

Estudo da solução da Eólica Offshore

Davide Miguel Marques Raposo

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. Doutor João José Esteves Santana

Júri

Presidente: Prof.^a Doutora Maria Eduarda de Sampaio Pinto de Almeida Pedro

Orientador: Prof. Doutor João José Esteves Santana

Vogal: Prof. Doutor Rui Manuel Gameiro de Castro

Setembro de 2014

Agradecimentos

Quero começar por agradecer ao professor João Santana por me ter dado a possibilidade de trabalhar num tema da minha escolha e pelo qual tenho especial estima, o que muito me agradou e me ajudou a chegar até ao fim.

Quero também agradecer todo o auxílio dos meus pais e dos meus irmãos, em especial nesta fase de término do curso e da dissertação, mas por tudo aquilo que me deram e me possibilitaram fazer até este momento e que foi uma grande mais-valia para a minha aprendizagem, conhecimento e desenvolvimento.

Durante todo o percurso do ensino superior pude contar com o espírito de grupo e a camaradagem dos colegas que cedo se tornaram amigos e que comigo percorreram este caminho e o tornaram mais fácil e mais divertido, por isso agradeço a cada um deles. Também a todos os outros amigos, que mesmo não estando neste curso, me ajudaram e apoiaram, quero deixar o meu muito obrigado.

Por fim, deixo um especial agradecimento à Sofia, por todas as horas que me ouviu a falar sobre as dificuldades do curso e por me ajudar a nunca desistir.

Resumo

O tema da eólica *offshore* surge cada vez com mais força, não só pelo facto de ser uma fonte de energia renovável, levando assim à diminuição dos gases de efeito de estufa, mas também porque o potencial eólico em terra tende a escassear, pelos diversos empreendimentos já existentes, e porque existem diversas áreas de protecção ambiental.

Em Portugal tem vindo a desenvolver-se uma nova visão do mar, onde a inovação em diferentes tecnologias de aproveitamento das energias renováveis é evidente e tem dado frutos. Em especial, surgiram novos conceitos de fundações para a energia eólica, que se adequam e estão a ser testados na costa portuguesa.

O objectivo deste trabalho é fazer uma avaliação de um possível parque eólico na costa portuguesa, estudando os diversos factores que o constituem. Nestes, está incluída a escolha do local e das tecnologias utilizadas, como o perfil de ventos, as turbinas e as fundações. A análise de custos e a posterior avaliação financeira também são fundamentais para se saber a viabilidade de um parque desta tecnologia.

Do estudo realizado chegou-se à conclusão que a energia eólica *offshore* em Portugal ainda tem muito que evoluir para se tornar viável, principalmente no que diz respeito à diminuição dos custos da tecnologia semi-submersível. Porém está num bom caminho e com os incentivos certos espera-se que tal aconteça.

Palavras-chave

Eólica *Offshore*, plataformas flutuantes, semi-submersível, avaliação financeira

Abstract

Offshore wind is increasingly becoming an important subject, not just because it is a renewable source of energy that leads to the reduction of the greenhouse gases, but also because the wind potential onshore is becoming scarce, due to the many existing wind parks and protected areas.

A new interest has been taken in the seas of Portugal. In the centre of this is the innovation in different technologies to use renewable energies, and its results are already visible. In particular, there are new foundation concepts for offshore wind that are adequate and are being tested in the Portuguese shore.

The aim of this work is to assess a possible wind park on the Portuguese shore by studying various factors that are part of it. These include the site selection and the used technologies, such as wind profiling, wind turbines and foundations. Cost analysis and financial evaluation are also essential to assess the viability of a park with this technology.

The conducted study let to the conclusion that offshore wind in Portugal is still in an early stage, and has to evolve to become viable, mainly concerning the cost decrease of the semi-submersible technology. However, it is on a good path to become viable and with the right incentives, the costs are expected to lower.

Keywords

Offshore Wind, floating platforms, semi-submersible, financial analysis

Índice

Resumo	v
Abstract	vii
Lista de Figuras	xi
Lista de Tabelas	xiii
Lista de Símbolos e Abreviaturas	xiv
1 Introdução	1
1.1 Estado da Arte	2
1.2 Objectivos e Motivações	5
1.3 Estrutura da Dissertação	6
2 Escolha do Local	7
2.1 Introdução	8
2.2 Ventos	8
2.3 Turbinas	10
2.4 Factores Ambientais	12
2.4.1 Aspectos Sociais	12
2.4.2 Aspectos de Biodiversidade	12
2.5 Legislação	13
2.6 Estudo de Caso	14
3 Tecnologia Existente	17
3.1 Fundações	18
3.2 Sistema de Amarração e Estabilização	19
3.3 Efeito Esteira	21
3.4 Sistema de Transmissão	22
3.5 Estudo de Caso	23
4 Custo do Projecto	25
4.1 Introdução	26
4.2 Custos Iniciais	28
4.3 Custos dos Componentes	29
4.3.1 Turbinas	29
4.3.2 Fundações	30
4.4 Custos de Construção e Instalação	31
4.4.1 Construção e Instalação	31
4.4.2 Infraestrutura Eléctrica	32
4.5 Custos de Operação e Manutenção	33
4.6 Estudo de Caso	35
5 Cálculo da Energia	37
5.1 Introdução	38
5.2 Cálculo da Energia	38
5.2.1 Fórmulas de Cálculo	38
5.2.2 Funções de Probabilidade	39
5.2.3 Curvas de Potência	42
5.3 Custo da Energia	43
5.4 Estudo de Caso	45

6	Análise Financeira	48
6.1	Introdução	49
6.2	RETSscreen e Resultados	50
7	Conclusão.....	54
7.1	Conclusão	55
7.2	Trabalho Futuro	56
	Bibliografia.....	57

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Potência Nominal Média das Turbinas Eólicas <i>Offshore</i> ao longo dos anos [4].....	2
Figura 1.2 – Capacidade <i>Offshore</i> Instalada por País em meados de 2013 [7].....	3
Figura 1.3 – Classificação da profundidade da instalação e formas de suporte [8].	4
Figura 1.4 – Profundidade do Mar na Europa [9].....	4
Figura 2.1 – Atlas Eólico <i>Offshore</i> [16].....	9
Figura 2.2 – Esquema de uma turbina eólica [14].	10
Figura 2.3 – NEPs para uma turbina de 2MW (esq.) e 7MW (dta.) [23].....	11
Figura 2.4 – Vista do local do projecto WindFloat-fase 1 através de satélite (esq.) e vista do local do projecto WindFloat-fase 1 através do POEM (dta.) [20] e [21].....	14
Figura 2.5 – Vista do local do projecto WindFloat-fase 2 através de satélite (esq.) e vista do local do projecto WindFloat-fase 2 através do POEM (dta.) [20] e [21].	15
Figura 3.1 – Diferentes Tipos de Fundações [24].....	18
Figura 3.2 – Plataforma Flutuante WindFloat [27]	20
Figura 3.3 – Configuração do parque eólico <i>offshore</i> [24].....	21
Figura 3.4 - Alcance das várias tecnologias tendo em conta a distância e a potência de transmissão [28].....	23
Figura 4.1 – Distribuição dos Custos do Projecto WindFloat – fase 1 [32].....	26
Figura 4.2 – Distribuição de Custos de uma Turbina Eólica [33].....	30
Figura 4.3 – Custos das Fundações em função da profundidade [33].....	31
Figura 4.4 – Distribuição dos Custos de Instalação de um Parque Eólico <i>Offshore</i> [33].....	32
Figura 4.5 – Distribuição de Custos de Operação e Manutenção [33].....	34
Figura 5.1 – Variação dos parâmetros de Weibull k e c para Portugal, respectivamente à esquerda e à direita [38].....	40
Figura 5.2 – Função Densidade de Probabilidade de Weibull.....	41
Figura 5.3 – Função Densidade de Probabilidade Acumulada de Weibull.....	41
Figura 5.4 – Comparação das curvas de potência da Vestas (Teórico Vs Fabricante) [30].....	42
Figura 5.5 – Curvas de Potência das turbinas em estudo.....	43
Figura 6.1 – Gráficos da análise financeira viável. Caso 1 (em cima), Caso 2 (em baixo) [48].....	52

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Características das Turbinas em estudo [30] e [31].	16
Tabela 3.1 – Características dos Cabos em estudo .	16
Tabela 4.1 – Distribuição de Custos de um Parque Eólico <i>Offshore</i> [adaptado de 32, 33 e 36].	27
Tabela 4.2 – Custo do Planeamento de um Parque Eólico <i>Offshore</i> [adaptado de 32, 33 e 36].	28
Tabela 4.3 – Custo dos Componentes de um Parque Eólico <i>Offshore</i> [adaptado de 32, 33 e 36].	29
Tabela 4.4 - Custo da Construção e Instalação de um Parque Eólico <i>Offshore</i> [adaptado de 32, 33 e 36].	31
Tabela 4.5 – Custo dos cabos de transmissão em função da secção [33] e [35].	32
Tabela 4.6 – Custos de Operação e Manutenção de um Parque Eólico <i>Offshore</i> [adaptado de 32, 33 e 36].	33
Tabela 4.7 – Comparação de custos de Operação e Manutenção de um Parque Eólico <i>Offshore</i> [adaptado de 33, 36 e 37].	34
Tabela 4.8 – Custo Total dos 2 Casos em Estudo.	35
Tabela 4.9 - Custo Total de Operação e Manutenção dos 2 Casos em Estudo.	36
Tabela 5.1 – Energia anual produzida, factor de carga e utilização anual para cada caso de estudo.	45
Tabela 5.2 – Custo nivelado (LCOE) e seus componentes para cada caso de estudo.	46
Tabela 5.3 - Custo nivelado (LCOE) e seus componentes para cada caso de estudo, com factores de carga ajustados.	47
Tabela 6.1 – Resumo dos parâmetros utilizados no RETScreen4 para a análise financeira base.	51
Tabela 6.2 – Resultados da análise financeira base para os casos em estudo [48].	51
Tabela 6.3 – Resumo dos parâmetros utilizados no RETScreen4 para a análise financeira viável.	51
Tabela 6.4 - Resultados da análise financeira viável para os casos em estudo [48].	52

Lista de Símbolos e Abreviaturas

A.C. – Antes de Cristo

AC – corrente alternada

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis

CC – corrente contínua

DGEG – Direcção-Geral de Energia e Geologia

EUA – Estados Unidos da América

EWEA – European Wind Energy Association

FOAK – Primeira do género (First Of A Kind)

HVAC - Transmissão de Alta Tensão em Corrente Alternada (High Voltage Aternate Current)

HVDC-LCC - Alta Tensão em Corrente Contínua usando conversores com comutação natural de linha (High Voltage Direct Current using Line Comutated Converters)

HVDC-VSC - Alta Tensão em Corrente Contínua usando conversores com comutação forçada (High Voltage Direct Current using Voltage Source Converters)

IEC - International Electrotechnical Commission

INEGI – Instituto Nacional de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial

MVAC – Transmissão de Média Tensão em Corrente Alternada (Medium Voltage Aternate Current)

NASA - National Aeronautics and Space Administration

NEPs - número de horas equivalentes à potência nominal

NREL – National Renewable Energy Laboratory

OpenEI – Open Energy Information

OTEO - Observatório Tecnológico para as Energias *Offshore*

PB – Período de Recuperação do Investimento (Payback)

POEM - Plano de Ordenamento do Espaço Marítimo

TIR – Taxa Interna de Rentabilidade

UE – União Europeia

UK ERC – United Kingdom Energy Research Centre

US DOE – United States Department of Energy

VAL – Valor Actual Líquido

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo apresenta-se o estado da arte da energia eólica e eólica *offshore*. Introduce-se ainda o tema desta dissertação explicitando os seus objectivos e motivação. No final é apresentada a estrutura adoptada para esta tese.

1.1 Estado da Arte

O vento é utilizado como fonte de energia há muitos séculos, desde o tempo do Egipto Antigo, cerca de 5000 A.C., como forma de propulsão para os barcos através do Nilo, e mais tarde, 200 A.C., com os primeiros cata-ventos para bombagem de água e moagem de grãos, na China e na Pérsia. [1]

Estes desenvolvimentos foram levados para a Europa e adaptados pelos holandeses para drenar lagos, em meados do séc. XIII. Posteriormente, com a revolução industrial, apareceram na Dinamarca, através do cientista Paul la Cour, as primeiras turbinas eólicas para geração de energia, e durante a Segunda Guerra Mundial a maior turbina daquele tempo, em Vermont, com o nome *Grandpa's Knob*[1].

Quando nos anos 70, o preço do petróleo aumentou abruptamente, tornou-se premente encontrar uma forma alternativa para geração de energia, e nos EUA o departamento da energia e a NASA criaram projectos experimentais para turbinas eólicas multi-megawatt, que servem de base para a tecnologia dos dias de hoje. [2]

No entanto, actualmente, o potencial eólico *onshore* já está bastante reduzido, nomeadamente em Portugal, devido às restrições ambientais e aos impactos sociais, e desta forma, o mar surgiu como a alternativa encontrada para a expansão da energia eólica, permitindo um maior desenvolvimento das suas tecnologias.

O primeiro parque eólico *offshore*, com o nome *Vindeby*, foi construído na Dinamarca em 1991 e ainda está em funcionamento. Tem uma capacidade de 4.95 MW, distribuída por 11 aerogeradores de 450 kW, cada. Está a 1.8 km da costa e com uma profundidade de 3m. [3]

Desde então houve uma grande evolução tanto na tecnologia, na capacidade das turbinas, como no número e tamanho de parques *offshore*, como se pode verificar na figura 1.1. Na Europa, no ano de 2013 conectaram-se à rede eléctrica 418 turbinas eólicas *offshore*, distribuídas por 22 parques eólicos, com o total de 1567 MW. O que mostra como este tipo de energia renovável tem crescido e é uma boa aposta de presente e de futuro. [4]

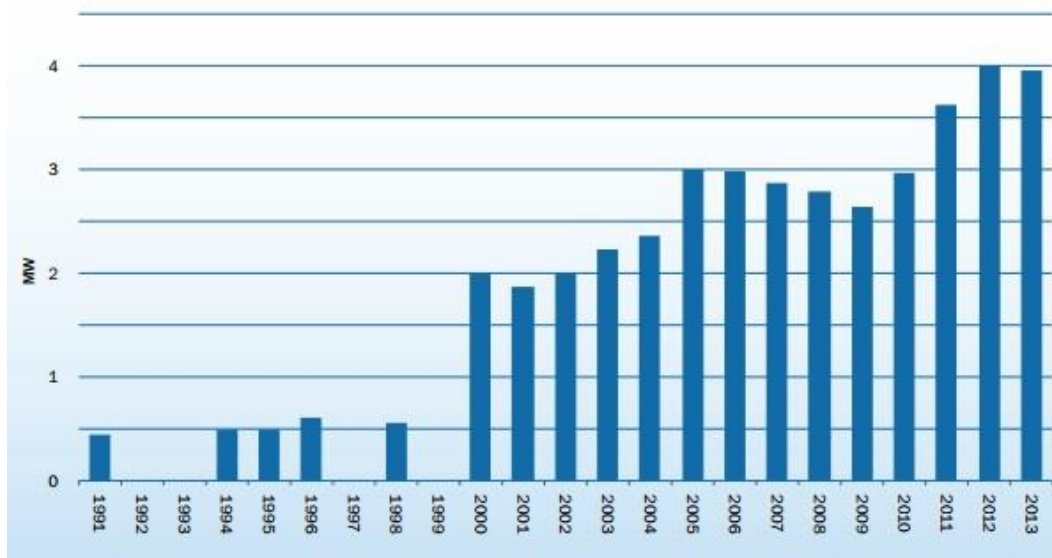


Figura 1.1 – Potência Nominal Média das Turbinas Eólicas *Offshore* ao longo dos anos [4].

Inclusivamente, hoje em dia, existem já turbinas com capacidades que excedem os 7MW, apenas possíveis pelo desenvolvimento do sector *offshore*, dado que em terra existem limitações ambientais que se reflectem no tamanho dos aerogeradores. Assim, a maior turbina existente tem 8MW e é da VESTAS, a V164, seguida da E126, da Enercon, com 7,5MW (somente para o sector onshore), e da S7.0 171, da Samsung, com 7MW. [5]

Esta evolução tem-se dado principalmente nos países do Norte da Europa, desde o Reino Unido à Dinamarca, passando pela Bélgica e Alemanha, entre outros. Mais recentemente, também a China e o Japão começaram a apostar fortemente nesta tecnologia (Figura 1.2). Sendo de realçar os parques do Reino Unido, *London Array* e *Greater Gabbard*, que têm 630 e 504 MW, respetivamente, e os parques *Anholt*, na Dinamarca, e *BARD Offshore 1*, na Alemanha, ambos com 400 MW, que são os maiores parques eólicos *offshore* a nível mundial. [6]

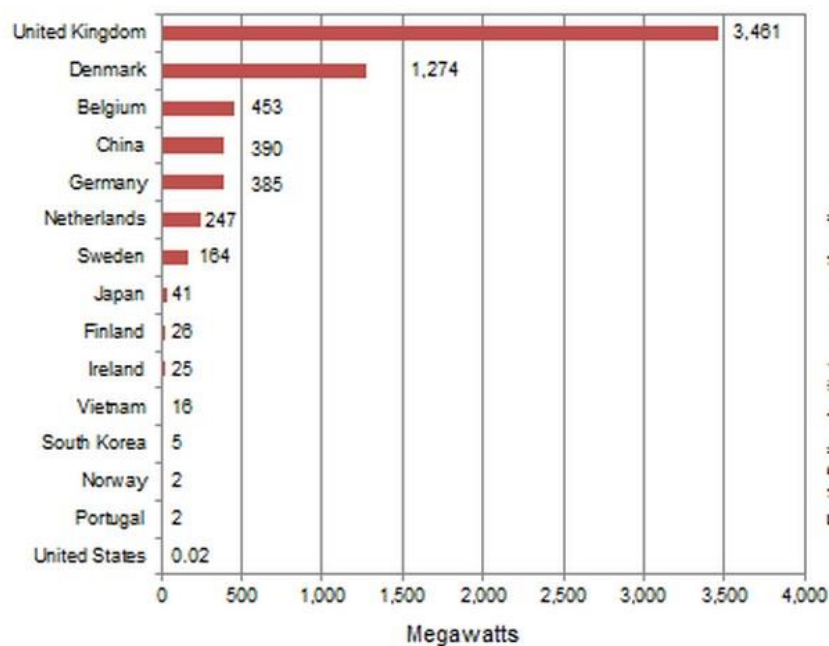


Figura 1.2 – Capacidade *Offshore* Instalada por País em meados de 2013 [7].

Nestes países o investimento neste tipo de tecnologia tem sido maior não só porque os ventos são mais estáveis e mais fortes no mar, mas também porque as suas costas têm profundidades baixas, até 30 metros, o que permite a utilização dos conhecimentos anteriormente adquiridos para o recurso eólico *onshore*.

