



Francisco José Pires Antunes

Licenciatura em Engenharia Civil

**Desenvolvimento Actual e Perspectivas
Futuras da Energia Eólica *Offshore* em
Portugal**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia das Energias Renováveis

Orientador: Prof. Doutora Cristina Inês Camus, ISEL/IPL

Co-orientador: Prof. Doutor Mário Ventim Neves, FCT-UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor Luís Filipe Figueira de Brito Palma, FCT-UNL

Arguente: Prof. Doutor João Miguel Murta Pina, FCT-UNL

Vogal: Prof. Doutora Cristina Inês Camus, ISEL/IPL



Setembro 2016

Nota Prévía

Esta dissertação foi redigida segundo o antigo acordo ortográfico.

Desenvolvimento actual e perspectivas futuras da energia eólica offshore em Portugal

Copyright © Francisco José Pires Antunes, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

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

Aos meus pais Horácio e Estela,
Aos meus irmãos Inês, Luis e João,
Aos meus sobrinhos Henrique, Lourenço, Frederico, Simão e Nuno.

Agradecimentos

À Professora Doutora Cristina Inês Camus, professora adjunta do ISEL, pela oportunidade de realizar esta dissertação, pelo pronto apoio prestado ao longo deste período, pela flexibilidade na escolha do tema e na orientação prestada nesta tese.

Ao Professor Doutor Mário Ventim Neves, professor auxiliar da FCT-UNL, pela oportunidade de realizar este mestrado numa das mais prestigiadas universidades de Portugal e apoio prestado durante este ciclo.

Aos meus pais, Horácio e Maria Estela, por me terem proporcionado as condições para me formar academicamente a este nível, pelos sacrifícios, pelos exemplos e valores que sempre me transmitiram e fazem de mim a pessoa que sou.

Aos meus irmãos, Maria Inês, Luis Filipe e João Bernardo, por nunca me faltarem com o seu apoio, acreditarem mais em mim e me motivarem para alcançar o grande objectivo de terminar este capítulo da minha vida.

Aos meus amigos, pelo companheirismo e amizade, por caminharem ao meu lado e pelo seu apoio incondicional.

Aos meus colegas e professores de mestrado, pelos conhecimentos transmitidos e apoio na realização do mesmo.

Resumo

A sociedade moderna habituou-se à geração e consumo de energia de origem fóssil mas esse é um recurso finito e cuja influência nas alterações climáticas obriga a repensar a forma como se produz energia.

A ciência encontrou o caminho a seguir nas energias de fonte renovável como a energia solar, energia hídrica, energia eólica ou biomassa.

Umhas tecnologias já estão mais desenvolvidas que outras e nesta dissertação é abordada a evolução da energia eólica ao longo das gerações, desde os moinhos de vento e água até às actuais turbinas que geram energia para alimentar milhares de habitações.

São analisados os panoramas *onshore* e *offshore* europeu e português, com maior ênfase na componente *offshore* da tecnologia.

É feita uma análise económica para a hipótese de se instalar um parque eólico *offshore* ao largo de Portimão no Algarve, sul de Portugal. Esta análise tem em conta a capacidade de produção de uma determinada turbina no local escolhido tendo em conta os ventos disponíveis. A análise feita revelou para o projecto com cinco turbinas de 6 MW cada, um valor actualizado líquido (VAL) de 12 562 484,36 €, uma taxa interna de rentabilidade (TIR) de 13% e prazo de retorno do investimento ao fim de 14 anos.

Palavras-chave: Energia eólica, turbinas, *offshore*, energia renovável, análise financeira

Abstract

The modern society got used to generation and power consumption from fossil energy which is a finite resource that has major impact in climate change. This obviously creates the necessity of rethinking the way to generate energy.

Science developed the path to follow through renewable energies, such as, solar, hydro, wind or biomass.

Some technologies are more developed than others and this dissertation focus on wind energy throughout the years since its origins on windmills all the way to the modern day turbines which can generate power to supply thousands of homes.

It is analysed the onshore and offshore panorama both in Europe and in Portugal, taking more emphasis on offshore developments. It is also analysed the costs of implementing an offshore windfarm off Portimão in Algarve, south of Portugal. This analysis is based on the power capacity generation of five 6 MW turbines. The general results obtained were 12 562 484,36 € of net present value, an internal rate of return of 13% and payback after 14 years of operation.

Keywords: Wind energy, turbines, offshore, renewable energy, financial analysis.

Índice

1. Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Motivação.....	1
1.3 Obectivos.....	2
1.4 Estrutura da Dissertação.....	2
2. Estado da Arte	3
2.1 Estado da Arte - Europa	3
2.1.1 Eólica Onshore	3
2.1.2 Eólica Offshore	4
2.1.3 Perspectivas Futuras do Mercado para 2016.....	9
2.1.4 Tendências.....	10
2.1.5 Financiamento	12
2.1.6 Projecções Futuras.....	14
2.2 Estado da Arte - Portugal	14
2.2.1 Eólica Offshore	22
3. Energia Eólica	23
3.1 Prós e Contras da Energia Eólica	23
3.2 Cronologia do Aproveitamento Eólico.....	23
3.3 Turbinas Eólicas.....	29
3.3.1 Turbinas Eólicas de Eixo Vertical.....	30
3.3.2 Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal.....	35
4. Funcionamento das Turbinas Eólicas.....	39
4.1 Movimentos de uma Turbina Eólica	39
4.2 Cálculo da Energia	40
4.3 Potência de Saída	42
4.4 Potência Máxima de Saída	43
4.5 Lei de Bernoulli.....	45
4.6 Tipos de Perfis.....	46
4.7 Aerodinâmica	47
4.8 Dimensões de um Perfil Alar	48
4.9 Velocidade Relativa do Vento.....	49
4.10 Efeito Esteira.....	50
4.11 Torção nas Pás.....	52
4.12 Tip Speed Ratio.....	53
4.13 Controlo Aerodinâmico.....	54

4.14	Sistemas de Velocidade Variável e Fixa	55
4.15	Sistemas de Transmissão.....	56
4.16	Condensadores de Corrente Contínua (DC)	60
4.17	Subestações Offshore	61
4.18	Estruturas de Turbinas Eólicas Offshore.....	61
4.19	Efeito Scour.....	64
4.20	Ruído das Fundações.....	65
4.21	Medições de ruído sonoro	66
4.22	Tecnologias de Instalação de Baixo Ruído	67
4.22.1	Cravar Pilares por Vibração	67
4.22.2	Perfuração.....	67
4.22.3	Sucção	67
4.23	Impactos Ambientais.....	68
4.24	Legislação	69
5.	Análise Financeira.....	71
5.1	Escolha do Local	71
5.2	Cálculo da Energia	74
5.3	Cálculo Financeiro	79
5.4	Avaliação da Sensibilidade do VAL a Diferentes Variáveis.....	84
6.	Conclusões	87
	Referências Bibliográficas	89

Índice de Figuras

Figura 2.1 – Quota de mercado, por país, na união europeia de potência eólica instalada.....	3
Figura 2.2 – Capacidade instalada anual e cumulativa eólica <i>offshore</i>	4
Figura 2.3 – Distribuição da capacidade instalada <i>offshore</i> na Europa por região.....	5
Figura 2.4 - Quotas de mercado dos estados membro da UE de capacidade eólica instalada durante o ano de 2015.....	6
Figura 2.5 – Tipos de fundações das turbinas <i>offshore</i> instaladas em 2015.....	6
Figura 2.6 – Distribuição percentual dos fabricantes de turbinas eólicas <i>offshore</i> no final de 2015.....	7
Figura 2.7 – Distribuição percentual por empresas da capacidade instalada em parques eólicos <i>offshore</i> em 2015.....	8
Figura 2.8 – Distribuição percentual dos tipos de estruturas utilizadas nas turbinas eólicas em funcionamento.....	8
Figura 2.9 – Mercado <i>Offshore</i> : projectos planeados, aprovados, à espera de aprovação, em funcionamento e em construção, por GW.....	9
Figura 2.10 – Distribuição percentual dos projectos aprovados para construção por região marítima.....	10
Figura 2.11 – Potência nominal média anual das turbinas eólicas <i>offshore</i>	10
Figura 2.12 – Dimensão média anual dos parques eólicos <i>offshore</i>	11
Figura 2.13 – Investimento obtido entre 2010 e 2015, e diferença percentual ano a ano.....	12
Figura 2.14 – 18 mil milhões de euros de investimento em eólicas <i>offshore</i> em 2015.....	12
Figura 2.15 – MW vendidos e respectiva fase do projecto em cada trimestre de 2014 e 2015.....	13
Figura 2.16 – Segmentação do mercado por investidores.....	13
Figura 2.17 – Taxa de dependência energética, DGEG.....	14
Figura 2.18 – Evolução da energia a partir de fontes renováveis, o valor de 2016 considera o ano móvel de Março de 2016 a Março de 2015.....	15
Figura 2.19 – Evolução da produção FER, em GW.....	16
Figura 2.20 – Contributo da energia renovável no consumo de energia primária em 2015, Outros renováveis contemplam solar, geotérmica e outros resíduos renováveis.....	16
Figura 2.21 – Contributo da energia renovável no consumo de energia final em 2015, Outros renováveis contemplam solar, geotérmica e outros resíduos renováveis.....	17
Figura 2.22 – Evolução da potência instalada em Portugal.....	18
Figura 2.23 – Capacidade por distrito e região autónoma.....	18
Figura 2.24 – Quota de mercado dos fabricantes de Aero geradores.....	19
Figura 2.25 – Capacidade instalada por promotor.....	19

