro de resposta elástico e (A) acelerogramas reais, (B) acelerogramas escalados.	61
Figura 5.5 - Distribuição probabilística para a areia média sem cascalho (A) e areia média com cascalho (B): Módulo de elasticidade da areia, Ângulo de atrito interno, Peso volúmico.	63
Figura 5.6 - Espectro de frequências de excitação (adaptado de [24]).	65
Figura 5.7 - Rotação na base da turbina eólica obtida num dos modelos realizados.	67
Figura 6.1 - Curvas de fragilidade dos modelos com areia sem cascalho (solo brando).	76
Figura 6.2 - Curvas de fragilidade dos modelos com areia com cascalho (solo rijo).	76

Figura 6.3 - Comparação do deslocamento da nacelle devido à ação sísmica e ao vento no modelo com areia sem cascalho. ....	79
Figura E.1 - Esquema típico da transformação da pressão externa do vento. ....	101



# ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 - Métodos de instalação correntes (adaptado [46]).....	24
Tabela 3.1 - Conjunto de carregamentos realizados em (adaptado [64]). .....	31
Tabela 4.1 - Propriedades gerais da NREL 5 MW (adaptado de [68]). .....	35
Tabela 4.2 - Comparação das frequências naturais (Hz) da torre da turbina eólica NREL 5 MW. .....	40
Tabela 5.1 - Parâmetros utilizados na definição das ondas no SAP2000. ....	58
Tabela 5.2 - Dados dos acelerogramas escolhidos [90]. .....	60
Tabela 5.3 - Caracterização probabilística dos parâmetros chave da areia média sem/com cascalho.....	62
Tabela 5.4 - Definição dos estados limite de dano. ....	69
Tabela 5.5 - Raios e espessuras das diferentes secções da torre da turbina eólica. ....	70
Tabela 5.6 - Valores dos fatores de redução e tensões meridionais resistentes.....	71
Tabela 6.1 - Probabilidade de ocorrência de cada estado limite de dano para areia média sem cascalho.....	75
Tabela 6.2 - Probabilidade de ocorrência de cada estado limite de dano para areia média com cascalho.....	75
Tabela E.1 - Valores obtidos para a pressão máxima do vento.....	102
Tabela E.2 - Valores dos fatores de redução e tensões circunferenciais resistentes. ....	103
Tabela E.3 - Valores dos fatores de redução e tensões tangenciais resistentes. ....	104



## SIGLAS

API	<i>American Petroleum Institute</i>
CE	Comissão Europeia
CP	<i>Collapse Prevention</i>
CSM	<i>Capacity Spectrum Method</i> - Método do Espectro de Capacidade
DNV	<i>Det Norske Verita</i>
DS	<i>Damage State</i> - Estado de Dano
EC1-4	Eurocódigo 1 - Parte 4
EC8	Eurocódigo 8
ELU	Estados Limites Últimos
GEE	Gases Efeito de Estufa
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i> - Turbina Eólica de Eixo Horizontal
IDA	<i>Incremental Dinamic Analyses</i> - Análises Dinâmicas Incrementais
IO	<i>Immediate Occupancy</i>
JCSS	<i>Joint Committee on Structural Safety</i>
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
LS	<i>Life Safety</i>
MDL	<i>Mudline</i> - Linha de superfície do solo
MSL	<i>Mean Sea Level</i> - Nível médio do mar
NEPS	<i>Number of Hours at Full Capacity</i> - Número de horas de funcionamento em capacidade máxima
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PEE	Pacto Ecológico Europeu
PEER	<i>Pacific Earthquake Engineering Research</i>
PGA	<i>Peak Ground Acceleration</i> - Aceleração máxima do solo

<b>PGV</b>	<i>Peak Ground Velocity</i> - Velocidade Máxima no Solo
<b>PSHA</b>	<i>Probabilistic Seismic Hazard Analysis</i> - Análise Probabilística de Risco Sísmico
<b>RNA</b>	<i>Rotor-Nacelle-Assembly</i>
<b>S<sub>a</sub></b>	<i>Spectral Acceleration</i> - Aceleração Espectral
<b>S<sub>d</sub></b>	<i>Spectral Displacement</i> - Deslocamento Espectral
<b>SSI</b>	<i>Soil-Structure-Interaction</i> - Interação Solo Estrutura
<b>SSP</b>	<i>Semi-Submersible Platforms</i> - Plataformas semi-submersíveis
<b>TLP</b>	<i>Tensioned-Leg Platforms</i> - Plataformas de cabos tensionados
<b>TP</b>	<i>Transition piece</i> - Peça de transição
<b>UE</b>	União Europeia
<b>VAWT</b>	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i> - Turbinas Eólicas de Eixo Vertical
<b>VR</b>	Velocidade do Rotor

## SÍMBOLOS GREGOS

$\beta_{DS_i}$	Desvio padrão do logaritmo natural de variável DSi
$\gamma$	Coefficiente de importância
$\gamma'$	Peso volúmico do solo
$\gamma_{ag}$	Peso volúmico da água
$\gamma_{M1}$	Coefficiente de segurança
$\eta$	Amortecimento histerético
$\theta$	Função de distribuição cumulativa logarítmica-normal
$\theta_z$	Rotação em torno do eixo Z
$\lambda$	Comprimento de onda
$\xi$	Amortecimento viscoso
$\rho_{ar}$	Densidade do ar
$\sigma_{x,Ed}$	Tensões meridionais
$\sigma_{\theta,Ed}$	Tensões circunferenciais
$\tau_{Ed}$	Tensões tangenciais
$\varphi(x)$	Função do deslocamento - Método de Rayleigh
$\varphi'(x)$	Função da rotação - Método de Rayleigh
$\varphi''(x)$	Função do momento fletor - Método de Rayleigh
$\chi_x, \chi_\theta, \chi_\tau$	Fator de redução

# SÍMBOLOS ROMANOS

$A$	Área varrida pelo rotor
$a_{ga}$	Aceleração correspondente ao terreno tipo A
$a_{gi}$	Aceleração correspondente ao terreno tipo i (ex: B, C, D, E)
$a_{gr}$	Aceleração máxima de referência
$A_p$	Área projetada normal ao eixo do objeto
$A_{ref}$	Área de referência da construção ou do elemento de construção
$C_1, C_2, C_3$	Coefficientes de resistência lateral
$C_D$	Coefficiente de atrito
$c_f$	Coefficiente de força
$C_M$	Coefficiente de inércia
$C_p$	Coefficiente de Betz
$c_s c_d$	Coefficiente estrutural
$D$	Diâmetro médio da estaca
$d$	Diâmetro da estaca
$d_{IDA}$	Deslocamento da IDA
$DS_i$	Estado de dano i
$d_{temp}$	Profundidade da água de tempestade
$dU/dt$	Componente da aceleração da água normal ao eixo do objeto
$E_c$	Energia cinética
$E_c^{máx}$	Energia cinética máxima
$EI(x)$	Rigidez de flexão
$E_p^{máx}$	Energia potencial máxima
$f$	Frequência máxima da velocidade de onda
$F_D$	Força de atrito

$F_H$	Força hidrodinâmica
$F_i$	Força de inércia
$F_N$	Esforço axial
$F_v$	Esforço transverso
$F_w$	Força do vento
$F(w)$	Função de amplificação
$f_y$	Tensão de cedência
$g$	Aceleração gravítica
$H$	Altura do solo
$k_w$	Constante considerada igual a 0,65
$L_e$	Tamanho máximo dos elementos finitos
$M$	Soma das massas concentradas
$M_f$	Momento Fletor
$m_{ar}$	Massa de ar
$m(x)$	Função da massa
$n$	Rendimento das turbinas eólicas
$N_p$	Coefficiente de resistência lateral do solo
$P$	Probabilidade
$P_{real}$	Potência real
$P_{teórica}$	Potência teórica
$P_u$	Carga última
$p'_u$	Carga última pontual
$q_{eq}$	Pressão equivalente
$q_p$	Pressão dinâmica de pico à altura de referência $z_e$
$q_{w,máx}$	Pressão máxima do vento
$r$	Raio da secção

$S$	Parâmetro do Eurocódigo 8
$S_{m\acute{a}x}$	Valor tabelado definidor do espectro de resposta elástica
$S_u$	Resistência não drenada do solo
$T$	Período de onda
$t$	Espessura
$T_{app}$	Período de onda aparente
$U$	Componente da velocidade da água normal ao eixo do objeto
$U_c$	Componente estacionária do perfil da corrente na elevação $Z_{temp}$
$u_z$	Deslocamento no eixo Z
$V_1$	Velocidade efetiva da corrente na direção da onda
$V$	Volume
$V_{ar}$	Velocidade do ar
$V_p$	Velocidade das ondas de pressão
$V_s$	Velocidade das ondas de corte
$\omega$	Frequência angular do carregamento
$\omega_{(n)}$	Frequência angular natural
$x$	Profundidade/Cota
$x_r$	Profundidade de transição
$Z_0$	Amplitude de vibração
$z$	Altura de influência
$z_e$	Altura de referência
$Z_{temp}$	Elevação do nível de tempestade da água

# INTRODUÇÃO

## 1.1 Motivação e Enquadramento

A evolução da humanidade tem sido sempre dependente da utilização de energia em grandes quantidades [1]. Historicamente, o petróleo, o carvão e o gás natural são utilizados como principais fontes de energia [2]. Contudo, estes recursos energéticos, para além de finitos, implicam processos de transformação que originam gases nocivos (como por exemplo o dióxido de carbono e o metano) para o meio ambiente, pelo que a sua elevada utilização conduziu a alterações climáticas, das quais se destaca o aumento da temperatura média da Terra, redução da camada de ozono e a subida do nível do mar [3].

De forma a inverter os fenómenos ambientais derivados das alterações climáticas, que ameaçam pessoas, o planeta e a prosperidade, têm sido realizados compromissos internacionais com vista a alcançar a neutralidade climática [4]. O Acordo de Paris, realizado em 2015 e ratificado em 2016 pela União Europeia (UE) [5], foi o sucessor do Protocolo de Quioto assinado em 1997. Nesse acordo foi estipulado, como objetivo, limitar o aumento da temperatura média global a valores inferiores a 2°C acima dos níveis pré-industriais e, mais concretamente, referindo-se que preferencialmente o aumento de temperatura não deveria ultrapassar 1,5°C acima dos níveis pré-industriais, de maneira a reduzir significativamente os impactos das alterações climáticas [6].

No dia 11 de dezembro de 2019, a Comissão Europeia (CE) anunciou o Pacto Ecológico Europeu (PEE) cujo objetivo é tornar a Europa o primeiro continente com neutralidade climática até 2050.

Assim, espera-se que em 2030, com o investimento da UE em energias renováveis, se alcance uma redução das emissões líquidas de gases com efeito de estufa de, pelo menos, 55% comparativamente aos níveis de 1990 [7]. Para que tal aconteça é crucial que a construção de parques eólicos aumente consideravelmente, sendo necessário que a correspondente capacidade de produção de energia construída seja igual a 18 GW por ano entre 2022 e 2026. Destaca-se, também, a necessidade de investir na recuperação de alguns parques eólicos, uma vez que aproximadamente metade dos mesmos existentes na Europa atingirão o fim de vida em 2030 [8].

Como consequência da invasão da Rússia à Ucrânia, em fevereiro de 2022, a UE decidiu acelerar a passagem para as energias renováveis de modo a conseguir ser, o mais rapidamente possível, independente dos combustíveis fósseis provenientes da Rússia. Neste sentido, no mesmo ano, foram apresentadas novas metas para as energias renováveis. De destacar a pretensão de aumentar a percentagem da energia renovável de 40% para 45% até 2030 e do financiamento disponibilizado para o investimento nas fontes de energias renováveis de 300 mil milhões de euros [9].

Portugal foi a primeira nação do mundo a assumir o objetivo da neutralidade carbónica até 2050 [5]. Uma vez que a capacidade atual de produção de energia renovável não é suficiente, será necessário que Portugal realize grandes investimentos nas fontes de energia renováveis de maneira a alcançar a neutralidade carbónica em 2050. A indústria eólica *offshore* é uma das áreas fundamentais que poderá contribuir para a concretização desse objetivo.

Existindo a necessidade de grandes quantidades de energia, o investimento nas eólicas *offshore* é uma mais valia quer pelo facto do vento *offshore* ser uniforme (devido à inexistência de obstáculos) quer por também, potencialmente, ter maior velocidade que o vento *onshore* possibilitando a produção de uma maior quantidade de energia [10]. Com este crescimento é expectável que existam cada vez mais parques eólicos *offshore* localizados em zonas de risco sísmico [11]. Assim, é crucial existir investigação relativamente aos efeitos que a ação sísmica poderá provocar nos vários componentes das turbinas eólicas.

Atualmente a maioria das turbinas *offshore* encontram-se fixas ao fundo oceânico, seja em águas pouco profundas (profundidades até 30 metros) seja em águas de transição (profundidades dos 30 aos 60 metros) [12],[13]. A maioria destas turbinas mantêm-se como sendo fundadas em mono-estaca, representando em 2020 cerca de 81,2% do total de instalações de turbinas *offshore* [14]. Isto acontece devido à facilidade de construção e desta ter um baixo custo de produção [15].

## 1.2 Objetivos e Metodologia

No presente trabalho, pretende-se compreender de que forma as turbinas eólicas se comportam quando sujeitas a uma ação sísmica. O principal objetivo centra-se no estudo da vulnerabilidade sísmica da turbina eólica de 5 MW, desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), fundada no fundo oceânico através de uma mono-estaca. Através da utilização do programa de cálculo automático, SAP2000, será possível estudar a vulnerabilidade sísmica sendo efetuado para tal, um conjunto de modelos numéricos da turbina eólica. Nestes modelos foram modelados os seus principais elementos estruturais e as características do solo onde a turbina eólica se encontra fundada.

De modo a avaliar o comportamento sísmico da turbina eólica NREL 5 MW, o mais próximo da realidade possível, consideraram-se as propriedades não lineares do solo bem como a possível variabilidade das suas propriedades mecânicas, tendo-se desenvolvido para o efeito uma abordagem de modelação inovadora. O processo de cálculo adotado consistiu em análises dinâmicas incrementais (*Incremental Dynamics Analyses* - IDA), em que foi considerado um conjunto de sete cenários sísmicos reais e diferentes, cujos acelerogramas foram escalados desde uma aceleração máxima do solo (*Peak Ground Acceleration* - PGA) igual a 0,2g até a um PGA igual a 2,0g considerando um passo de incremento igual a 0,2g.

Os resultados das várias análises dinâmicas foram utilizados para construir as curvas de fragilidade da turbina eólica e assim inferir a sua possível vulnerabilidade sísmica.

## 1.3 Organização da Dissertação

A presente dissertação é composta por 7 capítulos, não considerando a bibliografia como um capítulo. Os conteúdos estão organizados da seguinte forma:

- **Capítulo 1 - Introdução:** É apresentado e enquadrado o tema a abordar, os objetivos que se pretendem cumprir e ainda a estrutura do documento.
- **Capítulo 2 - Produção de energia eólica:** Realiza-se alguma contextualização histórica sobre a evolução da energia eólica, são descritos os tipos de turbinas existentes, as fundações mais utilizadas bem como as características de funcionamento. São também apresentados, os tipos de amortecimento da

turbina, o estado de energia eólica *offshore* em Portugal e como é realizado o transporte e instalação das turbinas eólicas.

- **Capítulo 3 - Análise numérica de turbinas eólicas:** Enumera-se alguns trabalhos previamente realizados sobre a caracterização do comportamento das turbinas eólicas em funcionamento normal, bem como trabalhos focados na avaliação da vulnerabilidade sísmica das turbinas eólicas.
- **Capítulo 4 - Construção e verificação do modelo:** São descritos os procedimentos realizados para modelar tanto a estrutura da turbina como o solo no programa de cálculo automático SAP2000. Foram realizadas análises modais a ambos de maneira a comparar os resultados com trabalhos anteriormente realizados.
- **Capítulo 5 - Aplicação ao caso de estudo:** São enumeradas todas as características consideradas para a realização das análises de vulnerabilidade sísmica, desde a definição das cargas ambientais, vento e ondas, à definição das propriedades mecânicas do solo. São igualmente apresentadas as escolhas realizadas relativamente aos acelerogramas utilizados e feitas considerações sobre a definição dos estados limites de dano.
- **Capítulo 6 - Apresentação e discussão de resultados:** São apresentados os resultados das análises de vulnerabilidade sísmica realizados à turbina eólica sobre a forma de curvas de fragilidade. Através desses resultados, foi realizada a respetiva análise e discussão. São, ainda, apresentadas limitações do presente trabalho.
- **Capítulo 7 - Conclusões e desenvolvimentos futuros:** É realizado um resumo do estudo e as correspondentes conclusões, bem como sugestões para trabalhos futuros.

## PRODUÇÃO DE ENERGIA EÓLICA

### 2.1 Evolução da utilização do vento

Os ventos são, por definição, massas de ar em movimento como consequência do desequilíbrio no aquecimento da superfície terrestre [16]. Quando uma qualquer superfície da Terra aquece, a pressão atmosférica nesse local diminui, criando zonas de baixa pressão, e como consequência o ar eleva-se. O ar ao ascender arrefece e origina zonas de alta pressão. Estas variações de pressão atmosférica, associadas à rotação e à orografia da Terra, são os responsáveis pela formação dos ventos [17].

O movimento do ar é inesgotável e, embora seja aleatório, a sua movimentação é realizada com velocidades muito diferentes [16]. O Homem utiliza este precioso recurso desde os tempos primórdios e embora existam algumas dúvidas em relação à veracidade dos documentos, muitos autores consideram que os primeiros registos acerca dos moinhos de vento datam dos primeiros séculos d.C e que se encontram no livro de Hero da Alexandria, *Pneumatics* [18]. Unanimemente, sabe-se que os primeiros moinhos de vento, designados por *Sistan windmill*, foram desenvolvidos na Pérsia, por volta dos séculos IX e X [17],[18]. Rapidamente, os moinhos chegaram aos países do norte da Europa, nomeadamente a Inglaterra, Holanda e Alemanha, embora com um *design* ligeiramente alterado. Ao invés de serem de eixo vertical, como os originais da Pérsia, os moinhos tinham um eixo horizontal de maneira a serem mais eficientes [18],[19]. Estes eram utilizados maioritariamente com o objetivo de produzir energia mecânica, por exemplo para moer trigo ou para bombear água, e não estavam focados na produção de energia elétrica [17]. Foi apenas em 1888, no estado de Cleveland Ohio, que o engenheiro Charles Brush desenvolveu uma forma dos moinhos de vento passarem a produzir energia elétrica. Concretamente, projetou e construiu um aerogerador com 144 hélices, com um diâmetro de 17 metros, que tinha capacidade de produzir cerca de 12 kW de energia elétrica, a qual era armazenada em grandes baterias com o intuito de ser utilizada nos momentos de ausência de vento. Para tal utilizou como gerador elétrico um dínamo de grandes dimensões especialmente desenhado para esta aplicação [16]. Tendo Charles Brush sucesso na sua invenção, rapidamente vários laboratórios de investigação, bem como diversas universidades, iniciaram projetos de novas máquinas com mais

rendimento, potência e desempenho [16]. Desde então a indústria da energia eólica tem tido um grande desenvolvimento. Recentemente, a *Det Norske Verita* (DNV), instituição líder responsável pela certificação e aconselhamento técnico na área das energias renováveis, aprovou o desenvolvimento da turbina MySE 16.0-242, com uma potência de 16 MW [20], ou seja, aproximadamente 1333 vezes mais potente que a eólica desenvolvida por Charles Brush.

## 2.2 Configuração atual das turbinas eólicas

No mercado existem turbinas eólicas de eixo horizontal, designadas por HAWT, (Figura 2.1-A), e turbinas de eixo vertical, designadas por VAWT (Figura 2.1-B). Nos últimos 30 anos, o modelo mais utilizado tem sido a HAWT, não só devido à sua maior utilização historicamente como também ao seu maior rendimento [21].



(A)



(B)

Figura 2.1 - (A) Turbina eólica de eixo horizontal HAWT [22]; (B) Turbina eólica de eixo vertical VAWT [23].

Essencialmente, as turbinas eólicas (Figura 2.2) são compostas por um rotor, pela *nacelle* e por uma estrutura de suporte [16].

O rotor corresponde ao sistema que permite captar a energia cinética do vento e transformá-la em energia mecânica. O rotor engloba o cubo do rotor (correntemente designado por *hub*), as pás (também designadas por hélices) e o veio de transmissão. Este último é responsável por transferir ao gerador elétrico a energia mecânica que resulta da cinética do vento que move as pás [16].

A *nacelle* ou cabina é a envolvente metálica do equipamento necessário à transformação da energia eólica em energia elétrica.

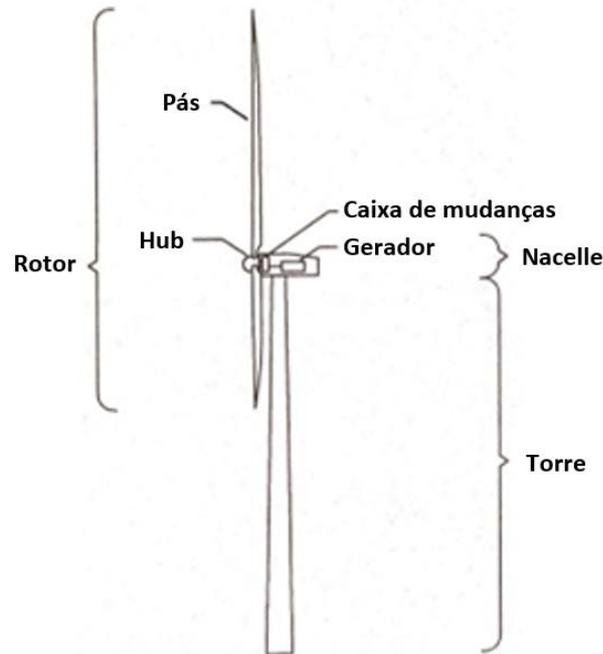


Figura 2.2 - Configuração base da turbina eólica [24].

A estrutura de suporte é o meio de sustentação da turbina eólica. O seu formato depende apenas da envergadura e do peso dos componentes que serão colocados no topo da mesma. Tanto pode ser um mastro, como uma torre de treliça ou ainda uma torre cilíndrica no caso de ser, respetivamente, uma turbina de micro dimensões (potencia até 250 W, Figura 2.3 - A), pequenas dimensões (potência até 50 kW, Figura 2.3 - B) ou de grandes dimensões (potência acima dos 750 kW, Figura 2.3 - C) [16].

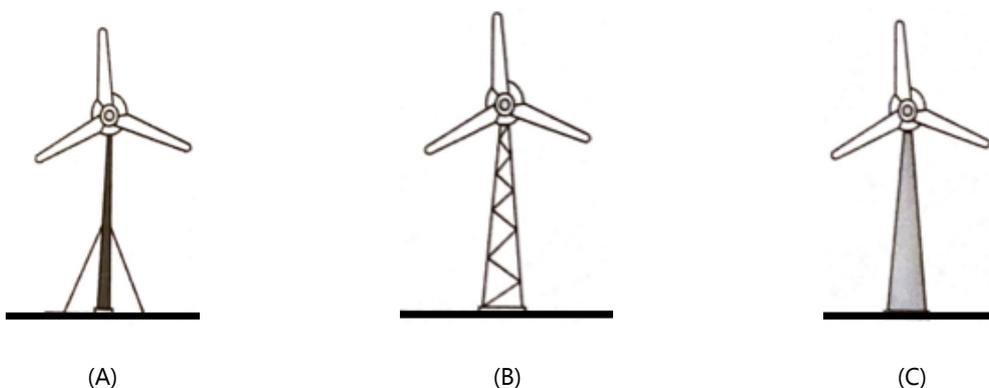


Figura 2.3 - Tipos de estruturas de suporte das turbinas eólicas (adaptada de [16]).

As estruturas de suporte na sua grande maioria são realizadas em aço, no entanto também podem ser realizadas em betão betonado *in situ* ou pré-fabricado, híbridas de betão e cascas metálicas ou ainda realizadas com materiais compósitos [25].

## 2.3 Fundações Offshore

As fundações das turbinas eólicas são normalmente de grandes dimensões embora, como é natural, difiram consoante o parque eólico esteja localizado *onshore* ou *offshore* [25]. Uma vez que o foco desta dissertação são as turbinas eólicas *offshore* serão apresentadas apenas as fundações possíveis para as mesmas.

Tipicamente as fundações constituem a parte mais importante no projeto de uma turbina eólica *offshore* uma vez que custam cerca de 25 a 34% do total do projeto da turbina eólica [24]. Nessa perspetiva existem várias condições a ter em conta no que concerne à escolha do tipo de fundação que poderá variar em função da profundidade do fundo marinho, o processo de instalação, equipamentos disponíveis, regulamentação do local onde se pretende realizar a implantação das turbinas (por exemplo relativamente ao ruído) e ainda as cargas a que estas serão sujeitas [24]. Apesar de existirem estes diversos parâmetros a considerar para a escolha do tipo de fundação, correntemente e de forma a simplificar, muitos autores [10],[24],[26] dividem os vários tipos de fundação em grupos consoante a profundidade a que a mesma apresenta uma boa viabilidade económica.

### 2.3.1 Águas pouco profundas

Quando a profundidade do fundo marinho se encontra até 30 metros do nível médio do mar (*Mean Sea Level* - MSL) é corrente utilizar (i) fundações por gravidade, (ii) mono-estacas e/ou (iii) estacas de sucção.

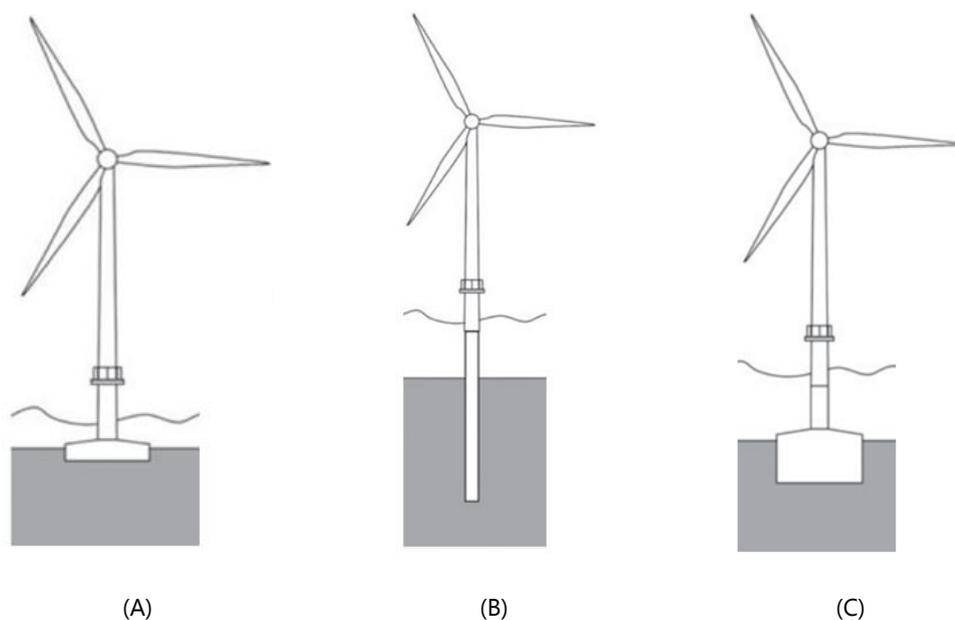


Figura 2.4 - Tipos de fundações para águas pouco profundas: (A) Fundação por gravidade; (B) Mono-estaca; (C) Estacas de sucção [27].

A fundação por gravidade (Figura 2.4 - A) é dimensionada de modo a resistir às forças de tração e aos momentos fletores a que se encontra sujeita. Isto é possível uma vez que a fundação tem um elevado peso próprio. Este tipo de fundação tem o inconveniente de necessitar de trabalhos no fundo do mar de modo a evitar quaisquer inclinações da fundação que podem comprometer estruturalmente a turbina eólica [24].

A fundação por gravidade na maior parte dos casos ou é betonada *in situ* ou é realizada através de um conjunto de módulos/peças de betão pré-fabricado [24]. Por esse motivo existem duas classificações possíveis para as fundações por gravidade que dependem exclusivamente do tipo de transporte e instalação necessários para as mesmas:

- **Sem auxílio de grua**, ou seja, não necessita de qualquer grua para a sua instalação uma vez que a fundação consegue flutuar até ao local onde será construída a turbina eólica. No local de fixação apenas é necessário colocar balastro no interior da mesma de modo a submergir ao fundo marinho.
- **Com auxílio de grua**, ou seja, necessita de uma grua para a sua montagem. A fundação é transportada até ao local com recurso a barcos especializados e dotados dos equipamentos necessários para realizar a sua instalação em segurança.

A fundação realizada por intermédio de uma mono-estaca (Figura 2.4 - B) é o tipo de fundação mais comum em termos de suporte das turbinas eólicas *offshore* representando

cerca de 81,2% de total de instalações em 2020 [14]. Essencialmente a mono-estaca é um tubo oco de aço com elevados diâmetros (entre 3 a 7 m), no topo do qual é colocada, ou não, a peça de transição que é responsável por realizar a ligação entre a mono-estaca e a torre da turbina eólica (Figura 2.5) [24].

As mono-estacas na generalidade dos casos são fundeadas entre 20 e 40 m no fundo marinho.

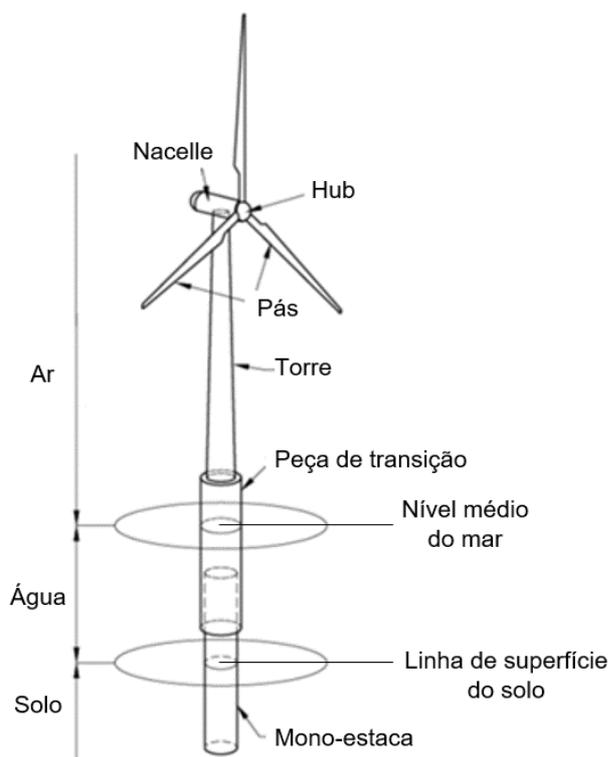


Figura 2.5 - Esquema de uma turbina eólica fundada por mono-estaca (adaptada de [28]).