Desta forma, e como é possível visualizar na figura 1.3, podem ser identificados vários tipos de tecnologias de fundações, conforme a profundidade a que são instalados. Para profundidades até aos 30 metros, ou seja, para água pouco profunda, são utilizadas fundações *monopile*, directamente assentes no fundo. Para águas de transição, entre os 30 e os 60 metros, são usadas fundações de tripé ou treliça, mas que deixam de ser economicamente viáveis a partir de cerca dos 50 metros, pelo que, a partir daí surgem as plataformas flutuantes, adequadas para águas profundas.

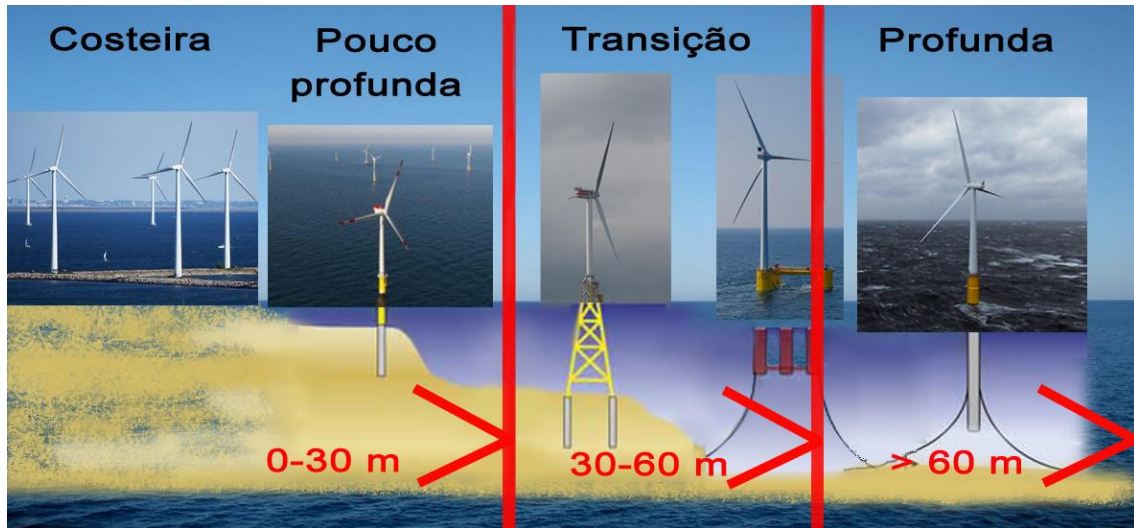


Figura 1.3 - Classificação da profundidade da instalação e formas de suporte [8].

Esta tecnologia, apesar de estar a dar os primeiros passos, pode beneficiar da experiência adquirida com as plataformas petrolíferas. De facto, para além de alguns protótipos, já existem 2 projectos-pilotos a nível mundial: o HYWIND, com tecnologia norueguesa, em 2009, para uma profundidade de 220 metros; e o WindFloat, com tecnologia dos EUA, na Aguçadoura, costa portuguesa, em 2011, para uma profundidade de 50 metros. [9]

Portugal, como é possível perceber pela aposta também na eólica *offshore* é um país que tem história na produção de energia a partir do vento. Tem 2474 aerogeradores, em que um deles é *offshore*, totalizando 4730.5 MW [10], sendo, em termos de capacidade eólica instalada, o 11º maior país a nível mundial [11]. É por esta razão, e pela sua costa ser rápida e predominantemente profunda, como se pode verificar na figura 1.4, que Portugal é um bom país para apostar na tecnologia flutuante, como vai ser explanado em capítulos subsequentes.



Figura 1.4 – Profundidade do Mar na Europa [9].

1.2 Objectivos e Motivações

Presentemente existe a consciência generalizada dos riscos da utilização dos combustíveis fósseis, como o carvão ou o petróleo, como recurso energético. Por um lado a emissão de dióxido de carbono agrava o aquecimento global, por outro lado sendo recursos não renováveis, tornam-se progressivamente mais escassos e com custos mais elevados.

Por causa destes efeitos, tem existido um crescente esforço para a diminuição da emissão de dióxido de carbono e outros poluentes nocivos para atmosfera. Mais concretamente, o Protocolo de Quioto, que entrou em vigor em 2005 [12] e, no contexto europeu, as metas do “20-20-20”, para a União Europeia, que Portugal também assinou, e onde se comprometeu até 2020 a:

- Reduzir em 20% os gases de efeito de estufa referentes ao ano de 1990;
- Aumentar a quota de energia consumida produzida por energias renováveis em 20%;
- Aumento da eficiência energética em 20%. [13]

Desta forma, e faltando apenas seis anos para o fim destes prazos, a atenção de Portugal tem de se virar para as energias renováveis. Tendo em conta que a eólica *onshore* tem o seu potencial praticamente todo aproveitado, com fortes restrições ambientais, o *offshore* afigura-se mais uma vez como uma forte possibilidade para o futuro. A este factor aliam-se o grande grau de maturidade da energia eólica e a zona costeira portuguesa, que tem bastantes potencialidades de aproveitamento do vento.

Este trabalho tem como objectivo principal fazer um estudo da tecnologia eólica *offshore* nos seus aspectos técnicos e económicos, fazendo uma análise da sua aplicação para a costa portuguesa e as suas problemáticas específicas.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está estruturada em mais seis capítulos para além da introdução.

No segundo capítulo são apresentados os factores que influenciam a escolha do local para o parque eólico, de modo a que se perceba quais são as características essenciais para um projecto destes.

De seguida, no capítulo três, expõe-se a tecnologia existente hoje em dia no ramo da eólica *offshore*, bem como aquela que mais se aplica a Portugal, referindo-se as várias hipóteses conhecidas para as fundações e os sistemas de recolha e transmissão da energia.

O quarto capítulo abrange a parte dos custos dos componentes e da instalação de um parque eólico *offshore*, falando das fases de construção e ainda da exploração do mesmo.

Seguidamente, no capítulo cinco faz-se o cálculo estimado da produção anual de energia bem como o seu custo. É ainda feita, no capítulo seis, a avaliação financeira do projecto que inclui o estudo de viabilidade, para se saber se este é exequível.

Por fim, apresenta-se no sétimo capítulo as conclusões deste trabalho e o trabalho futuro que poderá ser feito.

De salientar que em todos os capítulos se vai analisar um estudo de caso, em relação ao qual se apresentarão as decisões mais pertinentes para o caso português, de forma a introduzir uma componente mais prática a esta tese.

Capítulo 2

Escolha do Local

Este capítulo expõe os factores a ter em conta aquando da escolha do local ideal para a instalação de um parque eólica no mar. Refere assim, os perfis de vento, as turbinas a utilizar e ainda aspectos ambientais e legislativos.

2.1 Introdução

Para uma boa escolha do local em que vai ser instalado um parque eólico, muitos factores têm de ser tidos em conta, para a caracterização e identificação de locais potenciais.

Neste capítulo faz-se, primeiramente, um estudo da previsão de ventos e da representação dos seus perfis, bem como da profundidade das águas. Seguidamente é feito o estudo das turbinas que se podem utilizar na costa portuguesa. Mais à frente, abordam-se os aspectos ambientais que influenciam um projecto desta natureza e ainda da legislação em vigor. Finalmente, serão feitas as escolhas finais para o estudo de caso.

2.2 Ventos

Para realizar uma avaliação comercial de um projecto eólico *offshore* é vital fazer-se uma estimação da velocidade do vento no local em que vai ser instalado o parque, pois é a partir destes dados que se pode fazer uma análise da produção de energia da turbina, o mais próximo possível do real.

Desta forma, é necessário proceder-se à medição da velocidade do vento. A maneira mais fiável é fazer medições *in loco*, ou seja, no sítio do parque. No entanto, estas medições têm de ser feitas durante muito tempo e são muito dispendiosas, pelo que normalmente se fazem estimações através de modelos computacionais. Estes modelos baseiam-se em parâmetros como a topografia do terreno, e dados meteorológicos.

Porém, para medidas *offshore* há que ter em conta que o terreno não tem uma topografia bem definida, pois depende do facto de o mar estar calmo ou agitado, e por isso esta não é a maior influência sobre o vento, mas sim a rugosidade (z_0). Em média a rugosidade do mar é muito mais baixa que em terra, o que leva a menor turbulência a afectar o vento, havendo assim maiores velocidades do vento no mar.

Para caracterizar a rugosidade de um terreno utiliza-se, na prática, a Lei de Prandtl, que serve ainda para passar as medições de uma altura para outra:

$$\frac{u(z)}{u(z_R)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R}{z_0}\right)}$$

Em que, $u(z)$ é a velocidade do vento à altura z ; $u(z_R)$ é a velocidade à altura de referência; e z_0 o comprimento característico da rugosidade do solo.

Alguns valores típicos para a rugosidade no mar e em terra (terreno agrícola sem vegetação e com construção muito espalhada) são, respectivamente, 0.0002 m e 0.03 m. [15]

Na figura seguinte mostra-se um atlas eólico *offshore* típico para a Europa, realizado pelo *Risø National Laboratory*, na Dinamarca em que se apresenta a velocidade do vento para diferentes alturas. A altura mais relevante, e a mais apropriada para este estudo específico é a de 100m, onde se pode ver que as maiores velocidades, indicadas pela cor roxa, são para a parte norte do Reino Unido, o que explica a forte aposta deste país em eólica marítima. Para o caso particular de Portugal, e examinando a tabela da figura 2.1, observa-se que as velocidades do vento estão entre os 7,5 e os 8,5 m/s, o que revela recursos naturais propícios para a aposta neste tipo de energia.

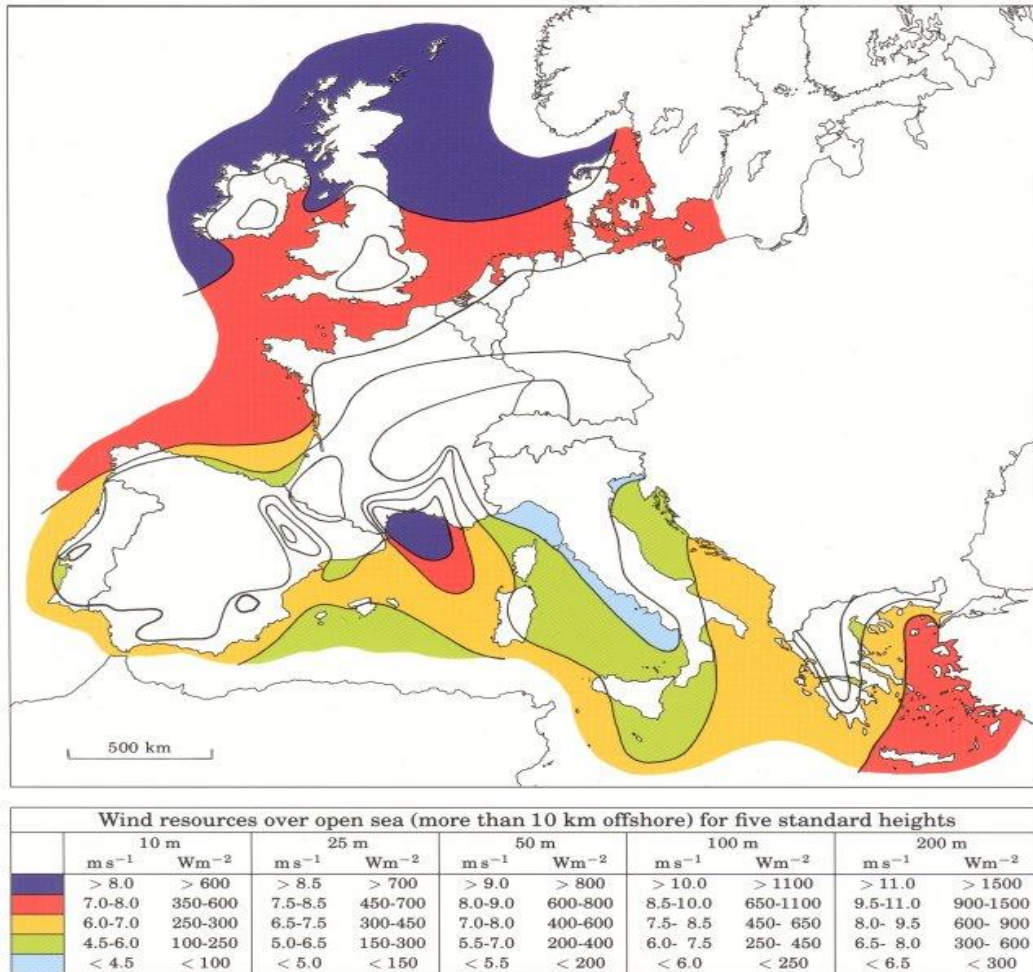


Figura 2.1 – Atlas Eólico *Offshore* [16].

No próximo subcapítulo expõe-se com maior detalhe a costa portuguesa e o seu recurso eólico, de forma a fazer-se uma escolha óptima do local onde poderá ser construído o parque, através das possíveis turbinas a utilizar no estudo de caso.

2.3 Turbinas

As turbinas são um dos principais componentes num aerogerador e a sua escolha acertada é essencial para uma maior e mais rápida rentabilidade do parque eólico. São compostas por rotor, cabina ou *nacelle* e torre. Na figura seguinte pode ver-se o esquema de uma turbina eólica típica.

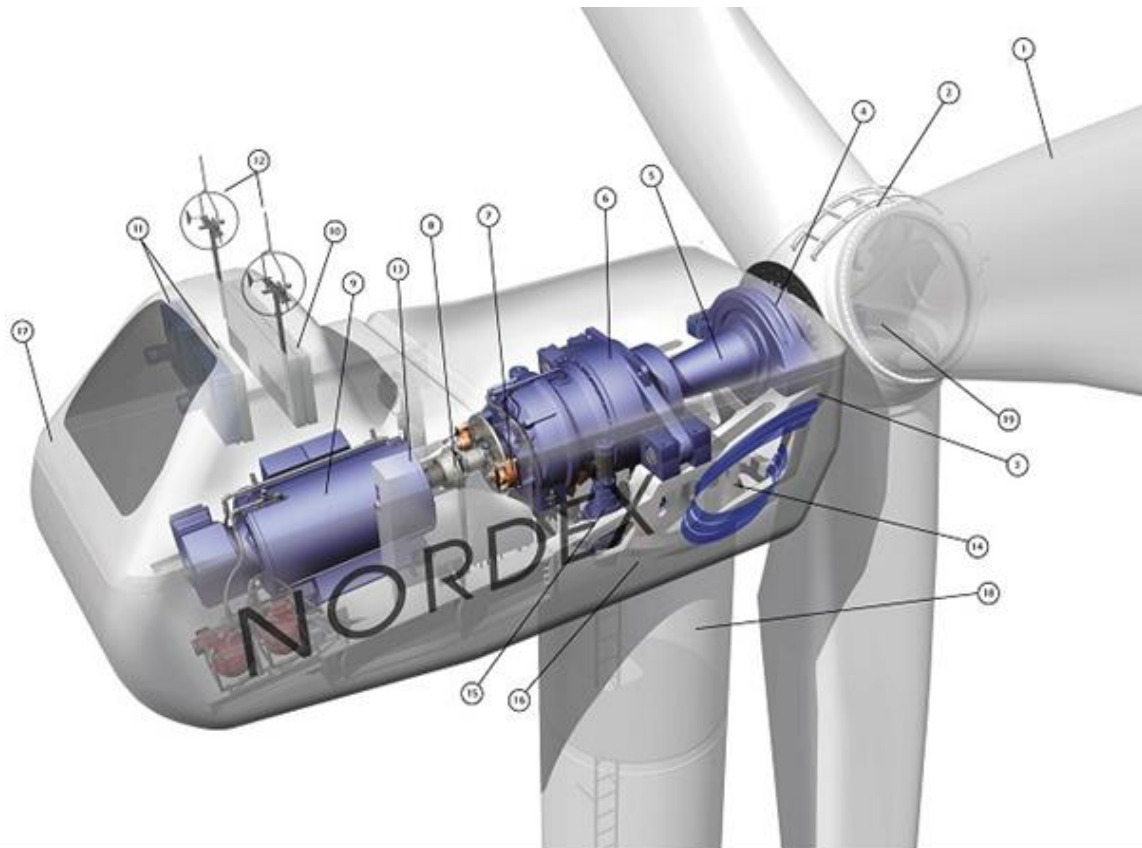


Figura 2.2 – Esquema de uma turbina eólica [14].

Relativamente a estes componentes têm surgido várias alternativas decorrentes do desenvolvimento tecnológico.

Ao nível do rotor as turbinas são, normalmente, de eixo horizontal, com três pás e com o rotor à frente da torre, em relação à direcção do vento (*upwind*), pois, desta forma, a torre não perturba o vento. Os materiais mais usados no seu fabrico e no das pás são a madeira, para turbinas de pequena dimensão; os compostos sintéticos, que são mais robustos, relativamente baratos, resistem bem à fadiga e são moldáveis, o que é muito importante; ou ainda o aço, que é mais denso. Actualmente estão a ser desenvolvidos novos materiais compósitos híbridos, para melhorar o peso, robustez e resistência à fadiga.

Na cabina está localizado o gerador, o mecanismo de orientação direccional, o travão de disco, a caixa de velocidades e o veio principal, entre outros. É aqui que se converte a energia mecânica em energia eléctrica, através do gerador, cujo mecanismo de orientação direccional, a partir das informações

de um sensor de direcção, alinha o rotor com o vento. É também aqui que o anemómetro fornece as velocidades do vento para que a turbina entre em funcionamento por volta dos 5 m/s e pare a partir de cerca dos 25 m/s.

Por fim, a torre sustenta a cabina e ergue o rotor a uma altura na qual o vento tem maior velocidade e sofre menos perturbações, apesar de no mar este factor não ser tão relevante. Estas estruturas, hoje em dia, chegam a ter mais de cem metros, pelo que têm de ser bem dimensionadas para suportar os esforços durante o seu tempo de vida útil, estimado em cerca de vinte anos. [15]

As turbinas usadas no mar são usualmente de maior capacidade do que as usadas em terra, mas existem exemplos de turbinas desde 450 kW, como já foi referido no capítulo anterior, até turbinas de 8 MW, passando por turbinas médias, de 2 ou 3,6 MW. Na costa portuguesa, a título de exemplo, encontra-se instalada a turbina da Aguçadoura, *Windfloat*, de 2 MW, da empresa *Vestas*.

Para sustentar a escolha final da turbina, apresentam-se estudos do LNEG [23], que mostram duas turbinas, de 2MW e de 7MW, a primeira da empresa *Vestas* e a segunda sem especificação, e a sua respectiva NEPs, número de horas equivalente de funcionamento à potência nominal. Estes dois mapas são representativos de turbinas de menor e maior capacidade e servirão de base para, posteriormente, se comparar com os resultados obtidos nos estudos de caso.