Figura 2.26 – Localização dos parques eólicos em Portugal continental.....	20
Figura 2.27 – Potência instalada por distritos e regiões autónomas.....	21
Figura 2.28 – Dimensões do <i>Windfloat</i>	22
Figura 3.1 – Moinho de vento holandês.....	24
Figura 3.2 – Turbina eólica criada por Charles Brush.....	24
Figura 3.3 – Duas turbinas eólicas de testes de Poul La Cour na escola secundária popular de Askov, Dinamarca, 1897.....	25
Figura 3.4 – Turbina eólica do tipo Darrieus.....	26
Figura 3.5 - Turbina eólica Smith-Putnam de 1,25MW em Vermont, Canadá, 1941.....	27
Figura 3.6 – Turbina eólica Gedser na Dinamarca.....	27
Figura 3.7 – Parque eólico <i>offshore</i> em Vindeby, Dinamarca.....	28
Figura 3.8 – Evolução do diâmetro e potência das turbinas eólicas ao longo dos anos.....	29
Figura 3.9 – Turbina eólica com rotor que mantém o eixo do vento.....	30
Figura 3.10 – Turbina eólica de eixo vertical Savonius, modelo de 10kW.....	31
Figura 3.11 – Esquema do princípio de funcionamento do rotor de Savonius.....	32
Figura 3.12 – Turbina eólica de eixo vertical Daerrius, variante turbina helicoidal.....	33
Figura 3.13 - Turbina eólica de eixo vertical Daerrius, variante Cycloturbine, Universidade McMaster em Ontário, Canadá.....	33
Figura 3.14 – Turbina eólica de eixo vertical com velas rotativas.....	34
Figura 3.15 – Turbina eólica de eixo vertical Windstar.....	34
Figura 3.16 – Esquema de uma turbina eólica de eixo horizontal à retaguarda.....	35
Figura 3.17 - Esquema de uma turbina eólica de eixo horizontal frontal.....	36
Figura 3.18 – Efeito de arrasto.....	36
Figura 3.19 – Componentes de uma turbina de eixo horizontal.....	37
Figura 4.1 – Eixos de rotação dos movimentos <i>yaw</i> , <i>pitch</i> e <i>roll</i>	39
Figura 4.2 – Tubo de Betz.....	41
Figura 4.3 – Curva de potência de uma turbina eólica.....	42
Figura 4.4 – Direcção e sentido das forças de arrasto e sustentação.....	46
Figura 4.5 – Ângulos relevantes da pá de uma turbina eólica.....	47
Figura 4.6 – Dimensões de um perfil alar.....	48
Figura 4.7 – Comprimento de uma pá eólica.....	49
Figura 4.8 – Escoamento ao redor de uma esfera.....	50

Figura 4.9 – Efeito de esteira.....	51
Figura 4.10 – Efeito <i>Stall</i>	52
Figura 4.11 – Representação gráfica da curva $\lambda \times C_p$	53
Figura 4.12 – Comparação entre a curva de potência de turbina de controlo <i>Pitch</i> e controlo <i>Stall</i>	54
Figura 4.13 – Sistema de gerador de indução de velocidade fixa.....	55
Figura 4.14 – Sistema de gerador de indução duplamente alimentado.....	56
Figura 4.15 – Cabo HVDC com isolamento de poliestireno extrudido usado para aplicações submarinas.....	57
Figura 4.16 – Diagrama esquemático do sistema HVDC monopolar.....	57
Figura 4.17 – Diagrama esquemático do sistema HVDC bipolar.....	57
Figura 4.18 – Diagrama esquemático do sistema HVDC homopolar.....	58
Figura 4.19 – Diagrama esquemático do sistema HVDC <i>Back-to-Back</i>	58
Figura 4.20 – Diagrama esquemático do sistema HVDC multi-terminais em série e em paralelo.....	58
Figura 4.21 – Cabo XLPE submarino com um condutor e 3 condutores, revestimento de chumbo, armadura de fio metálico e fibra óptica.....	59
Figura 4.22 – Alcance das tecnologias de transmissão de energia relacionando potência e distância.....	60
Figura 4.23 – Exemplo de estrutura monopilar.....	62
Figura 4.24 – Exemplo da estrutura Tripé.....	62
Figura 4.25 – Exemplo da estrutura treliçada.....	63
Figura 4.26 – Exemplo de estrutura de base de gravidade.....	63
Figura 4.27 – Exemplo das estruturas <i>Spar Buoy</i> , Semi-submersível e <i>Tension Leg Platform</i>	64
Figura 4.28 – Efeito <i>Scour</i> num elemento cilíndrico.....	65
Figura 5.1 – Área escolhida para a distribuição dos ventos no local	71
Figura 5.2 – SWT 6.0 154.....	72
Figura 5.3 – Disposição do parque eólico, espaçamento de 1,54km entre turbinas.....	72
Figura 5.4 – Distribuição da velocidade do vento para o local escolhido.....	73
Figura 5.5 – Variação dos parâmetros de Weibull k e c , respectivamente, à esquerda e à direita, para Portugal.....	75
Figura 5.6 – Função densidade de probabilidade de Weibull.....	75
Figura 5.7 – Função densidade de probabilidade Acumulada.....	76

Figura 5.8 – Curva de potência do aerogerador77

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 – Número de parques, número de turbinas e número de MW ligados à rede no final de 2015 por país.....	5
Tabela 2.2 – Potência instalada, em MW, pelos diferentes tipos de produção de energia através de fontes renováveis.....	15
Tabela 5.1 – Cabos usados no estudo.....	73
Tabela 5.2 – Custos de implantação da energia eólica <i>offshore</i>	79
Tabela 5.3 – Custos de implantação da energia eólica <i>offshore</i> na Noruega.....	79
Tabela 5.4 – Mapa de exploração dos 3 primeiros anos.....	81
Tabela 5.5 – Mapa de exploração dos 3 últimos anos.....	81
Tabela 5.6 – Sensibilidade do VAL.....	84

Lista de Abreviaturas e Siglas

AC	<i>Alternate Current/Corrente Alternada</i>
APREN	Associação Portuguesa das Energias Renováveis
BE	Bélgica
DC	<i>Direct Current/Corrente Contínua</i>
DE	Alemanha
DGEG	Direcção Geral de Energia e Geologia
DK	Dinamarca
EEA	Agência Europeia do Ambiente
EEM	Empresa de Electricidade da Madeira
ES	Espanha
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
FER	Fontes de Energia Renovável
FI	Finlândia
HVAC	<i>High Voltage Alternate Current</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
HVDC-CSC	<i>High Voltage Direct Current – Current Source Converter</i>
HVDC-LCC	<i>High Voltage Direct Current – Line Commuted Converters</i>
HVDC-VSC	<i>High Voltage Direct Current – Voltage Source Converter</i>
IE	Irlanda
INEGI	Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial
IRC	Imposto sobre Rendimento Colectivo
LCOE	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
MVAC	<i>Medium Voltage Alternate Current</i>
NL	Holanda
NNO	Nor-noroeste
NO	Noruega
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PRI	Prazo de retorno do investimento
PT	Portugal
RPM	Rotações por minuto

SE	Suécia
SWT	<i>Siemens wind turbine</i>
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TLP	<i>Tension Leg Platform</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
UE	União europeia
UK	Reino Unido
VAL	Valor Actualizado Líquido
WT	<i>Wind Turbine</i>
XLPE	<i>Cross Linked Polyethylene</i>

Lista de Símbolos

A	Área
C	Condensador
c	Parâmetro de escala de Weibull
CF	<i>Cash-flow</i>
$CF_{\text{atualizado}}$	<i>Cash-flow</i> atualizado
$CF_{\text{acumulado}}$	<i>Cash-flow</i> acumulado
CF_i	<i>Cash-flow</i> do ano i
$C_{O\&M}$	Custos de operação e manutenção
C_p	Coefficiente de potência da turbina/Coefficiente de Betz
$C_{p\text{máx}}$	Coefficiente de potência máximo/Limite de Betz
$C_p(u)$	Coefficiente de potência da turbina à velocidade u
D	Diâmetro
$D_{O\&M}$	Despesas de operação e manutenção
$E(u)$	Energia à velocidade u
E_a	Energia anual
E_c	Energia cinética
E_{total}	Energia total
f	Frequência
$f(u)$	Função densidade de probabilidade da velocidade do vento
g	Aceleração da gravidade
H	Horas
h	Altura
i, n	Ano
I	Investimento inicial
I_a	Investimento anual
k	Parâmetro de forma de Weibull
L	Comprimento
L_{eq}	Nível de pressão sonora equivalente
L_{peak}	Nível de pico sonoro
m	Massa

\dot{m}	Caudal mássico
P	Potência
p	Pressão
p_0	Pressão de referência
Pdf	Percentagem de frequência
P_{in}	Potência de entrada
P_{ext}	Potência extraída
$p_{máx}$	Valor máximo de pressão
P_{out}	Potência de saída
$P(u)$	Potência à velocidade u
r	Raio
Re	Número de Reynolds
R_l	Receita líquida
R_t	Receita total
S	Área da secção transversal
SEL	Nível de exposição sonora
S_n	Potência nominal
T	Tempo
T_a	Taxa de actualização
u, v	Velocidade
V_{cc}	Tensão da corrente contínua
η	Rendimento
ρ	Densidade relativa do fluído
λ	Razão das velocidades/ <i>Tip Speed Ratio</i>
μ	Viscosidade do fluído
$\omega.R$	Velocidade tangencial
τ	Constante de tempo
Ω	Velocidade angular

1. Introdução

1.1 Enquadramento

O Século XXI representou um virar de página no que toca à produção energética face ao século passado. O aquecimento global e as alterações climáticas provocadas pela emissão de gases com efeito de estufa são um problema global e a generalidade da comunidade mundial tomou consciência que era necessário inverter a tendência da produção energética de recursos fósseis e nuclear em benefício da produção energética de fontes renováveis, diminuindo a emissão de gases poluentes para a atmosfera e a criação de resíduos radioactivos.

