

**Desenvolvimento e Projeto Mecânico de uma Fundação  
para uma Turbina Eólica Offshore**

**Gabriel da Silva Garanito Maciel**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em  
**Engenharia Mecânica**

Orientadores: Prof. Luís Filipe Galrão dos Reis  
Eng. Mário Alberto Silveira Costa Vieira

**Júri**

Presidente: Prof. Paulo Rui Alves Fernandes  
Orientador: Prof. Luís Filipe Galrão dos Reis  
Vogal: Dr. Miguel Filipe Pinho Lopes

**Novembro 2017**



## **Agradecimentos**

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais e irmãos, o maior alicerce da minha vida. Uma fonte de amor incondicional e de valores transmitidos. Entendo a família como o meu porto de abrigo, nos momentos de alegria e de tristeza.

Agradeço, também, ao meu orientador, Luís Reis, pela oportunidade que me deu de realizar este trabalho, assim como por toda a disponibilidade e motivação transmitidas.

Queria ainda reconhecer o apoio prestado pelo engenheiro Mário Vieira. Pelos conhecimentos emitidos, e pela acessibilidade demonstrada no esclarecimento de qualquer questão, o meu obrigado.

Endereço, da mesma forma, os meus agradecimentos ao engenheiro Rui Diogo pelos importantes conselhos emitidos e pelo suporte prestado.

Gostaria de agradecer, igualmente, aos futuros engenheiros, Diogo Dias e Miguel Viana, todas as ajudas e sugestões, assim como a amizade e a solidariedade manifestadas.

À engenheira Rita Mendonça, do núcleo da propriedade intelectual do Instituto Superior Técnico, agradeço toda a colaboração prestada no processo de construção da patente do conceito desenvolvido.

Por último, gostaria de reconhecer todo o apoio dos meus colegas de curso no decorrer desta caminhada no Instituto Superior Técnico.

Um homem não vive sozinho, pois não se basta a si mesmo.



## **Resumo**

A energia eólica *offshore* apresenta-se como uma fonte de energia renovável com fortes perspetivas de desenvolvimento, permitindo a diminuição da emissão de gases poluentes e o progresso tecnológico. Atualmente, a maior parte das turbinas eólicas *offshore* utiliza fundações fixas ao solo marinho, em águas pouco profundas ou de transição (profundidades até 60 metros). O transporte e a instalação das estruturas *offshore* são, usualmente, realizados com o auxílio de embarcações de grande porte que possuem um elevado custo diário de utilização. Nesta dissertação, é desenvolvido um novo conceito de fundação para águas de transição de capacidade flutuante durante o transporte e com sistema de fixação por âncoras de sucção. A estrutura é transportada na posição flutuante até ao local de instalação auxiliada por barcos rebocadores. Estes apresentam um custo diário de utilização bem menor e facilitam o processo de logística. Neste âmbito, a flutuabilidade e a estabilidade de toda a estrutura têm de ser asseguradas. No local de instalação, a estrutura submerge e é fixa ao solo marinho através das âncoras de sucção. A análise estrutural é realizada, durante a fase de operação da turbina, através dos softwares FAST e ANSYS. O primeiro calcula os carregamentos aerodinâmicos e hidrodinâmicos na estrutura e fornece os dados de entrada para o segundo avaliar as tensões transmitidas à mesma. Concluiu-se que a fundação desenvolvida é passível de ser implementada, uma vez que o coeficiente de segurança mínimo estipulado pelas normas para condições *offshore* é respeitado.

**Palavras-Chave:** Energia eólica *offshore*, fundação, âncora de sucção, desenvolvimento do produto, projeto mecânico



## **Abstract**

Offshore wind energy is a renewable source with strong prospects of development, allowing both the reduction of greenhouse gas emissions and the promotion of technological progress. Currently, most of the offshore wind turbines use fixed-bottom foundations, in shallow, or transitional waters (depths up to 60 meters). Offshore structures' transportation and installation are usually assisted by rent expensive dedicated vessels. In this work, a foundation concept for transitional waters with self-floating capability and suction pile embedment is developed. The structure is transported in the floating position to the installation site aided by tugboats. These boats have a reduced daily cost and the logistics process is simplified. Under these circumstances, buoyancy and stability of the entire structure must be ensured. When the structure arrives at the installation site, it submerges and the suction piles guarantee the correct attachment to the seabed. The structural analysis is performed, during the turbine's operation phase, using FAST and ANSYS software. FAST computes aerodynamic and hydrodynamic loads acting on the structure and provides the input data for ANSYS. Then, the stresses transmitted to the foundation are evaluated. It was concluded that this foundation is capable of being implemented, since the minimum safety factor present on offshore standards is respected.

**Keywords:** Offshore wind, foundation, suction pile, product development, mechanical design



# Índice

Agradecimentos.....	iii
Resumo .....	v
Abstract.....	vii
Lista de Tabelas .....	xi
Lista de Figuras .....	xiii
Nomenclatura .....	xvii
<b>1. Introdução .....</b>	<b>1</b>
1.1. Motivação e Enquadramento.....	1
1.2. Objetivos.....	2
1.3. Estrutura do Documento.....	2
<b>2. Revisão Bibliográfica .....</b>	<b>3</b>
2.1. Energia Eólica.....	3
2.1.1. Energia Eólica Offshore.....	8
2.1.2. Energia Eólica Offshore em Portugal .....	11
2.2. Tipos de Fundação .....	13
2.2.1. Águas Pouco Profundas .....	14
2.2.2. Águas de Transição.....	16
2.2.3. Águas Profundas .....	16
<b>3. Metodologia.....</b>	<b>21</b>
3.1. Processo de Desenvolvimento de um Produto .....	21
3.2. Flutuabilidade .....	23
3.3. Estabilidade .....	24
3.4. Simulação Numérica .....	27
3.4.1. FAST.....	27
3.4.2. Principais Condicionantes no Projeto.....	28
<b>4. Desenvolvimento do Conceito .....</b>	<b>33</b>
4.1. Mission Statement .....	33
4.2. Conceção da Fundação .....	34
4.2.1. Descrição das Necessidades .....	34
4.2.2. Componentes da Fundação .....	35
4.2.3. Dimensões Gerais dos Componentes.....	39
4.2.4. Estudo da Flutuabilidade .....	42
4.2.5. Estudo da Estabilidade .....	43
4.2.6. Estudo relativo ao Número de Colunas do Conjunto Flutuador-Âncora .....	46
4.2.7. Estudo da Influência do Raio do Suporte Metálico .....	48
4.2.8. Escolha do Conceito.....	49
4.3. Estudo da Influência do Estado do Mar .....	53
<b>5. Análise Estrutural .....</b>	<b>57</b>

5.1.	Casos de Estudo .....	57
5.2.	Modelação da Fundação no FAST e no ANSYS .....	60
5.2.1.	Modelação no FAST .....	61
5.2.2.	Modelação no ANSYS .....	62
5.3.	Análise aos Modos de Vibração da Estrutura .....	64
5.3.1.	Principais Frequências de Excitação.....	64
5.3.2.	Modos de Vibração e Frequências Naturais .....	65
5.4.	Resultados da Análise Estrutural .....	68
<b>6.</b>	<b>Conclusões e Desenvolvimentos Futuros.....</b>	<b>75</b>
6.1.	Conclusões .....	75
6.2.	Desenvolvimentos Futuros .....	76
<b>7.</b>	<b>Referências .....</b>	<b>77</b>
<b>Anexo A – Tabela total dos índices ponderados .....</b>	<b>81</b>	
<b>Anexo B – Estudo da vida marinha .....</b>	<b>83</b>	
<b>Anexo C – Comparação com outras fundações existentes.....</b>	<b>85</b>	
<b>Anexo D – Tratamento estatístico dos dados do vento e do mar .....</b>	<b>89</b>	
<b>Anexo E – Cotas de atravancamento .....</b>	<b>93</b>	

## **Lista de Tabelas**

Tabela 2.1 – Matriz SWOT para a energia eólica offshore .....	10
Tabela 2.2 – Principais abordagens para o transporte do conjunto rotor-nacelle-torre (adaptado de [7]) .....	18
Tabela 4.1 – Mission statement .....	33
Tabela 4.2 – Descrição das necessidades.....	35
Tabela 4.3 – Propriedades da turbina de 5 MW da NREL.....	39
Tabela 4.4 – Dimensões dos componentes do conjunto flutuador-âncora.....	39
Tabela 4.5 – Dimensões dos componentes do suporte metálico .....	40
Tabela 4.6 – Dimensões dos componentes da peça de transição .....	41
Tabela 4.7 – Soluções válidas para cada valor de diâmetro da coluna.....	43
Tabela 4.8 – Pesos de cada uma das propriedades.....	51
Tabela 4.9 – Índices de desempenho para o melhor conceito de cada valor de diâmetro da coluna..	52
Tabela 4.10 – Principais propriedades da solução escolhida .....	53
Tabela 4.11 – Valores do centro de massa, do centro de impulsão e dos momentos principais de inércia nos três eixos.....	54
Tabela 4.12 – Valores obtidos do problema da hidrostática no AQWA.....	54
Tabela 4.13 – Deslocamento vertical e angular, segundo X e Y para uma onda com $T_p = 7\text{ s}$ e $H_s = 2\text{ m}$ .....	56
Tabela 5.1 – Combinação de carregamentos em estudo (adaptado de [60]).....	57
Tabela 5.2 – Características do estado do mar e do vento para cada um dos DLC .....	60
Tabela 5.3 – Frequências naturais do conjunto, em Hz, dos principais modos de vibração.....	66
Tabela 5.4 – Principais resultados dos DLC selecionados .....	73
Tabela A.1 – Índices de desempenho para todos os conceitos válidos .....	81
Tabela B.1 – Valores de espessura e densidade da vida marinha.....	83
Tabela B.2 – Dimensões dos membros antes e após a vida marinha e respetiva massa acumulada.	84
Tabela C.1 – Avaliação comparativa das diferentes fundações .....	85
Tabela D.1 – Valores de $R^2$ para cada tipo de função.....	89



## **Lista de Figuras**

Figura 2.1 – Componentes de uma turbina (adaptado de [5]) .....	4
Figura 2.2 – Curva de potência típica de uma turbina (adaptado de [12]).....	5
Figura 2.3 – Variação do ângulo de passo com a velocidade para uma turbina de 5 MW (adaptado de [15]).....	6
Figura 2.4 – Força axial no rotor, em função da velocidade do vento, para uma turbina de 5 MW (adaptado de [16]) .....	7
Figura 2.5 – (a) Turbina eólica <i>onshore</i> [17]; (b) Turbina eólica <i>offshore</i> [17].....	7
Figura 2.6 – (a) Turbina eólica com eixo horizontal [18]; (b) Turbina eólica com eixo vertical [19].....	8
Figura 2.7 – (a) Turbina eólica <i>upwind</i> ; (b) Turbina eólica <i>downwind</i> .....	8
Figura 2.8 – (a) Protótipo WindFloat [41]; (b) Fundação do projeto Demogravi3 [42].....	12
Figura 2.9 – Tipos de fundação utilizadas em função da profundidade do mar (adaptado de [4]).....	13
Figura 2.10 – Custo de construção das fundações com o aumento da profundidade da água (adaptado de [8]) .....	13
Figura 2.11 – Tipos de fundação para águas pouco profundas [9]: (a) Mono-estaca; (b) Fundação por gravidade; (c) Fundação por âncoras de sucção .....	14
Figura 2.12 – Processo de instalação de uma âncora de sucção .....	15
Figura 2.13 – Tipos de fundação para águas de transição [9]: (a) <i>Jacket</i> ; (b) <i>Tri-pile</i> ; (c) Tripé .....	16
Figura 2.14 – Tipo de fundações para águas profundas [9]: (a) <i>Spar buoy</i> ; (b) TLP; (c) SSP .....	17
Figura 2.15 – Processo de instalação de uma turbina suportada por uma mono-estaca [48] .....	18
Figura 2.16 – (a) WindFloat durante o transporte [49]; (b) Demogravi3 durante o transporte [50] .....	19
Figura 2.17 – Estrutura da Seatower: (a) Durante o transporte [52]; (b) No local de instalação [51]... ..	20
Figura 3.1 – Principais fases do processo de desenvolvimento de um produto (adaptado de [53]) ....	21
Figura 3.2 – Etapas da fase de desenvolvimento do conceito (adaptado de [53]) .....	22
Figura 3.3 – Corpo totalmente submerso num fluido .....	23
Figura 3.4 – Corpo parcialmente submerso no fluido .....	24
Figura 3.5 – (a) Posição de equilíbrio de um corpo flutuante; (b) Corpo flutuante estável; (c) Corpo flutuante instável (adaptado de [54]) .....	24
Figura 3.6 – Diagrama das forças e momentos atuantes numa fundação <i>offshore</i> flutuante (adaptado de [55]).....	26
Figura 3.7 – Configuração do programa FAST v8 (adaptado de [58])......	27
Figura 3.8 – Forças numa turbina eólica <i>offshore</i> (adaptado de [16]) .....	28
Figura 3.9 – Representação dos perfis médio e real da velocidade no espaço (adaptado de [59])....	29
Figura 3.10 – Onda regular (adaptado de [61]).....	29
Figura 3.11 – Comparação do espectro de Pierson-Moskowitz com o espectro de JONSWAP (adaptado de [21]) .....	30
Figura 3.12 – Tipos de correntes: (a) Sub-superficiais; (b) Superficiais; (c) Paralelas ao solo (adaptado de [64]).....	31
Figura 4.1 – Conceito final da fundação.....	35
Figura 4.2 – Suporte metálico: (a) Vista em perspetiva; (b) Vista de topo .....	36
Figura 4.3 – Conjunto flutuador-âncora: (a) Vista em perspetiva; (b) Vista de topo.....	37
Figura 4.4 – Vista em perspetiva de um corte na coluna.....	37

Figura 4.5 – (a) Fundação instalada; (b) Fundação num porto profundo; (c) Fundação num porto pouco profundo.....	38
Figura 4.6 – Dimensões do conjunto flutuador-âncora .....	40
Figura 4.7 – (a) Suporte metálico e conjunto flutuador-âncora; (b) Vista de topo do suporte metálico (dimensões em milímetros) .....	41
Figura 4.8 – Localização dos braços e das pernas (dimensões em milímetros) .....	41
Figura 4.9 – Representação espacial dos valores de volume total e de volume submerso.....	42
Figura 4.10 – Secções utilizadas para o cálculo do segundo momento de área (a azul) .....	44
Figura 4.11 – Valores do segundo momento de área da secção para cada valor de diâmetro .....	44
Figura 4.12 – Massa de aço do suporte e do conjunto flutuador-âncora, em função da altura metacêntrica, para cada conceito .....	45
Figura 4.13 – Representação espacial das soluções estáveis nos planos do volume total e do volume submerso.....	45
Figura 4.14 – (a) Fundação com 4 colunas; (b) Fundação com 5 colunas.....	46
Figura 4.15 – Variação do rácio $V_{total}/V_{sub}$ com a altura do flutuador para os diferentes conceitos	46
Figura 4.16 – Variação da massa de aço com a altura do flutuador inicial para os diferentes conceitos .....	47
Figura 4.17 – Representação espacial das soluções estáveis nos planos do volume total e do volume submerso para um suporte metálico com um raio de 32 metros .....	48
Figura 4.18 – Massa de aço para cada raio de ação em função da altura do flutuador.....	49
Figura 4.19 – Mapa offshore europeu das velocidades de vento para duas alturas específicas (adaptado de [73]) .....	50
Figura 4.20 – Altura submersa em água de cada uma das soluções .....	52
Figura 4.21 – Posição do centro de massa e do centro de impulsão do corpo da estrutura.....	54
Figura 4.22 – (a) Direções de incidência da onda na estrutura ;(b) Resposta do deslocamento vertical da estrutura .....	55
Figura 4.23 – (a) Rotação em X apresentada pela estrutura; (b) Rotação em Y apresentada pela estrutura.....	55
Figura 5.1 – Valores de altura significativa da onda para cada valor de velocidade de vento para o DLC 1.1.....	58
Figura 5.2 – Número de observações associadas a cada valor de período de pico num intervalo de 12 anos .....	58
Figura 5.3 – Esquema principal do processo da análise estrutural .....	60
Figura 5.4 – Pontos que definem a fundação no FAST .....	61
Figura 5.5 – Modelação do problema no ANSYS .....	63
Figura 5.6 – Raios de concordância nas regiões de interseção de membros .....	64
Figura 5.7 – Gamas de frequência de excitação 1P, 3P e das ondas.....	65
Figura 5.8 – (a) Primeiro modo de flexão ( <i>side-side</i> ); (b) Segundo modo de flexão ( <i>side-side</i> ) .....	67
Figura 5.9 – (a) Primeiro modo de torção; (b) Terceiro modo de flexão ( <i>side-side</i> ) .....	67
Figura 5.10 – Valores de tensão máxima de von Mises, em função do tempo, para o DLC 1.1 .....	68
Figura 5.11 – $V_{hub} = 24 \text{ m/s}$ e $t = 1 \text{ s}$ : Distribuição global das tensões e pormenor das tensões máximas .....	69
Figura 5.12 – Valores de máximo de deslocamento, em função do tempo, segundo X, para o DLC 1.1 .....	69

Figura 5.13 – Valores de tensão máxima de von Mises, em função do tempo, para ondas extremas (OE) e ondas normais para $V_{hub} = 11,4 \text{ m/s}$ .....	70
Figura 5.14 – DLC 1.10, $V_{hub} = 11,4 \text{ m/s}$ e $t = 289 \text{ s}$ : Distribuição global das tensões e pormenor das tensões máximas.....	70
Figura 5.15 – Valores de deslocamento máximo, em função do tempo, segundo X, para ondas extremas (OE) e ondas normais para $V_{hub} = 11,4 \text{ m/s}$ .....	71
Figura 5.16 – Valores de tensão máxima de von Mises, em função do tempo, para o DLC 6.1.....	71
Figura 5.17 – $V_{hub} = 50 \text{ m/s}$ e $t = 1 \text{ s}$ : Distribuição global das tensões e pormenor das tensões máximas .....	72
Figura 5.18 – Valores de deslocamento máximo, em função do tempo, segundo X, para DLC 6.1 ....	72
Figura D.1 – Altura significativa em função da velocidade do vento com a linha de tendência de $4^\circ$ ..	89
Figura D.2 – Função densidade de probabilidade para $V_{hub} = 10 \text{ m/s}$ .....	90
Figura D.3 – Comparaçao dos dois métodos utilizados.....	91
Figura E.1 – Cotas de atravancamento da fundação.....	93
Figura E.2 – Cotas de atravancamento da fundação com a turbina eólica .....	94



## **Nomenclatura**

### **Acrónimos**

3-D	Tridimensional
AWS	Archimedes Wave Swing
BEM	Blade Element Momentum
DLC	Design Load Cases
DNV	Det Norske Veritas
EDF	Électricité de France
EDP	Energias de Portugal
ENM	Estratégia Nacional para o Mar
FAST	Fatigue, Aerodynamics, Structures and Turbulence
GL	Germanischer Lloyd
IEC	International Electrotechnical Commission
INPI	Instituto Nacional da Propriedade Industrial
JONSWAP	Joint North Sea Wave Observation Project
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PIB	Produto Interno Bruto
PM	Pierson-Moskowitz
RAO	Response Amplitude Operator
SSP	Semi-Submersible Platforms
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats
TLP	Tensioned-Leg Platform
UE	União Europeia
UPM	Universidade Politécnica de Madrid
VAB	Valor Acrescentado Bruto

## Símbolos Gregos

$\alpha$	Expoente da lei de potência
$\beta$	Valor escalonado
$\beta_{norm}$	Valor escalonado normalizado
$\beta_{Massa}$	Valor escalonado normalizado para a massa
$\beta_{Altura}$	Valor escalonado normalizado para a altura não submersa
$\beta_\theta$	Valor escalonado normalizado para o ângulo de inclinação
$\gamma$	Parâmetro de forma adimensional do espectro de JONSWAP
$\theta$	Ângulo de inclinação
$\lambda$	Comprimento de onda regular
$\lambda_W$	Parâmetro de escala da função de probabilidade de Weibull
$\rho_{Ar}$	Densidade do ar
$\rho_{fluido}$	Densidade do fluido
$\rho_{VM}$	Densidade da vida marinha
$\sigma$	Parâmetro de largura espectral do espectro de JONSWAP
$\bar{\sigma}_{max}$	Tensão (máxima) média de von Mises
$\omega$	Frequência angular
$\omega_P$	Frequência angular de pico

## Símbolos romanos

$A$	Área de varrimento do rotor
$B$	Centro de impulsão
$C_a$	Coeficiente de massa adicionada
$C_{am}$	Centro de aplicação das forças e momentos do sistema de amarração
$C_d$	Coeficiente hidrodinâmico de arrasto
$C_{ext}$	Centro de aplicação da força resultante dos carregamentos exteriores
$C_m$	Coeficiente de inércia hidrodinâmico
$C_P$	Rendimento aerodinâmico da turbina

$CS_{min}$	Coeficiente de segurança mínimo
$d$	Profundidade da água
$d_0$	Profundidade para a qual a velocidade da corrente superficial passa a ser nula
$dA$	Elemento diferencial de área
$d_{braço}$	Diâmetro do braço do suporte metálico
$d_{col}$	Diâmetro das colunas do conjunto flutuador-âncora
$d_{con}$	Diâmetro das conexões cilíndricas
$d_{novo}$	Diâmetro do membro após vida marinha
$d_{orig}$	Diâmetro do membro antes da vida marinha
$d_{perna}$	Diâmetro da perna do suporte metálico
$d_{prin}$	Diâmetro da coluna principal do suporte metálico
$d_{pt}$	Diâmetro da peça de transição
$d_{sec}$	Diâmetro da coluna secundária do suporte metálico
$d_t$	Diâmetro exterior do topo da torre
$d_x$	Distância infinitesimal segundo X
$d_y$	Distância infinitesimal segundo Y
$d_\emptyset$	Diâmetro do membro na equação de Morison
$f_0$	Frequência de excitação provocada pelos vórtices na torre
$f(H_s V_{hub})$	Função densidade de probabilidade de Weibull
$\mathbf{F}_{am}$	Força do sistema de amarração
$\mathbf{F}_{ext}$	Força resultante dos carregamentos exteriores
$\mathbf{F}_M(t)$	Força total de Morison
$g$	Aceleração da gravidade
$G$	Centro de massa
$\overline{GB}$	Distância entre o centro de massa e o centro de impulsão
$h_{anc}$	Altura da âncora de sucção
$h_{flt}$	Altura do flutuador

$h_{prin}$	Altura da coluna principal do suporte metálico
$h_{pt}$	Altura da peça de transição
$h_{sec}$	Altura da coluna secundária do suporte metálico
$H$	Altura da onda regular
$H_s$	Altura significativa da onda
$H_{s1}$	Altura significativa com um período de recorrência de 1 ano
$H_{s50}$	Altura significativa com um período de recorrência de 50 anos
$I$	Força de impulsão
$I_o$	Segundo momento de área
$k$	Parâmetro de forma da função de probabilidade de Weibull
$L$	Comprimento do membro
$m_{corpo}$	Massa do corpo
$M$	Metacentro
$M_{am}$	Momento do sistema de amarração
$\overline{MG}$	Altura metacêntrica
$M_i$	Momento de inclinação
$M_r$	Momento de restituição
$p_h$	Pressão hidrostática
$p_{h1}$	Pressão hidrostática no topo do corpo
$p_{h2}$	Pressão hidrostática na base do corpo
$P$	Potência fornecida pelo vento
$P_m$	Potência absorvida pela turbina
$r_{suporte}$	Raio do suporte metálico
$R^2$	Quadrado do coeficiente de correlação
$RX, RY, RZ$	Rotações segundo cada um dos eixos cartesianos
$S_t$	Número de Strouhal
$s_{\sigma_{max}}$	Desvio padrão do valor de tensão máxima

$t$	Tempo
$t_{braço}$	Espessura do braço do suporte metálico
$t_{col}$	Espessura das colunas do conjunto flutuador-âncora
$t_{con}$	Espessura das conexões cilíndricas
$t_{perna}$	Espessura da perna do suporte metálico
$t_{prin}$	Espessura da coluna principal do suporte metálico
$t_{pt}$	Espessura da peça de transição
$t_{sec}$	Espessura da coluna secundária do suporte metálico
$t_{VM}$	Espessura da camada de vida marinha
$T$	Período da onda regular
$T_p$	Período de pico da onda
$u_e(t)$	Velocidade do escoamento na equação de Morison
$\dot{u}_e(t)$	Aceleração do escoamento na equação de Morison
$U_{0ns}$	Velocidade da corrente superficial à superfície
$U_{0ss}$	Velocidade da corrente sub-superficial à superfície
$U_{ns}(z)$	Velocidade da corrente superficial à cota $z$
$U_{ss}(z)$	Velocidade da corrente sub-superficial à cota $z$
$V(10\ m)$	Velocidade média do vento a uma altura de 10 metros
$V_{hub}$	Velocidade média do vento no centro do hub
$V_{in}$	<i>Cut-in-speed</i>
$V_{out}$	<i>Cut-out speed</i>
$V_r$	<i>Rated-speed</i>
$V_{ref}$	Velocidade média do vento de referência
$V_{sub}$	Volume submerso
$V_{total}$	Volume total
$V(z)$	Velocidade média do vento à cota $z$
$V(z_{ref})$	Velocidade média do vento à cota $z_{ref}$

$w_i$	Peso de cada propriedade
$W$	Peso
$x$	Distância genérica segundo o eixo X
X, Y, Z	Referencial cartesiano
$y_d$	Índice de desempenho
$z$	Cota genérica
$z_1$	Cota da superfície mais elevada do corpo
$z_2$	Cota da superfície mais baixa do corpo
$z_B$	Cota do centro de impulsão
$z_{Cext}$	Cota do centro de aplicação da força resultante dos carregamentos exteriores
$z_{Cam}$	Cota do centro de aplicação das forças e momentos do sistema de amarração
$z_G$	Cota do centro de massa
$z_{ref}$	Cota de referência da lei de potência

# **1. Introdução**

## **1.1. Motivação e Enquadramento**

Desde há centenas de anos que a humanidade tem utilizado o petróleo, o carvão e o gás natural como as suas principais fontes de energia [1]. Estas são fontes esgotáveis de energia, sendo ainda nocivas para o meio ambiente. Ao longo dos anos, as emissões excessivas de gases poluentes provenientes destas fontes têm vindo a originar efeitos nefastos no clima, como o aumento global da temperatura média da Terra, a redução da camada de ozono e a acidificação dos oceanos e mares [1]. O protocolo de Quioto foi assinado em 1997 com o objetivo de limitar, no período de 2008 a 2012, as emissões de gases poluentes, estabelecendo uma redução de, pelo menos, 5% destas emissões, relativamente aos níveis de 1990 [2]. A União Europeia (UE) tem vindo a adotar legislação com vista a promover a utilização de fontes de energia renováveis, como a energia eólica, a energia solar, a energia hídrica e a energia das ondas, por exemplo [3]. As fontes de energia renováveis advêm de recursos naturais e apresentam as vantagens de serem fontes não poluentes e inesgotáveis de energia. Foi definido pela UE que, em 2020, 20% da energia final global consumida terá de provir de fontes renováveis, sendo que, para Portugal, a meta é de 31% [3]. A capacidade renovável atual não é suficiente para atingir os valores estipulados, pelo que a necessidade de expansão é elevada.

Os oceanos e mares apresentam-se como uma excelente oportunidade para a expansão das energias renováveis, já que cerca de 70% do planeta Terra está coberta por água [4]. O vento, em ambiente *offshore*, tem vindo a ser utilizado para a extração de energia desde há, aproximadamente, 25 anos, quando o primeiro parque eólico foi instalado ao largo da costa dinamarquesa [5]. Tal tem permitido um grande desenvolvimento da economia marítima europeia, criando-se diversos postos de trabalho que, de forma direta ou indireta, poderão atingir os 366.000 em 2030 [6]. Contudo, a tecnologia eólica *offshore* ainda se encontra numa fase inicial de expansão, enfrentando desafios científicos e técnicos consideráveis [4]. A grande desvantagem desta fonte de energia está relacionada com os seus elevados custos, tanto na fase de instalação, como durante as fases de operação e de manutenção [7].

A fundação é, pois, a estrutura que permite suportar a turbina eólica e os carregamentos impostos pelo vento e pelo mar. Atualmente, a maioria das turbinas *offshore* instaladas utiliza fundações fixas ao fundo oceânico, em águas pouco profundas, ou de transição (profundidades até 60 metros) [4]. Isto acontece devido ao facto de os custos de construção e de instalação da estrutura aumentarem com o aumento da profundidade do mar [8]. A solução mais utilizada, globalmente, é a mono-estaca, devido à sua simplicidade e ao seu baixo custo de construção [4]. Todavia, esta solução só está apta a ser instalada em águas com profundidade até 30 metros, por razões técnicas e económicas [8]. Para locais de instalação com maior profundidade, outros tipos de fundações têm de ser utilizados, como, por exemplo, as estruturas em *jacket* ou as soluções flutuantes [9]. Face ao crescente interesse nesta área, diversos consórcios industriais internacionais têm desenvolvido e demonstrado novas soluções de fundações para águas profundas ou de transição, usualmente, com o apoio financeiro e político da UE [4].

## **1.2. Objetivos**

Com este trabalho, pretende-se desenvolver e projetar mecanicamente uma fundação inovadora para instalação de uma turbina eólica *offshore* em águas de transição, entre 30 e 60 metros de profundidade, segundo as normas estruturais, para condições *offshore*. O transporte das fundações e das turbinas requer, usualmente, a utilização de embarcações de grande porte. Porém, as elevadas taxas de ocupação e os custos crescentes deste tipo de meio de transporte levaram à necessidade de a fundação desenvolvida ser flutuante até ao local de instalação. Assim, a flutuabilidade e a estabilidade têm, primeiramente, de ser asseguradas. Posteriormente, a fundação é estudada do ponto de vista estrutural. Nesta fase, a estrutura estará fixa ao solo marinho e sujeita a carregamentos hidrodinâmicos e aerodinâmicos. A proposta de patente para o conceito desenvolvido foi ainda submetida.

## **1.3. Estrutura do Documento**

Este documento encontra-se estruturado em seis capítulos:

- **Capítulo 1 – Introdução:** aqui é apresentado o enquadramento do tema a abordar, os objetivos do trabalho e a estrutura do documento.
- **Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica:** apresentam-se alguns dados históricos sobre a energia eólica *offshore*, mencionam-se os principais tipos de turbinas e descrevem-se os principais componentes que as constituem. São, também, apresentadas algumas das fundações atualmente mais utilizadas e o modo como são realizados, correntemente, o transporte e a instalação destas. É igualmente analisado o desenvolvimento das energias eólicas em Portugal, sendo expostos alguns dos projetos mais recentes nesta área.
- **Capítulo 3 – Metodologia:** descrevem-se os métodos utilizados para o desenvolvimento da fundação. Primeiramente, resumem-se as principais etapas do processo de desenvolvimento de um produto. De seguida, são enunciados alguns dos conceitos principais sobre a flutuabilidade e a estabilidade dos corpos. Por último, são apresentados os programas utilizados na simulação numérica e os principais carregamentos impostos à turbina e à fundação.
- **Capítulo 4 – Desenvolvimento do Conceito:** este capítulo exibe as etapas mais importantes do processo de desenvolvimento da fundação. Numa primeira fase, é realizada uma breve declaração que identifica o propósito da solução, os principais pressupostos e requisitos, o mercado-alvo e as necessidades que a fundação pretende dar resposta. Depois, é apresentado o conceito final da fundação e cada um dos seus componentes. Os estudos da flutuabilidade e da estabilidade são realizados e, no final, apenas um conceito com dimensões específicas é selecionado.
- **Capítulo 5 – Análise Estrutural:** são analisados os resultados dos esforços e respetivas tensões transmitidas à fundação, face aos carregamentos impostos pelo vento e pelo mar. É, também, realizada a análise aos modos de vibração da estrutura.
- **Capítulo 6 – Conclusões e Desenvolvimentos Futuros:** são apresentadas as principais conclusões do trabalho e sugeridos desenvolvimentos futuros.

## 2. Revisão Bibliográfica

### 2.1. Energia Eólica

Os ventos são grandes movimentações de ar provocadas pelo aquecimento desigual da superfície terrestre. As variações na pressão atmosférica causadas pelo aquecimento diferencial originam um fluxo de ar das regiões de alta pressão para as regiões de baixa pressão, gerando ventos que também são afetados pela rotação e geografia do planeta Terra [5].

Desde a Antiguidade que o vento permitiu ao Homem mover embarcações, moer cereais ou bombear água. Acredita-se que os barcos à vela egípcios usados para mover pessoas e mercadorias foram os pioneiros no aproveitamento da energia eólica, há milhares de anos atrás [5]. Os moinhos de vento, por seu lado, constituíram um dos principais marcos na história da energia eólica. Os primeiros moinhos de vento foram desenvolvidos na Pérsia, por volta do século X [5]. Rapidamente, essa tecnologia chegou à Europa e, por volta do século XII, a Inglaterra, a Holanda e a Alemanha começaram a utilizá-la com o objetivo de moer cereais para a obtenção de farinhas [5]. Para além disso, os holandeses usavam os moinhos de vento para drenar água dos campos e efetuar a regulação dos canais do seu país [5]. Ao longo dos séculos, cerca de 250 mil moinhos foram instalados na Europa Ocidental com um pico de operação nos séculos XVIII e XIX [5]. Quando a utilização destes entrou em declínio, começou-se a pensar utilizar a força do vento para a produção de eletricidade. Foi Charles Brush que, em 1888, em Cleveland, Ohio, desenvolveu a primeira máquina deste género. Um rotor de 17 metros de diâmetro aproveitava a força do vento para com um dínamo de 12 kW carregar baterias que alimentaram vários motores e centenas de luzes incandescentes em sua casa, durante 15 anos [5]. Esta foi uma das primeiras máquinas a ser descrita como uma turbina eólica. Desde então, a turbina eólica exibiu diversas configurações, mas, atualmente, a maior parte das turbinas é constituída por uma torre, um rotor e uma *nacelle* (Figura 2.1) [5].

A torre tem a função de sustentar o rotor e a *nacelle* a uma determinada altura. Consiste, na maior parte das vezes, numa estrutura tubular fabricada em aço, mas também pode apresentar uma estrutura treliçada ou ser construída em betão [10]. O rotor é o componente que permite transformar a energia cinética do vento em energia mecânica de rotação. Este é constituído pelas pás e pelo *hub*. As pás estão instaladas no *hub* e captam o vento, que as faz girar a uma certa velocidade. À saída do rotor está ligado um veio (veio de entrada, na Figura 2.1) que roda à mesma velocidade das pás e, através de um sistema de transmissão, a potência é transmitida, a uma velocidade superior, ao veio do gerador (veio de saída, na Figura 2.1) que converte a energia mecânica de rotação em energia elétrica. A *nacelle* não é mais que um compartimento que tem a função de alojar o gerador e o sistema de transmissão. Para que o rotor não se danifique existe um travão. Este só é acionado em caso de emergência, quando as velocidades do vento se tornam muito elevadas como, por exemplo, em tempestades. Existe ainda um sistema de controlo que é responsável, entre outras, pela orientação do rotor e das pás.

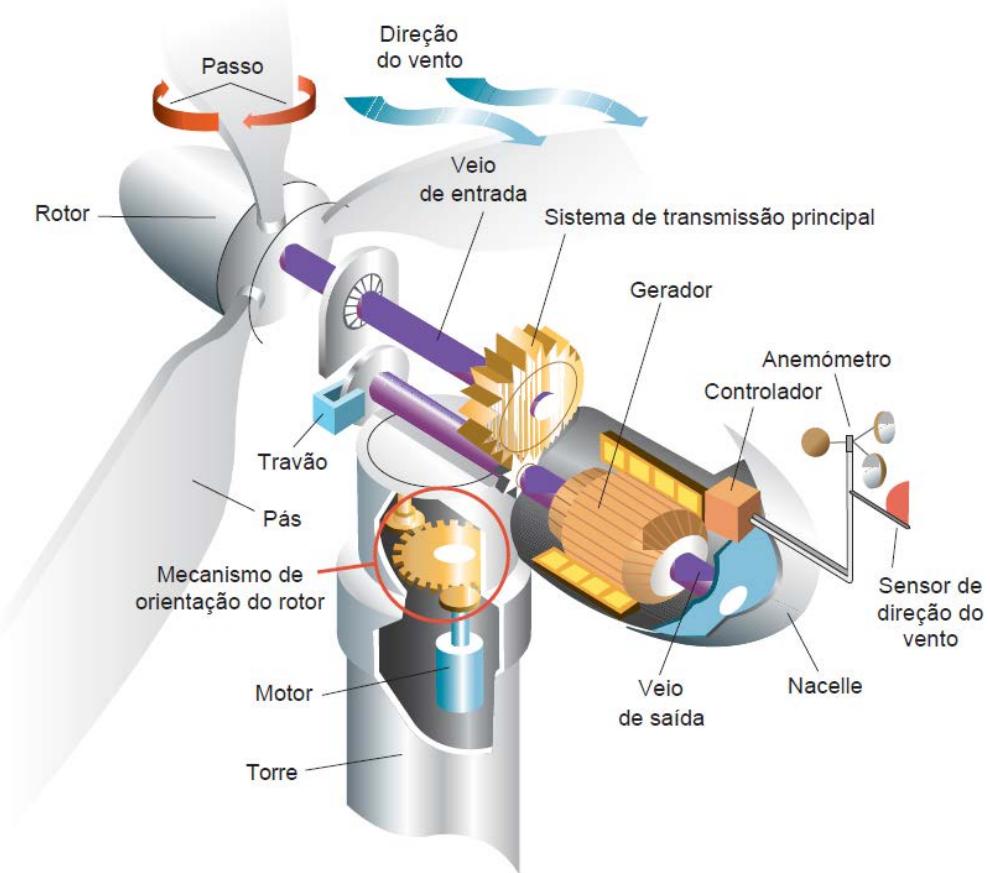


Figura 2.1 – Componentes de uma turbina (adaptado de [5])

## Potência de uma Turbina Eólica

A função de uma turbina eólica é aproveitar a energia do vento para a produção de eletricidade. A potência total fornecida pelo vento pode ser aproximada da seguinte forma [5]:

$$P = \frac{1}{2} \rho_{Ar} A V_{hub}^3 \quad (2.1)$$

Na equação anterior,  $\rho_{Ar}$ , é a densidade do ar,  $A$  é a área de varrimento do rotor e  $V_{hub}$  representa a velocidade do vento no centro do *hub*. Conclui-se que a potência varia proporcionalmente com a área de varrimento do rotor e com o cubo da velocidade do vento.

Em 1919, o físico alemão Albert Betz concluiu que nem toda a energia cinética fornecida pelo vento é convertida em energia mecânica de rotação. Nos seus estudos, Betz refere que uma turbina eólica não consegue converter mais que 59% da energia cinética do vento em energia mecânica [5]. O rendimento aerodinâmico de uma turbina,  $C_p$ , é dado pela razão entre a potência absorvida pela turbina,  $P_m$ , e a potência fornecida pelo vento,  $P$  [11]. Vem, deste modo:

$$C_p = \frac{P_m}{P} \quad (2.2)$$

Na realidade, este coeficiente toma valores inferiores a 59%. O valor expectável para este parâmetro ronda os 40% e os 50% [5].

## Sistema de Controlo de uma Turbina Eólica

O principal objetivo do sistema de controlo é modificar os estados operacionais da turbina para que esta trabalhe de uma maneira segura e, portanto, possa maximizar a potência produzida.

A curva de potência de uma turbina eólica consiste na representação gráfica da variação da potência fornecida pela turbina com a velocidade do vento. Uma curva de potência típica de uma turbina eólica pode ser visualizada na Figura 2.2.