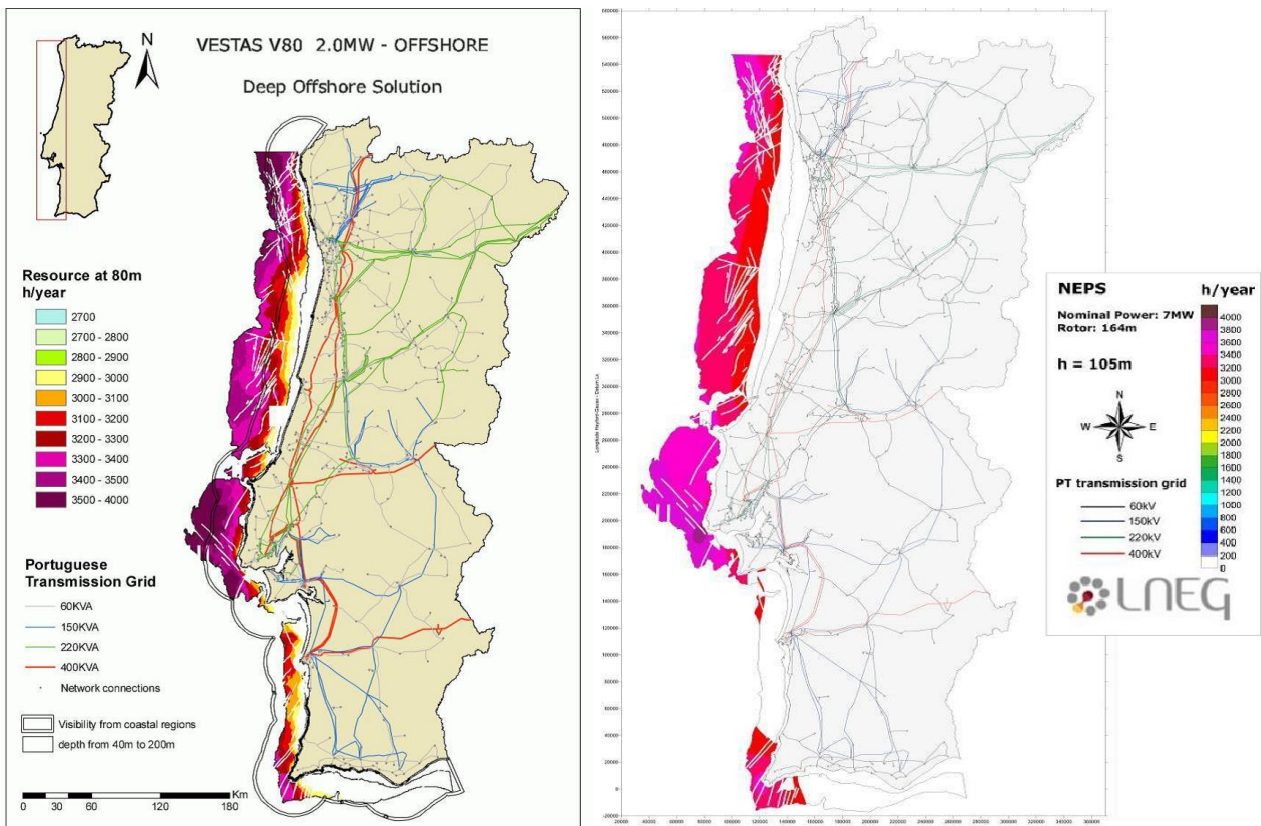


Figura 2.3 – NEPs para uma turbina de 2MW (esq.) e 7MW (dta.) [23].

Pela análise destas imagens percebe-se que o mar tem bastante potencial, com valores acima das 3000 horas para uma zona bastante extensa, na costa litoral Norte, onde está instalada a turbina Windfloat. Com utilizações similares existe a costa entre a Nazaré e a Figueira da Foz, ao largo de S. Pedro de Moel, na chamada Zona Piloto Portuguesa. É ainda de notar que para a turbina de 7 MW existe uma maior uniformização do NEPs ao longo da costa, talvez explicado pelo facto de a maiores altitudes haver menos flutuações da velocidade do vento.

No subcapítulo do estudo de caso é feita uma observação destas zonas conforme o Plano de Ordenamento do Espaço Marítimo (POEM).

2.4 Factores Ambientais

A viabilidade de um parque eólico *offshore* é também influenciada por questões ambientais, e desta forma há que ter em conta: Aspectos Sociais e Aspectos de Biodiversidade.

2.4.1 Aspectos Sociais

Estes aspectos referem-se ao impacto no ser humano e às preocupações relativas às reacções humanas. Apesar de existir cada vez mais informação sobre as energias renováveis, e principalmente sobre a energia eólica, e consequentemente uma maior aceitação por parte das populações em relação a esta tecnologia, existem dois tipos de impactos muito relevantes:

- Impacto Visual: prende-se com o facto de as turbinas eólicas não se adequarem ao meio ambiente em que são construídas. Este problema é muito maior nas turbinas *onshore*, dado que no mar a mitigação é mais fácil, e a partir dos 8 km da costa o impacto é praticamente negligenciável.
- Impacto Auditivo ou Ruído: Existem duas fontes de ruído: ruído mecânico, que advém dos componentes da turbina; e ruído aerodinâmico, resultante do ar que passa pelas pás da turbina. Mais uma vez, esta questão é muito reduzida porque estamos num contexto *offshore* que está longe das zonas residenciais, pelo que os ruídos não são perceptíveis.

2.4.2 Aspectos de Biodiversidade

Como já foi referido no primeiro capítulo, existe uma consciencialização ambiental crescente por parte dos países europeus, que levou à elaboração de planos e estudos não só para diminuir os gases de efeito de estufa e as emissões de CO₂, mas também para a protecção da biodiversidade presente nos possíveis locais de construção de qualquer empreendimento de energias renováveis.

Foi desta forma que surgiu o Natura 2000, que parte de um esforço conjunto de vários países da UE a fim de se conhecer quais as Áreas Especiais de Conservação e as Áreas Especiais de Protecção de diversas espécies, incluindo aves, cetáceos, mamíferos marinhos e até morcegos.

Mais concretamente, foi feito um estudo no parque eólico *offshore* de Nysted, na Dinamarca, que mostrou que a mortalidade dos pássaros é bastante baixa (0.7 por turbina, nos períodos de migração) e que os bandos alteram as suas rotas de voo perante a presença do parque. O risco de colisão depende, no entanto, da espécie de ave; e pode ser reduzido com acções como a diminuição da luminosidade das turbinas para o mínimo, ou a alteração das luzes de contínuas para intermitentes.

Este estudo investigou ainda o impacto nos mamíferos marinhos, como cetáceos e focas, e mostrou que os cabos subterrâneos de transmissão de energia não afectam de qualquer maneira estas formas de vida. Apesar das perfurações para instalação das fundações provocarem inicialmente a diminuição da população, aquando da fase de operação das turbinas, as populações voltavam aos seus números normais. No caso de fundações flutuantes, este problema não se coloca porque a construção é feita em terra.

Da construção de parques eólicos *offshore* advêm também efeitos positivos para o ambiente. Para além dos já citados no primeiro parágrafo desta secção, estes empreendimentos podem actuar como recifes artificiais que potenciam e facilitam o desenvolvimento e a diversidade de espécies, sobretudo se a pesca for proibida nestas áreas. [17]

Assim, todos estes factores devem ser tomados em consideração, dado que a continuidade de um projecto que afecte estas áreas de interesse para a biodiversidade, fica normalmente comprometida, inviabilizada ou sujeita a fortes restrições. Foi por esta razão que se começou a fazer planeamento marítimo na UE e surgiu o POEM em Portugal, em que estão delimitadas, entre outras, as áreas em que se podem fazer empreendimentos renováveis, eólico ou de ondas, no mar português.

No final deste capítulo far-se-á uma análise deste plano, com o intuito de validar as zonas de interesse para a construção do parque e de chegar a conclusões viáveis e concretas.

2.5 Legislação

As leis e regulamentações para as concessões *offshore* são pouco claras ou inexistentes. Para além disto, existem diversas entidades responsáveis pela atribuição de autorizações, o que gera processos bastante burocráticos e demorados.

O primeiro passo no licenciamento é solicitar à DGEG, entidade responsável pelo sector energético, a atribuição de potência na rede.

Posteriormente, é necessária uma licença para ocupar o espaço marítimo. São muitas as entidades responsáveis por esta licença até uma milha náutica, o que torna os processos muito morosos e sem

garantias de prazos máximos. Todavia, para alto mar, dos 50 a 80 m de profundidade, não existe uma instituição encarregue deste processo, e esta faixa marítima tem um grande potencial para se proceder a muitas instalações.

Há também uma grande instabilidade na regulamentação e as tarifas não são atractivas para a eólica *offshore*, o que se verá com mais detalhe no capítulo 6. Ou seja, é ainda necessário bastante trabalho no que respeita a legislação para que as condições sejam mais favoráveis a estes empreendimentos. [19]

2.6 Estudo de Caso

Neste capítulo vão ser estudadas as localizações referidas anteriormente, através de imagens de satélite e do POEM, de forma a verificar se existe alguma incompatibilidade ou se são locais ideais.

Primeiramente vai ser analisado o local onde está instalado o protótipo do projecto WindFloat.



Figura 2.4 – Vista do local do projecto WindFloat-fase 1 através de satélite (esq.) e vista do local do projecto WindFloat-fase 1 através do POEM (dta.) [20] e [21].

A imagem da direita, tirada do POEM, mostra que a zona em que está instalada a turbina de teste do projecto WindFloat, não entra em conflito com áreas de perigo para a conservação e património (verde-escuro). As áreas que se sobrepõem são relativas a energia eólica, energia das ondas, e areias e cascalhos, o que não é impedimento para um empreendimento eólico. Verifica-se igualmente que em

redor deste território existe bastante espaço para implementação de mais turbinas, ou seja, para um parque maior.

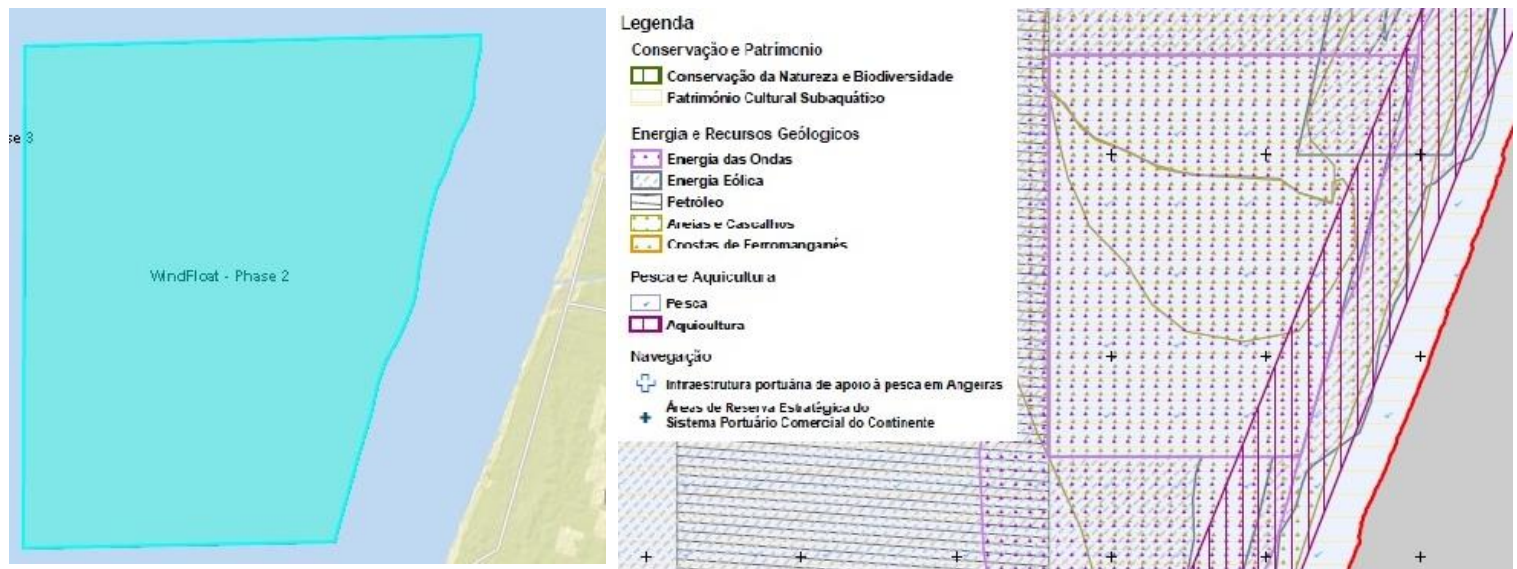


Figura 2.5 – Vista do local do projecto WindFloat-fase 2 através de satélite (esq.) e vista do local do projecto WindFloat-fase 2 através do POEM (dta.) [20] e [21].

Neste caso, pela imagem da esquerda, verifica-se que a zona do projecto pré comercial do WindFloat está somente considerada como energia das ondas para o POEM. No entanto, este é de 2011, e carece de actualizações.

No documento da Estratégia Nacional para o Mar 2013 – 2020, está referido que nesta Zona Piloto Portuguesa se quer definir “um modelo de operação e regulamentação da zona piloto de S. Pedro de Moel, enquanto zona multi-tecnologias” e “promover o desenvolvimento de outras iniciativas de experimentação, nomeadamente, os projetos “Windfloat” (protótipo e teste pré-comercial)”. [22]

Assim, para o estudo de caso considerado nesta dissertação escolheu-se este local. Não só pela razão referida acima, mas também pela extensa área considerada por esta zona piloto (320 km²), que é um benefício dado que a capacidade do parque requerido para o estudo de caso é de 96 MW. Esta zona está situada a uma distância entre os 5 e os 8 km da costa e a sua profundidade varia entre os 30 e os 90 m. Pelo que se vai assumir que para o parque eólico se está a 50m de profundidade e a 6km da costa. [8]

Os dois casos a ser estudados vão ser: Caso 1 - 16 turbinas Haliade 150 de 6MW cada e Caso 2 - 12 turbinas V164 de 8 MW cada, a primeira da empresa Alstom e a última da Vestas.

A escolha recaiu sobre turbinas de maior potência não só porque estas são mais adequadas para profundidades maiores e para plataformas flutuantes, mas também porque estas produzem mais energia e conseqüentemente têm um retorno maior, que compensa o maior investimento nas turbinas. Por exemplo, para velocidades médias anuais do vento de 8 m/s, como as que se registam na costa

portuguesa, comparando uma turbina de 3MW com uma turbina de 8MW, o acréscimo de energia produzida é de cerca de 18000 MWh. [30]

Para melhor entendimento das turbinas em estudo apresenta-se de seguida uma tabela com as suas características.

Características		Caso 1	Caso 2
		Haliade 150	V164
Dados de Operação	Potência Nominal	6,0 MW	8,0 MW
	Velocidade Mínima do vento	3 m/s	4 m/s
	Velocidade Nominal do vento	13 m/s	13 m/s
	Velocidade Máxima do vento	25 m/s	25 m/s
Dados do Rótor	Diâmetro do Rótor	150.95 m	164 m
	Área Varrida	17,860 m ²	21,124 m ²
Dados Eléctricos	Gerador	Magnetos Permanentes	Magnetos Permanentes
	Frequência	50 Hz	50 Hz
	Tensão Nominal	900 V por fase	900 V por fase

Tabela 2.1 – Características das Turbinas em estudo [30] e [31].

Estas características são também fundamentais para o estudo financeiro que vai ser feito no capítulo seis desta dissertação.

Capítulo 3

Tecnologia Existente

Neste capítulo vai ser apresentada a tecnologia existente relacionada com as estruturas de fundações para parques eólicos *offshore*, referindo e analisando o caso português, de plataforma flutuante. Não ser ainda explorados os sistemas de recolha e transmissão e tomadas decisões no que concerne o estudo de caso.

3.1 Fundações

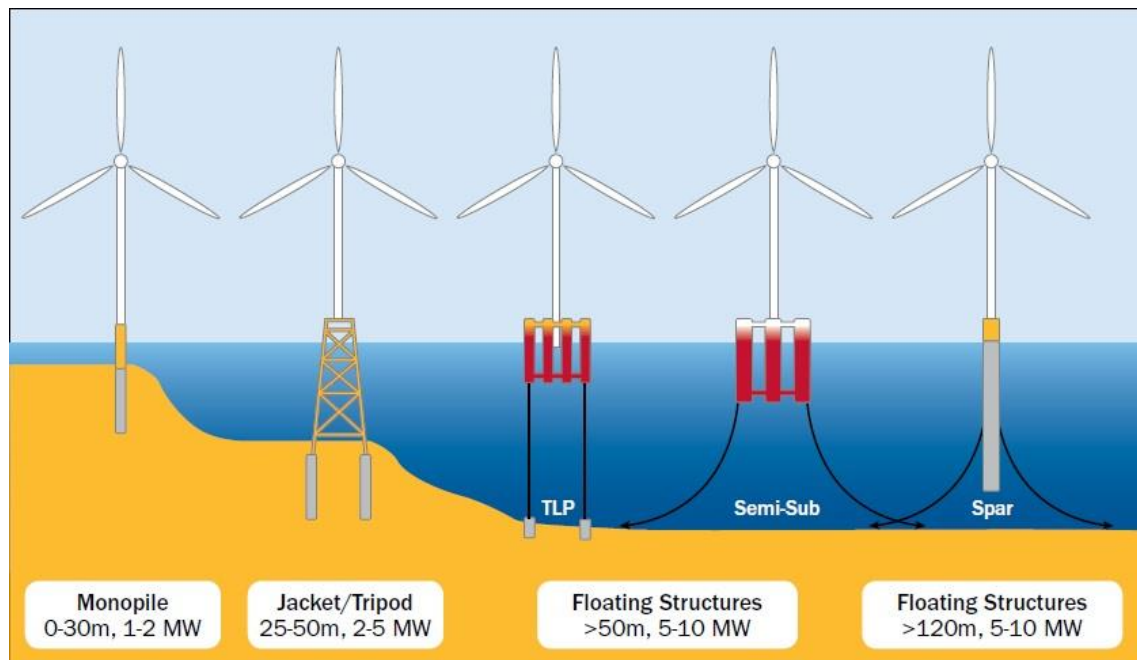


Figura 3.1 – Diferentes Tipos de Fundações [24].

Na figura 3.1 apresentam-se os diferentes tipos de fundações para turbinas eólicas *offshore*. Como se pode ver existem três grandes tipos de fundações: as de estacas, que assentam no fundo do mar, e estão junto à costa; as estruturas de armação espacial (Space Frame Structures (SFS)), que têm construções que assentam no mar, e são adequadas para águas de transição; e as flutuantes, para grande profundidade, e que estão ancoradas ao fundo do mar.

Quanto ao primeiro tipo, tem-se:

- Monopile – simples de fabricar. Consiste num único tubo de aço, cilíndrico, enterrado no fundo do mar. A profundidade da penetração no fundo do mar depende do diâmetro e da espessura do tubo, determinada a partir da profundidade e das características a turbina. Utilizada para profundidades até aos 30m, e para turbinas até aos 2MW.