Desde então, Portugal tem assumido uma postura determinada na implementação e desenvolvimento de tecnologias que permitam a produção energética de fontes renováveis, nomeadamente parques eólicos, parques solares fotovoltaicos e barragens produtoras de energia eléctrica, por forma a diminuir a sua pegada ecológica mas, também, diminuir a quantidade de energia importada, ganhando sustentabilidade e independência energética e conseguindo uma significativa poupança económica.

Não é possível, à luz do desenvolvimento tecnológico actual, contemplar uma rede eléctrica nacional que dependa apenas de fonte renovável, ainda que houvesse essa capacidade de produção, visto que a energia de fonte renovável não é estável e não ofereceria fiabilidade, pelo que, são necessários grupos de produção térmicos para suprimir as necessidades da rede.

No ano 2016, até Outubro de 2016, a produção de electricidade a partir de fontes renováveis em Portugal foi responsável por 67% do total da energia eléctrica consumida, um grande aumento face ao ano de 2015 que registou uma contribuição de 49% [1].

Em 2015, Portugal foi o 4º país da União Europeia com maior produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável, sobretudo pela produção hídrica e eólica [8].

1.2 Motivação

Uma recente directiva europeia estipula um objectivo global de 20% de incorporação de energia de fonte renovável no consumo final em 2020, sendo para Portugal, uma meta obrigatória de 31%. É tempo de olhar para novas formas de produção de energia em Portugal, e o oceano tem um enorme potencial por descobrir e utilizar.

A evolução tecnológica da energia marítima, tendo em conta os modelos até agora desenvolvidos, estão ainda aquém de uma implementação eficaz e que suprima significativamente as necessidades de uma região, tendo por exemplo o *Pelamis* ao largo da Aguçadoura com apenas 750 kW de potência instalada por unidade, um total de 2,25 MW do parque. No entanto, as turbinas eólicas *offshore* já são uma realidade europeia estabelecida em países como a Alemanha, parque eólico *offshore Alpha Ventus* [32], ou a Noruega, relatório Douglas-Westwood [36], e Portugal, com toda a sua extensão de costa marítima, tem de contemplar a implementação desta tecnologia.

1.3 Objectivos

O presente trabalho tem como objectivo efectuar uma análise económica da viabilidade dum parque eólico *offshore* na costa portuguesa.

É também pretendido fazer um estudo da evolução europeia e portuguesa quanto à tecnologia da energia eólica, desde a sua origem nos moinhos de vento até às actuais turbinas eólicas, com maior enfoque na eólica *offshore*.

Neste trabalho estudar-se-á a frequência e tipo de ventos presentes num local da costa portuguesa, a conversão destes ventos em energia eléctrica através de turbinas de vento de eixo horizontal, estimativa da energia anual produzida pelo parque, construído hipoteticamente. Determinar a viabilidade económica calculando o valor actualizado líquido (VAL), a taxa interna de rentabilidade (TIR), o período para o retorno do investimento (PRI) e o custo unitário de produção da energia (*levelized cost of energy* - LCOE).

1.4 Estrutura da Dissertação

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

No segundo capítulo é apresentado o estado da arte da tecnologia eólica *onshore* e *offshore* a nível europeu e, mais particularmente, em Portugal.

No terceiro capítulo é apresentada uma breve cronologia da evolução tecnológica das turbinas eólicas desde que surgiram os moinhos de vento até aos aerogeradores produtores de electricidade, tipologias de turbinas eólicas e sua composição.

No quarto capítulo é explanado o funcionamento das turbinas eólicas para converter a energia cinética armazenada no vento em energia mecânica para gerar energia eléctrica, sistemas de transmissão da electricidade produzida *offshore*, tipos de estruturas eólicas *offshore* existentes e impactos ambientais desta tecnologia.

No quinto capítulo é apresentado um caso de estudo da criação de um parque eólico *offshore* na costa portuguesa, estudo dos ventos e análise económica feita com valores definidos no relatório feito pela Agência Europeia da Energia sobre o potencial eólico *onshore* e *offshore* na Europa e comparar os resultados obtidos com a realidade europeia.

No sexto e último capítulo são apresentadas as conclusões deste trabalho.

2. Estado da Arte

Neste capítulo será abordado o desenvolvimento actual da tecnologia eólica, *onshore* e *offshore*, na Europa e em Portugal, em números.

2.1 Estado da Arte - Europa

2.1.1 Eólica *Onshore*

De acordo com o mais recente relatório publicado em Fevereiro de 2016 pelo *The European Wind Energy Association* obtiveram-se os seguintes números [2]:

- Foram instalados 13 805,2 MW para produção de energia eólica em 2015, um aumento de 5,4% face ao ano anterior;
- A energia eólica é a tecnologia geradora de energia com a maior taxa de novas instalações em 2015, sendo responsável por 44% do total de instalações com capacidade para produção eléctrica, 8º ano consecutivo que a eólica é responsável pelo aumento acima de 55% da potência instalada;
- Actualmente existe na Europa a capacidade de produção de 142 GW provenientes de energia eólica. Destes, aproximadamente 131 GW encontram-se em parques eólicos *onshore* e cerca de 11 GW em parques eólicos *offshore*;
- Desde o início do milénio que na Europa 56,2% das novas instalações para a produção de energia são de fonte renovável, das quais 29,4% são provenientes da energia eólica;
- A Alemanha é o país com a maior capacidade de produção instalada de energia eólica na Europa seguida de Espanha, Reino Unido e França;

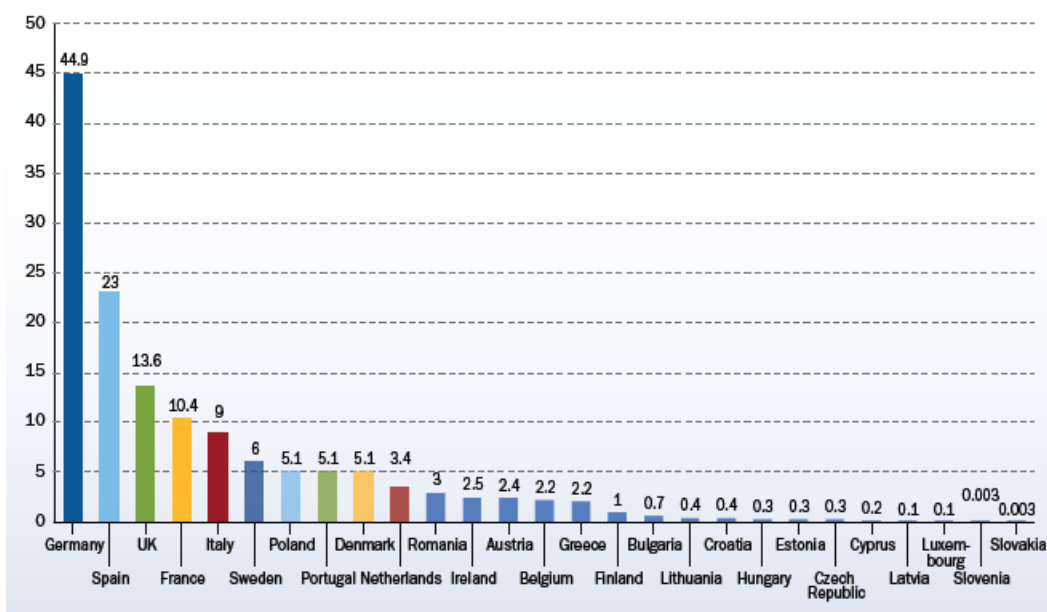


Figura 2.1 – Quota de mercado, por país, na união europeia de potência eólica instalada [2].

- 2015 viu crescer o investimento nas eólicas num total de 26,4 mil milhões de euros. Um aumento de 40% face a 2014;
- O Reino Unido foi o país onde mais investimento foi feito, 12,598 milhões de euros para mais potência instalada, quase metade do total de investimentos realizados na área no ano de 2015;
- No final de 2014, Portugal tinha 4914,4 MW instalados de produção eólica tendo implantado durante o ano de 2015 mais 200 MW perfazendo um total de 5,1 GW instalados de produção eólica no final desse ano;

2.1.2 Eólica Offshore

O primeiro parque eólico *offshore* a surgir na Europa foi construído na Dinamarca em 1991, em *Vindeby*, e continua em funcionamento com uma capacidade instalada de 4,95 MW distribuída por 11 turbinas eólicas com 450 kW de potência cada uma [4].

Desde então a tecnologia veio sendo desenvolvida e o número de parques *offshore* aumentando. Durante o ano de 2015 surgiram 754 novas turbinas eólicas *offshore* concentradas em 15 parques, mais 108% que em 2014. Um total de 3019 MW de nova potência instalada. Foram ainda instaladas 53 novas turbinas que aguardam ligação à rede, um total de 277 MW [4].

Existem até ao momento 3230 turbinas instaladas e ligadas à rede com capacidade produtiva de 11027 MW distribuídas por 84 parques em 11 países [4].

Os 6 parques eólicos *offshore* em construção aumentarão, assim que concluídas as obras de instalação e ligação à rede, a potência instalada em 1,9 GW, para 12,9 GW [4]. A figura 2.2 mostra evolução da capacidade instalada da energia eólica *offshore* desde 1991.