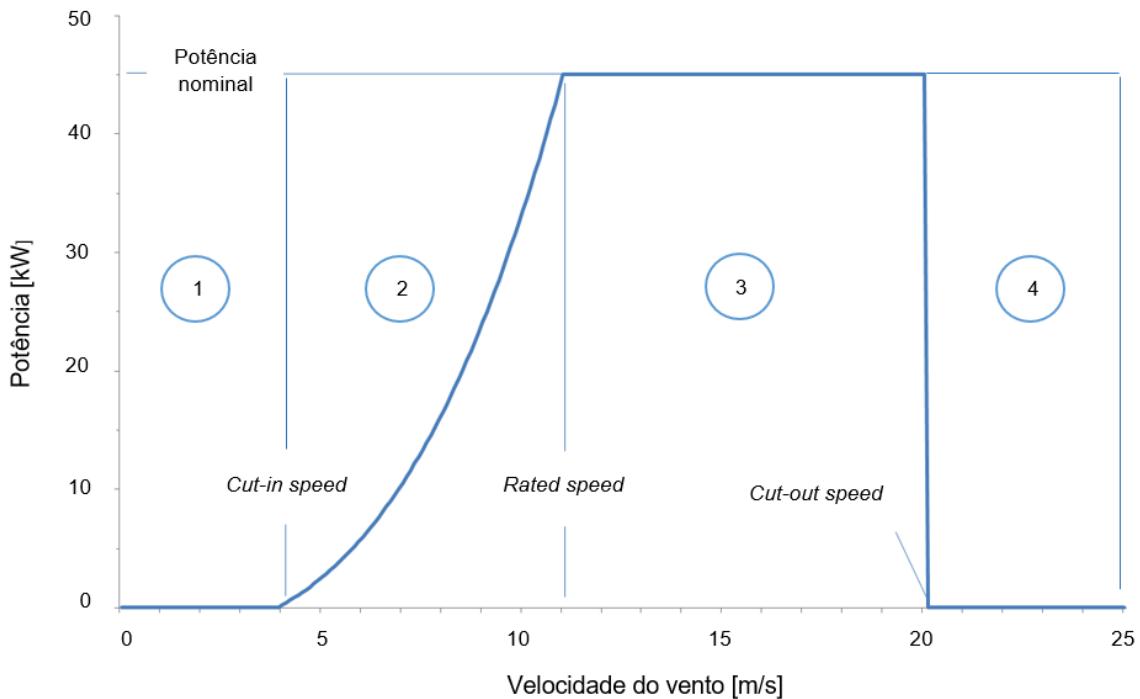


Figura 2.2 – Curva de potência típica de uma turbina (adaptado de [12])

Nesta é possível identificar quatro regiões distintas delimitadas por alguns valores característicos de velocidade, a saber [5]:

- *Cut-in speed,  $V_{in}$* : valor mínimo de velocidade do vento para o qual a turbina começa a produzir energia (valores atuais típicos de 3 m/s ou 4 m/s);
- *Rated-speed,  $V_r$* : valor da velocidade do vento para o qual a turbina começa a produzir energia à sua potência nominal (valores atuais típicos de 11 m/s a 14 m/s);
- *Cut-out speed,  $V_{out}$* : valor máximo da velocidade do vento para o qual a turbina ainda produz energia (valores atuais típicos de 24 m/s ou 25 m/s. Para turbinas eólicas com potências nominais baixas o valor da *cut-out speed* é, usualmente, mais reduzido, como é o caso da Figura 2.2, cujo valor é próximo dos 20 m/s).

Na região 1, face às velocidades de vento reduzidas, a turbina não produz energia, mas assim que a velocidade iguala o valor da *cut-in speed* o rotor começa a trabalhar, marcando o início da região 2. Nesta região, a potência aumenta com o aumento da velocidade do vento, sendo mesmo proporcional ao cubo da velocidade [5], até se atingir a potência máxima nominal a uma velocidade igual à *rated-speed* (início da região 3). Quando a velocidade do vento excede o valor da *cut-out speed*, a

turbina, por razões de segurança, deixa de trabalhar (início da região 4), já que velocidades de vento muito elevadas não são benéficas para a produção de eletricidade, pois as pás estão sujeitas a esforços bastante elevados [13].

A direção e a velocidade do vento são, constantemente, medidas com sensores. Para aproveitar da melhor forma a capacidade eólica, o sistema de controlo da turbina garante que o rotor se mantém alinhado na mesma direção do vento [13]. Para isso, um sistema de controlo de orientação direcional (em inglês, *yaw control*) é utilizado, permitindo que o rotor se ajuste e rode sobre o eixo da torre, sempre que o vento muda de direção. Este controlo requer a utilização de um motor (em inglês, *yaw motor*) e de um sistema de transmissão (em inglês, *yaw drive*).

O sistema de controlo é ainda responsável por garantir que as pás estejam corretamente alinhadas para cada velocidade do vento. Desta forma, o ângulo de passo (em inglês, *pitch angle*) é ajustado com o objetivo de garantir a máxima eficiência na produção de energia elétrica (ver Figura 2.1). Com o aumento da velocidade do vento, o rotor tem tendência a sofrer esforços aerodinâmicos superiores. Assim, para velocidades superiores à *rated-speed*, a pá roda sobre o seu próprio eixo longitudinal (ângulos de passo crescentes), o que faz com que a força axial aplicada no rotor (em inglês, *thrust force*) diminua, já que a pá passa a apresentar uma menor superfície frontal em relação ao vento [13]. Portanto, para velocidades inferiores à *rated-speed*, o valor do ângulo de passo é sempre nulo. Com o aumento da velocidade do vento e para manter a turbina a produzir eletricidade à potência nominal, a cada valor de velocidade está associado um ângulo de passo diferente (Figura 2.3). A força axial aplicada no rotor apresenta, deste modo, o seu valor máximo para ventos com uma velocidade igual à *rated-speed*, uma vez que este é o valor máximo de velocidade para o qual o ângulo de passo ainda é nulo (Figura 2.4) [14]. O rendimento aerodinâmico da turbina eólica diminui com o aumento do ângulo de passo. Logo, a velocidades superiores à *rated-speed* estão associados rendimentos inferiores [13].

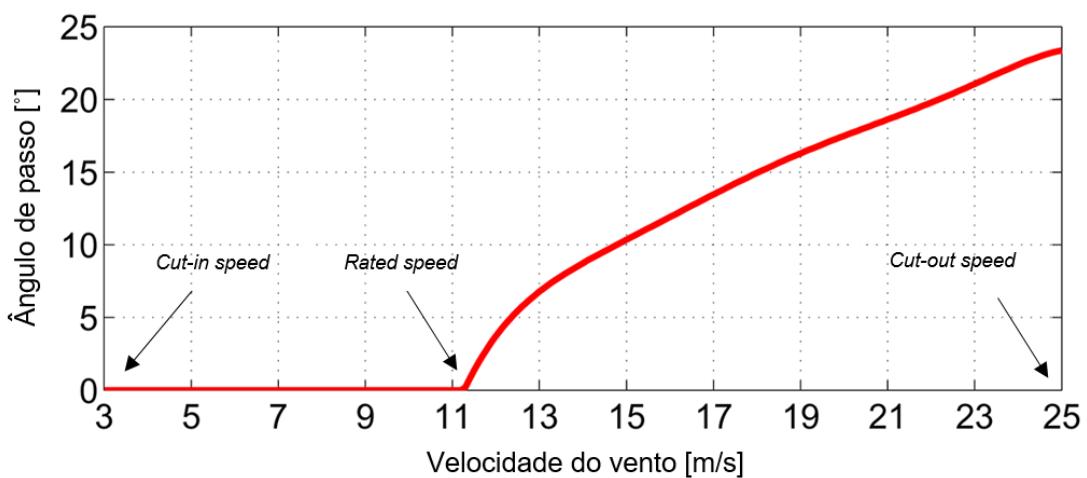


Figura 2.3 – Variação do ângulo de passo com a velocidade para uma turbina de 5 MW (adaptado de [15])

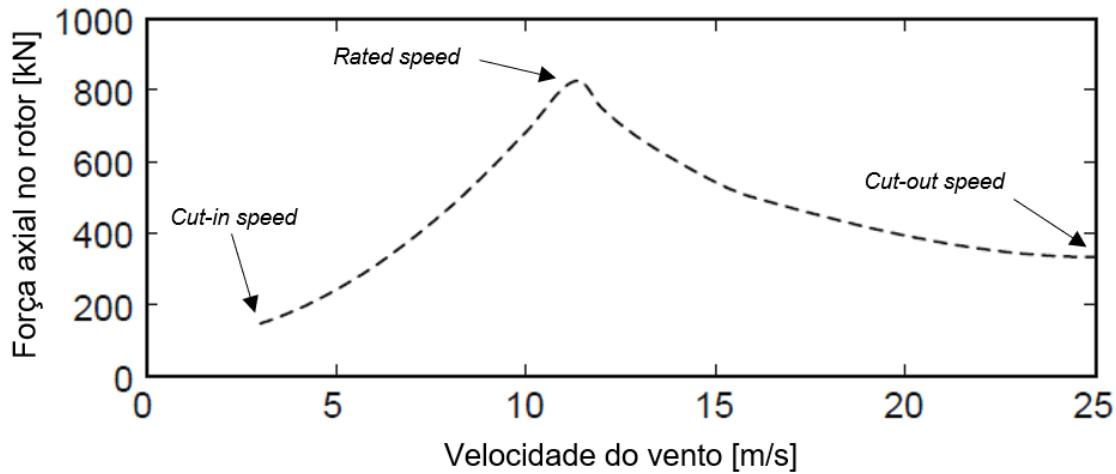


Figura 2.4 – Força axial no rotor, em função da velocidade do vento, para uma turbina de 5 MW (adaptado de [16])

## Classificação das Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com a sua localização de instalação, eixo de rotação e orientação do rotor face ao vento. Relativamente à sua localização, as turbinas eólicas podem ser classificadas por turbinas eólicas *onshore*, se estas forem instaladas em terra, ou turbinas eólicas *offshore*, no caso de estarem instaladas no mar (Figura 2.5).

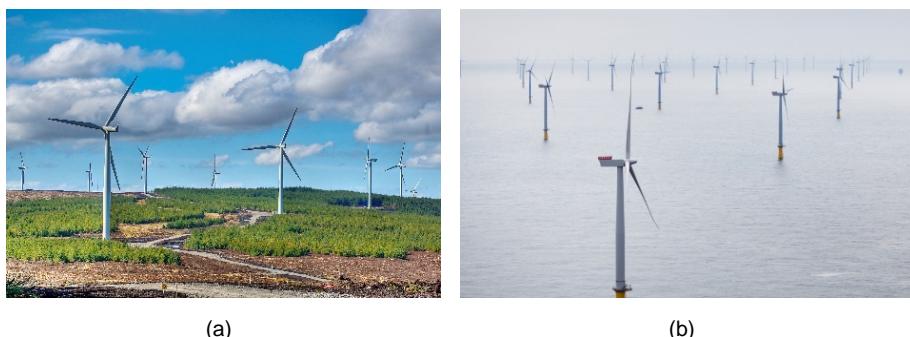


Figura 2.5 – (a) Turbina eólica *onshore* [17]; (b) Turbina eólica *offshore* [17]

O eixo de rotação de uma turbina pode ser horizontal ou vertical (Figura 2.6). Uma turbina de eixo horizontal tem a vantagem de se poder colocar a uma altura superior, aproveitando melhor a energia do vento [11]. De facto, quanto maior é a altura, maior é a velocidade do vento [5]. Uma turbina de eixo vertical não necessita de qualquer sistema de controlo de orientação do vento, mas as eficiências deste tipo de turbina são relativamente reduzidas, comparativamente às turbinas de eixo horizontal dado que as pás, normalmente, experimentam o efeito da turbulência da pá antecedente e têm tendência a vibrar [5,11]. Compreende-se, pois, que a maioria das turbinas seja de eixo horizontal.

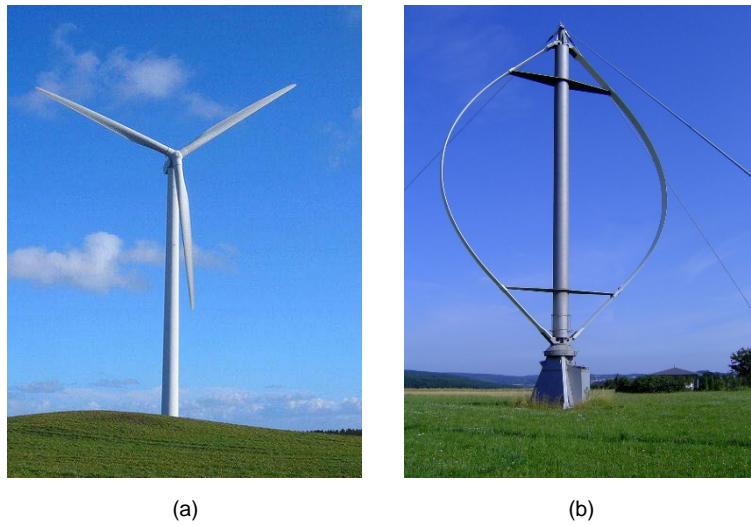


Figura 2.6 – (a) Turbina eólica com eixo horizontal [18]; (b) Turbina eólica com eixo vertical [19]

Nas turbinas de eixo horizontal, quando o vento incide frontalmente no rotor, diz-se que a turbina é do tipo *upwind*. Se, pelo contrário, o vento incidir primeiro na parte traseira da turbina antes de atingir o rotor, diz-se que a turbina é do tipo *downwind* (Figura 2.7). Numa turbina *downwind*, o escoamento do vento atravessa primeiramente a torre, o que provoca um efeito de sombra e turbulência que não é benéfico, já que é responsável por um ruído e vibração adicionais [20].

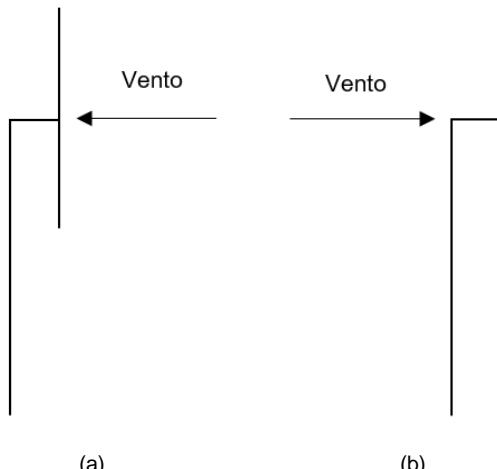


Figura 2.7 – (a) Turbina eólica *upwind*; (b) Turbina eólica *downwind*

A maior parte das turbinas instaladas é constituída por três pás, tem eixo horizontal e o vento incide frontalmente no rotor. Até aos dias de hoje, esta é a configuração que se apresenta como a mais consensual [5].

### 2.1.1. Energia Eólica Offshore

Nos últimos anos, a Europa centrou-se fortemente na disseminação da energia eólica. No final do ano de 2014, a potência eólica total instalada era já de 128,8 GW, mais que a atual capacidade nuclear [6]. A tecnologia *onshore* para produção de eletricidade já é economicamente competitiva, comparando-a com o gás natural e o carvão [6]. Ainda assim, sabe-se que o potencial eólico *offshore* é bastante superior ao *onshore*, uma vez que o vento é mais forte e consistente e a turbulência é menor [21]. Os

efeitos visuais e sonoros inerentes a esta tecnologia podem, também, ser evitados [21]. Para além disso, a área oceânica é bastante extensa, evitando assim a ocupação de terrenos *onshore* [21]. No final de 2016, a capacidade *offshore* instalada a nível mundial era já de 14 GW [22], com uma potência prevista igual a 40 GW até 2020, 150 GW até 2030 e 460 GW até 2050 [4]. A maior parte da capacidade está instalada no mar do Norte (mais de 60% [4]), sendo que para o oceano Atlântico espera-se atingir valores compreendidos entre os 8 GW e os 22 GW de potência instalada, até ao final de 2030 [23]. O Reino Unido com aproximadamente 36% da capacidade total e a Alemanha com uma contribuição de 29% são os países mais representativos da aposta nesta fonte de energia. A China é já o terceiro país com maior contribuição, apresentando uma percentagem de 11% [22].

O primeiro parque eólico *offshore* construído foi o de Vindeby na Dinamarca, em 1991, com um total de 11 turbinas instaladas e uma potência global de, aproximadamente, 5 MW [5]. O desenvolvimento acelerado desta fonte de energia é notório. Se o parque Vindeby utilizava turbinas de 450 kW, atualmente são instaladas turbinas de 5 MW ou 6 MW, sendo que, num futuro próximo, serão utilizadas turbinas de 10 MW ou 20 MW [5].

De acordo com a curva de aprendizagem, o custo de um determinado processo tende a diminuir com o aumento da experiência adquirida. Ainda assim, os custos associados à exploração da energia eólica *offshore* têm vindo a subir, o que pode ser explicado com a procura de novos locais mais distantes da costa e com profundidades superiores, devido à saturação de algumas das regiões [24]. Com o aumento da distância à costa e da profundidade da água, os processos de transporte e instalação tornam-se mais complexos, pelo que os custos de implementação desta tecnologia aumentam [8]. Assim, comprehende-se que a maior parte da capacidade eólica esteja instalada no mar do Norte. De facto, as baixas profundidades associadas a locais não muito distantes da costa permitem que os custos associados à instalação das turbinas não sejam tão elevados como outros locais [4].

Os benefícios da utilização da energia eólica *offshore* não se limitam apenas ao uso de uma fonte de energia limpa. Na verdade, o caráter multidisciplinar desta área é bastante grande. A forte dependência das operações de montagem *onshore* na doca pode permitir o reavivamento das indústrias naval, portuária e metalúrgica, mesmo nos países em que estas indústrias estão em declínio. Para além disso, a exploração desta tecnologia tem também impacto no desenvolvimento tecnológico, na industrialização e nos serviços [25]. As implicações ambientais são, da mesma forma, evidentes, já que as turbinas eólicas podem atuar como santuários de peixes e recifes, embora a migração de aves possa ser afetada [26].

A análise das Forças, Oportunidades, Fraquezas e Ameaças (matriz SWOT) pode ser realizada para a tecnologia eólica *offshore* – cf. Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Matriz SWOT para a energia eólica *offshore*

Forças	Fraquezas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energia renovável</li> <li>• Extensa área oceânica</li> <li>• Menor variabilidade que a tecnologia <i>onshore</i></li> <li>• Desenvolvimento tecnológico nacional</li> <li>• Impacto visual reduzido</li> <li>• Domínio dos processos de fabrico associados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fonte de energia dispendiosa</li> <li>• Tecnologia ainda em fase de desenvolvimento</li> <li>• Caráter imprevisível do vento</li> <li>• A migração das aves é afetada</li> <li>• Logística do transporte e da instalação das fundações</li> </ul>
Oportunidades	Ameaças
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Crescente procura por energias renováveis</li> <li>• Desenvolvimento da economia marítima</li> <li>• Forte caráter multidisciplinar</li> <li>• Elevadas perspetivas de desenvolvimento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fontes de energia renováveis menos dispendiosas</li> <li>• Acesso a financiamento</li> <li>• Apoio das entidades públicas</li> </ul>

Os pontos fortes da implementação da energia eólica *offshore* estão associados à utilização de uma fonte de energia renovável, permitindo a diminuição da emissão de gases poluentes e promovendo o desenvolvimento tecnológico [25]. Além disso, a energia produzida tem um maior valor de mercado, pois o vento é mais forte e mais constante em ambiente *offshore*, comparativamente ao vento *onshore* [21]. Normalmente, as estruturas *offshore* são produzidas a partir de materiais comumente utilizados nas mais diversas indústrias e fabricadas a partir de processos tecnológicos conhecidos, onde se destacam o aço e o betão, facilitando a implementação desta tecnologia.

As desvantagens desta fonte de energia estão relacionadas com os seus elevados custos, tanto na instalação como durante a fase de operação e manutenção [7]. Na maioria dos casos, os sistemas instalados não são ainda comercialmente sustentáveis, o que exige o aparecimento de medidas políticas que promovam a proteção e o fortalecimento da tecnologia *offshore*. Sem esses mecanismos, o desenvolvimento e a inovação serão bloqueados [4]. O caráter imprevisível do vento e, por conseguinte, a variabilidade da produção de eletricidade representam uma fraqueza do setor da energia eólica, em geral [5]. A logística dos processos de transporte e de instalação das fundações é um dos principais problemas da tecnologia *offshore*. As embarcações responsáveis por estes processos são escassas e bastante dispendiosas, dificultando bastante a logística dos projetos *offshore* [7].

As metas estipuladas pela UE para a contribuição das energias renováveis no panorama energético são uma excelente oportunidade para o crescimento da energia eólica *offshore*. Para além disso, a instalação desta tecnologia promove o desenvolvimento da economia marítima reavivando ou expandindo as indústrias relacionadas [25]. A instalação de equipamentos associados a esta fonte de energia promove também a indústria nacional de um país, já que o caráter multidisciplinar desta fonte a faz depender da interconexão de várias indústrias, tais como a dos serviços, a dos transportes e a dos materiais, entre outras [25].

O aparecimento de soluções mais baratas para a produção de eletricidade, tais como novas soluções para o aproveitamento da energia solar ou o aparecimento de centrais nucleares de nova geração,

pode ameaçar o desenvolvimento da energia eólica *offshore*. Sem o apoio adequado das entidades públicas, esta fonte de energia não poderá competir, pelo que medidas políticas e regulamentares de incentivo à utilização desta fonte renovável terão de ser consideradas [4]. Por outro lado, o acesso ao financiamento pode afetar toda a cadeia de abastecimentos e com isto perturbar o desenvolvimento desta tecnologia.

### **2.1.2. Energia Eólica Offshore em Portugal**

Portugal não possui petróleo bruto, gás natural ou carvão mineral, as principais fontes de energia que consome, o que o torna energeticamente dependente dos países que os extraem. Ainda assim, sabe-se que este apresenta um grande potencial para a exploração das energias renováveis, mas a frágil economia que o país demonstrou nos últimos anos e o consequente resgate financeiro resultaram em fortes medidas de austeridade que podem comprometer o aparecimento de novos investimentos públicos nesta área [27]. No entanto, Portugal tem concentrado alguns esforços na área das energias renováveis, principalmente, na energia eólica e hídrica. Como consequência, em 2014, cerca de 61,3% da eletricidade consumida provinha de fontes de energia renováveis [28]. Nesse mesmo ano, mais de 20% da eletricidade total consumida foi produzida pela capacidade eólica *onshore* [28].

No final de 2014, a capacidade eólica instalada *onshore*, em Portugal, era de, aproximadamente, 5 GW [29]. O consórcio ENEOP, formado em 2004 pela EDP Renováveis, Enel Green Power e Generg, com a participação da Enercon, contribuiu bastante para este panorama. Daí resultou a instalação de uma potência de 1,2 GW nos últimos anos [30]. Esta capacidade instalada, fomentada em 2006 por iniciativa governamental, promoveu a formação de consórcios industriais dedicados a este ramo de produção. Atualmente têm vindo a ser construídas turbinas eólicas (torres, turbinas e pás), exportando-se a maior parte da produção [31]. A maioria da capacidade eólica *onshore* está estabelecida no norte de Portugal. Viseu é o distrito com a maior capacidade instalada – mais de 900 MW de potência – seguido do distrito de Coimbra, com uma potência instalada de cerca de 600 MW [29].

A zona económica exclusiva portuguesa é uma das maiores da Europa, com mais de 1 milhão e 700 mil quilómetros quadrados, superior a 15 vezes o espaço territorial do país [4,33]. No entanto, este vasto recurso oceânico não é aproveitado economicamente, representando apenas 2,5% do valor acrescentado bruto (VAB) em 2010 [33]. No sentido de fortalecer as zonas costeiras como um meio estratégico do desenvolvimento da economia do país, o estado português tem implementado algumas medidas, nos últimos anos. A Estratégia Nacional para o Mar (ENM2013-2020) apresenta-se como um instrumento que visa a promoção do desenvolvimento económico, social e ambiental do mar. Até 2020, pretende-se aumentar a contribuição do setor marítimo para o produto interno bruto (PIB) nacional em 50% [33]. A indústria naval portuguesa vinha registando reduções significativas na sua atividade geral, tanto na área da construção, como na manutenção, mostrando, em 2015, um ligeiro crescimento nesta última área [34]. O estaleiro de Viana de Castelo que, em 2013, foi alvo de um processo de concessão tem registado progressos na sua atividade [35]. A sua experiência no âmbito renovável inclui a participação na construção do dispositivo *Archimedes Wave Swing* (AWS) para o aproveitamento da energia das ondas. Outros estaleiros como o de Peniche, o da Lisnave e o da Navalria têm também participado em alguns projetos relacionados com as energias renováveis [36].

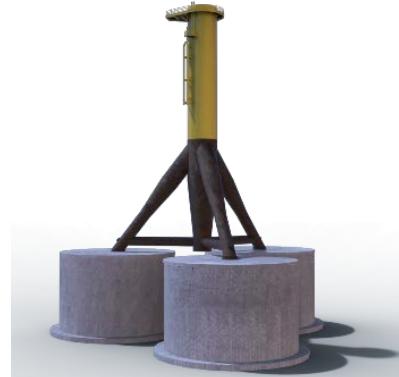
Os desafios tecnológicos associados à energia eólica *offshore* em Portugal são bem diferentes dos desafios colocados pelos países do norte da Europa. De facto, estes países têm à sua disposição um mar com águas pouco profundas, o que permite a implementação de fundações para turbinas eólicas menos dispendiosas, como a mono-estaca [4]. As maiores profundidades associadas ao oceano Atlântico exigem a procura de outras soluções, tais como as flutuantes. Porém, este tipo de estrutura ainda não se encontra disponível comercialmente [4].

Alguns projetos na área da tecnologia eólica *offshore* têm sido desenvolvidos com o apoio de empresas portuguesas. O protótipo WindFloat (Figura 2.8(a)) foi instalado, em finais de dezembro de 2011, a 5 km da costa portuguesa, perto de Aguçadoura (concelho da Póvoa do Varzim), e baseia-se numa fundação flutuante, semi-submersível, que suporta uma turbina de 2 MW [37]. Este projeto teve o apoio da UE através do projeto Demowfloat, tendo sido liderado pela EDP (Energias de Portugal) e desenvolvido pela empresa Principle Power, com a parceria da Repsol, do WavEC e da ASM Industries, entre outras, apresentando um custo total de 6 milhões de euros [38]. Em julho de 2016, iniciou-se o processo de desmantelamento do WindFloat, depois de cumpridos os 5 anos de testes [37]. A construção do protótipo teve a particularidade de reunir 60 fornecedores, dos quais 70% eram nacionais, sendo que a estrutura foi totalmente construída em Portugal [39].

Um outro projeto, o Demogravi3, começou em 2016 e consiste numa fundação por gravidade constituída por três colunas fabricadas em betão, que utiliza um tripé metálico e uma peça de transição para conectar a turbina eólica. As bases das colunas estarão em contacto direto com o solo, na fase de operação da turbina (Figura 2.8(b)) [40]. O projeto, financiado pela UE e liderado pela EDP Renováveis, está a ser desenvolvido pela empresa espanhola Tyspa e inclui entre os seus parceiros o WavEC, a Universidade Politécnica de Madrid (UPM) e a ASM Industries [40].



(a)



(b)

Figura 2.8 – (a) Protótipo WindFloat [41]; (b) Fundação do projeto Demogravi3 [42]

## 2.2. Tipos de Fundação

As fundações para turbinas eólicas *offshore* são, usualmente, classificadas de acordo com a profundidade do mar a que se destinam. As águas podem ser pouco profundas (até 30 metros de profundidade), de transição (30 a 60 metros de profundidade) ou profundas (mais de 60 metros de profundidade). Para águas pouco profundas ou de transição, podem ser utilizadas soluções fixas ao solo marinho, mas com o aumento da profundidade estas deixam de ser economicamente viáveis, pelo que são usadas as soluções flutuantes (Figura 2.9 e Figura 2.10).

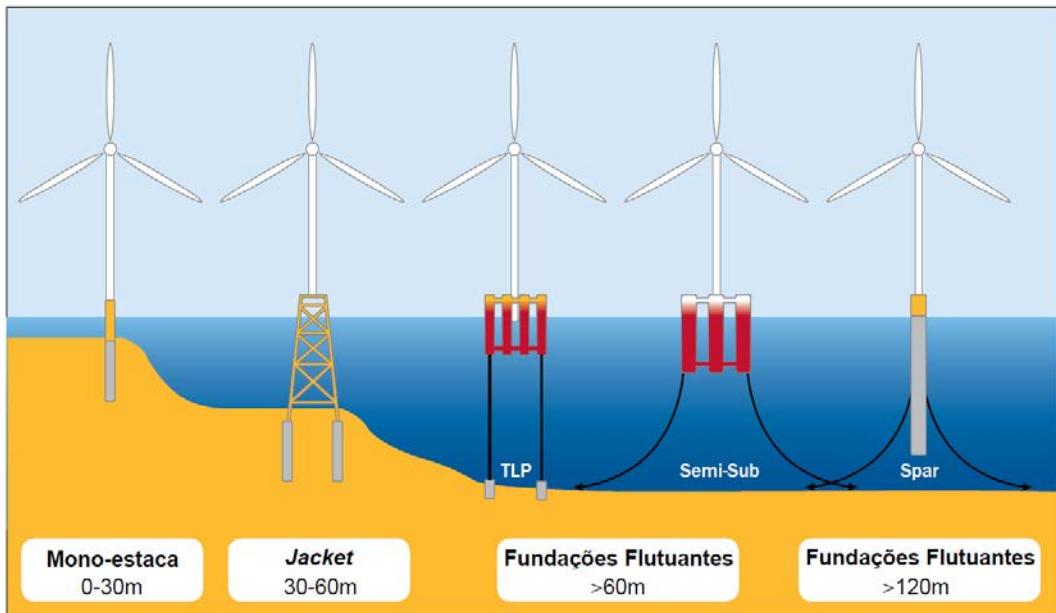


Figura 2.9 – Tipos de fundação utilizadas em função da profundidade do mar (adaptado de [4])

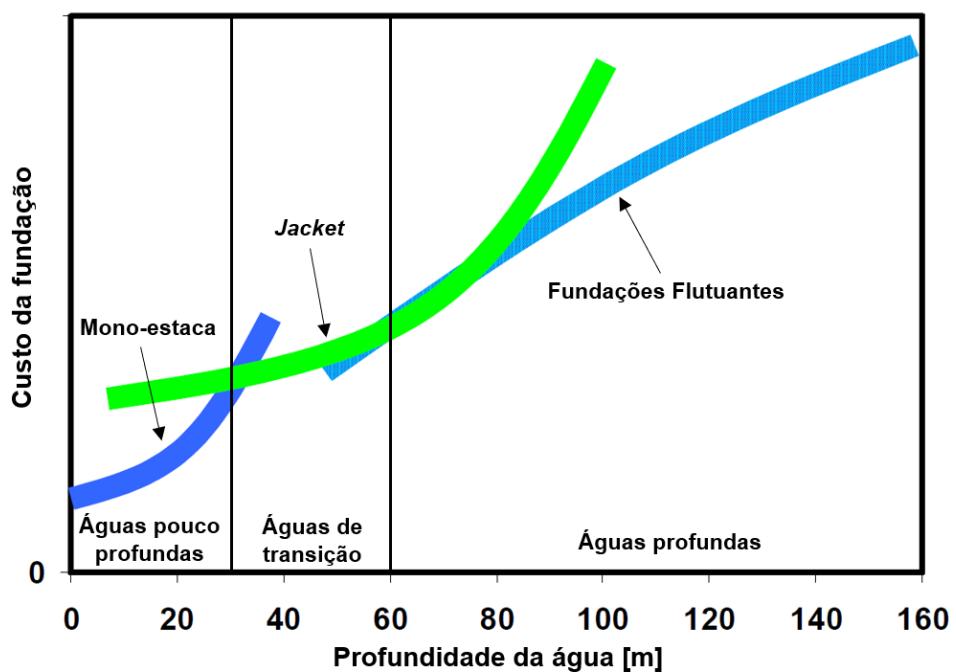


Figura 2.10 – Custo de construção das fundações com o aumento da profundidade da água (adaptado de [8])

### 2.2.1. Águas Pouco Profundas

As fundações para águas pouco profundas têm sido desenvolvidas ao longo das últimas duas décadas e são, de facto, as soluções mais utilizadas a nível mundial. Destacam-se a mono-estaca, a fundação por gravidade e a fundação por âncoras de sucção (Figura 2.11).

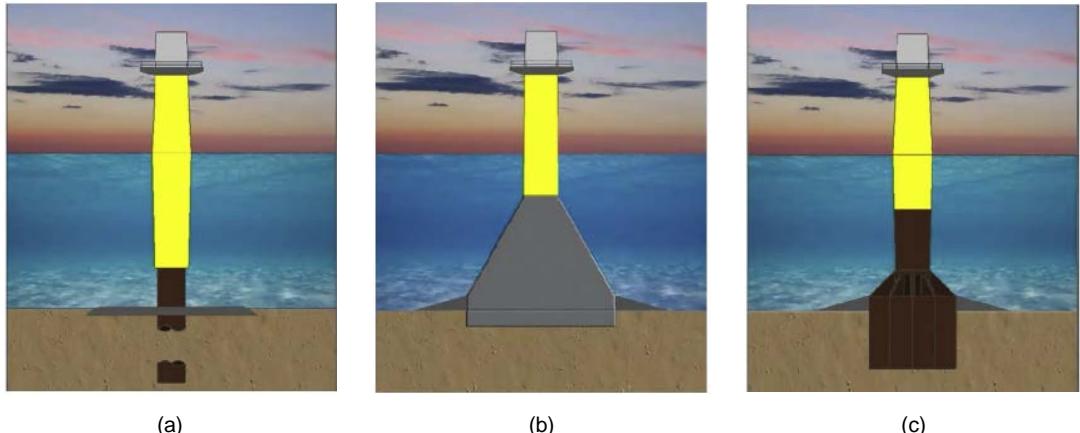


Figura 2.11 – Tipos de fundação para águas pouco profundas [9]: (a) Mono-estaca; (b) Fundação por gravidade; (c) Fundação por âncoras de sucção

A mono-estaca (Figura 2.11(a)) é a estrutura mais utilizada, com 80% do número total de turbinas instaladas na Europa, devido à sua simplicidade e ao custo reduzido de produção [43]. Esta baseia-se numa simples estaca de aço que penetra no solo marinho, onde a profundidade de penetração é ajustável e depende das características do solo. A torre é, normalmente, fixa através de ligação aparafusada a uma peça de transição [44]. Uma condição limitativa deste tipo de estrutura é a deflexão total e a vibração sofridas, devido às cargas cíclicas laterais provenientes das correntes e ondas do mar [44]. Com o aumento da profundidade, superior a 30 metros, a mono-estaca deixa de poder ser implementada, já que os custos de construção e instalação aumentam bastante [8]. O London Array, no Reino Unido, é atualmente o maior parque eólico em funcionamento, com uma potência instalada de 630 MW fazendo uso de 175 turbinas eólicas suportadas por mono-estacas [5].

As fundações por gravidade (Figura 2.11(b)), desenvolvidas na década de 90, representam outra das principais soluções para águas pouco profundas. Cerca de 9% do número total das turbinas utilizam este tipo de fundação e, normalmente, consistem numa estrutura oca fabricada em betão com a capacidade de se manter no fundo do mar por meio do seu peso próprio [9,43]. A estrutura é fabricada em terra e é transportada para o local de instalação com o auxílio de meios marítimos especializados [9]. Durante a instalação, é inserida água (ou areia) no interior da estrutura para que esta, devido à gravidade, submerja [9]. A base deste tipo de fundação é bastante larga e está em contacto direto com o solo marinho, o que lhe confere uma boa estabilidade face aos carregamentos do vento e do mar. O betão é bastante duradouro em ambiente marinho, pelo que alguns dos principais intervenientes apoiam a tese de que as necessidades de manutenção poderão ser menos frequentes, comparativamente a uma estrutura fabricada em aço [45]. Ainda assim, os custos de produção deste tipo de fundação aumentam rapidamente com a profundidade do mar, uma vez que a instalação é,

usualmente, precedida de um processo de alisamento do solo marinho [9]. Os parques eólicos de Nysted, na Dinamarca e Thornton Bank I, na Bélgica, fazem uso de fundações por gravidade [9].

A fundação por âncoras de sucção – cf. Figura 2.11(c) – é um conceito ainda com pouca expressão comercial [9]. As âncoras de sucção utilizam o princípio da sucção para fixar a estrutura ao solo marinho e foram desenvolvidas com o objetivo de cobrir uma grande amplitude de profundidades (5 a 60 metros) a um custo reduzido [9]. A Figura 2.11(c) exemplifica um modelo híbrido, onde a âncora de sucção está associada a uma mono-estaca. A âncora de sucção é uma estrutura cilíndrica, geralmente, fabricada em aço, fechada no topo e aberta na base. As âncoras de sucção podem ser instaladas em diversos tipos de solos, tais como em solos argilosos e arenosos. Para solos rochosos, a penetração já é mais difícil de realizar, dificultando, portanto, a implementação deste tipo de fundação [46].

Quando a estrutura atinge o fundo do mar e as âncoras de sucção tocam o solo marinho, a água no interior destas é retirada com o auxílio de bombas, provocando uma diminuição da pressão no interior da cavidade (Figura 2.12). Esta redução de pressão promove a penetração das âncoras no solo marinho, sendo que a água é removida do interior destas até que a penetração esteja totalmente finalizada, garantindo, portanto, a existência de uma força de sucção que segura a estrutura. Para se efetuar o desmantelamento da fundação, o processo é o oposto, ou seja, a água é bombeada para o interior das âncoras de sucção. A facilidade de instalação e desmantelamento confere a esta fundação uma grande versatilidade. A fundação por âncoras de sucção não necessita, na maior parte dos casos, de qualquer preparação do solo marinho para ser instalada, o que é benéfico ao nível da logística. Exemplos deste tipo de fundação podem ser encontrados em Dogger Bank (Reino Unido) e Horns Rev II (Dinamarca) [9].

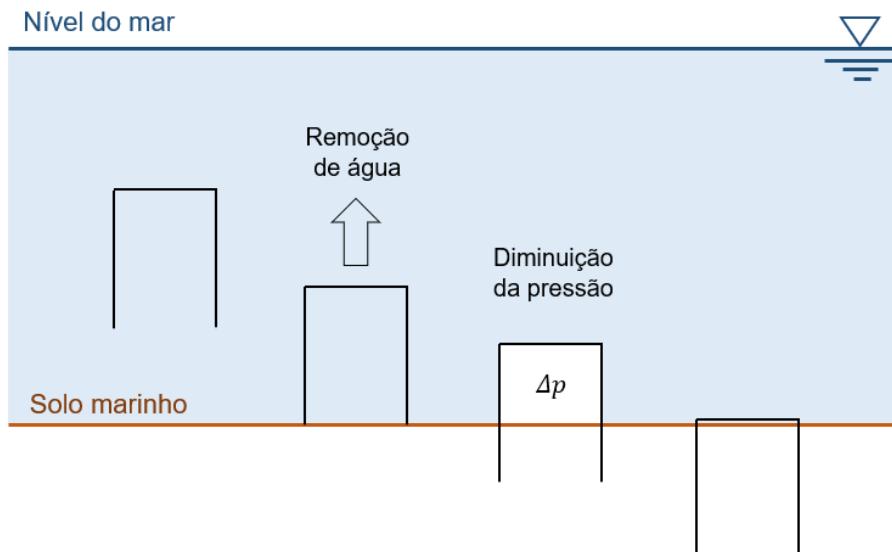


Figura 2.12 – Processo de instalação de uma âncora de sucção

## 2.2.2. Águas de Transição

As fundações para as águas de transição começaram a ser desenvolvidas face à necessidade de instalar turbinas em águas com uma profundidade superior a 30 metros. Destacam-se os *jacket*, os *tri-pile* e os tripés (Figura 2.13).

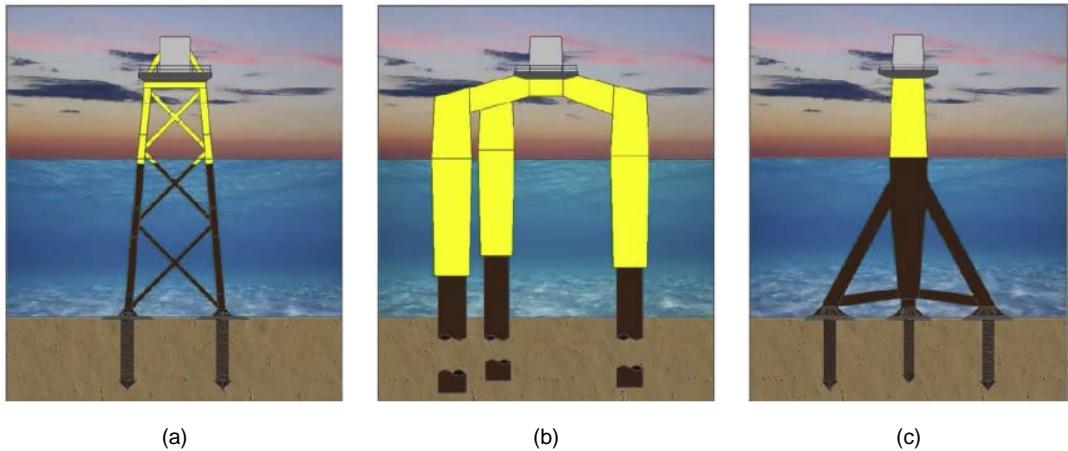


Figura 2.13 – Tipos de fundação para águas de transição [9]: (a) *Jacket*; (b) *Tri-pile*; (c) Tripé

Para águas de transição, a fundação mais utilizada é o *jacket* – cf. Figura 2.13(a) – com 5% do número total das turbinas instaladas na Europa [43]. Esta é o resultado da adaptação das estruturas utilizadas na indústria petrolífera. Como se pode observar, esta é uma estrutura treliçada onde os membros tubulares são soldados uns aos outros, apresentando uma boa integridade estrutural [9]. Normalmente, este tipo de estrutura estará fixa ao solo marinho por quatro estacas garantindo uma boa distribuição dos esforços ao solo. Os elevados custos de produção e de instalação são algumas das suas desvantagens [9]. Vários parques eólicos utilizam *jackets*, de entre eles destacam-se o Thornton Bank (Bélgica), o Ormonde (Reino Unido) e o Alpha Ventus (Alemanha) [9].

Os *tri-pile* (Figura 2.13(b)) são constituídos por três estacas conectadas no topo por meio de uma peça de acoplamento. A principal vantagem deste tipo de fundação é a facilidade com que é instalada [9]. Atualmente, cerca de 2% das fundações para turbinas eólicas são deste tipo [43]. No parque eólico Bard Offshore (Alemanha) é utilizado este tipo de estruturas [9].