Ao nível das SFS, que são utilizadas para profundidades entre os 25 e os 50m, e para turbinas entre os 2 e os 5MW, existem:

- Tripod (Tripé) – estrutura com três pernas, feita com tubos de aço, e podem ser verticais ou inclinadas. O mastro central da construção serve de peça transicional para a torre da turbina. A largura da base e a profundidade da penetração dos tubos podem ser ajustadas conforme as condições ambientais e do solo.
- Jacket (Trelíça) – estrutura mais complexa que a anterior, que usa elementos tubulares em vez de cônicos, tornando a estrutura mais consistente mas mais trabalhosa, permitindo poupança em materiais. Também é enterrada no solo do mar através de estacas. [25]

Dentro das flutuantes estão:

- Spar Buoy – bóia muito larga que estabiliza a turbina através de um lastro. O centro de gravidade é muito mais abaixo dentro de água que o centro de flutuação. Portanto, as partes da estrutura mais abaixo são pesadas, ao invés das mais acima, junto à superfície, que são vazias, subindo assim o centro de flutuação. O projecto Hywind, falado no primeiro capítulo, utiliza este método. É utilizada para profundidades acima dos 120m, e tem capacidade para turbinas entre os 5 e os 10MW.
- Tension Leg Platform (TLP) – estrutura flutuante, semi-submersível, que está ancorada ao fundo do mar, com cabos em tensão, para dar flutuação e estabilidade. É utilizada para profundidades acima dos 50m, e tem capacidade para turbinas entre os 5 e os 10MW.
- Semi-submersível – combina os princípios utilizados nas duas estruturas anteriores, sendo adicionada uma estrutura semi-submersível para dar mais estabilidade. É utilizada para profundidades acima dos 50m, e tem capacidade para turbinas entre os 5 e os 10MW. [26]

Tendo em conta o que já foi explicado, em capítulos anteriores, em relação à profundidade da costa portuguesa, vai dar-se foco somente a este último tipo de fundações, as flutuantes. Mais concretamente, a semi-submersível, que foi a implementada no projecto WindFloat.

Esta tem diversas vantagens:

- Menores impactos ambientais, como a inexistência de estacas fixas no fundo do mar; completamente desmontável;
- Localização flexível, a partir dos 40m e baseado nas velocidades do vento, produzindo mais energia;
- Produção: totalmente feita em terra, sem precisar de navios complexos, apenas rebocadores, sendo idêntica para todas as regiões; adapta-se a turbinas com maior capacidade sem aumentar muito o tamanho da estrutura; não depende das condições climáticas.

3.2 Sistema de Amarração e Estabilização

Por se tratar de um sistema flutuante, é muito importante falar-se do sistema de amarração e de estabilização. Estes são fundamentais para o bom funcionamento das turbinas, e consequentemente, do parque eólico.

Assim, vai explorar-se estes componentes do projecto WindFloat.

Sistema de Estabilização:

- Estabilidade Estática – Lastro de água, e equivale a cerca de metade da massa total;
- Estabilidade Dinâmica – Placas de Estabilização ou Estabilizadores, que acompanham o movimento natural das ondas, e faz o amortecimento viscoso que reduz as movimentações da plataforma.

Sistema de Amarração:

- Amarração convencional, em forma de catenária, com correntes de aço e cabos de polyester e pouco dispendiosa;
- Âncoras standard, por gravidade e atrito, eficazes em variados tipos de solos.

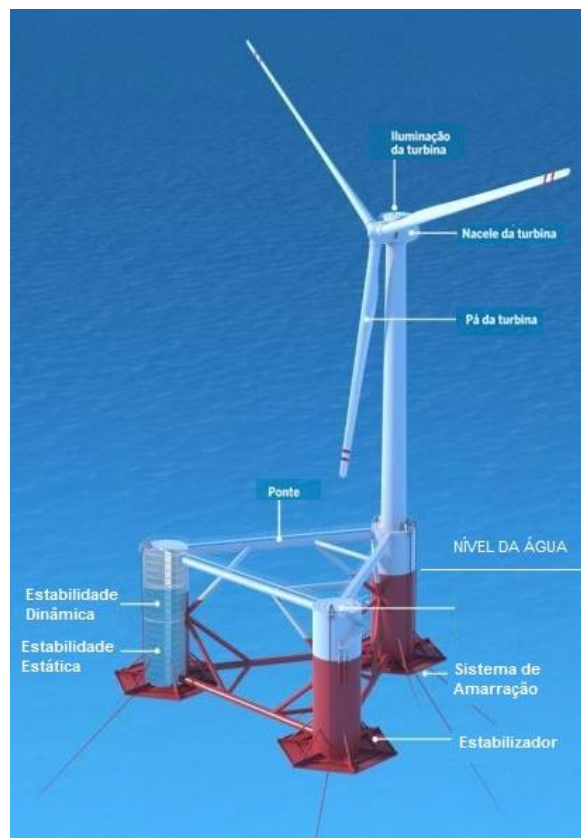


Figura 3.2 – Plataforma Flutuante WindFloat [27].

Mais detalhadamente esta estrutura que suporta a turbina, é constituída por 3 colunas que concedem flutuação e estabilidade. A parte cilíndrica exterior é fortalecida com traves espaçadas regularmente e vigas em forma de L para conferir mais robustez em relação à deformação.

Devido à pressão, as colunas estão divididas horizontalmente em quatro secções, o que ajuda a diminuir a quantidade de aço necessário.

As placas no fim das colunas têm como função aumentar a massa, de forma a minimizar o impacto das ondas, aumentando o amortecimento viscoso. Servem ainda para constrangir a água dando maior

inércia hidrodinâmica, ou seja, maior estabilidade em relação à água deslocada quando a plataforma se mexe. Estas placas estabilizadoras estão ligadas desde a superfície inferior até ao topo das colunas.

Na secção inferior das colunas existe um lastro de água estático, para baixar a plataforma à altura de operação assim que é instalada. Mais acima está instalado um sistema de lastro de água dinâmico que move a água de uma coluna para a outra para compensar a direcção e a velocidade do vento, mantendo o mastro vertical e aumentando a performance da turbina. Na parte superior da coluna está localizado um sistema de bombeamento redundante que pode usar dois caminhos independentes, através das pontes tubulares entre as colunas.

A amarração é feita por quatro cabos de ancoragem convencionais, em catenária de forma assimétrica, em que dois estão acoplados à coluna que contém a torre, sendo esta contínua e fortalecida para minimizar a concentração da tensão em áreas críticas para a estrutura. [29]

3.3 Efeito Esteira

O efeito esteira é originado pelo vento incidente nas turbinas, que produz energia mecânica e ao passar por estas fica mais fraco, com um conteúdo energético inferior. Assim, na parte de trás das turbinas, forma-se uma esteira de vento com menor velocidade que o incidente, e que faz com que haja menor produção de energia nas turbinas que se seguem. Consequentemente, é de grande importância a disposição das turbinas num parque eólico *offshore*.

Desta forma, deve ser tido em conta que, para minimizar este efeito, as turbinas se devem distanciar de 5 a 9 diâmetros do rotor no sentido do vento, e 3 a 5 diâmetros na direcção perpendicular. Por outro lado, em plataformas flutuantes, as turbinas podem também estar num raio de 1000m, obtendo-se uma configuração do parque como se ilustra na figura 3.3. [15]

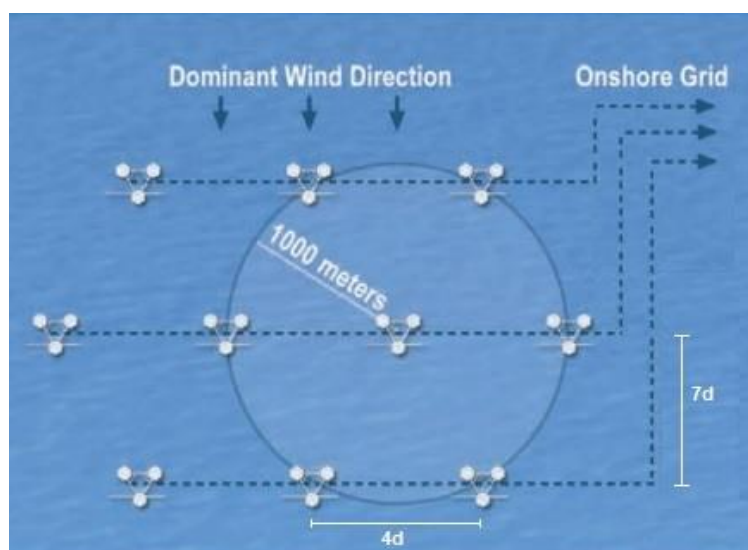


Figura 3.3 – Configuração do parque eólico *offshore* [24].

3.4 Sistema de Transmissão

Num projecto de aproveitamento de energia *offshore*, em que estão incluídos os parques eólicos, é muito importante fazer uma boa escolha da tecnologia de recolha e transmissão da energia desde o parque até uma subestação *onshore*. Esta opção depende de três factores de grande relevância: o custo, a potência da instalação e a distância até terra. Sendo que, os dois últimos já foram definidas no fim do capítulo 2 com os valores de 96MW e 6km.

A transmissão pode ser feita em corrente alternada ou em corrente contínua.

No primeiro caso, que é o mais usual em sistemas *offshore*, existe uma subdivisão por gamas de tensão: média tensão ou alta tensão. Ambas são ideais para empreendimentos de pequena dimensão, ou seja, com potenciais baixas, e para curtas distâncias. No entanto, a de alta tensão é a mais usada, tendo, por isso, uma maior maturação e experiência. O que diferencia estas duas tecnologias é o nível de tensão e a necessidade de existência de uma subestação *offshore*.

Assim, num MVAC, o sistema de média tensão de recolha interna do parque eólico (entre 32 e 36kV) é o mesmo que faz a transmissão até à subestação *onshore*, e é constituído por cabos trifásicos do tipo XLPE, de cobre e com secção de 240 mm², que podem transportar entre 25 e 30MW de potência.

Já num sistema HVAC, a rede interna de média tensão do parque tem de ser concentrada numa subestação *offshore*, em que um transformador eleva a tensão até 110kV ou 150kV, e é daí transportada até à subestação em terra, por cabos do mesmo tipo da tecnologia anterior. Esta elevação é necessária para parques de maiores dimensões e que estão um pouco mais longe da costa, em relação aos MVAC, de forma a evitar maiores perdas por efeito de Joule.

No entanto, a transmissão em corrente alternada tem outro inconveniente, que é o facto da elevada capacitância (ou seja, a aptidão que os materiais isolantes entre condutores têm para armazenar electricidade, quando há uma diferença de potencial entre os dois condutores) dos cabos submarinos conduzir à geração de grandes quantidades de potência reactiva, limitando a capacidade do cabo de transportar potência activa. Isto acontece porque os condutores dos cabos submarinos são o mar e o solo, criando um campo electromagnético, comportando-se como um condensador, o que não acontece com as linhas aéreas. Para minorar este problema é essencial a utilização de dispositivos de compensação de potência reactiva.

No que concerne a transmissão em corrente contínua, existem também duas tecnologias possíveis. A HVDC-LCC é a convencional e não tem grandes mais valias, pois é muito onerosa e utiliza a frequência da rede. A HVDC-VSC é uma tecnologia mais recente, que é mais versátil e robusta, e que também tem, ainda custos elevados. Ambas as tecnologias são adequadas para grandes dimensões dos parques e para muito grandes distâncias à costa, e necessitam de grandes subestações *offshore* devido à grande quantidade e dimensões dos componentes. Porém, a última tecnologia deu um grande passo para novos desenvolvimentos que a tornarão mais competitiva. [28]

A imagem seguinte resume as características apresentadas e sustenta a escolha feita no estudo de caso.

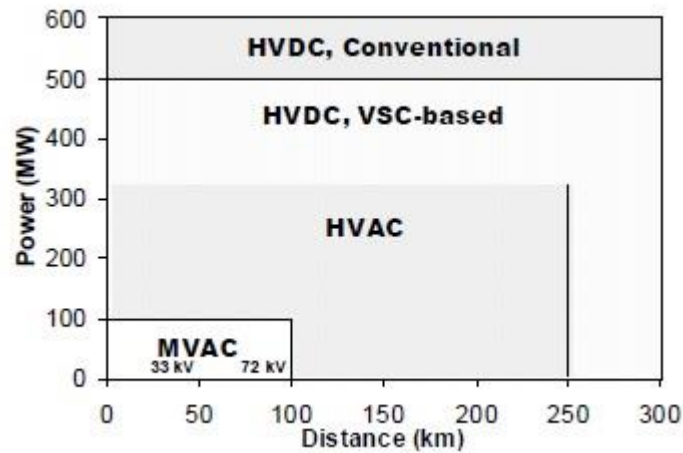


Figura 3.4 - Alcance das várias tecnologias tendo em conta a distância e a potência de transmissão [28].

3.5 Estudo de Caso

Para o estudo de caso, dadas as características do parque já referidas, e tendo como base as informações do subcapítulo anterior, chega-se à conclusão que a tecnologia mais adequada para o parque eólico em estudo nesta dissertação é a MVAC.

Assim, não existe necessidade de uma subestação *offshore*, havendo menores custos. O parque vai ter a configuração mostrada na figura 3.5, conforme os dois casos que estão a ser estudados. É mostrada também uma tabela que sintetiza as características dos cabos que vão ser utilizados. Estes cabos, ao nível do parque eólico estão apenas depositados no fundo do mar, passando a estar enterrados cerca de dois metros no restante percurso para terra, como medida de segurança.

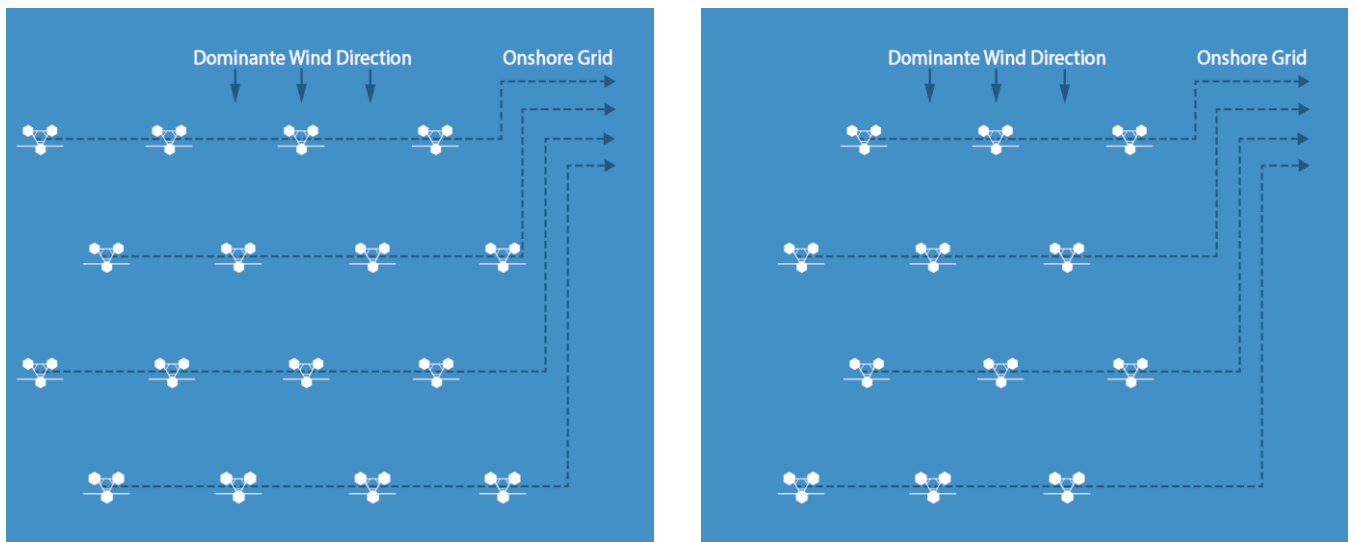


Figura 3.5 – Configuração dos Parques Eólicos em estudo. Caso 1 (dta.) e Caso 2 (esq.).

	Tipo de Cabos	Secção [mm ²]	Extensão [km]
Caso 1	XPLE	240	45
Caso 2	XPLE	240	41

Tabela 3.1 – Cabos usados no estudo de caso.

Capítulo 4

Custo do Projecto

Este capítulo vai expor as diversas fases de um projecto de um parque eólico no mar e os seus respectivos custos. No fim, vai continuar a ser feita a análise do estudo de caso, resumindo os custos mais importantes e relevantes.

4.1 Introdução

Neste estudo é importante saber qual o custo que o projecto vai ter para, posteriormente, se fazer uma análise financeira em que se perceba se o projecto é viável ou não, e em quanto tempo pode ter retorno.

A análise dos custos que vai ser feita neste capítulo vai-se subdividir em quatro partes, cobrindo os custos iniciais, os custos com os diferentes componentes, os custos de construção e instalação e os custos de operação e manutenção.

A base para este estudo será, uma vez mais, da turbina WindFloat, instalada na costa portuguesa, ao largo da Aguçadoura. Esta escolha prende-se com o facto de espelhar perfeitamente a situação que está a ser estudada, de um parque eólico flutuante na costa portuguesa. Adicionalmente, vai fazer-se uma comparação com outros empreendimentos e outros casos descritos na literatura a fim de permitir uma análise mais fundamentada.

A figura 4.1 vai servir de base para esta análise. De notar que neste gráfico não estão contemplados os custos com a cablagem de ligação à subestação *onshore*, pois esta já se encontrava no local, devido ao projecto de aproveitamento de energia das ondas, nem os custos de operação e manutenção, pois trata-se de um projecto-piloto, que tem uma duração muito menor que um projecto normal. Este esquema denota também uma falha que é no seu total não ter 100%, mas sim 99%, pelo que se vai assumir que o total é apenas aproximadamente 23M€.

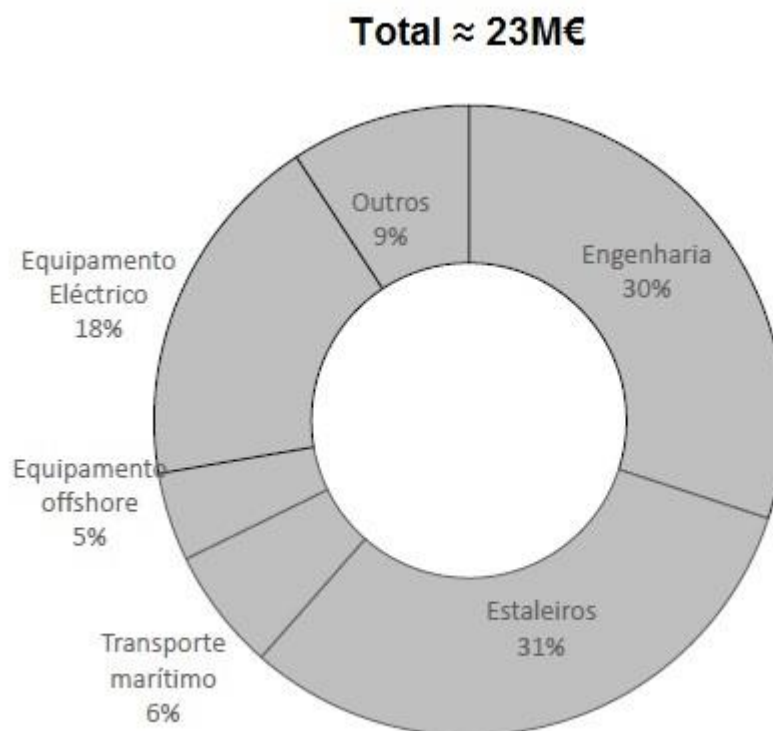


Fig. 4.1 – Distribuição dos Custos do Projecto WindFloat – fase 1 [32].