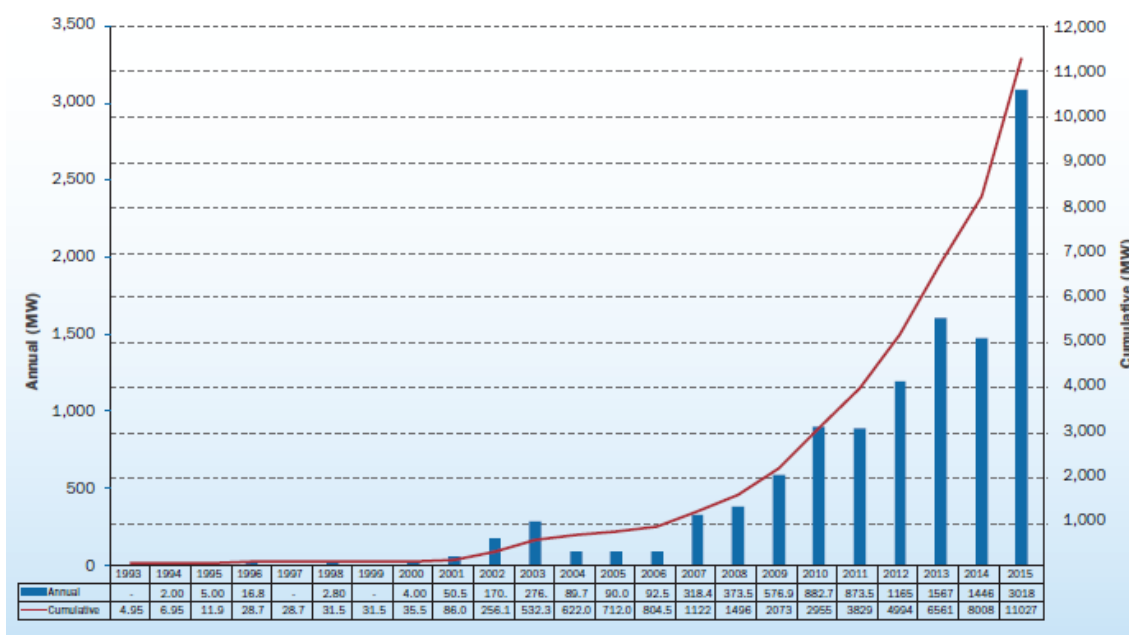


Figura 2.2 – Capacidade instalada anual e cumulativa eólica *offshore* [4].

Tabela 2.1 – Número de parques, número de turbinas e número de MW ligados à rede no final de 2015 por país [4].

Country	BE	DE	DK	ES	FI	IE	NL	NO	PT	SE	UK	Total
No. of farms	5	18	13	1	2	1	6	1	1	5	27	80
No. of turbines	182	792	513	1	9	7	184	1	1	86	1,454	3,230
Capacity installed (MW)	712	3,295	1,271	5	26	25	427	2	2	202	5,061	11,027

Na Europa, o Reino Unido é quem possui a maior capacidade instalada ligada à rede com 45,9% de todas as instalações. Seguem-se a Alemanha com 29,9%, a Dinamarca com 11,5% como os países com maior número de parques/turbinas *offshore* [4].

Há uma grande predominância dos parques eólicos *offshore* no Mar do Norte que contabiliza 7656,4 MW dos 11027,1 MW instalados na Europa, correspondendo a 69,4%. 7 MW (apenas 0,1%) estão no Oceano Atlântico, 1420,5 MW estão no Mar Báltico e 1943,2 MW encontram-se no mar Irlandês [4]. Esta distribuição pode ser observada na figura 2.3.

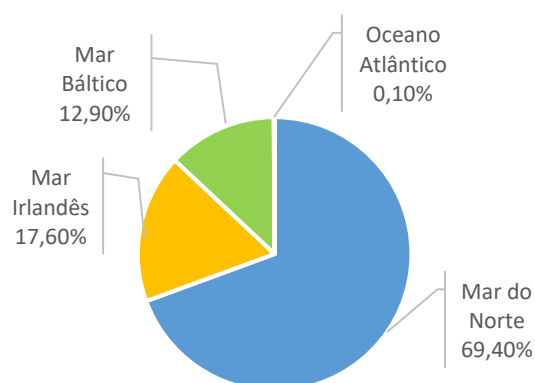


Figura 2.3 – Distribuição da capacidade instalada *offshore* na Europa por região [4].

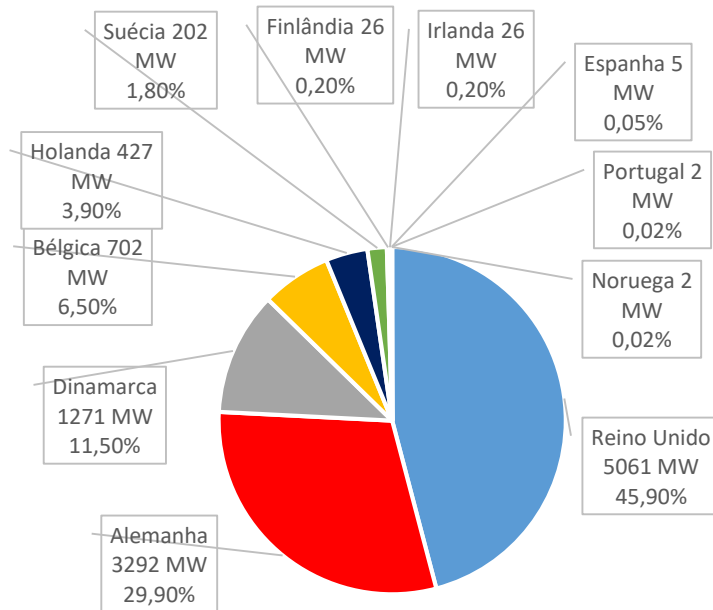


Figura 2.4 - Quotas de mercado dos estados membro da UE de capacidade eólica instalada durante o ano de 2015 [4].

Em 2015 a potência média por turbina *offshore* rondou os 4,2 MW e a potência média do parque offshore uma média de 337,9 MW. As instalações feitas em 2015, em média, foram feitas 27,1 m de profundidade e a 43,3 km da costa [4].

Das turbinas *offshore* instaladas em 2015 houve uma clara predominância na escolha da estrutura monopilar perfazendo um total de 385 turbinas instaladas com este modelo de fundação, por oposição à estrutura treliçada, usada em apenas 12 turbinas [4].

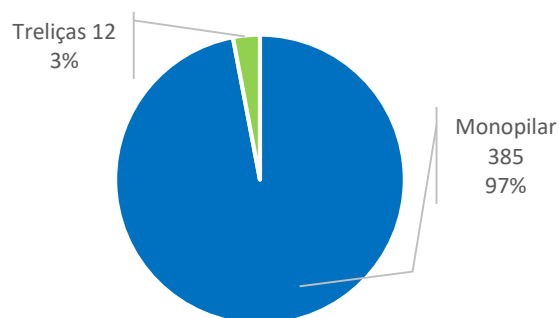


Figura 2.5 – Tipos de fundações das turbinas *offshore* instaladas em 2015 [4].

No que diz respeito aos fornecedores de turbinas eólicas para os parques *offshore*, a Siemens é a principal referência do mercado europeu com 63,5% das turbinas instaladas. Seguem-se MHI Vestas com 18,5% das turbinas fornecidas e a Senvion com 7,4 havendo ainda outras empresas com presença mercado como se pode observar na figura 2.6. [4].

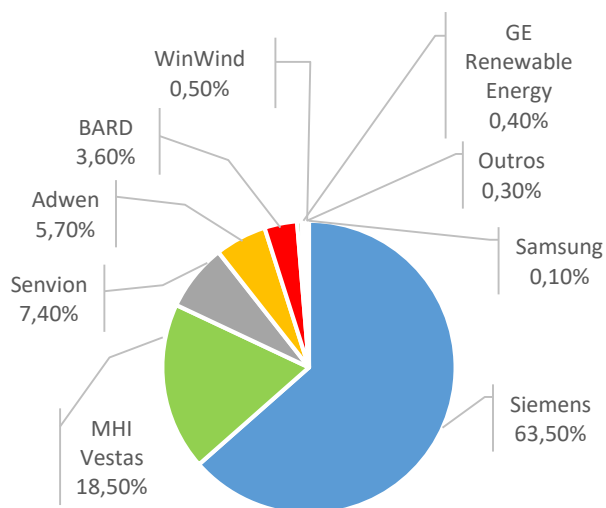


Figura 2.6 – Distribuição percentual dos fabricantes de turbinas eólicas *offshore* no final de 2015 [4].

A DONG Energy é a empresa com maior quota no mercado de parques eólicos *offshore* europeus em capacidade instalada sendo detentora de 15,6%. Em segundo lugar aparece a E.On com 9,6%, seguida da RWE Innogy com 9%. O relatório EWEA *European Offshore Statistics 2015* atribui a quota de mercado às empresas consoante a percentagem das empresas nos consórcios de parques eólicos onde são investidoras [4].

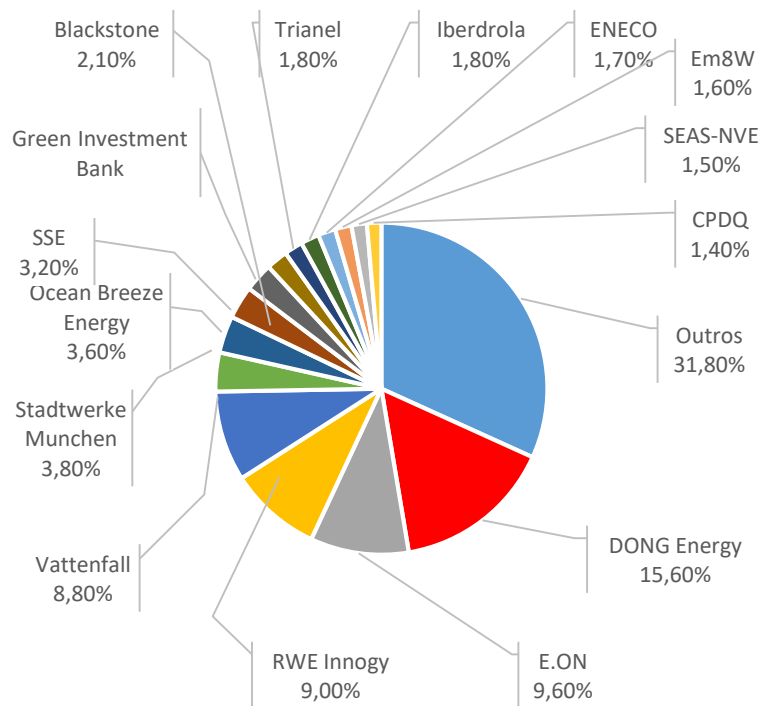


Figura 2.7 – Distribuição percentual por empresas da capacidade instalada em parques eólicos *offshore* em 2015 [4].