O tripé (Figura 2.13(c)) é uma fundação que consiste numa coluna central que é suportada por uma estrutura prismática triangular. Esta fundação apresenta uma boa estabilidade e rigidez, suportando bem os carregamentos provenientes do mar e do vento. Cerca de 4% do número total das turbinas instaladas utilizam tripés [43]. O parque eólico Alpha Ventus (Alemanha), por exemplo, faz uso deste tipo de fundação [9].

## 2.2.3. Águas Profundas

Para águas profundas são utilizadas as soluções flutuantes. Estas estão, ainda, numa fase recente de desenvolvimento, sendo que vários protótipos à escala têm vindo a ser testados. As estruturas flutuantes podem ser de três tipos: *spar buoy*, *tensioned-leg platforms* (TLP) e *semi-submersible platforms* (SSP) (Figura 2.14).

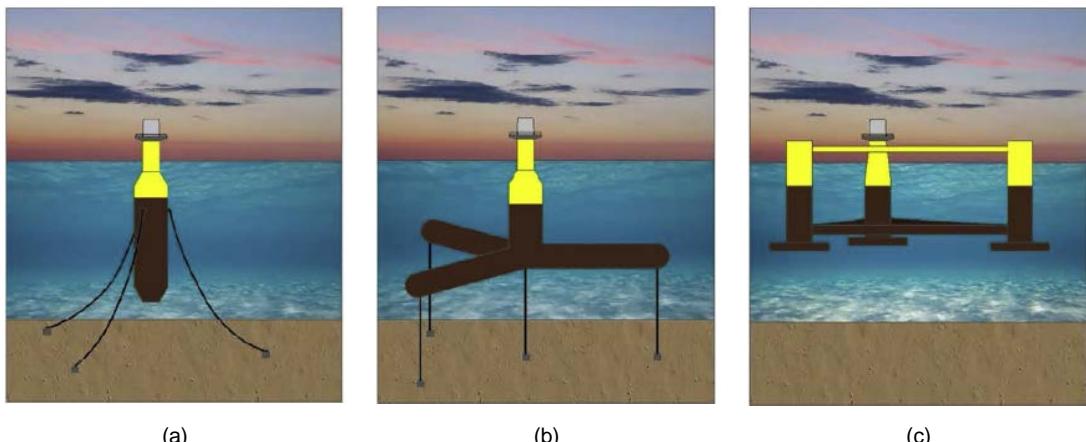


Figura 2.14 – Tipo de fundações para águas profundas [9]: (a) *Spar buoy*; (b) TLP; (c) SSP

As *spar buoy* – cf. Figura 2.14(a) – são estruturas cilíndricas esbeltas com lastro que advêm dos conceitos já utilizados na indústria petrolífera [9]. A elevada massa e o baixo centro de massa garantem a estabilidade do sistema face ao movimento induzido pelas ondas [9]. Usualmente, a base desta fundação é bastante mais pesada que o topo, o que garante que o centro de impulsão se situe acima do centro de massa. Na Noruega, o protótipo *spar buoy* do projeto HyWind foi o primeiro modelo operacional flutuante a ser instalado [9].

As TLP – cf. Figura 2.14(b) – são plataformas que se encontram submersas na água fazendo uso de amarrações tracionadas fixas ao solo marinho [9]. A vantagem desta plataforma reside no seu reduzido custo de construção. Contudo, os elevados esforços dinâmicos sofridos pelas suas amarrações são a principal desvantagem [9]. O projeto Blue H (Holanda), por exemplo, recorre a uma plataforma com este tipo de fundação [9].

As SSP – cf. Figura 2.14(c) – também resultam de uma adaptação dos conceitos já existentes, da indústria petrolífera [9]. O volume deslocado de água assegura a flutuabilidade da estrutura. Este tipo de estruturas faz, normalmente, uso de amarrações em catenária para garantir que a estrutura se mantém no mesmo local. A grande vantagem das SSP é a facilidade com que são transportadas [9]. Um exemplo deste tipo de estrutura é o WindFloat, já discutido anteriormente neste documento.

### **Transporte e Instalação das Turbinas Eólicas**

Usualmente, o transporte e a instalação de uma turbina eólica é um processo moroso e que requer a utilização de meios marítimos de grande porte. As elevadas taxas de ocupação e os custos crescentes deste tipo de meios são dois dos inconvenientes que lhes estão associados [7,47]. Cada embarcação pode chegar a ter um custo diário de utilização superior a 200 mil euros, pelo que, do ponto de vista dos custos, interessa que o processo de transporte e instalação tenha a menor duração possível [47]. A Figura 2.15 mostra um exemplo deste tipo de embarcações durante a instalação de uma turbina suportada por uma mono-estaca, no parque eólico Borkum Riffgat, na Alemanha.



Figura 2.15 – Processo de instalação de uma turbina suportada por uma mono-estaca [48]

Normalmente, o processo de transporte e a instalação requerem, em primeiro lugar, a montagem da fundação, que costuma ser realizada no porto. Posteriormente, todos os componentes são colocados na embarcação, que é encarregue de os transportar para o local de instalação. As condições meteorológicas, como a velocidade do vento, a existência de neve ou de gelo, a temperatura ambiente, o estado do mar e a visibilidade, devem ser consideradas. As pás, o *hub*, a *nacelle* e a torre podem ser, ou não, transportados separadamente na embarcação, existindo, por isso, diferentes abordagens utilizadas no transporte destes componentes [7,47]. Destacam-se as principais na Tabela 2.2. Nesta, são colocados os parênteses para representar que os componentes pertencem a um subconjunto, já instalado em terra.

Tabela 2.2 – Principais abordagens para o transporte do conjunto rotor-*nacelle*-torre (adaptado de [7])

Abordagem	Subconjuntos
1	( <i>nacelle</i> + <i>hub</i> + 2 pás) + torre numa única peça + 1 pá
2	( <i>nacelle</i> + <i>hub</i> + 2 pás) + torre em duas peças + 1 pá
3	( <i>hub</i> + 3 pás) + torre em duas peças + <i>nacelle</i>
4	( <i>nacelle</i> + <i>hub</i> ) + torre numa única peça + 3 pás individuais
5	( <i>nacelle</i> + <i>hub</i> ) + torre em duas peças + 3 pás individuais

O tipo de pré-montagem realizada depende essencialmente do tamanho da embarcação, distância do porto ao local de instalação, tamanho da turbina e capacidade de elevação da embarcação. Para se poder escolher a abordagem mais adequada, terá de ser efetuado um modelo de custos, com base nas condicionantes mencionadas [7].

Na Figura 2.15, é utilizada a abordagem 4, onde a *nacelle* e o *hub* já estão montados um no outro, as três pás são transportadas individualmente e a torre é transportada numa única peça. Numa primeira fase, a fundação é instalada. De seguida, a torre é fixa à peça de transição através de uma ligação aparafusada. O subconjunto *hub-nacelle* é, então, instalado na torre. A ligação da torre com a *nacelle* é feita através de rolamentos, permitindo a rotação necessária ao sistema de controlo de orientação

direcional. O processo termina quando as três pás são instaladas no *hub* através de uma ligação aparafusada.

As desvantagens da utilização de meios marítimos especializados levaram ao despontar de fundações que têm a capacidade de ser flutuantes durante o transporte, utilizando, para isso, apenas barcos rebocadores com um custo diário de utilização reduzido (entre os 900 e os 5000 euros por dia [47]). O WindFloat e o Demogravi3, já mencionados anteriormente, são dois exemplos deste tipo de estruturas. Atendendo ao facto de muitos dos países, incluindo Portugal, não possuírem embarcações especializadas, estas fundações ganham uma especial relevância na implementação da tecnologia *offshore*. A estrutura do WindFloat foi totalmente construída em terra, incluindo a montagem da turbina, para que o conjunto pudesse ser transportado, evitando-se assim trabalhos de instalação em ambiente *offshore* (Figura 2.16(a)) [37]. O WindFloat foi o primeiro projeto de instalação de turbinas eólicas que não fez uso de qualquer meio marítimo para construção e instalação no mar [37]. O Demogravi3 é uma fundação por gravidade que partilha com o WindFloat o facto de ser uma estrutura flutuante durante o transporte (Figura 2.16(b)) [40]. As três colunas de betão garantem a estabilidade e a flutuabilidade de todo o sistema, nesta fase [40]. Quando a turbina chega ao local de instalação, é inserida água no interior das colunas e a estrutura submerge até atingir o solo marinho [40]. O facto de as colunas serem fabricadas em betão dificulta a construção integral da estrutura em Portugal. Para isso, uma empresa estrangeira tem de ser subcontratada, o que se afigura uma desvantagem. Como as colunas ficam em contacto direto com o solo marinho, o fundo marinho terá de ser alisado. Este facto implica problemas adicionais ao nível da logística.



Figura 2.16 – (a) WindFloat durante o transporte [49]; (b) Demogravi3 durante o transporte [50]

Outro exemplo de uma fundação por gravidade flutuante é a estrutura desenvolvida pela Seatower, a *Cranefree Gravity Foundation*, instalada em fevereiro de 2015 a 17 km da costa francesa em Fécamp, num local de instalação com 30 metros de profundidade (Figura 2.17) [51]. A estrutura, fabricada em betão, tem um peso total de 2000 toneladas, incluindo o peso total do lastro [51]. Durante a instalação, primeiramente, é inserida água no reservatório principal, o que faz com que a fundação submerja. Posteriormente, é colocada areia em substituição da água [51]. A fundação foi fabricada pela Eiffage TP, em França, enquanto a instalação esteve a cargo da empresa dinamarquesa MT Højgaard [51]. Este projeto contou ainda com a colaboração das empresas EDF Energies Nouvelles, DONG Energy e WPD Offshore, responsáveis pelo local de instalação [51]. Contudo, a turbina não é transportada em conjunto com a fundação, pelo que é necessário a utilização de meios pesados marítimos para o

transporte desta. Uma estrutura em betão pode dificultar a sua construção em alguns países, como é o caso de Portugal.

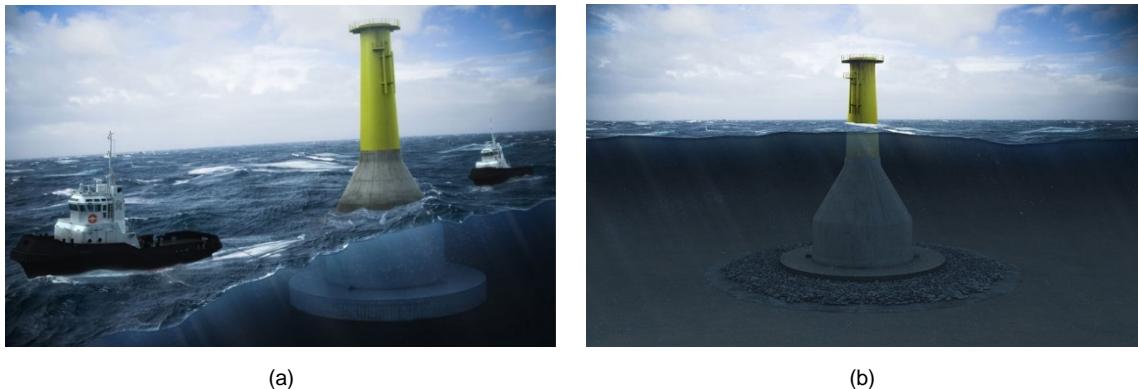


Figura 2.17 – Estrutura da Seatower: (a) Durante o transporte [52]; (b) No local de instalação [51]

### 3. Metodologia

Para o desenvolvimento de um novo conceito de uma fundação para uma turbina eólica, é necessário ter em conta diversas etapas que são descritas de seguida. O facto de a estrutura ser flutuante durante o transporte aumenta a complexidade do processo de desenvolvimento, uma vez que a flutuabilidade e a estabilidade têm de ser asseguradas. Para a análise estrutural da fundação, durante a fase de operação da turbina, é utilizado, numa primeira fase, o programa FAST. Este permite calcular os carregamentos aerodinâmicos e hidrodinâmicos característicos do local de instalação. Posteriormente, os dados de saída do FAST são introduzidos no software de elementos finitos ANSYS para o estudo estrutural.

#### 3.1. Processo de Desenvolvimento de um Produto

Um produto é algo que pode ser vendido por uma pessoa ou conjunto de pessoas a um determinado consumidor. O processo de desenvolvimento de um produto define-se como um conjunto de atividades que começa com uma análise do mercado e termina com a venda e entrega desse produto. O sucesso de um produto irá depender não só da sua qualidade e do seu custo, como também do tempo e do investimento da fase de desenvolvimento e da capacidade da própria pessoa ou da empresa que está a desenvolver o produto [53].

A Figura 3.1 resume as principais fases do processo de desenvolvimento do produto [53]:

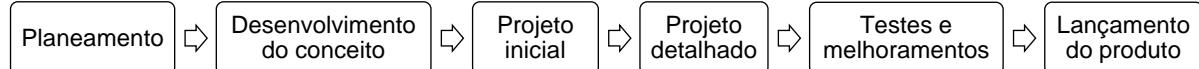


Figura 3.1 – Principais fases do processo de desenvolvimento de um produto (adaptado de [53])

Planeamento: é a fase inicial do processo de desenvolvimento. Ela começa com a identificação das oportunidades e dos objetivos do projeto. Nesta fase, deverá ser realizada, também, uma *mission statement*. A *mission statement* é uma breve declaração que identifica o propósito do produto, os principais pressupostos e requisitos e o mercado-alvo.

Desenvolvimento do conceito: nesta fase, são identificadas as necessidades do mercado-alvo, estabelecidas determinadas especificações que o produto deverá ter e com estas são gerados alguns conceitos. Os diversos conceitos gerados para o produto são comparados entre si para que, no final, possa ser escolhido aquele que se considera ser o ideal, tendo em conta as especificações estabelecidas. Também tem de realizar-se uma análise às diferentes soluções do mercado. A Figura 3.2 resume o exposto.

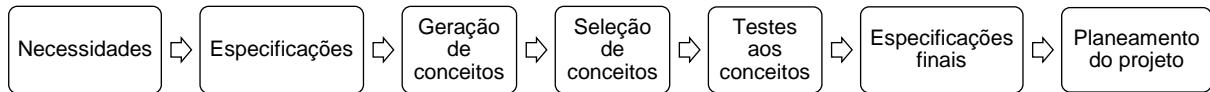


Figura 3.2 – Etapas da fase de desenvolvimento do conceito (adaptado de [53])

Projeto inicial: nesta fase, o produto é decomposto em subsistemas e componentes. No final desta é expectável obter-se um esquema da geometria principal do produto, com a descrição funcional de cada um dos subsistemas e um diagrama preliminar para os processos de produção e de montagem.

Projeto detalhado: são estabelecidos a geometria detalhada e os materiais de todas as peças do produto. São identificados possíveis fornecedores para alguns dos componentes e realizados os planos de produção e montagem com detalhe. Deve ser realizada a análise dos custos de produção e do comportamento do produto, recorrendo, por exemplo, a métodos computacionais.

Testes e melhoramentos: esta fase envolve a construção e a avaliação de protótipos do produto. Os protótipos iniciais, também designados como protótipos alfa, devem, idealmente, ser construídos com a mesma geometria e os mesmos materiais do produto final. Estes devem, igualmente, ser testados para determinar se o produto funcionará ou não como previsto e se este satisfaz as principais necessidades impostas. Os protótipos seguintes, os protótipos beta, são protótipos mais robustos, geralmente construídos a partir dos processos de produção estabelecidos, amplamente avaliados e testados em ambiente real.

Lançamento do produto: é a última etapa do processo de desenvolvimento. A fase inicial de lançamento do produto no mercado designa-se por “rampa de produção” e é marcada por um crescimento gradual das vendas até se alcançar a capacidade plena de produção. O tempo da rampa de produção depende do planeamento realizado nas fases de projeto, nomeadamente, nos processos de produção e de montagem. À medida que o produto começa a ser conhecido e aceite pelos consumidores, as vendas e os lucros têm tendência a aumentar. Porém, pode-se chegar a um ponto onde este se torna obsoleto e começa a ser substituído por outras soluções, ou seja, entra em declínio.

Neste trabalho, é dada particular importância às fases de planeamento e desenvolvimento do conceito, bem como às fases de projeto. Não obstante, apenas serão exibidos os passos essenciais para a compreensão de todo o processo.

### 3.2. Flutuabilidade

No século III a.C., o físico e matemático grego Arquimedes estabeleceu que, quando um objeto está total ou parcialmente imerso num fluido, experiênciaria uma força vertical ascendente que iguala o peso do fluido que desloca [54]. Tome-se o exemplo da Figura 3.3, em que um corpo está totalmente submerso num fluido.

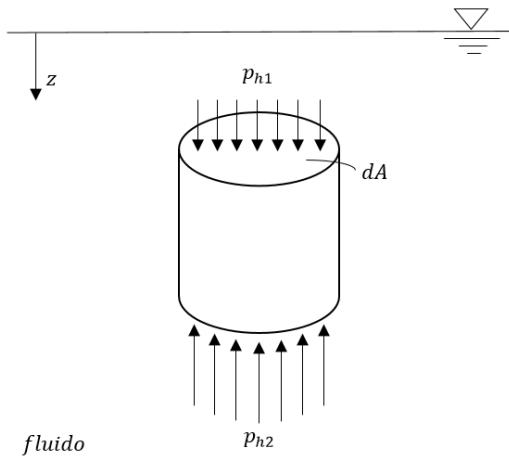


Figura 3.3 – Corpo totalmente submerso num fluido

A pressão hidrostática aumenta proporcionalmente com o aumento do valor da profundidade,  $z$ , tal que [54]:

$$p_h = \rho_{fluido} g z \quad (3.1)$$

Na equação 3.1  $p_h$  representa a pressão hidrostática,  $\rho_{fluido}$  é a densidade do fluido e  $g$  é a aceleração da gravidade. Compreende-se, assim, que a pressão na base do corpo seja superior à pressão no topo deste. Esta diferença de pressões é responsável pelo aparecimento de uma força ascendente a que se dá o nome de impulsão,  $I$  [54]. Designa-se por  $p_{h1}$  a pressão hidrostática no topo, à cota  $z_1$  e por  $p_{h2}$  a pressão hidrostática na base, à cota  $z_2$ . Somando as forças verticais atuantes no corpo da Figura 3.3, obtém-se:

$$I = \int (p_{h2} - p_{h1}) dA = \rho_{fluido} g \int (z_2 - z_1) dA = \rho_{fluido} g V_{total} \quad (3.2)$$

Onde  $V_{total}$  é o valor do volume total do corpo. A impulsão está aplicada no centro de impulsão,  $B$ , que é o centro geométrico do volume deslocado pelo corpo [54]. No caso especial de o corpo estar parcialmente submerso no fluido, como sucede com o corpo da Figura 3.4, a equação 3.2 toma a forma:

$$I = \rho_{fluido} g V_{sub} \quad (3.3)$$

Sendo que o valor do volume submerso (ou volume deslocado de fluido),  $V_{sub}$ , é agora utilizado em detrimento do valor do volume total,  $V_{total}$ . Para que o corpo esteja em equilíbrio estático, o valor da impulsão iguala o valor do peso do corpo flutuante,  $W$ , sendo que os vetores destas duas forças têm a mesma direção, mas sentidos opostos [54]. Vem deste modo:

$$I = W = m_{corpo}g \quad (3.4)$$

A Figura 3.4 representa um corpo parcialmente submerso, apresentando a força de impulsão,  $I$ , aplicada no centro de impulsão,  $B$ , e o peso do corpo,  $W$ , aplicado no centro de massa,  $G$ .

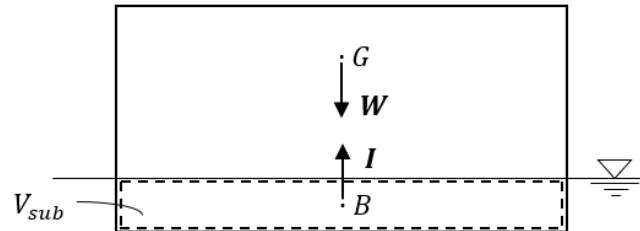


Figura 3.4 – Corpo parcialmente submerso no fluido

Na equação 3.4,  $m_{corpo}$  representa o valor da massa total do corpo flutuante. Pode-se, portanto, calcular o valor do volume submerso a partir das equações 3.3 e 3.4. Consequentemente, obtém-se:

$$V_{sub} = \frac{m_{corpo}}{\rho_{fluido}} \quad (3.5)$$

Conclui-se que o valor de volume submerso pode ser calculado em função da massa total do corpo flutuante e da densidade do fluido sobre o qual está a flutuar.

### 3.3. Estabilidade

A única maneira de saber se uma determinada posição de um corpo flutuante é estável é perturbá-lo ligeiramente e ver se este desenvolve um momento que tenda a trazê-lo de volta à sua posição inicial (Figura 3.5).

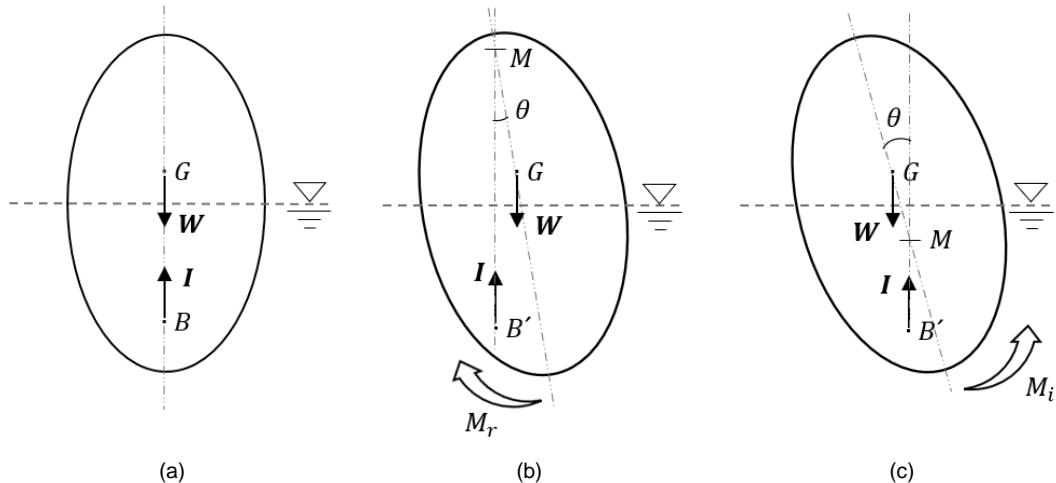


Figura 3.5 – (a) Posição de equilíbrio de um corpo flutuante; (b) Corpo flutuante estável; (c) Corpo flutuante instável (adaptado de [54])

É possível identificar três situações distintas [54]:

- Na Figura 3.5(a), é possível observar o centro de massa, o centro de impulsão e os vetores peso e impulsão. Esta é a posição inicial de equilíbrio de um corpo flutuante;

- Na Figura 3.5(b), o corpo é inclinado de um ângulo  $\theta$  e a linha de água passa a intersetar o corpo numa secção diferente. Agora, o centro de impulsão está numa outra posição e passa a designar-se por  $B'$ . Se uma linha vertical for desenhada, a partir do centro de impulsão, no sentido ascendente, esta intersetará o eixo de simetria do corpo num ponto  $M$ , o qual se designa por metacentro. Neste caso, este ponto situa-se acima do centro de massa, existindo um momento de restituição,  $M_r$ , que tende a trazer o corpo de volta à sua posição inicial;
- Se, por outro lado, a mesma linha intersetar o eixo de simetria num ponto abaixo do centro de massa, passará a existir um momento,  $M_i$ , que tenderá a instabilizar o corpo – cf. Figura 3.5(c).

A altura metacêntrica,  $\overline{MG}$ , é a distância entre o metacentro e o centro de massa do corpo, sendo uma propriedade utilizada, vastamente, na indústria naval, já que fornece uma indicação acerca da estabilidade de um corpo submerso num fluido e pode ser calculada, segundo [54], por:

$$\overline{MG} = \frac{I_o}{V_{sub}} - \overline{GB} \quad (3.6)$$

Na equação anterior,  $I_o$  representa o segundo momento de área e  $\overline{GB}$  é a distância entre o centro de massa e o centro de impulsão. O segundo momento de área é uma propriedade da secção do corpo flutuante e é calculado no plano da linha de água, relativamente ao seu eixo de inclinação, nas direções transversal e/ou longitudinal do corpo. No primeiro caso, diz-se que a altura metacêntrica avalia a estabilidade transversal do corpo e no segundo diz-se que a altura metacêntrica avalia a estabilidade longitudinal do mesmo [54]. Para pequenos distúrbios, uma altura metacêntrica negativa indica que o metacentro ficará abaixo do centro de massa e, por isso, o corpo tenderá a instabilizar. Uma altura metacêntrica positiva estabelece, por seu lado, que o metacentro estará acima do centro de massa e o sistema tenderá a regressar à sua posição original. Uma altura metacêntrica igual a zero determina que o corpo apresenta estabilidade neutra e o centro de massa coincide com o metacentro. Neste caso, não existirá qualquer momento de restituição e o corpo só regressará à sua posição inicial através da aplicação de forças externas adicionais. Um corpo é sempre estável, se o seu centro de massa estiver localizado abaixo do seu centro de impulsão, uma vez que  $\overline{GB}$  será, neste caso, negativo. Um corpo mais largo, para a mesma altura submersa e distância entre o centro de massa e o centro de impulsão, é mais estável que um corpo com a mesma geometria, mais estreito, dado que o valor do segundo momento de área da secção aumenta com o aumento da área da secção. Baixar o centro de massa do corpo é uma outra possibilidade que levará ao aumento da estabilidade [54].

Na Figura 3.6, é possível visualizar o diagrama simplificado das forças e momentos atuantes numa fundação *offshore* flutuante. No caso geral, considera-se que a estrutura estará fixa ao solo através de um sistema de amarração. Nesta, é possível observar o sistema de eixos coordenados: o eixo X está alinhado com a direção de aplicação do vento, a origem,  $O$ , coincide com o centróide da secção do corpo no plano da linha de água e o eixo Z é vertical e positivo no sentido ascendente. Para além da força de impulsão,  $I$ , e do peso do corpo,  $W$ , estão também presentes a força do sistema de amarração,  $F_{am}$ , que se opõe ao movimento, o momento do sistema de amarração,  $M_{am}$ , e força resultante dos carregamentos exteriores,  $F_{ext}$ . A força e o momento devido ao sistema de amarrações estão aplicados

em  $C_{am}$  e as forças exteriores têm  $C_{ext}$  como centro de aplicação. O momento que tende a inclinar o corpo,  $M_i$ , pode ser calculado de acordo com [55] por:

$$M_i = \mathbf{F}_{ext}(z_{Cext} - z_{Cam})\cos(\theta) \quad (3.7)$$

Se for considerada a aproximação dos pequenos ângulos na equação 3.7, o braço da força  $\mathbf{F}_{ext}$  passa a ser apenas a diferença de cotas ( $z_{Cext} - z_{Cam}$ ), já que o cosseno do ângulo de inclinação é aproximadamente igual a um ( $\cos(\theta) \approx 1$ ). O momento que permite contrariar a inclinação da estrutura depende essencialmente de características geométricas e iniciais e do sistema de amarração. As características geométricas estão relacionadas com a posição inicial do centro de impulsão e com o valor do segundo momento de área da secção. Tendo isto em conta, o cálculo do momento de restituição pode ser obtido segundo [55] por:

$$M_r = (\rho_{fluido}gI_O + IZ_B - Wz_G)\theta + M_{am} \quad (3.8)$$

A equação 3.8 foi obtida considerando que, para pequenos ângulos,  $\sin(\theta) \approx \theta$ . A condição de equilíbrio é, então, dada por [55]:

$$M_i = M_r \quad (3.9)$$

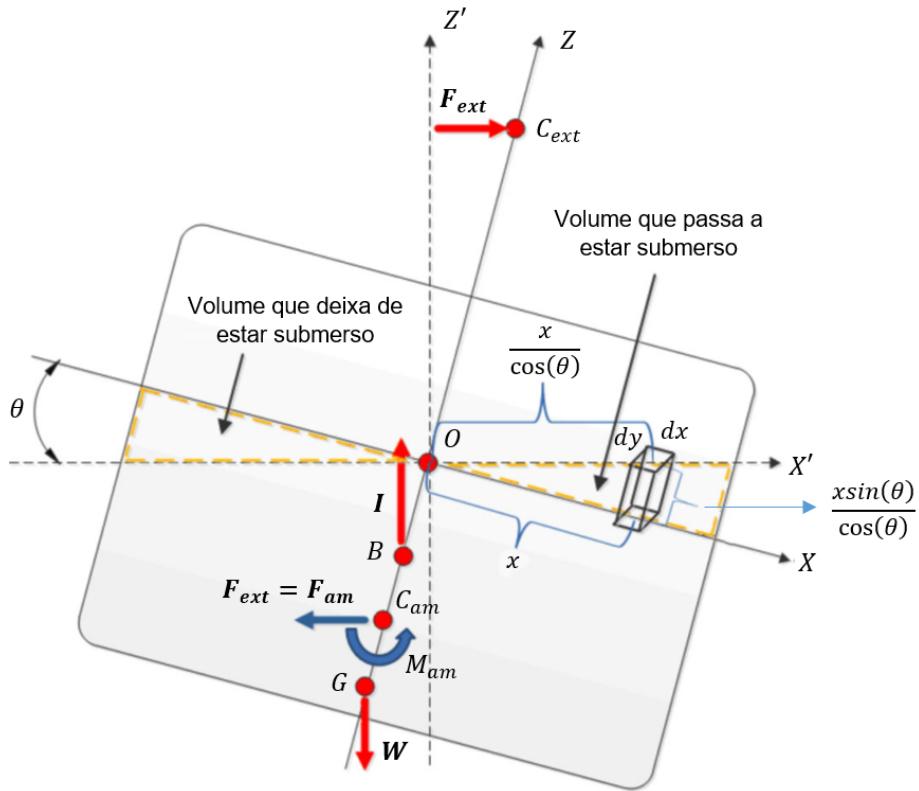


Figura 3.6 – Diagrama das forças e momentos atuantes numa fundação offshore flutuante (adaptado de [55])

Se a fundação estiver a flutuar livremente num fluido (contribuição aproximadamente nula do sistema de amarração), o momento de restituição,  $M_r$ , pode ser calculado, de acordo com [55,56], por:

$$M_r = m_{corpo}g\overline{MG}\sin(\theta) \quad (3.10)$$

A equação 3.10 apenas é válida para ângulos de inclinação  $\theta$  reduzidos, inferiores a  $15^\circ$  [56]. Quanto maior for o valor da altura metacêntrica, maior será o valor do momento de restituição e mais estável será o corpo. Neste caso, a força que se opõe à ação do vento deve-se, sobretudo, à resistência da água ao movimento [57].

### 3.4. Simulação Numérica

#### 3.4.1. FAST

O programa FAST é uma ferramenta computacional desenvolvida pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) que permite simular o comportamento dinâmico de turbinas eólicas. O FAST engloba módulos de aerodinâmica (aero), módulos hidrodinâmicos para estruturas *offshore* (hydro), módulos de controlo (servo) e módulos dinâmicos estruturais (elasto) permitindo uma simulação acoplada dos vários módulos. Os módulos da aerodinâmica utilizam dados estatísticos de vento para calcular as forças aerodinâmicas transmitidas às pás, *hub*, torre e fundação com base nos efeitos da turbulência. Os módulos hidrodinâmicos simulam as ondas e correntes incidentes na estrutura e resolvem os problemas da hidrostática, da radiação, da difração e dos efeitos viscosos em cada ponto da fundação. A implementação dos sistemas elétricos e de controlo permite simular a produção de energia, o controlo do ângulo de passo e o controlo de orientação direcional, entre outros. Os módulos da dinâmica estrutural da turbina e da fundação permitem saber o efeito dos carregamentos aerodinâmicos e hidrodinâmicos no rotor, na torre e na fundação [58].

Esta ferramenta possibilita a análise de uma variedade de configurações de turbinas e de fundações, sendo que estas podem ser estruturas *offshore* ou estruturas *onshore*. Em ambiente *offshore*, o FAST permite estudar todo o tipo de estruturas, sejam estas estruturas fixas ao solo marinho ou estruturas flutuantes. O FAST v8 é a versão mais atual deste programa e aquela que foi utilizada no decorrer do trabalho. Nesta versão, a interação com o solo ainda não está implementada, ou seja, as fundações são simuladas como estando encastradas ao solo (Figura 3.7) [58].

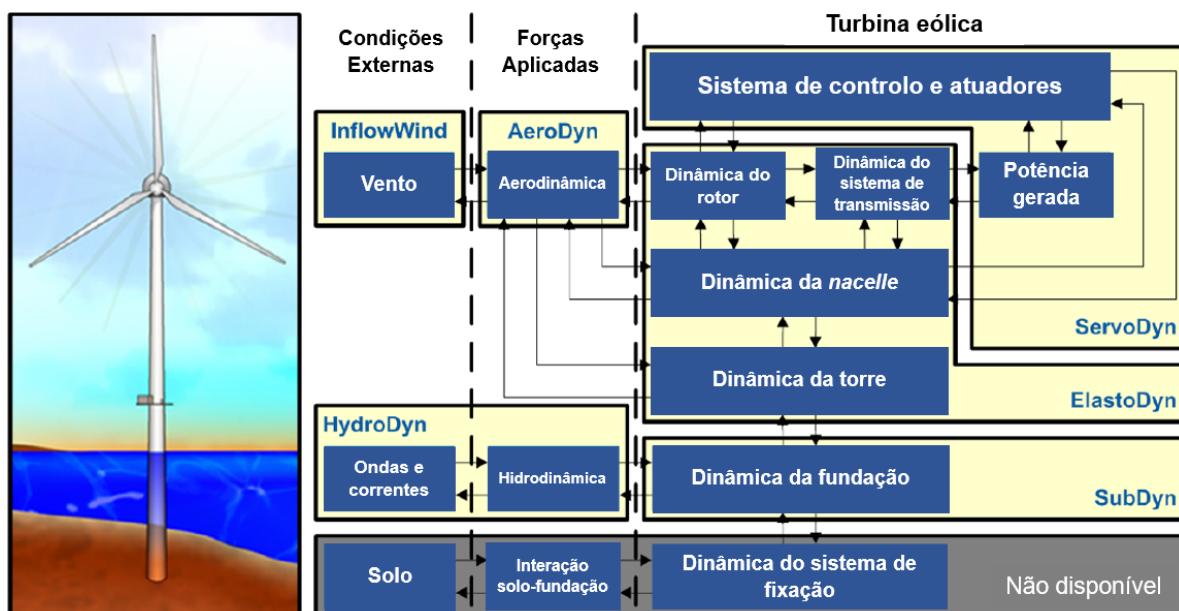


Figura 3.7 – Configuração do programa FAST v8 (adaptado de [58])

Os dados de entrada para o FAST são fornecidos através de ficheiros de texto, associados a seis módulos, que têm de ser construídos para cada estrutura. Os principais módulos do FAST são [58]:

- **ServoDyn**: responsável pelo controlo da turbina.
- **ElastoDyn**: inclui as propriedades físicas da torre, do rotor e da *nacelle* e as condições iniciais de funcionamento da turbina.
- **SubDyn**: este módulo apenas existe para as estruturas *offshore* que são fixas ao solo marinho, neste são definidas todas as propriedades físicas da fundação (geometria e materiais).
- **AeroDyn**: inclui todas as propriedades aerodinâmicas do conjunto rotor-*nacelle*-torre para o cálculo das forças aerodinâmicas.
- **HydroDyn**: simula o estado do mar e contém as propriedades físicas e hidrodinâmicas da fundação para o cálculo das forças incidentes na estrutura, devido às ondas e correntes.
- **InflowWind**: recebe a informação relativa ao vento.

Existem, ainda, alguns módulos independentes que podem ser corridos fora do algoritmo principal do FAST, de entre os quais se destaca o TurbSim. Este é um simulador de vento turbulento estocástico que utiliza modelos estatísticos para simular numericamente séries temporais de velocidade de vento no espaço [58]. O ficheiro de saída do TurbSim é introduzido no módulo InflowWind para que este leia a informação do vento.

### 3.4.2. Principais Condicionantes no Projeto

Numa turbina eólica *offshore*, os carregamentos são essencialmente de dois tipos, aerodinâmicos, devido ao vento, e hidrodinâmicos, devido ao mar (ondas e correntes). A Figura 3.8 apresenta uma turbina eólica *offshore* sobre a qual estão aplicados os esforços devido ao vento, ao peso próprio, às ondas e às correntes.

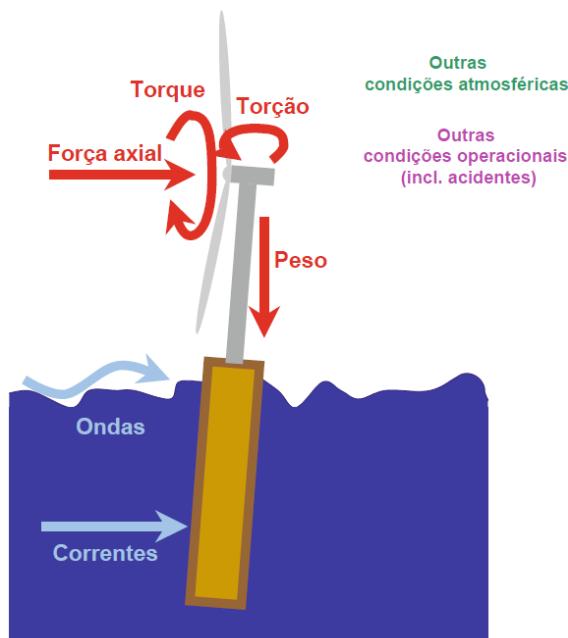


Figura 3.8 – Forças numa turbina eólica offshore (adaptado de [16])

O valor da velocidade do vento varia no tempo e no espaço. A Figura 3.9 mostra o perfil da velocidade do vento num certo período de tempo. Nesta é possível observar que quanto maior é a altura, maior é o valor médio de velocidade. De facto, quanto menor é a altura, maiores serão os efeitos difusivos e de dissipação de energia, pelo que o perfil toma a forma especificada. Para o cálculo da velocidade média, em função da altura, é comumente utilizada a lei de potência devido à sua simplicidade [59]:

$$V(z) = V(z_{ref}) \left( \frac{z}{z_{ref}} \right)^{\alpha} \quad (3.11)$$

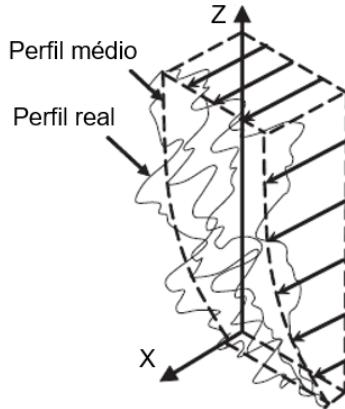


Figura 3.9 – Representação dos perfis médio e real da velocidade no espaço (adaptado de [59])

Na equação anterior,  $V(z)$  e  $V(z_{ref})$  representam o valor da velocidade média do vento a uma cota  $z$  e  $z_{ref}$ , respetivamente. O símbolo  $\alpha$  representa o expoente da lei de potência e depende da rugosidade da superfície, o documento [60] define um valor de 0,14 para este expoente em ambientes *offshore*.

A primeira característica que distingue um escoamento turbulento de um escoamento laminar é a irregularidade espácia-temporal, já que ao regime turbulento estão associadas flutuações intensas em torno de um valor médio (Figura 3.9). A turbulência afeta a conversão de energia e os esforços transmitidos à turbina eólica, pelo que é um fator determinante no projeto das estruturas eólicas. Para quantificar a intensidade das flutuações, define-se o conceito de intensidade da turbulência que é calculada dividindo o desvio padrão da velocidade pelo valor de velocidade média e é, normalmente, quantificada em percentagem. A norma da GL [60] define valores para a intensidade da turbulência classificando-a em três classes, A, B e C, com intensidades decrescentes, 18%, 16% e 14,5%, respetivamente.

As ondas do mar podem ser aproximadas, de uma forma simplificada, a uma onda sinusoidal, com um certo comprimento de onda  $\lambda$ , uma certa altura  $H$  e um período  $T$  a uma dada profundidade,  $d$  (Figura 3.10).