Pela falta de informações mais concretas e porque uma possível colaboração com as entidades responsáveis pelo WindFloat poderia interditar o acesso desta dissertação ao público em geral, vão ser feitas algumas suposições em relação aos custos apresentados. Assim, vai considerar-se que na “fatia” do equipamento eléctrico está contemplado o custo da turbina; na do equipamento *offshore* encontra-se o preço da plataforma flutuante e respectiva ancoragem; na do transporte marítimo o valor do navio reboque que transporta a plataforma e a turbina para o local de instalação; a dos estaleiros refere-se à quantia gasta na construção e montagem dos equipamentos; a da engenharia divide-se em duas partes, uma que se inclui na fracção da construção, e outra no planeamento, na proporção de 30-70%, pois é previsível que o conhecimento dos engenheiros tenha sido mais utilizado para o pré-projecto do que na construção; e por fim a parcela dos outros que contém a importância restante gasta em licenciamento e estudos prévios.

É ainda importante fazer uma distribuição dos custos. Na tabela 4.1 apresentam-se as percentagens de cada parte do projecto em comparação com dois estudos: um relatório feito pela empresa *Douglas Westwood* para a Noruega, e outro feito pelo Centro de Pesquisa Energética do Reino Unido.

Estes estudos vão servir como base de confrontação para perceber a viabilidade do empreendimento em estudo nesta tese, e vão acompanhar cada subcapítulo servindo de paralelismo e sustento para as análises feitas. De referir que os estudos, apesar de bastante completos, já têm quatro anos, o que leva a que o seu enfoque seja nas tecnologias mais desenvolvidas até à altura e em algumas fases, como por exemplo a da construção e instalação, tenha valores que são completamente diferentes, como se perceberá mais adiante. A tabela não mostra os custos de operação e manutenção, pois estes estão à parte dos restantes custos nos relatórios, pelo que apenas são mostrados na secção em que são abordados.

Ou seja, estes estudos baseiam-se nas fundações fixas, pelo que o seu uso para comparação deve ser feito com algum cuidado, fazendo-se uma análise parcela a parcela, como vai ser feito neste capítulo, de forma a que se perceba qual o impacto comparativo real.

Tipo de Componente	WindFloat - Fase 1 [%]	Relatório Douglas Westwood [%]	Estudo UK ERC [%]	WindFloat - Fase 1 [M€/MW]	Relatório Douglas Westwood [M€/MW]	Estudo UK ERC [M€/MW]
Planeamento	30%	10%	12%	3,45	0,34	0,47
Turbina Eólica	18%	44%	43%	2,07	1,49	1,56
Fundações	5%	16%	16%	0,58	1,12	0,60
Construção e Instalação	46%	13%	10%	5,29	0,44	0,37
Infraestrutura Eléctrica	-	17%	19%	-	0,57	0,71

*Nota: Estes valores estavam em coroas norueguesas e foram convertidos para euros à taxa de câmbio da data mais próxima do relatório segundo [34]

Tabela 4.1 – Distribuição de Custos de um Parque Eólico *Offshore* [adaptado de 32, 33 e 36].

Finalmente, outro elemento relativo ao diagrama da figura 4.1, que deve ser apontado, é o facto de o custo com a turbina e a fundação não ser a fracção mais relevante deste projecto WindFloat, como é referido numerosas vezes na literatura. Este explica-se por nesta primeira fase do projecto WindFloat, haver apenas uma turbina, e ser a primeira vez que se constrói uma estrutura deste género, também conhecido como FOAK (first of a kind), termo utilizado em engenharia económica para artigos ou projectos novos que custam significativamente mais que os projectos do mesmo género que o seguem. Por esse motivo, é expectável que num projecto de maiores dimensões esta situação seja invertida, não só pelo maior custo total das turbinas, como pelo *know-how* adquirido, que leva à redução dos custos com a construção, pois esta não é directamente proporcional ao aumento da potência do parque.

4.2 Custos Iniciais

Os custos iniciais são aqueles que são gastos no chamado pré-projecto, ou seja, no planeamento, em estudos prévios e posteriormente em licenciamento do projecto. Este valor não varia muito entre projectos, mas pode ser relativamente superior, quando é feito de forma vanguardista. Ora, em Portugal, a primeira fase do WindFloat foi pioneira não só no facto de ter sido o primeiro neste país, como por ter sido a primeira vez que se fez um empreendimento marítimo de energias renováveis com uma plataforma semi-submersível.

Fica assim explicada a tabela seguinte, em que se verifica uma discrepância bastante elevada nos valores, de mais de três milhões de euros, e sendo percentualmente um pouco afastados.

Tipo de Componente	WindFloat - Fase 1 [%]	Relatório Douglas Westwood [%]	Estudo UK ERC [%]	WindFloat - Fase 1 [M€/MW]	Relatório Douglas Westwood [M€/MW]	Estudo UK ERC [M€/MW]
Planeamento	30%	10%	12%	3,45	0,34	0,47

Tabela 4.2 – Custo do Planeamento de um Parque Eólico *Offshore* [adaptado de 32, 33 e 36].

Uma conclusão que pode ser tirada é que, à medida que os empreendimentos desta tecnologia na costa portuguesa forem surgindo, os custos podem ir baixando, até pelos conhecimentos adquiridos previamente, e que não dependem obrigatória e linearmente do tamanho do parque eólico. Assim, vai considerar-se nesta dissertação uma ponderação dos valores da tabela, chegando-se ao valor de 1.5 M€/MW.

4.3 Custos dos Componentes

Os componentes existentes num empreendimento desta origem são as turbinas e a correspondente plataforma flutuante e ancoragem, e o seu custo representa, normalmente, cerca de 50% do custo total do parque.

Na tabela 4.3 são sintetizados estes custos e observa-se que nos dois estudos, apesar de, em termos percentuais, como já foi referido, haver um grande desencontro de números, em termos de valores finais por MW existe concordância, ainda que com alguma disparidade entre os integrantes desta análise. Logo, o valor a utilizar no estudo de caso vai ser o do WindFloat – fase 1, 2.65 M€/MW.

Tipo de Componente	WindFloat - Fase 1 [%]	Relatório Douglas Westwood [%]	Estudo UK ERC [%]	WindFloat - Fase 1 [M€/MW]	Relatório Douglas Westwood [M€/MW]	Estudo UK ERC [M€/MW]
Turbina Eólica	18%	44%	43%	2,07	1,49	1,56
Fundações	5%	16%	16%	0,58	1,12	0,60
Total	23%	60%	59%	2,65	2,61	2,16

Tabela 4.3 – Custo dos Componentes de um Parque Eólico *Offshore* [adaptado de 32, 33 e 36].

4.3.1 Turbinas

As turbinas são dos componentes mais dispendiosos num projecto eólico e a tendência é que o continuem a ser. É por isso relevante perceber quais os seus constituintes que têm custo mais elevado.

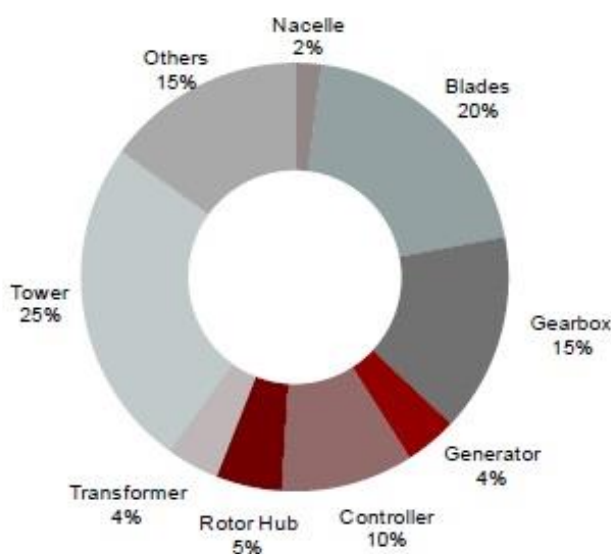


Fig. 4.2 – Distribuição de Custos de uma Turbina Eólica [33].

A evolução das turbinas, principalmente resultante da expansão da energia eólica para o mar, faz com que tenham potências superiores e conseqüentemente sejam maiores. Têm desta forma torres maiores e mais robustas e pás também de maiores dimensões que, como se pode ver na figura, são os elementos mais onerosos. Percebe-se assim o facto de as turbinas não tenderem a ter o seu custo muito diminuído, pois a matéria-prima de que são feitos estes elementos, o aço, tem vindo a aumentar de preço nos últimos anos, como é citado em algumas fontes. É assim necessário encontrar opções viáveis para materiais diferentes que baixem esta quantia. [33] [36]

4.3.2 Fundações

Também as fundações são uma parte muito importante e cara da eólica *offshore* e os seus custos diferem muito com o tipo de fundação, ou seja, com a profundidade a que são instaladas e com a distância a que se encontram da costa.

Na figura seguinte apresenta-se a diferença de custos entre os diversos tipos de fundações consoante a profundidade. Verifica-se que as tecnologias flutuantes, nas quais a semi-submersível em estudo, são as que têm o valor mais alto, e para profundidades acima dos 40m. Este preço também aparece para as outras tecnologias, mas como já foi falado anteriormente nesta tese, sabe-se que estas têm preços muito mais elevados e foi por isso que houve a necessidade do desenvolvimento de novas tecnologias que não fossem tão dispendiosas, como é o caso da flutuante.

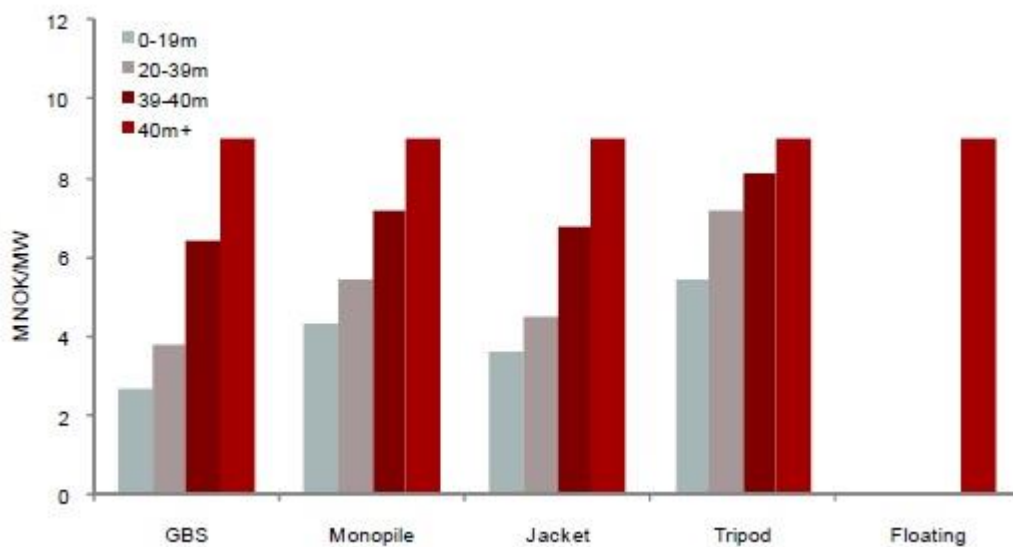


Fig. 4.3 – Custos das Fundações em função da profundidade [33].

4.4 Custos de Construção e Instalação

Comparativamente com os projectos *offshore* para águas pouco profundas, os custos de instalação para o chamado *deep offshore* não são, supostamente tão elevados pois a montagem é feita em terra, não necessitando de grandes navios de instalação e estando muito menos dependente das condições climáticas. A ancoragem e a instalação das linhas de transmissão são o maior desafio neste tipo de instalação. [26]

Porém, estes custos são o elemento mais difícil de examinar e tirar conclusões. Primeiramente porque a tecnologia flutuante está a dar os primeiros passos e não há grande quantidade de informações, e em segundo lugar porque os estudos, utilizados nesta abordagem comparativa, abrangem apenas a construção e instalação no mar, o que não se coaduna com as plataformas flutuantes, que são construídas em terra.

Tipo de Componente	WindFloat - Fase 1 [%]	Relatório Douglas Westwood [%]	Estudo UK ERC [%]	WindFloat - Fase 1 [M€/MW]	Relatório Douglas Westwood [M€/MW]	Estudo UK ERC [M€/MW]
Construção e Instalação	46%	13%	10%	5,29	0,44	0,37
Infraestrutura Eléctrica	-	17%	19%	-	0,57	0,71

Tabela 4.4 - Custo da Construção e Instalação de um Parque Eólico *Offshore* [adaptado de 32, 33 e 36].

Neste subcapítulo vai subdividir-se a avaliação em duas secções, para se poder analisar convenientemente os desafios e custos da construção e instalação para o caso em estudo, bem como da infraestrutura eléctrica.

4.4.1 Construção e Instalação

A construção de um parque eólico no mar é bastante complexa, e depende de vários factores como as condições meteorológicas, a disponibilidade dos navios de construção, a distância à costa, entre outros.

No relatório da Douglas-Westwood e no estudo da UK ERC, estes problemas são evidenciados e é colocada a possibilidade de aumentarem os custos da instalação de um parque, não sendo, no entanto, incluídos na estimativa final. É ainda mencionado o aumento de projectos eólicos *offshore* e o facto de os navios existentes serem insuficientes para as necessidades que se avizinham.

Nos dados da fase 1 do WindFloat observam-se custos muito superiores aos do relatório e do estudo, o que pode em parte ser explicado pelo estado embrionário da tecnologia e por, conseqüentemente, os estaleiros não estarem preparados para a construção. Isto é, no entanto, algo que se espera que mude com o aumento destes empreendimentos, e com a aprendizagem. De salientar que estes valores estão separados em duas fracções, a dos estaleiros e engenharia, e a do reboque, respectivamente, 4.60 e 0.69 M€/MW. Assim, é de esperar que o custo da construção nos estaleiros desça, assumindo-se 3.0 M€/MW como um valor razoável, enquanto o custo do reboque seja por turbina transportada e fique assim em 1.38 M€/turbina, que serão os usados nesta tese.

Na figura seguinte é mostrada a distribuição de custos segundo o relatório da Douglas-Westwood. Apesar destas quantias não se reflectirem na especificidade do projecto em análise nesta tese, é de assinalar a elevada percentagem que abrange a instalação das fundações, que inclui metade dos custos. É também importante atentar na proporção da instalação eléctrica que vai ter custos similares no projecto em estudo.

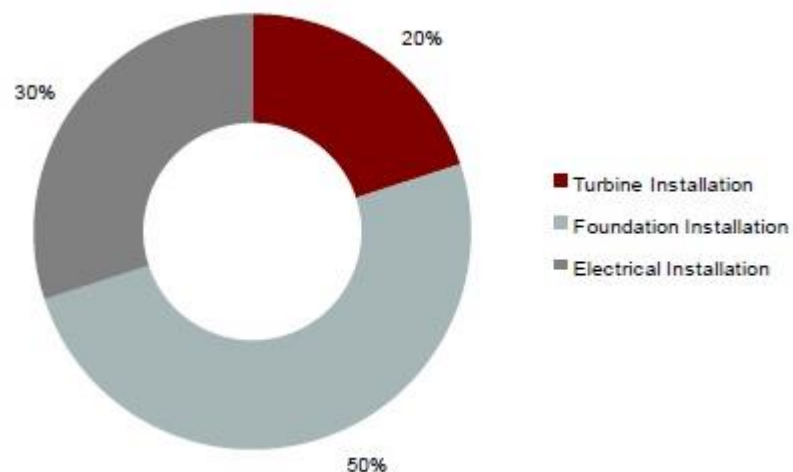


Fig. 4.4 – Distribuição dos Custos de Instalação de um Parque Eólico *Offshore* [33].

4.4.2 Infraestrutura Eléctrica

Os cabos de transmissão de energia são de extrema importância num projecto desta natureza, e por isso é fundamental ter a noção dos seus preços. No relatório da Douglas-Westwood em análise encontram-se os custos para alguns tipos de cabos, mas de forma a complementar estes dados e assim ter informações mais abrangentes, inclui-se outro estudo sobre a matéria. [35] As conclusões a que se chegou, no que concerne as verbas despendidas em cabos, são apresentadas na tabela 4.5.

Como já foi exposto previamente, nos valores do projecto WindFloat não se encontravam os custos com a cablagem por esta se encontrar no local devido ao empreendimento de energia das ondas, PELAMIS.

Secção [mm ²]	95	150	240	400	630	800	Instalação
M€/km	0,112	0,168	0,175	0,280	0,420	0,441	0,125
Total	0,237	0,293	0,300	0,405	0,545	0,566	

Nota: Os valores foram convertidos para euros à taxa de câmbio da data mais próxima dos estudos segundo [34]

Tabela 4.5 – Custo dos cabos de transmissão em função da secção [33] e [35].

No estudo em causa, os cabos que vão ser utilizados são de 240 mm², pelo que o seu montante é 0.3 M€/km, já contando com a instalação correspondente.

4.5 Custos de Operação e Manutenção

Os custos com a operação e manutenção são de onde podem advir maiores montantes gastos em relação às fundações fixas, pois é necessária a inspecção aos cabos e âncoras. No entanto, em caso de desactivamento de uma turbina, a reparação pode não ser tão afectada pelas condições climáticas como nos outros tipos de fundações, pois a flutuante pode ser rebocada para terra. [26]

	Operação e Manutenção
WindFloat - Fase 1 [m€/MW/Ano]	-
Relatório Douglas Westwood [m€/MW/Ano]	90
Estudo UK ERC [m€/MW/Ano]	94

Tabela 4.6 – Custos de Operação e Manutenção de um Parque Eólico *Offshore* [adaptado de 32, 33 e 36].

Pela tabela pode observar-se que numa das investigações que servem de base, os custos de operação e manutenção não estão incluídos. Contudo, no relatório da Douglas-Westwood estes fazem parte e têm a distribuição da figura 4.4. Verifica-se também que tem um custo um pouco inferior ao estudo do Reino Unido, mas são ambos muito próximos.

É expectável que as importâncias imputadas ao projecto WindFloat sejam um pouco superiores às deste relatório, mas são explicadas, maioritariamente, pelas necessidades de fazer supervisão mensal dos cabos e âncoras, mostrado na figura 4.4 pela parcela do equipamento, que inclui ainda a manutenção da turbina e das fundações. Há ainda outros factores apresentados, como os navios

reboque, a mão-de-obra, o seguro e a conservação da rede que estão sumarizados e distribuídos na imagem.

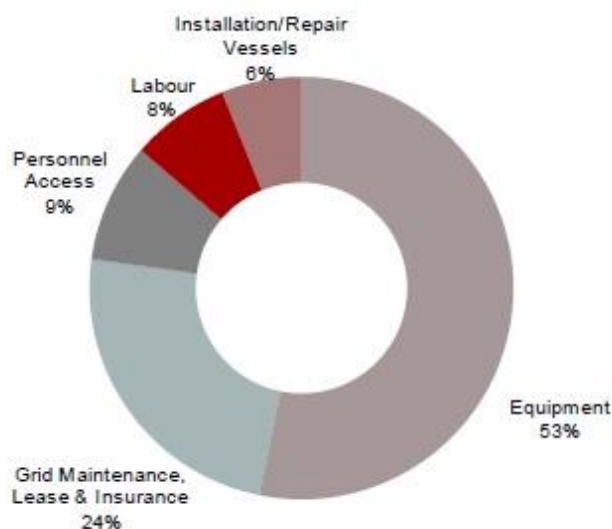


Fig. 4.5 – Distribuição de Custos de Operação e Manutenção [33].