Até ao final de 2015 registaram-se 3230 aerogeradores instalados nos parques *offshore* europeus sendo a estrutura de fundação mais utilizada para cada turbina o monopilar, tendo sido a escolha em 2653 dos moinhos eólicos *offshore*. A segunda estrutura mais utilizada é a baseada num pilar assente em fundação de betão estando presente em 303 unidades, seguido das estruturas treliçadas com 178 unidades e tripés com 120 unidades [4]. Os tipos de fundações serão aprofundados mais à frente no 4º capítulo desta dissertação.

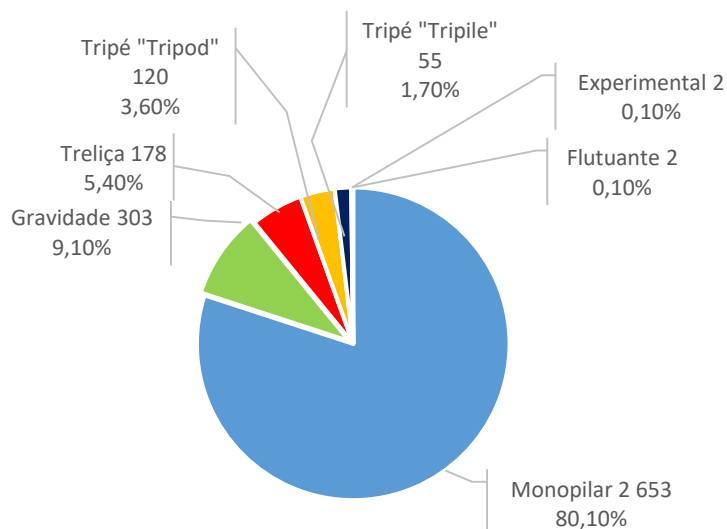


Figura 2.8 – Distribuição percentual dos tipos de estruturas utilizadas nas turbinas eólicas em funcionamento [4].

2.1.3 Perspectivas Futuras do Mercado para 2016

O relatório concluído no final de 2015 aponta para um decréscimo dos parques eólicos *offshore* ligados à rede para o ano de 2016 uma vez que houve um grande volume de turbinas a serem instaladas em 2014 que somente foram ligadas à rede em 2015. No entanto, houve um elevado número de encomendas de turbinas eólicas que antevêm um bom crescimento na potência instalada *offshore* em 5,1 GW [4].

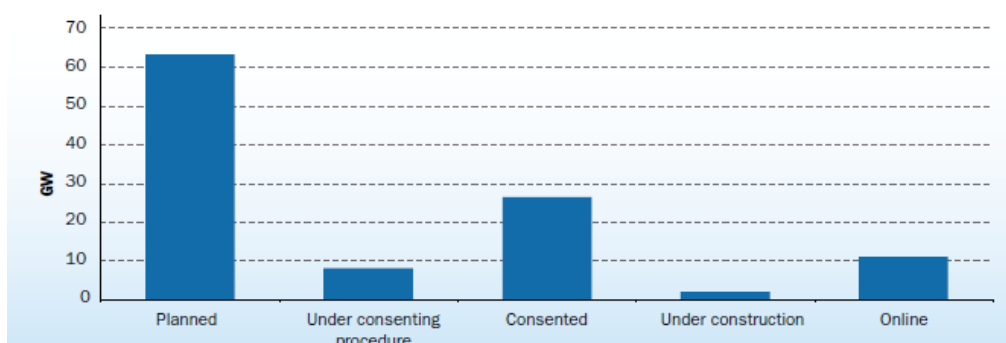


Figura 2.9 – Mercado *Offshore*: projectos planeados, aprovados, à espera de aprovação, em funcionamento e em construção, por GW [4].

Com os trabalhos a serem feitos nos parques *offshore Iberdrola's Wikinger*, na Alemanha, e no *E.ON's Rampion* no Reino Unido, prevê-se um aumento médio do tamanho dos parques eólicos e da potência das turbinas instaladas em 2016 [4].

O relatório de 2015 da EWEA identificou projectos aprovados com a capacidade de gerar 26,4 GW, e um potencial em futuros planos de parques eólicos *offshore* para produzir 63,5 GW [4].

Dos parques eólicos *offshore* aprovados para construção grande parte tem lugar no Mar do Norte, cerca de 78%. O Mar Báltico e o Mar Irlandês são regiões ainda com muito por explorar no que toca ao seu potencial eólico, tendo recebido apenas 12,4% e 8,6% dos projectos de parques eólicos aprovados, respectivamente. Quanto ao mar Mediterrâneo, apesar dos projectos aprovados existentes, não há datas para o arranque dos mesmos [4].

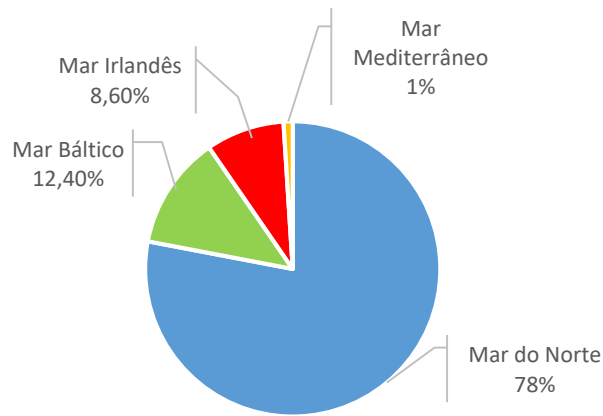


Figura 2.10 – Distribuição percentual dos projectos aprovados para construção por região marítima [4].

2.1.4 Tendências

2.1.4.1 Capacidade das Turbinas

Prevê-se que para 2016, tendo em conta os projectos de parques eólicos agendados para os próximos anos e a evolução da tecnologia e introdução das turbinas de 6 a 8 MW, que a média da potência instalada das turbinas eólicas *offshore* cresça, como no ano de 2014 para 2015, cerca de 1 MW, como se pode observar na figura 2.11 [4].

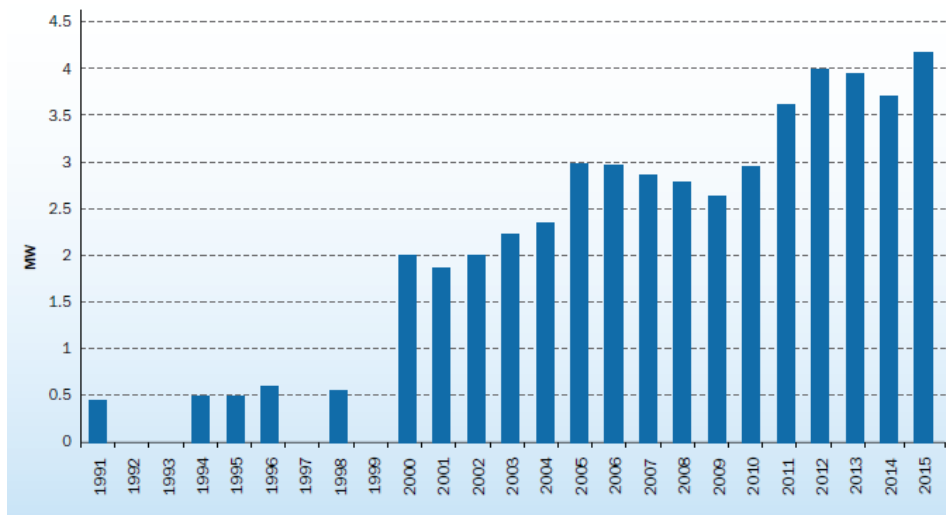


Figura 2.11 – Potência nominal média anual das turbinas eólicas *offshore* [4]

Na primeira metade de 2016, foram ligadas à rede 114 turbinas eólicas *offshore* aumentando a capacidade instalada total europeia desta tecnologia em 511 MW [5].

2.1.4.2 Dimensão dos Parques Eólicos

A tendência dos parques eólicos é a de produzirem cada vez mais energia para injectar na rede. Apesar da quebra na dimensão média dos parques desde 2013 até 2015 que pode ser observada na figura 2.12, as previsões são para a inversão dessa tendência negativa para os anos consequentes.

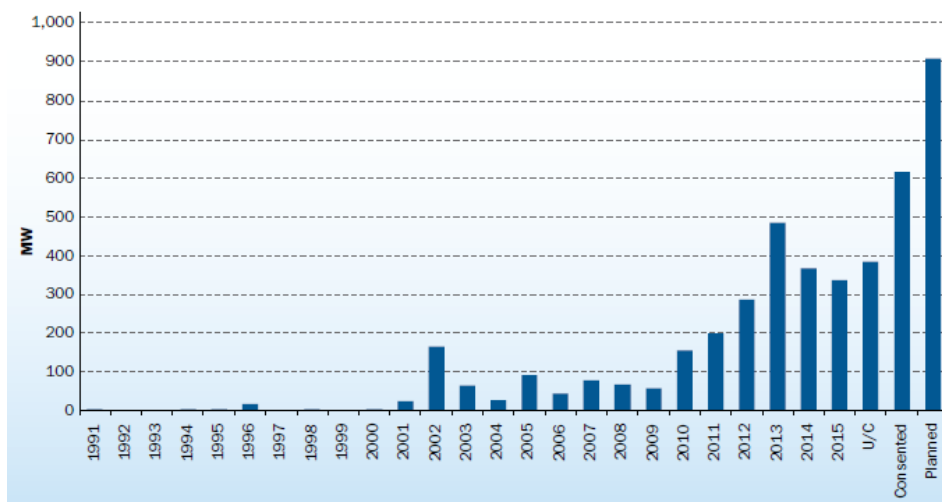


Figura 2.12 – Dimensão média anual dos parques eólicos *offshore* [4].