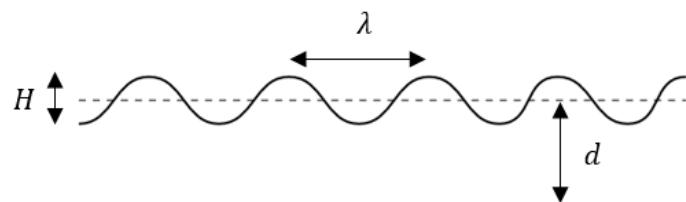


Figura 3.10 – Onda regular (adaptado de [61])

Contudo, na realidade, raramente as ondas têm este aspeto regular já que apresentam várias alturas, comprimentos de onda e períodos distintos num determinado intervalo de tempo. Devido à natureza aleatória das ondas do mar, normalmente, para as descrever é utilizada uma abordagem probabilística. Assim, define-se altura significativa,  $H_s$ , como sendo a média do terço mais elevado das alturas de onda registadas, durante um determinado intervalo de tempo. O período de pico,  $T_p$ , é o valor do período correspondente ao máximo do espectro energético da onda [62]. O espectro energético de uma onda pode ser definido utilizando o espectro de Pierson-Moskowitz ou o espectro de JONSWAP (Figura 3.11) [16]. O espectro de Pierson-Moskowitz (equação 3.12) é mais simples de definir, já que é um caso particular do espectro de JONSWAP (equação 3.13) e é normalmente utilizado para caracterizar estados de mar completamente desenvolvidos. Neste cenário, o mar está sujeito à ação do vento num determinado intervalo de tempo suficientemente elevado e numa região de ação, consideravelmente extensa. Quando se atinge um estado de equilíbrio em que a energia fornecida pelo vento iguala a energia dissipada pela quebra da onda, o estado do mar alcança o seu ponto de desenvolvimento [16]. O espectro de JONSWAP considera que o mar nunca está completamente desenvolvido, pelo que as ondas têm tendência a crescer [16]. Este espetro apresenta um pico mais acentuado – cf. Figura 3.11.

$$S_{PM}(\omega) = \frac{5}{16} H_s^2 \omega_p^4 \omega^{-5} \exp\left(-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega_p}{\omega}\right)^4\right) \quad (3.12)$$

$$S_{JONSWAP}(\omega) = S_{PM}(\omega)(1 - 0,287 \ln(\gamma)) \gamma^{\exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma\omega}\right)^2\right)} \quad (3.13)$$

Nas equações anteriores,  $S_{PM}(\omega)$  e  $S_{JONSWAP}(\omega)$  representam, respetivamente, os espetros de Pierson-Moskowitz e JONSWAP no domínio da frequência angular,  $\omega$  [21]. O símbolo  $\omega_p$  representa a frequência angular de pico ( $\omega_p = 2\pi/T_p$ ) e  $\sigma$  é o parâmetro de largura espectral [21]. O símbolo  $\gamma$  representa o parâmetro de forma adimensional [21]. Quando este é igual a um, os dois espetros são coincidentes.

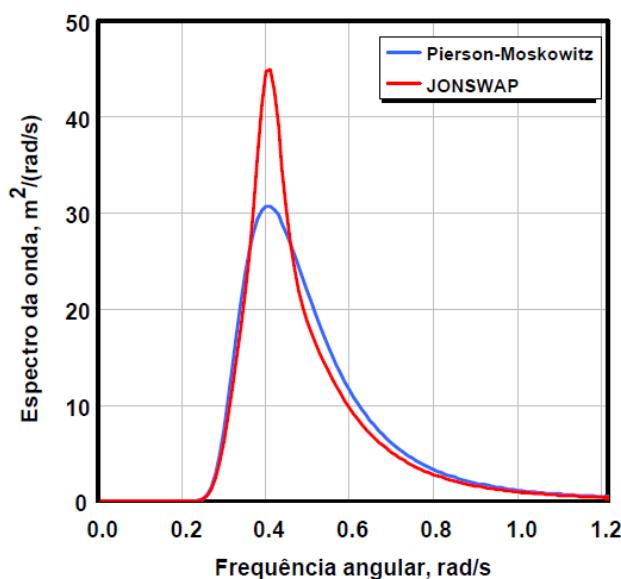


Figura 3.11 – Comparação do espectro de Pierson-Moskowitz com o espectro de JONSWAP (adaptado de [21])

As correntes podem ter diversas origens. Normalmente, elas são classificadas em correntes sub-superficiais, correntes superficiais e correntes paralelas ao solo (Figura 3.12) [63,64].

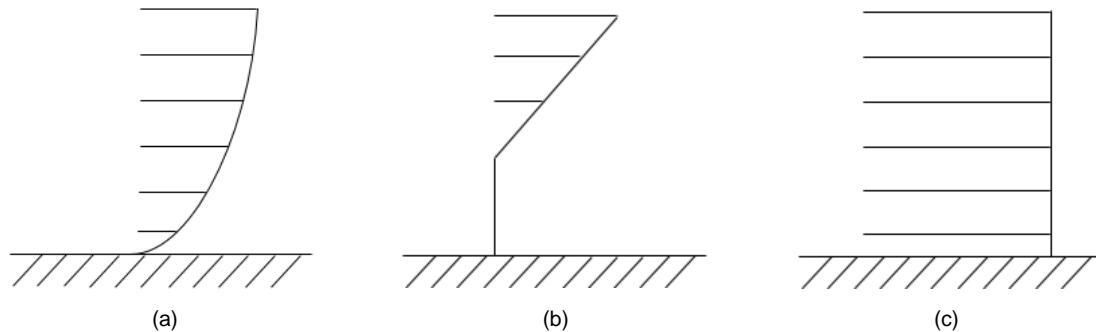


Figura 3.12 – Tipos de correntes: (a) Sub-superficiais; (b) Superficiais; (c) Paralelas ao solo (adaptado de [64])

- Correntes sub-superficiais: são geradas pelas variações de densidade da água [63,64]. A velocidade, em função da profundidade, pode ser calculada através de:

$$U_{ss}(z) = U_{0ss} \left( \frac{z + d}{d} \right)^{\frac{1}{7}} \quad (3.14)$$

Na equação anterior,  $z$  é a cota de um determinado ponto abaixo da linha de água (negativa no sentido do aumento da profundidade),  $d$  é a profundidade da água,  $U_{0ss}$  é a velocidade da corrente na linha de água e  $U_{ss}(z)$  é a velocidade da corrente à cota  $z$ .

- Correntes superficiais: são correntes formadas à superfície geradas pelo vento [63,64]. Para se calcular a velocidade da corrente a uma determinada cota,  $U_{ns}(z)$ , utiliza-se a equação:

$$U_{ns}(z) = U_{0ns} \frac{z + d_0}{d_0}, z \in [-d_0, 0] \quad (3.15)$$

Onde  $U_{0ns}$  é a velocidade da corrente à superfície e  $d_0$  é o valor de profundidade para o qual a velocidade da corrente passa a ser nula, entrando na equação como um valor positivo.

- Correntes paralelas ao solo: caracterizam-se por a sua velocidade ser constante ao longo de toda a profundidade (densidade constante em toda a profundidade). Trata-se, portanto, de uma aproximação da realidade [63,64].

No caso de serem considerados mais do que um tipo de correntes, a velocidade, em função da profundidade, é dada pela soma das equações que as definem.

Para além do vento, ondas e correntes, uma turbina eólica pode também ser afetada por diversos outros fatores meteorológicos, tais como tremores de terra, tempestades de chuva, com ocorrência ou não de relâmpagos, formação de gelo nas pás e na fundação e rajadas fortes de vento. Para o estudo completo da integridade estrutural, todas estas situações devem ser equacionadas. Para isso existem normas que são estabelecidas por entidades certificadoras e que especificam determinadas práticas para o projeto, construção, transporte e instalação de fundações para turbinas eólicas *offshore*.



## 4. Desenvolvimento do Conceito

### 4.1. Mission Statement

A UE tem vindo a definir metas cada vez mais apertadas para a participação das energias renováveis no consumo final de energia, maioritariamente por razões de carácter ambiental. O acordo de Paris foi também recentemente ratificado por 160 países, com o objetivo de limitar o aumento da temperatura global do planeta e reduzir as emissões de gases com efeito de estufa, estimulando uma aposta nas energias renováveis [65].

A energia eólica *offshore* apresenta-se como uma fonte de energia limpa e com grandes perspetivas de desenvolvimento. No entanto, à medida que se explora cada vez mais esta tecnologia, novos locais de instalação, mais distantes da costa e com maiores profundidades, começam a ser pensados, o que impede a implementação das soluções comerciais comumente mais utilizadas. Existe, portanto, uma oportunidade no desenvolvimento de novas soluções de fundações de turbinas eólicas. Na Tabela 4.1, é apresentada a *mission statement* deste trabalho.

Tabela 4.1 – *Mission statement*

<b>Descrição do produto</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Fundação para turbina eólica <i>offshore</i> de característica flutuante, durante o transporte e com sistema de fixação por âncoras de sucção</li></ul>
<b>Premissas</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Estrutura flutuante durante o transporte</li><li>• Melhoria do processo de logística na montagem, no transporte e na instalação</li><li>• Método de instalação e de desmantelamento mais versátil</li><li>• Facilidade de movimentação em portos com profundidades reduzidas</li></ul>
<b>Objetivos socioeconómicos</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Redução da emissão de gases poluentes</li><li>• Atingir a meta da UE de, pelo menos, 20% da energia final consumida ser proveniente de fontes renováveis, até 2020</li><li>• Cumprir o acordo de Paris</li><li>• Promover o desenvolvimento económico, social e ambiental do mar</li></ul>
<b>Mercado-alvo</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Setor energético (empresas de produção de eletricidade)</li></ul>
<b>Requisitos e constrangimentos</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Apta para águas de transição</li><li>• Estrutura projetada em aço estrutural, facilitando a sua construção</li><li>• Projetada para suportar uma turbina de, pelo menos, 5 MW</li><li>• Baixo custo de produção</li></ul>
<b>Entidades interessadas</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Consumidor final de eletricidade</li><li>• Empresas de construção metalúrgica</li><li>• Estaleiros nacionais</li><li>• Empresas de turbinas eólicas</li><li>• Empresas de manutenção</li><li>• UE e Organização das Nações Unidas (ONU)</li></ul>

## **4.2. Conceção da Fundação**

### **4.2.1. Descrição das Necessidades**

Países como Portugal, Espanha, Estados Unidos da América, Japão e Índia, por exemplo, apresentam um grande potencial para a exploração da energia eólica *offshore*. Contudo, as elevadas profundidades do mar das suas costas impossibilitam que as soluções mais utilizadas atualmente, como é o caso da mono-estaca, possam ser implementadas. Desta forma, a procura de outras soluções é uma necessidade. De facto, para águas pouco profundas é difícil competir com a mono-estaca, já que os custos associados à instalação deste tipo de fundações são reduzidos [8]. Optou-se, assim, por dimensionar a fundação para estar apta a ser instalada em águas de transição, que se caracterizam por possuir profundidades compreendidas entre os 30 e os 60 metros. Estabeleceu-se um valor de 45 metros para o projeto.

Nos últimos 10 anos, a capacidade nominal das turbinas com três pás aumentou consideravelmente. Em 2012, a capacidade média esperada para uma turbina eólica *offshore* era de 3-4 MW, tendendo este valor a triplicar nos próximos anos [5]. Face às informações disponíveis publicamente, foi escolhida a turbina de referência de 5 MW da NREL [14]. Esta é uma turbina *upwind*, com o eixo horizontal, composta por três pás. O valor de potência adequa-se, também, às exigências comerciais atuais. É importante que a fundação possa ser facilmente escalada para suportar turbinas com maior potência. Normalmente, ao aumento da capacidade da turbina está associado um aumento dos esforços transmitidos à fundação.

A reduzida disponibilidade e o elevado custo de utilização, associados aos meios marítimos especializados de construção e montagem no mar, levou à necessidade de projetar uma fundação com a capacidade de ser flutuante durante o transporte até ao local de instalação. Devido às limitações industriais, a fundação deverá ser totalmente montada em terra. O processo da logística é facilitado, já que o número de operações realizadas no mar é menor.

É igualmente benéfico que a estrutura apresente uma construção modular. Os tempos de produção serão menores, se dois componentes de um mesmo produto puderem ser produzidos ao mesmo tempo, no mesmo local ou em locais diferentes e, no final, acoplados facilmente um ao outro. A fundação deverá ser projetada em aço, facilitando a sua construção. Portugal, por exemplo, apresenta algumas limitações na construção de estruturas para ambientes *offshore* em betão.

O design deve ser simples para que os custos de produção não sejam elevados. Quanto menor for o número de operações necessárias para a construção da fundação, menor é o tempo de produção e, por conseguinte, menores serão os custos.

Durante a instalação, é importante que a turbina eólica não fique inclinada. Por isso, nesta fase, a fundação deverá permitir a correção constante do alinhamento. Para o caso de ser necessário desmantelar a turbina, é importante que este processo possa ser realizado facilmente.

A movimentação da fundação em portos é outro aspeto importante a ter em consideração. Esta deverá ser projetada no sentido de permitir movimentações em portos menos profundos. Isto é benéfico ao

nível da logística, já que a estrutura pode começar a ser transportada à saída deste, evitando a utilização de meios de transporte ou outras ações extraordinárias. Idealmente, a estrutura deve estar capacitada para se deslocar num porto com uma profundidade de 15 metros ou superior. O porto de Roterdão, na Holanda, o maior e o mais movimentado da Europa, tem uma profundidade máxima de 26 metros para projetos *offshore* mais exigentes, pelo que o valor definido é adequado às capacidades industriais atuais [66].

Esta invenção deve ainda contemplar a acumulação da vida marinha após instalação. A vida marinha consiste na acumulação de microrganismos marinhos nas superfícies submersas em água. De facto, isto garante que a estrutura possa ser desmantelada sem qualquer operação adicional de remoção da vida marinha, uma vez que este tipo de operação acarreta um custo adicional. Todas estas necessidades estão resumidas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Descrição das necessidades

---

Apta para ser instalada em águas de transição
Suportar uma turbina de, pelo menos, 5 MW
Ser facilmente escalada para suportar turbinas com maior capacidade
Ser flutuante até ao local de instalação
Apresentar uma construção modular
Projetada em aço estrutural
Ser montada em terra
Ter um custo reduzido de produção
Apresentar um design simples e versátil
Ser facilmente instalada e desmantelada
Permitir a movimentação em portos pouco profundos
Contemplar a acumulação da vida marinha

---

#### 4.2.2. Componentes da Fundação

O conceito da fundação foi desenvolvido de forma a responder às necessidades impostas. O processo de desenvolvimento é um processo contínuo e muito iterativo. Neste documento apenas é apresentado o conceito final (Figura 4.1).

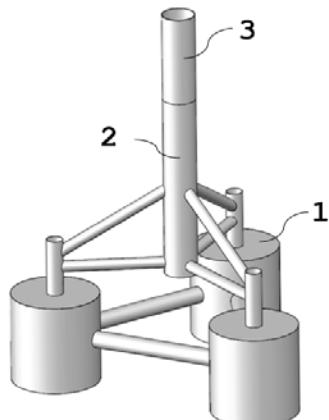


Figura 4.1 – Conceito final da fundação

A fundação é composta por três módulos, um conjunto flutuador-âncora (número 1, na Figura 4.1), um suporte metálico (número 2) e uma peça de transição (número 3). Na interface superior da peça de transição será fixa a base da torre da turbina eólica através de uma ligação aparafusada. O conjunto flutuador-âncora tem duas funções principais. A primeira é a de garantir a flutuabilidade e a estabilidade de toda a estrutura, durante o transporte. A segunda é a de possibilitar que a estrutura seja fixa ao solo marinho, na fase de instalação. O suporte metálico assegura a integridade estrutural da fundação. A peça de transição, por seu lado, conecta o suporte metálico à torre da turbina eólica.

Os três módulos podem ser fabricados separadamente, no mesmo local, ou em locais diferentes e são posteriormente ligados. No final, a turbina eólica é instalada na fundação, para que o conjunto possa ser transportado para o local de instalação, com o auxílio de barcos rebocadores.

### **Suporte Metálico**

O suporte metálico (Figura 4.2) é composto por uma coluna principal (número 4), que tem a função de sustentar a torre e por, pelo menos, três pernas (número 5) e três braços cilíndricos (número 6). Existem, ainda, pelo menos, três colunas secundárias (número 7) que conectam este componente ao conjunto flutuador-âncora. O número de braços e de pernas do suporte metálico depende do número de colunas existentes nesse conjunto. Na Figura 4.2, o suporte metálico é ilustrado fazendo uso de três braços e três pernas. Este componente tem a função de garantir a integridade estrutural da fundação e de evitar o movimento relativo das colunas do conjunto flutuador-âncora. Os braços e pernas do suporte metálico estão dispostos simetricamente relativamente ao eixo da coluna principal. A simplicidade da construção da estrutura é notória. As colunas, braços e pernas são elementos cilíndricos tubulares que são soldados entre si. O suporte metálico é construído em aço estrutural e foi escolhido em detrimento de uma estrutura treliçada, ou *jacket*, pelo facto de o design ser menos complexo e os custos de produção serem inferiores [9].

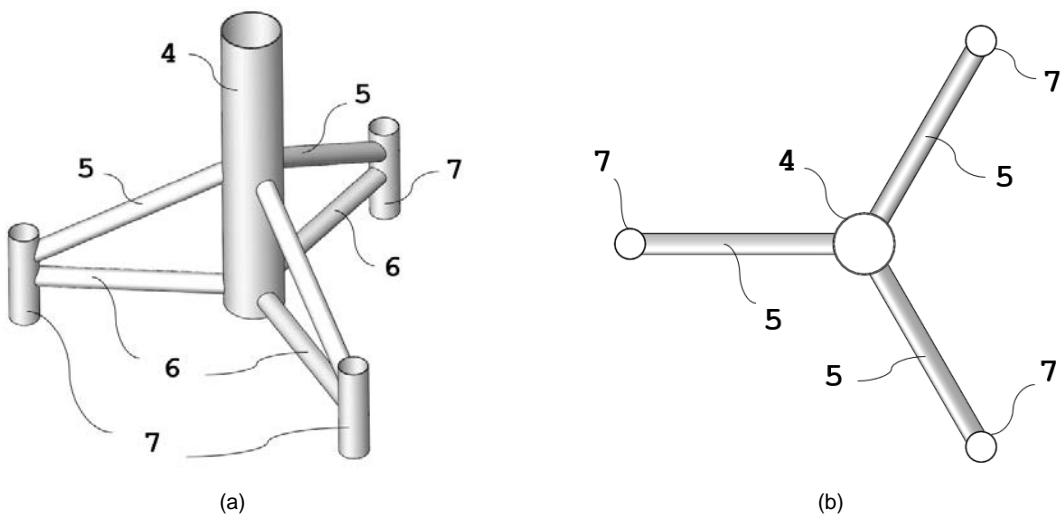


Figura 4.2 – Suporte metálico: (a) Vista em perspetiva; (b) Vista de topo

A coluna principal é aberta na base e as colunas secundárias são abertas no topo, pelo que, quando a estrutura está fixa no solo, estas estarão com água no seu interior. Se estes membros fossem fechados

as forças hidrostáticas provocariam deformações e tensões elevadas no material, o que não é desejável.

### Conjunto Flutuador-Âncora

O conjunto flutuador-âncora é composto por, pelo menos, três colunas (número 8) e é construído em aço estrutural. A Figura 4.3 representa o conjunto flutuador-âncora constituído por três colunas. Na indústria *offshore*, normalmente, as fundações não apresentam mais que três colunas – vejam-se os exemplos do WindFloat (Figura 2.8(a)) e do Demogravi3 (Figura 2.8(b)) – pelo que este foi também o número de colunas escolhido numa primeira fase. Posteriormente, neste documento irá ser realizado o estudo ao número de colunas da fundação, onde soluções com quatro e cinco colunas são analisadas. Na Figura 4.4, é possível visualizar o interior da coluna onde o flutuador (número 10) é um reservatório fechado e a âncora de sucção (número 11) é um cilindro aberto na base. A ligação entre colunas é realizada através de, pelo menos, três conexões cilíndricas tubulares (número 9). Estas aumentam a integridade estrutural do conjunto e atenuam, também, os modos de vibração das colunas.

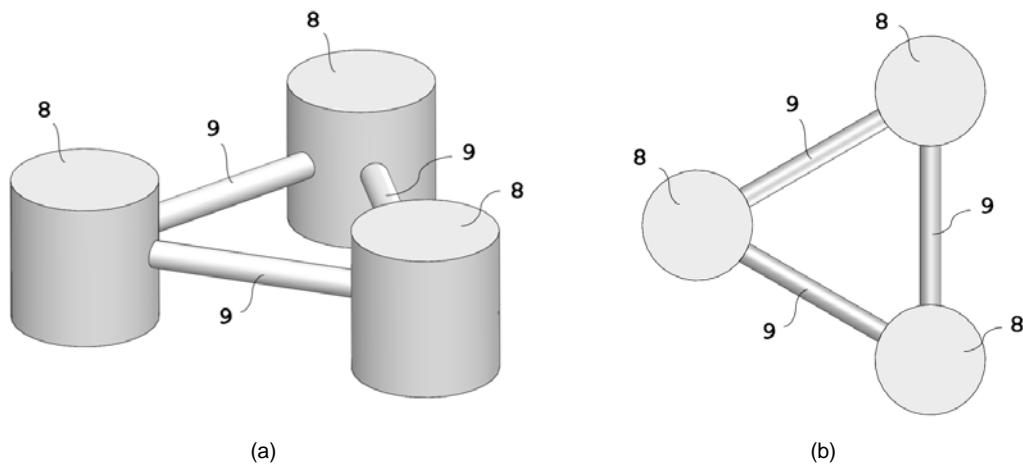


Figura 4.3 – Conjunto flutuador-âncora: (a) Vista em perspetiva; (b) Vista de topo

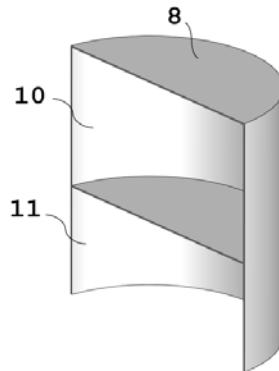


Figura 4.4 – Vista em perspetiva de um corte na coluna

Quando a estrutura chega ao local de instalação, os flutuadores, até então cheios de ar, são alimentados com água, através de um sistema bomba-válvulas. Isto faz com que a massa total da estrutura aumente significativamente e esta, devido à gravidade, submerja. Quando a fundação atinge o fundo do mar, as âncoras de sucção penetram no solo – cf. Figura 4.5(a) – e a turbina pode ser

colocada a funcionar. Para se efetuar o desmantelamento, primeiramente, a água é bombeada nas âncoras de sucção para que estas possam ser retiradas do fundo marinho. De seguida, a água é retirada dos flutuadores. Estes tornam, portanto, a estar cheios de ar e a estrutura fica em condições de emergir. Um sistema bomba-válvulas controla a entrada e a saída de água nos flutuadores e outro sistema bomba-válvulas controla a entrada e a saída de ar nestes. O alinhamento da estrutura, na fase de submersão, é realizado controlando a entrada e a saída de ar e de água nos flutuadores. Na fase de instalação, no caso de o solo ser inclinado, a penetração pode não ser igual nas diferentes âncoras. Assim, por exemplo, se uma das âncoras estiver posicionada numa região do solo mais elevada, esta acaba por penetrar mais neste, comparativamente às outras âncoras.

O facto de o conjunto flutuador-âncora ser constituído por, pelo menos, três colunas, confere à estrutura uma maior estabilidade e melhora a distribuição dos carregamentos estáticos e dinâmicos transmitidos ao solo.

Quando a profundidade do porto é pequena, inferior a 15 metros, ar pode ser inserido nas âncoras, através de um sistema bomba-válvulas, aumentando a flutuabilidade da estrutura. Isto faz com que esta emirja e possa ser deslocada no porto sem dificuldade (Figura 4.5(b) e Figura 4.5(c)).

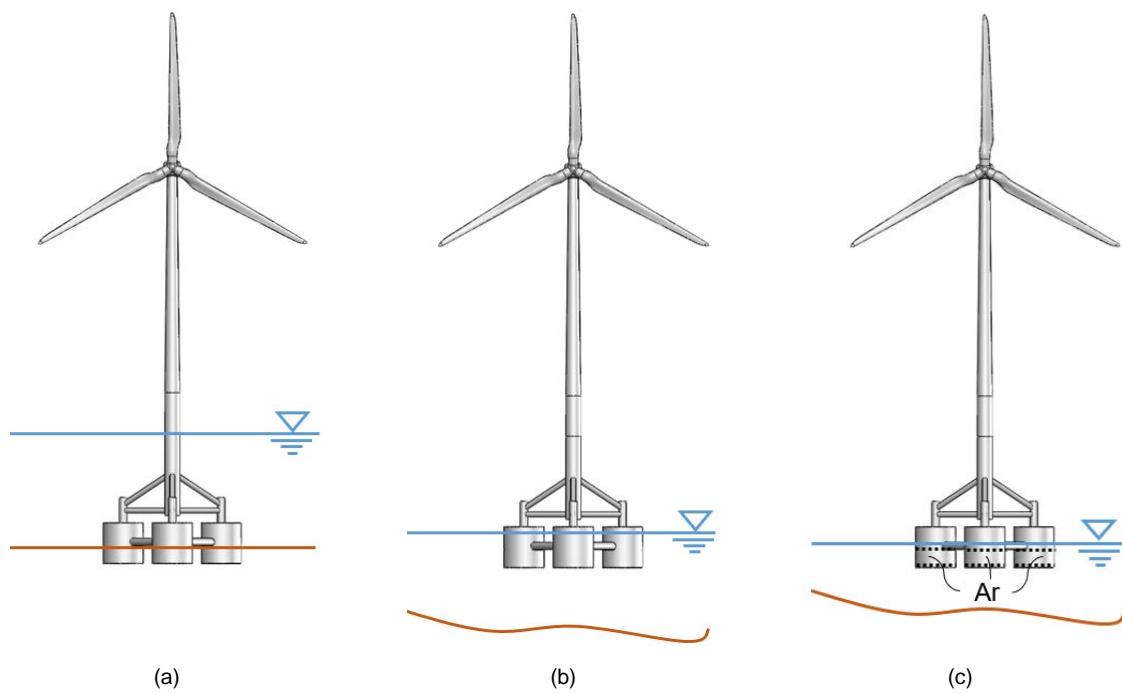


Figura 4.5 – (a) Fundação instalada; (b) Fundação num porto profundo; (c) Fundação num porto pouco profundo

As âncoras de sucção permitem também escalar melhor a estrutura para suportar turbinas com maior capacidade. Turbinas maiores requerem, normalmente, estruturas mais robustas e pesadas, em vez disso, uma âncora de sucção maior pode ser utilizada, permitindo a fixação adequada.

### **Peça de Transição**

A peça de transição impede que as ondas de maior dimensão atinjam a torre. Este componente inclui ainda umas escadas e uma plataforma de trabalho, para que a manutenção à torre possa ser realizada, tal como é, normalmente, verificado nas torres eólicas offshore. A peça de transição foi modelada,

simplificadamente, como um cilindro, com uma determinada espessura, sendo construída em aço estrutural e será fixa ao suporte metálico através de uma ligação aparafusada.

## Turbina Eólica

A tabela 4.3 sumariza todas as informações relativas à turbina eólica de 5 MW da NREL.

Tabela 4.3 – Propriedades da turbina de 5 MW da NREL

Massa total (rotor-nacelle-torre)	6,97E+5 kg
Altura da torre	87,6 m
Altura do <i>hub</i> , relativamente à base da torre	90 m
Diâmetro/espessura no topo da torre	3,87/ 0,025 m
Diâmetro/espessura na base da torre	6/ 0,035 m
<i>Cut-in-speed/ Rated-speed/ Cut-out-speed</i>	3/ 11,4/ 25 m/s

### 4.2.3. Dimensões Gerais dos Componentes

As dimensões são uma parte essencial do conceito. Para garantir que exista, pelo menos, uma solução flutuante e estável, algumas dimensões do suporte metálico e do conjunto flutuador-âncora são variáveis. Outras são fixas, limitando o número de soluções possíveis. Estipulou-se um valor de 120 milímetros para a espessura máxima da chapa de aço. A empresa ASM Industries, responsável pela construção da estrutura do WindFloat, adquiriu, recentemente, uma calandra para trabalhar chapas até 150 milímetros de espessura, sendo uma das maiores da Europa, pelo que o valor estipulado é adequado às capacidades industriais atuais [67].

Para o conjunto flutuador-âncora definiu-se uma espessura fixa de 80 milímetros. A altura das âncoras foi colocada fixa, igual a 7 metros e a altura do flutuador varia entre os 4 e os 18 metros. Em 2014, a Dong Energy instalou no mar do Norte uma estrutura em *jacket* com três âncoras de sucção, cada uma com uma altura de 8 metros [68], portanto, o valor definido não é inapropriado. O valor da altura do flutuador depende do valor do diâmetro das conexões cilíndricas. Como estas estão situadas exatamente acima das âncoras e têm um diâmetro de 3 metros, é conveniente que a altura do flutuador seja superior a 3 metros. O diâmetro das colunas varia entre os 10 e os 24 metros. Um valor de diâmetro elevado pode ser um inconveniente, já que a chapa terá de ser sujeita a um maior número de operações até atingir a geometria desejada. Na Tabela 4.4, estão dispostos os valores para cada uma das dimensões mencionadas e, na Figura 4.6, faz-se a respetiva correspondência.

Tabela 4.4 – Dimensões dos componentes do conjunto flutuador-âncora

Altura do flutuador, $h_{flt}$	[4; 18] m
Altura da âncora, $h_{anc}$	7 m
Diâmetro das colunas, $d_{col}$	[10; 24] m
Espessura das colunas, $t_{col}$ , e das conexões cilíndricas, $t_{con}$	80 mm
Diâmetro das conexões cilíndricas, $d_{con}$	3 m

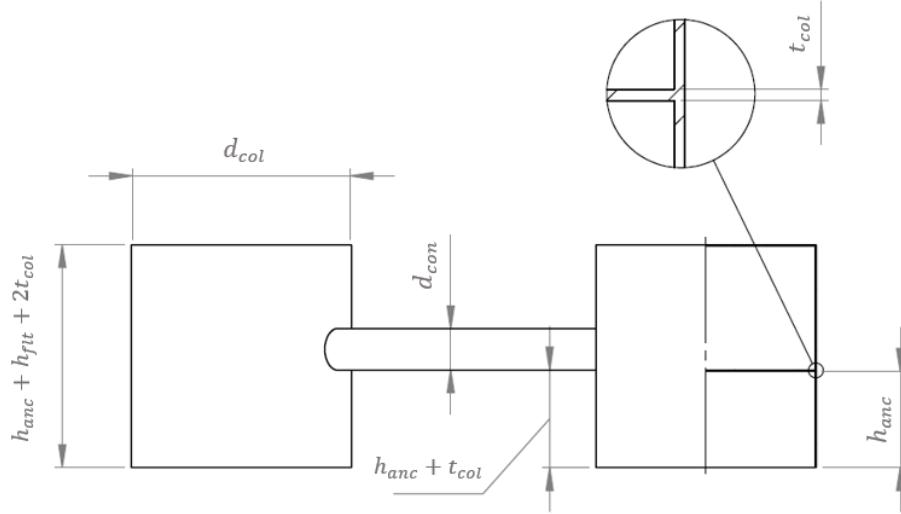


Figura 4.6 – Dimensões do conjunto flutuador-âncora

A altura da coluna principal do suporte metálico varia entre os 24 e os 38 metros. Isto possibilita que a fundação esteja sempre apta para uma profundidade de mar igual a 45 metros, já que a linha de água, quando esta está fixa ao solo, interseca o topo do suporte metálico – cf. Figura 4.5(a) e Figura 4.7(a). Assim, quando a altura do flutuador aumenta, por exemplo, um metro, a altura da coluna principal diminui um metro (uma altura do flutuador de 4 metros está associado um suporte metálico com uma altura da coluna principal de 38 metros; quando a altura do flutuador é de 5 metros, a altura da coluna principal do suporte metálico já é de 37 metros e assim sucessivamente). Em todo o suporte metálico foi imposto, para os seus componentes, um ráio diâmetro-espessura igual a 50. De acordo com a norma da NORSKOK [69], este ráio não deve ser superior a 120. O diâmetro da coluna principal é igual ao diâmetro da base da torre eólica, isto é, 6 metros. Os diâmetros das pernas e dos braços do suporte metálico são iguais a 2 metros. O raio do suporte metálico define-se como a distância entre o eixo de simetria da coluna principal e o eixo de simetria da coluna secundária (Figura 4.7(b)). Este parâmetro tem influência na estabilidade da fundação durante o transporte e na fase de operação. Após algumas iterações definiu-se um raio de 22,5 metros, que é um número que está dentro dos valores típicos utilizados na indústria, já que, normalmente, este parâmetro ronda entre os 20 e os 30 metros [70]. A coluna secundária tem uma altura de 10,18 metros e um diâmetro de 3 metros. A Tabela 4.5 e a Figura 4.7 resumem as dimensões referidas.

Tabela 4.5 – Dimensões dos componentes do suporte metálico

Altura da coluna principal, $h_{prin}$	[24; 38] m
Diâmetro da coluna principal, $d_{prin}$	6 m
Espessura da coluna principal, $t_{prin}$	120 mm
Diâmetro da perna, $d_{perna}$ , e do braço, $d_{braço}$	2 m
Espessura da perna, $t_{perna}$ , e do braço, $t_{braço}$	40 mm
Altura da coluna secundária, $h_{sec}$	10,18 m
Diâmetro da coluna secundária, $d_{sec}$	3 m
Espessura da coluna secundária, $t_{sec}$	60 mm
Raio do suporte metálico, $r_{suporte}$	22,5 m

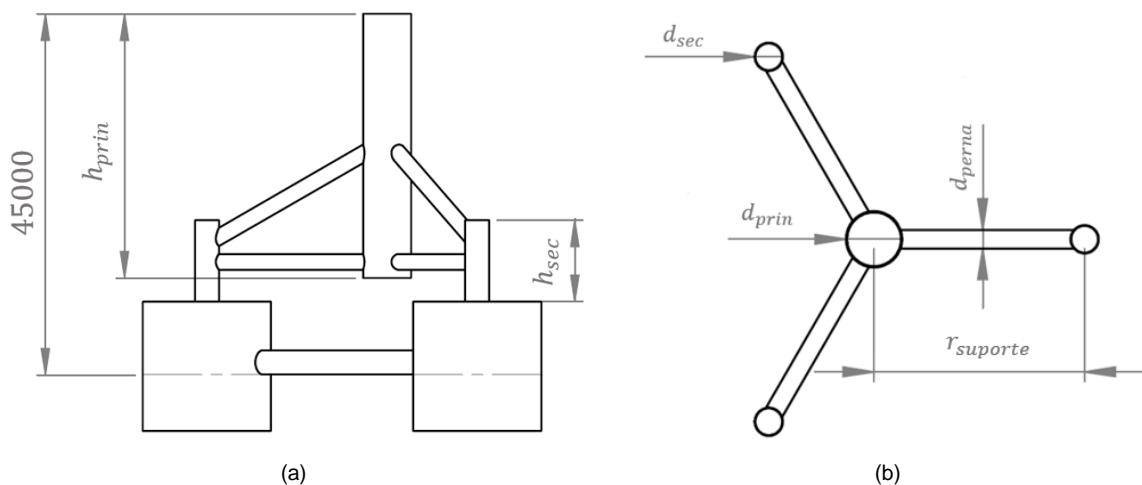


Figura 4.7 – (a) Suporte metálico e conjunto flutuador-âncora; (b) Vista de topo do suporte metálico (dimensões em milímetros)

Na Figura 4.8, é possível observar a localização da interseção dos braços e das pernas na coluna secundária e na coluna principal.

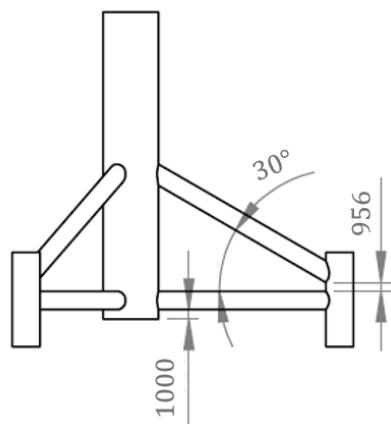


Figura 4.8 – Localização dos braços e das pernas (dimensões em milímetros)

O diâmetro e a espessura da peça de transição do suporte metálico são de 6 metros e 120 milímetros, respectivamente. A altura da peça de transição é igual a 16 metros. Esta altura permite reduzir, em muito, a probabilidade de as ondas atingirem a torre eólica, já que era necessário o aparecimento de uma onda com uma altura significativa de 32 metros para alcançar a torre, o que é muito pouco provável que aconteça. A Tabela 4.6 resume o exposto.

Tabela 4.6 – Dimensões dos componentes da peça de transição

Altura, $h_{pt}$	16 m
Diâmetro, $d_{pt}$	6 m
Espessura, $t_{pt}$	120 mm

Em toda a estrutura (fundação e torre) foi utilizado o mesmo aço estrutural. As propriedades mecânicas efetivas do aço são módulo de elasticidade de 210 GPa, módulo de corte de 80,8 GPa, densidade de

8500 kg/m<sup>3</sup> e tensão de cedência de 355 MPa. O valor da densidade do aço utilizado difere do valor típico de 7850 kg/m<sup>3</sup> para ter em conta a tinta, os parafusos e os cordões de soldadura. Estas propriedades estão em conformidade com aquilo que é estipulado pela norma da GL [60].

#### 4.2.4. Estudo da Flutuabilidade

O objetivo é projetar uma fundação flutuante. Para isso, a estrutura tem de estar parcialmente submersa no mar. É o valor do volume submerso que define o local de interseção da linha de água com a fundação. Viu-se, anteriormente, que este é calculado através da massa total do corpo, neste caso, a massa da fundação, da torre e da turbina eólica e da densidade do líquido sobre o qual corpo está a flutuar, neste âmbito, a densidade da água do mar (1025 kg/m<sup>3</sup> [56]). Para este estudo, o conjunto flutuador-âncora é composto por três colunas, por este ser o número mais usual encontrado na indústria.

Como foi anteriormente referido, a altura do flutuador e o diâmetro das colunas do conjunto flutuador-âncora variam. Dezenas de conceitos com diferentes dimensões são gerados, aumentando a probabilidade de se obter, pelo menos, um conceito flutuante. Com o aumento do diâmetro das colunas e da altura do flutuador, o volume total disponível do conjunto flutuador-âncora aumenta, mas com estes aumenta também a massa de aço.

Quer-se que o conjunto flutuador-âncora garanta a flutuabilidade da estrutura durante o transporte. Assim, o volume total deste componente deverá ser, no mínimo, igual ao volume submerso necessário calculado pela equação 3.5. Todas as soluções que não respeitem esta condição não são válidas. A Figura 4.9 sumariza estes cálculos num único gráfico tridimensional.

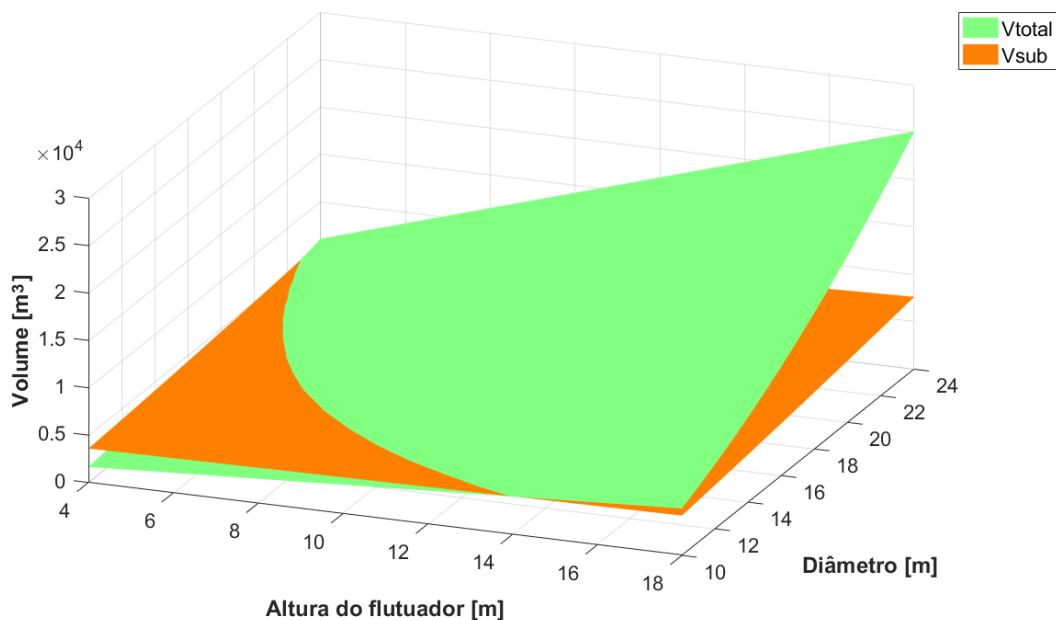


Figura 4.9 – Representação espacial dos valores de volume total e de volume submerso

No lado esquerdo da figura, onde o plano do volume total está abaixo do plano do volume submerso, estão apresentadas as soluções cujo volume total disponível no conjunto flutuador-âncoras é inferior ao volume necessário para a estrutura flutuar,  $V_{sub} > V_{total}$ . Estas soluções não são válidas. A

interseção dos dois planos marca o aparecimento das soluções flutuantes. Estas caracterizam-se por o volume total ser igual ao volume submerso,  $V_{sub} = V_{total}$ . Neste caso, a linha de água coincide com o topo das colunas, o que não é desejável. Do lado direito da figura, encontram-se as soluções válidas – o plano do volume total está acima do plano do volume submerso,  $V_{sub} < V_{total}$ . Assim, o volume total disponível no conjunto flutuador-âncora assegura confortavelmente a flutuabilidade da estrutura e a linha de água deixa de intersetar o topo das colunas. Para valores de diâmetros mais reduzidos, para a solução ser flutuante, é necessário que a coluna seja mais comprida. Uma coluna muito alta dificulta o processo de transporte da fundação, a partir do porto. Todavia, como foi mencionado, pode ser inserido ar nas âncoras de sucção para que a estrutura emirja e seja transportada confortavelmente. A Tabela 4.7 resume as soluções flutuantes para cada diâmetro em função da altura do flutuador. As soluções assinaladas com uma cruz não são válidas e serão excluídas.