Todavia, para a análise poder ser mais fundamentada, vai ser analisada mais uma investigação [37]. Nesta tem-se acesso a mais um custo de operação e manutenção diferente, e são todos mostrados na tabela 4.7.

É relevante salientar que este documento é mais recente e nele são declarados os custos para duas turbinas de potências diferentes, uma de 3MW e outra de 6MW. Assim, foi utilizado este último, por ser mais coincidente com o estudo que está a ser elaborado. É também este o escolhido para a análise do estudo de caso, dado que é um valor superior e é representativo de uma turbina com a potência de um dos casos.

Tipo de Componente	Relatório Douglas Westwood [m€/MW/Ano]	Estudo UK ERC [m€/MW/Ano]	Estudo Roland Berger [m€/MW/Ano]
Operação e Manutenção	90	94	120

Nota: Os valores foram convertidos para euros à taxa de câmbio da data mais próxima dos estudos segundo [34]

Tabela 4.7 – Comparação de custos de Operação e Manutenção de um Parque Eólico *Offshore* [adaptado de 33, 36 e 37].

4.6 Estudo de Caso

Nesta secção, à semelhança do que tem sido feito nos capítulos antecedentes, vai ser feita uma conclusão no que concerne o estudo de caso e vai apresentar-se a informação relativa aos custos para o parque em estudo na tabela 4.8.

Os aspectos essenciais para se chegar a estes valores são a potência do parque, que é de 96MW, o número de turbinas e a distância até terra, que dependendo de se tratar do caso 1 ou 2, são 16 ou 12, e 45km ou 41km, respectivamente.

Tipo de Componente	Caso 1 [M€]	Caso 2 [M€]	Caso 1 [%]	Caso 2 [%]
Planeamento	144,0	144,0	19,9	20,1
Turbina Eólica + Fundações	254,4	254,4	35,2	35,6
Construção e Instalação	288,0	288,0	39,9	40,3
Reboque	22,1	16,6	3,1	2,3
Infraestrutura Eléctrica	13,5	12,3	1,9	1,7
Total	722,0	715,3	100	100

Tabela 4.8 – Custo Total dos 2 Casos em Estudo.

É relevante referir que em termos percentuais, e como foi mencionado no início deste capítulo, o custo com a turbina eólica e as fundações subiu consideravelmente, passando a ser dos mais relevantes na globalidade do projecto. Já o custo da construção desceu, mas não tanto como seria de esperar. O montante gasto com a infraestrutura eléctrica é bastante baixo, principalmente comparando com os valores dos estudos comparativos que rondavam os 20%. Porém pode ser explicado pela proximidade do parque da costa e por não necessitar de subestação *offshore*.

É ainda de salientar que nesta análise não foi tido em conta um possível incentivo através de bolsas nacionais ou europeias, que são muitas vezes atribuídas a projectos inovadores. Neste caso específico, o estado português, através do Fundo de Apoio à Inovação (fai) apoiou a primeira fase do projecto WindFloat, e para o projecto pré-comercial consequente, portanto a sua segunda fase, existe o financiamento da Comissão Europeia, através do *New Entrants Reserve 300 - NER300* [32]. Estes estímulos fazem com que parte dos custos totais dos projectos sejam suportados por estas entidades, diminuindo assim os custos totais.

Na tabela 4.9 são apresentados os custos de operação e manutenção para os estudos de caso. Para as dimensões do parque em análise, 96MW, os custos são de cerca de 11.5M€ por ano.

Tipo de Componente	Caso 1 [m€/ano]	Caso 2 [m€/ano]
Operação e Manutenção	11520	11520

Tabela 4.9 - Custo Total de Operação e Manutenção dos 2 Casos em Estudo.

Capítulo 5

Cálculo da Energia

Neste capítulo vai ser feito o cálculo da energia produzida e vai também ser estimado o custo nivelado da energia.

5.1 Introdução

O cálculo da energia e do seu custo são fundamentais para um projecto de energias renováveis e para a sua viabilidade, dado que é a partir destes que se pode fazer uma avaliação financeira completa.

Esta secção está estruturada em dois subcapítulos para os dois grandes temas a abordar e um subcapítulo final para a análise habitual do estudo de caso.

5.2 Cálculo da Energia

O cálculo energético é basilar para o estudo subsequente do preço da energia. Para isso é necessário expor as fórmulas de cálculo e tudo o que envolve esta avaliação. Neste subcapítulo vai ser feita uma apresentação das equações fundamentais a ser usadas, bem como das funções de probabilidade normalmente empregues nestas situações. Por fim, é ainda feita uma explicação das curvas de potência e são expostas as das turbinas em estudo nesta dissertação.

5.2.1 Fórmulas de Cálculo

Existem várias fórmulas de cálculo da energia eléctrica produzida anualmente. Contudo, para o estudo desta dissertação vão apenas utilizar-se duas, para que se possam obter valores mais fidedignos, fazendo-se posteriormente uma análise dos erros de um método em relação ao outro.

A primeira fórmula é mais simples e pode ser expressa de uma forma mais geral e de uma forma discreta, com o seguinte formato:

$$Ea = 8760 \int_{u_0}^{u_{max}} f(u) P_e(u) du \quad (1)$$

Em que:

- u_0 é a velocidade mínima do vento para operação da turbina;
- u_{max} é a velocidade máxima do vento para operação da turbina;
- $f(u)$ é a função densidade de probabilidade da velocidade do vento;
- $P_e(u)$ é a curva de potência do sistema de conversão de energia eólica.

$$Ea = \sum_{u_0}^{u_{max}} f_r(u) P_e(u) \quad (2)$$

Esta é a que vai ser utilizada, pois em maior parte dos casos as distribuições têm dados discretos. Por ser uma equação menos complicada pode apresentar alguns erros quando confrontada com o método seguinte. Aqui, $f_r(u)$ é a função da frequência relativa de ocorrência da velocidade média do vento, e é dada por: $f_r(u) = 8760f(u)$. [15]

O segundo método necessita do conhecimento da função de probabilidade acumulada, $F(u)$, e é mais elaborado, dando maior grau de fiabilidade. É dado pela seguinte expressão:

$$Ea = 8760 \sum_{i=u_1}^{u_{max}} \left[(F(i-1) - F(i)) \frac{P_e(i) + P_e(i-1)}{2} \right] \quad (3)$$

Esta fórmula foi estabelecida pela IEC, Comissão Electrotécnica Internacional, na norma IEC 61400-12.

Como se pode observar, pelas fórmulas apresentadas anteriormente, é portanto essencial definir as funções de probabilidade a utilizar e as curvas de potência, em especial as das turbinas que são usadas no estudo de caso.

5.2.2 Funções de Probabilidade

Existem, em sistemas de conversão eólica, duas funções de distribuições de probabilidade mais comuns. São elas a distribuição de Weibull e a distribuição de Rayleigh.

A distribuição de Rayleigh é usada para situações em que se sabe a velocidade média anual do vento (u_{ma}), e segue a seguinte equação:

$$f(u) = \frac{\pi}{2} \frac{u}{u_{ma}} \exp \left\{ -\frac{\pi}{4} \left[\left(\frac{u}{u_{ma}} \right)^2 \right] \right\} \quad (4)$$

Esta é porém de uso cada vez menos frequente, pois utiliza dados mais gerais, levando a menos precisão nos cálculos, e porque é uma variação da distribuição de Weibull.

A distribuição de Weibull é, portanto, aquela que vai ser utilizada para as contas da energia produzível anualmente e é dada por:

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c} \right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{u}{c} \right)^k \right] \quad (5)$$

Onde:

- u é a velocidade do vento, expressa em m/s;
- k é um parâmetro de forma, adimensional;
- c é um parâmetro de escala, expresso em m/s.

Pode também ser dada da forma acumulada, e que também será essencial para um dos métodos do cálculo energético, da seguinte forma: [15]

$$F(u) = \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad (6)$$

É assim importante definir os parâmetros de Weibull, k e c para a costa portuguesa e na figura 5.1 são apresentados os mapas da variação destes parâmetros para Portugal.

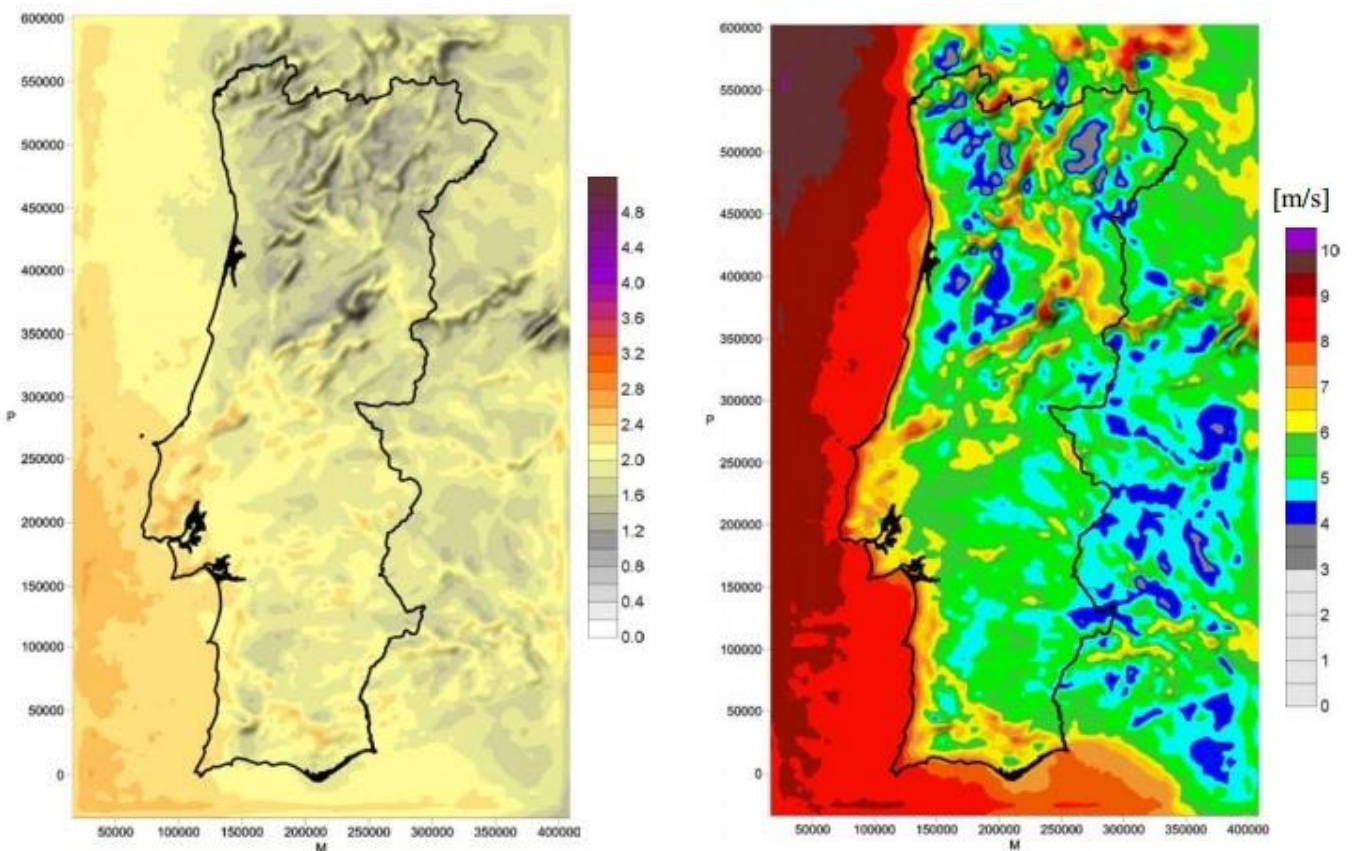


Figura 5.1 – Variação dos parâmetros de Weibull k e c para Portugal, respectivamente à esquerda e à direita [38].

Pelas imagens pode verificar-se que os valores para a zona seleccionada para a construção do parque eólico são de aproximadamente 2.0 e 8.0 m/s, correspondentemente para k e c . São portanto estes que vão ser utilizados nas funções de probabilidade, obtendo-se as seguintes distribuições:

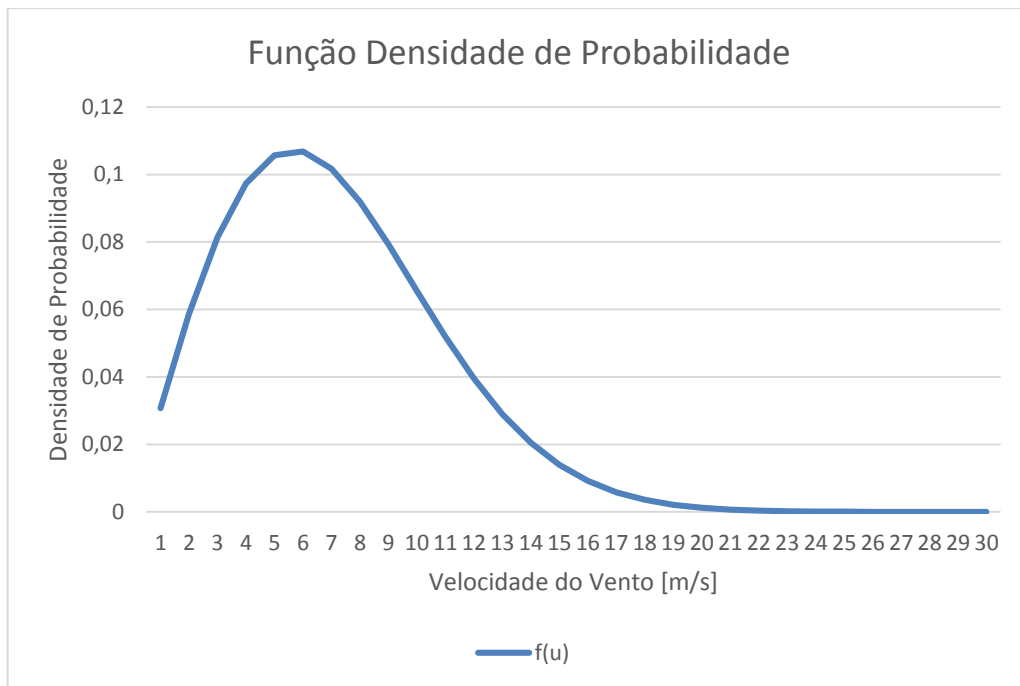


Figura 5.2 – Função Densidade de Probabilidade de Weibull.

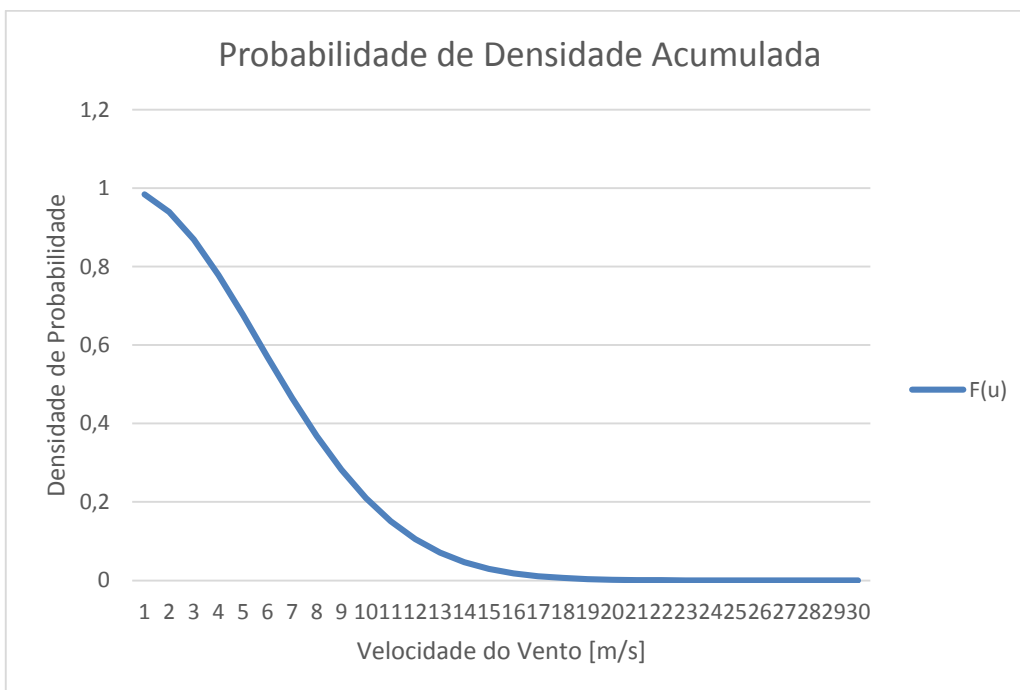


Figura 5.3 – Função Densidade de Probabilidade Acumulada de Weibull.

A partir destes dois gráficos já é possível fazer o cálculo da energia produzida num ano, através das equações (2) e (3) enunciadas previamente.

5.2.3 Curvas de Potência

As curvas de potência representam a potência de saída de uma turbina (P_e [kW]) em relação à velocidade média do vento (u [m/s]). Desta forma, é fundamental, como se relatou anteriormente, saber as curvas de potência das turbinas em estudo. Para isso, pode recorrer-se às curvas de potência oficiais, fornecidas pelo fabricante, ou, na ausência destes dados, fazer o cálculo através da expressão seguinte: [15]

$$P_e = \frac{1}{2} C_p(u) \rho A u^3 \quad (7)$$

Nesta equação:

- $C_p(u)$ é o coeficiente de potência, ou seja, o rendimento efectivo da conversão numa turbina eólica, e é calculado para cada turbina;
- ρ é a densidade relativa do ar, e é igual a 1.2 kg/m³;
- A é a área varrida pelas pás da turbina, pode ser dada pelo fabricante ou calculada através de $A = \frac{\pi d^2}{4}$.