A fundação através das estacas de sucção, também designada por baldes de sucção, (Figura 2.4 - C), é bastante parecida com a fundação por gravidade (Figura 2.4 - A) com a particularidade de ter uma base longa que se enterra no solo. É considerada como uma fundação híbrida uma vez que integra características tanto da fundação por gravidade como da fundação através de mono-estaca [24]. Usualmente este tipo de fundação tem um rácio diâmetro-comprimento igual a 1, ou seja, tem um comprimento bastante inferior à mono-estaca, mas superior à fundação por gravidade. Este tipo de fundação foi utilizado pela primeira vez em outubro de 2010, numa turbina eólica instalada no mar Qidong em Jiangsu (China), sendo que os custos da obra foram bastante mais reduzidos pelo facto da fundação ter sido produzida em betão e não em aço [24].

### 2.3.2 Águas intermédias

São consideradas como fundações de águas intermédias, as fundações que se encontram em locais onde o fundo marinho apresenta uma profundidade entre 30 e 60 m da MSL. Nestes casos, as fundações tripé (também designadas por *tripod*) ou as fundações em treliça (também designadas por *jacket*) são as mais utilizadas.

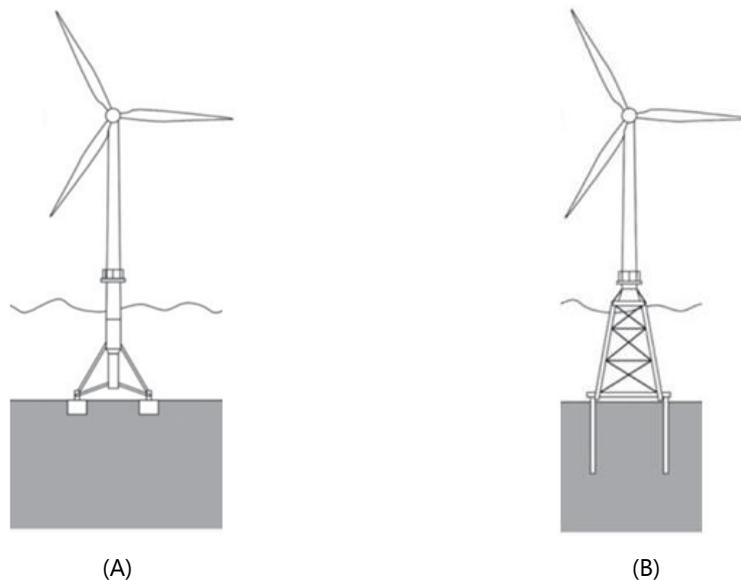


Figura 2.6 - Tipos de fundações para águas intermédias: (A) Fundação em tripé; (B) Fundação em treliça [27].

As fundações em tripé (Figura 2.6 - A) representam um tipo de fundação "intermédio" que faz uso das vantagens tanto das mono-estacas como das fundações em treliça. A componente principal da fundação em tripé consiste numa coluna central de secção tubular que transfere as cargas para a sua parte inferior que se encontra envolvida por uma estrutura prismática triangular. De realçar ainda que as fundações em tripé apresentam um bom comportamento sob a presença de condições extremas de ondulação ou caso as ondas tenham um elevado período [29].

As fundações em treliça, são tipicamente concebidas com três ou quatro apoios e encontram-se suportadas por pequenas estacas (Figura 2.6 - B) ou sobre estacas de sucção. Atualmente, a média da sua altura total varia entre os 30 e os 35 m, no entanto esta vai depender da profundidade ou da altura das ondas do local onde será instalada a turbina eólica [24]. Esta fundação é a segunda mais utilizada, representando uma participação de 9,9% das instalações realizadas até 2020 [14].

### 2.3.3 Águas profundas

Apesar do princípio das fundações flutuantes já existir há bastante tempo na indústria da extração dos combustíveis fósseis, a ideia de ter turbinas eólicas sobre fundações flutuantes é relativamente recente, tendo sido realizado o seu primeiro protótipo em 2008 no mar Adriático, junto da costa italiana [30]. Dentro do grupo de fundações flutuantes, destacam-se a fundação Spar (*Spar Bouy*), plataformas semi-submersíveis (SSP) e plataformas de cabos tensionados (TLP).

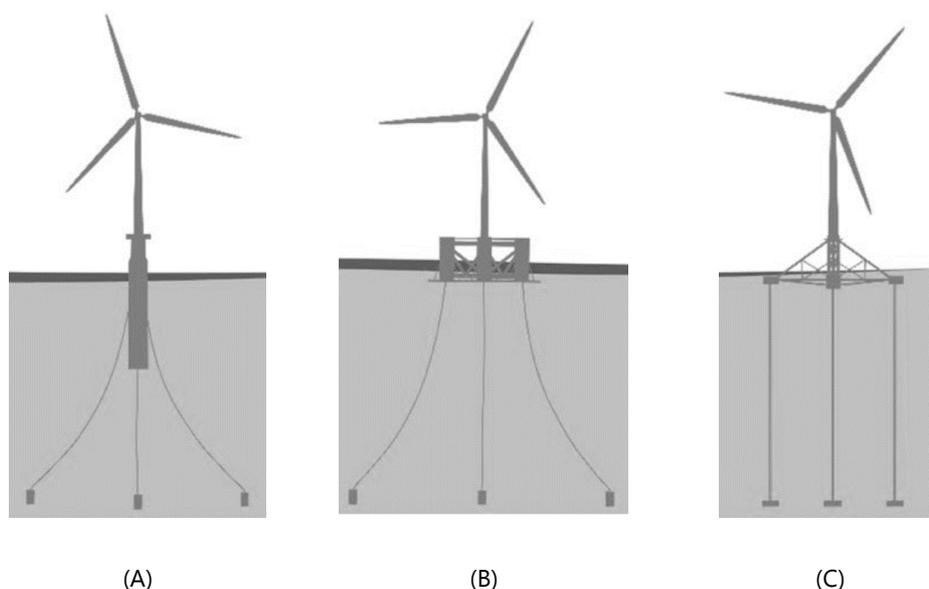


Figura 2.7 - Tipos de fundações para águas profundas: (A) *Spar Bouy*, (B) SSP; (C) TLP (adaptada de [31]).

A fundação Spar, Figura 2.7 (A), é um cilindro com bastante estabilidade uma vez que o seu centro de gravidade é mantido abaixo do centro de flutuabilidade. Isso é conseguido através da colocação de balastro no interior da fundação [32]. A sua posição é mantida por cabos ancorados no fundo marinho.

As plataformas semi-submersíveis (SSP), Figura 2.7 (B), são constituídas por um conjunto de colunas ligadas entre si, que são responsáveis pela estabilidade e flutuabilidade da fundação. Tal como na fundação Spar, a sua posição é mantida com auxílio de cabos ancorados no fundo marinho [32].

As plataformas de cabos tensionados (TLP), Figura 2.7 (C), são constituídas por uma coluna central flutuante que se encontra fixa ao fundo marinho através de cabos tensionados [32]. É uma estrutura praticamente submersa e uma vez que a sua estabilidade é obtida através de cabos tensionados, o seu peso próprio é bastante reduzido comparativamente aos pesos próprios das fundações Spar e SSP [30].

## 2.4 Características e Aerodinâmica das turbinas eólicas

### 2.4.1 Transformação de energia

As diferenças de temperatura na superfície terrestre originam movimentos de massas de ar que apresentam três variáveis que determinam a energia que pode ser utilizável. As três variáveis são a velocidade, a direção e a densidade [16].

Nas turbinas eólicas, a energia inerente do vento é captada pelo conjunto pás-rotor de modo a ser convertida primeiramente em energia mecânica e de seguida em energia elétrica [16].

A energia cinética ( $E_c$ ) que resulta do movimento da massa de ar é calculável através de:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m_{ar} \cdot V_{ar}^2 \quad (2.1)$$

sendo:

$m_{ar}$  - Massa de ar;

$V_{ar}$  - Velocidade do ar.

Uma vez que a massa de ar é dada por [33]:

$$m_{ar} = \rho_{ar} \cdot A \cdot e_{ar} \leftrightarrow m_{ar} = \rho_{ar} \cdot A \quad (2.2)$$

em que:

$\rho_{ar}$  – Densidade do ar;

$A$  - Área varrida pelo rotor ( $\pi \cdot r_{rotor}^2$ );

$e_{ar}$  - Espessura da "fatia" de ar (1 m).

Dessa forma, sabendo que a potência do vento corresponde à energia cinética por unidade de tempo, é possível através da equação (2.3) obter a potência teórica das turbinas eólicas.

$$P_{teórica} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta m_{ar}}{\Delta t} \cdot V_{ar}^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho_{ar} \cdot A \cdot V_{ar}^3 \quad (2.3)$$

No entanto, sabe-se que a potência teórica não corresponde à potência real. Esta é ainda afetada pela diminuição da velocidade do vento, derivado da interposição no seu fluxo de um elemento captador que, neste caso, é o rotor [16]. Este efeito é contabilizado por um coeficiente, apresentado em 1926 pelo matemático alemão Albert Betz. O coeficiente de Betz,

ou coeficiente de potência, contabiliza a redução da velocidade do vento quando este interceta o rotor da turbina eólica (Figura 2.8).

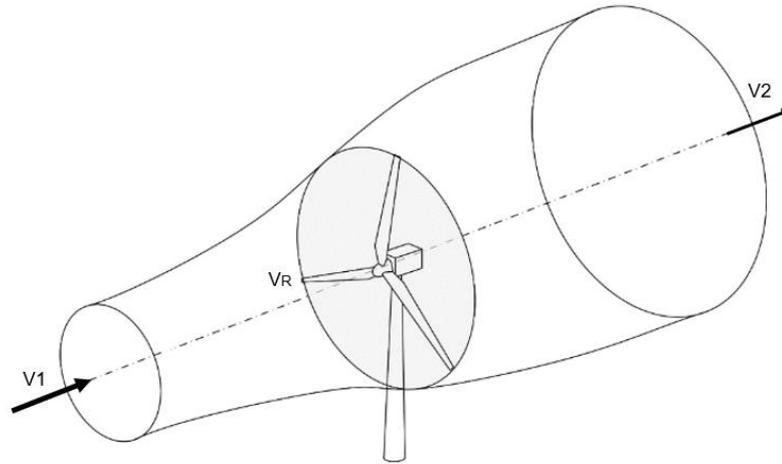


Figura 2.8 - Efeito da redução da velocidade do vento (adaptada de [34]).

Teoricamente quando maior a potência extraída da turbina menor seria a velocidade  $V_2$ . Contudo, a velocidade do rotor é dada pela metade da soma de  $V_1$  e  $V_2$  e por conseguinte, quando  $V_2$  tem um valor baixo, a velocidade do rotor ( $V_R$ ) também é menor. Dessa forma Albert Betz mostrou que o valor máximo de rendimento que as turbinas eólicas podem atingir em relação ao aproveitamento do vento é igual a 59,3%, ou seja, apenas 59,3% da potência disponível do vento é convertida em potência mecânica independentemente das características da turbina eólica [35]. Para além disso, ainda existem perdas energéticas devido ao atrito entre os componentes mecânicos da turbina eólica e devido à eficiência do gerador elétrico. Estas perdas são contabilizadas no rendimento ( $n$ ) da turbina eólica que, naturalmente varia de fabricante para fabricante. Deste modo a potência real das turbinas eólicas pode ser calculada multiplicando a potência teórica pelo coeficiente de Betz ( $C_p$ ) e o rendimento das turbinas ( $n$ ), conforme a equação (2.4) [16].

$$P_{real} = \left( \frac{1}{2} \cdot \rho_{ar} \cdot A \cdot V_{ar}^3 \right) \cdot C_p \cdot n \quad (2.4)$$

Na generalidade dos casos, o fator de capacidade das turbinas eólicas encontra-se entre os 30% e os 45% no caso de serem *onshore* e mais de 50% no caso de serem *offshore* [8],[36].

## 2.4.2 Características e Equipamentos auxiliares

Existe a necessidade, por parte dos gestores dos parques eólicos, de conhecer a potência elétrica que a turbina está a produzir em qualquer altura. É comum serem elaborados, por parte dos fabricantes, curvas de potência (Figura 2.9), as quais relacionam a potência elétrica com as várias velocidades de vento [16], uma vez que a potência depende diretamente da velocidade do vento e esta é variável para diferentes períodos horários, estações do ano e zonas geográficas,

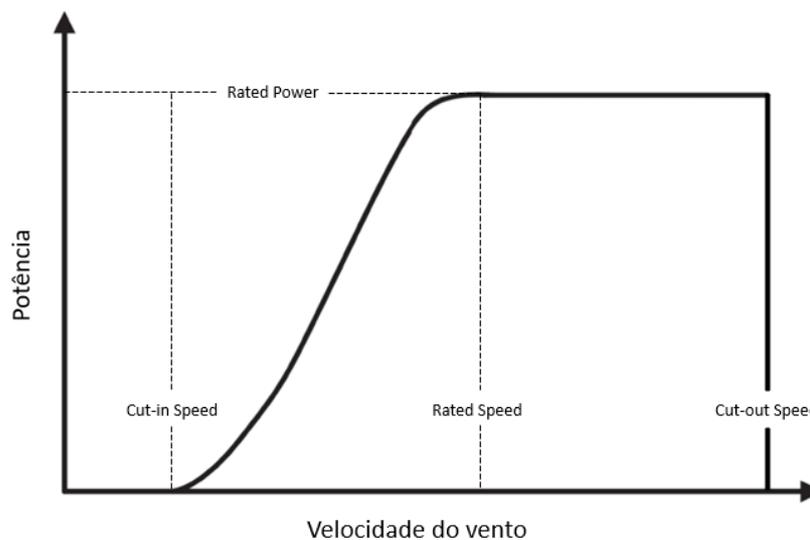


Figura 2.9 - Curva de potência.

No âmbito das análises realizadas às várias turbinas eólicas fabricadas, existem três velocidades do vento que são especialmente relevantes. Essas velocidades são designadas por [16]:

- **Velocidade de arranque (*Cut-in speed*)**, corresponde à velocidade de arranque, ou seja, é a velocidade mínima do vento para que as pás se movimentem. Este valor de forma geral situa-se entre os 3 e 4 m/s [37].
- **Velocidade nominal (*Rated speed*)**, corresponde à velocidade nominal, ou seja, é a velocidade mínima para a qual a turbina eólica está a produzir o máximo de potência (*Rated power*). Este valor encontra-se tipicamente entre os 12 e os 17 m/s [37].
- **Velocidade máxima permitida (*Cut-out speed*)**, corresponde à velocidade para a qual a turbina eólica começa a apresentar instabilidade e por esse motivo é a velocidade onde se inicia a travagem da turbina. Atualmente este valor é 25 m/s [37].

Por estes motivos, as turbinas eólicas são equipadas com sensores que medem a velocidade do vento (anemómetro) e a sua direção (cata-vento) [16]. As turbinas eólicas são ainda equipadas com mecanismos de orientação e de sistemas de regulação de potência (Figura 2.10).

Quando a direção do vento não é perpendicular às pás da turbina, significa que a turbina não se encontra na sua posição ótima [25]. Por essa razão, quando existe um ângulo entre a direção do vento e as pás (designado por *yaw angle*), o mecanismo de orientação (*yaw control*) é ativado fazendo com que a *nacelle* rode sobre o eixo da torre (Figura 2.10). Esse movimento é conseguido através de uma coroa dentada, com sensores de posicionamento, ligada a um ou mais motores [16].

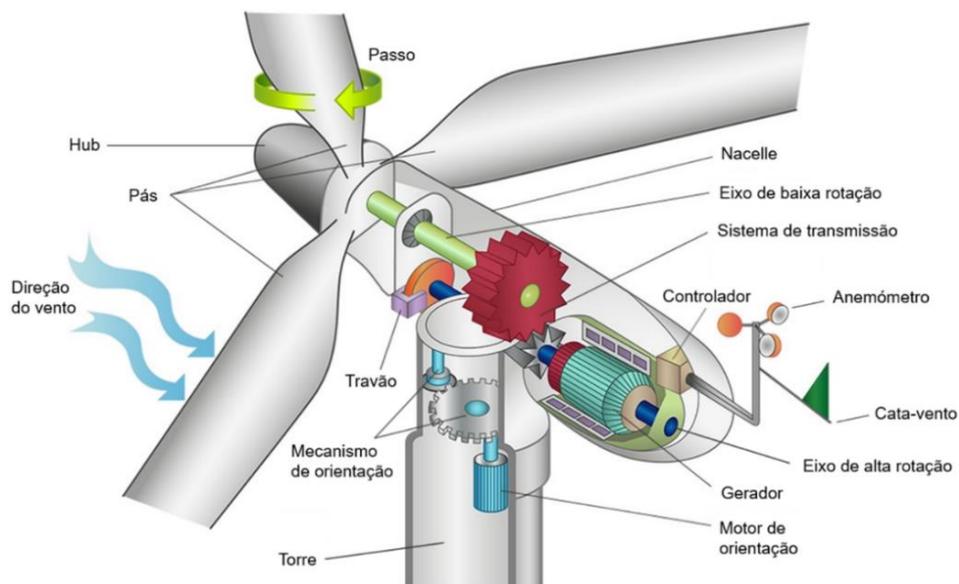


Figura 2.10 - Constituintes da turbina eólica (adaptado de [38]).

Algumas turbinas ainda são capazes de inclinar fazendo com que o ângulo entre a direção do vento e o eixo de baixa rotação, que se encontra localizado no interior da *nacelle*, varie como é observável na Figura 2.11 (A) [24]. Este mecanismo serve para otimizar a produção de energia nas mais variadas velocidades de vento. Naturalmente que este ângulo é fixado a um determinado valor dependendo do tipo de turbina e fabricante em questão de maneira a que as pás, que são bastante flexíveis, não colidam com a torre da turbina eólica.

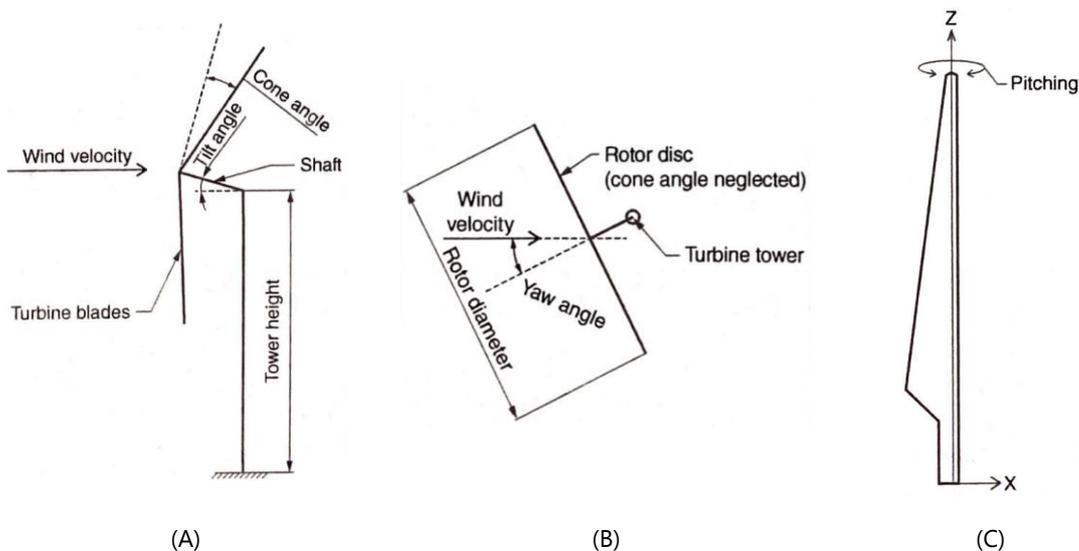


Figura 2.11 - Representação simplificada: (A) *tilt*, (B) *yaw*, (C) *pitch* [24].

Durante a produção de energia, é favorável manter a rotação das pás constante. Isso é possível de duas formas, ou controlando a direção do rotor (*yaw control*) ou através da mudança de direção das pás, variando o seu ângulo de passo (*pitch angle*) [24]. No segundo caso, a pá roda sobre o seu eixo fazendo variar o ângulo de ataque. Consequentemente, a superfície em contacto com o vento diminui e a rotação também diminui [24].

## 2.5 Amortecimento Estrutural

Ao contrário das estruturas correntes, a dissipação de energia nas turbinas eólicas, que introduz amortecimento, é devida a múltiplos fatores. Os múltiplos fatores que contribuem para o valor de amortecimento da mesma são [24]:

- Amortecimento estrutural;
- Amortecimento do solo;
- Amortecimento hidrodinâmico;
- Amortecimento aerodinâmico.

Relativamente ao amortecimento estrutural, este pode variar num intervalo entre 0,15% e 1,5%. Este fator está relacionado com as diferentes formas de ligar as várias secções que compõem a turbina eólica (torre, pás e *hub*), podendo ser ligações por parafusos ou por ligações com argamassa de cimento (*grout*), e devido à contabilização do amortecimento do

material que constitui a turbina eólica, na maioria dos casos aço, através da dissipação de energia em forma de calor, comumente designado por amortecimento histerético.

Estima-se que o amortecimento devido ao solo tenha valores entre os 0,444% e 1%. Este intervalo de valores deve-se ao facto de na interação solo-estrutura (SSI) verificar-se amortecimento histerético do solo que varia consoante o tipo de solo e a amplitude da deformação, o amortecimento de radiação e, ainda, embora com uma contribuição muito inferior aos anteriores, o amortecimento devido à presença de água nos poros do solo.

As solicitações ambientais das turbinas eólicas *offshore* como as ondas e o vento induzem movimento na turbina. Este movimento ocorrendo num fluído, seja ar ou água, origina amortecimento na estrutura. O amortecimento hidrodinâmico varia entre 0,07% e 0,23% e é originado essencialmente por movimento das ondas. Existe uma segunda componente, o amortecimento viscoso, que contribui para o amortecimento hidrodinâmico, embora o seu contributo seja numa quantidade inferior. Em normal funcionamento das turbinas eólicas existe pouca influência do amortecimento viscoso uma vez que este é proporcional ao quadrado da velocidade relativa entre a água e a subestrutura. Sendo a velocidade relativa normalmente muito baixa também o amortecimento será muito baixo. No entanto em situações de carregamentos rápidos e com frequências bastante altas como os sismos, o amortecimento viscoso das ondas poderá adquirir valores de maior importância.

Por fim o amortecimento aerodinâmico, o mais significativo de todos, podendo variar entre 1% e 6% nos casos em que a turbina eólica se encontra em funcionamento e entre 0,06% a 0,23% em condições em que as pás estejam paradas ou no caso de existir vento na direção a 90 graus das pás (*crosswind*). Este amortecimento é o resultado da velocidade relativa entre a turbina eólica e as condições do ar envolvente [24].

## 2.6 Energia eólica offshore em Portugal

Como foi referido anteriormente, Portugal foi o primeiro país do mundo a assumir o objetivo da neutralidade carbónica até 2050 [5]. De modo a alcançar essa meta, relativamente ao setor energético, será necessário reduzir as emissões de gases com efeito de estufa (GEE) em cerca de 90%, relativamente às emissões realizadas em 2005 [39]. Grandes investimentos serão realizados nas energias renováveis, em particular na eólica e na fotovoltaica.

Até 2050, é estimado um investimento na energia eólica *onshore* de 18,9 a 20,3 mil milhões de euros correspondendo a uma produção de energia de 12 a 13 GW. Relativamente à energia eólica *offshore* pretende-se que até 2050 exista um investimento de cerca de 1,4 a

6,2 mil milhões que, nas condições de mercado atuais, correspondem a mais de 1 GW de produção de energia [39]. A disparidade de valores deve-se ao facto do investimento na produção de energia eólica *offshore* ser 50% superior ao investimento na produção de energia eólica *onshore*. Este aumento deve-se maioritariamente aos custos superiores de construção, instalação e equipamentos capazes de resistir às condições do ambiente marinho [10]. Contudo, com o avanço da tecnologia, as turbinas eólicas encontram-se cada vez mais potentes, tornando os custos associados à sua produção de energia (custos/MW) cada vez menores resultando assim em investimentos mais competitivos [10]. Em consequência do incremento de potência, também o seu tamanho sofreu alterações, conduzindo a turbinas eólicas maiores o que, conseqüentemente, se repercute na necessidade de espaços maiores para a sua exploração, no maior impacto visual e no ruído durante o seu funcionamento. Estes fatores podem não ser compatíveis com os parques eólicos *onshore* tornando os *offshore* uma excelente alternativa [40]. Considerando que Portugal possui uma das maiores zonas económicas exclusivas da Europa (aproximadamente 1,7 milhões de km<sup>2</sup>, assinalados na Figura 2.12 [41]), significa que tem mais espaço marinho a ela associado, pelo que a possibilidade de construir eólicas *offshore*, constitui uma oportunidade com imenso potencial diferenciador ainda por investigar, inovar e investir [42].

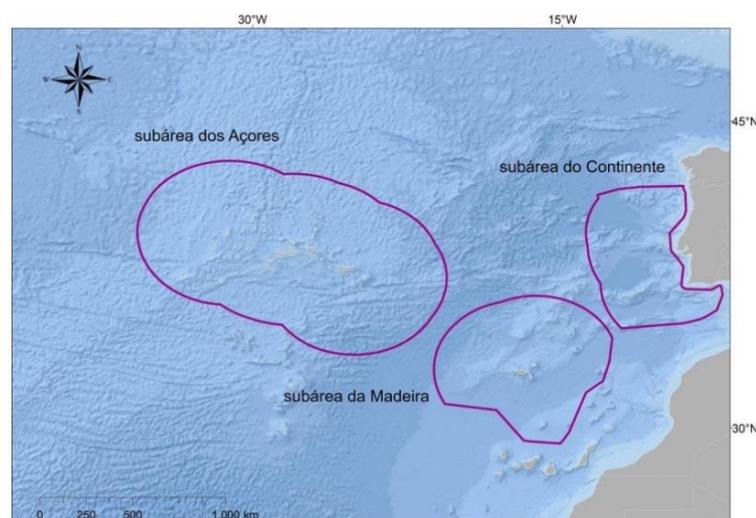


Figura 2.12 - Zona económica exclusiva de Portugal [41].

Em 2011 foi iniciado o período de testagem (5 anos) do protótipo WindFloat (Figura 2.13). A fundação flutuante, do tipo semi-submersível, composta por três colunas flutuantes, foi colocada a 5 km da costa em Aguçadoura, no concelho de Póvoa de Varzim, e encontrava-se equipada com uma turbina eólica de 2 MW [43]. Tendo sido um projeto bem-sucedido, em

2019 iniciou-se a instalação do WindFloat Atlantic, um parque eólico *offshore*, localizado a 20 km da costa em Viana do Castelo, constituído por 3 turbinas de 8,4 MW. Este projeto está a fornecer energia renovável a 60 mil casas [44].

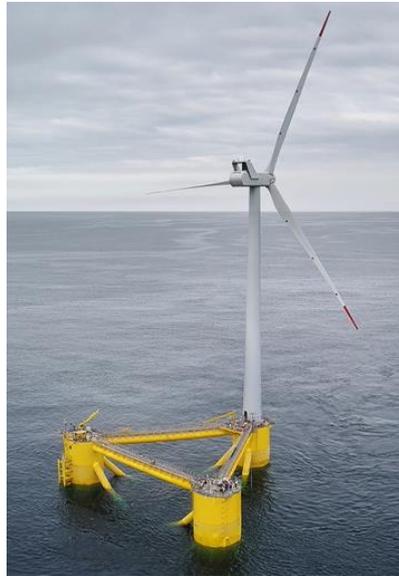


Figura 2.13 - Protótipo WindFloat [44].

Apesar de a maior parte da zona económica exclusiva portuguesa ter uma batimetria associada a grandes profundidades, esta também apresenta zonas costeiras com profundidades adequadas às fundações fixas. Em 2014, verificou-se que para os sistemas de fundação fixa, existe um potencial de capacidade instalada entre os 1,4 e os 3,5 GW [43]. No entanto, com o desenvolvimento de turbinas eólicas maiores e mais potentes, esta capacidade pode ser bastante superior. Em 2018, o Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) publicou o OffshorePlan onde apresentou várias áreas de interesse para a exploração da energia eólica *offshore* tanto com fundações fixas (mono-estaca e *jacket*) como com fundações flutuantes (WindFloat e *Hywind*) [45]. Neste documento foi referido que no caso de ser adotada uma turbina eólica WT Senvion 6.2 MW poderá obter-se, aproximadamente, 8 GW de capacidade instalada para sistemas de fundação fixa. De destacar as áreas onde é possível realizar a fundação através de mono-estaca (Figura 2.14) uma vez que será a fundação alvo da presente dissertação.



Figura 2.14 - Áreas para a realização da fundação através da mono-estaca [45].

## 2.7 Transporte e instalação das turbinas eólicas offshore

Atualmente existem várias normas para a instalação das turbinas eólicas *offshore* [46]. Isso ocorre devido à complexidade inerente às suas instalações, uma vez que existem múltiplas variáveis que mudam de turbina para turbina, tais como o tamanho do rotor, o tipo de fundação e as condições ambientais do local de implantação do parque eólico *offshore*. Assim a escolha da forma como a turbina eólica é instalada vai variando com o tipo de embarcações que se encontram disponíveis no mercado, o orçamento definido para a instalação da mesma, o tamanho e o número de componentes que as compõem e ainda o tipo de operações necessárias a realizar em alto mar. As embarcações disponíveis para realizar a instalação das turbinas eólicas podem alcançar custos diários de utilização entre os 1000 euros e os 500 mil euros, como por exemplo o *tugboat* e o *semisubmersible construction vessel*, respetivamente (Figura 2.15) [46].



(A)



(B)

Figura 2.15 - Tipos de embarcação: (A) *Tugboat* e (B) *Semisubmersible Construction Vessel* [46].