Tabela 4.7 – Soluções válidas para cada valor de diâmetro da coluna

	Diâmetro da coluna [m]														
	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Altura do flutuador [m]	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
4	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓
5	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓
6	x	x	x	x	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
7	x	x	x	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
8	x	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
9	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
10	x	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
11	x	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
12	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
13	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
14	x	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
15	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
16	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
17	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
18	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

#### 4.2.5. Estudo da Estabilidade

Para que o transporte possa ser realizado em segurança, a estabilidade de cada solução flutuante tem de ser verificada. Assim, utiliza-se o conceito de altura metacêntrica (equação 3.6). A distância entre o centro de massa e o centro de impulsão,  $\overline{GB}$ , e o segundo momento de área,  $I_o$ , da secção de cada solução flutuante são, para isso, determinados.  $\overline{GB}$  diminui com o aumento do diâmetro da coluna e do da altura do flutuador, dado que o centro de massa se vai aproximando do conjunto flutuador-âncora. A linha de água interseca sempre as três colunas do conjunto flutuador-âncora na região do flutuador, nunca intersetando as conexões cilíndricas, pelo que o segundo momento de área depende apenas do diâmetro da coluna e é calculado segundo as direções X e Y no centróide da secção (Figura 4.10). Neste trabalho, o sentido positivo do eixo X coincide sempre com o sentido de incidência do vento no rotor. Desta forma, o valor do segundo momento de área é igual, quando calculado segundo cada um

dos dois eixos, já que os centros das três colunas definem, no plano, um triângulo equilátero. O valor da altura metacêntrica é, por isso, independente da direção.

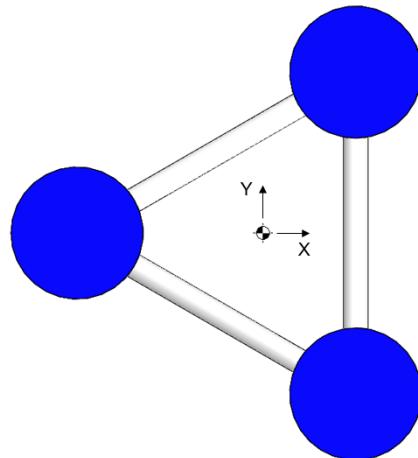


Figura 4.10 – Secções utilizadas para o cálculo do segundo momento de área (a azul)

A Figura 4.11 apresenta os valores do segundo momento de área para cada diâmetro da coluna. Conclui-se que a um aumento do diâmetro está associado um aumento do valor do segundo momento de área da secção e, por conseguinte, maior é a probabilidade de o conceito ser estável.

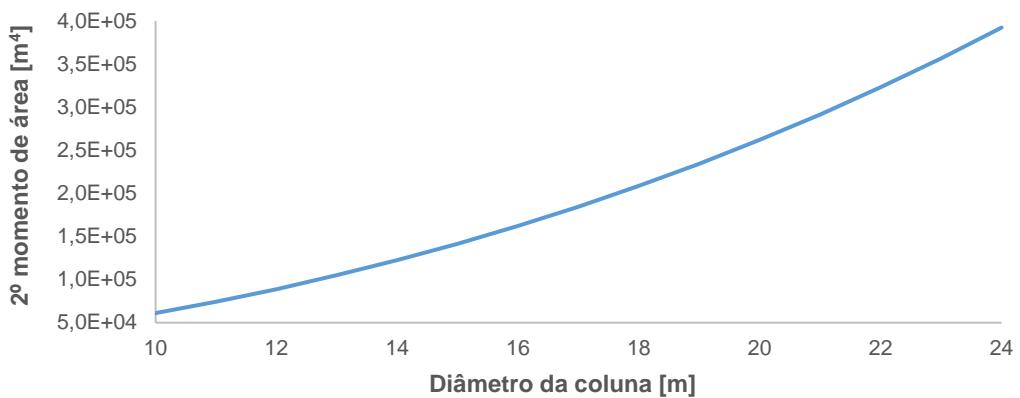


Figura 4.11 – Valores do segundo momento de área da secção para cada valor de diâmetro

Os valores de altura metacêntrica foram calculados para todos os conceitos flutuantes. Na Figura 4.12, estão dispostos todos os conceitos estáveis e a respetiva altura metacêntrica, em função da massa de aço necessária para a construção do suporte metálico e do conjunto flutuador-âncora. Não foram consideradas as massas da peça de transição, da torre e da turbina, uma vez que estas são as mesmas em todos os conceitos. Observa-se que nenhuma solução com um diâmetro de coluna igual a 10, 11, 12 e 13 metros é estável. Para uma mesma altura do flutuador, quanto maior for o valor do diâmetro, maior é a altura metacêntrica. Constatata-se também que, para um mesmo valor de diâmetro, a altura metacêntrica diminui com o aumento da altura do flutuador. De facto, o termo  $I_0/V_{sub}$  da equação 3.6 tem uma grande preponderância no cálculo da altura metacêntrica. Com o aumento da altura do flutuador, o valor do segundo momento de área da secção mantém-se constante e o volume submerso aumenta, levando a uma diminuição da altura metacêntrica. Por isso, do ponto de vista da estabilidade e dos custos, não compensa utilizar um conceito com uma coluna muito alta.

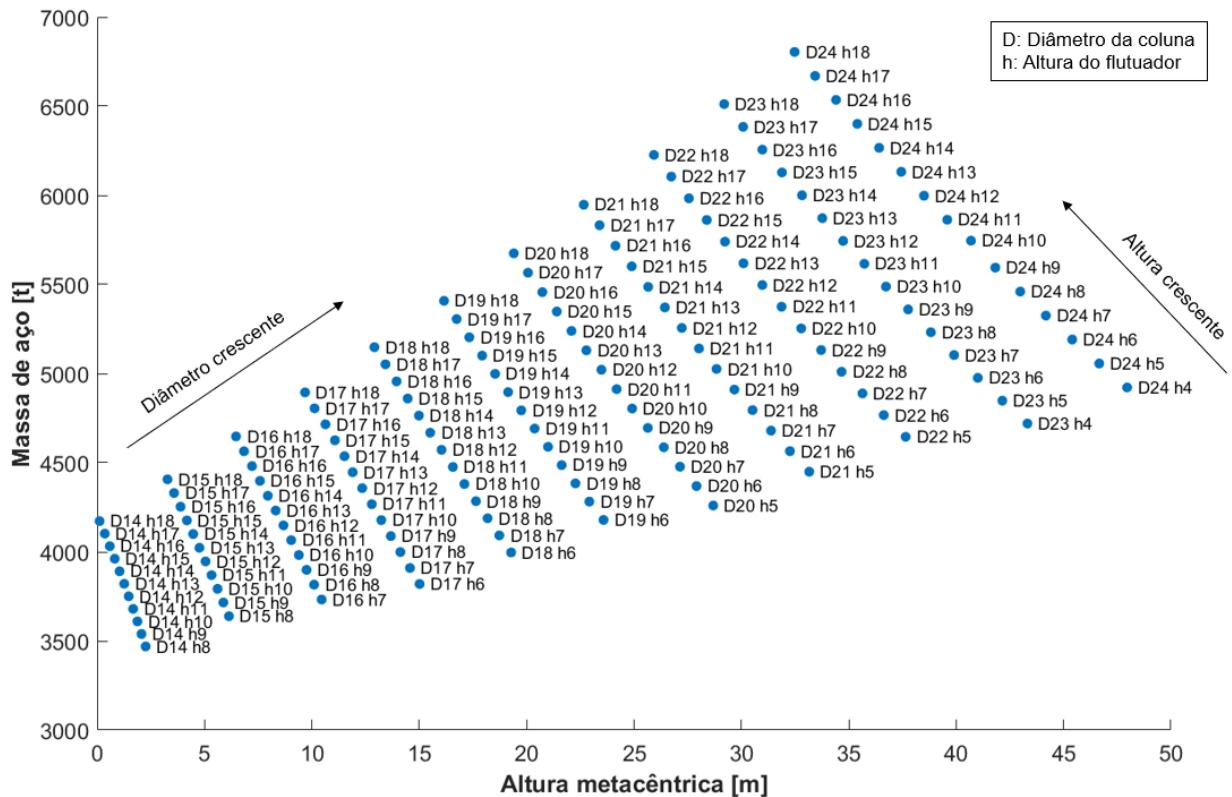


Figura 4.12 – Massa de aço do suporte e do conjunto flutuador-âncora, em função da altura metacêntrica, para cada conceito

Um valor excessivo de massa não é igualmente desejável, já que o custo de produção se quer o menor possível. Assim, para se escolher um dos conceitos, terá de ser definida uma relação de compromisso entre a massa da estrutura e a estabilidade.

As soluções estáveis foram representadas com um ponto azul no gráfico 3-D ilustrativo da tendência do volume total e do volume submerso – cf. Figura 4.13.

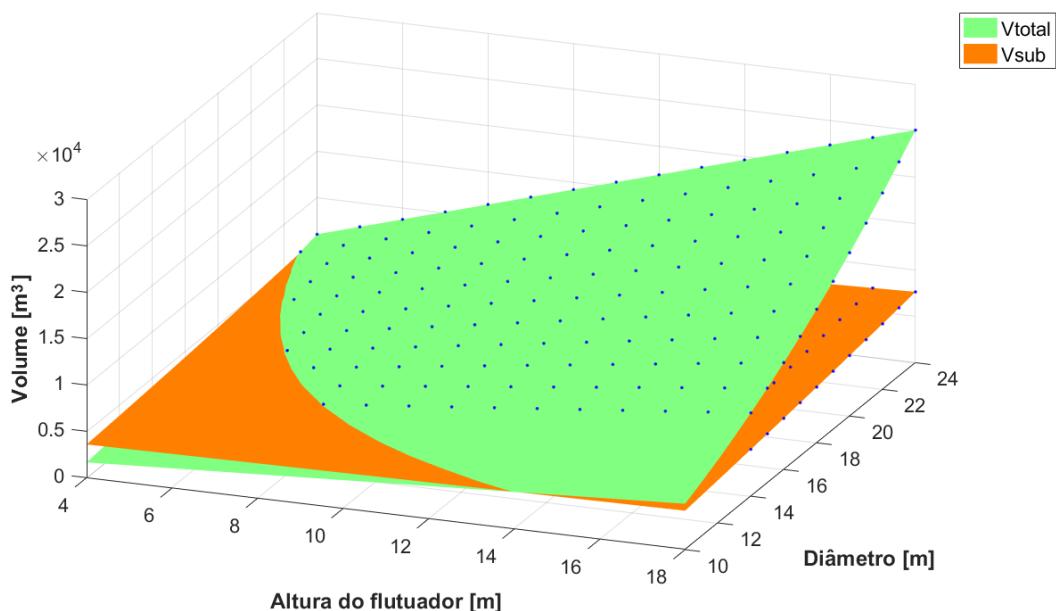


Figura 4.13 – Representação espacial das soluções estáveis nos planos do volume total e do volume submerso

#### 4.2.6. Estudo relativo ao Número de Colunas do Conjunto Flutuador-Âncora

Uma fundação com um maior número de colunas apresenta uma estabilidade superior durante o seu transporte. Todavia, o aumento do número de colunas requer a utilização de mais aço para a sua construção. Assim, a estrutura torna-se mais pesada e a construção mais dispendiosa. Serão comparadas fundações com três, quatro e cinco colunas, já que, normalmente, as fundações para turbinas eólicas não excedem as cinco colunas. Para este estudo, manteve-se o diâmetro da coluna igual a 13 metros, sendo que as conclusões se apresentam idênticas para qualquer outro valor de diâmetro. Com o aumento do número de colunas, estas aproximam-se, pelo que pode não ser possível a utilização de elevados valores de diâmetro. A altura do flutuador varia de acordo com o estipulado anteriormente. Na Figura 4.14(a), é possível observar o conceito da fundação com quatro colunas e, na Figura 4.14(b), o conceito da de cinco.

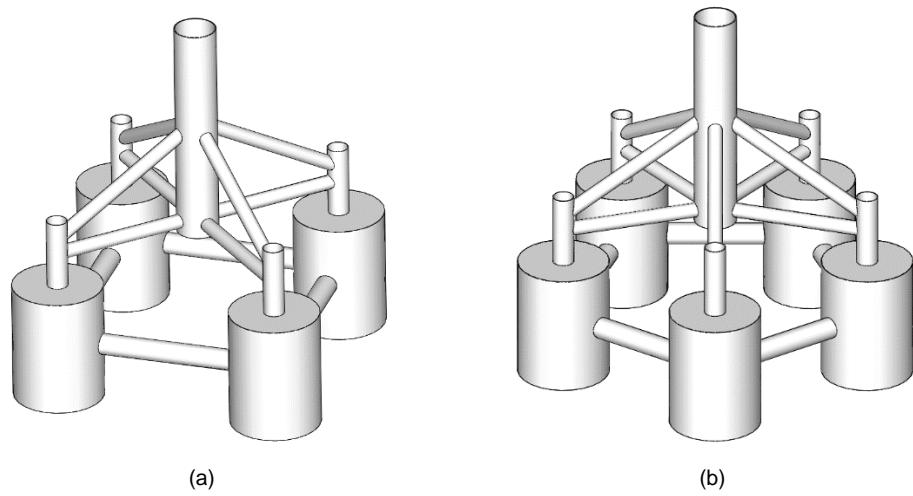


Figura 4.14 – (a) Fundação com 4 colunas; (b) Fundação com 5 colunas

Primeiramente, a razão entre o volume total e o volume submerso ( $V_{total}/V_{sub}$ ), para as três fundações, é comparada – cf. Figura 4.15. Para a solução ser flutuante esta razão tem de ser, no mínimo, igual a um. No entanto, quanto maior for a razão, maior é o volume em excesso presente no conjunto flutuador-âncora, pelo que, do ponto de vista dos custos, interessa que esta não seja demasiadamente elevada.

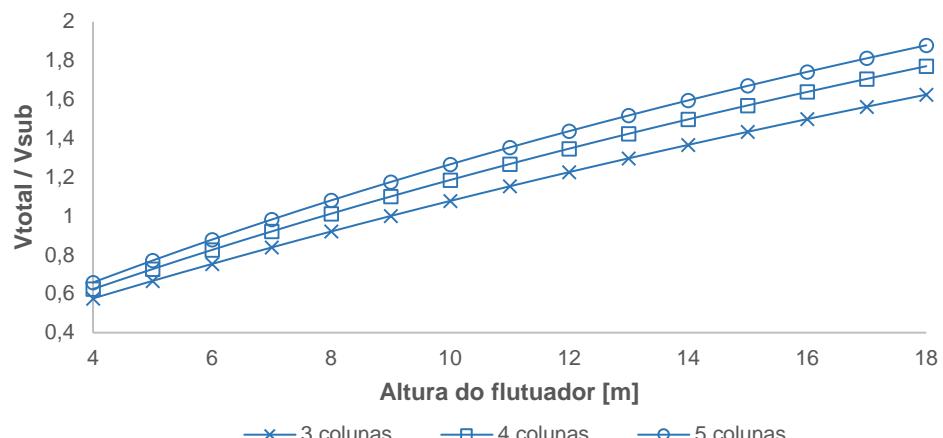


Figura 4.15 – Variação do rácio  $V_{total}/V_{sub}$  com a altura do flutuador para os diferentes conceitos

Através da análise da Figura 4.15 constata-se que a razão  $V_{total}/V_{sub}$  tende a aumentar rapidamente com o aumento do número de colunas. Porém, para se poder realizar uma análise mais conclusiva, foi utilizada a mesma razão, para cada altura do flutuador, nos três conceitos, sendo que a massa de aço do suporte metálico e do conjunto flutuador-âncora, em toneladas, é contabilizada (Figura 4.16). Para isso, escolheu-se a razão  $V_{total}/V_{sub}$ , da solução com três colunas. Uma vez que os conceitos com quatro e cinco colunas apresentam razões superiores, parte do volume destes tem de ser removido através da diminuição da altura do flutuador. Consequentemente, os conceitos com quatro e cinco colunas começam por apresentar a mesma altura do flutuador que o conceito com três colunas e o valor desta vai decrescendo até que a solução passe a apresentar a razão  $V_{total}/V_{sub}$  pretendida. Por exemplo, no caso de a fundação com três colunas possuir uma altura do flutuador de 4 metros, as fundações com quatro e cinco colunas, para apresentarem a razão de volumes de 0,58, têm de possuir alturas de flutuador de 3,1 metros e 2,85 metros, respetivamente.

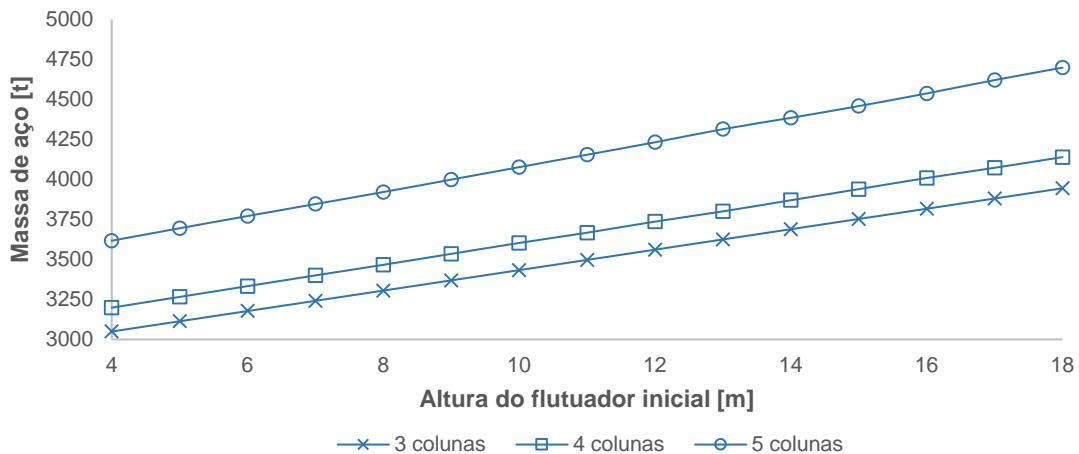


Figura 4.16 – Variação da massa de aço com a altura do flutuador inicial para os diferentes conceitos

Conclui-se que as soluções com quatro e cinco colunas necessitam de maior massa de aço para a mesma razão  $V_{total}/V_{sub}$ . Em média, a fundação com quatro colunas utiliza mais 172 toneladas de aço e a fundação com cinco colunas utiliza mais 658 toneladas de aço, comparativamente à solução com três colunas. Se cada tonelada de aço tiver um custo médio de 524 euros/tonelada (média dos custos da chapa de aço de maio de 2016 até março de 2017 [71]), as fundações com quatro e cinco colunas custarão, relativamente à fundação com três colunas, mais 90.128 euros e 344.792 euros, respetivamente, fora os custos adicionais relacionados com a manufatura. Uma vez que se pretende minimizar os custos de produção, é preferível optar pela solução com três colunas. Uma estrutura mais pesada é, inclusivamente, mais difícil de montar e transportar, dificultando todo o processo de logística, já que é necessária a utilização de guias de maior capacidade de elevação e de um maior número de barcos rebocadores. Porém, caso haja alguma falha num dos membros da fundação, durante a fase de operação da turbina, as fundações com 4 e 5 colunas assegurarão uma maior fiabilidade, devido ao aumento da redundância.

#### 4.2.7. Estudo da Influência do Raio do Suporte Metálico

O raio do suporte metálico apresenta-se como um parâmetro de extrema importância e que influencia o processo de transporte da estrutura, o desempenho dinâmico do sistema durante o transporte e o comportamento estrutural da fundação. O transporte de uma fundação muito larga é mais difícil de realizar, já que têm de ser tomadas medidas suplementares para que as extremidades da estrutura não colidam com as margens do porto, à saída deste. Com o aumento do raio, o comprimento dos seus braços e das suas pernas também aumenta, isto faz com que as deformações sentidas nestes membros sejam superiores relativamente a um suporte metálico com o raio mais reduzido. Uma fundação mais larga é mais estável durante o transporte. Contudo, para se inferir sobre a influência do raio na flutuabilidade e estabilidade da estrutura escolheu-se estudar adicionalmente uma fundação constituída por um suporte metálico com um raio bastante mais largo que o anterior definido: 32 metros. A Figura 4.17 representa no espaço 3-D todas as soluções flutuantes e estáveis para este novo valor de raio do suporte metálico. De facto, quando se compara esta figura com a Figura 4.13 constata-se que o número de soluções estáveis é agora bastante superior. O segundo momento de área de uma secção mais larga é maior, pelo que este resultado era expectável. Observa-se que a influência do raio do suporte metálico na flutuabilidade não é considerável. A maioria das soluções flutuantes com um raio de 22,5 metros é, da mesma forma, flutuantes com um raio de 32 metros.

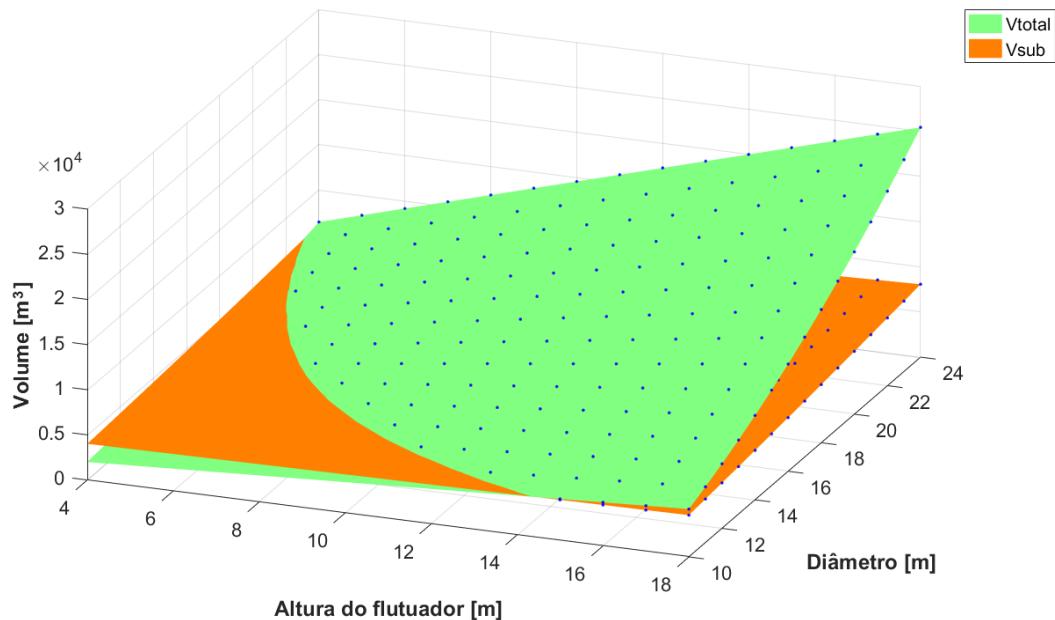


Figura 4.17 – Representação espacial das soluções estáveis nos planos do volume total e do volume submerso para um suporte metálico com um raio de 32 metros

Porém, uma estrutura mais larga é mais pesada e dispendiosa. A massa de aço utilizada para a construção do suporte metálico e do conjunto flutuador-âncora, em função da altura do flutuador, para os dois suportes metálicos é apresentada na Figura 4.18.

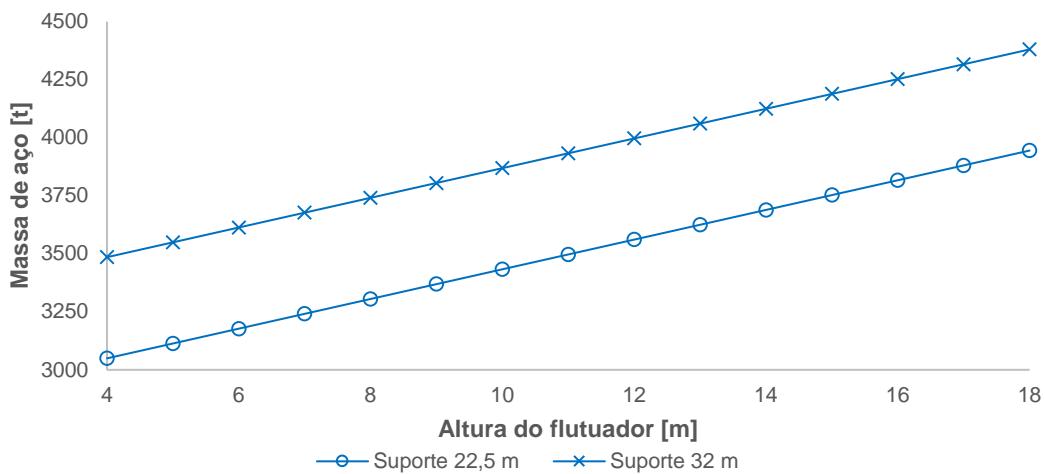


Figura 4.18 – Massa de aço para cada raio de ação em função da altura do flutuador

Constata-se que, em média, a solução de raio igual a 32 metros utiliza mais 435,75 toneladas de aço comparativamente à solução de raio igual a 22,5 metros. Por isso, o aumento de estabilidade da estrutura é acompanhado de um aumento considerável do custo de produção. Se a cada tonelada de aço estiver associado um custo médio de 524 euros [71], a solução de raio inferior custará menos 228.333 euros. O raio de 22,5 metros foi escolhido tendo em conta os valores utilizados na indústria. Fundações com raios inferiores terão um menor custo de produção, mas apresentarão também um comportamento dinâmico menos favorável. As consequências a nível estrutural decorrentes da utilização deste raio de suporte metálico serão analisadas mais à frente.

#### 4.2.8. Escolha do Conceito

Várias soluções com diferentes dimensões foram geradas, pelo que, agora, quer-se escolher apenas uma. Para isso, têm de ser utilizados alguns critérios de seleção. Os critérios de seleção são baseados na massa total do conjunto, na altura da coluna não submersa em água durante o transporte e no ângulo de inclinação do conjunto, devido à força do vento. Considera-se também o caso em que a turbina vai ser instalada na costa norte de Portugal. Como hipótese, foi considerado que, durante o transporte, a fundação passará perto da costa de Leixões.

A massa total do conjunto é, como já se referiu, uma propriedade muito importante. Quanto menor for a massa, menor é a quantidade de material existente e, por conseguinte, menor será o custo associado à construção da estrutura. Os processos de transporte e logística são igualmente facilitados, quando esta não é demasiado pesada.

O topo da coluna do conjunto flutuador-âncora não deve estar à mercê das ondas durante o transporte. De facto, se uma onda conseguir atingir o topo da coluna, a estrutura pode ter tendência a instabilizar. Portanto, é de todo o interesse minimizar a interferência da ondulação no comportamento dinâmico da estrutura, pelo que a altura da coluna não submersa em água é um parâmetro importante a ter em consideração. Apesar de o transporte ter de ser realizado num dia em que o estado do mar esteja calmo, sem grandes ondulações, têm de ser tomadas medidas preventivas. Num ano (de março de 2016 a março de 2017), a altura significativa média das ondas junto à costa de Leixões foi,

aproximadamente igual a 2 metros [72]. Não obstante, alturas superiores ocorreram durante este período de tempo. Para uma altura significativa igual a 2 metros, a altura da coluna não submersa em água deverá ser, no mínimo, igual a 1 metro, ou seja, metade. Para que a estrutura esteja tranquilamente defendida das ondas durante o transporte, estipulou-se que apenas são válidas as soluções que apresentam, no mínimo, uma altura da coluna não submersa em água de 2 metros. Tal permite que a estrutura esteja defendida de alturas de onda até 4 metros. No máximo, uma altura da coluna não submersa em água de 5 metros permitirá que a estrutura esteja defendida de alturas de onda até 10 metros.

Durante o transporte da fundação são desejados ventos fracos (ou nulos). Ainda assim, a estrutura deverá ser capaz de suportar as rajadas de vento imprevisíveis. Para simplificar, considera-se que toda a ação do vento está concentrada numa única força aplicada no centro do rotor. O momento de restituição calculado pela equação 3.10 deverá, no limite, igualar o momento provocado por esta força, cujo braço, para pequenos ângulos de inclinação, é calculado, aproximadamente, medindo a distância desde o centro do rotor à linha de água (Figura 3.6). Para a análise considera-se que a contribuição da força que se opõe ao vento é, numa primeira aproximação, desprezível, já que a esta está associado um braço duas ordens de grandeza inferior ao da força do vento. O ângulo de inclinação,  $\theta$ , é calculado conjugando as equações 3.7, 3.9 e 3.10, sendo que para a solução ser válida, o valor de  $\theta$  terá de ser inferior a  $15^\circ$  [56]. O valor da magnitude da força aplicada depende essencialmente da velocidade média do vento que, por sua vez, depende da localização escolhida para o transporte, já que existem regiões mais ventosas que outras. O valor de altura do centro do rotor, durante o transporte, varia de solução para solução. Contudo, este encontra-se compreendido entre os 142 e os 147 metros. O mapa offshore europeu das velocidades de vento para duas alturas distintas pode ser encontrado na Figura 4.19. Tendo em conta as condicionantes mencionadas, retira-se do mesmo um valor de velocidade de 8 m/s. Do documento de definição da turbina [14] conclui-se que, para esta velocidade, são usuais forças no centro do rotor de 500 kN.

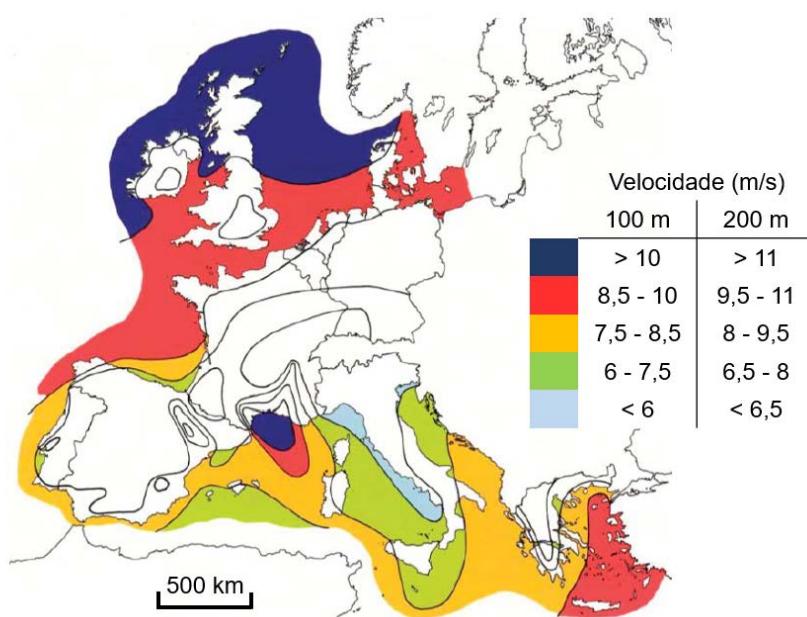


Figura 4.19 – Mapa offshore europeu das velocidades de vento para duas alturas específicas (adaptado de [73])

Para se escolher o conceito, foi utilizado o método dos índices ponderados, com algumas modificações. Numa primeira fase, são calculados os pesos,  $w_i$ , de cada uma das três propriedades já referidas. Quando se compara a primeira propriedade com a segunda, à propriedade considerada mais importante é atribuído o número um e à menos importante o número zero. A mesma metodologia é seguida quando se compara a primeira com a terceira propriedade. Na comparação entre as últimas duas propriedades tem de ser atribuída uma importância diferente de zero às duas. Estas podem ter, ou não, iguais importâncias. A massa é a propriedade mais importante. Quer-se que esta seja a menor possível. Optou-se por dar maior importância ao ângulo de inclinação relativamente à altura da coluna não submersa. Anteriormente, foi estabelecido um limite inferior e superior para o valor da altura da coluna não submersa, o que permitiu reduzir bastante o número de soluções válidas. O ângulo de inclinação é um indicador importante da maior ou menor estabilidade da estrutura e apenas um limite superior foi estabelecido. A Tabela 4.8 sumariza o exposto.

Tabela 4.8 – Pesos de cada uma das propriedades

	1-2	1-3	2-3	$w_i$
1- Massa	1	1	-	0,66(6)
2- Altura da coluna não submersa	0	-	0,4	0,13(3)
3- Ângulo de inclinação	-	0	0,6	0,2

Interessa, agora, calcular o valor escalonado,  $\beta$ , de cada propriedade para todas as soluções válidas. Quer-se, portanto, minimizar o valor da massa total do conjunto, maximizar o valor da altura da coluna não submersa e minimizar o valor do ângulo de inclinação. Quando se pretende maximizar uma propriedade, o valor escalonado é calculado por:

$$\beta = \frac{\text{valor numérico da propriedade}}{\text{maior valor (entre todas as soluções)}} \times 100 \quad (4.1)$$

Quando se pretende minimizar uma propriedade, o valor escalonado é obtido por:

$$\beta = \frac{\text{menor valor (entre todas as soluções)}}{\text{valor numérico da propriedade}} \times 100 \quad (4.2)$$

Este parâmetro é ainda normalizado, de acordo com a fórmula:

$$\beta_{norm} = \frac{\beta - \text{Min}(\beta)}{\text{Max}(\beta) - \text{Min}(\beta)} \quad (4.3)$$

Assim, garante-se que o valor escalonado esteja compreendido entre zero e um. Portanto, para uma determinada propriedade existirá uma solução com um valor escalonado igual a um (aquela solução que apresenta o melhor valor da propriedade especificada) e uma solução com um valor escalonado igual a zero (aquela solução que apresenta o pior valor da mesma propriedade). O índice de desempenho,  $y_d$ , de cada solução é calculado, multiplicando cada peso da propriedade pelo seu valor escalonado normalizado:

$$y_d = w_i \times \beta_{norm} \quad (4.4)$$

A Tabela 4.9 resume todos os valores das principais propriedades, os valores escalonados normalizados e os valores de índice de desempenho do melhor conceito para cada valor de diâmetro da coluna. A tabela completa com todas as soluções válidas encontra-se no Anexo A. A solução com maior índice de desempenho, marcada a sombreado, é a solução D16 h9 – diâmetro de coluna de 16 metros e uma altura do flutuador de 9 metros. Esta é, portanto, a solução ideal, tendo por base os critérios de seleção escolhidos e aquela que vai ser avaliada estruturalmente.

Tabela 4.9 – Índices de desempenho para o melhor conceito de cada valor de diâmetro da coluna

Solução	Massa [kg]	Altura não submersa [m]	$\theta [^\circ]$	$\beta_{Massa}$	$\beta_{Altura}$	$\beta_\theta$	$y_d$
D24 h6	6200158	2,03	1,525	0,190	0,003	1	0,327
D23 h7	6113756	2,74	1,757	0,233	0,245	0,843	0,357
D22 h7	5897723	2,53	2,036	0,347	0,173	0,701	0,395
D21 h7	5688142	2,29	2,394	0,466	0,092	0,567	0,436
D20 h7	5485027	2,02	2,865	0,590	0	0,442	0,482
D19 h8	5391790	2,59	3,542	0,650	0,194	0,321	0,523
D18 h8	5195072	2,23	4,494	0,783	0,070	0,212	0,574
D17 h9	5095226	2,68	6,074	0,855	0,223	0,107	0,621
D16 h9	4904952	2,18	8,837	1	0,052	0,013	0,676

Como anteriormente mencionado, a deslocação da estrutura em portos menos profundos é um aspeto bastante importante a ter em conta. A Figura 4.20 mostra que todos os conceitos válidos são capazes de se movimentar num porto com uma profundidade de 15 metros, valor previamente definido.

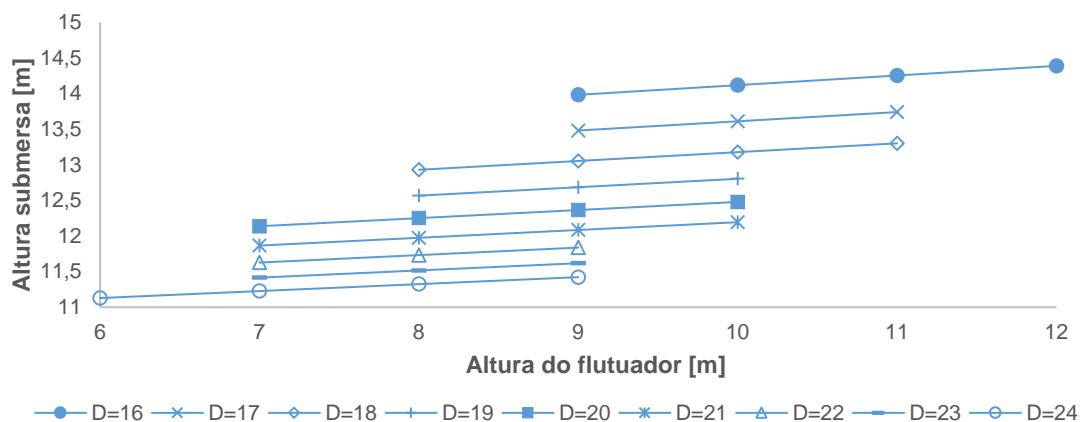


Figura 4.20 – Altura submersa em água de cada uma das soluções

A Tabela 4.10 resume as principais propriedades da solução escolhida. O valor de massa total do conjunto já inclui o valor da massa da torre e da turbina (cerca de 697,5 toneladas), sendo que os valores de massa de aço do suporte metálico, do conjunto flutuador-âncora e da peça de transição são de, respetivamente, 1014,3, 2884,6 e 301,5 toneladas. Quando a fundação está fixa ao solo, o centro do *hub* estará situado a uma altura de 106 metros, em relação à linha de água, valor que contrasta com os 90 metros, usualmente utilizados na indústria. A torre de referência da NREL apresenta uma altura de 87,6 metros, do topo desta ao centro do *hub* são 2,4 metros, perfazendo uma altura total de 90 metros [14]. Quando a estrutura está fixa ao solo, a linha de água interseta-a na região da base da

peça de transição. Assim, aos 90 metros característicos da altura do centro do *hub*, sem a fundação, têm de ser adicionados os 16 metros de altura da peça de transição. Para manter o centro do *hub* a uma altura de 90 metros da linha de água, ter-se-ia que utilizar uma torre mais curta, neste caso, uma torre com uma altura de 71,6 metros, o que implicaria o projeto de uma nova torre. Contudo, a abordagem adotada permite obter resultados menos favoráveis do ponto de vista da estabilidade, já que o centro de massa da estrutura, durante o transporte, fica a uma altura mais elevada. Assim, uma fundação estável para uma altura do *hub* igual a 106 metros será ainda mais estável para uma altura do *hub* de 90 metros, sendo que o contrário não é verídico.

Tabela 4.10 – Principais propriedades da solução escolhida

Diâmetro da coluna	16 m
Altura do flutuador	9 m
Altura da coluna principal do suporte metálico	33 m
Massa total (flutuadores cheios de ar)	4904,9 t
Massa total (flutuadores cheios de água)	8338,8 t
Volume deslocado de água no transporte	4785,3 m <sup>3</sup>
Altura metacêntrica no transporte	9,75 m
Altura da coluna submersa no transporte	13,9 m
Altura do <i>hub</i> na fase de operação, em relação à linha de água	106 m
Altura do <i>hub</i> no transporte, em relação à linha de água	144,2 m

### 4.3. Estudo da Influência do Estado do Mar

O conceito selecionado foi introduzido no módulo AQWA do software ANSYS com o objetivo de se estudar o seu comportamento, quando sujeito a diferentes estados de mar [74]. Numa primeira fase, o problema da hidrostática é resolvido, sendo que o cálculo da altura metacêntrica é também realizado. Para o módulo AQWA, a origem do referencial cartesiano da estrutura deve estar associada ao plano da linha de água, por isso, optou-se por colocar este alinhado com o centróide da secção da estrutura nesse plano. Todas as propriedades iniciais da estrutura, como a massa total e os momentos de inércia principais, relativamente ao centro de massa, têm, também, de ser fornecidos. A Figura 4.21 representa a estrutura e a localização do centro de massa e do centro de impulsão. Na Tabela 4.11 estão dispostos os valores do centro de massa e do centro de impulsão, de acordo com o referencial utilizado, e os momentos de inércia principais, relativamente ao centro de massa.

A Tabela 4.12 sumariza alguns dos valores obtidos pelo software e os seus valores de erro percentual relativo quando comparados com os valores anteriormente obtidos. Conclui-se que os valores das propriedades previamente calculadas são similares aos valores obtidos pelo software, já que os erros relativos associados são reduzidos.

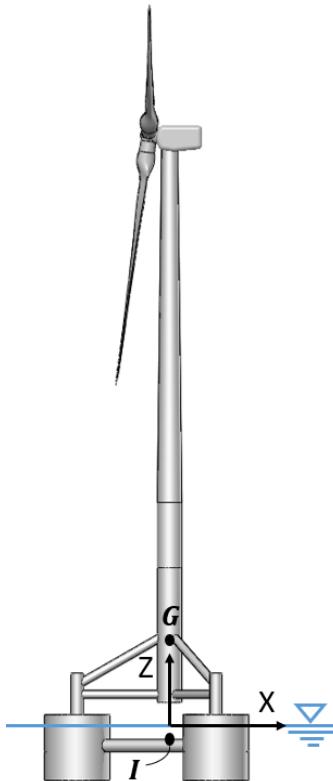


Figura 4.21 – Posição do centro de massa e do centro de impulsão do corpo da estrutura

Tabela 4.11 – Valores do centro de massa, do centro de impulsão e dos momentos principais de inércia nos três eixos

Centro de massa	(-0,03; 0; 20,36) m
Centro de impulsão	(0; 0; -3,81) m
Momento de inércia principal X	1,044E+10 kg/m <sup>2</sup>
Momento de inércia principal Y	1,039E+10 kg/m <sup>2</sup>
Momento de inércia principal Z	1,649E+09 kg/m <sup>2</sup>

Tabela 4.12 – Valores obtidos do problema da hidrostática no AQWA

	Erro [%]	
Volume deslocado de água	4785,3 m <sup>3</sup>	0
Segundo momento de área	161749 m <sup>4</sup>	0,35
Altura metacêntrica	9,63 m	1,23

Para a avaliação do comportamento da estrutura no seu estado flutuante recorre-se ao conceito de operador de amplitude de resposta (em inglês, *response amplitude operator* – RAO) que é uma função de transferência utilizada vastamente na indústria naval para estudar o efeito de diversos estados de mar nos graus de liberdade dos corpos flutuantes [74]. Para esta análise considera-se que a estrutura está em repouso sujeita a ondas regulares, com um período e altura constantes no tempo e sem a presença de vento. Nestas condições, as forças atuantes na estrutura são, essencialmente, duas: a

força de Froude–Krylov, que considera a pressão devida à ação das ondas incidentes, e a força de difração, que contempla os distúrbios na água devido à presença da estrutura [74].