De notar que na primeira metade de 2016, a média de potência das turbinas instaladas em parques eólicos offshore foi de 4,8 MW, um aumento de 15% face ao mesmo período do ano anterior [5].

2.1.4.3 Profundidade e Distância da Costa

O caminho natural desta tecnologia é conseguir operar a profundidades cada vez maiores e a maiores distâncias da costa, pelo que, os projectos de parques eólicos em construção e planeados confirmam esta tendência. No entanto, há restrições conforme a distância à costa. Até 10 km de distância, prevê-se um potencial de utilização de apenas 4% muito pelo impacto visual provocado pelas turbinas, 10% do espaço marítimo disponível para receber a tecnologia entre os 10 km e os 50 km de distância à costa. Acima dos 50 km de distância à costa considera-se a possibilidade de utilizar 25% do espaço marítimo europeu disponível para receber a instalação de parques eólicos *offshore* uma vez que o mar também tem outros usos, como por exemplo, a navegação. Prevê-se um total de 3500 TW de potencial eólico *offshore* até 2030 na Europa [6]. De referir que em 2015 a Alemanha recebeu projectos a 52,4 km de distância média da costa [4].

2.1.5 Financiamento

A construção de parques eólicos *offshore* tem custos elevados pelo que os consórcios que detêm projectos desta dimensão contemplam sempre diversas instituições bancárias como solução mais simples de arranjar financiamento. Grande parte do financiamento é feito através de dívida sem recurso, ou seja, assim que o empréstimo deixar de ser pago, o credor terá direito a ficar com parte do activo em sua posse. São projectos com investimentos na ordem de grandeza dos milhares de milhões de euros mas que, apesar duma certa incerteza quanto ao retorno do investimento pois é sempre feito com retorno a médio e longo prazo, conseguem facilmente obter financiamento.

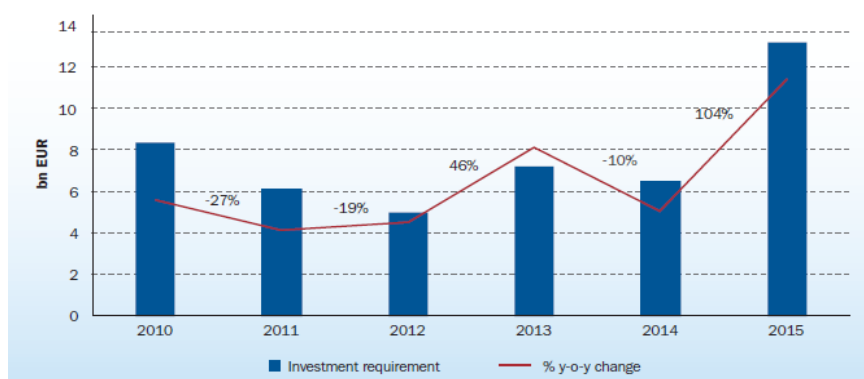


Figura 2.13 – Investimento obtido entre 2010 e 2015, e diferença percentual ano a ano [4].

Só em 2015, 10 projectos no valor de 13,3 mil milhões de euros obtiveram financiamento num total de 3 GW de nova capacidade instalada. Desses projectos, 66% ficam localizados no Reino Unido. [4]

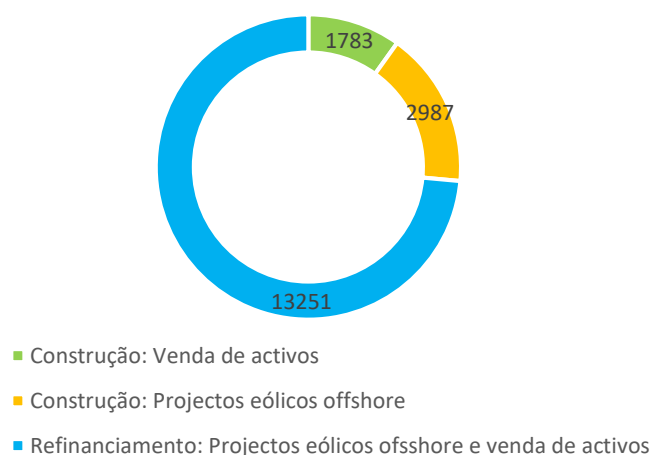


Figura 2.14 – 18 mil milhões de euros de investimento em eólicas *offshore* em 2015 [4].

2.1.5.1 Financiamento a Capital Próprio

Ao longo do ano de 2015 manteve-se a tendência do ano anterior de vender participações nos consórcios pela tendência do aumento das dimensões dos parques eólicos *offshore*, capacidade nominal das turbinas crescente e consequente aumento de custos. Estas parcerias são um recurso estratégico cada vez mais comum e necessário.

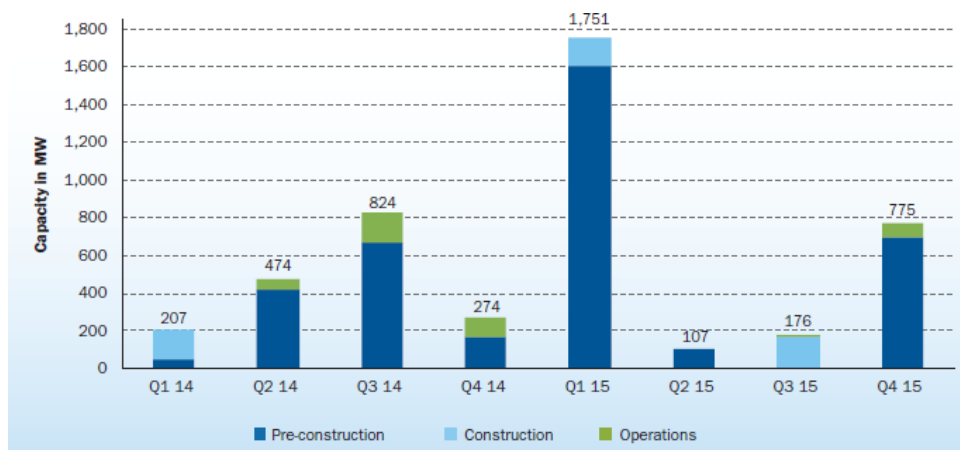


Figura 2.15 – MW vendidos e respectiva fase do projecto em cada trimestre de 2014 e 2015 [4].

Apesar desta ligeira tendência os investidores com maior percentagem nos consórcios continuaram a ser os produtores energéticos.

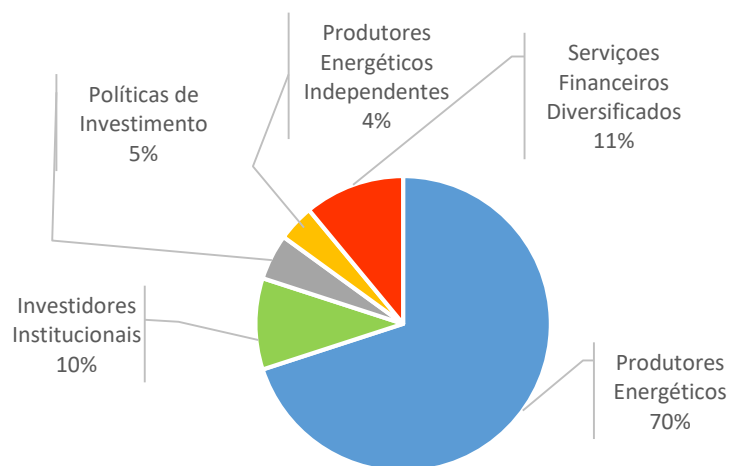


Figura 2.16 – Segmentação do mercado por investidores [4].

O financiamento da potência instalada da rede *offshore* em 2015 foi obtido 70% pelos produtores energéticos, 11% por instituições bancárias, 10% por intermédio de financiamento estatal, 5% por fundos de investimentos e 4% dos produtores independentes de energia. [4]

2.1.6 Projecções Futuras

Os mercados financeiros continuam a responder positivamente às demandas de investimento por parte dos projectos eólicos *offshore* através de diversos tipos de instrumentos financeiros.

Um sinal de que os mercados financeiros apoiam projectos bem estruturados de eólica *offshore* foi o nível recorde obtido através de dívida sem recurso, 5026 milhões de euros, e reorganização financeira das empresas que geraram 6777 milhões de euros em 2015, mostrando que parcerias entre empresas, instituições financeiras e produtores energéticos são o caminho a seguir. [4]

O mar do norte está a ser aposta forte na energia eólica *offshore* e prevê-se uma grande competição para garantir financiamento dos projectos não devendo, no entanto, afectar a estabilidade deste.

É estimada a necessidade de financiamento de 11 mil milhões de euros para financiar diversos projectos ao longo de 2016 para um total de 3052 MW. [4]

O sector energético afasta-se da produção dependente do petróleo encarando cada vez mais as energias renováveis como o caminho a seguir para um futuro sustentável.

2.2 Estado da Arte - Portugal

Portugal é o terceiro país da Europa com a maior zona económica exclusiva num total de 1 727 408 km². Como tal, sempre foi, ao longo da sua história, um país como uma relação muito próxima com o mar, usufruindo desse estatuto para o seu desenvolvimento. Não é um país com reservas naturais de recursos fósseis, e importa este tipo de material para a utilização na produção energética. No sentido de mitigar o impacto económico e ambiental deste modo de produção de energia, a tecnologia e investigação na área das renováveis tem sido uma aposta forte do país.

Em 2012, a dependência energética nacional de origem fóssil era de 79,4% mas em 2005 era de quase 90%, como se pode constatar na figura 2.17.