A maior parte das fundações são construídas *in situ*, ou seja, são fundações fixas. Contudo também existem casos onde são totalmente montadas em estaleiro como é o caso da fundação flutuante da turbina eólica WindFloat [44]. No caso das mono-estacas, que como foi referido são as fundações mais utilizadas a nível mundial, são necessárias embarcações com guias de elevada capacidade de carga para a sua instalação. As mono-estacas pesam entre uma a duas toneladas sendo necessário realizar o seu levantamento na vertical para que seja possível cravá-las no terreno. Uma vez cravadas, no caso de ser necessário colocar a peça de transição é utilizado equipamento específico para realizar a ligação com argamassa cimentada (*grout*) entre a mono-estaca e peça de transição que servirá de base para a torre da turbina eólica. Algumas mono-estacas não necessitam deste último procedimento. Na Figura 2.16 pode observar-se a instalação de uma mono-estaca.



Figura 2.16 - Instalação de uma mono-estaca [47].

No caso da turbina WindFloat o processo de instalação é relativamente mais simples uma vez que o mesmo passa por transportar o conjunto turbina-fundação, previamente construído em estaleiro, até ao local onde será implementado o parque eólico (Figura 2.17).

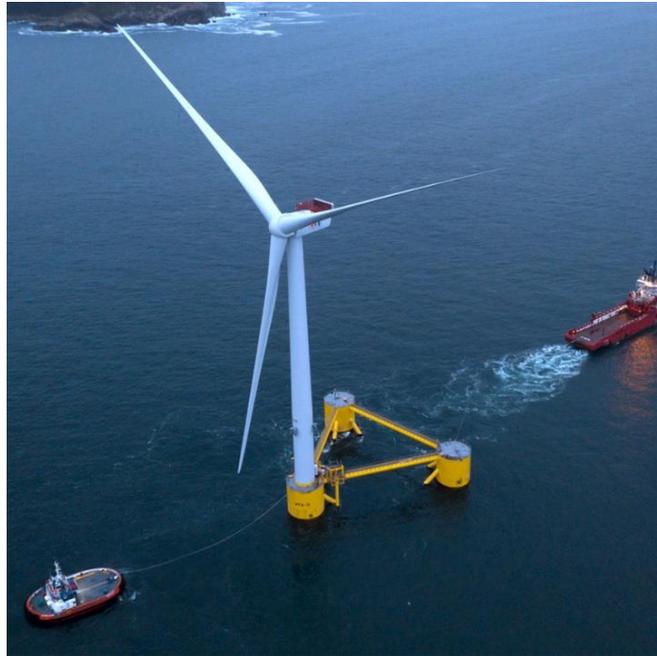
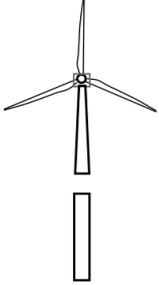
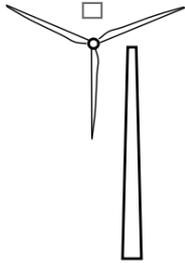
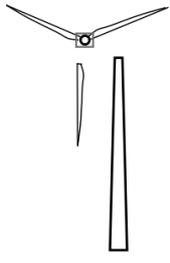
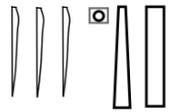


Figura 2.17 - Transporte da turbina WindFloat [48].

Desta forma evitam-se os trabalhos relativos à construção tanto da fundação como da estrutura da turbina eólica em alto mar. O WindFloat foi o primeiro projeto de instalação de turbinas eólicas que não fez uso de trabalhos maiores em ambiente *offshore*, necessitando apenas que a fundação seja ancorada no fundo marinho de forma a que a turbina mantenha o seu lugar de implantação. Este fator só é possível pois a fundação foi projetada para flutuar em águas pouco profundas com a turbina totalmente montada em si mesma [44].

Relativamente às partes que compõem a turbina eólica mais propriamente dita, ou seja, pás, *nacelle* e torre, existem seis formas correntemente utilizadas para instalar e transportar as turbinas eólicas (Tabela 2.1).

Tabela 2.1 - Métodos de instalação correntes (adaptado [46]).

Método de Instalação						
Número de elevações	1	2	3 a 4	3 a 4	5	6

O número de elevações necessárias vai variar com o tipo de turbina eólica utilizada, as condições ambientais do local do parque eólico e ainda o tipo de embarcações que se encontra disponível para a transportar e instalar [46]. Embora possa parecer que um menor número de elevações seja uma melhor estratégia, a verdade é que a mesma vai depender de fatores como o tamanho das docas de montagem (uma vez que quanto maior for a quantidade de peças a pré-montar mais espaço será necessário) e do orçamento para a realização das instalações, já que são requeridas embarcações com maiores dimensões e que possuam guias de grande capacidade de carga aumentando assim bastante o custo diário da mesma.

## ANÁLISE NUMÉRICA DE TURBINAS EÓLICAS

### 3.1 Estudos gerais

Ao longo dos anos, foram realizados estudos com o intuito de perceber a resposta das turbinas eólicas quer em diversos cenários ambientais quer sujeitas a diferentes tipos de carregamentos. Revisitam-se nesta secção alguns dos estudos efetuados de âmbito numérico/computacional, descrevendo-se sucintamente as metodologias utilizadas.

Em 2010, Prowell [49] na Universidade da Califórnia, em San Diego, realizou análises sísmicas através do programa OpenSees, tendo considerado três solos com características mecânicas diferentes (rijo, médio e fraco).

Na modelação do solo foram utilizados elementos finitos lineares e não foi considerada qualquer estratificação. A dimensão do modelo numérico foi suficientemente grande para evitar problemas numéricos associados à reflexão das ondas nas fronteiras (Figura 3.1) [49].

Nos três ensaios foi utilizado o sismo registado em 1994 em Northridge, EUA.

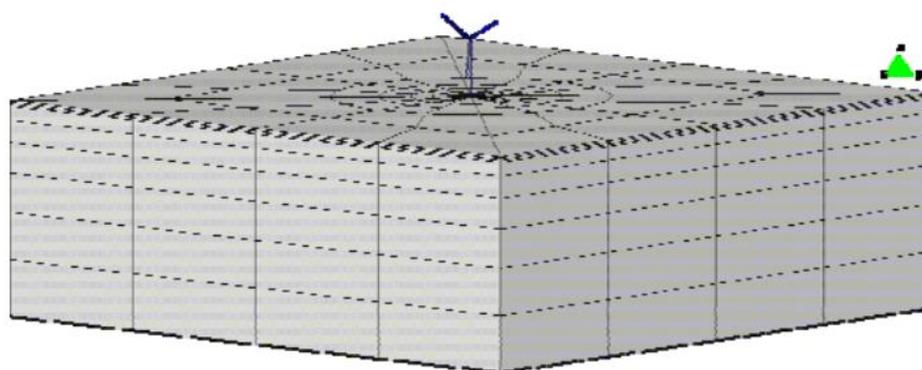


Figura 3.1 - Modelo de cálculo adotado [49].

Foi verificado que:

- A interação solo-estrutura (SSI) influencia as frequências do primeiro e do segundo modo de vibração da torre, sendo que no modelo em que o solo apresentava a rigidez mais baixa essa influência foi maior.
- A localização ao longo da torre, tanto do esforço transverso máximo como do momento fletor máximo, varia com a rigidez do solo. Consequentemente, é importante conhecer as características do solo onde a turbina será fundada de maneira a realizar o seu correto dimensionamento.

Kjøurlag em 2013 [50], realizou uma análise sísmica, considerando os efeitos SSI, a uma turbina eólica NREL 5 MW fundada por mono-estaca, através do programa SAP2000 (Figura 3.2).

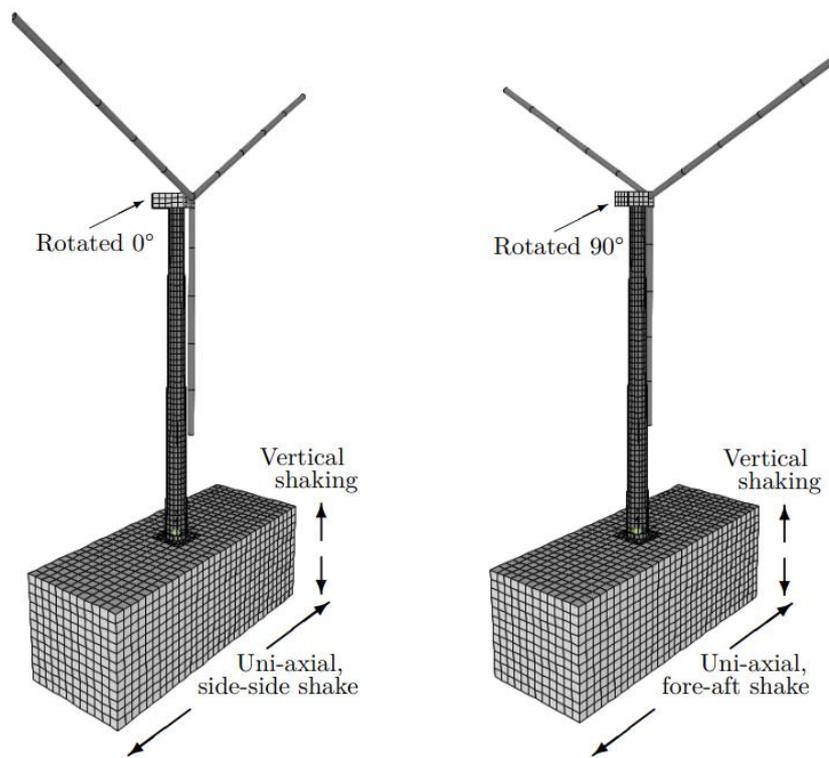


Figura 3.2 - Modelo da turbina eólica NREL 5MW desenvolvido no SAP2000 [50].

Foram verificados os impactos que o sismo tem na turbina eólica através da realização de três combinações de carga diferentes:

- Ação sísmica e carga do vento considerada como estática;
- Ação sísmica e carga do vento considerada como dinâmica;
- Ação sísmica.

Foi concluído que os maiores deslocamentos da *nacelle* ocorreram devido à carga do vento e que as ações sísmicas tinham uma importância mais dominante nos deslocamentos em pontos localizados ao longo da torre, especialmente na parte de baixo da mesma. Foi reforçada a importância da modelação do terreno nas análises sísmicas.

Em 2015, foram conduzidos três estudos onde se concluiu que:

- As análises sísmicas devem contabilizar a ondulação marinha uma vez que serão introduzidos esforços bem como amortecimento à estrutura [51];
- As molas dimensionadas com recurso às curvas p-y [52] não estão pensadas para estacas com diâmetros tão elevados como as utilizadas nas fundações das turbinas eólicas, devendo ser utilizados elementos finitos 3D para a modelação do solo [53];
- É preferível realizar modelos completos, ou seja, modelos onde as pás, o rotor e a *nacelle* são contabilizados em vez dos modelos simples onde se modelam estes elementos como uma massa no topo da estrutura, designada por *rotor nacelle assembly* (RNA), pois os modelos completos permitem obter os modos de vibração associados ao rotor que podem estar próximos das frequências sísmicas. Realçou-se também que nas análises onde a turbina eólica se encontra parada, os momentos fletores são mais elevados devido à inexistência de amortecimento aerodinâmico [54].

Num estudo conduzido em 2017 por Zuo [55], as cargas associadas ao vento e às ondas foram consideradas como sendo simétricas de maneira a não existir torção na estrutura. Também referiu que a geometria do rotor influencia as características de vibração da turbina eólica.

Um ano mais tarde, em 2018, noutros estudos foi ressaltado que:

- A incorreta modelação do solo pode conduzir a sobrestimar o comportamento sísmico da estrutura em 60% a 70% [56];
- É importante modelar a porta na torre, uma vez que se forma uma concentração de tensões que podem conduzir a um ponto de fraqueza da estrutura [56];
- A direção vertical do sismo afeta bastante o comportamento estrutural das turbinas eólicas [57];

- As curvas p-y formuladas pela *American Petroleum Institute* (API) são muito conservativas, tendo como abordagem alternativa as análises com os macro elementos [58].

Outras considerações foram realizadas por outros autores em 2019 e 2021, nomeadamente que:

- A rotação na base da turbina não pode ultrapassar os  $0,5^\circ$  como está estabelecido na norma DNV [59];
- As fundações realizadas com mono-estaca são suscetíveis aos sismos fortes especialmente se forem fundadas em solos de baixa resistência [13];
- Nas análises sísmicas devem ser verificados os momentos fletores, esforços transversos, liquefação e ter atenção às frequências da turbina [60];
- As cargas associadas ao vento podem ser descritas estaticamente [11];
- Uma vez que não existem normas específicas para a modelação sísmica das turbinas eólicas devem ser utilizadas as normas relativas à modelação sísmica dos edifícios [11].

## 3.2 Avaliação da vulnerabilidade estrutural das turbinas eólicas

Nesta secção são apresentados e comentados alguns estudos realizados que avaliam a probabilidade de se desenvolverem danos mais ou menos graves em torres eólicas, em função da intensidade das ações a que estão sujeitas, com destaque para a ação sísmica. São os designados estudos de vulnerabilidade estrutural.

Em 2011, foi realizado um trabalho por Nuta [61], que consistia em avaliar a vulnerabilidade sísmica de uma turbina eólica *onshore* de 1,65 MW de potência, rigidamente fixa na fundação. Foram escolhidas três ações sísmicas para realizar este trabalho: uma que ocorreu em Los Angeles e duas no Canadá. A abordagem utilizada para as análises foi a análise dinâmica incremental (IDA). Foram feitas considerações sobre os níveis de amortecimento a utilizar, tendo sido analisados valores de 0,5%, 1% e 1,5% para o primeiro e segundo modo de vibração, considerando amortecimento de Rayleigh. Os níveis de dano estabelecidos foram:

- DS<sub>1</sub> - Deslocamento residual do topo igual 0,2% da altura do *hub*;
- DS<sub>2</sub> - Tensão de cedência ( $f_y=389$  MPa);

- DS<sub>3</sub> - Deslocamento residual do topo igual 1% da altura do *hub*;
- DS<sub>4</sub> - Encurvadura.

Tratou-se a maioria das secções da torre como uma secção de classe 4 tendo apenas sido consideradas como classe 3 a base da turbina eólica estudada como é demonstrado na Figura 3.3.

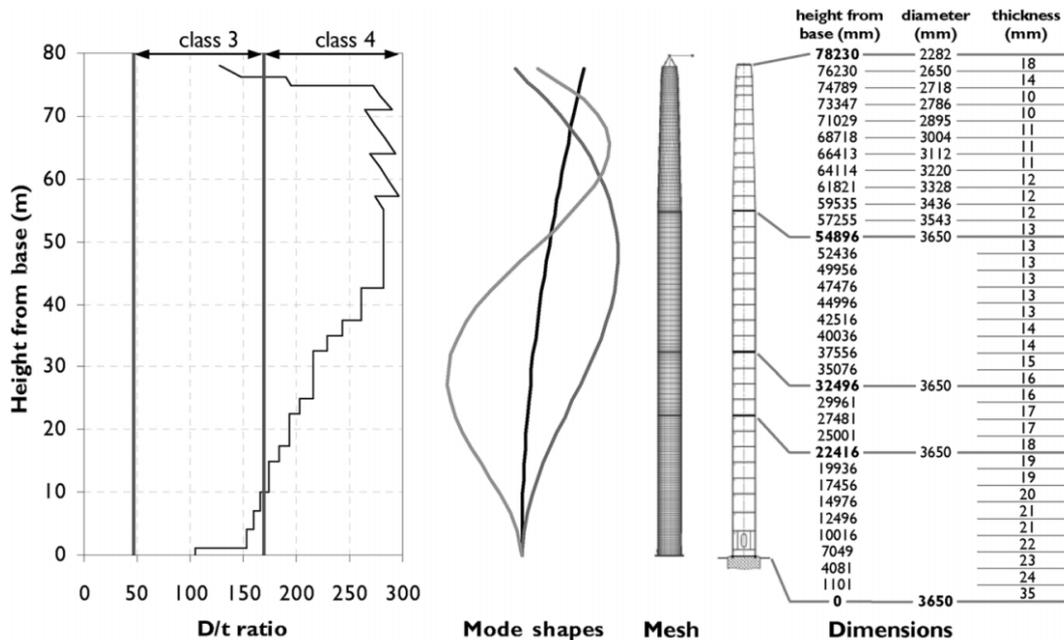


Figura 3.3 - Propriedades da torre da turbina eólica 1.65 MW [61].

Nas análises sísmicas realizadas não se verificou grandes danos na turbina uma vez que o período da torre é bastante mais longo do que os períodos das ondas sísmicas. No entanto, considerou-se que em turbinas eólicas maiores, a resposta sísmica poderia ter uma importância maior.

Na Universidade Nacional de Kunsan, Coreia do Sul, em 2014, Kim [62] conduziu uma análise sísmica sobre uma turbina eólica *offshore*, utilizando o programa ANSYS, com o objetivo de determinar curvas de fragilidade para as tensões e os deslocamentos da *nacelle*. A reação de suporte dos terrenos sobre a mono-estaca foi contemplada pela representação dos terrenos com molas não-lineares.

Foi concluído que a resposta sísmica é influenciada pela forma como as excitações sísmicas de cada camada de solo são aplicadas nas molas verificando-se que quando se adota

as mesmas características para todas as molas, a resposta sísmica é menor fazendo com que as curvas de fragilidade sejam subestimadas [62].

Num artigo publicado em 2016 por Asareh [63], encontra-se descrita uma análise de fragilidade da turbina eólica NREL 5 MW numa aplicação *onshore*, encastrada na base, na qual se considerou o comportamento não linear da torre sujeita a sismos com duas componentes horizontais apesar de aplicadas separadamente de forma a evitar o viés.

Nas curvas de fragilidade os parâmetros analisados foram:

- DS1 - deslocamento horizontal excessivo da *nacelle* (superior a 1,25% da altura da torre);
- DS2 - rotação excessiva no topo (superior a 0,5°);
- DS3 - deformação residual no topo da torre (superior a 1% da altura da mesma);
- DS4 - tensão em qualquer ponto da torre ser superior à tensão de cedência;
- DS5 - rotura/colapso.

Nas diferentes análises realizadas, para além de se considerar o incremento da aceleração máxima do solo também foi considerado o incremento da força do vento. Dessa forma as curvas de fragilidade desenvolvidas, na realidade, foram superfícies de fragilidade (Figura 3.4).

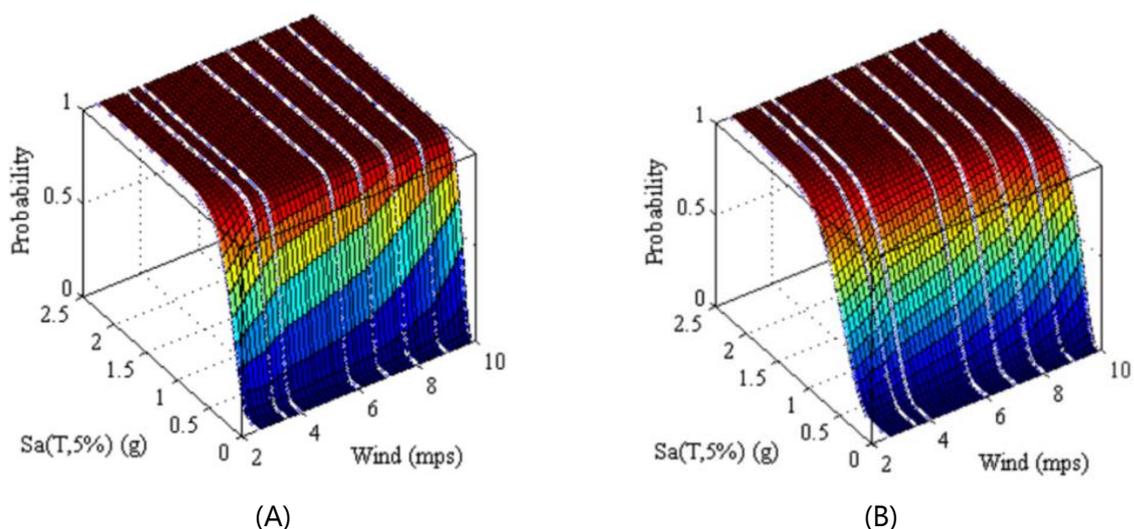


Figura 3.4 - Superfícies de Fragilidade: (A) DS<sub>2</sub> e (B) DS<sub>4</sub> [63].

Numa investigação realizada em 2017 por Mo [64], pretendeu-se estudar a vulnerabilidade sísmica da turbina eólica NREL 5 MW numa aplicação *offshore*, não desprezando a influência das condições ambientais e das cargas associadas ao vento e às ondas. A interação solo-estrutura também foi considerada, novamente pela substituição do solo envolvente por molas não-lineares. Tal como mostrado na Tabela 3.1, realizaram-se várias combinações de cargas de maneira a contabilizar seis possíveis velocidades do vento e quatro condições oceânicas e 24 registos sísmicos diferentes.

Tabela 3.1 - Conjunto de carregamentos realizados em (adaptado [64]).

Condição de Funcionamento	Velocidade do Vento (m/s)	Condições Oceânicas	Sismos		Estado da Turbina
			Acelerogramas	PGA (g)	
TOC0	-	-	No. 1~24	0.1-1.0 com intervalo de 0.1	-
TOC1	0	SS1~4	No. 1~24	0.1-1.0 com intervalo de 0.1	Parada
TOC2	6	SS1~4	No. 1~24	0.1-1.0 com intervalo de 0.1	Operacional
TOC3	8	SS1~4	No. 1~24	0.1-1.0 com intervalo de 0.1	Operacional
TOC4	12	SS1~4	No. 1~24	0.1-1.0 com intervalo de 0.1	Operacional
TOC5	16	SS1~4 </td <td>No. 1~24</td> <td>0.1-1.0 com intervalo de 0.1</td> <td>Operacional</td>	No. 1~24	0.1-1.0 com intervalo de 0.1	Operacional
TOC6	24	SS1~4	No. 1~24	0.1-1.0 com intervalo de 0.1	Operacional

Neste estudo, a carga do vento foi aplicada na *nacelle* e também ao longo da torre. A força das ondas foi calculada com recurso à equação de Morison que será apresentada no Capítulo 5. Dessa forma resultaram sete combinações de carga diferentes como é ilustrado na Figura 3.5.

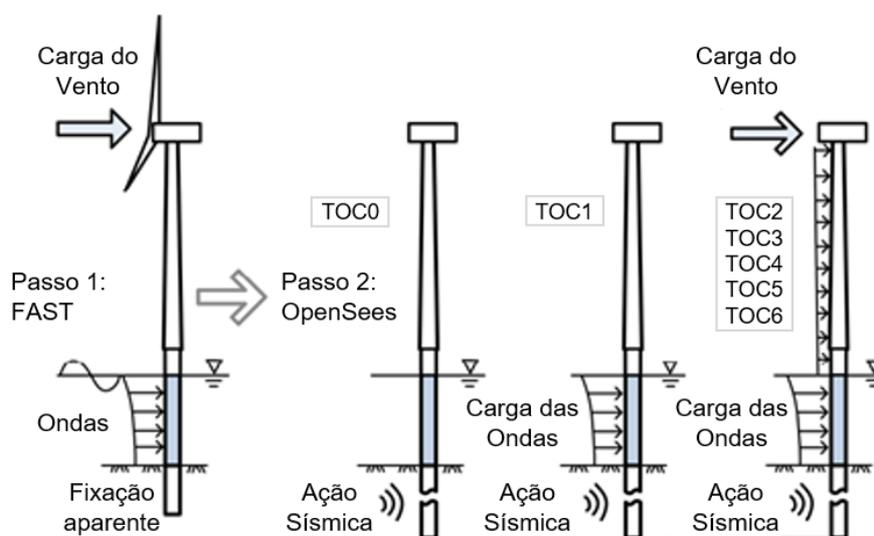


Figura 3.5 - Representação esquemática das cargas aplicadas na turbina eólica (adaptado [64]).

Os estados de dano adotados foram:

- DS1 - deslocamento horizontal do topo superior a 1,25% da altura total da turbina eólica (2,08 m);
- DS2 - Rotação do topo da torre ( $>2,5^\circ$ );
- DS3 - Tensão admissível (250 MPa);
- DS4 - Tensão de cedência (305 MPa).

Foi concluído que nos casos TOC2 e TOC3 a resposta da turbina eólica foi menor que o nível de TOC0 devido à existência do amortecimento aerodinâmico. Os TOC 4, 5 e 6 foram os casos mais gravosos, tendo o TOC4 sido considerado como o mais gravoso dos três, no qual a velocidade do vento é igual à velocidade nominal da turbina. Isto deve-se ao facto de as turbinas estarem equipadas com o mecanismo de mudança de passo que faz o controlo e a redução da velocidade do rotor quando a velocidade do vento é superior à velocidade nominal diminuindo os esforços a que a mesma se encontra sujeita. Também se reforçou a importância da contabilização das cargas ambientais de maneira a evitar que os resultados sejam subestimados [64].

Num outro trabalho [65], Yeter realizou análises de fragilidade sísmica considerando a turbina eólica como *offshore*. As ações sísmicas foram consideradas em conjunto com a ação do vento e a interação solo-estrutura simulada novamente com recurso às molas de *Winkler*. Neste trabalho foram realizadas análises dinâmicas não-lineares utilizando um programa comercial de cálculo (ANSYS), considerando ainda o nível de corrosão da torre e possíveis imperfeições iniciais. Devido ao peso computacional das análises, foi necessário utilizar um processo de regressão para determinação das curvas de fragilidade. Foi concluído que os deslocamentos relativos ao colapso foram significativamente menores aos indicados nas análises quase-estáticas prévias, método *pushover*, o que realça a importância da consideração dos efeitos dinâmicos nas análises. Foi ainda verificado o desenvolvimento de fenómenos de encurvadura local, a ocorrer antes da perda global de resistência.

Também foram realizadas, por Martín del Campo [66], análises de vulnerabilidade com o intuito de verificar a possibilidade de se fundar uma turbina eólica na costa mexicana. Os estados limite foram definidos com base num trabalho previamente realizado [63] e em recomendações de normas internacionais. Adotou-se para o primeiro nível de dano o deslocamento da *nacelle* ser inferior a 1,25% da altura da torre. Para o segundo nível de dano

foi adotado um valor de momento nominal e para o terceiro nível de dano o colapso da estrutura.

Foi concluído que o vento pode ser determinante para o dimensionamento das turbinas nos casos em que se encontra em estado operacional, sendo que a ação sísmica ganha maior importância nos casos em que a turbina eólica está parada devido à diminuição de amortecimento da estrutura [66].

Zuo em 2020 [67], desenvolveu várias análises de vulnerabilidade à turbina eólica NREL 5 MW em *offshore*, considerando somente condições de carregamento devidas ao vento e às ondas, portanto não considerando a ação sísmica. O programa utilizado para desenvolver as várias análises foi o ABAQUS e a abordagem utilizada para as mesmas foi a análise dinâmica incremental. Não foi considerado neste trabalho a interação solo-estrutura. Para o primeiro estado de dano foi utilizado o limite definido pela DNV para o máximo de inclinação ( $0,5^\circ$ ) que se pode verificar na superfície do solo. Considerando que durante a construção normalmente existe uma inclinação entre  $0,20^\circ$  e  $0,25^\circ$ , foi considerada uma inclinação máxima igual a  $0,25^\circ$  devido a forças exteriores. Relativamente aos níveis de danos DS2, DS3 e DS4, foram consideradas percentagens iguais a 30%, 40% e 50%, respetivamente, do deslocamento de cedência da turbina eólica. O deslocamento verificado aquando da cedência foi encontrado através de uma análise *pushover*.

Em estado operacional, o nível de amortecimento determinado foi maior e os deslocamentos no topo da *nacelle* foram atingidos mais facilmente (Figura 3.6) devido às forças originadas pela rotação das pás aquando da passagem do vento.

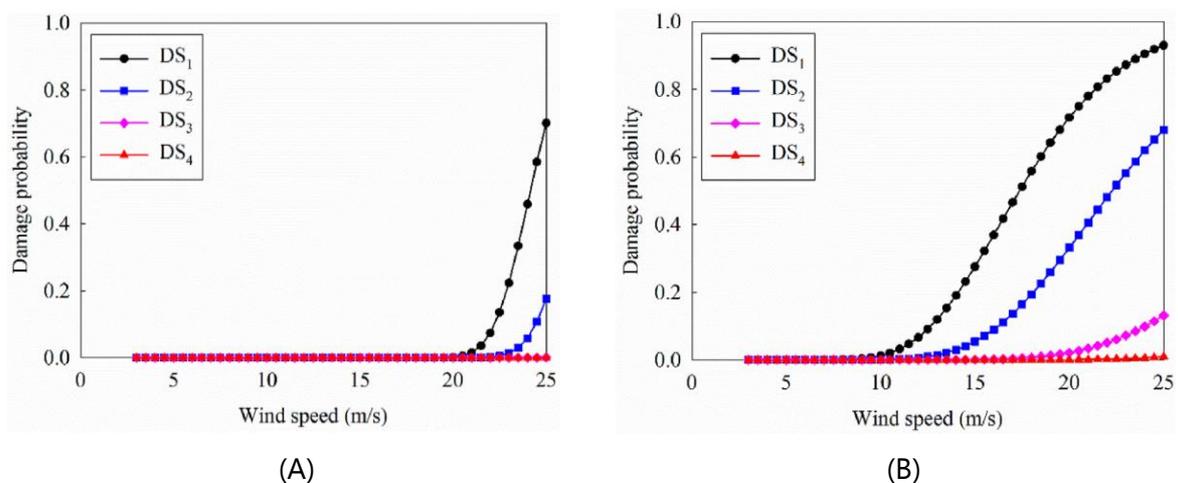


Figura 3.6 - Curvas de fragilidade desenvolvidas em (A) Turbina eólica parada (B) Turbina eólica operacional [67].

Os resultados encontrados são ligeiramente diferentes aos resultados obtidos num trabalho previamente realizado por Mo [64], pois Zuo verificou que os deslocamentos calculados para o topo da torre (representados na Figura 3.7) são superiores quando a velocidade do vento é superior à velocidade nominal, enquanto que Mo observou que quando a velocidade do vento era igual à velocidade nominal os deslocamentos eram superiores aos restantes estados operacionais da turbina eólica.