Neste subcapítulo, serão apenas apresentados os gráficos referentes ao deslocamento vertical e às rotações segundo os eixos X e Y, já que estes graus de liberdade apresentam maiores excitações face aos restantes (Figura 4.22(b) e Figura 4.23). Todos os resultados são obtidos por unidade de amplitude de onda, em metros, em função do período da onda. Cada um dos gráficos apresenta resultados para quatro direções de onda distintas – onda incidente na fundação a  $0^\circ$ , a  $90^\circ$ , a  $180^\circ$  e a  $270^\circ$  – tal como é apresentado na Figura 4.22(a).

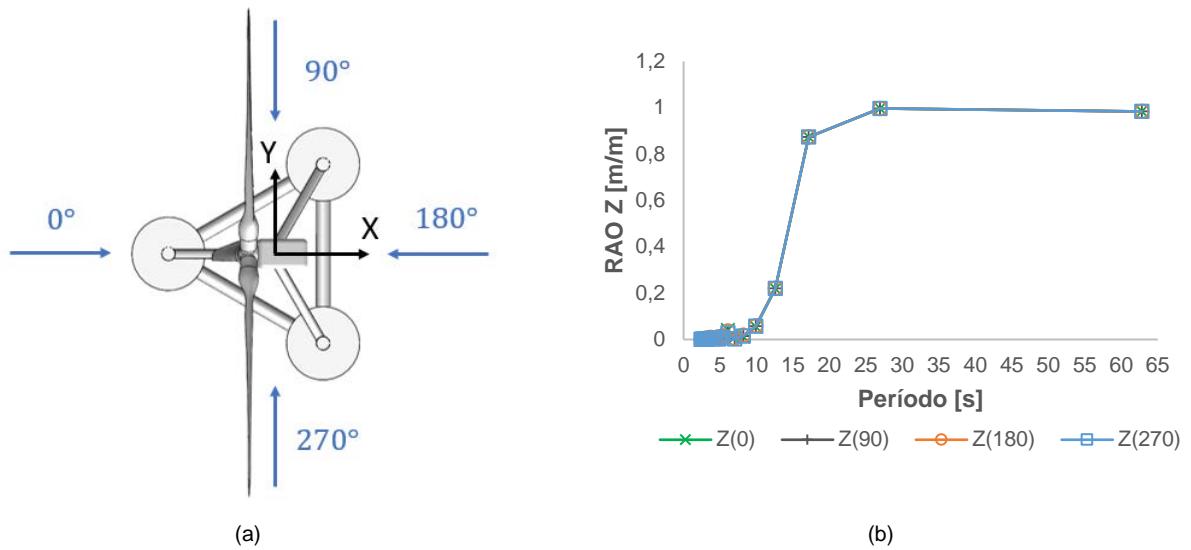


Figura 4.22 – (a) Direções de incidência da onda na estrutura ;(b) Resposta do deslocamento vertical da estrutura

A potência armazenada de uma onda aumenta proporcionalmente com o valor do seu período [62]. Conclui-se que o movimento vertical da estrutura é independente da direção de onda, uma vez que todas as linhas de tendência estão sobrepostas. Nota-se também que o deslocamento vertical da estrutura aumenta rapidamente com o período da onda para períodos de onda até 27 segundos. Para valores de período superior a este, o movimento da estrutura, segundo o eixo Z, passa a ser independente da potência da onda.

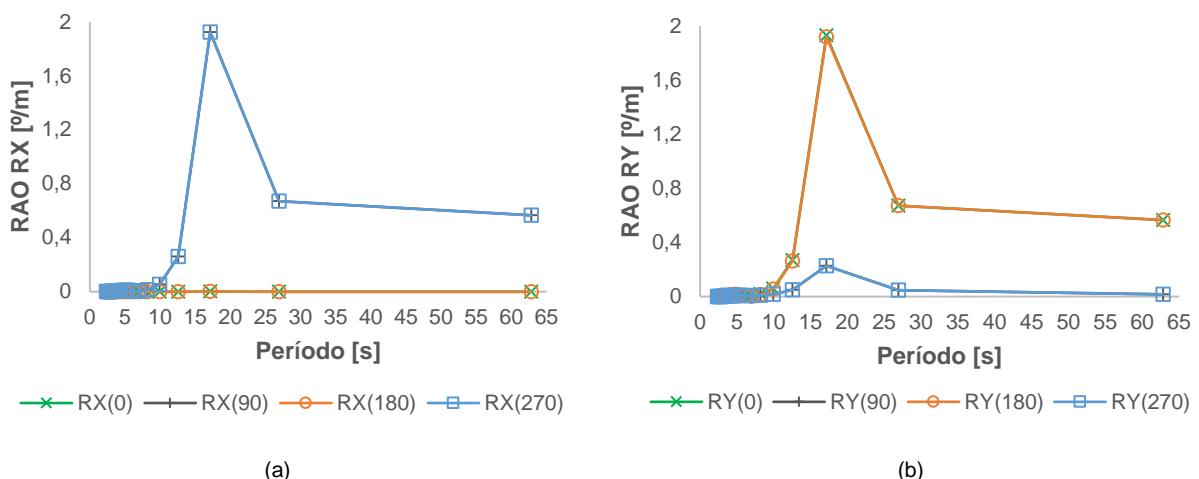


Figura 4.23 – (a) Rotação em X apresentada pela estrutura; (b) Rotação em Y apresentada pela estrutura

O deslocamento angular para ondas incidentes a  $0^\circ$  e  $180^\circ$  são coincidentes, o mesmo acontece para ondas incidentes a  $90^\circ$  e  $270^\circ$ . Observa-se, ainda, que conjunto apresenta uma excitação angular relevante para uma onda de período aproximado de 17 segundos, pelo que o transporte da estrutura nestas condições, ou em períodos de onda superiores, não é apropriado. Por exemplo, uma onda incidente a  $0^\circ$  com uma amplitude de 1 metro e um período de 17 segundos transmitirá à fundação um deslocamento vertical máximo de 0,87 metros e um deslocamento angular máximo de  $1,93^\circ$ . A excitação observada depende essencialmente das propriedades inerciais e da geometria da estrutura. Como as propriedades inerciais não são idênticas em X e em Y, existem ligeiras diferenças nas duas respostas angulares.

Num ano (de março de 2016 a março de 2017), o período médio das ondas na costa de Leixões foi, aproximadamente, igual a 7 segundos [72]. A altura significativa média das ondas, neste mesmo intervalo de tempo, foi de 2 metros (1 metro de amplitude) [72]. A Tabela 4.13 apresenta os valores de deslocamento vertical e deslocamento angular segundo X e Y, considerando que a estrutura é transportada num dia em que o mar apresenta as características especificadas. Para esta análise considerou-se que a onda incide na estrutura a  $0^\circ$ .

Tabela 4.13 – Deslocamento vertical e angular, segundo X e Y para uma onda com  $T_p = 7\text{ s}$  e  $H_s = 2\text{ m}$

Z [m]	RX [°]	RY [°]
$\pm 0,0081$	$\pm 0,0038$	$\pm 0,0075$

Conclui-se que o conjunto, quando sujeito a uma onda com as características mencionadas anteriormente, oscilará para cima e para baixo 0,0081 metros, experimentará uma rotação máxima de  $0,0038^\circ$ , segundo o eixo X, e apresentará uma rotação máxima de  $0,0075^\circ$ , segundo o eixo Y. Uma vez que os valores obtidos são reduzidos, conclui-se que, para o estado do mar especificado, a estrutura apresenta um comportamento dinâmico bastante satisfatório.

## 5. Análise Estrutural

### 5.1. Casos de Estudo

Quer-se, agora, saber se a fundação é capaz de resistir aos carregamentos impostos pelo vento, pelas ondas e pelas correntes característicos do local de instalação. Neste caso, a estrutura encontra-se fixa ao solo marinho – cf. Figura 4.5(a). Considera-se o cenário de a turbina estar instalada na costa norte de Portugal, perto de Póvoa de Varzim. Neste local, foi também instalado o protótipo WindFloat [37].

O estudo estrutural de turbinas eólicas offshore é cada vez mais um tema em destaque. Para tal existem diversas entidades reguladoras responsáveis pela certificação de normas e práticas recomendáveis, onde se incluem, por exemplo, a *Germanischer Lloyd* (GL), a *Det Norske Veritas* (DNV) e a *International Electrotechnical Commission* (IEC). Neste capítulo, é dado um maior destaque às normas da GL, mais concretamente, ao documento [60], que identifica diversos casos de combinação de carregamentos para o projeto (*Design Load Cases – DLC*). Existem estudos que identificam os DLC que devem ser, numa fase preliminar, analisados, contudo, apenas três dos casos mais significativos serão abordados – cf. Tabela 5.1 [21]. Nesta fase, apenas é verificado se a estrutura cede devido aos carregamentos impostos e o projeto à fadiga não é considerado, isto porque esta deve ser analisada numa fase posterior de projeto.

Tabela 5.1 – Combinação de carregamentos em estudo (adaptado de [60])

DLC	Vento	Ondas	Correntes
1.1	NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Ondas irregulares $H_s(V)$	Superficiais
1.10	NTM $V_{in} \leq V_{hub} \leq V_{out}$	Ondas irregulares $H_{s1}$	Superficiais
6.1	EWM $V_{hub} = V_{ref}$	Ondas irregulares $H_{s50}$	Superficiais

Os DLC identificados com o número um, neste caso, os DLC 1.1 e 1.10, pretendem estudar o comportamento estrutural da fundação quando a turbina está a trabalhar em condições normais de serviço, isto é, a produzir eletricidade [60]. Enquanto o DLC 1.1 simula o cenário em que a altura significativa da onda depende do valor da velocidade média do vento, o DLC 1.10 representa o caso em que a fundação é sujeita a ondas extremas com períodos de recorrência de 1 ano [60]. O DLC 6.1, por seu lado, permite estudar o comportamento da fundação quando sujeita a condições extremas de vento e mar, características de tempestades extremas com períodos de recorrência de 50 anos [60]. Neste caso, a turbina não está a produzir eletricidade, o ângulo de passo das pás é de 90° e o travão está acionado. A norma da GL [60] especifica, ainda, que para os DLC 1.1 e 1.10 têm de ser testadas velocidades médias de vento distanciadas de 2 m/s, no máximo. Contudo, para simplificar, neste documento, para o DLC 1.1 apenas serão estudadas três velocidades médias distintas – 9 m/s, 11,4 m/s e 24 m/s. Neste caso, a cada velocidade de vento está associada uma altura de onda significativa diferente (Figura 5.1). No Anexo D pode ser consultado o método que originou os resultados desta figura, a partir da base de dados do Windguru [75]. Observa-se que quanto maior é a velocidade média do vento, maior é a altura significativa da onda. Assim, para velocidades de vento de 9, 11,4 e 24 m/s, obtém-se alturas de onda significativas de 2, 2,5 e 5,6 metros, respetivamente.

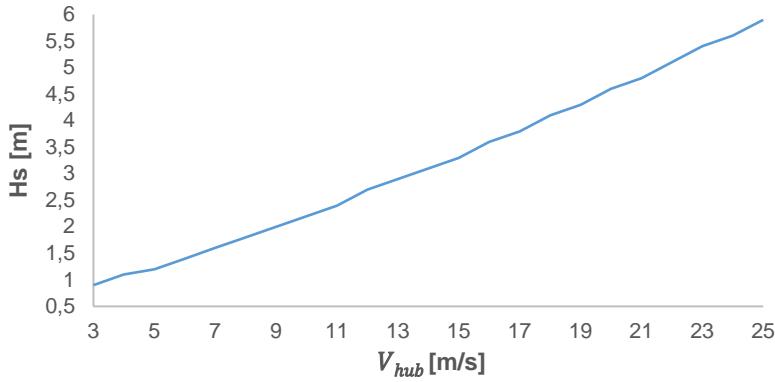


Figura 5.1 – Valores de altura significativa da onda para cada valor de velocidade de vento para o DLC 1.1

Como foi anteriormente mencionado, à *rated-speed* está associado o maior valor de força axial no rotor, pelo que esta velocidade adquire uma grande importância no projeto de fundações para turbinas eólicas. Optou-se, também, por estudar uma velocidade de vento inferior à *rated-speed*, neste caso, 9 m/s, para efeitos de comparação. Um valor de 24 m/s foi escolhido em detrimento do valor de *cut-out speed*, numa tentativa de uniformizar todos os DLC da norma, já que alguns dos casos de carregamento não consideram o limite superior de velocidade como de 25 m/s, mas sim um valor imediatamente inferior [60]. Do ponto de vista da análise estrutural, a diferença entre as duas velocidades é reduzida. Para o DLC 1.1 considerou-se, para simplificar, que o período de pico da onda é independente da velocidade do vento. Por conseguinte, o valor mais provável de período de onda observado no local de instalação, num intervalo de tempo de 12 anos, foi utilizado –  $T_p$  igual a 11 segundos – cf. Figura 5.2. Esta figura apresenta o número de observações associadas a cada valor de período de pico registado, no local de instalação, durante o intervalo de tempo especificado. Assim, as três ondas definidas para este DLC apresentarão diferentes valores de altura significativa, mas períodos idênticos.

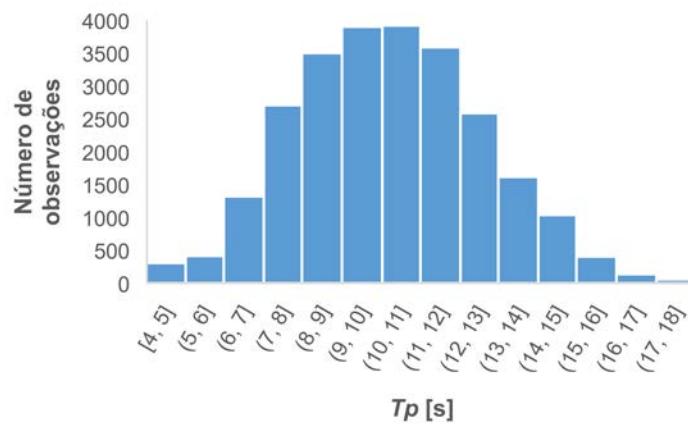


Figura 5.2 – Número de observações associadas a cada valor de período de pico num intervalo de 12 anos

Para o DLC 1.10 é necessário especificar o valor da altura significativa extrema com um período de recorrência de 1 ano,  $H_{s1}$ . Como a base de dados utilizada não fornece este parâmetro, escolheu-se, para o efeito, o maior valor de altura significativa registado no local de instalação num intervalo de tempo de 12 anos –  $H_{s1}$  igual a 10,2 metros. Para o período de pico da onda considerou-se o valor de 18 segundos. Este é o período máximo observado na Figura 5.2. Os valores definidos estão dentro

daquilo que é, normalmente, encontrado na literatura. No documento [21], por exemplo, é definido um valor de  $H_{s1}$  igual a 10,8 metros e  $T_p$  de 15,5-19,7 segundos. Para este DLC apenas é estudado o comportamento da estrutura sujeita a ventos com uma velocidade de 11,4 m/s com o objetivo de estudar o efeito conjunto da força axial máxima sobre o rotor com as ondas extremas.

Os dados sobre a agitação marítima são obtidos através da colocação no mar de boias equipadas com sensores. Porém, com o aparecimento de ondas e ventos extremos a boia fica, muitas vezes, impossibilitada de recolher dados [72,75]. Desta forma, alturas e períodos de onda representativos da condição de tempestades severas não são considerados nas figuras 5.1 e 5.2. Por isso, para o DLC 6.1, foi necessário estimar uma velocidade de vento, uma altura significativa e um período de pico para a onda. Estudos realizados sugerem valores de velocidade de vento de 50 m/s (180 km/h) para a condição de tempestade [21]. Os mesmos estudos referem que alturas de onda de 13,8 metros e períodos de pico de 18,5 a 19,9 segundos são usuais [21]. Portanto, para este DLC, definiu-se um valor de altura significativa de 15 metros e um período de onda de 20 segundos.

Para a criação do ficheiro de vento de cada uma das simulações, no TurbSim, foi necessário introduzir um valor para que o processo de criação da série espáço-temporal de vento pudesse ser inicializado, a que se dá o nome de *seed*. Assim, geraram-se cinco ficheiros de vento, com diferentes *seeds*, um para cada caso de carregamento. Isto permite que a informação espáço-temporal do vento seja distinta em todas as simulações, tal como é recomendado na norma da GL [60]. Para simular os efeitos da turbulência, nos DLC 1.1 e 1.10 foi utilizado o modelo normal de turbulência (em inglês, *normal turbulence model*, NTM) e o espetro de Kaimal [76]. O DLC 6.1 utiliza, por seu lado, o modelo de velocidade de ventos extremos (*extreme wind speed model*, EWM) e o espetro de Kaimal [76]. A intensidade da turbulência do vento de cada caso de carregamento foi, também, definida. Como nos dois primeiros DLC a turbina está a produzir energia, é de interesse que o valor da velocidade do vento não exceda, excessivamente, os 25 m/s, para que esta não deixe de trabalhar. Para tal, definiu-se, a menor das classes de turbulência, a classe C. No DLC 6.1, como a turbina está parada, optou-se pela maior das classes de turbulência, a classe A.

Todos os DLC são simulados contemplando a existência de correntes superficiais – cf. Figura 3.12(b). Este tipo de correntes é definido pela equação 3.15. O valor da velocidade da corrente à superfície,  $U_{0ns}$ , pode ser calculada de acordo com a norma da GL [60] por:

$$U_{0ns} = 0,015 \cdot V(10\text{ m}) \quad (5.1)$$

Onde  $V(10\text{ m})$  representa a velocidade do vento a uma altura de 10 metros da linha de água. A velocidade do vento à altura do centro do *hub*,  $V_{hub}$ , para cada DLC, é conhecida. Assim, para o cálculo de  $V(10\text{ m})$  é utilizada a lei de potência (equação 3.11). Neste caso,  $V(z_{ref})$  representa o valor da velocidade no centro do *hub*,  $V_{hub}$  e  $z_{ref}$  e  $z$  são iguais a 106 e 10 metros, respetivamente.

A Tabela 5.2 sumariza toda a informação referida.

Tabela 5.2 – Características do estado do mar e do vento para cada um dos DLC

DLC	$V_{hub}$ [m/s]	$T_p$ [s]	$H_s$ [m]	$U_{0ns}$ [m/s]
	9	11	2	0,097
1.1	11,4	11	2,5	0,12
	24	11	5,6	0,26
1.10	11,4	18	10,2	0,12
6.1	50	20	15	0,54

No FAST, definiu-se um tempo de simulação de 10 minutos para cada DLC, tal como é recomendado na norma da GL [60]. Todos os casos de carregamento têm em conta a acumulação de vida marinha nos componentes da fundação submersos em água. A densidade,  $\rho_{VM}$ , e a espessura,  $t_{VM}$ , da vida marinha acumulada em cada um dos membros é fornecida pela norma da DNVGL [77]. Porém, a costa portuguesa não é contemplada, pelo que se optou por utilizar os valores disponíveis para a costa oeste africana –  $\rho_{VM}$  igual a 1325 kg/m<sup>3</sup> e  $t_{VM}$  de 100 milímetros.

## 5.2. Modelação da Fundação no FAST e no ANSYS

Os dados de entrada do FAST são fornecidos em ficheiros de texto que estão associados a diferentes módulos, já apresentados. Destacam-se, entre os demais, o módulo SubDyn, que contém toda a informação da geometria e do material da estrutura, o módulo HydroDyn que, para além, de conter informação sobre a geometria da fundação, também permite simular o estado do mar e o módulo do InflowWind que contém toda a informação do vento. Os dados de saída do FAST, referentes aos módulos ElastoDyn e SubDyn, serão introduzidos no ANSYS para a análise estrutural, onde serão analisadas as tensões transmitidas à estrutura – cf. Figura 5.3.

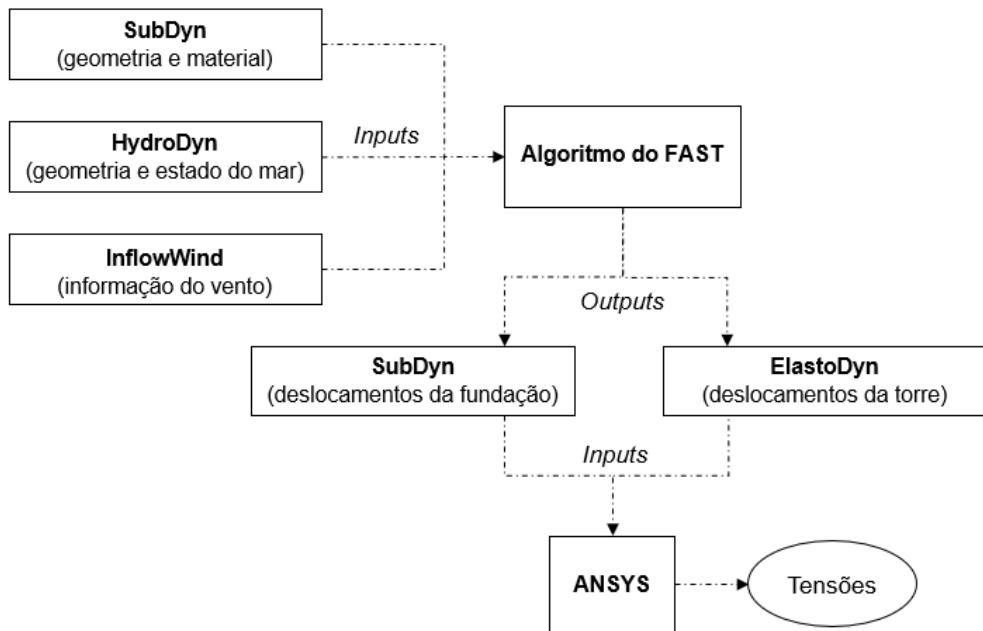


Figura 5.3 – Esquema principal do processo da análise estrutural

### 5.2.1. Modelação no FAST

A introdução da geometria da fundação é realizada considerando que cada membro cilíndrico é composto por diversos pontos interligados (Figura 5.4). Os pontos são definidos no eixo de simetria de cada membro. O diâmetro e a espessura deste são fornecidos, assim como o módulo de elasticidade e o módulo de corte do material que o constitui. Para o FAST a origem do sistema de coordenadas global da fundação coincide com o centro da base da peça de transição, já que é neste local que a linha de água interseca a fundação. O vento incide sempre na fundação no sentido positivo do eixo X, o eixo Z é vertical e positivo no sentido ascendente e o eixo Y é perpendicular a estes dois [78].

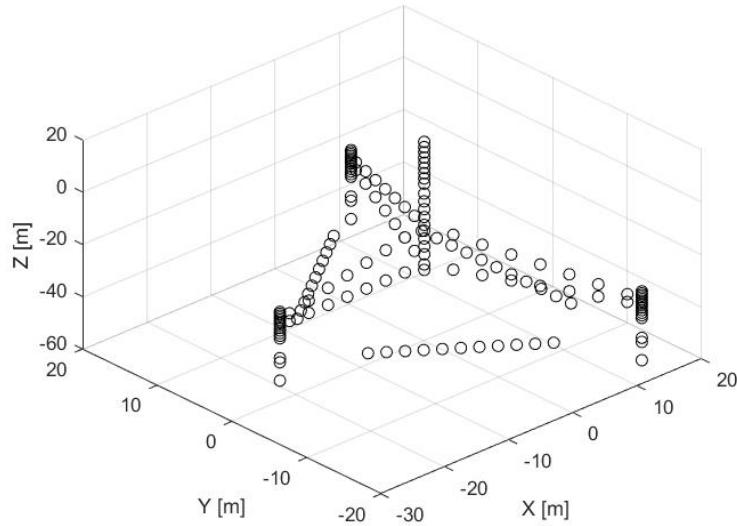


Figura 5.4 – Pontos que definem a fundação no FAST

A altura significativa e o período de onda são introduzidos no módulo HydroDyn, para que este possa simular o estado do mar, fazendo o uso do espectro energético de Pierson-Moskowitz, já que este é mais simples de definir que o espetro de JONSWAP [64]. O cálculo das forças hidrodinâmicas em cada membro cilíndrico da fundação é realizado pelo FAST através da teoria das faixas (em inglês, *strip theory*) que contempla a equação de Morison [16,64]:

$$\mathbf{F}_M(t) = \rho_{fluido} C_m \frac{\pi}{4} d_\phi^2 \dot{u}_e(t) + \frac{1}{2} \rho_{fluido} C_d d_\phi u_e(t) |u_e(t)| \quad (5.2)$$

Na equação anterior,  $\mathbf{F}_M(t)$  representa a força total induzida pelas ondas, por unidade de comprimento do membro,  $C_m$  simboliza o coeficiente de inércia hidrodinâmico,  $d_\phi$  é o valor do diâmetro do membro,  $\dot{u}_e(t)$  representa a aceleração do escoamento,  $C_d$  traduz o coeficiente de arrasto hidrodinâmico (em inglês, *drag*) e  $u_e(t)$  é a velocidade do escoamento. No segundo lado da equação 5.2, o primeiro membro representa a força de inércia hidrodinâmica e o segundo membro simboliza a força de arrasto hidrodinâmica. A força de inércia tem em consideração duas componentes: a componente devida ao campo de pressões gerado pelas ondas e a componente devida à massa adicionada (em inglês, *added mass*) [64]. O coeficiente de inércia,  $C_m$ , pode ser obtido, de forma aproximada, por  $1 + C_a$ , onde  $C_a$  representa o coeficiente de massa adicionada [16]. No FAST, é necessário fornecer os valores de  $C_a$  e  $C_d$  para cada membro da fundação. Como estes são obtidos, normalmente, através de testes

laboratoriais, sendo dependentes do número de Reynolds, do número de Keulegan-Carpenter e da rugosidade do membro cilíndrico [16], a NREL recomenda que se igualem os coeficientes a um [64].

Para o cálculo das forças aerodinâmicas nas pás o FAST utiliza a teoria BEM (*Blade Element Momentum*) [79]. A força total na pá pode ser decomposta em duas componentes, a força de arrasto (*drag*), que atua na mesma direção da velocidade relativa do vento e a força de sustentação (em inglês, *lift*) que é perpendicular a esta, existindo, também, um momento que tende a torcer a pá (em inglês, *pitching moment*). Na torre, as forças aerodinâmicas são, sobretudo, de arrasto, devido à sua geometria e são proporcionais ao quadrado da velocidade do vento [79]. As propriedades aerodinâmicas da torre e das pás podem ser consultadas no documento [14].

Os módulos SubDyn e ElastoDyn, que contêm toda a informação dinâmica da fundação e da torre, respetivamente, calculam os valores de força e de momento de reação, face aos carregamentos impostos em cada ponto destes componentes [78]. Contudo, para a simulação numérica, em elementos finitos, interessa conhecer as forças e momentos aplicados diretamente na estrutura. Deste modo, a alternativa foi utilizar, como dados de entrada para o ANSYS, os deslocamentos (translações e rotações), em cada ponto da fundação e da torre [78]. Esta é também a metodologia mais simples e direta de definir os carregamentos da estrutura no software de elementos finitos.

### 5.2.2. Modelação no ANSYS

Para importar a geometria para o *Workbench* do ANSYS foi necessário dividir a estrutura em diversos troços, delimitados por circunferências – cf. Figura 5.5. O centro de cada circunferência coincide com a localização de determinados pontos da geometria do FAST. Assim, os valores de deslocamento fornecidos pelo FAST num determinado ponto, serão definidos no ANSYS como estando associados à circunferência cujo centro coincide com este. No total, são extraídos os dados de 53 pontos da fundação e 9 pontos, equidistantes da torre, perfazendo um total de 62 dados de entrada do FAST para o ANSYS. A divisão de cada membro cilíndrico da fundação é realizada de forma a que este seja definido por pelo menos duas circunferências. Quanto mais longo for o membro maior é a sua partição. Por conseguinte, no suporte metálico, a coluna principal, as pernas e os braços são definidos por quatro troços e as colunas secundárias estão delimitadas por duas circunferências coincidentes com as suas extremidades. No conjunto flutuador-âncora, a parte da coluna referente à âncora não é definida por qualquer valor de deslocamento, uma vez que o FASTv8 não considera, ainda, a interação da fundação com solo [58]. No mesmo componente, as conexões cilíndricas e os flutuadores são definidos por cinco e dois troços, respetivamente. Os deslocamentos, em cada ponto, são fornecidos em forma de matriz, segundo cada direção do espaço (X, Y e Z), em função do tempo. O conjunto rotor-*nacelle* é modelado como uma massa pontual, com a localização do centro de massa e com as mesmas propriedades inerciais do conjunto físico. Por conseguinte, o bloco representativo da *nacelle* foi modelado com um material de densidade nula. Sem este bloco, o ANSYS obteria modos de vibração que não correspondem à realidade, já que o topo da torre não estaria constrangido.

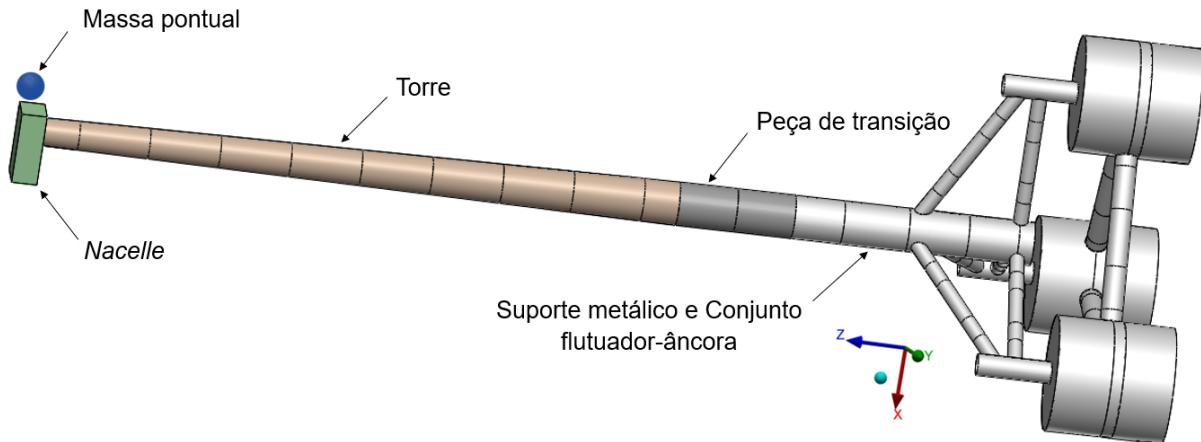


Figura 5.5 – Modelação do problema no ANSYS

Como o suporte metálico e o conjunto flutuador-âncora estão ligados através de soldadura, para a análise de elementos finitos considerou-se que estes componentes fazem parte de uma única peça. A peça de transição, a torre e a *nacelle* são modelados como corpos individuais conectados entre si, já que a peça de transição é ligada ao suporte metálico e à torre através de parafusos e a *nacelle* liga-se à torre através de rolamentos.

Para a simulação, foram constrangidas as faces referentes ao topo das âncoras, já que, durante a fase de operação da turbina, a estrutura estará fixa ao solo marinho. Para tentar minimizar os efeitos de concentração de tensão devido às descontinuidades geométricas, foram introduzidos raios de concordância nas regiões onde existe contacto entre membros. São disso exemplo a interseção dos braços e das pernas com as colunas secundárias e com a coluna principal, no suporte metálico, a interseção das colunas secundárias do suporte metálico com as colunas do conjunto flutuador-âncora e a interseção das conexões cilíndricas com as colunas, no conjunto flutuador-âncora. O raio de concordância,  $r_c$ , deverá estar compreendido entre metade do valor da espessura do membro a soldar e o valor da espessura deste, segundo a norma da GL [60]. Neste trabalho, optou-se por introduzir um raio de concordância igual à espessura do membro a soldar, por minimizar o efeito das concentrações de tensão. Na Figura 5.6, é possível observar os valores de raio de concordância de algumas regiões onde existem ligações soldadas. Para a malha, ao suporte metálico e ao conjunto flutuador-âncora estão associados o elemento tridimensional SOLID187, tetraédrico de 10 nós, adequado para modelar geometrias irregulares [74]. Nos restantes componentes, foram utilizados elementos tridimensionais hexaédricos do tipo SOLID186, contendo 20 nós [74]. Para a análise de convergência, foi imposto um erro máximo de 6% no valor da tensão de von Mises. Nas regiões de concordância, o tamanho do elemento corresponde a metade do valor do raio (20, 30 e 40 milímetros), para as restantes regiões da estrutura foi definido um tamanho de elemento igual a 0,5 metros. Este tamanho pode ser considerado elevado face aos valores de espessura apresentados na estrutura. Porém, o tempo computacional necessário para cada simulação, com a malha estipulada, foi cerca, de três dias, o que impediu a utilização de uma malha com maior número de elementos.

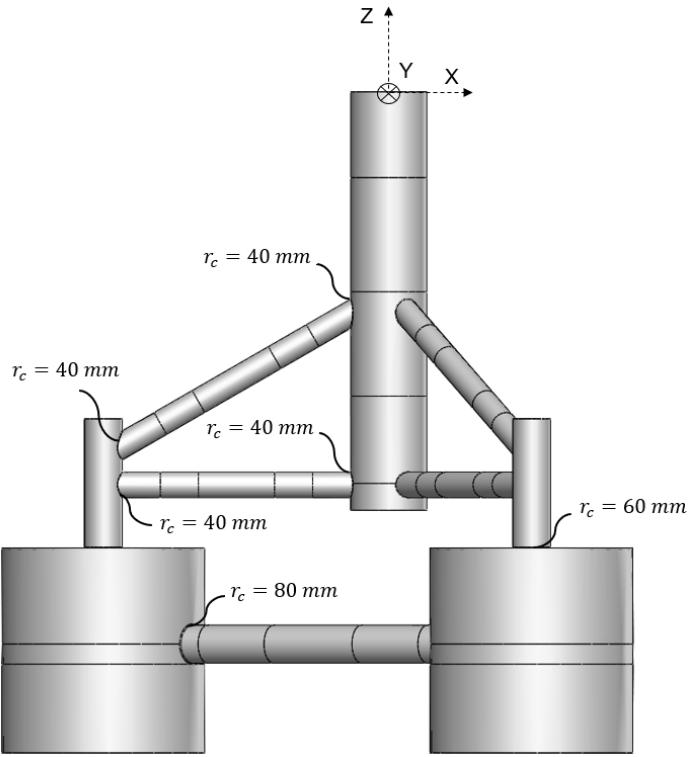


Figura 5.6 – Raios de concordância nas regiões de interseção de membros

### 5.3. Análise aos Modos de Vibração da Estrutura

#### 5.3.1. Principais Frequências de Excitação

A análise das frequências naturais e dos modos de vibração do conjunto permite prever o seu comportamento quando sujeito a carregamentos dinâmicos. Se estrutura for excitada a frequências próximas das suas naturais, esta poderá entrar em ressonância. As principais fontes de excitação transmitidas à estrutura incluem a excitação devido ao movimento do rotor, a excitação devido à passagem das pás causada por efeitos de sombra (em inglês, *blade passing frequency*) e a excitação devido à incidência das ondas marítimas na estrutura [80,81]. A frequência de excitação provocada pelo movimento do rotor pode ser calculada a partir da velocidade de rotação com que este trabalha, sendo designada, normalmente, por 1P. A velocidade de rotação depende, essencialmente, da velocidade do vento e, para a turbina de 5 MW especificada, toma valores compreendidos entre os 6,9 rpm (para velocidades de vento igual a 3 m/s) e os 12,1 rpm (para velocidades superiores a 11,4 m/s) [14], o que corresponde à gama de frequências compreendida entre os 0,115 Hz e os 0,202 Hz. Por outro lado, a frequência de excitação provocada pela passagem das pás – denominada, usualmente, por 2P ou 3P, no caso de o rotor ser constituído por duas ou três pás, respetivamente – é calculada multiplicando o número de pás pela frequência de excitação devido ao movimento do rotor [81]. Uma vez que se escolheu uma turbina composta por três pás, a gama de frequências de excitação 3P estará compreendida entre os 0,345 Hz e os 0,606 Hz. Como às ondas podem estar associados diferentes valores de período de pico, estas abrangem uma larga faixa de frequências. Para o local de instalação especificado, os valores de período de pico da onda mais usual estão compreendidos entre os 4 e os

18 segundos (Figura 5.2). No entanto, para o caso da tempestade, foi definido um período de onda de 20 segundos, pelo que este deve ser, igualmente, considerado. Assim, a gama de frequências associadas às ondas estará compreendida entre os 0,05 Hz e os 0,25 Hz. Não obstante, ondas com períodos diferentes dos estipulados poderão incidir na estrutura, pelo que uma análise mais abrangente poderá ter de ser efetuada. A Figura 5.7 representa as gamas 1P e 3P e a gama de frequências de excitação associadas às ondas.

Com o objetivo de se evitar a ressonância e o elevado dano devido à fadiga, as frequências naturais da estrutura não deverão estar incluídas nas gamas de frequência indicadas [81]. Se a primeira frequência natural for inferior ao menor valor da gama 1P, diz-se que a estrutura é do tipo *soft-soft*, correspondendo a uma estrutura bastante flexível [81]. No caso de a primeira frequência natural se situar entre as gamas 1P e 3P diz-se que a estrutura é do tipo *soft-stiff*, sendo esta a condição mais encontrada na indústria [81]. Se, pelo contrário, a primeira frequência natural for superior ao maior valor de frequência da gama 3P, diz-se que a estrutura é do tipo *stiff-stiff* que corresponde a uma estrutura bastante rígida [81]. No entanto, estruturas mais rígidas requerem, normalmente, a utilização de fundações bastante robustas e dispendiosas, dificultando também o seu transporte e a sua instalação [81]. Por isso, são preferíveis estruturas mais flexíveis como as do tipo *soft-stiff* [81].

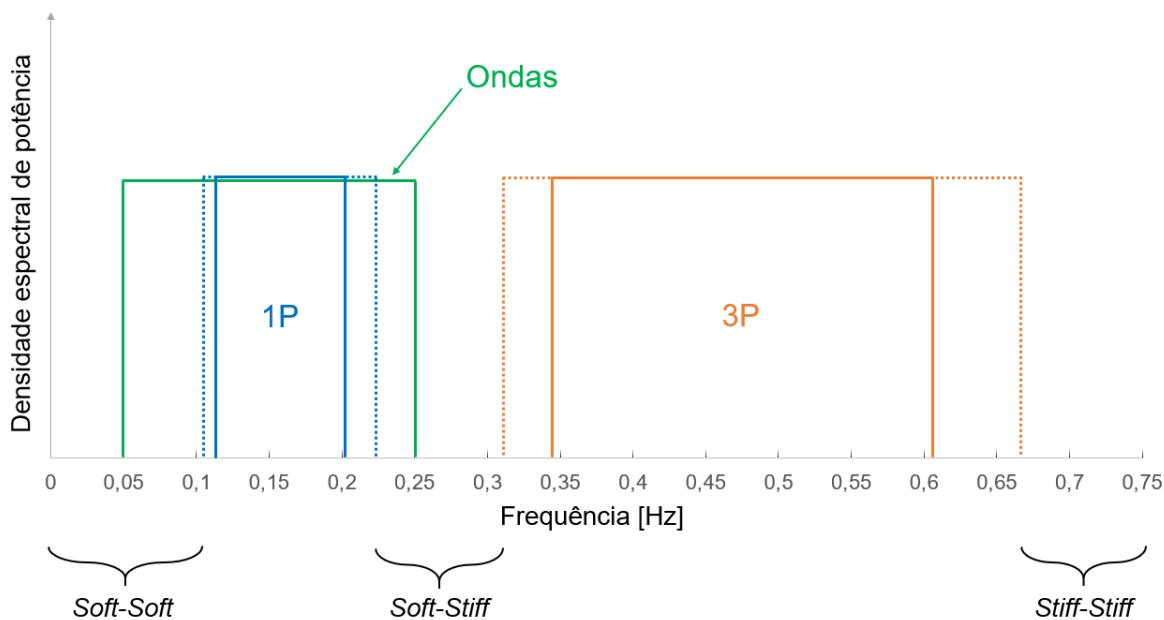


Figura 5.7 – Gamas de frequência de excitação 1P, 3P e das ondas

### 5.3.2. Modos de Vibração e Frequências Naturais

Na Tabela 5.3, são apresentadas as frequências naturais associadas aos principais modos de vibração do conjunto. São estes os três primeiros modos de flexão (nas duas direções, *side-side* (modo no plano YZ) e *fore-aft* (modo no plano XZ)) e o primeiro modo de torção. A pequena diferença nos valores de frequência nas duas direções deve-se à descentralização do conjunto rotor-nacelle. De facto, o centro de massa deste conjunto não está exatamente centrado no eixo de simetria da torre, existindo um desvio de 0,41 metros, na direção X [14]. As frequências naturais de vibração foram obtidas no ANSYS através do método de extração Block Lanczos [74]. Numa primeira aproximação, a água do mar exterior

e água no interior dos flutuadores não foram consideradas para a análise modal. A água no interior dos membros provoca um aumento da massa total da estrutura, o que tende a diminuir as frequências naturais do conjunto.