Nos casos em estudo nesta tese, existem estas duas situações. No caso 1, da empresa Alstom, não há acesso à curva de potência oficial, enquanto no caso 2, a empresa Vestas, faculta a curva de potência. Logo, é primordial fazer a comparação entre a curva teórica e a curva do fabricante:

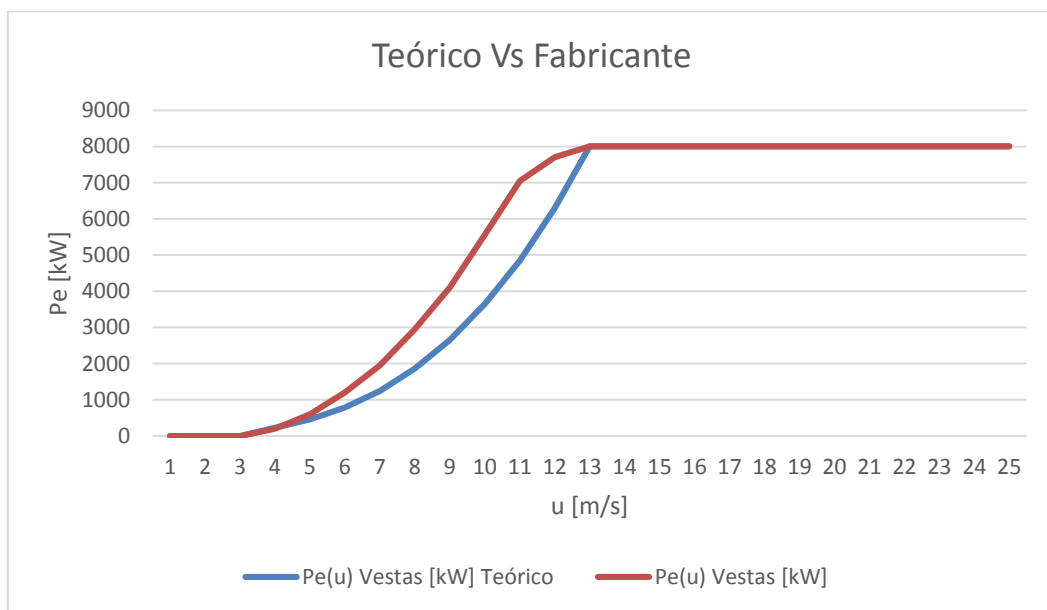


Figura 5.4 – Comparação das curvas de potência da Vestas (Teórico Vs Fabricante) [30].

Como se pode examinar na figura, a curva do fabricante tem maior potência de saída do que a curva teórica, o que vai resultar em maior energia anual produzível. Por esta razão, e também por a curva do fabricante ser reconhecida oficialmente, vai ser a usada no estudo de caso.

Na figura 5.5 são apresentadas as curvas de potência das duas turbinas em estudo que vão servir para o cálculo energético. De salientar que a curva da turbina da Alstom foi calculada através da equação 7 e a da turbina da Vestas é a fornecida pelo fabricante.

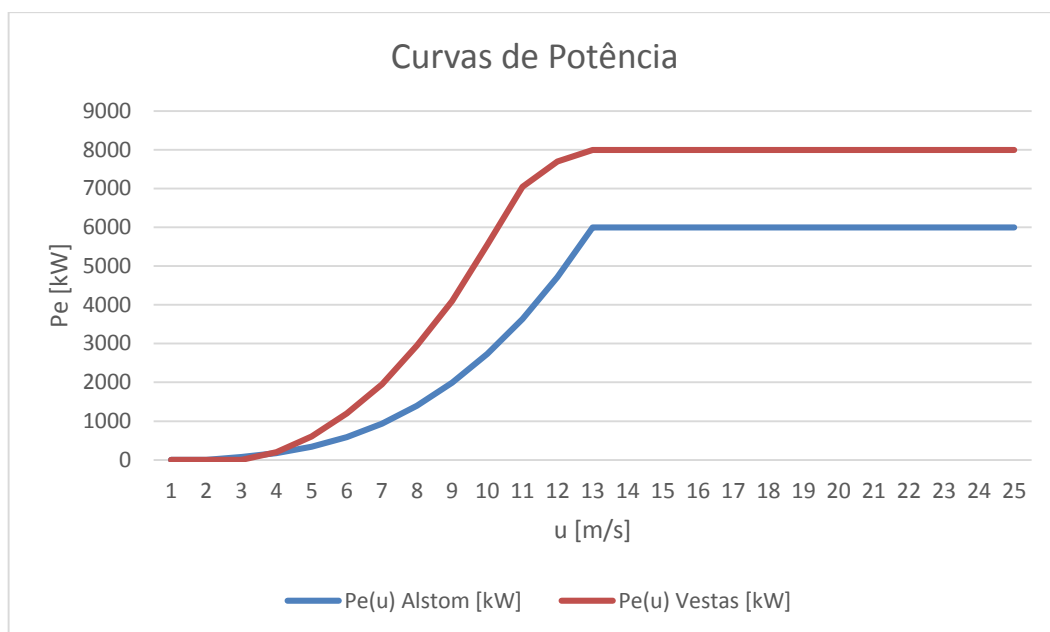


Figura 5.5 – Curvas de Potência das turbinas em estudo.

5.3 Custo da Energia

A diferença entre o custo da energia e o seu preço é muitas vezes desconhecida, mas é de grande importância. Assim, vai tentar esclarecer-se estas duas noções, para melhor se entender a segunda parte desta secção.

O preço da energia é a quantidade de dinheiro necessária para a compra de uma unidade de energia, entre o produtor e o comprador. Ou seja, é o preço a que a energia é vendida no mercado energético e depende, para além do custo da energia, de vários factores como o mercado em que está integrado, a legislação local, que inclui as taxas e os regimes abonatórios ou incentivos e as tarifas da rede. Este tema vai ser investigado com mais pormenor no próximo capítulo.

Já o custo da energia foi calculado, em parte, no capítulo anterior e contém os montantes gastos com o investimento no parque eólico, que inclui o planeamento, as turbinas, as fundações, a construção e a infraestrutura eléctrica; e com a operação e manutenção durante o tempo de vida da instalação. No entanto, este não incluía o investimento feito, ou seja o financiamento e a amortização desse empréstimo. A outra parte abarca a energia produzida anualmente, que foi avaliada no subcapítulo precedente.

Para se fazer a computação dos custos totais da energia, ou custos nivelados da energia é importante ter o conhecimento de alguns termos, que estão incluídos na fórmula seguinte:

$$LCOE = \frac{IL+DO\&M+DComb.+DEmi.}{E} \quad (8)$$

Onde:

- *LCOE* (levelised cost of energy), são os custos nivelados da energia e são expressos em €/MWh;
- *IL* é o investimento nivelado, que inclui o custo de capital (*C*), a potência instalada (*P*) e o *CRF* (capital recovery factor) ou factor de recuperação de capital, em €/ano.
- *DO&M* são as despesas de operação e manutenção anuais, em €/ano;
- *DComb.* são as despesas com combustíveis anuais, em €/ano;
- *DEmi.* são as despesas com as emissões de CO₂ anuais, em €/ano;
- *E* é a produção de energia descontada anualmente, em MWh/ano.

Para empreendimentos renováveis as duas parcelas relativas a despesas são nulas, pois não há combustíveis, nem emissões de CO₂. [39]

O investimento nivelado é dado por $IL = C * P * CRF$, em que *C* e *P* já são conhecidos do capítulo anterior, sendo usualmente chamados de CAPEX, e $CRF = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}$. Este factor de recuperação de capital prende-se com as amortizações e depende da taxa de actualização, *r*, e do tempo de vida útil da instalação eólica, *n*.

Assim, para as energias renováveis a equação final para o cálculo é:

$$LCOE = \frac{Anuidade+DO\&M}{h_{eq}} \quad (9)$$

Nesta fórmula a *Anuidade*, é dada pela multiplicação do CAPEX/*P* pela taxa de retorno (*CRF*), em €/kW.ano. As despesas de operação e manutenção são igualmente dadas em €/kW.ano. A utilização anual (h_{eq}) é o número de horas de funcionamento equivalente à potência nominal, e calcula-se através do número de horas de um ano e do factor de carga da turbina em estudo. Este custo nivelado pode ser apresentado em euros ou cêntimos por quilowatt-hora (€/kWh ou c€/kWh) ou euros por megawatt-hora (€/MWh).

5.4 Estudo de Caso

Nesta parte do estudo de caso vai ser feito o cálculo da energia anual produzível e do custo nivelado da energia para cada caso.

Na tabela 5.1 é apresentado o cálculo da energia, bem como o factor de carga e o número de horas equivalentes, ou seja o número de horas de funcionamento equivalente à potência nominal.

Estes valores são calculados por turbina e são fundamentais para o cálculo ulterior do LCOE, como se pode ver no subcapítulo precedente.

		Ea [MWh]	Factor de Carga	Utilização [h/ano]
Haliade 150	Método 1	13817,93	26,29%	2302,99
	Método 2	13903,07	26,45%	2317,18
V164	Método 1	23934,88	34,15%	2991,86
	Método 2	24041,06	34,31%	3005,13

Tabela 5.1 – Energia anual produzida, factor de carga e utilização anual para cada caso de estudo.

É de salientar que a diferença entre os dois métodos de cálculo é irrisória, não chegando a 1%, pelo que qualquer método é válido para esta estimativa da energia produzida anualmente.

Outra conclusão que pode ser tirada relativamente ao factor de carga, e consequentemente à utilização, é que os valores alcançados são demasiado conservadores, principalmente se for feita uma comparação com outros estudos, como a que foi feita no capítulo anterior. Por exemplo, comparando com um estudo da Roland and Berger [37], o factor de carga para uma turbina de 6MW é de 48%, ou seja, quase o dobro do calculado para o caso 1, que utiliza turbinas com a mesma capacidade.

À primeira vista, este valor pode parecer excessivo. No entanto, comparando com a base de dados *OpenEI*, do *US DOE* em conjunto com o *NREL*, que reportam valores máximos de 45% [40], ou com dados recentes relativos aos parques eólicos *offshore* dinamarqueses [41], que detêm valor médio superior a 46%, sendo que a turbina mais recente, com pouco mais de um ano de vida, apresenta um factor de carga médio de 47.6%, é um valor razoável.

Também em relação à utilização anual, que deriva do valor do factor de carga, pode-se perceber que são números baixos, pois no mapa da figura 2.3, do capítulo 2, em que é apresentado o número de horas equivalentes à potência nominal para a costa portuguesa, observam-se valores superiores a 3000 horas, a rondar as 3200 horas.

Desta forma, é importante no estudo do custo nivelado, ter-se em conta estes dados, e apresentar-se uma tabela com valores de factores de carga mais elevados, que correspondam mais à realidade

portuguesa, como por exemplo 40% para o caso 1 e 45% para o caso 2, em que a turbina em análise tem uma capacidade de 8MW, superior à do primeiro caso.

Esta suposição baseia-se também no facto de os factores de carga para os parques *onshore* em Portugal serem cerca de 3 a 5% inferiores aos da Dinamarca. [11]

Na tabela 5.2 são apresentados os resultados para o custo nivelado da energia para os casos de estudo.

		Custo de Capital [€/kW]	Taxa Retorno [ano-1]	Anuidades [€/kW.ano]	Despesas O&M [€/kW.ano]	Factor de carga	Utilização Anual [h.ano]	LCOE [c€/kWh]
Haliade 150	Método 1	7520,63	0,1102	828,533	120	0,26	2303,00	41,187
	Método 2	7520,63	0,1102	828,533	120	0,26	2317,02	40,938
V164	Método 1	7450,63	0,1102	820,821	120	0,34	2991,54	31,449
	Método 2	7450,63	0,1102	820,821	120	0,34	3005,56	31,303

Tabela 5.2 – Custo nivelado (LCOE) e seus componentes para cada caso de estudo.

Nesta tabela é possível verificar elevados custos de capital e baixos factores de carga, como já foi referido. Isto pode também ser averiguado ao fazer uma comparação com o estudo referido [38]. De referir que a taxa de retorno tem como valores para a taxa de amortização, $r = 10\%$, e para o tempo de vida da instalação, $n = 25$. Estes valores foram baseados em dois documentos do NREL [42] e [43], que reportam valores de r entre os 8 e os 15%, e de n entre os 20 e os 30 anos, pelo que se escolheu valores intermédios. Também em relação aos factores de carga, estas fontes contêm números entre os 30 e os 55%.

Quanto aos valores do LCOE, e tendo em conta os factos referidos no parágrafo precedente, são apresentados valores bastante elevados, que são duas e três vezes superiores aos das literaturas citadas. Estes podem também ser expressos em €/MWh, rondando os 300€/MWh para a turbina da Vestas e os 400€/MWh para a turbina da Alstom.

Desta forma, é importante nesta análise fazer-se um estudo mais aprofundado, com os dados mencionados anteriormente para o factor de carga. Os resultados são expostos na tabela 4.3 e mostram uma diminuição significativa no valor do custo nivelado da energia, para 268 e 237 €/MWh para as turbinas da Alstom e da Vestas, respectivamente. Estes valores já são mais razoáveis e mais de acordo com a literatura, apesar de ainda um pouco elevados.

		Custo de Capital [€/kW]	Taxa Retorno [ano-1]	Anuidades [€/kW.ano]	Despesas O&M [€/kW.ano]	Factor de Carga	Utilização Anual [h.ano]	LCOE [c€/kWh]
Haliade 150	Método 1	7520,63	0,1102	828,533	120	0,40	3529,40	26,875
	Método 2	7520,63	0,1102	828,533	120	0,40	3543,42	26,769
V164	Método 1	7450,63	0,1102	820,821	120	0,45	3955,14	23,787
	Método 2	7450,63	0,1102	820,821	120	0,45	3969,16	23,703

Tabela 5.3 - Custo nivelado (LCOE) e seus componentes para cada caso de estudo, com factores de carga ajustados.

Todavia, esta é apenas uma análise simplificada e pouco robusta, sendo por isso essencial fazer uma análise financeira completa que estude também factores financeiros de avaliação de um projecto, e que vai ser feita no próximo capítulo.

Capítulo 6

Análise Financeira

Neste capítulo vai-se expor a análise financeira dos casos em estudo de forma a perceber a viabilidade dos projectos em causa, e mais geralmente de empreendimentos eólicos offshore.

6.1 Introdução

Para se poder fazer uma boa avaliação financeira de um projecto de produção de energia existe um factor de importância tremenda, que é o preço final da energia.

Como foi descrito no capítulo anterior este preço depende de muitos factores, entre eles o mercado energético do país em que está inserido o projecto e o regime de incentivos desse país. Existem diversas alternativas de regimes remuneratórios praticados na Europa, mas o mais significativamente utilizado é chamado de tarifa bonificada de venda (*feed-in tariff*), que é a usada em Portugal, com complemento dos certificados verdes.

Porém, por causa da situação financeira do país e da intervenção da Troika, com a assinatura do Memorando de Entendimento, há alterações a serem efectuadas no sector energético. Estas mudanças são de extrema importância pois determinam a diminuição ou mesmo o término das anteriores tarifas, sendo substituídas por duas possibilidades: a entrada no mercado livre, passando a actuar como produtor em regime ordinário, ou continuar no regime de remuneração garantida, com a electricidade produzida a ser vendida ao Comercializador de Último Recurso. Isto pode ser feito através das antigas tarifas, mencionadas no parágrafo precedente, ou de novas ainda a definir, como as garantias de origem, que são atribuídas pela DGEG aos produtores e podem ser transaccionadas em separado da energia, dando uma maior remuneração. [44]

Contudo, estas alterações ainda não estão a ser implementadas, pelo que se vai optar por fazer o cálculo através do Decreto-Lei nº 225/2007, de 31 de Maio, cuja fórmula é:

$$VDR = \{ KMHO * [PF + PV] + [PA * Z] \} * \left[\frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \right] * \left[\frac{1}{(1-LEV)} \right] \quad (10)$$

Em que:

- *VDR* é a remuneração mensal aplicável a centrais renováveis;
- *KMHO* é um coeficiente que modula os valores de *PF* e *PV*;
- *PF* é a parcela fixa da remuneração;
- *PV* é a parcela variável da remuneração;
- *PA* é parcela ambiental;
- *Z* é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada;
- IPC_{m-1} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao da análise;
- IPC_{ref} é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável;
- *LEV* representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável.

Todas estas parcelas são igualmente definidas em Decreto-Lei, no mesmo ou em subsequentes, dependendo do tipo de tecnologia.

Para a energia eólica o preço varia entre 74 e 98 €/MWh, para os primeiros 15 anos de vida útil, podendo ser mantido por mais cinco anos. De lembrar que esta garantia tarifária pode ser alterada para valores ainda desconhecidos, e que todas estas informações estão expostas em Decreto-Lei. [44] Vai, desta forma, para o estudo financeiro, utilizar-se como preço base um valor médio de 86€/MWh.

É primordial referir que estes valores não são adequados à eólica no mar, mas sim à *onshore*, havendo apenas referência à alteração do parâmetro Z da fórmula 10, aumentando-o para 16.7, para projectos eólicos *offshore* em plataforma flutuantes, mas apenas que sejam de experimentação e até 2MW, ou seja, específico do projecto-piloto WindFloat, através de uma Portaria do Ministério da Economia e do Emprego [44]. Porém, esta portaria de 2011 pode ser a base para uma alteração da legislação a favor dos empreendimentos eólicos marítimos, aumentando o preço de remuneração deste tipo de tecnologia, por forma a colmatar os elevados custos iniciais de investimento.

6.2 RETScreen e Resultados

Para o estudo financeiro vai ser usado o *software* RETScreen4. Este é muito utilizado para análises desta índole, ou seja, para empreendimentos renováveis, e apresenta os valores relativos ao Payback, ao VAL e à TIR. Por esta razão é fundamental definir estes termos.

O VAL é o Valor Actualizado Líquido e é calculado através dos fluxos de caixa futuros. Este valor representa uma estimativa de todo o dinheiro que se gasta e recebe ao longo do projecto, os chamados cash-flows positivos e negativos, que carecem sempre de actualização para a altura do investimento. Se o VAL for positivo é sinal que o projecto é rentável e pode avançar; se for negativo, não.

A TIR é a Taxa Interna de Rentabilidade e prende-se com o retorno do investimento, e os ganhos do projecto durante o seu ciclo de vida. É a taxa de actualização que anula o VAL, e se for menor que a taxa de actualização, r , o VAL será menor que zero e o projecto será inviável. Por outro lado, se for maior, então o VAL já será positivo e o projecto pode ser executado. Normalmente, o investidor define este valor como 15% para ter o retorno do investimento e ainda ter lucro, porém este valor é bastante alto e a partir dos 8% já seria aceitável.

O Payback (PB) é o período de recuperação do investimento em anos, ou seja, é o tempo que leva a que se acumulem ganhos que igualem os custos decorridos até esse momento, que neste caso são os decorridos do investimento inicial. Pode ser dividido em retorno simples, que é o tempo que um projecto leva a reaver o seu custo inicial, levando a uma análise menos detalhada; e em retorno do capital próprio, que é o tempo que o investidor leva a reaver o seu investimento inicial. [14] [47]

A análise feita pelo *software* pode ser mais ou menos complexa, dependendo da quantidade de parâmetros que é necessário calcular. Para este estudo, maior parte deles já foi definida nos capítulos anteriores, pelo que se vai apresentar uma tabela resumo desses elementos necessários. É preciso salientar que, dos estudos de caso, apenas foi utilizado o segundo método de cálculo de energia, dado que os valores são muito próximos entre eles, e não afectaria de forma relevante o resultado final. Vai também fazer-se uma análise com diferentes valores para o factor de carga, como foi enunciado no capítulo 5.

A tabela 6.1 apresenta os valores que é preciso inserir no *software* para a análise base de ambos os estudos de caso.

Caso de Estudo	Capacidade [kW]	Custo de Capital [€/kW]	Factor de Carga [%]	Despesas O&M [€/kW.ano]	Tempo de vida [anos]	Preço Electricidade [€/Mwh]
Caso 1	96 000	7 520	26,45	120	25	86,0
Caso 2	96 000	7 450	34,31	120	25	86,0

Tabela 6.1 – Resumo dos parâmetros utilizados no RETScreen4 para a análise financeira base.