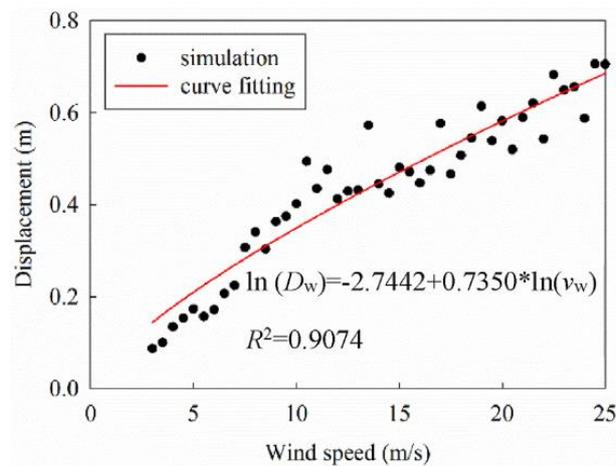


Figura 3.7 - Deslocamento máximo no topo da torre para as respetivas velocidades de vento [67].

Desta análise, é possível concluir que é importante realizar análises dinâmicas não-lineares para se efetuar uma avaliação fiável sobre o desempenho das torres eólicas, e que é igualmente importante considerar a interação solo-estrutura (SSI), que tem uma significativa influência na resposta sísmica e ambiental deste tipo de estruturas. No entanto, verificou-se que a maioria dos autores considera a SSI pela substituição do solo por molas não-lineares, apesar de haver estudos que demonstraram que esta abordagem apresenta fortes limitações. A relação força-deslocamento das molas não-lineares é tipicamente ajustada com base em curvas que foram obtidas em (poucos) ensaios específicos, as designadas curvas p-y, nomeadamente em ensaios em que os diâmetros das estacas eram significativamente inferiores àqueles utilizados nas estacas de torres eólicas *offshore*. Por outro lado, este método por curvas p-y não permite considerar a deformação por corte do solo.

Neste trabalho será desenvolvido um método que permite o cálculo de curvas de fragilidade sísmica, admitindo condições de fundação arbitráveis, e considerando a variabilidade estocástica dos principais parâmetros/grandezas que definem o caso-de-estudo.

## CONSTRUÇÃO E VERIFICAÇÃO DO MODELO

No presente trabalho, a modelação da turbina eólica, bem como do solo onde esta se encontra fundada, foi totalmente realizada através da utilização do programa de cálculo automático SAP2000. De maneira a verificar a fiabilidade da modelação executada, os resultados obtidos foram comparados com resultados de trabalhos prévios.

### 4.1 Modelação da Turbina Eólica

Como foi referido anteriormente, a turbina eólica escolhida para executar o presente estudo foi a NREL 5 MW uma vez que esta se encontra caracterizada no relatório desenvolvido pela NREL [68]. Na Tabela 4.1, encontram-se sumariadas algumas das propriedades da turbina NREL 5 MW.

Tabela 4.1 - Propriedades gerais da NREL 5 MW (adaptado de [68]).

Propriedades da NREL 5 MW	
Potência nominal	5 MW
Velocidade nominal do vento	11,4 m/s
Velocidade nominal do rotor	12,1 RPM
Diâmetro do rotor	126 m
Altura do <i>hub</i>	90 m
Massa do rotor ( <i>hub</i> + pás)	110 000 kg
Massa da <i>nacelle</i>	240 000 kg
Massa da torre	347 460 kg
Massa total	697 460 kg

Relativamente à modelação da torre foram adotados elementos finitos de barra de dois nós, cuja formulação contempla a deformação por corte, e considerando todos os seis graus-de-liberdade presentes em cada nó conectado. Contudo, a mesma também poderia ser

modelada recorrendo aos elementos finitos de casca [69]. A escolha dos elementos finitos de barra deveu-se ao facto de estes simplificarem, sem comprometer os resultados, quer a modelação da turbina quer o tratamento dos resultados das análises.

A torre em questão tem uma altura de 87,6 m e trata-se de uma secção tubular de diâmetro e espessura variável. Na base, a torre tem um diâmetro de 6 m e uma espessura de 0,027 m, sendo que no topo da torre o diâmetro é igual a 3,87 m e a espessura da secção igual a 0,019 m [68]. O material utilizado foi o aço S355 definido no Eurocódigo 3 - Parte 1 (EC3-1) [70]. De modo a contabilizar a pintura da torre, os parafusos, soldaduras e as flanges, a massa volúmica do aço foi aumentada de 7850 kg/m<sup>3</sup> para 8500 kg/m<sup>3</sup> [68].

A *nacelle* foi modelado através de um elemento rígido de maneira a realizar a correta ligação entre as pás e a torre. Poderia ter-se adotado para a sua modelação, elementos finitos sólidos, mas ao serem adotados elementos finitos de barra, foi realizado um melhor controlo não só do seu centro de massa como também da definição correta da massa da *nacelle*.

Uma vez que o centro de massa da *nacelle* não coincide com o eixo da torre realizou-se um ajuste na modelação, tendo-se utilizado o mesmo valor dos estudos de Li [71], ou seja, um afastamento de 1,9 m do eixo da torre (Figura 4.1).

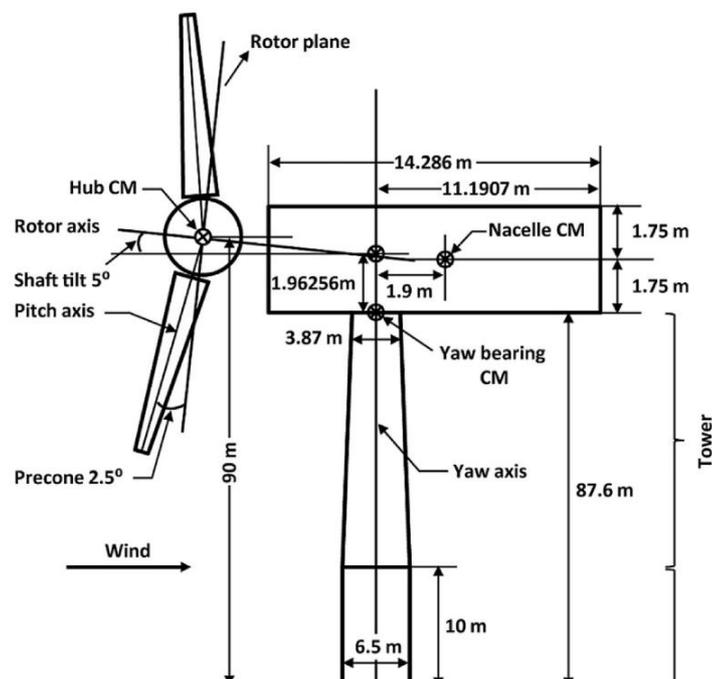


Figura 4.1 - Representação esquemática da turbina eólica [71].

Dessa forma, colocou-se uma massa concentrada, de valor igual a 240 000 kg, no ponto onde se encontra o centro de massa da *nacelle*.

Relativamente às pás, devido à dificuldade de simular a secção real das mesmas (Figura 4.2), para fazer a sua modelação optou-se por utilizar uma secção tubular com um comprimento de 61,5 m, uma vez que este é o comprimento estipulado para pás da NREL 5MW [68]. A massa do *hub* foi contabilizada na massa das pás de maneira a perfazer a massa total de 110 000 kg do sistema rotor (pás + *hub*), também como previamente foi estabelecido para esta turbina [68].



Figura 4.2 - Secção "tradicional" da pá da eólica (adaptado de [72]).

A Figura 4.3 mostra uma vista tridimensional do modelo desenvolvido nesta fase da modelação. Pretendendo-se efetuar uma análise modal da superestrutura da torre eólica, optou-se por se considerar nesta fase uma ligação encastrada na base da torre.

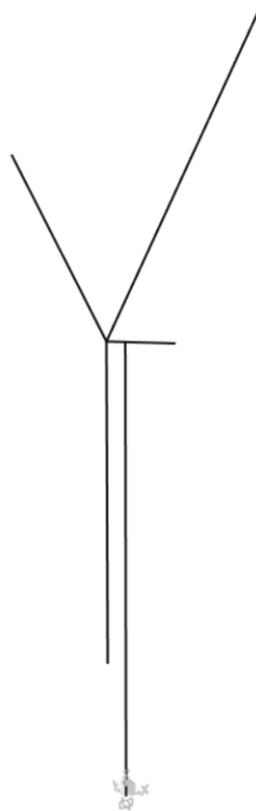


Figura 4.3 - Vista tridimensional do modelo da superestrutura da torre eólica desenvolvido em SAP2000, ainda sem a mono-estaca.

### 4.1.1 Método de Rayleigh

Procedeu-se então ao cálculo modal da turbina eólica. De maneira a comprovar a eficácia do cálculo modal realizado pelo programa de cálculo automático SAP2000, optou-se por aplicar o método de Rayleigh na estrutura em questão pois, para além de ser um método bastante objetivo, permite obter uma boa aproximação da frequência fundamental da estrutura.

O método de Rayleigh é um método aproximado para a determinação da frequência fundamental do sistema. Este método assenta no princípio da conservação da energia de um sistema a oscilar em regime livre, ou seja, sem qualquer tipo de amortecimento mantendo-se dessa forma a energia do sistema constante [73]. Assim, igualando o valor máximo da energia potencial (equação 4.1) com o valor máximo da energia cinética (equação 4.2) obtém-se a frequência própria do sistema (equação 4.3) [74].

$$E_p^{m\acute{a}x} = \frac{1}{2} \cdot Z_0^2 \cdot \int_0^L EI(x) \cdot [\varphi''(x)]^2 dx \quad (4.1)$$

$$E_c^{m\acute{a}x} = \frac{1}{2} \cdot Z_0^2 \cdot w^2 \cdot \int_0^L m(x) \cdot [\varphi(x)]^2 dx \quad (4.2)$$

$$w^2 = \frac{\int_0^L EI(x) \cdot [\varphi''(x)]^2 dx}{\int_0^L m(x) \cdot [\varphi(x)]^2 dx} \quad (4.3)$$

Sendo,

$E_p^{m\acute{a}x}$  - Energia potencial máxima;

$E_c^{m\acute{a}x}$  - Energia cinética máxima;

$Z_0$  - Amplitude de vibração;

$EI(x)$  - Rigidez de flexão;

$\varphi(x)$  e  $\varphi''(x)$  - Funções de forma;

$w$  - Frequência própria do sistema;

$m(x)$  - Massa distribuída.

Para ser possível aplicar o método de Rayleigh é necessário arbitrar a configuração deformada que se espera que a estrutura apresente no seu modo de vibração fundamental [73],[74]. Quanto melhor for a configuração idealizada, melhor será a aproximação da frequência fundamental obtida pelo método de Rayleigh com a frequência real. É de realçar, ainda, que a frequência obtida pelo método de Rayleigh será sempre superior à frequência real [74], embora caso a função de aproximação seja bastante parecida com a forma associada

à vibração natural, a diferença entre a frequência real e a frequência estimada seja muito pequena.

Iniciou-se por definir as condições de apoio da estrutura em análise. Aproximando-se a turbina eólica a uma massa concentrada no topo da torre, foram adotadas as seguintes condições para a definição da função matemática que descreve a deformada da estrutura:

- Deslocamento na base igual a zero,  $\varphi_{(0)} = 0$ ;
- Rotação na base igual a zero,  $\varphi'_{(0)} = 0$ ;
- Momento fletor no topo igual a zero,  $\varphi''_{(L)} = 0$ .

Com estas três condições de fronteira (sendo as duas primeiras condições cinemáticas e a terceira uma condição estática) foi possível obter um polinômio de 3º grau como função de aproximação (equação 4.4), onde  $x$  varia entre 0 e 87,6 m, valor este que corresponde à altura total da torre da turbina eólica.

$$\varphi_{(x)} = x^3 - 3L \cdot x^2 \quad (4.4)$$

Tendo o sistema uma massa concentrada no topo, é necessário contabilizar o seu efeito. Assim, no cálculo da frequência natural, segundo o método de Rayleigh (equação 4.5),  $M$  representa a soma das massas do rotor e da *nacelle*.

$$w^2 = \frac{\int_0^L EI_{(x)} \cdot [\varphi''_{(x)}]^2 dx}{\int_0^L m_{(x)} \cdot [\varphi_{(x)}]^2 dx + M \cdot \varphi_{(x=L)}^2} \quad (4.5)$$

Neste cálculo o valor da primeira frequência da turbina eólica foi 0,3041 Hz, enquanto que na modelação realizada através do SAP2000 obteve-se uma frequência natural igual a 0,2946 Hz. Tal como era de esperar, a frequência obtida pelo método de Rayleigh é superior à frequência obtida no programa SAP2000, verificando-se uma diferença de 3,22%. Uma vez que com estas duas formas de cálculo as frequências obtidas apresentam concordância, pode considerar-se que a confiança do modelo realizado no SAP2000 é maior. O cálculo mais detalhado encontra-se no Apêndice A.

#### 4.1.2 Verificação dos modos de vibração

No relatório desenvolvido pela NREL em 2009 [68], encontram-se as frequências obtidas para os vários modos de vibração da turbina eólica calculados por dois programas

aerodinâmicos diferentes, o FAST e o ADAMS. Considerando que os mesmos não são programas de cálculo estrutural tradicionais, a modelação da estrutura apresenta diferenças em relação à modelação realizada no SAP2000, podendo este introduzir, por isso, algumas variações nas frequências obtidas por aqueles programas. Nesse sentido, decidiu-se comparar os modos de vibração entre os três programas por forma a averiguar se essas diferenças efetivamente existiam e se seriam significativas.

Como é observável na Tabela 4.2, relativamente às frequências calculadas para os primeiros modos de vibração da torre da turbina eólica, obteve-se uma concordância relativamente boa nos três programas. Assim, concretamente entre o programa usado no presente estudo e o FAST, verificou-se uma diferença de 5,5% para o 1º modo de vibração na direção "*Side-to-Side*" e de 8% para o 1º modo de vibração na direção "*Fore-aft*"; quanto ao programa ADAMS, para os mesmos modos de vibração a diferença foi de 6,6% e 6,9%, respetivamente.

Comparativamente aos primeiros modos de vibração, nos segundos modos de vibração da turbina eólica foi obtida uma concordância bastante melhor entre os programas: entre o SAP2000 e o FAST foi observado uma diferença de 3,5% quer para o 2º modo de vibração "*Side-to--Side*" quer para o 2º modo de vibração "*Fore-aft*"; entre o SAP2000 e o ADAMS a diferença determinada foi de 2,1% e de 3,7%, para os respetivos modos de vibração.

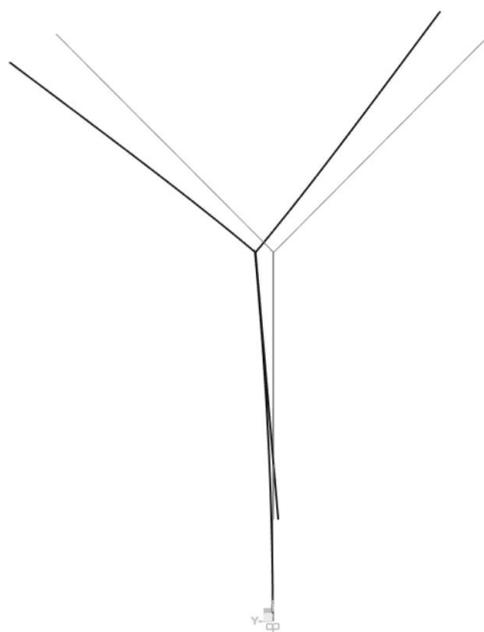
Tabela 4.2 - Comparação das frequências naturais (Hz) da torre da turbina eólica NREL 5 MW.

<b>Modos de vibração</b>	<b>FAST</b>	<b>ADAMS</b>	<b>SAP2000</b>
1º Side-to-side	0,312	0,316	0,295
1º Fore-aft	0,324	0,320	0,298
Pás	∴	∴	∴
2º Fore-aft	2,900	2,859	2,799
2º Side-to-side	2,936	2,941	2,833

Tendo em conta os resultados acima apresentados, considerou-se que as diferenças entre os resultados modais não são suficientemente significativas para inviabilizar o recurso ao SAP2000 no presente trabalho.

Os modos de vibração relativos à torre da turbina eólica NREL 5 MW encontram-se representados nas Figuras 4.4 e 4.5.

No Apêndice B encontram-se descrições simplificadas sobre o funcionamento dos programas FAST [75] e ADAMS [76].



1º Side-to-side (0,295 Hz)

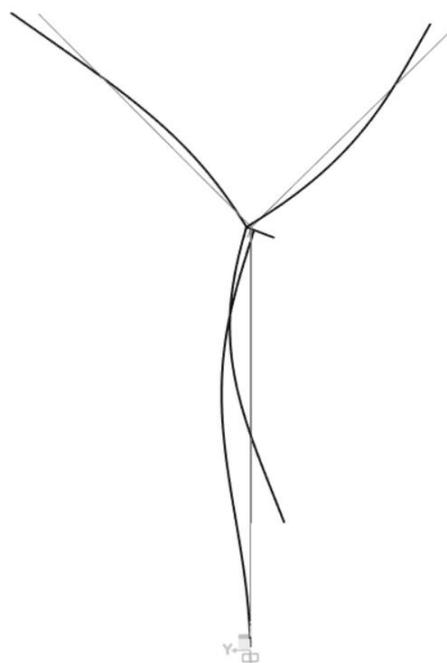


1º Fore-aft (0,298 Hz)

Figura 4.4 - Primeiros modos de vibração da torre da turbina eólica NREL 5 MW no SAP2000.



2º Fore-aft (2,799 Hz)



2º Side-to-side (2,833 Hz)

Figura 4.5 - Segundos modos de vibração da torre da turbina eólica NREL 5 MW no SAP2000.

## 4.2 Modelação do Solo

Como foi referido anteriormente, no caso das turbinas eólicas *offshore* as fundações compõem uma grande parte do investimento da mesma [24]. Com esse aspeto em vista e com o facto de uma fraca modelação da fundação poder alterar a frequência natural da estrutura, colocando-a demasiado próxima das frequências ambientais (vento e ondas) ou mecânicas (frequências do rotor e da passagem das pás) e desse modo conduzir a danos por fadiga, reduzindo a vida útil da turbina, normalmente entre os 20 e 25 anos, é crucial a correta consideração e dimensionamento da mesma [58].

No presente trabalho, com o objetivo de se considerar a interação solo-estrutura avaliou-se, com base tanto na literatura existente como em trabalhos prévios, a viabilidade de modelar a interação solo-estrutura utilizando o programa de cálculo automático SAP2000, representando-se o solo por meio de elementos finitos sólidos.

### 4.2.1 Validação do Modelo do Solo

Tendo como base o trabalho de Kjølraug [50], desenvolveu-se um modelo com planta quadrada de dimensões 40 m por 40 m e com uma altura de solo igual a 30 m (Figura 4.6). O modelo é composto por 48000 elementos sólidos de 8 nós [77]. O número de elementos finitos é derivado da necessidade de, para as condições do presente caso de estudo, se ter os mesmos com uma dimensão máxima de 1,2 m de modo a descrever corretamente as ondas de propagação das ações sísmicas, tal como seguidamente explicado.

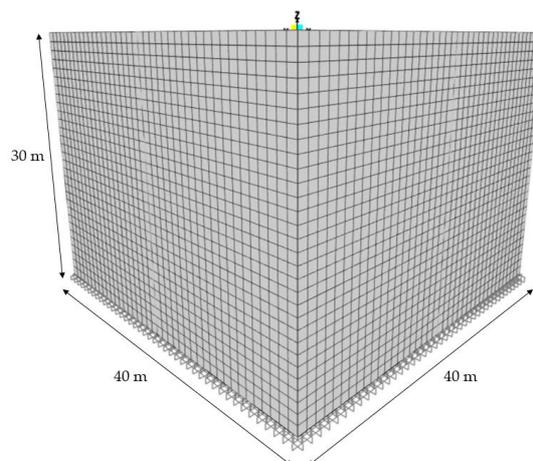


Figura 4.6 - Modelo do solo no programa SAP2000.

Como se encontra descrito na literatura [78],[79], para uma correta representação das ondas de propagação das ações sísmicas, ou outras quaisquer ações dinâmicas, o tamanho máximo dos elementos finitos ( $L_e$ ) é definido através do quociente entre o comprimento de onda ( $\lambda$ ) e um fator determinado por experiência analítica igual a 10 (equação 4.6). Este fator traduz o facto de serem necessários um mínimo de dez elementos finitos por comprimento de onda.

$$L_e = \frac{\lambda}{10} [m] \quad (4.6)$$

Por sua vez o comprimento de onda ( $\lambda$ ) é calculado dividindo a velocidade de ondas de corte ( $V_s$ ) ou a velocidade de ondas de pressão ( $V_p$ ) pela frequência ( $f$ ) máxima da velocidade de onda em estudo (equação 4.7).

$$\lambda = \frac{V_{s/p}}{f} \quad (4.7)$$

No presente trabalho considerou-se apenas a propagação vertical de ondas por corte, assumindo-se que a ação sísmica é causada predominantemente por ondas SH transmitidas a partir do firme rochoso horizontal, imprimindo às partículas um movimento exclusivamente horizontal [80]. Para este efeito, foi considerada a menor velocidade de onda de corte estipulada pelo EC8, cujo valor é igual a 300 m/s, e uma frequência de interesse máxima de 25 Hz, que cobre a gama de frequências tipicamente transportada pelos sismos e que é muito superior às frequências associadas às ondas e ao vento. Dessa forma, resultou um comprimento máximo de elementos finitos de 1,2 m, tendo sido utilizados elementos com 1,0 m de comprimento.

Com o intuito de verificar a fiabilidade da modelação do solo através dos elementos sólidos do SAP2000, realizou-se uma comparação entre os valores teóricos conhecidos da literatura para a propagação de ondas de corte com os obtidos nas análises realizadas no programa de cálculo automático SAP2000. Esta verificação foi feita através do cálculo da resposta estacionária (*Steady-State*) devida à aplicação de uma excitação harmónica com frequência fixa.

Nesse sentido, iniciou-se por calcular os valores teóricos da função de amplificação devida a uma excitação harmónica na base de um solo com amortecimento sobre uma camada de solo rochoso [80].

Essa função é dada por:

$$F(w) = \frac{1}{\sqrt{\cos\left(\frac{\omega H}{V_{s/p}}\right)^2 + \left[\xi\left(\frac{\omega H}{V_{s/p}}\right)\right]^2}} \quad (4.8)$$

sendo,

$H$  – altura do solo;

$V_{s/p}$  – velocidade da onda S ou P;

$\omega$  – frequência angular do carregamento;

$\xi$  - amortecimento viscoso.

A frequência natural angular ( $\omega_n$ ) pode ser calculada por:

$$\omega_n \approx \frac{V_{s/p}}{H} \cdot \left(\frac{\pi}{2} + n\pi\right) \quad n = 0, 1, 2, \dots, \infty \quad (4.9)$$

Uma vez que para a obtenção da solução teórica foi utilizado o amortecimento viscoso, houve necessidade de realizar um ajuste no programa de cálculo automático de maneira a respeitar a solução teórica. Sabendo que nas análises *Steady-State* do SAP2000 o amortecimento utilizado é do tipo histerético [77] tem-se:

$$\xi = \frac{\eta}{2} \quad (4.10)$$

Sendo  $\xi$  o amortecimento viscoso equivalente e  $\eta$  o amortecimento histerético.

Neste trabalho, assumiu-se um valor de amortecimento do solo de 2%. Assim, com o intuito de se obter um amortecimento viscoso com valor igual a 0,02 e de maneira a ser possível realizar a comparação entre os valores teóricos da função de amplificação e os resultados obtidos através da utilização do programa de cálculo automático SAP2000, foi adotado um amortecimento histerético com valor igual a 0,04.

A excitação aplicada trata-se de uma função harmónica com amplitude constante, com um valor igual a 1000, na base do modelo do solo na direção horizontal e vertical para, como foi referido, simular as ondas de corte que são originadas na ocorrência de um sismo. Nas análises *Steady-State* a função foi aplicada com frequência discretamente variada desde 0 Hz (análise estática) até ao valor de frequência de 30 Hz. Obteve-se dessa forma as funções de amplificação representadas nas Figuras 4.7, 4.8 e 4.9.

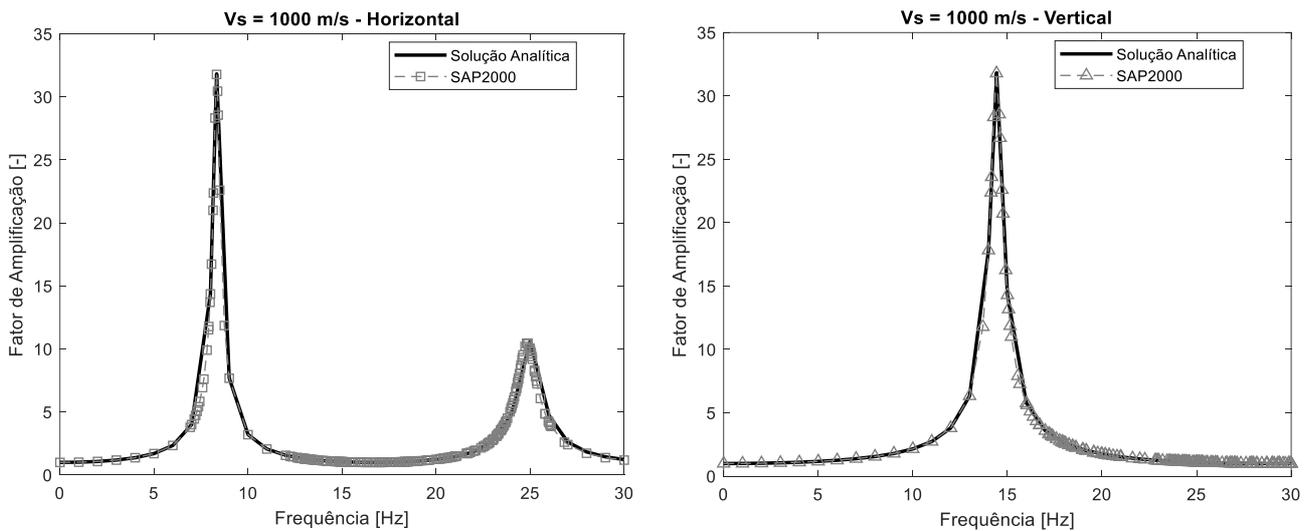


Figura 4.7 - Validação do solo para  $V_s=1000$  m/s, horizontal e vertical, com recurso ao SAP2000.

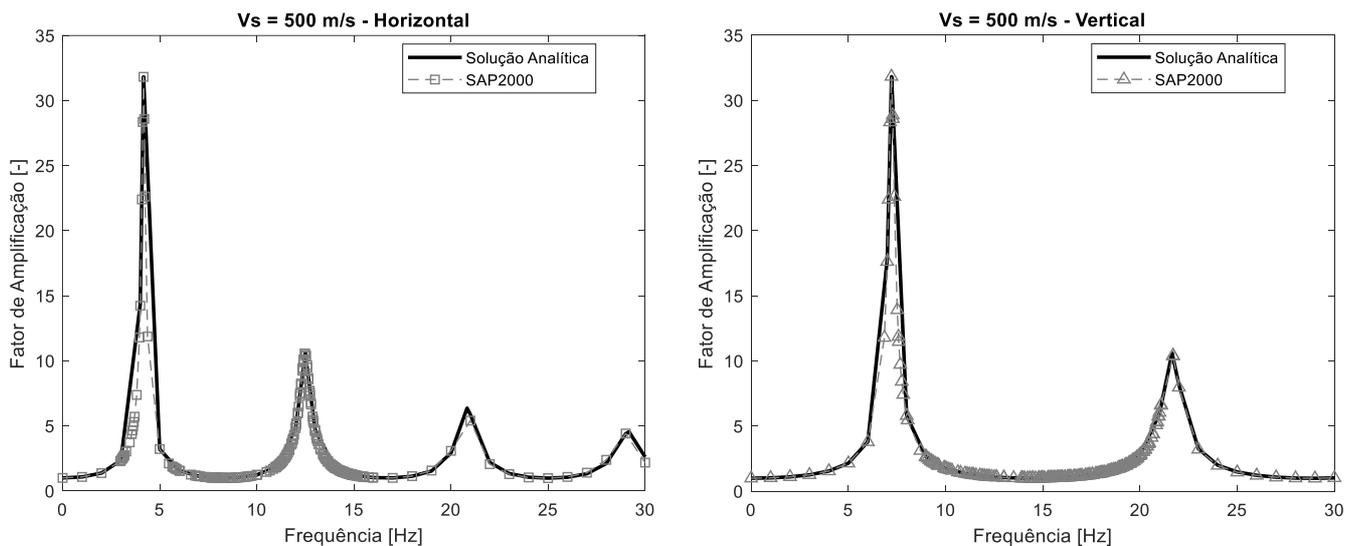


Figura 4.8 - Validação do solo para  $V_s=500$  m/s, horizontal e vertical, com recurso ao SAP2000.

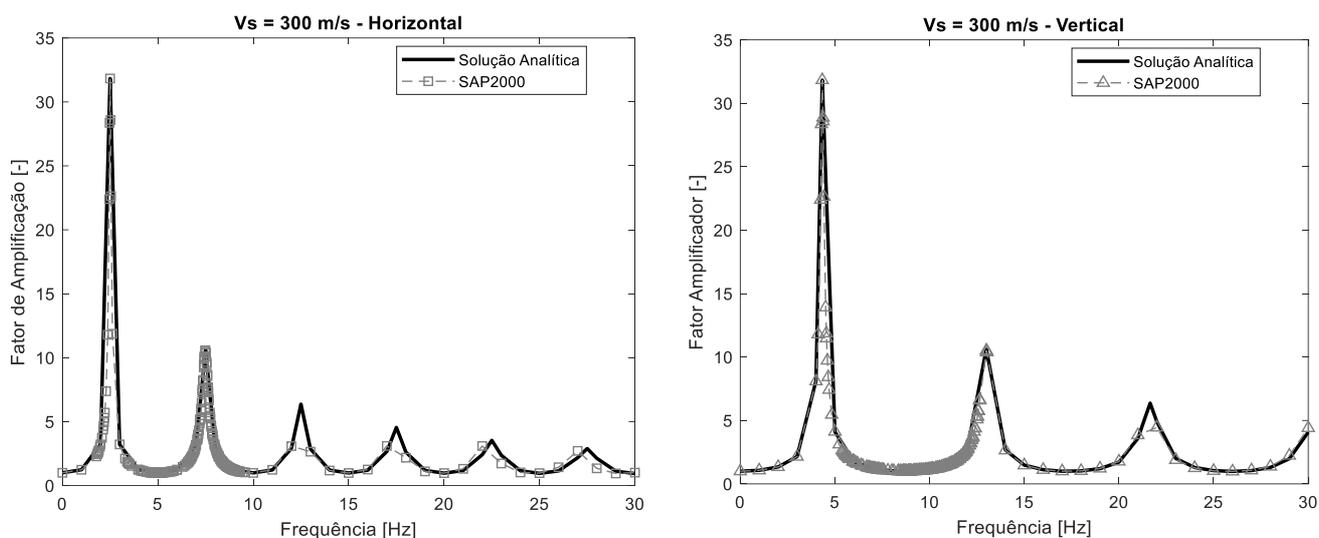


Figura 4.9 - Validação do solo para  $V_s=300$  m/s, horizontal e vertical, com recurso ao SAP2000.