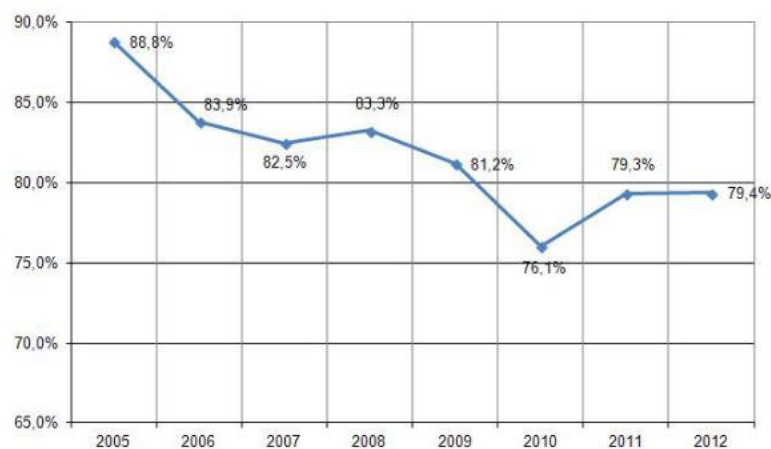


Figura 2.17 – Taxa de dependência energética, DGEG

Para combater este duplo problema, económico e ambiental, surgiu em Portugal na última década uma forte aposta e reforço da produção de energia a partir de fontes renováveis: hídrica, solar, eólica, biomassa e geotérmica.

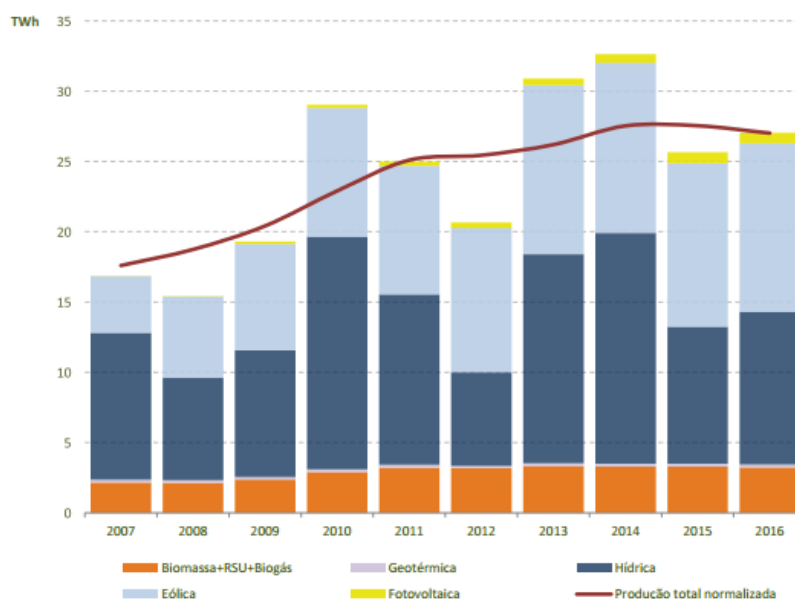


Figura 2.18 – Evolução da energia a partir de fontes renováveis, o valor de 2016 considera o ano móvel de Março de 2016 a Março de 2015 [7].

Analisando o gráfico da figura 2.18 destaca-se uma quebra na produção energética FER em 2012 provocada pela seca que ocorreu nesse ano, o aumento na produção hídrica de 11,3% de Janeiro de 2015 a Janeiro de 2016, a produção geotérmica no arquipélago dos Açores em 2015 que representou 24% do total da produção e que 84% da produção de FER é oriunda do norte e centro do país [7].

Tabela 2.2 – Potência instalada, em MW, pelos diferentes tipos de produção de energia através de fontes renováveis [7].

	Potência Instalada (MW)									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016 out
Total Renovável	7 827	8 460	9 106	9 687	10 626	11 055	11 311	11 678	12 292	13 324
Hídrica	4 855	4 857	4 884	4 898	5 332	5 539	5 535	5 571	6 054	6 835
Grande Hídrica (>30MW)	4 234	4 234	4 234	4 234	4 666	4 877	4 877	4 916	5 389	6 169
PCH (>10 e ≤ 30 MW)	288	288	290	290	290	288	288	284	292	292
PCH (≤ 10 MW)	333	336	361	374	377	374	370	371	373	374
Eólica	2 464	3 058	3 564	3 914	4 378	4 531	4 731	4 953	5 034	5 266
Biomassa	362	350	408	592	575	564	564	539	552	553
c/ cogeração	338	323	323	476	459	441	441	416	428	429
s/ cogeração	25	27	85	116	116	123	123	123	123	123
Resíduos Sólidos Urbanos	86	86	86	86	86	86	86	86	89	89
Biogás	16	18	24	34	51	62	68	81	85	88
Geotérmica	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Fotovoltaica	15	62	110	134	175	244	299	419	451	463
FV de concentração	0	0	0	0	0	0	0	6	9	9

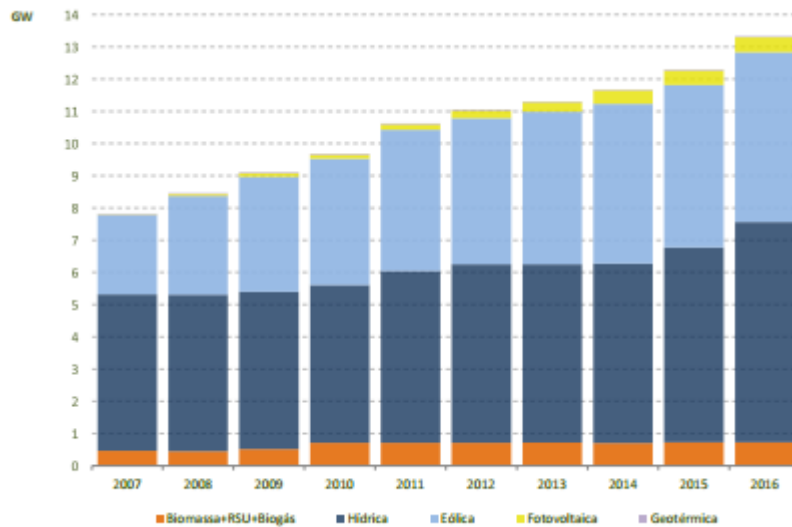


Figura 2.19 – Evolução da produção FER, em GW [7].

De 2007 a Outubro de 2016, a energia eólica foi a tecnologia com maior crescimento em potência instalada, 2,8 GW, mas foi a energia fotovoltaica a tecnologia com um desenvolvimento mais notório visto que passou de uma contribuição com potência instalada residual para 463 MW, como se pode observar na tabela 2.2 e na figura 2.19 [7]. De referir que entre os resultados de Janeiro de 2016 e Outubro de 2016 dos relatórios da DGEG, a energia eólica cresceu 100 MW de potência instalada enquanto que a energia fotovoltaica, no mesmo período, aumentou a potência instalada em apenas 1 MW [7] e [8].

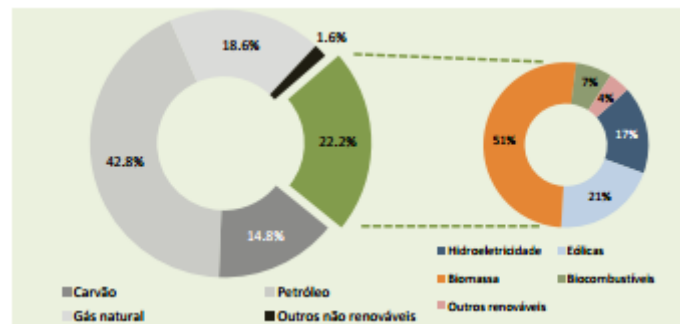


Figura 2.20 – Contributo da energia renovável no consumo de energia primária em 2015, Outros renováveis contemplam solar, geotérmica e outros resíduos renováveis [8].

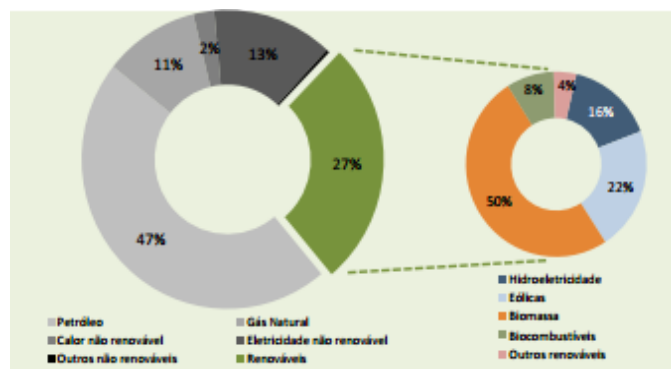


Figura 2.21 – Contributo da energia renovável no consumo de energia final em 2015, outros renováveis contemplam solar, geotérmica e outros resíduos renováveis [8].

No consumo de energia final denota-se um acréscimo de 4,8% no consumo de energia final de fonte renovável comparado com o consumo de energia primária.

A energia renovável tem grande proveniência da Biomassa, cerca de 50% da energia renovável portuguesa produzida, seguido da produção eólica com valores acima dos 20% e a hídrica com uma quota de 16% como maiores fontes de produção renovável no país. De referir ainda que, como se pode constatar pelas percentagens acima referidas, a energia eólica já ultrapassou com considerável percentagem, a produção hídrica como fonte renovável do consumo energético nacional [8].

No ano 2000, 3% da energia consumida foi oriunda de produção renovável, tendo esse valor atingido em 2012 os 27%. No ano móvel compreendido entre Junho de 2015 e o final de Maio de 2016, o peso da produção eléctrica de fonte renovável relativamente à produção bruta mais saldo importador atingiu os 59,9% o que mostra o cumprimento neste capítulo das metas 2020 da directiva europeia 2009/28/CE [7].