Para melhor compreensão do RETScreen4, foram visualizados os tutoriais de funcionamento, incluindo de alguns projectos eólicos, e daí retiraram-se informações para outros valores que podem ser inseridos, como a razão da dívida e a duração da dívida, que poderiam ser de 70% e 15 anos, respectivamente; e ainda taxa de juros da dívida que, dentro dos parâmetros das instruções, pode ser 10%. Para esta análise, porém, estes parâmetros não foram explorados. A taxa de inflação não vai ser tida em conta, assumindo-se preços constantes para a análise feita, e a taxa de desconto, ou de actualização é 10%.

Os resultados da análise são expostos na tabela 6.2 e apresentam valores muito negativos, podendo observar-se inclusivamente que o período de recuperação de capital é superior ao tempo de projecto.

Caso de Estudo	VAL [k€]	TIR [%]	PB Simples [anos]	PB Capital Próprio [anos]
Caso 1	-652 849	-8,4	94,9	> projecto
Caso 2	-594 531	-5,2	53,8	> projecto

Tabela 6.2 – Resultados da análise financeira base para os casos em estudo.

A segunda análise feita terá os valores da tabela 6.3, ou seja, será alterado o factor de carga, conforme afirmado previamente, e o preço da energia para um valor que torne o projecto viável. O valor do preço da electricidade a que se chegou é de 275€/MWh, que é aquele que viabiliza o primeiro caso, que tem piores estimativas.

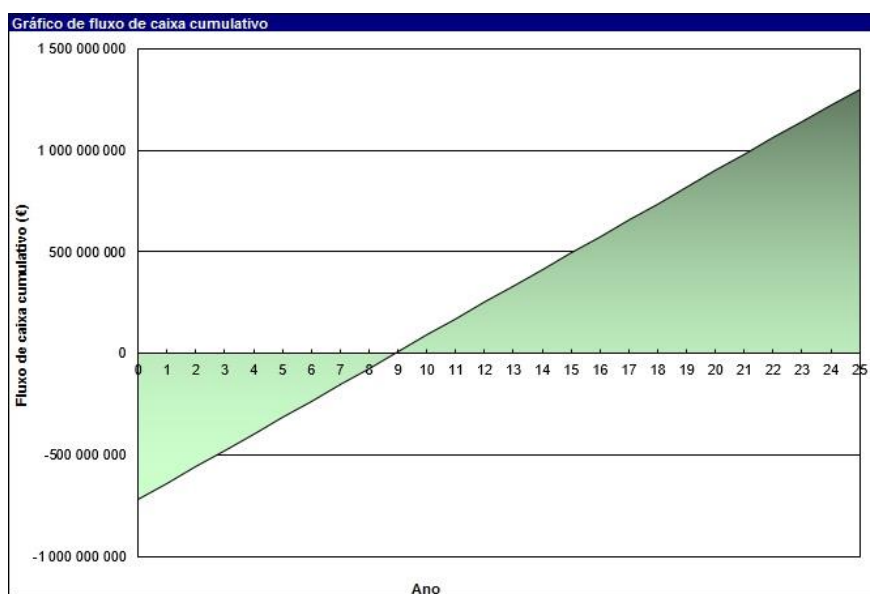
Caso de Estudo	Capacidade [kW]	Custo de Capital [€/kW]	Factor de Carga [%]	Despesas O&M [€/kW.ano]	Tempo de vida [anos]	Preço Electricidade [€/Mwh]
Caso 1	96 000	7520	40,00	120	25	275,0
Caso 2	96 000	7450	45,00	120	25	275,0

Tabela 6.3 – Resumo dos parâmetros utilizados no RETScreen4 para a análise financeira viável.

Na tabela 6.4 mostram-se os resultados da análise financeira para o caso viável, e nas figuras 6.1 e 6.2 apresentam-se os gráficos em que se podem visualizar estas informações. É possível verificar que o fluxo de caixa passa a positivo na altura do PB, como seria de esperar. No primeiro caso o VAL é bastante reduzido e em ambos os casos o TIR não chega a 15%, mas ambos passam a fasquia dos 8% e podem considerar-se viáveis.

Caso de Estudo	VAL [k€]	TIR [%]	PB Simples [anos]	PB Capital Próprio [anos]
Caso 1	13 190	10,2	8,9	8,9
Caso 2	124 869	12,2	7,7	7,7

Tabela 6.4 - Resultados da análise financeira viável para os casos em estudo.



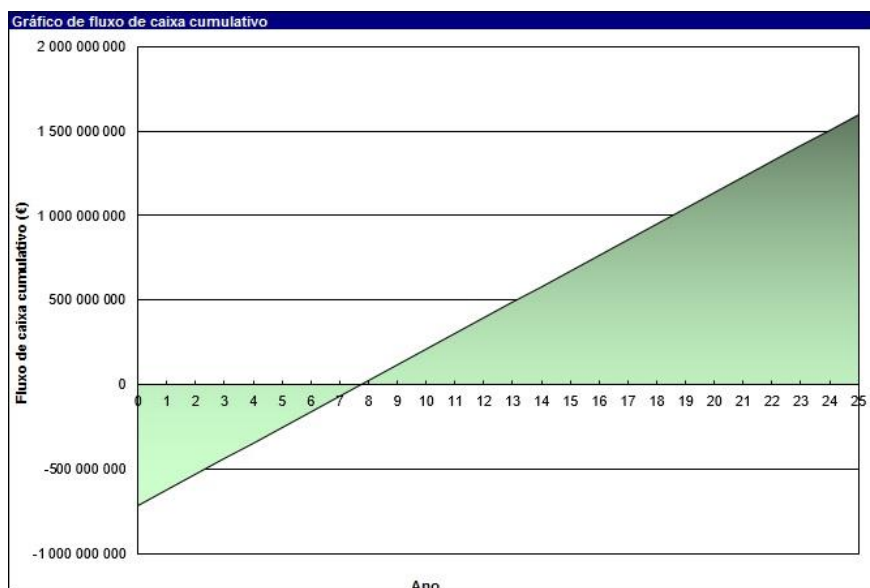


Figura 6.1 – Gráficos da análise financeira viável. Caso 1 (em cima), Caso 2 (em baixo) [48].

Nesta análise também não foi tido em conta um possível incentivo através de bolsas nacionais ou europeias, que como referido no capítulo 4, diminuiria bastante os custos de capital e consequentemente o preço.

O preço da electricidade pode chegar a 240€/MWh, se se quiser viabilizar apenas o segundo caso. No entanto, é possível perceber que ambos os valores, tanto este como o obtido na tabela 6.3, ainda são bastante elevados e inoportáveis para o mercado de energia.

Finalmente, pode fazer-se uma comparação deste preço com um estudo já referido anteriormente [43], que apresenta um valor para empreendimentos eólicos *offshore* da ordem dos 175€/MWh. Este é mais elevado do que aquele que é o valor base em Portugal, mas mesmo assim os preços a que se chegou ainda são mais elevados, pelo que é necessário reduzi-los. Tal pode ser alcançado através da redução dos custos totais do projecto e também dos seus custos de operação e manutenção.

Capítulo 7

Conclusão

Este capítulo finaliza esta tese, fazendo um pequeno resumo dos resultados obtidos e apresentando conclusões do estudo. Por fim apontam-se as possibilidades de trabalho futuro que surgem no âmbito desta dissertação.

7.1 Conclusão

Esta tese pretende fazer um estudo da energia eólica *offshore* na costa portuguesa, fazendo uma análise de diversos parâmetros, desde o mar e da costa, dos ventos e das turbinas, das fundações e dos custos e ainda da avaliação financeira, o que se fez com recurso a um estudo de caso abrangendo duas situações.

Em relação ao potencial eólico *offshore* português percebeu-se que os ventos são favoráveis à construção de instalações eólicas no mar, mas que há países em que este recurso é mais abundante, nomeadamente na região do Mar do Norte. Quanto à profundidade, foi entendido que a costa portuguesa tem um grande declive, tornando-a rapidamente muito profunda, com mais de quarenta metros. Por esse motivo, são necessárias tecnologias diferentes das usadas até este momento no panorama internacional, como são as plataformas flutuantes.

Ao realizar este estudo foram encontrados locais potenciais para a construção de parques eólicos, chegando-se à conclusão que existem já algumas zonas destinadas a empreendimentos renováveis no mar português. Um exemplo é a Zona Piloto Portuguesa, que está de acordo com o POEM e tem em conta a protecção da biodiversidade.

As turbinas e as fundações são outros dos elementos técnicos que foram avaliados. No que diz respeito às primeiras percebeu-se que as de maior potência produzem mais energia, o que baixa o preço final da electricidade, mas estudos mais aprofundados devem ser feitos para se avaliar quais as turbinas mais adequadas. Em relação às fundações, teve-se em conta a grande profundidade da costa portuguesa e explorou-se a hipótese das plataformas flutuantes, com enfoque na semi-submersível, que está a ser estudada num projecto-piloto na costa portuguesa.

Adicionalmente, estudou-se o tipo de transmissão da energia desde o parque no mar para terra e verificou-se que o mais utilizado é o de corrente alternada em alta tensão. Porém, em casos de empreendimentos perto da costa e até 100 MW, o sistema usado é MVAC, de média tensão.

Uma das partes mais importantes deste estudo é a final, em que se avaliam os custos de um projecto deste género e o preço possível da energia produzida. No que toca à análise dos custos, tanto para os custos iniciais, como para os custos de manutenção, obtiveram-se resultados bastante elevados, o que influencia o preço da energia. Pelo que este também se revelou muito elevado, principalmente comparando com o preço da tarifa aplicada em Portugal para a energia eólica.

Porém, estes resultados têm uma explicação que se baseia no facto de as tecnologias flutuantes, nas quais está incluída a semi-submersível, serem FOAK. São, portanto, pioneiras no seu âmbito e precisam ainda de pesquisa e investigação adicional para que os seus custos totais e de operação e manutenção sejam consideravelmente diminuídos. Assim, é natural que os custos desta tecnologia sejam, neste momento, bastante elevados, mas espera-se que venham a diminuir num futuro próximo, e possa desta forma passar à fase comercial.

É importante salientar ainda algumas dificuldades com que este estudo se deparou. Tais como a falta de informações mais concretas e fidedignas, e ainda a impossibilidade de obter esclarecimentos

sobre o projecto WindFloat, mesmo quando solicitado. Esta ajuda podia ter possibilitado uma análise mais aprofundada sobre esta matéria, mas poderia também impossibilitar o acesso desta tese à comunidade em geral.

Conclui-se, portanto, que em termos técnicos existe viabilidade para a eólica offshore em Portugal, contudo, em relação à viabilidade da componente económica há alguns elementos que têm de ser melhorados. Em ambos os casos é necessário haver mais investigação de forma a que a eólica *offshore* seja uma energia renovável de futuro.

7.2 Trabalho Futuro

Esta dissertação pretende fazer uma primeira avaliação do recurso eólico *offshore* na costa portuguesa. Assim, alguns aspectos podem ainda ser melhorados e alvo de maior pesquisa.

O primeiro factor que pode ser mais explorado prende-se com a escolha da turbina mais adequada para as condições eólicas da costa portuguesa, tendo como parâmetros o rendimento e tentando maximizá-lo.

Outro elemento que pode ser tido em conta num estudo mais aprofundado são as outras tecnologias flutuantes, SPAR Buoy e TLP, e a sua aplicação ao caso português. Adicionalmente, pode ainda fazer-se uma comparação com outras tecnologias renováveis offshore e perceber qual a mais viável.

Finalmente, a análise feita nesta tese abrange o cálculo do preço da energia e a comparação com as tarifas aplicadas em Portugal. Porém, esta análise pode ser mais abrangente e incluir as tarifas aplicadas noutros países, percebendo-se assim se o projecto em questão seria viável nesses países e quais as possíveis tarifas a aplicar. Poderia fazer-se também esta comparação para se perceber quais os parâmetros que mais influenciam a viabilidade de um parque desta origem, se será apenas a capacidade de produção ou se haverá outros.

Bibliografia

- [1] History of Wind Energy. Disponível em <http://energy.gov/eere/wind/history-wind-energy>. Acedido em 27 de Março de 2014.
- [2] Wind Energy Foundation. “History”. Disponível em <http://www.windenergyfoundation.org/about-wind-energy/history>. Acedido em 27 de Março de 2014.
- [3] Vindeby Offshore Windfarm. Disponível em <http://www.4coffshore.com/windfarms/ravnsborg-denmark-dk06.html>. Acedido em 20 de Março de 2014.
- [4] EWEA. “The European *offshore* wind industry - key trends and statistics 2013”, 2014.
- [5] 10 Biggest Turbines. Disponível em <http://www.windpowermonthly.com/10-biggest-turbines>. Acedido em 20 de Março de 2014.
- [6] Offshore Wind Farms. Disponível em http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_offshore_wind_farms. Acedido em 26 de Março de 2014.
- [7] Capacidade Acumulada Offshore Instalada por País em meados de 2013. Disponível em <http://www.earthpolicy.org/>. Acedido em 26 de Março de 2014.
- [8] OTEO. “Estado da Arte – Relatório 2012”, 2013.
- [9] Brito e Melo, A. “Estado da Arte das Energias Renováveis Offshore”. WavEC, 30 de Junho de 2011.
- [10] Energias Endógenas de Portugal, INEGI, APREN. “Parques Eólicos em Portugal”, Dezembro de 2013. Disponível em http://e2p.inegi.up.pt/relatorios/Portugal_Parques_Eolicos_201312.pdf. Acedido em 26 de Março de 2014.
- [11] “Wind Power by Country”. Disponível em http://en.wikipedia.org/wiki/Wind_power_by_country. Acedido em 8 de Setembro de 2014.
- [12] “Protocolo de Quioto”. Disponível em http://pt.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Quioto. Acedido em 27 de Março de 2014.
- [13] The 2020 climate and energy package. Disponível em <http://ec.europa.eu/clima/policies/package/>. Acedido em 27 de Março de 2014.
- [14] Energia Eólica – Uma Fonte de Energia Alternativa. Disponível em <http://www.publicarartigos.com/energia-eolica-fonte-energia-alternativa.php>. Acedido em 5 de Maio de 2014.
- [15] Castro, R. “Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica”, IST Press, 1ª Edição, Abril 2011.
- [16] Risø National Laboratory. “Atlas Eólico Offshore”, 1986. Disponível em <http://www.windatlas.dk/Europe/oceanmap.html>. Acedido em 23 de Maio de 2014.
- [17] EEA Technical Report. “Europe’s onshore and offshore wind energy potencial”, 2009.

- [18] EWEA. “Wind Energy – The Facts”, 2009.
- [19] Matos, N. “Simplificação Processual no Licenciamento para as Energias Renováveis”. WavEC, 15 de Março de 2011.
- [20] Global Offshore Wind Farms Database. Disponível em <http://www.4coffshore.com/offshorewind/>. Acedido em 25 de Maio de 2014.
- [21] Mapas do POEM, 2011.
- [22] Direção Geral de Política do Mar (dgpm). “Anexo B – Apêndice 1 – Adenda N - Recursos Naturais – Recursos Energéticos”. Estratégia Nacional para o Mar 2013 – 2020.
- [23] Estanqueiro, A. “Caracterização do Potencial Energético do Vento na Costa Portuguesa”. LNEG, 9 de Julho de 2013.
- [24] Principle Power WindFloat Brochure. Disponível em <http://www.principlepowerinc.com/images/PrinciplePowerWindFloatBrochure.pdf>. Acedido em 28 de Julho de 2014.
- [25] **GL** Garrad Hassan. “Industrial Development Potential of Offshore Wind in Ireland”, February 2011.
- [26] EWEA. “Deep water - The next step for offshore wind energy”, July 2013.
- [27] Weinstein, A. “WindFloat: Changing the paradigm of offshore wind”. Principle Power, 2014.
- [28] Wright, S., Rogers, A., Manwell, J. and Ellis, A. “Transmission Options for Offshore Wind Farms in the United States”. USA: Renewable Energy Research Lab/ University of Massachusetts, 2002.
- [29] Roddier, D., Cermelli, C., Aubault, A., Weinstein, A. “WindFloat: A floating foundation for offshore wind turbines”. Principle Power, Inc. Marine Innovation and Technology, 2010.
- [30] Vestas Offshore Brochure, 2013.
- [31] Haliade™ 150-6MW - Offshore wind turbine, 2014.
- [32] Vidigal, A. “Os desafios da eólica *offshore* flutuante”. EDP Inovação. 7º Congresso do Comité Português da URSI, 22 de Novembro de 2013.
- [33] Douglas-Westwood. “Offshore Wind Assessment For Norway”, 24th March 2010.
- [34] Histórico de Taxas de Câmbio. Disponível em <http://www.oanda.com/lang/pt/currency/historical-rates/>. Acedido em 20 de Agosto de 2014.
- [35] Center for Integrative Environmental Research (CIER), University of Maryland. “Maryland Offshore Wind Development”, October 2010.
- [36] Greenacre, P., Gross, R., Heptonstall, P. “The cost of offshore wind in UK waters –understanding the past and projecting the future”. UK Energy Research Centre, September 2010.
- [37] Roland Berger Strategy Consultants. “Offshore Wind Toward 2020 - On the pathway to cost competitiveness”, April 2013.

- [38] Costa, P. A. S. "Atlas do Potencial Eólico para Portugal Continental". Dissertação de Mestrado. FCUL, Junho 2004.
- [39] Arapogianni, A. "Economics of wind energy". EWEA, October 2011.
- [40] "Capacity Factor for different types of generating sources". OpenEI. Disponível em <http://en.openei.org/apps/TCDB/>. Acedido em 8 de Setembro de 2014.
- [41] "Capacity factors at Danish offshore wind farms". Disponível em <http://energynumbers.info/capacity-factors-at-danish-offshore-wind-farms>, de 17 de Julho de 2014. Acedido em 8 de Setembro de 2014.
- [42] Hand, M. M. "Tracking the Cost of Wind Energy". North American Wind Energy Academy 2013 Symposium. NREL, August 6, 2013.
- [43] Tegen, S., Lantz, E., Hand, M., Maples, B., Smith, A. and Schwabe, P. "2011 Cost of Wind Energy Review". NREL, 2013.
- [44] Rocha, A. O., Faria, N. S. "Energias Renováveis - Novidades Legislativas no Sector em 2013". Nota Informativa. PLMJ – Sociedade de Advogados, RL, Janeiro 2014.
- [45] Decreto-Lei n.º 225/2007. Diário da República. Disponível em <http://www.apren.pt/pt/nacional/electricidade-pre/>. Acedido em 10 de Setembro de 2014.
- [46] Portaria n.º 286/2011 de 31 de Outubro. Disponível em <http://dre.pt/pdfgratis/2011/10/20900.pdf>. Acedido em 10 de Setembro de 2014.
- [47] Portal da Gestão. "Analisar projectos: o payback, a TIR e o VAL". Disponível em <http://www.portal-gestao.com/item/2500-analisar-projectos-o-payback-a-tir-e-o-val.html>. Acedido em 10 de Setembro de 2014.
- [48] RETScreen4. Disponível em <http://www.retscreen.net/pt/home.php>.