Como é observável nos diferentes gráficos, os valores das funções de amplificação são muito próximos tendo-se obtido uma ótima concordância entre os valores teóricos e os valores obtidos das análises realizadas com recurso ao SAP2000. Assim sendo, conclui-se que os elementos sólidos do SAP2000 funcionam bastante bem em análises dinâmicas, havendo possibilidade de modelar o solo com os mesmos.

No Apêndice C encontram-se algumas das equações utilizadas para o tratamento dos dados do SAP2000.

#### 4.2.2 Não linearidade do solo

Como é conhecido da literatura, o solo é um material com propriedades não lineares [80]. Devido à complexidade inerente à sua caracterização não só pelas suas propriedades não lineares, como também pela sua natureza altamente heterogênea de camada para camada de subsolo, foram desenvolvidas ao longo dos anos, diferentes metodologias de cálculo para caracterização do comportamento do solo.

A metodologia criada pelo *American Petroleum Institute* (API) tem sido, nos últimos anos, a mais utilizada na indústria *offshore* [24],[81]. O método tem por base a abordagem de Winkler no qual se modela a interação solo-estaca através de molas independentes. Cada mola é definida com as relações não lineares entre as reações do solo e os respetivos deslocamentos, tendo por base as referidas curvas p-y obtidas experimentalmente [24].

Apesar de, como já referido, a metodologia criada pelo API, ser a mais utilizada, esta tem diversas limitações. Primeiro, as molas são independentes umas das outras o que na realidade não acontece, uma vez que o solo trabalha como um todo e há transmissão de tensões por corte. Por outro lado, esta abordagem não contempla adequadamente o amortecimento de radiação, sendo importante em problemas e análises dinâmicas. Finalmente, esta metodologia foi desenvolvida com base em ensaios realizados em estacas de diâmetro inferior aos diâmetros utilizados para as fundações das turbinas eólicas, tal como já referido [24],[81].

Tendo em conta as razões acima apresentadas, têm sido procuradas alternativas à metodologia elaborada pelo API para se conseguir resultados o mais próximos possíveis da realidade. Um dos métodos encontrados foi a total modelação do terreno através de elementos finitos sólidos com propriedades não lineares. Estes elementos, para além de exigirem um esforço computacional bastante elevado, não se encontram disponíveis no programa de cálculo automático utilizado para o âmbito da presente dissertação (SAP2000 versão x21) [77]. Em alternativa, existe a possibilidade de modelar as não linearidades do solo através da colocação de elementos *link* [82]. Estes elementos são ligações plásticas com propriedades não lineares que, no presente estudo, se encontram entre os elementos sólidos e a mono-estaca, tal como é possível observar na Figura 4.10. A mono-estaca foi modelada, assim como a torre, através de elementos de barra (*frame*) com uma secção tubular. As características da mesma são 6 m de diâmetro, 60 mm de espessura e 30 m de comprimento, sendo que se encontram enterrados 20 m de mono-estaca. A ligação do elemento de barra central aos elementos sólidos que envolvem a mono-estaca é feita com oito elementos de ligação por plano horizontal onde existem nós na malha de elementos finitos. O espaçamento da malha na vertical é de 1 m, como já referido.

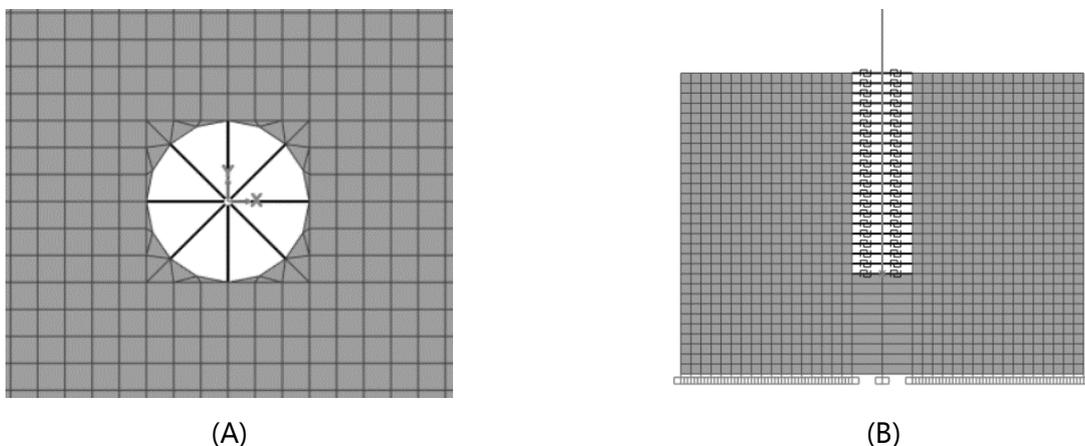


Figura 4.10 - Disposição das molas plásticas - (A) Plano horizontal XY; (B) Plano XZ.

Estas molas plásticas permitem que cada ligação seja definida tanto por uma curva força-deslocamento como por uma curva momento-rotação. Dessa forma é possível realizar análises estáticas e dinâmicas não lineares e ainda simular os diferentes mecanismos de rotura da estrutura.

A curva padrão que define o comportamento não linear no SAP2000 encontra-se representada na Figura 4.11 [77].

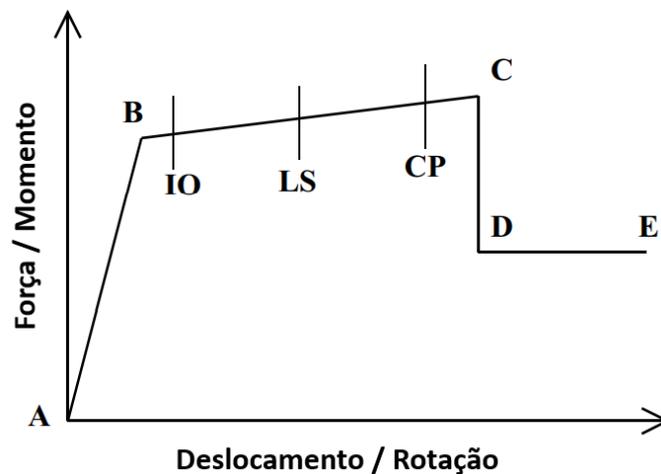


Figura 4.11 - Curva padrão dos elementos *link* do SAP2000 (adaptado de [77]).

Esta curva é específica para uma análise tipo *pushover*, podendo o utilizador do programa realizar qualquer outro tipo de curva.

Tendo em conta a curva acima representada (Figura 4.11) refere-se que:

- No caso padrão, o segmento AB representa o comportamento inicial da estrutura, ou seja, o comportamento linear-elástico.
- No segmento BC a estrutura encontra-se na fase de plastificação sendo o segmento CD aquele que corresponde ao ponto em que a estrutura atingiu a cedência e experimenta por esse motivo uma perda de força ou de momento no sistema, apesar de, respetivamente, o deslocamento ou a rotação permaneça constante.
- O segmento DE representa a força/momento residual na estrutura, que vai originar um aumento do deslocamento/rotação até que a estrutura entre em colapso. Neste segmento a força/momento mantem-se constante no seu valor.
- As siglas IO, LS e CP correspondem, respetivamente, a *Immediate Occupancy*, *Life Safety* e *Collapse Prevention*; essas siglas são pontos informativos que surgem descritos nos resultados facilitando o dimensionamento da estrutura, embora não tendo qualquer interferência nos resultados obtidos [77].

### 4.2.3 Caracterização das propriedades dos elementos de ligação não-lineares

Na abordagem realizada a componente elástica do solo encontra-se modelada através dos elementos finitos sólidos, cuja relação constitutiva é elástica linear. As molas plásticas (elementos *link*) são então utilizadas para a modelação exclusiva da componente não linear do solo. A sua caracterização teve por base a abordagem da norma API 2A-WSD [52] para o cálculo da carga última lateral associada à mono-estaca.

Dependendo do tipo de solo em estudo, a abordagem para o cálculo da carga última varia.

No caso do solo ser uma argila o cálculo da carga última é realizado da seguinte forma:

$$P_u = N_p S_u d \text{ [kN/m]} \quad (4.11)$$

Na equação (4.11),  $N_p$  representa o coeficiente de resistência lateral do solo,  $S_u$  a resistência não drenada do solo e  $d$  o diâmetro da estaca.

Caso o solo seja uma areia o cálculo é realizado a partir da equação (4.12), onde  $C_1$ ,  $C_2$  e  $C_3$  são coeficientes de resistência lateral,  $D$  é o diâmetro médio da estaca,  $\gamma'$  é o peso volúmico do solo e  $x$  é a profundidade.

$$P_u = \min \left\{ \begin{array}{l} (C_1 x + C_2 D) \gamma' x \\ C_3 D \gamma' x \end{array} \right. \text{ [kN/m]} \quad (4.12)$$

Os coeficientes de resistência lateral  $C_1$ ,  $C_2$  e  $C_3$  são função do ângulo de atrito interno do solo estando essas relações presentes no ábaco da norma API (Figura 4.12).

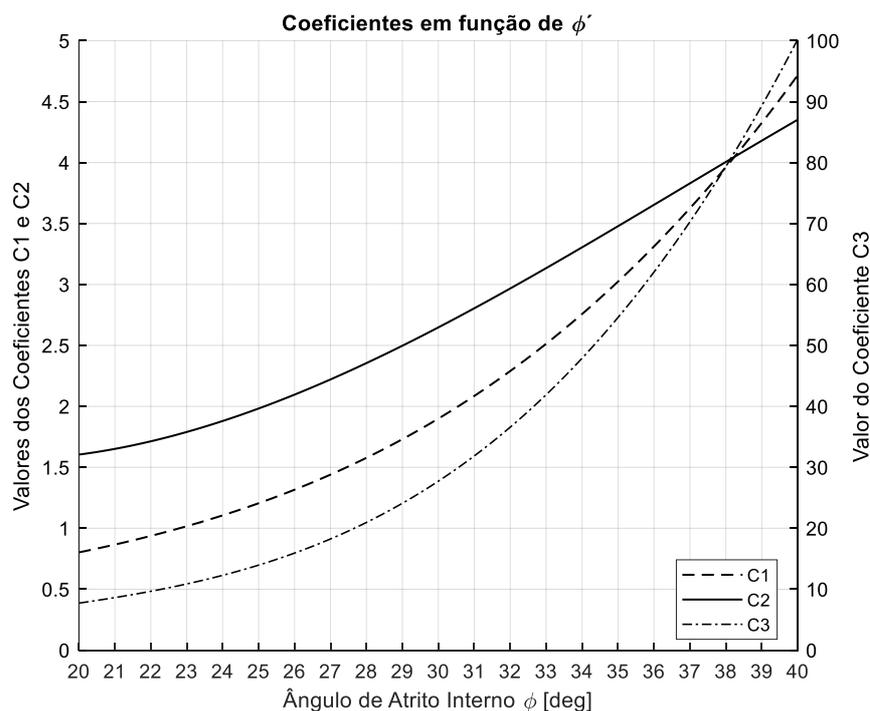


Figura 4.12 - Coeficientes de resistência lateral (adaptado de [52]).

Uma vez calculado o valor da carga última do solo que corresponde a uma carga distribuída ( $P_u$ ) foi necessário considerar a altura de influência de cada mola de forma a ter apenas um valor pontual ( $p'_u$ ). Para esse efeito, foram calculadas as altura de influência através das equações 4.13 e 4.14.

$$z_{influência}^1 = \frac{z_1 - z_0}{2} \quad (4.13)$$

$$z_{influência}^i = \frac{z_{i+1} - z_{i-1}}{2} \quad (4.14)$$

sendo:

$z_0$  - Profundidade inicial de valor igual a zero;

$z_1$  - Profundidade da primeira mola

$z_i$  - Profundidade da mola i.

Sabendo que cada elemento finito sólido tem 1 metro de altura, com exceção do primeiro nível de molas que apenas tem 0,5 metros de altura de influência, todas as restantes

molhas terão 1 metro de altura de influência. Dessa forma a carga pontual ( $p'_u$ ) resulta da multiplicação do valor da carga distribuída ( $P_u$ ) pela altura de influência ( $z$ ) (equação 4.15).

$$p'_u = P_u \cdot z_{influência}^i \quad (4.15)$$

Por fim dividiu-se as cargas pontuais de maneira a contabilizar as molhas diagonais do sistema (equação 4.16).

$$p'_{u\,final} = \frac{p'_u}{(1 + \sqrt{2})} \quad (4.16)$$

Uma das curvas que caracteriza as relações de força-deslocamento das molhas de ligação ao solo encontra-se representada como exemplo na Figura 4.13. É possível observar que quando o deslocamento relativo entre os nós ligados é positivo, correspondendo à situação em que a ligação está a ser esticada, a força transmitida por este elemento é quase zero, admitindo-se que não há coesão entre a superfície metálica da mono-estaca e o solo. Quando o deslocamento relativo entre os nós ligados é negativo, correspondendo à situação em que a ligação está a ser comprimida, então há uma transmissão imediata/integral de força, até se atingir a carga última determinada para este nível (neste caso 54 kN). Atingindo-se a carga última a ligação plastifica, o que significa que a transmissão de força fica truncada ao valor máximo calculado e que o deslocamento relativo poderá aumentar (em módulo) sem acréscimo de força transmitida.

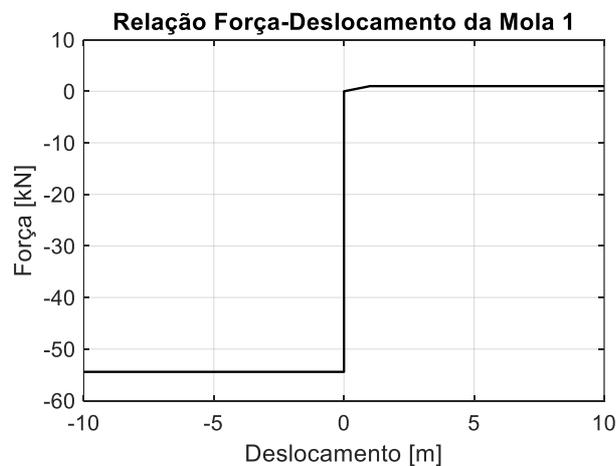


Figura 4.13 - Curva da relação Força-Deslocamento.

Depois de terminada a modelação das molas não lineares que realizam a ligação entre a mono-estaca e o solo envolvente, foi obtido o modelo completo da turbina eólica fundada, tal como mostrado na Figura 4.14.

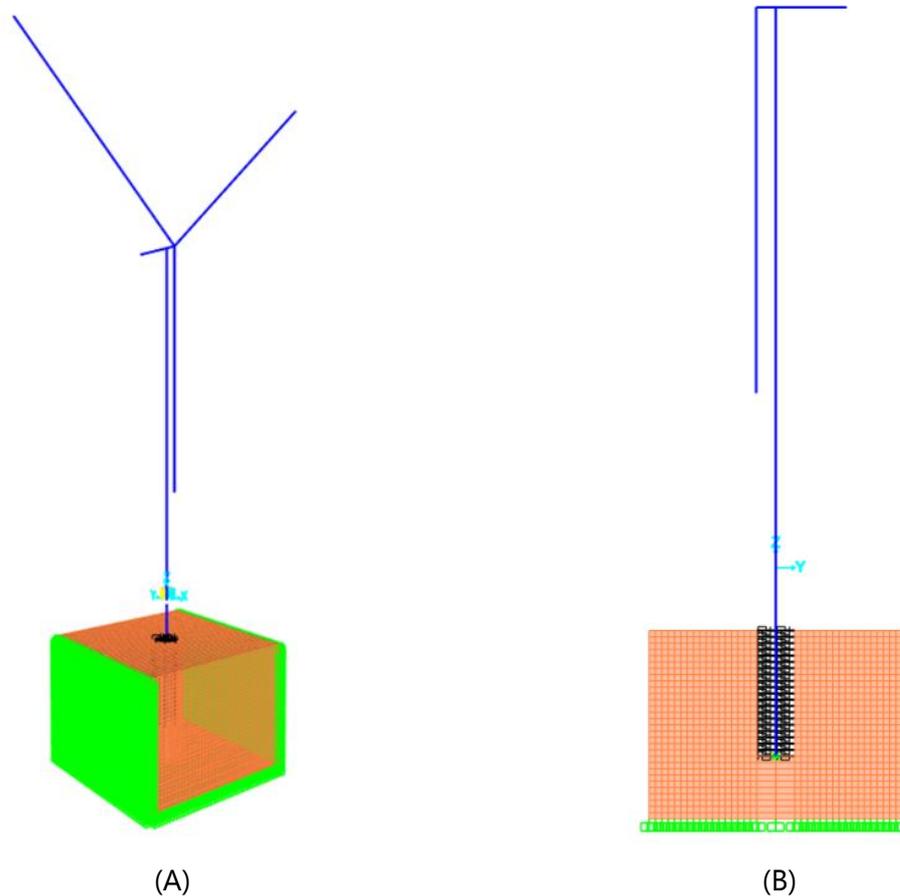


Figura 4.14 - Modelo completo (turbina+solo) no SAP2000; (A) Vista 3D, (B) Plano YZ.

As condições de fronteira adotadas no modelo foram:

- Encastramento na base do solo (limita qualquer deslocamento e rotação na base do modelo). Esta condição simula a existência de um firme rochoso na base do modelo;
- Apoios colocados em duas faces verticais opostas de maneira a serem impedidos os deslocamentos na vertical (limitam  $u_z$ ). Esta condição limita o movimento vertical do solo, forçando a que os modos de vibração/propagação sejam apenas aqueles associados à propagação vertical de ondas de corte (SH);
- Apoio que restringe a rotação da mono-estaca ao longo do próprio eixo (limita  $\theta_z$ ). Esta condição previne a existência de um mecanismo no modelo, não estando em estudo modos de deformação da mono-estaca que envolvam a sua torção.

## APLICAÇÃO AO CASO DE ESTUDO

No presente capítulo são apresentados os procedimentos realizados de maneira a avaliar a vulnerabilidade sísmica de uma turbina eólica *offshore* fundada com recurso à mono-estaca.

A vulnerabilidade sísmica representa a propensão para a estrutura sofrer danos, quando sujeita a uma ação sísmica. Deste modo, utilizou-se uma abordagem probabilística de avaliação de segurança sísmica que tem por base a variabilidade tanto da ação sísmica como dos parâmetros chave da modelação numérica.

O caso de estudo foi iniciado pela caracterização das forças a que a turbina eólica se encontra sujeita em condições normais de funcionamento e de seguida procedeu-se à caracterização das ações sísmicas. Para terminar foi feita a definição dos parâmetros chave dos modelos e as análises dinâmicas incrementais subsequentes, que permitiram caracterizar a probabilidade de ocorrência dos vários estados de danos considerados em função da intensidade da ação sísmica e assim construir as curvas de fragilidade da estrutura em análise.

### 5.1 Definição das Cargas do Vento e das Ondas

#### 5.1.1 Vento

Com recurso ao GeoPortal elaborado pelo LNEG [83], a localização escolhida para a turbina eólica modelada na presente dissertação de mestrado foi Aveiro (ver Figura 2.14). A escolha teve por base o maior número de horas de funcionamento da turbina em capacidade máxima por ano (NEPS), sensivelmente entre 3200 a 3400 horas, e que fosse uma zona de Portugal onde a ação sísmica deve ser considerada.

Devido à dificuldade em caracterizar o comportamento dinâmico do vento nas turbinas eólicas decidiu-se adotar duas abordagens que permitem aproximá-lo a forças estáticas. Para tal, com recurso ao Eurocódigo 1 Parte 4 (EC1-4) [84] foi caracterizada a ação do vento da torre da turbina eólica. Não existe informação específica para as turbinas eólicas no EC1-4 mas uma vez que a torre é composta por um conjunto de cilindros que se vão afunilando de baixo para

cima e que no EC1-4 existem procedimentos para o cálculo da força do vento em estruturas cilíndricas com base circular, adotou-se a simplificação de reduzir a torre de secção variável a uma torre de secção constante cujo diâmetro é igual ao diâmetro médio da torre original. Desta forma admitiu-se que a torre é um cilindro perfeito. Esta simplificação encontra-se do lado da segurança uma vez que, a força do vento ( $F_w$ ) se relaciona diretamente com o diâmetro da estrutura, ou seja, quanto maior o diâmetro, maior será o valor da força do vento. Dessa forma está a assumir-se uma força maior do que a real na parte superior da torre, onde a ação do vento irá provocar o maior efeito de flexão na base.

A força do vento pode ser obtida através da equação (5.1).

$$F_w = c_s c_d \cdot c_f \cdot q_p(z_e) \cdot A_{ref} \quad (5.1)$$

sendo:

$c_s c_d$  - Coeficiente estrutural;

$c_f$  - Coeficiente de força;

$q_p$  - Pressão dinâmica de pico à altura de referência ( $z_e$ );

$A_{ref}$  - Área de referência da construção (ou do elemento de construção).

No cálculo da força do vento do presente trabalho, a área de referência da construção (ou do elemento de construção) é na verdade o diâmetro médio da torre. Desta forma, a força do vento deixa de ser uma carga pontual e passa a ser uma carga distribuída ao longo do comprimento total da torre da turbina eólica.

Relativamente às forças que o vento exerce nas pás durante o seu funcionamento, uma vez que o programa de cálculo utilizado não se trata de um programa aerodinâmico, as mesmas foram aproximadas a uma força estática e a um momento fletor com base nos valores fornecidos para as várias velocidades de vento no trabalho realizado pela NREL [68]. Conforme se encontra representado na Figura 5.1, à medida que a velocidade do vento aumenta tanto a força nas pás (*RotThrust*) como o momento originado pela rotação das pás (*RotTorq*) aumentam.

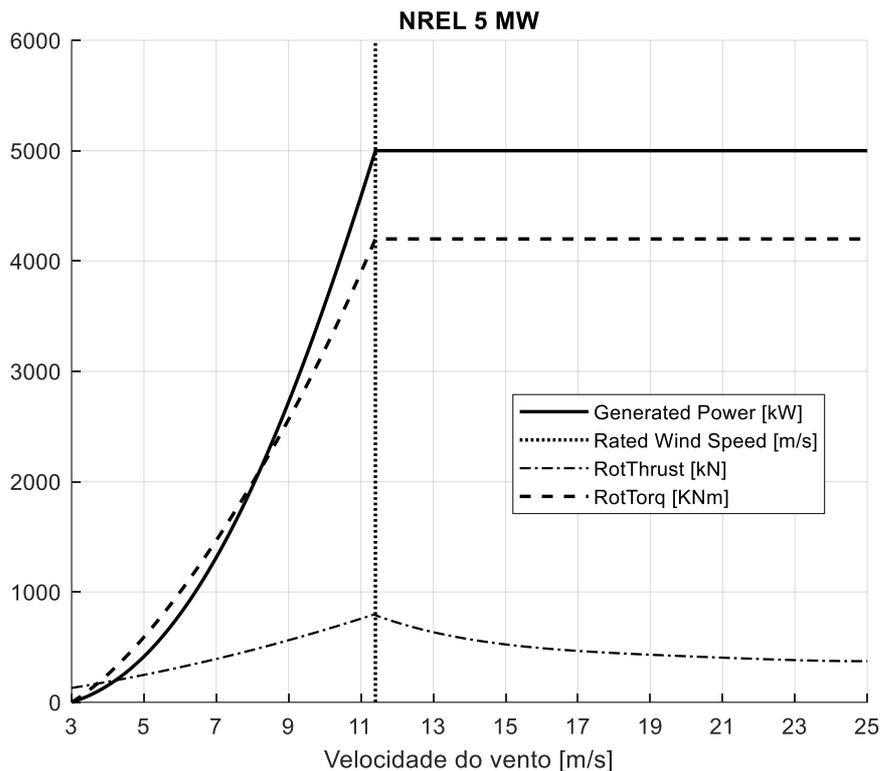


Figura 5.1 - Valores das forças equivalentes do vento nas pás da turbina eólica (adaptado de [68]).

Como seria de esperar as forças mais elevadas verificam-se quando a velocidade do vento é igual à velocidade para a qual a turbina eólica produz energia igual à sua potência nominal (*Rated-Speed*). Contudo, nas análises sísmicas realizadas, o vento foi simulado para as condições normais da eólica, ou seja, com o valor da velocidade igual ao valor da velocidade média anual. Isto deveu-se ao facto de a probabilidade de um sismo ocorrer com condições médias ambientais (em termos de vento e de ondulação) ser superior a quaisquer outras condições.

Desse modo, através da utilização da base de dados disponibilizada pelo *website* Windguru [85] foi possível saber o valor da velocidade média anual do vento na região de Aveiro, tendo resultado um valor igual a 5,20 m/s. A este valor, fez-se um aumento de maneira a contabilizar o facto da velocidade do vento em alto mar ser superior à velocidade perto da costa e, por outro lado, a permitir que a mesma esteja mais de acordo com o valor da velocidade do vento referido no Geoportal para a zona de Aveiro [83]. Para além destes aspetos, também possibilitou aplicar um valor mais conservativo de carga no rotor. Adotou-se assim uma velocidade do vento igual a 7 m/s resultando aproximadamente em 400 kN de força nas pás e um momento igual a 1800 kNm.

## 5.1.2 Ondas

Tal como aconteceu no caso do vento, também nas ondas foi realizada a sua modelação admitindo um carregamento estático e não um carregamento dinâmico. No programa SAP2000 existe um tipo carregamento específico para as ondas que é designado por *Wave*. Esta carga tem associada a si mesma a norma API 2A-WSD [52] permitindo o cálculo automático da força que as ondas exercem na estrutura a partir dos parâmetros base. Consequentemente, começou-se por averiguar as condições do mar na zona de Aveiro, através da consulta do Windguru [85] e do qual se retirou a altura média das ondas e o seu período.

No programa SAP2000 a força das ondas é calculada recorrendo à equação de Morison que por sua vez necessita dos valores de velocidade e aceleração das ondas que são calculados através da teoria de Airy. Esta baseia-se no facto de se considerar que a amplitude da onda é baixa em comparação à profundidade a que o solo se encontra e ao comprimento de onda. Por esse motivo os efeitos de segunda ordem das ondas são desprezáveis. Apesar das simplificações que a teoria de Airy assume, a mesma é amplamente utilizada permitindo caracterizar bastante bem o comportamento real das ondas [86]. Deste modo, assumindo que a turbina se encontra a uma profundidade de 15 m e adotando um coeficiente cinemático igual a 1, todos os parâmetros necessários para a aplicação da teoria de Airy estão definidos. Após esta definição, o programa SAP2000 calcula a força exercida pelas ondas na estrutura em vários passos até ser obtido o valor final da mesma.

Inicia-se o procedimento calculando o período aparente das ondas através da resolução de um sistema de três equações não lineares (equações 5.2, 5.3 e 5.4) [87].

$$\frac{\lambda}{T} = \frac{\lambda}{T_{app}} + V_1 \quad (5.2)$$

$$T_{app}^2 = \frac{2\pi\lambda}{g \cdot \tan\left(\frac{2\pi d}{\lambda}\right)} \quad (5.3)$$

$$V_1 = \frac{4\pi/\lambda}{\sinh\left(\frac{4\pi d}{\lambda}\right)} \cdot \int_{-d}^0 U_c(z_{temp}) \cosh\left[\frac{4\pi(z_{temp} + d)}{\lambda}\right] dz \quad (5.4)$$

Em que,

$\lambda$  - Comprimento de onda;

$T$  - Período de onda;

$T_{app}$  - Período de onda aparente;

$V_1$  - Velocidade efetiva da corrente na direção da onda;

$g$  - Aceleração gravítica;

$z_{temp}$  - Elevação do nível de tempestade da água;

$U_c$  - Componente estacionária do perfil da corrente na elevação  $z$ , na direção da onda e não multiplicada pelo fator de bloqueio de corrente.

$d_{temp}$  - Profundidade da água de tempestade.

Uma vez calculado o período aparente da onda, seguiu-se o cálculo bidimensional dos fatores cinemáticos das ondas, sendo permitido ao utilizador do SAP2000 seleccionar a teoria que pretende usar, a qual no presente trabalho foi a teoria de Airy. Estes fatores são utilizados para corrigir a velocidade e aceleração das partículas da água.

Depois de feito o cálculo da velocidade e da aceleração, determinou-se as dimensões das secções onde incidem as ondas com base nas suas propriedades, sem incluir o crescimento biológico marinho que é característico nas estruturas submersas. Foi realizada, também, a determinação dos coeficientes de atrito e inércia das secções e seguiu-se a aplicação da equação de Morison (equação 5.5).

$$F_H = F_D + F_I = C_D \frac{\gamma_{ag}}{2g} A_p U |U| + C_m \frac{\gamma_{ag}}{g} V \frac{dU}{dt} \quad (5.5)$$

Sendo,

$F_H$  - Força hidrodinâmica por unidade de comprimento;

$F_D$  - Força de atrito por unidade de comprimento;

$F_I$  - Força de inércia;

$C_D$  - Coeficiente de atrito;

$\gamma_{ag}$  - Peso volúmico da água;

$g$  - Aceleração gravitacional;

$A_p$  - Área projetada normal ao eixo do objeto (no caso de tubos - diâmetro efetivo (D));

$V$  - Volume (no caso de tubos -  $\pi D^2/4$ );

$U$  - Componente da velocidade da água na direção normal ao eixo do objeto;

$C_m$  - Coeficiente de Inércia;

$\frac{dU}{dt}$  - Componente da aceleração da água normal ao eixo do objeto.