Tabela 5.3 – Frequências naturais do conjunto, em Hz, dos principais modos de vibração

		1°	0,136
Flexão	<i>side-side</i>	2°	0,739
		3°	1,895
		1°	0,137
	<i>fore-aft</i>	2°	0,760
		3°	2,131
		1°	1,186
	Torção		

Normalmente, para o projeto é considerada uma margem de segurança de 10% em relação à gama de frequências 1P e 3P (a tracejado, na Figura 5.7) [80]. A primeira frequência natural do conjunto é de 0,136 Hz (associado ao primeiro modo de flexão). Este valor está incluído na gama de frequências 1P e na gama de frequências de excitação das ondas, o que é indesejável. Porém, como a distância da linha de água ao centro do *hub* é de 106 metros, em detrimento dos 90 metros, comumente utilizados na indústria, o sistema em estudo apresenta uma torre mais longa que o habitual, para condições *offshore*. Existe, assim, um decréscimo do valor das frequências naturais do conjunto, já que este se torna mais pesado e flexível.

Existem ainda outras fontes de excitação que devem ser tidas em consideração, como é o exemplo da criação de vórtices na torre devido à incidência do vento. A existência de vórtices nas pás é um problema, igualmente, a ter em conta no projeto deste tipo de estruturas. Contudo, este está fora do âmbito desta dissertação. Ao longo da sua vida operacional, a torre vai sofrendo esforços que induzem a sua excitação. O efeito da turbulência do vento tem uma grande preponderância nas excitações induzidas na torre, devido à formação de vórtices na sua face traseira. Estes são observados, principalmente, quando o rotor se encontra parado [82]. A frequência de excitação provocada pelo aparecimento dos vórtices na torre,  $f_0$ , é dada segundo [82] por:

$$f_0 = \frac{U_{cr}S_t}{d_t} \quad (5.3)$$

Na equação anterior,  $U_{cr}$  representa o valor da velocidade crítica, igual ou superior ao valor de *cut-out speed*,  $S_t$  é o número de Strouhal, que toma valores entre 0,15 e 0,2 e  $d_t$  simboliza o diâmetro exterior no topo da torre. O movimento do rotor tende a interromper o mecanismo de formação de vórtices na parte traseira da torre, por isso é de interesse estudar este fenômeno quando a velocidade do vento é elevada [82]. Sabendo que o diâmetro exterior no topo da torre é de 3,87 metros, e considerando  $S_t$  igual a 0,15, para uma velocidade de vento igual a 25 m/s, obtém-se uma frequência de excitação de 0,969 Hz. Se, por outro lado, for considerado um valor de  $S_t$  de 0,2, a frequência de excitação será de 1,292 Hz. Quanto maior for a velocidade do vento, mais elevada é a frequência de excitação. Assim, estas vibrações poderão excitar alguns dos principais modos do conjunto como são o exemplo do primeiro modo de torção e do terceiro modo de flexão.

Nas figuras 5.8 e 5.9, é possível visualizar os primeiros três modos de flexão (na direção *side-side*) e o primeiro modo de torção do conjunto, em relação à posição indeformada. No primeiro modo de flexão, é possível observar que a deformação da torre é bastante mais elevada que a deformação dos braços e das pernas do suporte metálico. Todavia, no segundo e terceiro modo de flexão, a deformação destes membros já é considerável.

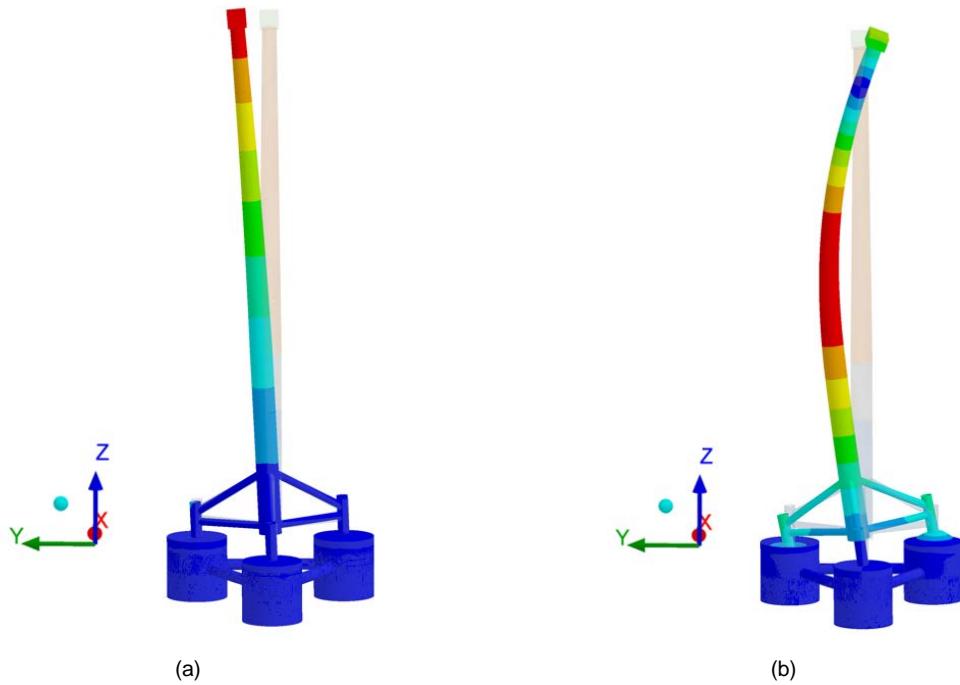


Figura 5.8 – (a) Primeiro modo de flexão (*side-side*); (b) Segundo modo de flexão (*side-side*)

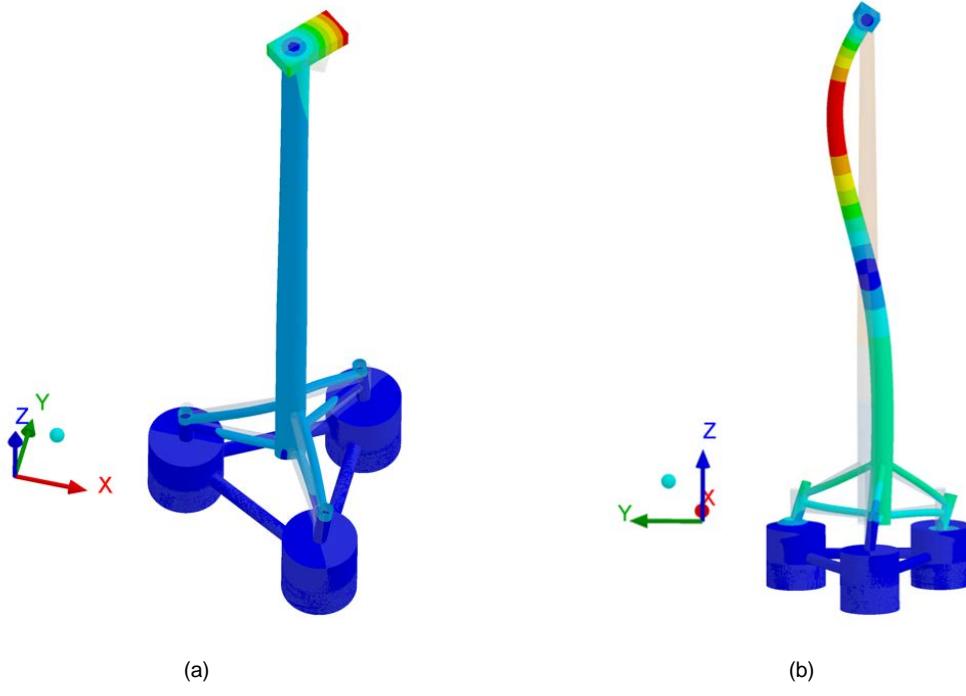


Figura 5.9 – (a) Primeiro modo de torção; (b) Terceiro modo de flexão (*side-side*)

## 5.4. Resultados da Análise Estrutural

Os valores de tensão máxima de von Mises, ao longo do tempo, para o DLC 1.1 estão apresentados na Figura 5.10. A tensão máxima não se verifica sempre na mesma região da fundação. Os primeiros 300 segundos da análise foram omitidos, já que contêm informação não representativa do estado de tensões da estrutura, como a fase de arranque da turbina e os efeitos numéricos iniciais existentes no programa de elementos finitos. Para a obtenção dos resultados no ANSYS, definiu-se um intervalo de tempo que varia entre os dois e os quatro segundos. Deste intervalo, o software utiliza o valor mais conveniente.

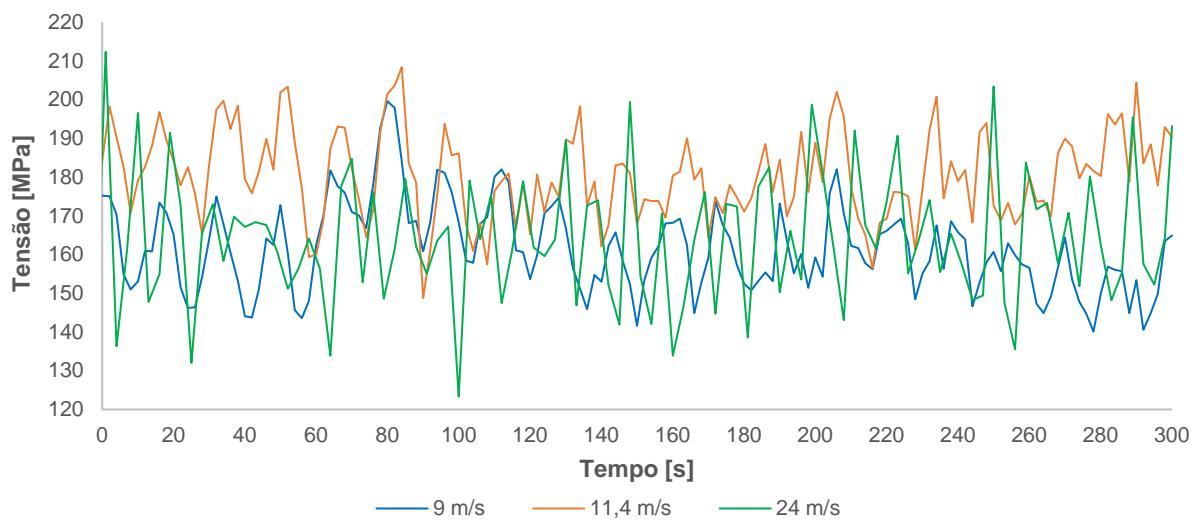


Figura 5.10 – Valores de tensão máxima de von Mises, em função do tempo, para o DLC 1.1

Constata-se que os valores de tensão são, usualmente, mais elevados para uma velocidade igual a 11,4 m/s. De facto, a esta velocidade está associada uma tensão (máxima) média de 180 MPa e para velocidades de 9 e 24 m/s, a tensão média é de, respetivamente, 162 e 164 MPa. Porém, verifica-se que as flutuações nos valores de tensão são mais intensas para uma velocidade de 24 m/s. A norma da GL [60] especifica um valor mínimo de 1,1 para o coeficiente de segurança à cedência. Na Figura 5.10, é visível que os valores de tensão máxima são bastante inferiores à tensão de cedência do material. O coeficiente de segurança mínimo obtido é de 1,67, sendo a norma respeitada.

Na Figura 5.11, é representada a distribuição de tensões na estrutura para o instante de tempo de um segundo e uma velocidade de vento de 24 m/s. O valor máximo de tensão localiza-se na região de interseção da perna direita com a respetiva coluna secundária, na parte traseira do suporte metálico. Isto deve-se à flexão da estrutura face aos carregamentos impostos pelo vento e pelo mar. A face da torre exibe maiores valores de tensão, comparativamente à peça de transição e à coluna principal do suporte metálico. Isto acontece devido às diferenças nos valores de espessura destes componentes. Quanto menor for a espessura, maiores serão as tensões transmitidas. O valor de espessura média da torre é igual a 30 milímetros, enquanto na coluna principal e na peça de transição a espessura é de 120 milímetros.

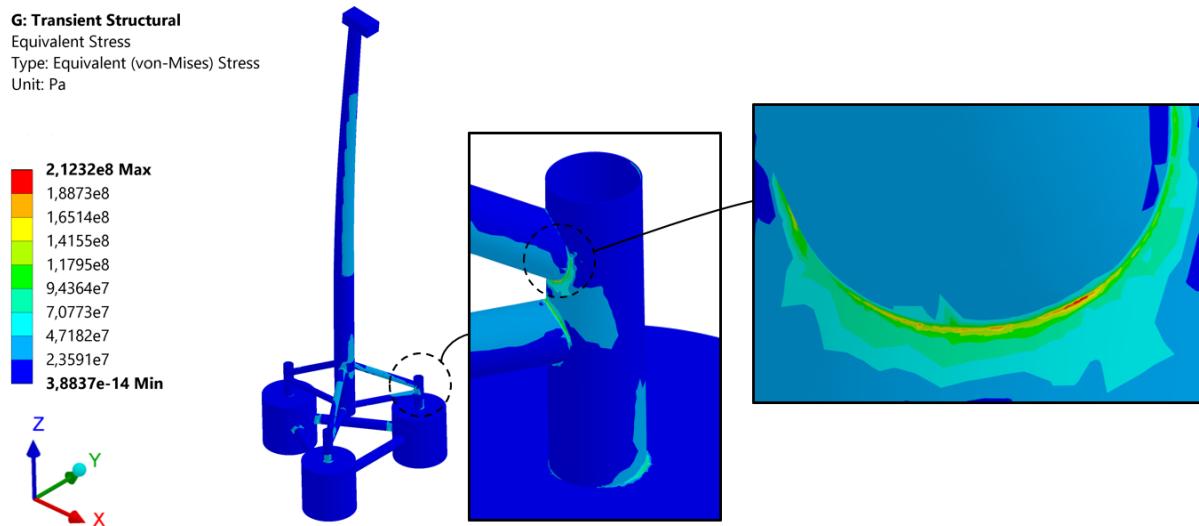


Figura 5.11 –  $V_{hub} = 24 \text{ m/s}$  e  $t = 1 \text{ s}$ : Distribuição global das tensões e pormenor das tensões máximas

O deslocamento, na estrutura, é máximo na região onde se encontra a *nacelle*. Neste local, os deslocamentos traduzem, maioritariamente, a contribuição do vento para fletir o conjunto. A Figura 5.12 apresenta os valores máximos de deslocamento, ao longo do tempo, segundo a direção do eixo X para as três velocidades de vento. Se a torre for considerada, aproximadamente, como uma viga encastrada na base, quanto maior for a força aplicada no topo desta, maiores serão as deformações sentidas. Como as forças axiais no rotor são máximas para uma velocidade de 11,4 m/s, neste caso, obtém-se maiores deformações. Constatase que os valores de tensão máxima acompanham, aproximadamente, a tendência apresentada na Figura 5.12. Porém, a distribuição de tensões também é afetada pelo estado de mar. Quanto maior é a altura significativa da onda, mais intensas são, normalmente, as flutuações nos valores de tensão. As oscilações nos valores de deslocamento máximo são menos evidentes para uma velocidade de 9 m/s. Isto acontece, maioritariamente, devido ao mecanismo de variação do ângulo de passo da pá. Para velocidades iguais ou superiores a 11,4 m/s, as pás rodam em torno do seu eixo longitudinal – cf. Figura 2.3. Este mecanismo induz vibrações e provoca uma variação intensa nos valores de força axial no rotor e, consequentemente, nas deformações sentidas pela estrutura.

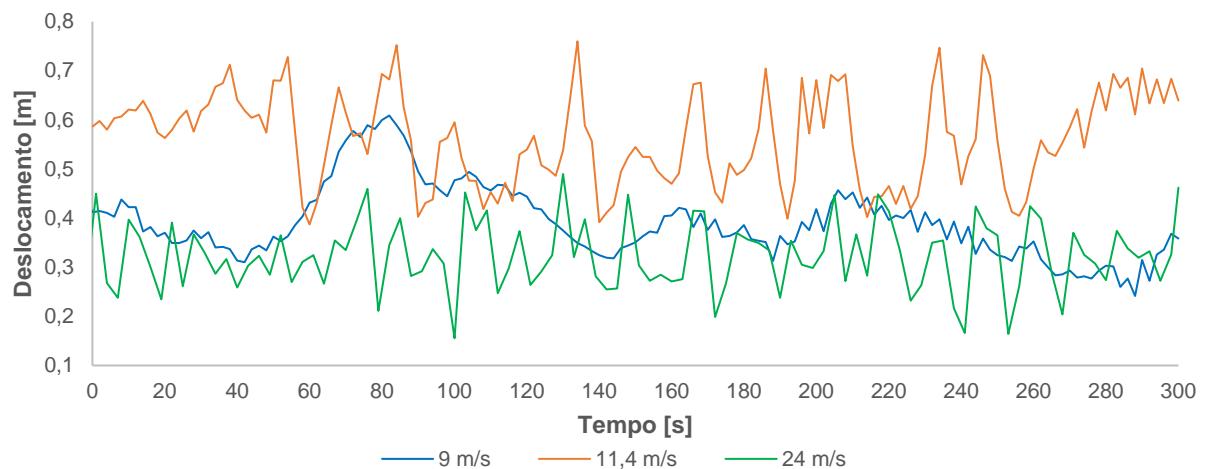


Figura 5.12 – Valores de máximo de deslocamento, em função do tempo, segundo X, para o DLC 1.1

A Figura 5.13 apresenta os valores de tensão máxima, ao longo do tempo, do DLC 6.1 e do DLC 1.1, para uma velocidade do vento de 11,4 m/s. No caso do DLC 1.10, a tensão (máxima) média e o coeficiente de segurança mínimo são, respetivamente, iguais a 184 MPa e 1,63. Como a potência armazenada pela onda varia proporcionalmente com o seu período e com o quadrado da sua altura significativa [62], é normal que a este DLC estejam associados, em média, maiores valores de tensão, coeficientes de segurança inferiores e maiores flutuações nos valores de tensão.

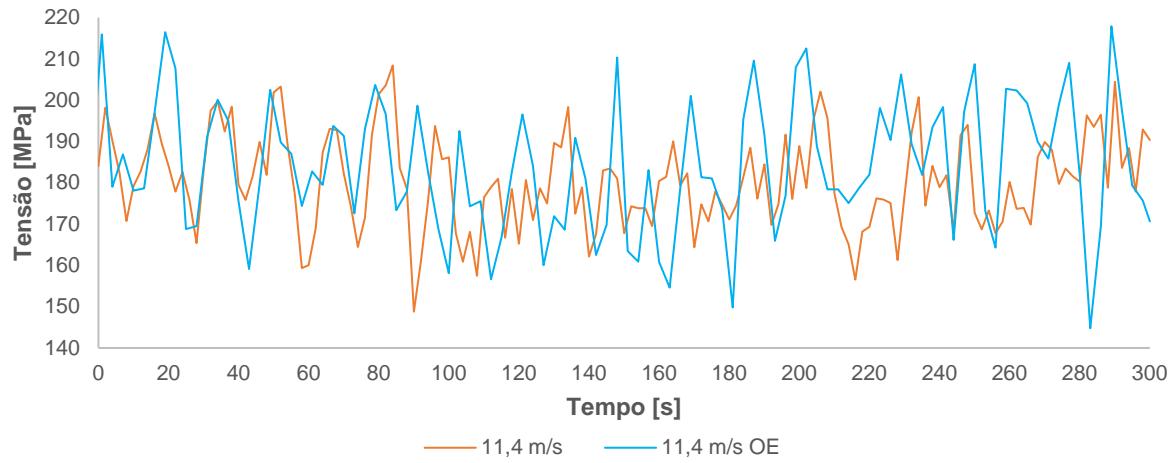


Figura 5.13 – Valores de tensão máxima de von Mises, em função do tempo, para ondas extremas (OE) e ondas normais para  $V_{hub} = 11,4 \text{ m/s}$

As descontinuidades geométricas, sobretudo as regiões de interseção dos braços e das pernas com as colunas secundárias do suporte metálico, são igualmente para o DLC 1.10 as regiões críticas. A Figura 5.14 representa, para este caso de carregamento, a distribuição de tensões no instante de tempo de 289 segundos. As faces da torre encontram-se, mais uma vez, sujeitas a tensões elevadas. A fundação exibe um comportamento similar ao observado na Figura 5.11. Porém, ao contrário do que se verifica na Figura 5.11, neste caso, a tensão máxima está localizada na região de interseção da perna esquerda com a respetiva coluna secundária, na parte traseira do suporte metálico. Isto acontece, essencialmente, devido ao carácter aleatório temporal do carregamento.

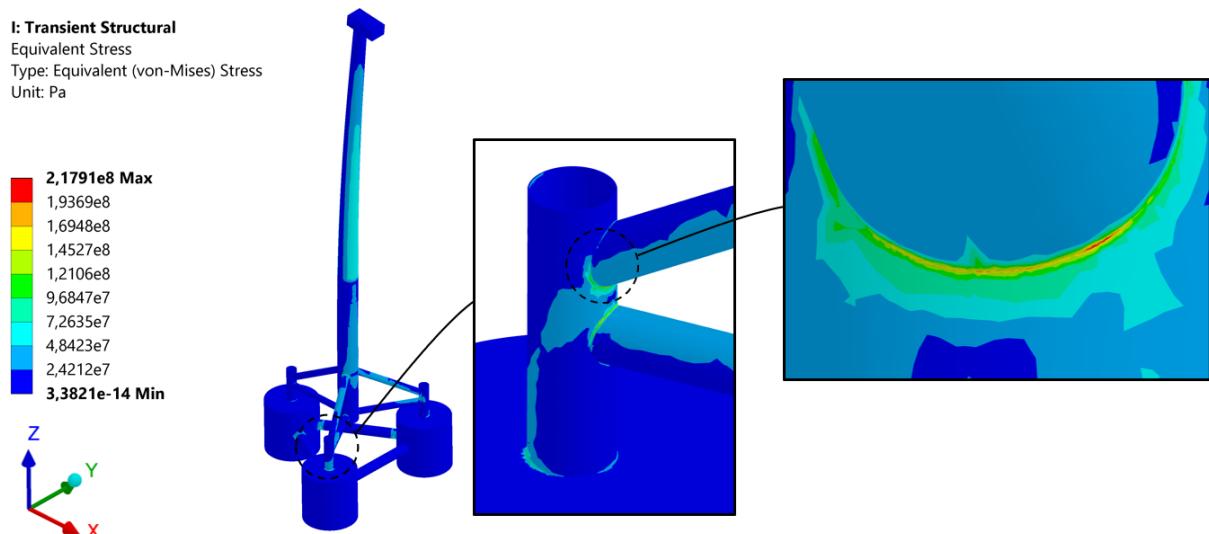


Figura 5.14 – DLC 1.10,  $V_{hub} = 11,4 \text{ m/s}$  e  $t = 289 \text{ s}$ : Distribuição global das tensões e pormenor das tensões máximas

Para efeitos de comparação, exibem-se os valores de deslocamento máximo para uma velocidade de 11,4 m/s – DLC 1.1 e 1.10 – cf. Figura 5.15. A informação espácia-temporal do vento para estas duas simulações é distinta, pelo que as duas respostas não são coincidentes.

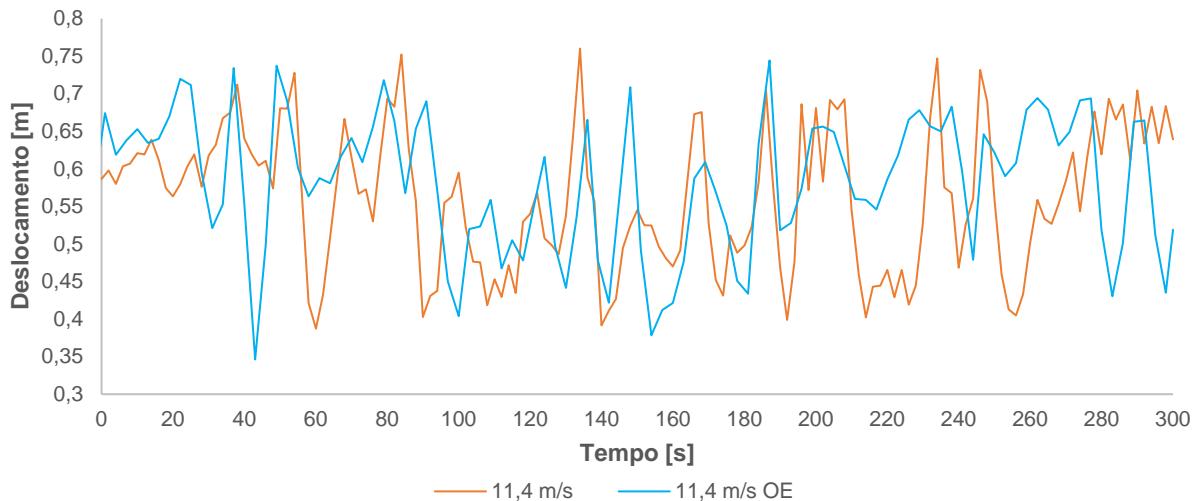


Figura 5.15 – Valores de deslocamento máximo, em função do tempo, segundo X, para ondas extremas (OE) e ondas normais para  $V_{hub} = 11,4 \text{ m/s}$

Como a velocidade do vento e a intensidade da turbulência são iguais em ambas as simulações, as respostas, no seu global, não apresentam diferenças significativas.

O DLC 6.1 permite estudar a distribuição de tensões na estrutura, quando esta está sujeita a condições meteorológicas severas, estando a turbina parada com o travão acionado. Assim, o ângulo de passo das pás é de 90° e estas passam a estar alinhadas com a direção do escoamento. Os valores de tensão máxima, ao longo do tempo, para este caso de estudo encontram-se na Figura 5.16. Estes não se verificam sempre na mesma região da fundação. O valor médio de tensão (máxima) é de 173 MPa e o coeficiente de segurança mínimo à cedência é igual a 1,39 – menor valor verificado entre todos os DLC.

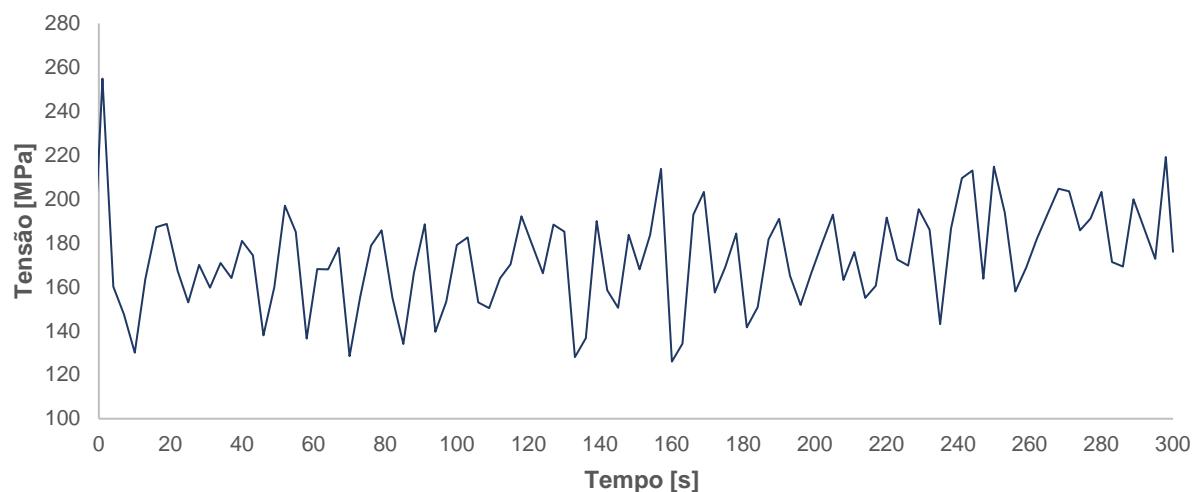


Figura 5.16 – Valores de tensão máxima de von Mises, em função do tempo, para o DLC 6.1

Tal como em outros casos de estudo, as descontinuidades geométricas são as regiões onde se observam os maiores valores de tensão. Observe-se, para isso, a distribuição de tensões na estrutura no instante de um segundo (Figura 5.17).

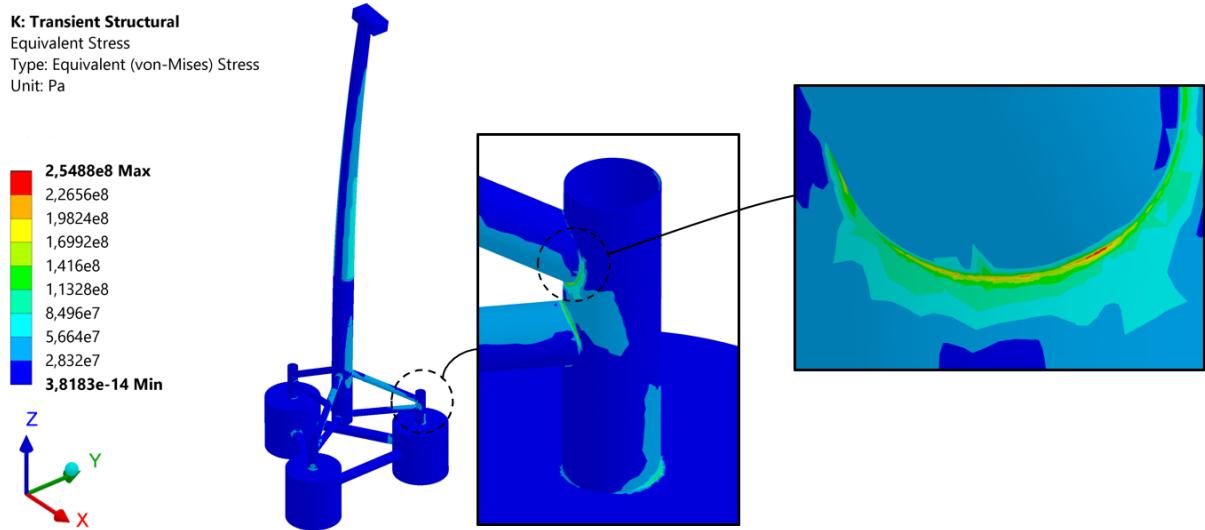


Figura 5.17 –  $V_{hub} = 50 \text{ m/s}$  e  $t = 1 \text{ s}$ : Distribuição global das tensões e pormenor das tensões máximas

Os deslocamentos máximos na estrutura, ao longo do tempo, estão apresentados na Figura 5.18. Constatata-se que, neste caso, a torre tem um movimento oscilatório bastante pronunciado. As forças axiais no rotor, neste caso, são inferiores aos outros DLC, já que as pás estão alinhadas com o escoamento. Todavia, as forças de arrasto na torre são, agora, uma ordem de grandeza superior, relativamente aos outros DLC. Comparando, por exemplo, uma velocidade de vento de 11,4 m/s com uma de 50 m/s e sabendo que a força de arrasto é proporcional ao quadrado da velocidade, à velocidade mais elevada está associada uma força de arrasto cerca de 19 vezes superior ( $(50/11,4)^2$ ).

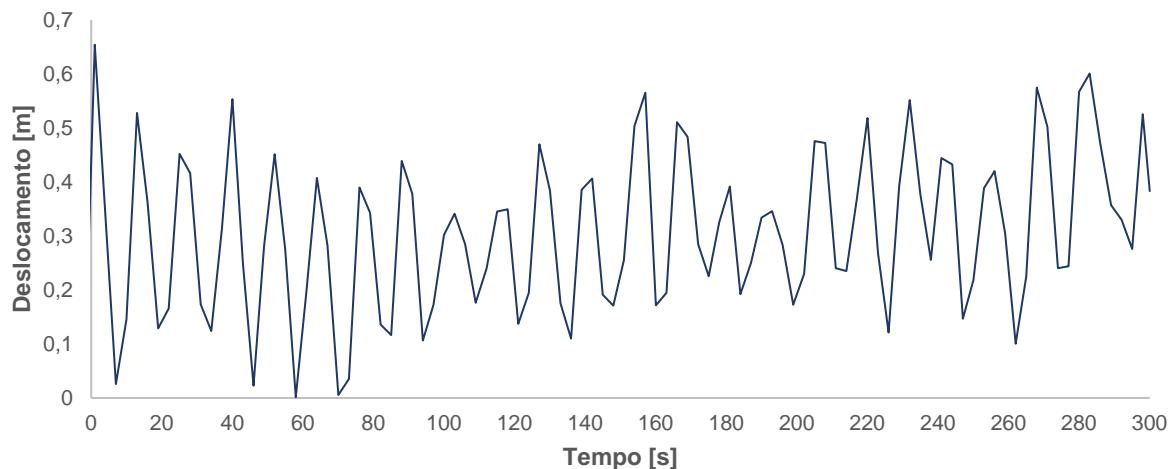


Figura 5.18 – Valores de deslocamento máximo, em função do tempo, segundo X, para DLC 6.1

A Tabela 5.4 resume os resultados de tensão (máxima) média de von Mises,  $\bar{\sigma}_{max}$ , o desvio padrão dos valores de tensão máxima,  $s_{\sigma_{max}}$ , e o coeficiente de segurança mínimo,  $CS_{min}$ , para as cinco simulações efetuadas.

Tabela 5.4 – Principais resultados dos DLC selecionados

DLC	$V_{hub}$ [m/s]	$\bar{\sigma}_{max}$ [MPa]	$s_{\sigma_{max}}$ [MPa]	$CS_{min}$
1.1	9	162	11,32	1,78
	11,4	180	11,33	1,70
	24	164	17,04	1,67
1.10	11,4	184	15,99	1,63
6.1	50	173	22,78	1,39

Conclui-se que à velocidade de 11,4 m/s estão associados, em média, maiores valores de tensão. O desvio padrão dos valores de tensão máxima tem tendência a aumentar, normalmente, com o aumento da velocidade do vento e da potência armazenada pela onda, sendo máximo para o DLC 6.1. Todavia, para avaliar melhor o dano da estrutura nos cinco casos, seria benéfico utilizar técnicas de fadiga tais como o método de *rainflow*, por exemplo. Como a estrutura é fixa ao solo marinho, a influência do vento nos valores de tensão é preponderante face à influência dos carregamentos hidrodinâmicos. Quanto maior é a força axial no rotor, maiores são, usualmente, os deslocamentos sentidos pela estrutura e a tensão média é superior. O coeficiente de segurança mínimo não é inferior a 1,1, pelo que a norma da GL [60] é respeitada. A fundação desenvolvida apresenta, por isso, uma boa integridade estrutural. As distribuições de tensão são, no seu global, idênticas nos cinco casos analisados. Como foi referido, as interseções dos braços e das pernas com a coluna secundária apresentam-se como sendo as regiões críticas de toda a estrutura. As descontinuidades geométricas aí existentes promovem o aumento dos valores de tensão. Este é um efeito localizado, fazendo-se sentir numa região reduzida da fundação. Algumas medidas preventivas podem ser tomadas para minimizar os elevados valores de tensão, como, por exemplo, a utilização de reforços externos nas regiões de concentração de tensão mencionadas, ou de reforços internos nas pernas, nos braços e nas colunas secundários no suporte metálico. Contudo, os reforços têm tendência a aumentar a massa global da estrutura e a introduzir mais regiões de concentração de tensão, pelo que o processo deve ser iterativo. Na fundação, as pernas e os braços traseiros do suporte metálico estão sujeitos a esforços superiores, o que justificará, eventualmente, um aumento do diâmetro e da espessura destes membros. Porém, esta medida promove um aumento da massa total da estrutura, o que se afigura como um inconveniente, já que o custo de construção aumenta.



## **6. Conclusões e Desenvolvimentos Futuros**

### **6.1. Conclusões**

O desenvolvimento de novas soluções de fundações para turbinas eólicas, para águas profundas ou de transição é, cada vez mais, uma necessidade. Isto deve-se à procura de novos locais de instalação, mais distantes da costa e mais profundos devido à saturação de algumas das regiões comumente mais utilizadas. As soluções flutuantes, transportadas por barcos rebocadores, surgiram com o objetivo de facilitar o processo de transporte. Porém, a fase de desenvolvimento deste tipo de fundações é mais complexa e morosa, já que, numa primeira etapa, a flutuabilidade e a estabilidade têm de ser asseguradas.

A fundação desenvolvida foi gerada de forma a responder a diversas necessidades, sendo constituída por um suporte metálico, um conjunto flutuador-âncora e uma peça de transição. A construção em aço facilita a sua implementação na maior parte dos países. O suporte metálico tem a função de sustentar a turbina eólica e garantir a integridade estrutural da fundação. O conjunto flutuador-âncora garante a flutuabilidade e estabilidade do sistema durante o transporte e permite, também, a fixação da fundação ao solo marinho. Este componente é composto por três colunas, interligadas entre si por conexões cilíndricas, sendo compostas por um elemento superior, o flutuador, e um elemento inferior, a âncora de sucção. Durante o transporte, o flutuador contém ar no seu interior e, quando é cheio com água, possibilita que a estrutura submerja para a localização de instalação. As âncoras de sucção possibilitam que a fundação possa ser instalada e desmantelada facilmente, bastando, para isso, controlar a entrada e saída de ar e água nestas. A peça de transição, por seu lado, conecta a torre da turbina eólica ao suporte metálico e impede que as ondas de maior dimensão atinjam a torre. A fundação apresenta, por isso, um design simples e versátil, sendo facilmente escalada para suportar turbinas com maior potência, bastando para isso a utilização de uma âncora de sucção maior e mais robusta. Outra das grandes vantagens da fundação está relacionada com o facto de permitir a movimentação em portos pouco profundos, já que existe a possibilidade da introdução de ar nas âncoras de sucção, contribuindo para que a estrutura emirja. A proposta de patente para o conceito desenvolvido foi também submetida para o Instituto Nacional da Propriedade Industrial (INPI).

Diversos conceitos, com diferentes dimensões, foram gerados para aumentar a probabilidade de se obter, pelo menos, uma solução flutuante e estável. Variou-se, para isso, no conjunto flutuador-âncora, o diâmetro das colunas e a altura do flutuador. Constatou-se que quanto maior for o valor do diâmetro da coluna, maior é a estabilidade. Para um mesmo valor de diâmetro, quanto maior for a altura do flutuador mais instável é o conjunto. Neste contexto, o valor do segundo momento de área da secção, intersetada pela linha de água, mantém-se constante e o valor do volume submerso aumenta, resultando numa diminuição da altura metacêntrica. Conclui-se, igualmente, que uma fundação com mais colunas apresenta uma maior estabilidade durante o transporte. Todavia, quando se compararam fundações com três, quatro e cinco colunas, verificou-se que a primeira minimiza os custos de produção para a mesma razão  $V_{total}/V_{sub}$ , o que justificou a sua escolha. Observou-se, também, que o tamanho do raio do suporte metálico tem, essencialmente, influência na estabilidade do conjunto. Quanto maior

for o raio do suporte metálico, mais estável é o sistema, já que o valor do segundo momento de área da secção é, também, superior. O conceito selecionado possui uma coluna com um diâmetro de 16 metros e uma altura do flutuador de 9 metros. Este apresentou o menor valor de massa dos conceitos em comparação. A massa foi considerada o critério mais importante para a seleção do conceito. Quanto menor for o valor desta, menor é a quantidade de material existente e, por conseguinte, menor será o custo associado à construção da estrutura. Os processos de transporte e logística são, igualmente, facilitados, quando esta não é demasiado pesada. A estrutura escolhida apresenta, igualmente, um bom comportamento dinâmico, quando sujeita a ondas características do local selecionado.

A análise aos modos de vibração e frequências naturais da estrutura mostrou que a primeira frequência natural do conjunto é reduzida e está dentro das gamas de frequências de excitação, devido ao movimento do rotor e à incidência das ondas na estrutura. Isto não é desejável, porque a estrutura poderá entrar em ressonância. Contudo, a torre utilizada é mais longa que o habitual, para condições *offshore*, existindo um aumento da massa total e da flexibilidade da estrutura. Da análise estrutural verificou-se que a fundação é passível de ser implementada. As tensões máximas nunca são superiores à tensão de cedência do material e a norma da GL [60] é respeitada, já que o coeficiente de segurança mínimo nunca é inferior a 1,1. À velocidade de 11,4 m/s estão associados, em média, maiores valores de tensão. Para esta velocidade, as forças axiais no rotor são máximas, o que se traduz em elevados valores de deformação na torre. O desvio padrão dos valores de tensão máxima tem tendência a aumentar com o aumento da velocidade do vento e da potência armazenada pela onda. Constatou-se que as tensões são mais elevadas nas regiões de descontinuidade geométrica, sendo este efeito localizado, fazendo-se sentir numa região reduzida da fundação. Para tentar mitigar estes efeitos, algumas medidas preventivas podem ser tomadas, como, por exemplo, a utilização de reforços internos e/ou externos.