Deste cálculo foi obtido o carregamento estático das ondas. Nas análises realizadas foi desprezado o efeito das correntes e do crescimento marinho na mono-estaca.

Os parâmetros que serviram de *input* para a modelação das ondas encontram-se na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Parâmetros utilizados na definição das ondas no SAP2000.

Parâmetros	
Altura da onda	2 m
Período da onda	11 s
Profundidade	15 m
Mudline (MDL)	-10 m
Densidade	10,05 kg/m <sup>3</sup>
Ângulo de ataque	90°

Como foi dito anteriormente, a altura da onda bem como o período da mesma foram dados retirados do Windguru para as condições atmosféricas anuais médias do mar na zona de Aveiro. A profundidade bem como a linha de superfície do solo (tipicamente referida como a *mudline*) foram estabelecidas de forma a simular uma profundidade de mar de 15 m encontrando-se a *mudline* a 10 m de profundidade desde a cota zero do SAP2000. Foram ainda definidos a densidade, que foi estabelecida de maneira a contabilizar a concentração salina da água do mar, e o ângulo de ataque, que corresponde à direção de escoamento das ondas. Na presente análise, de maneira a simular a pior situação das condições ambientais "normais", foi considerada a mesma direção para o escoamento das ondas e para o vento. Na Figura 5.2 encontra-se representado um esquema da onda modelada.

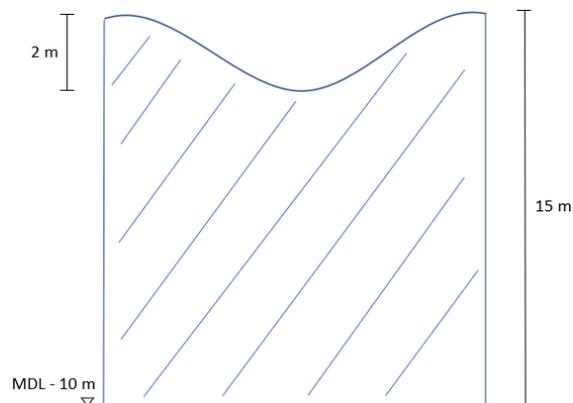


Figura 5.2 - Representação esquemática da onda no SAP2000.

## 5.2 Definição da Ação Sísmica

Com o intuito de se realizar a vulnerabilidade sísmica e avaliar os danos causados pela ação sísmica, na presente dissertação, foram considerados espectros elásticos tipo 2. A seleção do tipo do espectro foi feita com base no facto de as turbinas eólicas fundadas através de mono-estaca, no caso da realidade portuguesa, terem uma distância à costa inferior a 10 km, já que esta atinge rapidamente grandes profundidades [88]. A zona de Aveiro encontra-se abrangida pela zona sísmica 2.4 do Eurocódigo 8 (EC8) [89]. Foi adotado o tipo de terreno C uma vez que o estudo é focado em areias de resistência média com e sem cascalho. A escolha relativa ao terreno teve em conta o facto de, como seria de esperar, a camada superficial da costa oceânica da zona de Aveiro ser altamente heterogéneo no que toca aos tipos de areia que o compõem, como mostra a Figura 5.3.

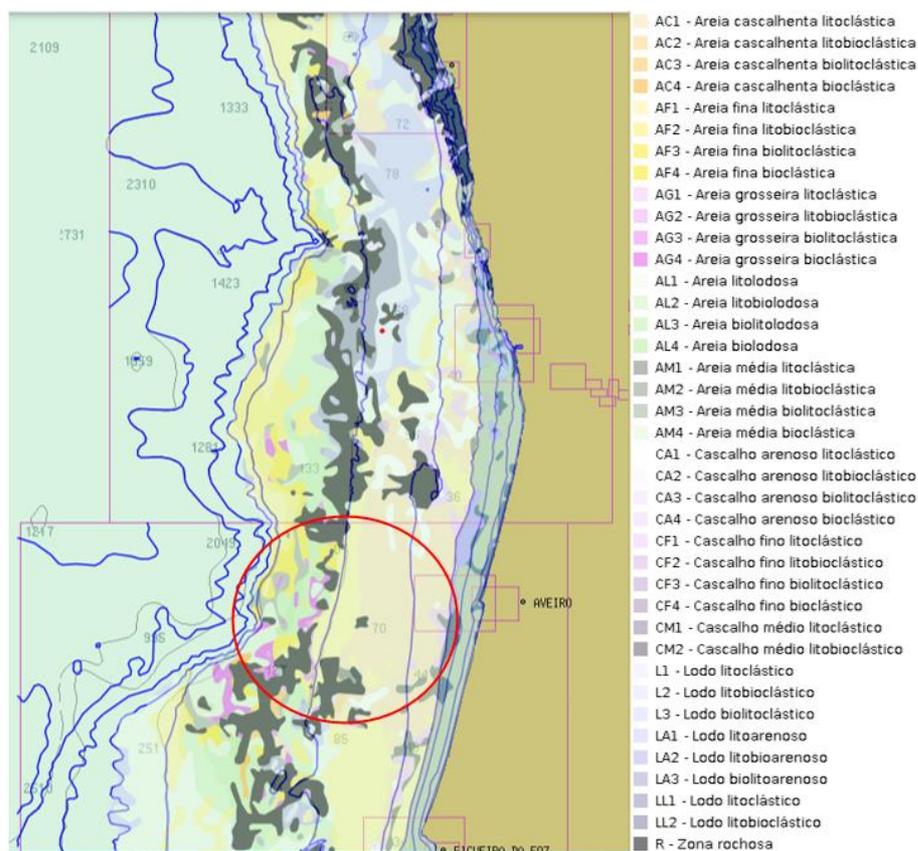


Figura 5.3 - Sedimentação superficial na zona de Aveiro [88].

Desta forma contabilizou-se duas areias com composição e resistência bastante distintas com o intuito de se perceber se e como as condições de fundação influenciam o comportamento sísmico da estrutura. No presente trabalho existiu alguma dificuldade em se perceber qual a estratificação do fundo oceânico português devido à falta de dados

disponíveis. De maneira a ultrapassar este constrangimento, optou-se por modelar o solo como uma camada homogénea de 30 m de altura sobre um firme rochoso.

Relativamente à classe de importância da turbina eólica, foi escolhida a classe III do EC8, uma vez que a turbina é uma estrutura que para além de constituir grandes investimentos financeiros para as empresas responsáveis pela mesma, é ainda uma estrutura que desempenha um papel importante na produção de energia limpa e renovável para a rede elétrica, tornando-se dessa forma um componente importante da infraestrutura energética da sociedade.

No que diz respeito ao nível de amortecimento considerado para a turbina eólica, tal como foi referido no capítulo 2, este surge da soma de várias parcelas diferentes. No caso do presente estudo, uma vez que se pretendia simular uma turbina em funcionamento, e de maneira a que o amortecimento fosse conservativo, escolheu-se adotar para as análises sísmicas o valor de 3%. Este valor vai ao encontro de trabalhos realizados anteriormente com sucesso [50],[59],[64].

A aleatoriedade da ação sísmica foi considerada através da seleção de sete acelerogramas reais, distintos e com ambas as direções horizontais de aceleração sísmica da base de dados *Pacific Earthquake Engineering Research* (PEER) [90]. Os critérios adotados para a seleção dos mesmos foram:

- Distância epicentral inferior a 40 km;
- Magnitude compreendida entre 5.7 e 6.5.

Na Tabela 5.2 encontram-se sintetizados os dados relativos aos acelerogramas de tipo 2 considerados.

Tabela 5.2 - Dados dos acelerogramas escolhidos [90].

<b>Nome</b>	<b>Estação</b>	<b>Data</b>	<b>Magnitude</b>	<b>PGA [g]</b>	<b>Duração [s]</b>
Parkfield	Cholame - Shandon Array #5	28/06/1966	6,19	3,72	44,00
Coalinga-05	Oil City	22/07/1983	5,77	0,32	21,23
N. Palm Springs	North Palm Springs	08/07/1986	6,06	6,71	20,17
San Salvador	Geotech Investig Center	10/10/1986	5,80	5,65	9,05
Northwest China-04	Jiashi	15/04/1997	5,80	2,02	59,96
Chi-Chi	TCU072	20/09/1999	6,20	1,54	74,99
Umbria Marche	Assisi-Stallone	26/09/1997	6,00	1,64	29,43

Posteriormente, com recurso ao programa SeismoMatch, os acelerogramas foram escalados de maneira a respeitar o espectro de resposta regulamentar do tipo 2 definido no EC8 [89], de modo a serem utilizados na realização da análise dinâmica incremental (IDA) no programa de cálculo automático SAP2000. Na Figura 5.4 (A) encontram-se representados os espectros de resposta correspondentes aos acelerogramas escolhidos e o espectro de resposta elástica definido pelo EC8. Na Figura 5.4 (B) os acelerogramas já se encontram escalados.

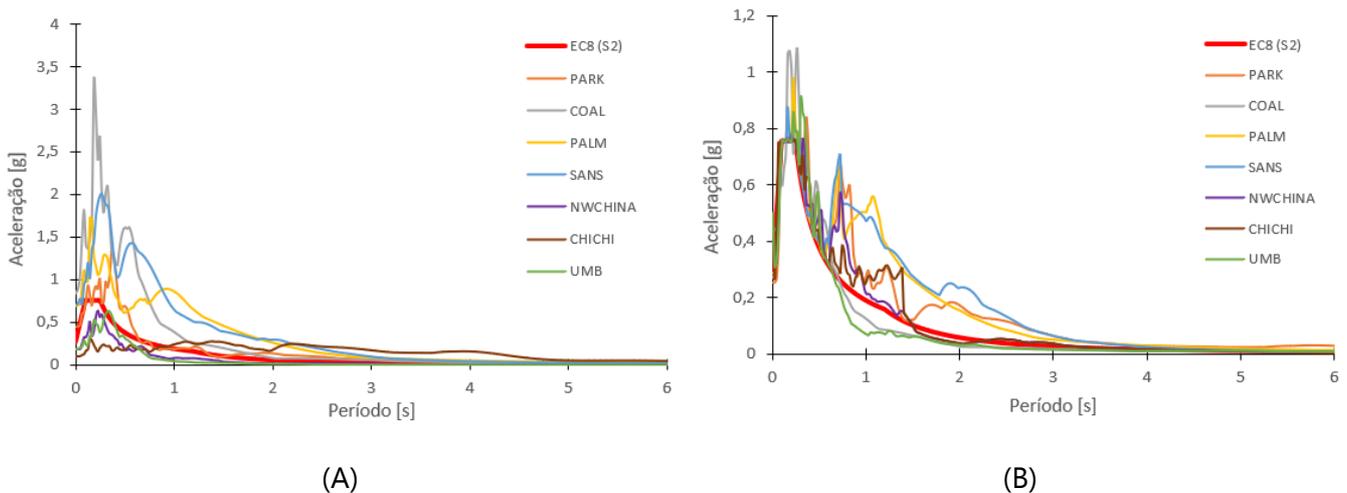


Figura 5.4 - Espectro de resposta elástico e (A) acelerogramas reais, (B) acelerogramas escalados.

Para a aplicação das ações sísmicas no SAP2000, considerou-se que as respetivas ações eram do tipo *time history*. A análise foi considerada como sendo não linear e a solução como sendo modal, o que no programa de cálculo automático se designa por *Nonlinear Modal History*. Como é aconselhado no manual [77], para os cálculos foram utilizados os vetores de Ritz em vez dos vetores Eigen, uma vez que ao serem utilizados os vetores de Ritz, os modos de vibração determinados são apenas os excitados por um carregamento a que a estrutura esteja sujeita. Assim, é possível obter-se uma convergência mais rápida e alcançar melhores fatores de participação de massa.

### 5.3 Variabilidade Probabilística dos Parâmetros Chave

De modo a introduzir variabilidade nos modelos numéricos, contabilizando dessa forma as incertezas físicas e mecânicas do solo, adotou-se uma distribuição probabilística para alguns parâmetros chave de acordo com o estipulado no *Probabilistic Model Code* desenvolvido pelo *Joint Committee on Structural Safety* (JCSS) [91]. Não havendo nenhuma recomendação em relação ao valor a adotar para a distribuição probabilística do módulo de elasticidade do solo, decidiu-se adotar um desvio padrão que permitisse variar os valores num determinado intervalo. Os valores utilizados para definir ambas as areias resultaram da consulta de diferentes fontes [92],[93].

Os parâmetros escolhidos e a sua caracterização probabilística encontram-se sumariados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Caracterização probabilística dos parâmetros chave da areia média sem/com cascalho.

Variável	Distribuição	Unidades	Média	Desvio Padrão
Módulo de elasticidade do solo	Lognormal	MPa	40 / 120	6,2 / 23
Ângulo de atrito interno do solo	Lognormal	Graus	33 / 38,5	6,6 / 7,7
Peso volúmico do solo	Lognormal	kN/m <sup>3</sup>	20,5 / 21,5	2,05 / 2,15

A escolha destes três parâmetros deve-se ao facto de a força última das molas estar diretamente relacionada com o peso volúmico do solo e o respetivo ângulo de atrito interno e ao facto de ser necessário o módulo de elasticidade do solo para caracterizar a rigidez dos elementos finitos sólidos utilizados nos modelos.

Para gerar a distribuição probabilística dos parâmetros escolhidos, recorreu-se a uma rotina escrita em Matlab/Octave (Apêndice D) que origina valores aleatórios para os parâmetros tendo em conta o tipo de distribuição, média e desvio padrão.

As distribuições geradas para os parâmetros-chave da areia média sem cascalho encontram-se na Figura 5.5 (A) e as distribuições para a areia com cascalho encontram-se representadas na Figura 5.5 (B). Geraram-se um total de 100 amostras de valores para cada parâmetro / tipo de solo.

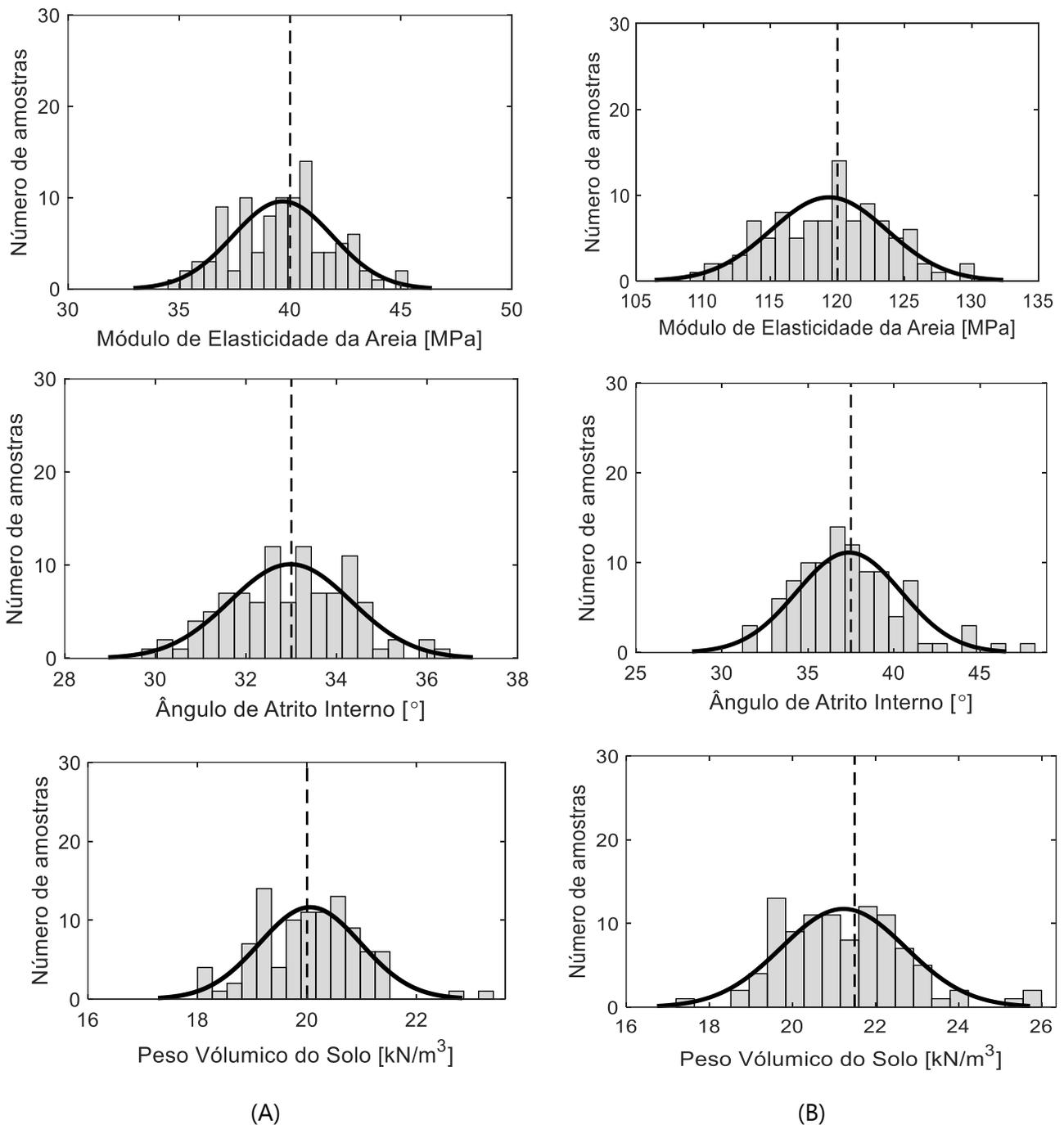


Figura 5.5 - Distribuição probabilística para a areia média sem cascalho (A) e areia média com cascalho (B):  
Módulo de elasticidade da areia, Ângulo de atrito interno, Peso volúmico.

Não foram consideradas incertezas relativas às propriedades do aço que compõem a estrutura da turbina eólica nem da mono-estaca, tendo-se admitido que a variabilidade das propriedades físicas e mecânicas do aço é muito inferior às variações possíveis do solo.

## 5.4 Frequências de Excitação Ambientais e Mecânicas

A análise da frequência natural e dos modos de vibração é de extrema importância uma vez que dessa forma é possível prevenir comportamentos de ressonância devido a forças externas. A ressonância ocorre quando a frequência das forças externas é igual ou próxima à frequência natural da estrutura, dando origem a grandes amplitudes de vibração e possíveis danos estruturais. Nas turbinas eólicas a análise das frequências é fundamental de maneira a ajustar o projeto para evitar que a estrutura entre em ressonância e assim comprometer a sua estabilidade e segurança [24].

As principais fontes de excitação das turbinas eólicas são o vento, responsável pela rotação do rotor e pela passagem das pás pela torre, e as ondas marítimas.

A frequência da rotação do rotor é designada por 1P e varia, para o caso da turbina eólica NREL 5 MW, entre 0,115 Hz e 0,202 Hz. Esta variação ocorre devido ao facto de a rotação do rotor ser influenciada pela velocidade do vento. Quanto maior for a velocidade do vento maior será a rotação do rotor, influenciando, por isso, a sua frequência de rotação. A rotação do rotor, de acordo com o referido no capítulo 2, varia entre 6,9 rpm, para uma velocidade do vento de cerca de 3 m/s (*Cut-in speed*), e 12,1 rpm, para uma velocidade do vento igual ou superior a 11,4 m/s (*Rated speed*) e inferior a 25 m/s (*Cut-out speed*). A frequência da passagem das pás pela torre é designada por 2P ou 3P dependendo, respetivamente, de a turbina eólica ser composta por duas ou por três pás. Esta frequência é obtida através da multiplicação da frequência 1P pelo número de pás que compõem a turbina em estudo.

No caso da presente dissertação, a turbina usada, a NREL 5 MW, é composta por 3 pás, pelo que a frequência de passagem das pás pela torre é designada por 3P e tem valores que variam entre 0,345 Hz e 0,606 Hz (tendo estes valores resultado da multiplicação do intervalo de valores da frequência 1P por três).

Os valores de período de pico das ondas dependem das condições ambientais e meteorológicas, conseqüentemente abrangem uma grande faixa de frequências, com valores compreendidos entre os 5 segundos para condições normais e 20 segundos para casos de tempestade, resultando, por isso, um intervalo de frequências entre os 0,05 Hz e os 0,20 Hz. Correntemente é usado o espectro de Pierson & Moskowitz para representar a gama de frequências das ondas.

No dimensionamento das turbinas eólicas, existem três tipos de dimensionamento possíveis: o *soft-soft*, *soft-stiff* e *stiff-stiff*. No dimensionamento do tipo *soft-soft*, a estrutura é projetada de maneira a ser muito flexível e a sua frequência natural é inferior à frequência

1P. No dimensionamento *soft-stiff*, a frequência natural da turbina eólica encontra-se entre a 1P e a 3P. Este dimensionamento é o mais utilizado. Por fim, no dimensionamento *stiff-stiff*, a frequência natural é superior ao limite superior da frequência 3P, tornando assim a estrutura bastante rígida. No dimensionamento *stiff-stiff* embora se verifique a maior resistência à fadiga, é também o mais dispendioso, pois nesta situação as fundações são bastantes robustas obrigando a maiores gastos a nível de produção, transporte e instalação [24]. Na Figura 5.6 encontram-se representados os espectros das frequências de excitação da turbina eólica NREL 5 MW. A frequência mais baixa (0,233 Hz) que foi obtida nos modelos encontra-se representada por uma linha vermelha no gráfico da Figura 5.6, estando todos os modelos em segurança relativamente à ressonância e em condições de dimensionamento *soft-stiff*.

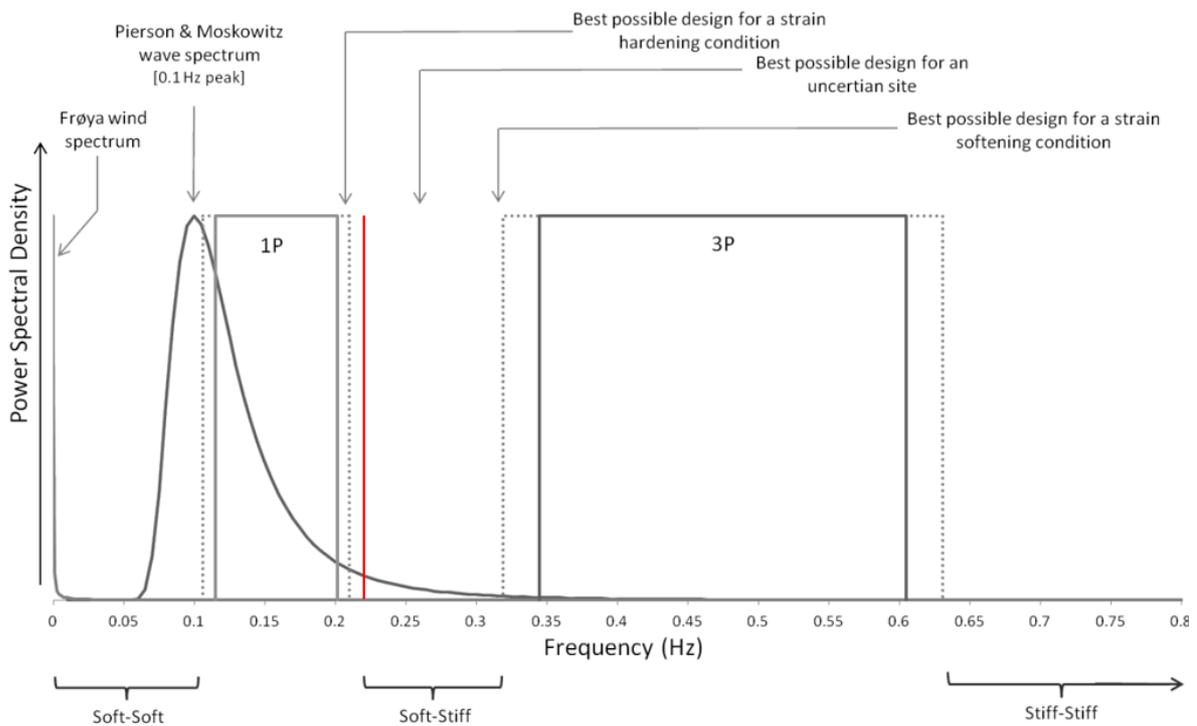


Figura 5.6 - Espectro de frequências de excitação (adaptado de [24]).

## 5.5 Análise Dinâmica Incremental

Na presente dissertação considerou-se a análise dinâmica incremental (IDA) para caracterizar a fragilidade sísmica de uma turbina eólica fundada por uma mono-estaca. Esta abordagem consiste em realizar um conjunto de análises dinâmicas não lineares, onde se vai gradualmente incrementando a aceleração máxima do solo (PGA) da ação sísmica considerada.

Após a realização das várias análises, existem dados suficientes para se construir as curvas de fragilidade da estrutura em análise e, com essas curvas, determinar a probabilidade de ocorrência de um determinado estado de dano para um determinado nível de intensidade sísmica. De reforçar que os incrementos na intensidade devem ser realizados com precaução de maneira a ser possível recolher dados de todas as fases do comportamento da estrutura, ou seja, desde a fase elástica até à fase plástica, terminando no colapso da mesma.

### 5.5.1 Aplicação da abordagem IDA

De maneira a realizar uma rigorosa análise dinâmica incremental é fundamental submeter os vários modelos numéricos a um conjunto de acelerogramas cujo PGA vai aumentando gradualmente desde a resposta em fase elástica 0,2g até ao valor que garante o colapso em mais de 50% dos modelos numéricos [94]. No caso da presente dissertação, de modo a garantir essa condição, adotou-se o valor máximo de PGA igual a 2,0g. O passo de incremento utilizado para a análise IDA foi constante e com valor igual a 0,2g. Desta forma, foram realizados 10 incrementos de PGA resultando por isso em 1000 análises não lineares por cada tipo de areia.

De realçar que, para além do facto de cada modelo numérico ter uma combinação única de valores dos parâmetros-chave para a caracterização do solo, cada modelo ainda tem uma das sete ações sísmicas escolhidas. A atribuição das mesmas a cada modelo foi realizada de forma totalmente aleatória. As ações sísmicas foram aplicadas nas duas direções horizontais, tendo-se desprezado a contribuição da parcela vertical das mesmas.

Na Figura 5.7 encontram-se a título de exemplo, as rotações máximas na base, para os diferentes PGA, determinadas com base nas simulações dinâmicas com um dos modelos, considerando ambas as areias. Desta figura, é desde já possível anteciper a significativa importância que as propriedades de fundação terão nos resultados finais em termos de curvas de fragilidade.

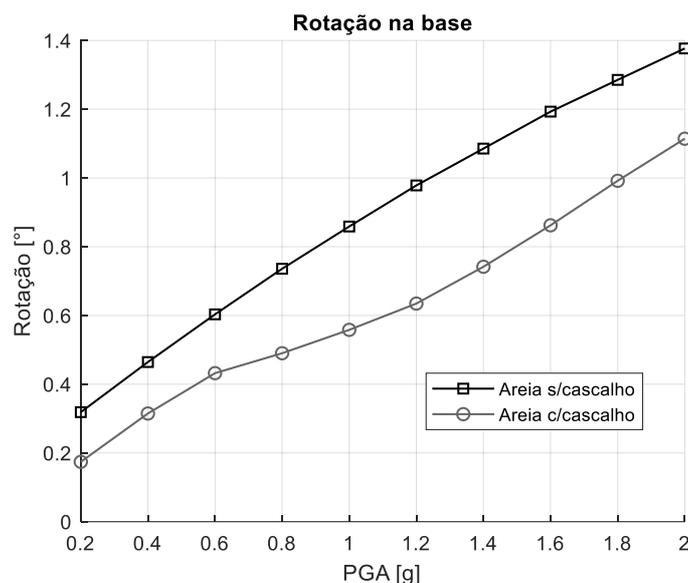


Figura 5.7 - Rotação na base da turbina eólica obtida num dos modelos realizados.

## 5.6 Estados de Dano

Os estados de danos são correntemente utilizados para descrever o grau de dano que uma estrutura sofre durante um evento onde haja grandes solicitações de carga. Esses estados de danos são normalmente classificados em níveis, com base numa escala de zero a quatro (por vezes de zero a cinco), sendo o primeiro nível correspondente a um estado sem dano e o quarto nível a um estado de dano muito elevado, estado esse que se admite corresponder ao colapso da estrutura. Esta classificação é bastante útil na tomada de decisões em relação ao futuro de uma estrutura depois de um determinado evento, como por exemplo se a mesma pode ser reparada ou se é preferível ser substituída. Além disso, os estados de danos podem ser utilizados para avaliar a probabilidade de uma estrutura sofrer danos semelhantes no futuro e ajudar na determinação de medidas preventivas para reduzir o risco dos danos.

No presente trabalho foram adotados quatro níveis de dano para a avaliação de dano estrutural da turbina eólica, não tendo sido contabilizado o nível zero, ou seja, o nível sem dano. Desse modo estabeleceu-se que:

- DS1 - Danos estruturais ligeiros;
- DS2 - Danos estruturais moderados;
- DS3 - Danos estruturais extensos;
- DS4 - Colapso.

Uma vez que a informação relativa aos estados de dano ainda não é totalmente unânime, decidiu-se adotar parâmetros adaptados ao presente caso de estudo. Dessa forma definiu-se o primeiro nível de dano de acordo com a limitação imposta pela norma DNV [95] para a rotação máxima da base da turbina, na interface do solo, ser inferior a  $0,5^\circ$  contabilizando os erros durante a construção. Assim, admitiu-se que a rotação deverá ficar limitada a  $0,25^\circ$  por se estar a considerar unicamente a parcela devida aos carregamentos externos [67]. Esta limitação tem por base as condições de serviço da turbina eólica que são afetadas tais como: a diminuição da energia produzida, possíveis interferências no sistema de arrefecimento dentro da *nacelle* devido à inclinação da torre e ainda o aumento dos momentos a que a turbina se encontra sujeita [24].

O segundo nível de dano é caracterizado por se atingir uma extensão de solo em cedência igual ao raio da mono-estaca utilizada, ou seja, 3 metros. Este estado de dano corresponde ao dano moderado uma vez que ultrapassa o limite de rotação imposto para o primeiro nível de dano, mas no qual ainda não foram atingidas as cedências do material que compõem a turbina eólica. No entanto, será importante efetuar testes e inspeções de maneira a perceber que tipo de intervenção será necessária realizar, em função da verdadeira extensão dos danos na torre, da inclinação residual da torre após a ação sísmica e com vista ao bom funcionamento da turbina eólica.

Os danos três e quatro correspondem, respetivamente, a 85% e a 100% da tensão de cedência elástica de uma secção de classe 4. Estes danos, relacionam-se entre si pois, considerou-se importante para o presente trabalho, contabilizar uma extensão de dano elevada o suficiente para ter um comportamento muito perto do colapso sem que este seja atingido. Dessa forma, é possível determinar os níveis de PGA para os quais a probabilidade de se atingir 85% da tensão de cedência é bastante elevada e, assim, imediatamente após a ocorrência do sismo, perceber quais os tipos de trabalho necessários e averiguar quais as eventuais secções da estrutura a serem sujeitas a reparação, por forma a ser possível restabelecer o bom funcionamento da turbina eólica.

Como foi previamente referido, as análises foram realizadas em concordância com o estabelecido nos Eurocódigos, sendo a tensão de cedência da torre analisada com base nas metodologias estipuladas na norma EN1993-1-6 [96] uma vez que poderão ocorrer fenómenos de encurvadura local.

A tabela 5.4 sumariza os estados de danos considerados neste trabalho.

Tabela 5.4 - Definição dos estados limite de dano.

Estado de dano - descrição		Limites
DS <sub>1</sub>	Danos estruturais ligeiros	0,25° de rotação da base da turbina na interface do solo
DS <sub>2</sub>	Danos estruturais moderados	Cedência do solo 3 m de profundidade
DS <sub>3</sub>	Danos estruturais extensos	85% da tensão de cedência
DS <sub>4</sub>	Colapso	Tensão de cedência

De acordo com a norma EN1993-1-6 [96], existem três tensões que são necessárias calcular para realizar a verificação dos Estados Limites Últimos (ELU):

- Tensões meridionais;
- Tensões circunferenciais;
- Tensões tangenciais.

No caso específico da análise de vulnerabilidade sísmica da turbina eólica, constatou-se que as tensões críticas com potencial de atingir o patamar de cedência foram unicamente as tensões meridionais. As tensões tangenciais não se revelaram críticas em nenhum caso de análise, e as tensões circunferenciais de facto não vão depender da ação sísmica, mas apenas da ação do vento. Por este motivo, a descrição do processo de cálculo do valor limite das tensões circunferenciais e tangenciais é apresentado no Apêndice E, descrevendo-se de seguida apenas a formulação referente às tensões meridionais.

As tensões meridionais, são calculadas com base na teoria da membrana, tendo em conta, por isso, o esforço axial e o momento fletor. As tensões meridionais podem ser obtidas através da equação (5.6).

$$\sigma_{x,Ed} = \frac{F_N}{2\pi r t} \pm \frac{M_f}{\pi r^2 t} \quad (5.6)$$

Sendo,

$F_N$  - Esforço axial;

$M_f$  - Momento Fletor;

$r$  - Raio da secção;

$t$  - Espessura.

Para o caso em questão, a torre eólica foi dividida em dez secções, cada uma delas com 8,76 m, de maneira a avaliar as tensões atuantes por zona da torre. Os raios e as espessuras utilizadas encontram-se representadas na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 - Raios e espessuras das diferentes secções da torre da turbina eólica.

Altura [m]	L [m]	D [m]	r [m]	t [m]
8,76	8,76	6,00	3,00	0,027
17,52	8,76	5,76	2,88	0,026
26,28	8,76	5,53	2,76	0,025
35,04	8,76	5,29	2,64	0,024
43,80	8,76	5,05	2,53	0,023
52,56	8,76	4,82	2,41	0,023
61,32	8,76	4,58	2,29	0,022
70,08	8,76	4,34	2,17	0,021
78,84	8,76	4,11	2,05	0,020
87,60	8,76	3,87	1,94	0,019

A tensão meridional deve verificar a condição da equação (5.7). Caso não verifique poderão existir efeitos de encurvadura local.

$$\sigma_{x,Ed} \leq \sigma_{x,Rd} \quad (5.7)$$

$$\sigma_{x,Rd} = \frac{\chi_x f_y}{\gamma_{M1}} \quad (5.8)$$

Em que,

$\chi_x$  - Fator de redução;

$f_y$  - Tensão de cedência do material;

$\gamma_{M1}$  - Coeficiente de segurança.

Adotou-se para a tensão de cedência do material o valor de 355 MPa e para o coeficiente parcial de segurança o valor 1.1, como é sugerido na norma EN1993-1-6 [96]. Na tabela 5.6 encontram-se os valores obtidos para os fatores de redução bem como os das tensões meridionais resistentes.

Tabela 5.6 - Valores dos fatores de redução e tensões meridionais resistentes.

Altura [m]	$\chi_x$	$\sigma_{x,Rd}$ [MPa]
8,76	0,732	236,24
17,52	0,734	236,76
26,28	0,735	237,31
35,04	0,737	237,91
43,80	0,739	238,55
52,56	0,741	239,24
61,32	0,745	240,35
70,08	0,747	241,18
78,84	0,750	242,09
87,60	0,753	243,09

## 5.7 Curvas de Fragilidade

Na engenharia de estruturas, as curvas de fragilidade são representações fundamentais para compreender e avaliar a vulnerabilidade de uma estrutura quando sujeita a carregamentos externos, como por exemplo os sismos ou outros quaisquer fenómenos de risco naturais. Usualmente, essas curvas, são obtidas através da realização de análises dinâmicas incrementais (IDA), embora existam outros métodos que também são bastante utilizados como as análises *pushover*, análise probabilística de risco sísmico (PSHA) e o método do espectro de capacidade (CSM). No caso do presente trabalho, as curvas representam a probabilidade de se igualar ou exceder um determinado nível de dano associado a uma determinada intensidade sísmica. A intensidade sísmica pode ser representada com base nos registos de nível do movimento do solo, sendo quantificada através de parâmetros como a aceleração máxima do solo (PGA), a velocidade máxima do solo (PGV), a aceleração espectral ( $S_a$ ) e o deslocamento espectral ( $S_d$ ) [97].

Para a representação das curvas de fragilidade, foi utilizada uma distribuição cumulativa logarítmica-normal em função de uma medida de intensidade que pode ser definida pela equação (5.9) [94].

$$P \left[ \frac{DS_i}{d} \right] = \theta \left[ \frac{1}{\beta_{DS_i}} \ln \left( \frac{d_{IDA}}{DS_i} \right) \right] \quad (5.9)$$

Sendo,

$DS_i$  - Estado de dano  $i$ ;

$d_{IDA}$  - Deslocamento da IDA;

$\theta$  - Função de distribuição cumulativa logarítmica-normal;

$\beta_{DS_i}$  - Desvio padrão do logaritmo natural de variável  $DS_i$ .

As curvas de fragilidade que serão apresentadas no capítulo 6, traduzem probabilidades que foram determinadas com base nos resultados de 2000 análises dinâmicas incrementais realizadas com recurso ao programa de cálculo automático SAP2000. A totalidade dos 200 modelos numéricos desenvolvidos para a realização das análises dinâmicas incrementais corresponde a 100 modelos onde se utilizou areia média sem cascalho e a outros 100 modelos referentes a areia média com cascalho, pretendendo-se, assim, avaliar a influência do solo no local onde a turbina se encontra fundada.

Os resultados das diferentes análises IDA encontram-se em função da aceleração máxima do solo (PGA), e representam o comportamento estrutural da turbina eólica, considerando as suas condições de fundação. As curvas de fragilidade resultam da combinação do estado de dano das molas que representam o solo, do nível de deslocamentos da turbina e das tensões que foram experienciadas ao longo da torre da turbina eólica. Também foi avaliada a probabilidade de se atingir um determinado estado de dano para um PGA de projeto de 0,21g, PGA esse referente à zona sísmica estabelecida pelo EC8 [89] do local escolhido para este hipotético parque eólico *offshore* em Portugal.

O PGA de projeto foi assim calculado para a zona de Aveiro, que corresponde à zona 2.4 do EC8 uma vez que as ações sísmicas em análise são do tipo 2, tendo-se uma aceleração máxima de referência ( $a_{gr}$ ) com valor igual a 1,1 m/s<sup>2</sup>. Admitindo para a turbina eólica a classe de importância III, obtém-se um coeficiente de importância ( $\gamma$ ) igual a 1,25. Com recurso à expressão estabelecida no EC8 (equação 5.10) obtém-se o valor de cálculo da aceleração para um terreno tipo A.

$$a_{ga} = a_{gr} \cdot \gamma \quad (5.10)$$

No entanto, como foi referido anteriormente, considerou-se um terreno do tipo C sendo necessário, nesse caso, realizar o ajuste ao valor de cálculo da aceleração. Para tal, utilizando o valor de aceleração correspondente ao terreno tipo A e um valor tabelado definido do espectro de resposta elástico ( $S_{m\acute{a}x}$ ) foi calculado o parâmetro  $S$  através da equação (5.11).

$$S = S_{m\acute{a}x} - \frac{S_{m\acute{a}x} - 1}{3}(a_{ga} - 1) \quad (5.11)$$

Resulta por fim através da equação (5.12) o valor do PGA de projeto (0,21g) utilizado, onde  $g$  corresponde ao valor da aceleração gravítica,  $9,81 \text{ m/s}^2$ . Assim o valor de cálculo da aceleração do terreno tipo C passa da unidade  $\text{m/s}^2$  para a unidade  $g$ .

$$a_{gi} = \frac{a_{gr} \cdot \gamma \cdot S}{g} \quad (5.12)$$



## APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

De acordo com os estados de dano definidos na Tabela 5.6 foi possível identificar e classificar o dano estrutural ocorrido para um PGA específico, contabilizando-o através da determinação das probabilidades de ocorrência para os respectivos níveis de dano. Nas Tabelas 6.1 e 6.2 encontram-se sumariadas as probabilidades de ocorrência para os diferentes níveis de dano contabilizados.

Tabela 6.1 - Probabilidade de ocorrência de cada estado limite de dano para areia média sem cascalho.

PGA (g)	DS1	DS2	DS3	DS4
0,2	64	0	0	0
0,4	100	48	30	19
0,6	100	98	70	37
0,8	100	100	95	78
1,0	100	100	100	96
1,2	100	100	100	100

Tabela 6.2 - Probabilidade de ocorrência de cada estado limite de dano para areia média com cascalho.

PGA (g)	DS1	DS2	DS3	DS4
0,2	37	0	0	0
0,4	100	77	62	42
0,6	100	100	100	86
0,8	100	100	100	100
1,0	100	100	100	100
1,2	100	100	100	100

Com base na informação disposta nas Tabelas 6.1 e 6.2, foi possível calcular o PGA associado à probabilidade de metade dos modelos atingirem o colapso e, ainda, o desvio

padrão dos níveis de dano, o que permitiu traçar as curvas de fragilidade apresentadas nas Figuras 6.1 e 6.2.

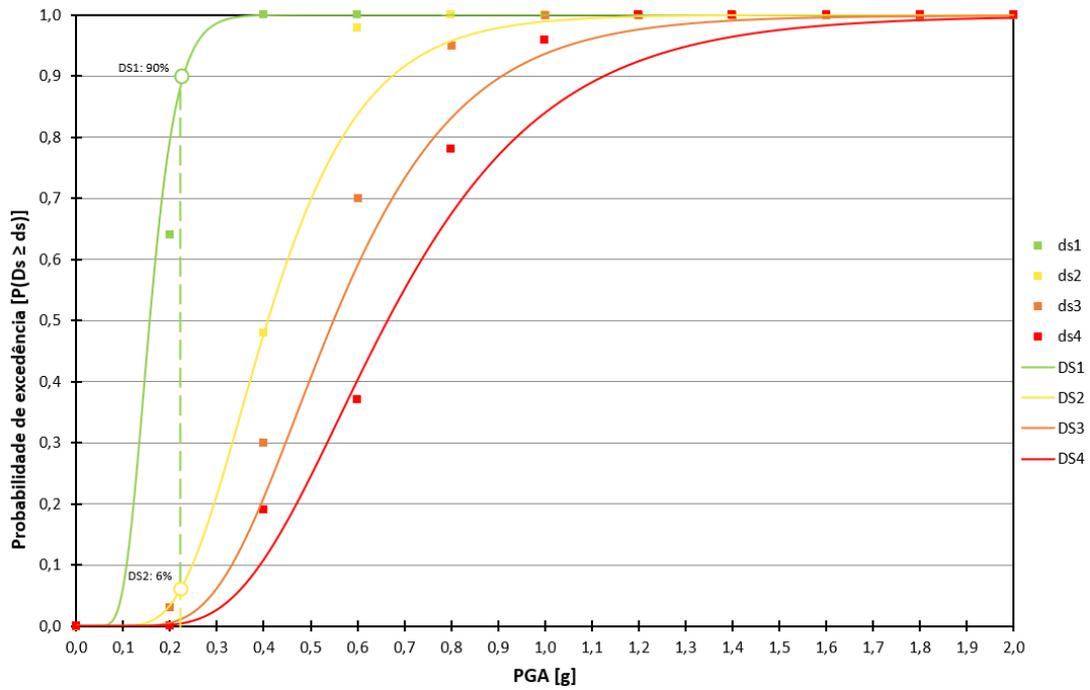


Figura 6.1 - Curvas de fragilidade dos modelos com areia sem cascalho (solo brando).

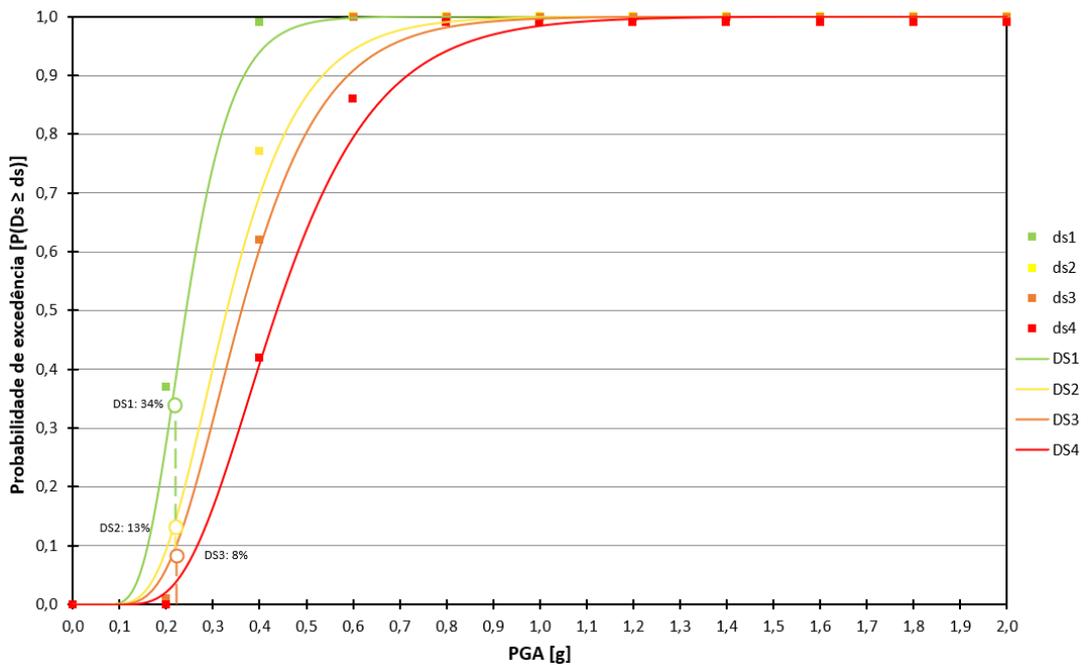


Figura 6.2 - Curvas de fragilidade dos modelos com areia com cascalho (solo rijo).

Com base nas curvas de fragilidade é possível perceber, tal como seria de esperar, que o solo tem bastante influência no dimensionamento das turbinas eólicas.

## 6.1 Turbina fundada em areia sem cascalho (solo brando)

Relativamente aos modelos compostos por areia sem cascalho verificou-se que, para o PGA de projeto (0,21g), a probabilidade de ocorrer o primeiro nível de dano é bastante alta, cerca de 90%. Nesse sentido, caso as turbinas eólicas, de um possível parque eólico *offshore*, estivessem fundadas neste tipo de solo, iriam experimentar, para sismos de pequena intensidade, danos que ultrapassam o estado de serviço das mesmas. Tal iria implicar a necessidade de inspeções aos equipamentos de maneira a verificar as suas condições de funcionamento e assegurar que a produção de energia, depois do evento sísmico, continuaria a ocorrer na sua normalidade.

No que concerne ao segundo estado de limite, ou seja, ao estado associado à plastificação do solo numa profundidade igual ao raio da mono-estaca, a probabilidade de ocorrência é cerca de 6%, portanto bastante baixa. Consequentemente, poderá concluir-se que para o PGA de projeto a plastificação do solo na fundação não será uma preocupação. No entanto, para um PGA mais elevado, como por exemplo 0,4g, a probabilidade de ocorrência do segundo estado de dano é cerca de 48%, pelo que é bastante mais elevada. Assim, neste caso, não só seria necessário averiguar os equipamentos como também avaliar o verdadeiro impacto da plastificação do solo, uma vez que este poderá acarretar a necessidade de uma intervenção mais extensa ao nível da fundação da turbina.

No PGA de projeto (0,21g) ambos os estados de dano são inexistentes não sendo, por isso, necessário a sua contabilização. Para valores de PGA mais elevados, como por exemplo 0,5g, os níveis de dano 3 e 4 apresentam valores bastante mais importantes, respetivamente, 40% e 25%.

## 6.2 Turbina fundada em areia com cascalho (solo rijo)

Relativamente aos resultados obtidos para os modelos onde o solo foi modelado considerando-o como areia com cascalho, ou seja, um terreno de fundação mais rígido, foi observado para o PGA de projeto uma probabilidade de ocorrência do nível de dano 1 bastante mais baixa, cerca de 34%, em relação aos modelos com areia sem cascalho. Este

resultado é esperado, dado que sendo a fundação mais rígida, os deslocamentos e rotações experienciadas pela turbina serão previsivelmente menores para a mesma intensidade sísmica.

No entanto, os restantes níveis foram alcançados (para a mesma probabilidade de excedência) comparativamente mais cedo. Para o nível de dano 2 obteve-se uma probabilidade de 13% e para o nível de dano 3 cerca de 8%. Ao que tudo indica a redução das vibrações impostas pelo sismo na turbina eólica pela consideração da fundação mais rígida levou por outro lado ao aumento dos esforços associados às ações sísmicas.

Do ponto de vista das molas que representam o comportamento não-linear do solo envolvente da mono-estaca, aparentemente a transmissão de forças entre a mono-estaca e o solo dá-se mais à superfície pelo carácter mais rígido da fundação, o que conduz à plastificação das molas superficiais mais rapidamente. Do ponto de vista dos esforços na estrutura metálica da torre, igualmente a consideração de uma fundação com maior rigidez rotacional levou a uma maior concentração de esforços na base, e consequentemente a valores mais elevados da tensão atuante.

No entanto, refere-se que nos modelos com areia com cascalho, tal como foi observado para os de areia sem cascalho, valores de PGA mais elevados do que o PGA de projeto (0,21g) podem apresentar valores bastante mais relevantes para os níveis de dano 3 e 4 (por exemplo para um PGA 0,5g determinou-se 80% para o nível de dano 3 e 64% para o nível de dano 4).

No que diz respeito ao nível de dano 4, em ambas as modelações, como foi referido anteriormente, as tensões circunferenciais e as tensões transversais não foram críticas, uma vez que não alcançaram a cedência. Observou-se que as roturas locais ocorreram devido às tensões meridionais, ou seja, devido ao efeito conjunto dos esforços axiais com os elevados momentos fletores.

## 6.3 Análise Geral

No presente trabalho, à semelhança do que ocorreu num estudo realizado por Kjøurlag [50], foi também possível constatar que o deslocamento na *nacelle* foi dominado pela ação do vento para níveis de PGA mais baixos, tendo a ação sísmica uma maior contribuição para PGA acima dos 1g (Figura 6.3). Neste sentido existe interesse em executar um estudo mais profundo onde se tenham em conta diferentes velocidades de vento, preferencialmente valores perto e superiores à *rated speed*.

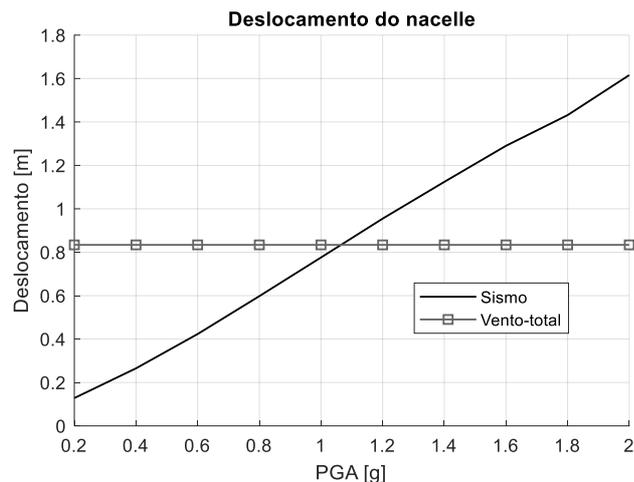


Figura 6.3 - Comparação do deslocamento da nacelle devido à ação sísmica e ao vento no modelo com areia sem cascalho.

Tendo em conta os resultados acima discutidos, considera-se que os estudos de vulnerabilidade sísmica são exequíveis e fundamentais para o dimensionamento das turbinas eólicas que se encontram em regiões de risco sísmico e que o presente trabalho permitiu um maior conhecimento sobre esta temática. Contudo, também existiram algumas limitações, nomeadamente:

- Apenas foram consideradas as ações sísmicas do tipo 2, pelo que não foi realizada uma análise completa de vulnerabilidade sísmica. Para que isso ocorresse, seria importante considerar as ações sísmicas do tipo 1. Esta consideração será particularmente importante na avaliação de colocação de turbinas eólicas *offshore* a Sul de Lisboa.
- A zona considerada apesar de ser uma das zonas com maior potencial eólico em Portugal, relativamente às horas de produção de energia (NEPS) [83], é em contrapartida uma zona com sismicidade relativamente baixa. Por conseguinte, a probabilidade de existirem danos importantes aquando da ocorrência de um sismo regulamentar é bastante baixa.
- Embora se tenha seguido as várias recomendações e normas no dimensionamento das ações ambientais que solicitam a turbina eólica *offshore* [68],[52],[84], reconhece-se alguma limitação nas análises, uma vez que as mesmas foram tratadas como cargas estáticas e não como cargas dinâmicas.
- Relativamente à caracterização das propriedades mecânicas do solo também se reconhecem algumas limitações nos modelos, já que seria benéfico para o estudo da vulnerabilidade sísmica existirem dados reais das propriedades mecânicas do solo e ainda dados sobre as camadas constituintes até uma profundidade de 30 m de maneira

a ser executada a correta estratificação do terreno. No entanto, salienta-se que a metodologia desenvolvida e proposta permite a consideração dessa eventual estratificação sem dificuldades.

- A realização de um terreno totalmente homogêneo poderá influenciar a vulnerabilidade sísmica uma vez que a resposta sísmica é menor conduzindo assim a uma subestimação dos danos [62].
- Para a análise da secção da torre foi adotado o EC3-6 que tem uma abordagem relativamente conservativa em relação às encurvaduras locais da secção. Nesse sentido, é importante referir que a turbina chegou à cedência com base nessa formulação e não com base na observação de encurvadura local no programa SAP2000.

# CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

## 7.1 Conclusões

A presente dissertação de mestrado focou-se no estudo da avaliação da vulnerabilidade sísmica da turbina eólica *offshore* NREL 5 MW, fundada por uma mono-estaca, tendo a sua localização sido considerada ao largo de Aveiro. Nas análises foi ainda considerado que para além da turbina eólica se encontrar sujeita às ações sísmicas também se encontrava sujeita às ações ambientais, vento e ondas.

Iniciou-se o trabalho pela modelação da turbina eólica através do programa de cálculo automático SAP2000. Uma vez obtidas as frequências modais relativamente parecidas com as frequências apresentadas no relatório da NREL, realizou-se a modelação do solo onde esta iria ser fundada. Foram conseguidos resultados para as frequências de excitação do solo com correspondência às frequências teóricas apresentadas na literatura. Considerou-se que dessa forma a verificação do modelo numérico da turbina eólica através do SAP2000 foi realizada com sucesso.

De modo a determinar a vulnerabilidade sísmica da turbina eólica, foram realizadas análises dinâmicas incrementais, resumindo os resultados das mesmas nas representações gráficas designadas por curvas de fragilidade. Foram definidos para tal 200 modelos, 100 modelos onde o solo foi considerado como areia média sem cascalho e 100 modelos considerando o solo como areia média com cascalho. Os modelos foram associados a uma abordagem probabilística permitindo, assim, contabilizar as incertezas relativas às propriedades mecânicas de ambos os solos. Também se teve em conta a variabilidade das ações sísmicas através da atribuição aleatória de um dos sete acelerogramas escolhidos, da base de dados PEER [90], a cada modelo.

Por forma a serem realizadas as análises dinâmicas incrementais é necessário que exista um incremento gradual nas intensidades das ações consideradas para que a estrutura percorra todas as gamas de comportamento, desde a fase elástica até à fase plástica terminando no

colapso. A intensidade sísmica aplicada foi escalada em 10 níveis com um passo de incremento de 0,2g (0,2g até 2,0g). Resultaram assim, 2000 análises dinâmicas incrementais não lineares. Após a realização das múltiplas análises, procedeu-se à definição dos estados limites de dano a estudar e construíram-se as curvas de fragilidade.

Dos resultados obtidos destaca-se o facto de, para o caso da aceleração de projeto (0,21g), os danos ocorridos nas turbinas eólicas serem apenas relacionados com os estados de serviço das mesmas, observando-se que nas areias médias sem cascalho, como seria de esperar, o DS1 é atingido com bastante facilidade tendo uma probabilidade de ocorrência de danos ligeiros de cerca de 90%. No entanto, no caso das areias médias com cascalho a probabilidade de excedência do estado limite de dano DS1, ou seja, a ocorrência de danos ligeiros é bastante menor, cerca de 34%.

Relativamente aos restantes estados de dano, no caso da areia média sem cascalho, a probabilidade de ocorrerem danos moderados (DS2) é cerca de 6% e as probabilidades de danos severos (DS3) ou colapso (DS4) são nulas. Nos modelos de areia média com cascalho foi determinada uma probabilidade de ocorrência de danos moderados (DS2) superior (aproximadamente 13%) e uma probabilidade de cerca de 8% de ocorrência danos severos (DS3); não se observou o colapso da estrutura (DS4).

Também se concluiu que o sismo pode ser efetivamente condicionante relativamente ao dimensionamento das turbinas eólicas *offshore*, sobretudo para valores de PGA consideravelmente mais elevados (superiores a 0,5g). Naturalmente que as conclusões alcançadas neste trabalho beneficiariam da consideração de mais casos-de-estudo, quer em termos de tipo de turbina eólica, quer em termos de localização da mesma, quer em termos de características do terreno de fundação, quer em termos de tipos de sismo considerados.

Todas as simplificações efetuadas neste trabalho foram realizadas de acordo com as normas e recomendações realizadas em trabalhos prévios.

Salienta-se, por fim, o carácter inovador deste trabalho, pela proposta de uma abordagem de representação numérica de turbinas eólicas *offshore* que, por um lado, é suficientemente simples para poder ser aplicada com o recurso aos programas de cálculo mais usuais de cálculo estrutural, e que, por outro lado, permite a consideração de um perfil de fundação com características variáveis em profundidade.

## 7.2 Desenvolvimentos futuros

Embora se considere que de um modo geral, os objetivos propostos foram cumpridos, existem bastantes estudos que devem ser realizados sendo apresentados de seguida algumas sugestões para a realização de trabalhos futuros:

- Avaliação da vulnerabilidade sísmica com um programa de cálculo automático preparado para modelar totalmente o solo com elementos finitos sólidos não lineares e considerar a estratificação das camadas.
- Avaliação da vulnerabilidade sísmica adotando diferentes velocidades de vento e diferentes carregamentos hidrodinâmicos, dando preferência a que os mesmos sejam modelados por cargas dinâmicas.
- Avaliação da vulnerabilidade sísmica com outros tipos de fundação fixa, como por exemplo fundações tripé ou fundações em treliça (*jacket*).
- Realização de análises laboratoriais com recurso a uma mesa sísmica e a uma turbina eólica, bem como à respetiva fundação. Será necessário aplicar em ambos um fator de escala de maneira a tornar as análises viáveis em laboratório. Posteriormente, comparar os resultados obtidos com resultados de uma modelação computacional.
- Estudo do impacto continuo das ações cíclicas do vento e das ondas nas fundações fixas das turbinas eólicas.
- Estudo pormenorizado da resistência das ligações das diferentes partes que constituem a turbina eólica, como por exemplo a resistência das argamassas ou dos parafusos utilizados na transição entre fundação e a torre da turbina.



## BIBLIOGRAFIA

- [1] W. H. McNeill and R. E. Dunn, *ESSAYS IN WORLD HISTORY*. 2018.
- [2] V. Smil, *ENERGY TRANSITIONS*. 2010.
- [3] P. Hawken, *Drawdown: The Most Comprehensive Plan Ever Proposed to Reverse Global Warming*. 2017.
- [4] Comissão Europeia, "Criar uma Europa resiliente às alterações climáticas - a nova Estratégia da UE para a Adaptação às Alterações Climáticas," 2021. [Online]. Available: <https://www.undrr.org/news/drrday-un-report-charts-huge-rise-climate-disasters>.
- [5] A. Santos Silva and J. P. Matos Fernandes, "Acordo de Paris 2015-2020 Portugal," 2020.
- [6] United Nations, "Paris Agreement," 2015.
- [7] European Commission, "The European Green Deal," 2019.
- [8] "Wind energy today | WindEurope", Accessed: May 30, 2022. [Online]. Available: <https://windeurope.org/about-wind/wind-energy-today/>
- [9] European Commission, "REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe," 2022, Accessed: May 30, 2022. [Online]. Available: [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_pt](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pt)
- [10] H. Díaz and C. Guedes Soares, "Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms," *Ocean Engineering*, vol. 209, no. June, p. 107381, 2020, doi: 10.1016/j.oceaneng.2020.107381.
- [11] S. Bhattacharya *et al.*, "Seismic design of offshore wind turbines: Good, bad and unknowns," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 12, pp. 1–27, 2021, doi: 10.3390/en14123496.
- [12] F. Boshell, R. Miranda, and S. Ratka, "Variable Renewable Energy Overview," 2019. [Online]. Available: <https://windeurope.org/about-wind/>
- [13] A. M. Nair and M. v Varkey, "Seismic Analysis of Offshore Wind Turbine Foundations," no. June 2019, pp. 773–779, 2019.
- [14] Wind Europe, "Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2020," 2021.
- [15] European Wind Energy Association, *Deep Water: The next step for offshore wind energy*. 2013. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/257553940>
- [16] T. Perales Benito, *Práticas de Energia Eólica*. 2012.
- [17] P. A. Lynn, *Onshore and offshore wind energy: an introduction*. Wiley, 2012.
- [18] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained Theory, Design and Application*, Second Edi. Wiley & Sons, 2009.