## 6.2. Desenvolvimentos Futuros

Como desenvolvimentos futuros, destacam-se alguns trabalhos que devem ser tidos em consideração:

- Realização de ensaios experimentais de flutuabilidade e navegabilidade do conceito.
- Dimensionamento do sistema bomba-válvulas para a introdução de ar e água nos flutuadores e nas âncoras de sucção.
- Estudo e dimensionamento das âncoras de sucção, modelando, para isso, a penetração destas no solo.
- Avaliação de outros casos de carregamento, como, por exemplo, o arranque da turbina, a ocorrência de falhas e avarias e o transporte da estrutura.
- Projeto à fadiga da fundação, desenvolvendo um modelo de análise do dano acumulado nesta.
- Análise estrutural da fundação em diferentes configurações, rodando, por exemplo, a fundação 180°, para que esta possa ser estudada com duas colunas frontais e uma traseira, em detrimento de uma frontal e duas traseiras, como foi considerado.
- Efetuar a otimização estrutural da fundação, utilizando algoritmos adequados de simulação.
- Avaliar a aplicabilidade de sistemas de monitorização na estrutura.

## 7. Referências

- [1] V. Smil, *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects*. Greenwood publishing group, 2010.
- [2] U. Nations, "Kyoto Protocol To the United Nations Framework", *Rev. Eur. Community Int. Environ. Law*, vol. 7, pp. 214–217, 1998.
- [3] European Union, "DIRECTIVE 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council", *Off. J. Eur. Union*, n. 1, p. L 140/16-L 140/62, 2009.
- [4] European Wind Energy Association, "Deep water - The next step for offshore wind energy", 2013.
- [5] P. A. Lynn, *Onshore and Offshore Wind Energy*. John Wiley & Sons, 2011.
- [6] EWEA Business Intelligence, "Aiming high Rewarding Ambition in WindEnergy", 2015.
- [7] B. R. Sarker e T. I. Faiz, "Minimizing transportation and installation costs for turbines in offshore wind farms", *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 667–679, 2017.
- [8] W. Musial, S. Butterfield, e B. Ram, "Energy from Offshore Wind", *Offshore Technol. Conf.*, 2006.
- [9] C. Pérez-Collazo, D. Greaves, e G. Iglesias, "A review of combined wave and offshore wind energy", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42. pp. 141–153, 2015.
- [10] E. Hau, *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer, 2006.
- [11] S. Eriksson, H. Bernhoff, e M. Leijon, "Evaluation of different turbine concepts for wind power", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, n. 5. pp. 1419–1434, 2008.
- [12] <http://www.elm.eru.rl.ac.uk/ins4.html> [Acedido: 12-Jul-2017].
- [13] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*. IST Press, 2011.
- [14] J. Jonkman, S. Butterfield, W. Musial, e G. Scott, "Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development", 2009.
- [15] H. Huy Nguyen, L. Manuel, J. Jonkman, e P. S. Veers, "Simulation of Thunderstorm Downbursts and Associated Wind Turbine Loads", *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 135, n. 2, p. 21014, 2013.
- [16] J. Cruz e M. Atcheson, *Floating Offshore Wind Energy-The Next Generation of Wind Energy*. 2016.
- [17] <https://www.siemens.com> [Acedido: 14-Jul-2017].
- [18] <https://userscontent2.emaze.com/images/f531d84a-5dc3-4a4e-b654-a06a83786caa/7c517471843b83b83080456a8013e2ae.jpg> [Acedido: 14-Jul-2017].
- [19] <http://www.mechanicalbooster.com> [Acedido: 14-Jul-2017].
- [20] F. Zahle, H. Aagaard Madsen, e N. N. Sørensen, "Evaluation of tower shadow effects on various wind turbine concepts", *Res. Aeroelasticity EFP-2007-II*, vol. II, n. June, p. 147, 2009.
- [21] J. M. Jonkman, "Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine", 2007.
- [22] GWEC, "Global Wind Statistics 2016", *Glob. Wind Energy Counc.*, p. 4, 2017.
- [23] EWEA, "Wind energy scenarios for 2030", 2015.
- [24] J. A. Voormolen, H. M. Junginger, e W. G. J. H. M. van Sark, "Unravelling historical cost developments of offshore wind energy in Europe", *Energy Policy*, vol. 88, pp. 435–444, 2016.
- [25] N. Hadžić, H. Kozmar, e M. Tomic, "Offshore renewable energy in the Adriatic Sea with respect to the Croatian 2020 energy strategy", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 40, pp. 597–607, 2014.

- [26] B. Verhees, R. Raven, F. Kern, e A. Smith, "The role of policy in shielding, nurturing and enabling offshore wind in The Netherlands (1973-2013)", *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 47, pp. 816–829, 2015.
- [27] P. P. Barros, "Health policy reform in tough times: The case of Portugal", *Health Policy (New. York)*, vol. 106, n. 1, pp. 17–22, 2012.
- [28] Direção-Geral de Energia e Geologia, "Energia em Portugal-2014". 2016.
- [29] Energias Endógenas de Portugal, "Energias Renováveis em Portugal: Evolução e Perspectivas", 2014.
- [30] [http://expresso.sapo.pt/economia/economina\\_energia/historia-do-maior-consorcio-eolico-portugues-leva-um-ponto-final=f914668](http://expresso.sapo.pt/economia/economina_energia/historia-do-maior-consorcio-eolico-portugues-leva-um-ponto-final=f914668) [Acedido: 16-Jul-2017].
- [31] ENERCON, "Exportar, Exportar, Exportar A Experiência dos Principais Clusters Regionais", 2014.
- [32] A. L. Alves, "A Economia do Mar em Portugal: a estratégia e a realidade, num retrato doméstico e comunitário". 2015.
- [33] Governo de Portugal, "Estratégia Nacional para o Mar 2013-2020". 2013.
- [34] PWC, "LEME – Barómetro PwC da Economia do Mar", 2016.
- [35] <http://www.west-sea.pt/> [Acedido: 16-Jul-2017].
- [36] OTEO, "Estado da Arte-Relatório", 2012.
- [37] <http://www.principlepowerinc.com/en/windfloat> [Acedido: 20-Jul-2017].
- [38] [http://cordis.europa.eu/project/rcn/107972\\_en.html](http://cordis.europa.eu/project/rcn/107972_en.html) [Acedido: 20-Jul-2017].
- [39] A. Vidigal, "Os desafios da eólica offshore flutuante", 2013.
- [40] <http://demogravi3.com/> [Acedido: 20-Jul-2017].
- [41] <http://www.offshorewind.biz/2016/11/28/portugal-okays-25mw-windfloat-atlantic/> [Acedido: 21-Jul-2017].
- [42] <http://asm-industries.com/pt-pt/fundacao-offshore-demogravi3/> [Acedido: 20-Jul-2017].
- [43] EWEA, "The European offshore wind industry - key trends and statistics 2015", 2016.
- [44] <http://www.4coffshore.com/windfarms/monopiles-support-structures-aid4.html> [Acedido: 21-Jul-2017].
- [45] <http://www.4coffshore.com/windfarms/gravity-based-support-structures-aid8.html> [Acedido: 21-Jul-2017].
- [46] P. Sparrevik, "Suction Pile Technology and Installation in Deep Waters", *Proc. Offshore Technol. Conf.*, n. 14241-MS, pp. 1–9, 2002.
- [47] D. Ahn, S. C. Shin, S. Y. Kim, H. Kharoufi, e H. C. Kim, "Comparative evaluation of different offshore wind turbine installation vessels for Korean west-south wind farm", *Int. J. Nav. Archit. Ocean Eng.*, vol. 9, n. 1, pp. 45–54, 2017.
- [48] <http://windcarrier.com/blog/case-studies/borkum-riffgat/> [Acedido: 25-Jul-2017].
- [49] <http://www.mhivestasoffshore.com/windfloat/> [Acedido: 25-Jul-2017].
- [50] [https://rd-new.com/pt-pt/portfolio\\_page/demogravi3/](https://rd-new.com/pt-pt/portfolio_page/demogravi3/) [Acedido: 25-Jul-2017].
- [51] <http://seatower.com/> [Acedido: 25-Jul-2017].
- [52] <http://www.offshorewind.biz/tag/seatower/> [Acedido: 25-Jul-2017].
- [53] K. T. Ulrich e S. D. Eppinger, *Product Design and Development*. McGraw-Hill, 2012.

- [54] F. White, *Fluid Mechanics*. McGraw-Hill, 2010.
- [55] M. Borg e M. Collu, "A comparison between the dynamics of horizontal and vertical axis offshore floating wind turbines", *Phil. Trans. R. Soc. A*, vol. 373, n. 2035, p. 20140076, 2015.
- [56] C. B. Barrass e D. R. Derrett, *Ship Stability for Masters and Mates*. Butterworth Heinemann, 1999.
- [57] S. Brizzolara e E. Rizzato, "Wind Heeling Moments on Very Large Ships. Some Insights through CFD Results", em *9th International Conference on the Stability of Ships and Ocean Vehicles*, 2006.
- [58] J. Jonkman e B. Jonkman, "FAST v8.16.00a-bjj", 2016.
- [59] J. van der Tempel, N. F. B. Diepeveen, D. J. Cerdá Salzmann, e W. E. de Vries, "Design of support structures for offshore wind turbines", em *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*, 2010.
- [60] GL, "Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines", 2012.
- [61] [https://www.math.auckland.ac.nz/~meylan/drawing/plane\\_wave.svg](https://www.math.auckland.ac.nz/~meylan/drawing/plane_wave.svg) [Acedido: 27-Jul-2017].
- [62] J. Brooke, *Wave Energy Conversion*. Elsevier, 2003.
- [63] T. Day, *Oceans*. Chelsea House Publishers, 2006.
- [64] J. . M. Jonkman, A. N. Robertson, e G. J. Hayman, "HydroDyn User's Guide and Theory Manual", *NREL*, 2015.
- [65] UNFCCC, "Adoption of the Paris Agreement", *Rep. No. FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1*, p. 32, 2015.
- [66] <https://www.portofrotterdam.com/en/news-and-press-releases/off-the-scale-offshore-opportunities> [Acedido: 09-Ago-2017].
- [67] <http://asm-industries.com> [Acedido: 09-Ago-2017].
- [68] <http://www.dongenergy.com/en/> [Acedido: 09-Ago-2017].
- [69] NORSO STANDARD, "Design of steel structures N-004", 2004.
- [70] DOWEC, "Tripod support structure Pre-design and natural frequency assessment for the 6 MW". TU Delft, 2002.
- [71] <http://www.meps.co.uk/EU price.htm> [Acedido: 06-Ago-2017].
- [72] <http://www.hidrografico.pt/boias-ondografo.php?prodid=0> [Acedido: 04-Abr-2017].
- [73] W. E. Leithead, "Wind energy", *Philos. Trans. R. Soc.*, 2007.
- [74] "Ansys Workbench Software Help Section".
- [75] <https://www.windguru.cz/> [Acedido: 10-Mai-2017].
- [76] B. J. Jonkman e L. Kilcher, "TurbSim User's Guide: Version 1.06.00", 2012.
- [77] DNVGL, "Loads and site conditions for wind turbines", *DNVGL-ST-0437*, 2016.
- [78] R. Damiani, J. Jonkman, e G. Hayman, "SubDyn User's Guide and Theory Manual", *NREL*, 2015.
- [79] P. J. Moriarty e A. C. Hansen, "AeroDyn Theory Manual", *NREL*, 2005.
- [80] DNV, "Guidelines for Design of Wind Turbines", 2002.
- [81] S. Bhattacharya, "Challenges in Design of Foundations for Offshore Wind Turbines", *Inst. Eng. Technol.*, 2014.
- [82] O. Adeuyi, O. Anaya-Lara, M. Arshad, e M. Asgarpour, *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation*. Woodhead Publishing, 2016.



## Anexo A – Tabela total dos índices ponderados

Tabela A.1 – Índices de desempenho para todos os conceitos válidos

Solução	Massa [kg]	Altura não submersa [m]	$\theta [^\circ]$	$\beta_{Massa}$	$\beta_{Altura}$	$\beta_\theta$	$y_d$
D24 h6	6200158	2,03	1,525	0,190	0,003	1	0,327
D24 h7	6336241	2,93	1,533	0,124	0,310	0,994	0,323
D24 h8	6472328	3,83	1,541	0,061	0,616	0,988	0,320
D24 h9	6608411	4,74	1,550	0	0,922	0,981	0,319
D23 h7	6113756	2,74	1,757	0,233	0,245	0,843	0,357
D23 h8	6243292	3,64	1,767	0,168	0,551	0,837	0,353
D23 h9	6372832	4,54	1,778	0,106	0,856	0,830	0,351
D22 h7	5897723	2,53	2,036	0,347	0,173	0,701	0,395
D22 h8	6020724	3,43	2,049	0,281	0,477	0,695	0,390
D22 h9	6143723	4,32	2,063	0,218	0,781	0,689	0,387
D21 h7	5688142	2,29	2,394	0,466	0,092	0,567	0,436
D21 h8	5804616	3,18	2,410	0,399	0,395	0,562	0,431
D21 h9	5921082	4,07	2,428	0,334	0,697	0,556	0,427
D21 h10	6037552	4,97	2,448	0,272	1	0,550	0,425
D20 h7	5485027	2,02	2,865	0,590	0	0,442	0,482
D20 h8	5594970	2,91	2,887	0,522	0,301	0,437	0,475
D20 h9	5704914	3,79	2,911	0,456	0,602	0,432	0,471
D20 h10	5814858	4,68	2,938	0,393	0,903	0,426	0,468
D19 h8	5391790	2,59	3,542	0,650	0,194	0,321	0,523
D19 h9	5495213	3,47	3,576	0,583	0,493	0,316	0,518
D19 h10	5598636	4,36	3,613	0,519	0,793	0,311	0,514
D18 h8	5195072	2,23	4,494	0,783	0,070	0,212	0,574
D18 h9	5291980	3,11	4,544	0,716	0,368	0,207	0,568
D18 h10	5388889	3,98	4,598	0,652	0,666	0,203	0,564
D18 h11	5485798	4,86	4,659	0,589	0,963	0,198	0,561
D17 h9	5095226	2,68	6,074	0,855	0,223	0,107	0,621
D17 h10	5185625	3,55	6,163	0,790	0,518	0,102	0,616
D17 h11	5276021	4,42	6,263	0,727	0,814	0,097	0,613
D16 h9	4904952	2,18	8,837	1	0,052	0,013	0,676
D16 h10	4988848	3,04	9,011	0,935	0,346	0,009	0,671
D16 h11	5072740	3,90	9,206	0,872	0,640	0,005	0,667
D16 h12	5156632	4,77	9,426	0,811	0,933	0	0,665



## Anexo B – Estudo da vida marinha

Esta fundação tem de contemplar ainda a acumulação da vida marinha após a instalação. Isto garante que a estrutura possa ser desmantelada sem qualquer operação adicional de remoção da vida marinha. A norma DNVGL-ST-0437 [77] estipula valores para a espessura e densidade da vida marinha para diferentes locais de instalação. Contudo, a costa portuguesa não é considerada, pelo que se optou por utilizar os valores disponíveis para a costa oeste africana (Tabela B.1).

Tabela B.1 – Valores de espessura e densidade da vida marinha

Espessura da vida marinha, $t_{VM}$ [mm]	100
Densidade da vida marinha, $\rho_{VM}$ [kg/m <sup>3</sup> ]	1325

A mesma norma estabelece que ao valor de diâmetro original de um membro cilíndrico submerso em água,  $d_{orig}$ , se deva acrescentar a espessura da vida marinha,  $t_{VM}$ . Assim, o novo valor de diâmetro,  $d_{novo}$ , é obtido por:

$$d_{novo} = d_{orig} \pm 2t_{VM} \quad (\text{B.1})$$

No caso de a vida marinha estar acumulada na face exterior do membro, o novo diâmetro é calculado somando o valor de duas vezes a espessura da vida marinha ao valor do diâmetro original do membro. Se o membro cilíndrico for aberto no topo e/ou na base, a vida marinha, para além de se acumular no seu exterior, também se acumula no seu interior, pelo que o seu novo valor de diâmetro interno será inferior ao respetivo valor original (subtrai-se o valor de duas vezes a espessura).

A massa de vida marinha acumulada na estrutura é calculada multiplicando o volume de vida marinha pela sua densidade. A Tabela B.2 resume os valores de diâmetro após a vida marinha e a respetiva massa acumulada, para cada membro submerso em água, sendo que  $L$  designa o seu comprimento. Como as âncoras estão fixas no solo apenas a parte da coluna correspondente ao flutuador é considerada nos cálculos. Como no suporte metálico as colunas secundárias são abertas no topo e a coluna principal é aberta na base, a vida marinha pode surgir tanto na face exterior como na face interior destes membros.

Portanto, cerca de 14,1 toneladas de vida marinha são acumuladas na fundação. Face ao valor de massa total da estrutura, a acumulação da vida marinha não é significativa. Contudo, o novo volume submerso necessário para a estrutura flutuar é agora um pouco superior, já que a massa total aumentou. São necessários 4799,1 m<sup>3</sup> de água deslocada para a estrutura flutuar, valor próximo do volume deslocado original. Por isso, a estrutura não é muito afetada pela acumulação destes organismos.

Tabela B.2 – Dimensões dos membros antes e depois da vida marinha e respetiva massa acumulada

	$d_{orig}$ [m]	$d_{novo}$ [m]	L [m]	Massa [kg]
<b>Suporte metálico</b>				
Coluna principal (exterior)	6	6,2	33	1373,7
Coluna principal (interior)	5,76	5,56	33	1373,7
Colunas secundárias (exterior) (3)	3	3,2	10,18	1271,3
Colunas secundárias (interior) (3)	2,88	2,68	10,18	1271,3
Braços (3)	2	2,2	18	2247,8
Pernas (3)	2	2,2	20,79	2595,6
<b>Conjunto flutuador-âncoras</b>				
Colunas (3)	16	16,2	9	1123,9
Conexões cilíndricas (3)	3	3,2	22,97	2868,6
<b>Total</b>				<b>14125,9</b>

## Anexo C – Comparação com outras fundações existentes

Compara-se, neste anexo, a invenção do presente documento com algumas das fundações mais utilizadas a nível global (Tabela C.1). Uma vez que o conceito desenvolvido se destina a ser instalado em águas de transição, na análise da comparação foram incluídas as fundações do tipo *jacket* (Figura 2.13(a)) e tripé (Figura 2.13(c)), já que estas se apresentam como as soluções comumente mais utilizadas para este tipo de águas. Para além destas, também se incluiu a mono-estaca – cf. Figura 2.11(a) – já que é a fundação mais utilizada na indústria, o WindFloat – cf. Figura 2.8(a) – dado que é um exemplo de um projeto bem sucedido a nível nacional e internacional, tendo sido a primeira estrutura a não necessitar de meios marítimos para o seu transporte, o Demogravi3 (Figura 2.8(b)), visto ser um projeto recente de uma fundação flutuante, durante o transporte, a ser instalada em Portugal e a fundação por gravidade desenvolvida pela SeaTower (Figura 2.17), por ser representativa deste tipo de estruturas. Avaliam-se as sete fundações com base em oito critérios de seleção. São estes: a profundidade do local de instalação, a facilidade dos processos de transporte, de instalação, de desmantelamento e de construção, a facilidade dos processos de manutenção e de monitorização e a escalabilidade da fundação. Para tal, a cada um dos critérios foi atribuído um valor de importância em percentagem. Cada solução é avaliada de um a cinco, nos critérios selecionados, sendo que ao valor um está associada a menor importância e ao valor cinco a maior importância. O cálculo da pontuação total é feito somando os valores resultantes da multiplicação de cada entrada da coluna pela respetiva importância.

Tabela C.1 – Avaliação comparativa das diferentes fundações

Critérios de seleção	Importância	Fundações						
		Mono-estaca	Jacket	Tripé	WindFloat	Demogravi3	SeaTower	Invenção presente
Profundidade do local de instalação	0,1	1	3	3	4	3	1	3
Transporte	0,15	2	1	1	5	5	3	5
Instalação	0,2	3	2	2	5	2	3	4
Desmantelamento	0,1	2	1	1	4	2	2	3
Construção	0,15	5	2	3	3	1	1	3
Manutenção	0,1	3	3	3	3	3	3	3
Monitorização	0,05	3	2	2	1	2	2	2
Escalabilidade	0,15	2	3	3	2	2	2	3
		2,7	2,1	2,25	3,65	2,5	2,2	3,45
								<b>Total</b>

Para a profundidade do local de instalação optou-se por dar menor pontuação às fundações instaladas em águas pouco profundas, caso da mono-estaca e da estrutura desenvolvida pela SeaTower. Estas são fundações que não estão aptas a ser instaladas em algumas regiões de maior profundidade da vasta extensão oceânica, como é o exemplo da costa portuguesa. De facto, apenas o WindFloat se destina a ser instalado em águas profundas. Contudo, esta pode ainda ser instalada em águas de

transição, razão pela qual tem a maior das pontuações. As restantes fundações destinam-se a ser instaladas em águas de transição, o que permite que estas possam ser implementadas num elevado número de locais de instalação.

Fundações flutuantes durante o transporte não necessitam de qualquer meio marítimo auxiliar de transporte, pelo que a estas estão associados maiores valores de pontuação (caso do WindFloat, do Demogravi3 e da invenção presente). No caso da estrutura da SeaTower, a torre e a turbina têm de ser transportadas separadamente da fundação com o auxílio de meios pesados, o que fez com que a pontuação fosse mais baixa que as anteriores soluções. Quanto mais pesada é a estrutura maior terá de ser a capacidade de carga da embarcação e, por conseguinte, mais dispendiosa será a operação. Uma pontuação de um foi estabelecida para os *jackets* e os tripés, já que estas são estruturas mais robustas e difíceis de transportar. Em contrapartida, à mono-estaca está associada a pontuação dois.

Para a facilidade de instalação e desmantelamento foi atribuída a maior pontuação ao WindFloat, já que este pode ser deslocado e instalado facilmente em qualquer local. A invenção presente é a segunda fundação com maior pontuação. As âncoras de sucção permitem dotar a estrutura de uma grande versatilidade no que à instalação e desmantelamento diz respeito, bastando para isso ajustar a quantidade de água e ar nos flutuadores e nas âncoras. Porém, para solos rochosos, a penetração já é mais difícil de realizar, o que dificulta a implementação desta invenção. O Demogravi3, como já foi referido neste documento, necessita de operações adicionais de preparação do solo marinho para ser instalado, o que se apresenta como uma desvantagem face às outras soluções flutuantes durante o transporte.

Uma fundação fabricada em aço tem a vantagem de poder ser construída sem dificuldade em qualquer país, ao contrário de uma fundação fabricada em betão. Portanto, ao Demogravi3 e à estrutura da SeaTower estão associados menores valores de pontuação. A mono-estaca é a estrutura mais simples de construir, já que é apenas uma estaca de aço. Entre as restantes estruturas, optou-se por dar menor pontuação ao *jacket*, uma vez que este é composto por um maior número de membros tubulares soldados.

Todas as estruturas em análise são conceitualmente simples, produzidas a partir de materiais comumente utilizados nas mais diversas indústrias e fabricadas a partir de processos tecnológicos conhecidos. Optou-se, portanto, por atribuir igual pontuação a todas as soluções no que diz respeito à facilidade do processo de manutenção.

A monitorização estrutural ainda não está numa fase de desenvolvimento avançada, mas pode ser útil como forma de reduzir os custos associados aos seguros e por providenciar um meio de realizar a manutenção preditiva à fundação. Normalmente, quanto mais complexa é a estrutura, maior é o grau de dificuldade da análise estrutural e mais dispendioso é o sistema de monitorização. A estrutura do WindFloat apresenta a menor pontuação, por ser uma estrutura flutuante na sua fase de operação, por possuir um sistema de amarração e um outro de lastro estático e dinâmico e, por consequência, está dotada de uma complexidade superior às demais estruturas. A mono-estaca é a estrutura mais simples, pelo que lhe foi atribuída a maior das pontuações.

Para a instalação de turbinas de maior capacidade é, usualmente, necessário escalar a estrutura. Enquanto algumas fundações necessitam de ser drasticamente ampliadas para sustentar turbinas maiores, outras podem ser adaptadas sem modificações consideráveis. A presente invenção, os *jackets* e os tripés são estruturas flexíveis, podendo ser mais facilmente modificadas, bastando, para isso, o aumento dos sistemas de fixação ao solo (como exemplo, uma âncora de sucção maior, no caso da presente invenção).

O WindFloat é a solução com maior pontuação. A facilidade com que é transportada, instalada e desmantelada e o facto de estar capacitada para ser instalada em águas profundas ou de transição são as suas maiores vantagens. A fundação desenvolvida neste documento é a segunda solução com maior pontuação. Esta alia uma boa facilidade no transporte, instalação e desmantelamento ao facto de ser mais facilmente escalada para suportar turbinas maiores. O *jacket* obteve a menor das pontuações, já que este necessita de meios marítimos de grande porte para o seu transporte, instalação e desmantelamento e apresenta um custo elevado de construção. Porém, esta fundação apresenta a vantagem de poder ser mais facilmente escalada para suportar turbinas maiores. Assim, na possibilidade de todas as fundações estarem disponíveis comercialmente, a invenção presente é uma boa solução para ser implementada em águas de transição.



## Anexo D – Tratamento estatístico dos dados do vento e do mar

Como foi mencionado anteriormente, para o DLC 1.1 foi necessário associar a cada valor de velocidade do vento um valor de altura de onda significativa. Para o efeito, extraíram-se todos os dados disponíveis relacionados com a velocidade do vento, a altura significativa e o período de pico da onda da base de dados do WindGuru [75] no período de 9 de dezembro de 2005 a 9 de maio de 2017 em Póvoa de Varzim. O tratamento de dados foi realizado de duas maneiras distintas, a saber:

- **1º Método**

Os dados extraídos são utilizados para construir o gráfico de altura significativa em função da velocidade do vento. De seguida, os dados são aproximados por uma linha de tendência. Para tentar minimizar o erro associado da aproximação estudaram-se vários tipos de função. A Tabela D.1 resume os valores do quadrado do coeficiente de correlação,  $R^2$ , para cada tipo de função.

Tabela D.1 – Valores de  $R^2$  para cada tipo de função

	$R^2$
Linear	0,182
Exponencial	0,1792
Polinómio 2º	0,1845
Polinómio 3º	0,186
Polinómio 4º	0,1864
Polinómio 5º	0,1864
Polinómio 6º	0,1864

Os polinómios de 4º, 5º e 6º apresentam maiores valores de  $R^2$ . Na Figura D.1 encontra-se representado o caso em que a linha de tendência é de 4º.

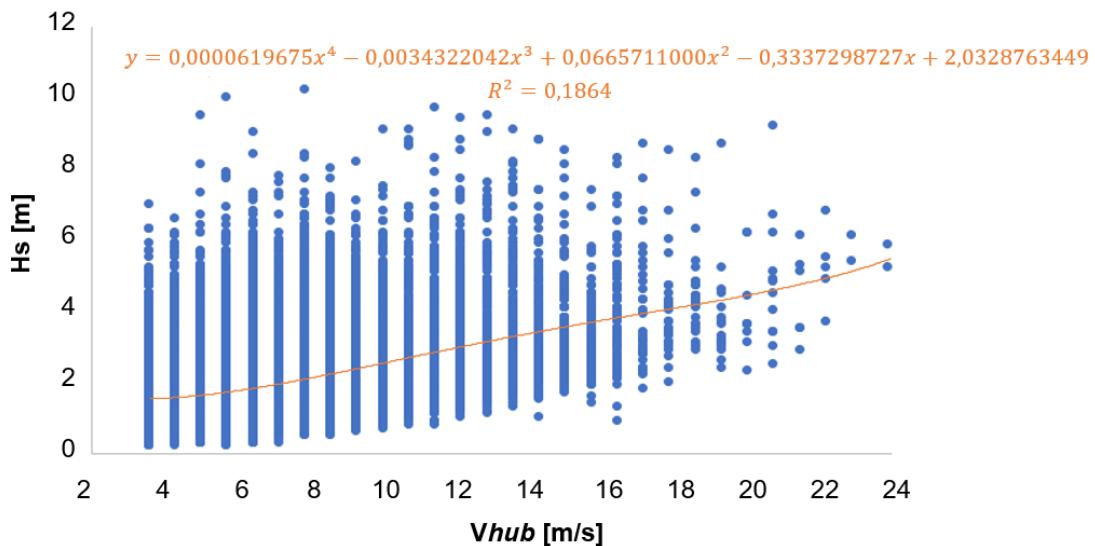


Figura D.1 – Altura significativa em função da velocidade do vento com a linha de tendência de 4º

Observa-se que com o aumento da velocidade do vento os dados vão sendo cada vez mais escassos. De facto, como já foi referido, a existência de condições climatéricas extremas impossibilita muitas

vezes a recolha dos dados. Por exemplo, para uma velocidade de 25 m/s não existe qualquer dado extraído.

Os valores reduzidos de  $R^2$  observados levaram a tratar os resultados numa perspetiva probabilística (2º Método).

- **2º Método**

Para este método, recorreu-se ao conceito de função densidade de probabilidade de Weibull,  $f(H_s|V_{hub})$  [5]:

$$f(H_s|V_{hub}) = \frac{k}{\lambda_W} \left( \frac{H_s}{\lambda_W} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{H_s}{\lambda_W}\right)^k} \quad (\text{D.1})$$

Na equação anterior,  $k$  é o parâmetro de forma e  $\lambda_W$  é o parâmetro de escala.

A cada valor de velocidade do vento estão associados diversos valores de altura significativa – cf. Figura D.1. Os valores de velocidade do vento foram agrupados aos pares (4-5 m/s, 5-6 m/s e assim sucessivamente) e os dados de altura significativa correspondentes são aproximados pela função densidade Weibull. Calculam-se, para isso, os parâmetros de escala e de forma que melhor se adaptam à forma dos dados. Assim, a cada par de velocidades estará associado um valor de  $k$  e de  $\lambda_W$  distintos. De seguida, os diversos valores destes parâmetros são aproximados por linhas de tendência (estipulou-se um  $R^2$  mínimo admissível de 90%), são estas:

$$\lambda_W(V_{hub}) = 0,0652 (V_{hub})^{1,24} + 1,15 \quad (\text{D.2})$$

$$k(V_{hub}) = 1,463 + 0,0582 \cdot V_{hub} \quad (\text{D.3})$$

Deste modo, as duas equações anteriores são utilizadas na equação D.1 para calcular a altura significativa mais provável para cada valor de velocidade de vento. Na Figura D.2, é possível observar a função densidade de probabilidade de Weibull para uma velocidade de 10 m/s. Conclui-se que para esta velocidade de vento, a altura significativa da onda mais provável é igual a 2,2 metros.

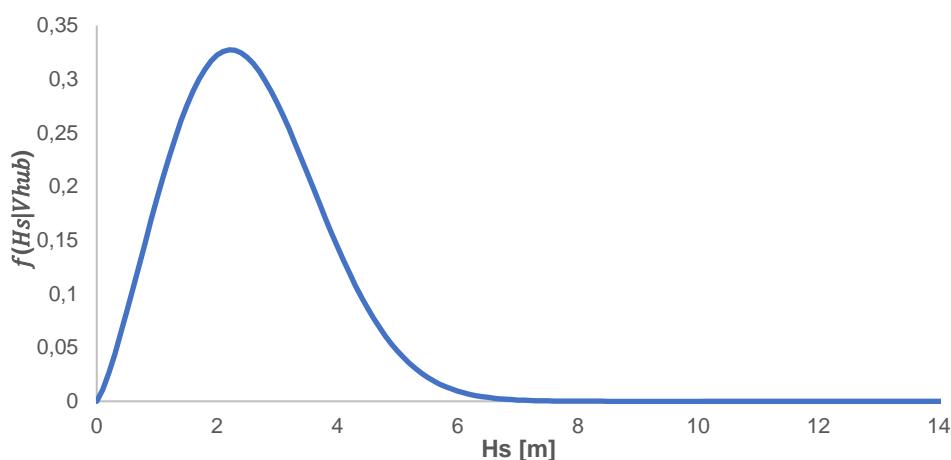


Figura D.2 – Função densidade de probabilidade para  $V_{hub} = 10$  m/s

Esta metodologia é realizada para todos os valores de velocidade de interesse. O resultado final é o gráfico da Figura 5.1. Na Figura D.3, é possível visualizar a diferença entre os dois métodos.

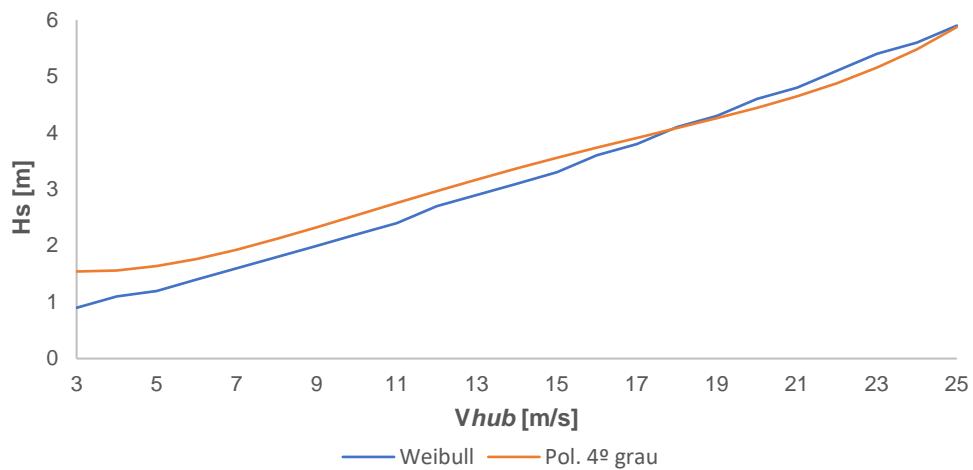


Figura D.3 – Comparaçāo dos dois mētodos utilizados

Observa-se alguma diferença nas duas linhas de tendência. Não obstante, optou-se por utilizar os dados obtidos pelo segundo mētodo, devido aos reduzidos valores de  $R^2$  existentes no primeiro mētodo.



## Anexo E – Cotas de atravancamento

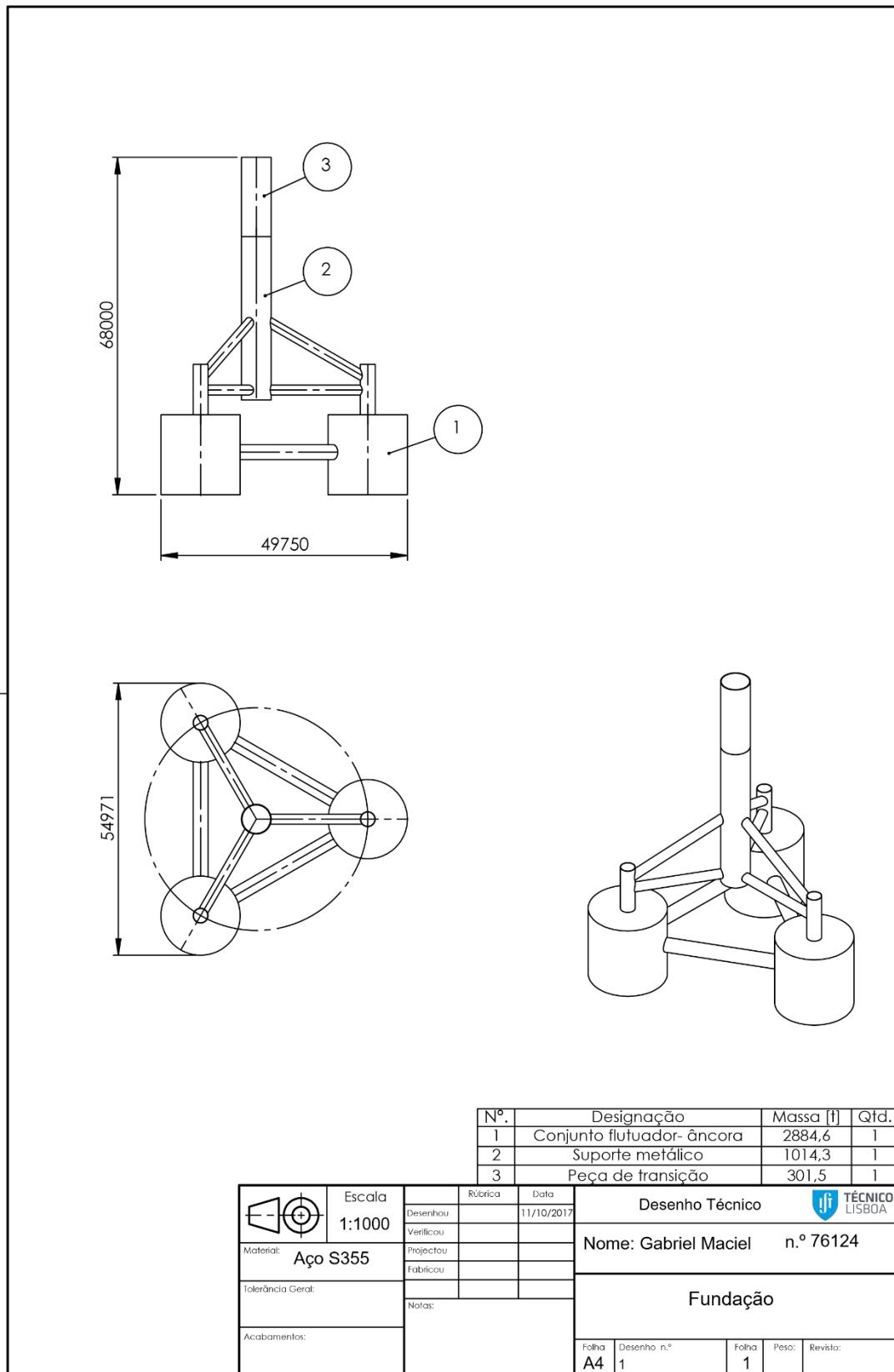


Figura E.1 – Cotas de atravancamento da fundação

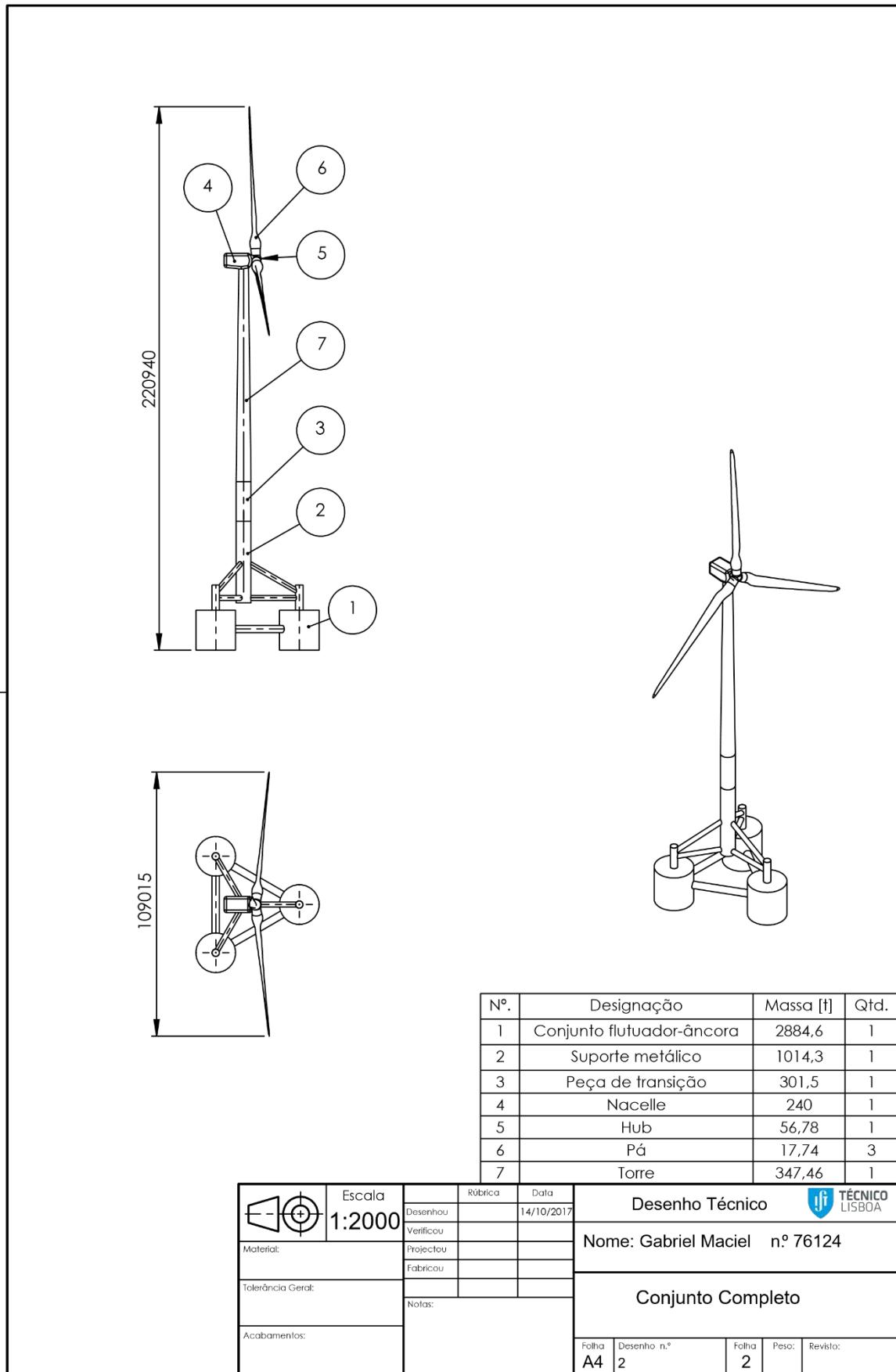


Figura E.2 – Cotas de atravancamento da fundação com a turbina eólica