- [19] H. Allamehzadeh, "Wind energy history, technology and control," *2016 IEEE Conference on Technologies for Sustainability, SusTech 2016*, pp. 119–126, 2017, doi: 10.1109/SusTech.2016.7897153.
- [20] "Mingyang Smart Energy." <http://www.myse.com.cn/en/> (accessed Jun. 02, 2022).
- [21] J. Liu, H. Lin, and J. Zhang, "Review on the technical perspectives and commercial viability of vertical axis wind turbines," *Ocean Engineering*, vol. 182, no. October 2018, pp. 608–626, 2019, doi: 10.1016/j.oceaneng.2019.04.086.
- [22] "Offshore Wind Farms Show What Biden's Climate Plan Is Up Against." <https://www.nytimes.com/2021/06/07/business/energy-environment/offshore-wind-biden-climate-change.html> (accessed Jun. 02, 2022).
- [23] "NablaWave - Vertical Axis Wind Turbine [VAWT]." <https://www.nablawave.com/en/read/vertical-axis-wind-turbine-vawt/> (accessed Jun. 02, 2022).
- [24] S. Bhattacharya, *Design of Foundations for Offshore Wind Turbines*. WILEY, 2019.
- [25] C. Chastre and V. Lúcio, "Torres pré-fabricadas de betão para suporte de turbinas eólicas," *Estruturas Pré-moldadas no Mundo - Aplicações e Comportamento Estrutural*, no. July, pp. 91–106, 2012.
- [26] C. Lavanya and N. D. Kumar, "Foundation Types for Land and Offshore Sustainable Wind Energy Turbine Towers," *E3S Web of Conferences*, vol. 184, pp. 1–6, 2020, doi: 10.1051/e3sconf/202018401094.
- [27] D. Kallehave, B. W. Byrne, C. LeBlanc Thilsted, and K. K. Mikkelsen, "Optimization of monopiles for offshore wind turbines," *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 373, no. 2035, 2015, doi: 10.1098/rsta.2014.0100.
- [28] R. Varghese, V. Pakrashi, and S. Bhattacharya, "A Compendium of Formulae for Natural Frequencies of Offshore Wind Turbine Structures," 2022.
- [29] P. Plodpradit, V. N. Dinh, and K. Du Kim, "Tripod-supported offshore wind turbines: Modal and coupled analysis and a parametric study using X-SEA and FAST," *J Mar Sci Eng*, vol. 7, no. 6, 2019, doi: 10.3390/jmse7060181.
- [30] M. T. Andersen, "Floating Foundations for Offshore Wind Turbines," Aalborg Universitet, 2016.
- [31] K. Ha, H. V. A. Truong, T. D. Dang, and K. K. Ahn, "Recent Control Technologies for Floating Offshore Wind Energy System : A Review," *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing-Green Technology*, vol. 8, no. 1, pp. 281–301, 2021, doi: 10.1007/s40684-020-00269-5.

- [32] IRENA, "FLOATING FOUNDATIONS : A GAME CHANGER FOR OFFSHORE WIND POWER," pp. 1–8, 2016.
- [33] J. Carneiro, "Energia Eólica," *Energia - do carbono às renováveis*, 2020, doi: 10.22533/at.ed.12721220316.
- [34] "Wind Turbine Actuator Disc." [https://openmdao.org/newdocs/versions/latest/examples/betz\\_limit.html](https://openmdao.org/newdocs/versions/latest/examples/betz_limit.html) (accessed Jun. 05, 2022).
- [35] I. Catană, C. A. Safta, and V. Panduru, "Power optimisation control system of wind turbines by changing the pitch angle," *UPB Scientific Bulletin, Series D: Mechanical Engineering*, vol. 72, no. 1, pp. 141–148, 2010.
- [36] "Energy Numbers." <https://energynumbers.info/> (accessed Mar. 01, 2023).
- [37] Y. M. Saint-Drenan *et al.*, "A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions," *Renew Energy*, vol. 157, pp. 754–768, 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.04.123.
- [38] "Wind Turbine - Inside View." <https://medienportal.siemens-stiftung.org/en/wind-turbine-inside-view-101588> (accessed Jun. 06, 2022).
- [39] República Portuguesa, "Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050," *Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050*, vol. 2050, pp. 9–24, 2019.
- [40] H. M. Ali, I. Al-esbe, and H. M. Alwan, "A review of offshore wind turbines : global added capacity , monopile structure foundations stresses and deflection," vol. 9, no. 2, pp. 712–731, 2021.
- [41] "Direção Geral de Recursos Naturais, Segurança e Serviços Marítimos - DGRM." <https://www.dgrm.mm.gov.pt/am-ec-zonas-maritimas-sob-jurisdicao-ou-soberania-nacional> (accessed Apr. 09, 2023).
- [42] P. do C. de Ministros, "PRESIDÊNCIA DO CONSELHO DE MINISTROS. Resolução do Conselho de Ministros 27/2021," *Diário da República - I Série-B*, 2018.
- [43] C. Augusto *et al.*, "RoadMap para as Energias Renováveis Offshore em Portugal," 2014.
- [44] "Projects WindFloat Atlantic." <https://www.principlepower.com/projects/windfloat-atlantic> (accessed Jun. 09, 2022).
- [45] G. Garcia, T. Simões, D. Santos, H. Rybchynska, and A. Estanqueiro, "OffshorePlan - Planeamento do Aproveitamento das Energias Renováveis Offshore em Portugal," pp. 1–41, 2018.

- [46] Z. Jiang, "Installation of offshore wind turbines: A technical review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 139. Elsevier Ltd, Apr. 01, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2020.110576.
- [47] "Monopile - Instalation." <https://capeholland.com/> (accessed Mar. 11, 2023).
- [48] "Ocean Winds." <https://www.oceanwinds.com/projects/windfloat-atlantic-project/> (accessed Apr. 09, 2023).
- [49] I. Prowell, A. Elgamal, and J. Lu, "Modeling The Influence Of Soil Structure Interaction On The Seismic Response Of A 5 Mw Wind Turbine," *2010 - Fifth International Conference on Recent Advances in Geotechnical Earthquake Engineering and Soil Dynamics*, p. 9, 2010.
- [50] R. A. Kj rlaug, "Seismic Response of Wind Turbines," NTNU - Norwegian University of Science and Technology, 2013.
- [51] X. Y. Zheng, H. Li, W. Rong, and W. Li, "Joint earthquake and wave action on the monopile wind turbine foundation: An experimental study," *Marine Structures*, vol. 44, pp. 125–141, 2015, doi: 10.1016/j.marstruc.2015.08.003.
- [52] American Petroleum Institute, "Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms-Working Stress Design API RECOMMENDED PRACTICE 2A-WSD (RP 2A-WSD) TWENTY-FIRST EDITION, DECEMBER 2000 ERRATA AND SUPPLEMENT 1, DECEMBER 2002 ERRATA AND SUPPLEMENT 2, SEPTEMBER 2005 ERRATA AND SUPPLEMENT 3, OCTOBER 2007," 2000.
- [53] B. W. Byrne *et al.*, "New design methods for large diameter piles under lateral loading for offshore wind applications," *Frontiers in Offshore Geotechnics III - Proceedings of the 3rd International Symposium on Frontiers in Offshore Geotechnics, ISFOG 2015*, no. August, pp. 705–710, 2015, doi: 10.1201/b18442-96.
- [54] N. Alati, G. Failla, and F. Arena, "Seismic analysis of offshore wind turbines on bottom-fixed support structures," *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 373, no. 2035, 2015, doi: 10.1098/rsta.2014.0086.
- [55] H. Zuo, K. Bi, and H. Hao, "Dynamic analyses of operating offshore wind turbines including soil-structure interaction," *Eng Struct*, vol. 157, no. June 2017, pp. 42–62, 2017, doi: 10.1016/j.engstruct.2017.12.001.
- [56] R. De Risi, S. Bhattacharya, and K. Goda, "Seismic performance assessment of monopile-supported offshore wind turbines using unscaled natural earthquake records," *Soil*

- Dynamics and Earthquake Engineering*, vol. 109, pp. 154–172, 2018, doi: 10.1016/j.soildyn.2018.03.015.
- [57] A. M. Kaynia, "Seismic considerations in design of offshore wind turbines," *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, vol. 124, no. April 2018, pp. 399–407, 2018, doi: 10.1016/j.soildyn.2018.04.038.
- [58] A. M. Page, V. Næss, J. B. De Vaal, G. R. Eiksund, and T. A. Nygaard, "Impact of foundation modelling in offshore wind turbines: Comparison between simulations and field data," *Marine Structures*, vol. 64, no. April 2018, pp. 379–400, 2018, doi: 10.1016/j.marstruc.2018.11.010.
- [59] A. Ali, R. De Risi, A. Sextos, K. Goda, and Z. Chang, "Seismic vulnerability of offshore wind turbines to pulse and non-pulse records.pdf." 2019.
- [60] S. Bhattacharya, R. De Risi, D. Lombardi, A. Ali, H. E. Demirci, and S. Haldar, "On the seismic analysis and design of offshore wind turbines," *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, vol. 145, no. March, 2021, doi: 10.1016/j.soildyn.2021.106692.
- [61] E. Nuta, C. Christopoulos, and J. A. Packer, "Methodology for seismic risk assessment for tubular steel wind turbine towers: Application to canadian seismic environment," *Canadian Journal of Civil Engineering*, vol. 38, no. 3, pp. 293–304, Mar. 2011, doi: 10.1139/L11-002.
- [62] D. H. Kim, S. G. Lee, and I. K. Lee, "Seismic fragility analysis of 5MW offshore wind turbine," *Renew Energy*, vol. 65, pp. 250–256, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.09.023.
- [63] M. A. Asareh, W. Schonberg, and J. Volz, "Fragility analysis of a 5-MW NREL wind turbine considering aero-elastic and seismic interaction using finite element method," *Finite Elements in Analysis and Design*, vol. 120, pp. 57–67, 2016, doi: 10.1016/j.finel.2016.06.006.
- [64] R. Mo, H. Kang, M. Li, and X. Zhao, "Seismic fragility analysis of monopile offshore wind turbines under different operational conditions," *Energies (Basel)*, vol. 10, no. 7, Jul. 2017, doi: 10.3390/en10071037.
- [65] B. Yeter, & Mesut Tekgoz, Y. Garbatov, & Carlos, and G. Soares, "Fragility analysis of an ageing monopile offshore wind turbine subjected to simultaneous wind and seismic load", doi: 10.1007/s42797-020-00015-9/Published.
- [66] J. O. Martín del Campo and A. Pozos-Estrada, "Multi-hazard fragility analysis for a wind turbine support structure: An application to the Southwest of Mexico," *Eng Struct*, vol. 209, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.engstruct.2019.109929.

- [67] H. Zuo, K. Bi, H. Hao, Y. Xin, J. Li, and C. Li, "Fragility analyses of offshore wind turbines subjected to aerodynamic and sea wave loadings," *Renew Energy*, vol. 160, pp. 1269–1282, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.07.066.
- [68] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, and G. Scott, "Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development," *National Renewable Energy Laboratory*, 2009, doi: 10.1115/1.4038580.
- [69] R. A. Kjølraug and A. M. Kaynia, "Vertical earthquake response of megawatt-sized wind turbine with soil-structure interaction effects," *Earthq Eng Struct Dyn*, vol. 44, no. 13, pp. 2341–2358, Oct. 2015, doi: 10.1002/eqe.2590.
- [70] N. Portuguesa, "Eurocódigo 3-Proyecto de estructuras de aço Parte 1-1: Regras gerais e regras para edifícios," 2010. [Online]. Available: [www.ipq.pt](http://www.ipq.pt)
- [71] Y. Li, A. M. Castro, T. Sinokrot, W. Prescott, and P. M. Carrica, "Coupled multi-body dynamics and CFD for wind turbine simulation including explicit wind turbulence," *Renew Energy*, vol. 76, pp. 338–361, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2014.11.014.
- [72] A. A. Alshannaq, L. C. Bank, D. W. Scott, and T. Russel, "Structural Analysis of a Wind Turbine Blade Repurposed as an Electrical Transmission Pole," *Journal of Composites for Construction*, vol. 25, no. 4, 2021.
- [73] J. K. Arros, "Dynamics of structures," *Earthquake Engineering Handbook*, pp. 3–1–3–40, 2002, doi: 10.1201/9781003095699-8.
- [74] "IST\_metodo\_Rayleigh".
- [75] NREL, "OpenFAST Documentation Release v3.1.0 National Renewable Energy Laboratory," 2022.
- [76] D. J. Laino and A. C. Hansen, "AeroDyn Interface for ADAMS®," 2001. [Online]. Available: [www.windwardengineering.com](http://www.windwardengineering.com)
- [77] "CSI Analysis Reference Manual." [Online]. Available: [www.csiamerica.com](http://www.csiamerica.com)
- [78] R. L. Kuhlemeyer and J. Lysmer, "Finite Element Method Accuracy for Wave Propagation Problems," *Journal of the Soil Mechanics and Foundations Division*, 1973, Accessed: Mar. 02, 2023. [Online]. Available: <https://pt.scribd.com/document/538576202/Kuhlemeyer-R-L-Lysmer-J-1973-Finite-element-method-accuracy-for-wave-propagation-problems>
- [79] D. M. Wood, "Geotechnical modelling," 2004.
- [80] S. L. Kramer, *Geotechnical earthquake engineering*. 1996.
- [81] S. Aasen, A. M. Page, K. Skjolden Skau, and T. Anders Nygaard, "Effect of foundation modelling on the fatigue lifetime of a monopile-based offshore wind turbine," *Wind Energy Science*, vol. 2, no. 2, pp. 361–376, Jul. 2017, doi: 10.5194/wes-2-361-2017.

- [82] "CSI Knowledge Base." <https://wiki.csiamerica.com/display/kb/Material+nonlinearity+for+solid+objects> (accessed Mar. 03, 2023).
- [83] "GeoPortal." <https://geoportal.ineg.pt/mapa/#> (accessed Mar. 07, 2023).
- [84] N. Portuguesa, "Eurocódigo 1-Ações em estruturas Parte 1-4: Acções gerais Acções do vento," 1991. [Online]. Available: [www.ipq.pt](http://www.ipq.pt)
- [85] "Windguru." <https://www.windguru.cz/826> (accessed Mar. 08, 2023).
- [86] D. Apsley, "Hydraulics 3 Waves: Linear Wave Theory-2."
- [87] B. Rogers, "CALCULATION OF WAVE LOAD VALUES."
- [88] "Hidrográfico +." <https://geomar.hidrografico.pt/> (accessed Mar. 08, 2023).
- [89] N. Portuguesa, "Eurocódigo 8 – Projecto de estruturas para resistência aos sismos Parte 1: Regras gerais, acções sísmicas e regras para edifícios," 2010. [Online]. Available: [www.ipq.pt](http://www.ipq.pt)
- [90] "Pacific Earthquake Engineering Research." <https://ngawest2.berkeley.edu/> (accessed Mar. 08, 2023).
- [91] "JCSS Probabilistic Model Code, Section 3.7: SOIL PROPERTIES."
- [92] "Geotechdata." <http://geotechdata.info/parameter/soil-young-s-modulus> (accessed Mar. 16, 2023).
- [93] "Structx." [https://structx.com/Soil\\_Properties\\_003.html](https://structx.com/Soil_Properties_003.html) (accessed Mar. 16, 2023).
- [94] C. Cismasiu *et al.*, "Seismic Vulnerability Assessment of a RC Pedestrian Crossing," *Journal of Earthquake Engineering*, vol. 24, no. 5, pp. 727–744, May 2020, doi: 10.1080/13632469.2018.1453399.
- [95] DNV, "Offshore Standard DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures," 2014.
- [96] EUROPEAN STANDARD, "Eurocode 3 - Design of steel structures - Part 1-6: Strength and Stability of Shell Structures," 2007.
- [97] A. M. Kaynia, F. Taucer, U. Hancilar, I. Iervolino, and European Commission. Joint Research Centre. Institute for the Protection and the Security of the Citizen., *Guidelines for deriving seismic fragility functions of elements at risk: buildings, lifelines, transportation networks and critical facilities*. Publications Office, 2013.



## ASPETOS DA MODELAÇÃO

Como se encontra referido na subsecção 4.1.1, a expressão utilizada para o cálculo da frequência natural pelo método de Rayleigh foi:

$$w^2 = \frac{\int_0^L EI(x) \cdot [\varphi''(x)]^2 dx}{\int_0^L m(x) \cdot [\varphi(x)]^2 dx + M \cdot \varphi^2(x=L)} \quad (\text{A.1})$$

Na expressão (A.1) a incógnita  $E$  representa o módulo de elasticidade do aço cujo valor é 210 GPa. A incógnita  $I$  é a inércia da secção tubular que pode ser calculada com recurso à expressão (A.2).

$$I = \frac{\pi \cdot (d_{out}^4 - d_{int}^4)}{4} \quad (\text{A.2})$$

sendo o diâmetro exterior ( $d_{out}$ ) descrito pela expressão (A.3) e o diâmetro interior ( $d_{int}$ ) pela expressão (A.4).

$$d_{out} = 6 - 0,0243 \cdot x \quad (\text{A.3})$$

$$d_{int} = 5,946 - 0,0241 \cdot x \quad (\text{A.4})$$

A massa da torre  $m(x)$  pode ser obtida através da expressão (A.5).

$$m(x) = \rho \cdot \pi \cdot \frac{(d_{out}^2 - d_{int}^2)}{4} \quad (\text{A.5})$$

sendo  $\rho$  a massa volúmica da torre (8500 kg/m<sup>3</sup>).



## B FAST E ADAMS

O programa FAST foi desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e é usado para modelar as turbinas eólicas, incluindo a interação entre a turbina e o vento e as ondas circundantes. Também é utilizado para calcular a resposta estrutural da turbina quando sujeita a essas cargas.

Este programa é amplamente utilizado na indústria da energia eólica para as mais variadas aplicações, incluindo otimização do seu dimensionamento, cálculo de esforços e desenvolvimento do sistemas de controle.

Foi desenvolvido ao longo do tempo através da colaboração entre os investigadores da NREL, colaboradores da indústria e instituições académicas. Trata-se de um programa de código aberto, o que significa que os usuários podem modificar o código consoante for necessário de maneira a dar resposta a necessidades específicas.

No geral, o *software* FAST desempenha um papel importante no desenvolvimento da tecnologia relativo à energia eólica uma vez que permite que os investigadores e engenheiros otimizem o desempenho e a confiabilidade das turbinas eólicas.

No programa ADAMS é possível simular as vibrações das pás e da torre da turbina eólica. Para tal é necessário a realização de sub-rotinas desenvolvidas pelo utilizador no *AeroDyn* de maneira a que, posteriormente, seja possível obter informação sobre as forças aerodinâmicas que atuam nas pás. Inicialmente foi desenvolvido como parte do código *YawDyn* que servia para realizar análises de carga bem como para analisar os movimentos e orientação das pás de uma turbina HAWT.



## FUNÇÃO AMPLIFICAÇÃO - SAP2000

A função de amplificação é caracterizada pelo quociente entre o deslocamento máximo no topo pelo deslocamento máximo na base.

$$F_W = \frac{u_{topo}^{máx}}{u_{base}^{máx}}$$

O deslocamento máximo no topo foi obtido com recurso à equação (C1) e o deslocamento máximo na base foi obtido com recurso à equação (C2).

$$u_{topo}^{máx} = -\frac{A}{w^2} \sin(wt) + D_{topo} \sin(wt - \phi) \quad (C.1)$$

$$u_{base}^{máx} = \frac{A}{w^2} \sin(wt) = \frac{A}{w^2} \quad (C.2)$$

onde,

$A$  - valor da Amplificação;

$w$  - frequência [Hz];

$t$  - tempo [s];

$D_{topo}$  - deslocamento do topo [m].

$\phi$  - ângulo de fase [°].

Os tempos para a caracterização da função de amplificação foram definidos entre 0 e 1 segundos. Tratando-se da análise de frequências até aos 25 Hz, realizou-se a caracterização dos valores até aos 30 Hz, ou seja, 30 ciclos por segundo. Isto significa que para ter uma boa amostragem nos gráficos deve-se considerar um intervalo de tempo igual a 1/300. Foi por isso adotado um intervalo de tempo igual a 0,002 segundos.

O deslocamento do topo é caracterizado pela soma da parcela particular com a parcela complementar. Relativamente à parcela complementar ( $u_c$ ), adotou-se a sua forma simplificada (equação C.3) sendo dessa forma o deslocamento do topo ( $D_{topo}$ ) calculado a partir da equação (C.4).

$$u_c = D_{topo} \sin(\omega t - \phi) \quad (C.3)$$

$$D_{topo} = \sqrt{A^2 + B^2} \quad (C.4)$$

sendo,

$A$  – Amplitude real;

$B$  – Amplitude complexa;

De notar que na função de amplificação, no caso da frequência ser igual a zero existe uma indeterminação. Por esse motivo considerou-se que nesta frequência o movimento é muito lento, ou seja, o corpo funciona como corpo rígido e dessa forma o valor da função de amplificação é igual a 1.

## ROTINA MATLAB/OCTAVE

```

%-----%
clear all
close all
clc
%-----%
% Set number of samples to be generated %
%-----%
N = 100;
%-----%
%CARACTERIZAÇÃO PROBABILISTICA DOS PARÂMETROS CHAVES - VARIÁVEIS%
%-----%
% X1 - VARIÁVEIS ASSOCIADAS À CARACTERIZAÇÃO DA AREIA

% X1.1 - Módulo de Elasticidade do Areia [MPa] - distribuição lognormal
EM = 120; % média
SEM = 23; %desvio padrão

mu1 = log((EM^2)/sqrt(SEM+EM^2)) %input para distribuição lognormal
sigma1 = sqrt(log(SEM/(EM^2)+1)) %input para distribuição lognormal

% X1.2 - Ângulo de Atrito Interno [Graus] - distribuição lognormal
ang = 38.5; %média
Sang = 7.7; %desvio padrão 20% do valor médio

mu2 = log((ang^2)/sqrt(Sang+ang^2)) %input para distribuição lognormal
sigma2 = sqrt(log(Sang/(ang^2)+1)) %input para distribuição lognormal

% X1.3 - Peso Vólumico do Solo [kN/m3] - distribuição lognormal
gama = 21.5; %média
Sgama = 2.15; %desvio padrão 10% do valor médio

mu3 = log((gama^2)/sqrt(Sgama+gama^2)) %input para distribuição lognormal
sigma3 = sqrt(log(Sgama/(gama^2)+1)) %input para distribuição lognormal

%-----%
% Generate Samples %
%-----%

ElastM = zeros(N,1);
Ang = zeros(N,1);
Gama = zeros(N,1);

for i=1:N

ElastM(i)= random('Lognormal',mu1, sigma1);

Ang(i)= random('Lognormal',mu2,sigma2);

Gama(i)= random('Lognormal',mu3,sigma3);

```

```

end

figure
h1=histfit(ElastM,20),ylabel({'Número de amostras'}),xlabel({'Módulo de
Elasticidade da Areia [MPa]'});
set(h1(1),'facecolor',[0.5 0.5 0.5],'FaceAlpha',0.3,'EdgeAlpha',1);
set(h1(2),'color','k');

hold on

x = [120 120]; % representação do valor médio do parâmetro em análise
y = [0 35];
ylim([0 30]);
plot(x,y,'--k','LineWidth',1)

figure
h2=histfit(Ang,20),ylabel({'Número de amostras'}),xlabel({'Ângulo de Atrito
Interno [\circ]'});
set(h2(1),'facecolor',[0.5 0.5 0.5],'FaceAlpha',0.3,'EdgeAlpha',1);
set(h2(2),'color','k');

hold on

% representação do valor médio do parâmetro em análise
x = [38.5 38.5];
y = [0 35];
ylim([0 30]);
plot(x,y,'--k','LineWidth',1)

figure
h3=histfit(Gama,20),ylabel({'Número de amostras'}),xlabel({'Peso Vólumico do Solo
[kN/m^3]'});
set(h3(1),'facecolor',[0.5 0.5 0.5],'FaceAlpha',0.3,'EdgeAlpha',1);
set(h3(2),'color','k');

hold on

% representação do valor médio do parâmetro em análise
x = [21.5 21.5];
y = [0 35];
ylim([0 30]);
plot(x,y,'--k','LineWidth',1)

```

## TENSÕES CIRCUNFERENCIAIS E MERIDIONAIS

As tensões circunferenciais têm em conta a pressão exercida pelo vento na casca. Uma vez que a pressão do vento é variável ao longo do perímetro da casca, é necessário adotar uma simplificação estabelecida na norma EN1993-1-6 de maneira a tornar essa pressão variável numa pressão constante em todo o perímetro (Figura E.1).

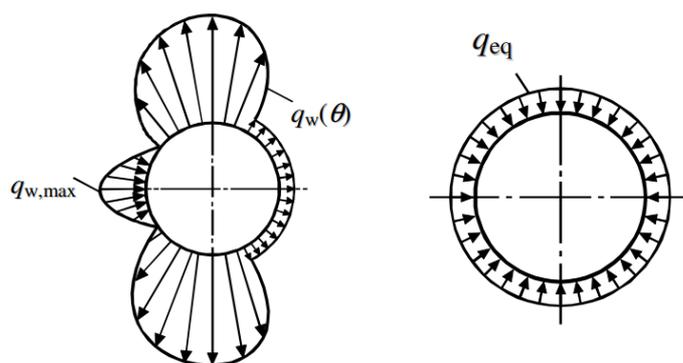


Figura E.1 - Esquema típico da transformação da pressão externa do vento.

A pressão equivalente ( $q_{eq}$ ) pode ser obtida através da equação (E.1).

$$q_{eq} = k_w \cdot q_{w,máx} \quad (E.1)$$

Sendo,  $q_{w,máx}$  a pressão máxima do vento e  $k_w$  um valor constante, sendo este, no presente trabalho, 0,65.

A pressão máxima do vento depende da altura da secção da torre em análise. Os valores obtidos neste estudo encontram-se sumariados na Tabela E.1.

Tabela E.1 - Valores obtidos para a pressão máxima do vento.

Altura [m]	$q_{w,m\acute{a}x}$ [kPa]
8,76	1,6
17,52	1,9
26,28	2,0
35,04	2,1
43,80	2,2
52,56	2,2
61,32	2,3
70,08	2,3
78,84	2,4
87,60	2,4

Para garantir que existe segurança relativamente às tensões circunferenciais, a equação (E.2) deve ser verificada.

$$\sigma_{\theta,Ed} \leq \sigma_{\theta,Rd} \quad (E.2)$$

$$\sigma_{\theta,Ed} = q_{eq} \cdot \frac{r}{t} \quad (E.3)$$

$$\sigma_{\theta,Rd} = \frac{\chi_{\theta} \cdot f_y}{\gamma_{M1}} \quad (E.4)$$

Sendo,

$r$  - Raio da secção;

$t$  - Espessura da secção;

$\chi_{\theta}$  - Fator de redução;

$f_y$  - Tensão de cedência do material;

$\gamma_{M1}$  - Coeficiente de segurança.

Na tabela E.2 encontram-se os valores obtidos para os fatores de redução bem como para as tensões circunferenciais resistentes.

Tabela E.2 - Valores dos fatores de redução e tensões circunferenciais resistentes.

Altura [m]	$\chi_\theta$	$\sigma_{\theta,Rd}$ [MPa]
8,76	0,155	50,07
17,52	0,150	48,56
26,28	0,146	47,04
35,04	0,141	45,53
43,80	0,136	44,02
52,56	0,132	42,51
61,32	0,128	41,29
70,08	0,123	39,79
78,84	0,119	38,30
87,60	0,114	36,80

Por fim, as tensões tangenciais que ocorrem devido ao esforço transversal, são calculadas com recurso à equação (E.5).

$$\tau_{x\theta,Ed} = \frac{F_V}{\pi \cdot r \cdot t} \quad (E.5)$$

Em que,

$F_V$  - Esforço transversal atuante;

$r$  - Raio da secção;

$t$  - Espessura da secção.

Tal como as tensões anteriormente descritas, caso a equação (E.6) não se verifique, podem ocorrer deformações ou roturas na secção devido aos esforços de corte.

$$\tau_{x\theta,Ed} \leq \tau_{x\theta,Rd} \quad (E.6)$$

$$\tau_{x\theta,Rd} = \frac{\chi_\tau \cdot f_y}{\sqrt{3} \cdot \gamma_{M1}} \quad (E.7)$$

Sendo,

$\chi_\tau$  - Fator de redução;

$f_y$  - Tensão de cedência do material;

$\gamma_{M1}$  - Coeficiente de segurança.

Na tabela E.3 encontram-se os valores obtidos para os fatores de redução bem como para as tensões tangenciais resistentes.

Tabela E.3 - Valores dos fatores de redução e tensões tangenciais resistentes.

Altura [m]	$\chi_\tau$	$\tau_{x\theta,Rd}$
8,76	0,917	170,91
17,52	0,915	170,51
26,28	0,913	170,09
35,04	0,911	169,66
43,80	0,908	169,23
52,56	0,906	168,78
61,32	0,904	168,52
70,08	0,902	168,07
78,84	0,900	167,61
87,60	0,897	167,14





2023

DIOGO ALEXANDRE PARAÍSO    AVALIAÇÃO DA VULNERABILIDADE SÍSMICA DE UMA TURBINA EÓLICA OFFSHORE  
BERNARDES SOUSA                      FUNDADA POR UMA MONO-ESTACA NA COSTA PORTUGUESA.