Relativamente à energia eólica, o primeiro parque foi instalado em 1986 na ilha de Porto Santo no arquipélago da Madeira, parque esse que foi desactivado e, em 1996, adquirido pela EEM, Energia da Madeira, tendo actualmente uma potência total instalada de 1110 kW [9].

No início do século XXI a aposta nas energias renováveis começou a ganhar um novo fôlego com a estratégia nacional e europeia de diminuir a dependência de combustíveis fósseis para a produção de energia e por questões ambientais.

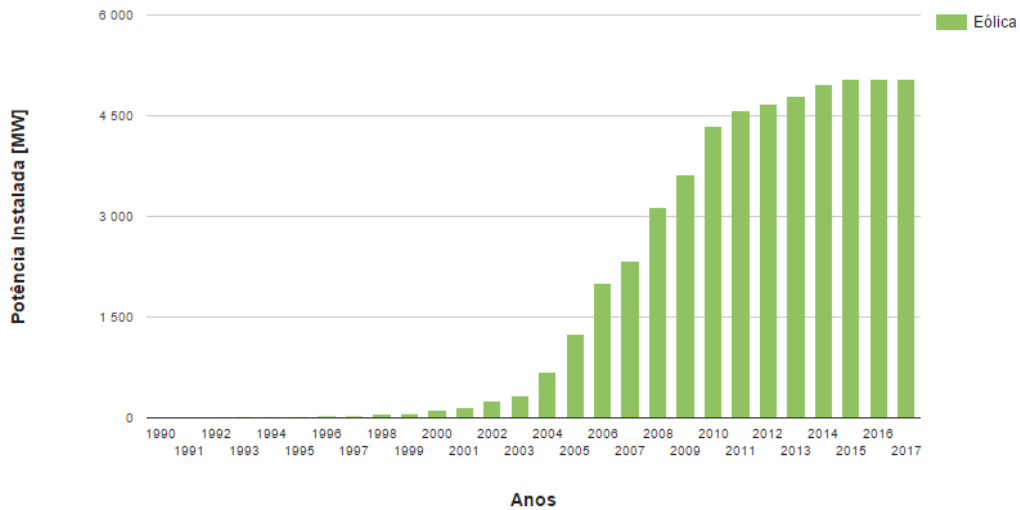


Figura 2.22 – Evolução da potência instalada em Portugal [10].

Como se pode constatar pela figura 2.22, nos últimos 15 anos houve uma enorme evolução da energia eólica em Portugal, desde 244,52 MW de potência instalada em 2002 até aos actuais 5 040,68 MW em Janeiro de 2017, estando agora um pouco estagnado o seu crescimento pela falta de locais com condições favoráveis à instalação de novos parques e pelas condicionantes de impactos ambientais provocados por esta tecnologia. A potência instalada, segundo o INEGI e APREN, representa 39% da energia de fonte renovável em Portugal [10].

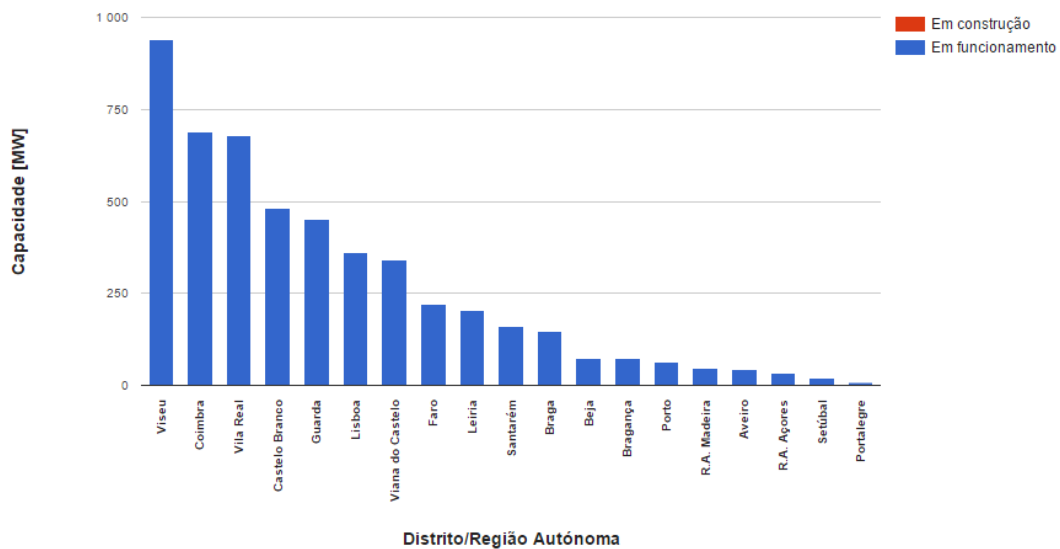


Figura 2.23 – Capacidade por distrito e região autónoma [10].

O distrito de Viseu tem a maior capacidade instalada eólica em funcionamento, 940,70 MW. O distrito de Lisboa tem 362,45 MW e o distrito de Porto 65,14 MW [10].

O principal fabricante de turbinas eólicas com presença no parque eólico nacional é a ENERCON com mais de metade da quota de mercado, 56% no total dos aerogeradores ligados à rede 54% do total dos aerogeradores ligados à rede, em construção ou cuja obra de construção já está adjudicada. A segunda presença mais forte no mercado nacional são as turbinas VESTAS que detêm 13% da quota de mercado [11].

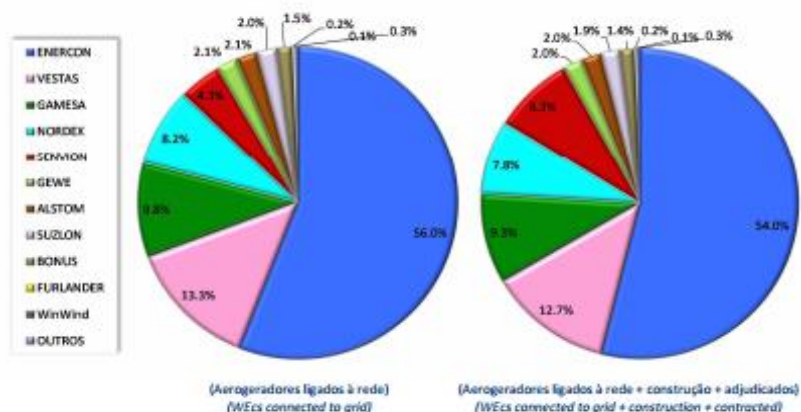


Figura 2.24 – Quota de mercado dos fabricantes de Aerogeradores [11].

Quanto aos promotores energéticos no mercado nacional, a empresa portuguesa EDP Renováveis detém a maior fatia do mercado com 24,5%, um aumento de 3% no último ano, no entanto, este mercado é repartido com várias empresas a terem pequenas quotas de mercado mas todas com uma presença muito idêntica no mercado, como a Iberwind com 13,6% e a FINERGE com 10,9% como 2ª e 3ª empresas com a maior percentagem de potência instalada de renováveis eólicas [10].

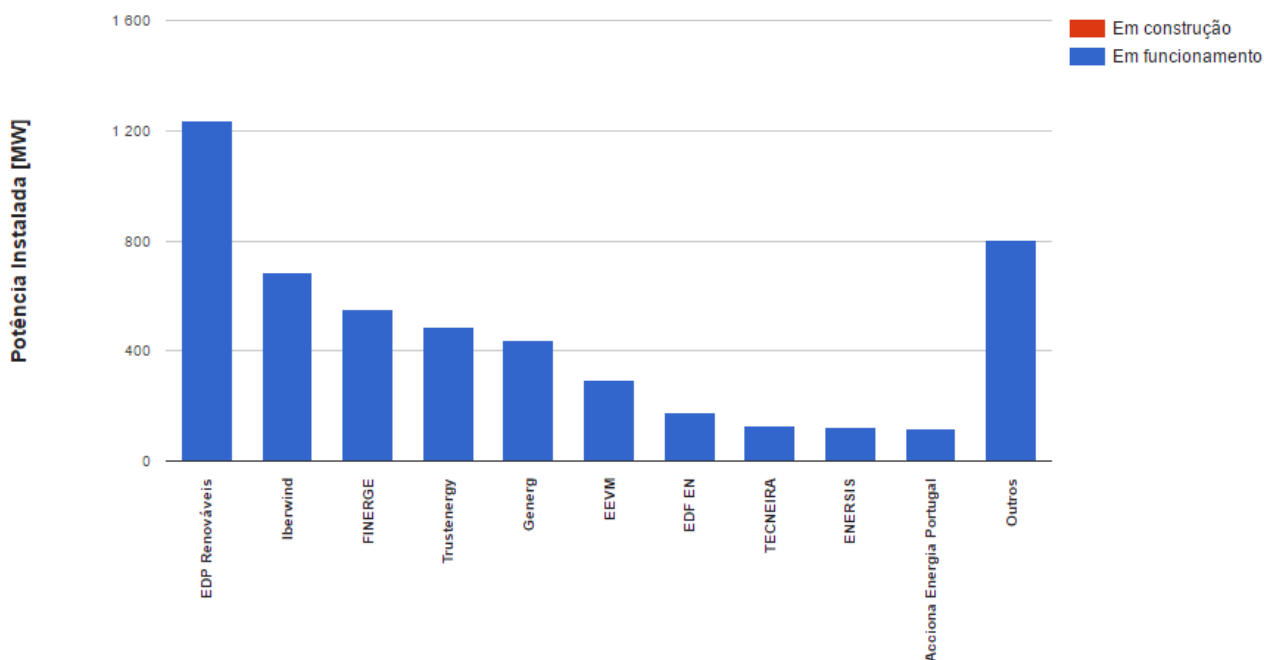


Figura 2.25 – Capacidade instalada por promotor [10].

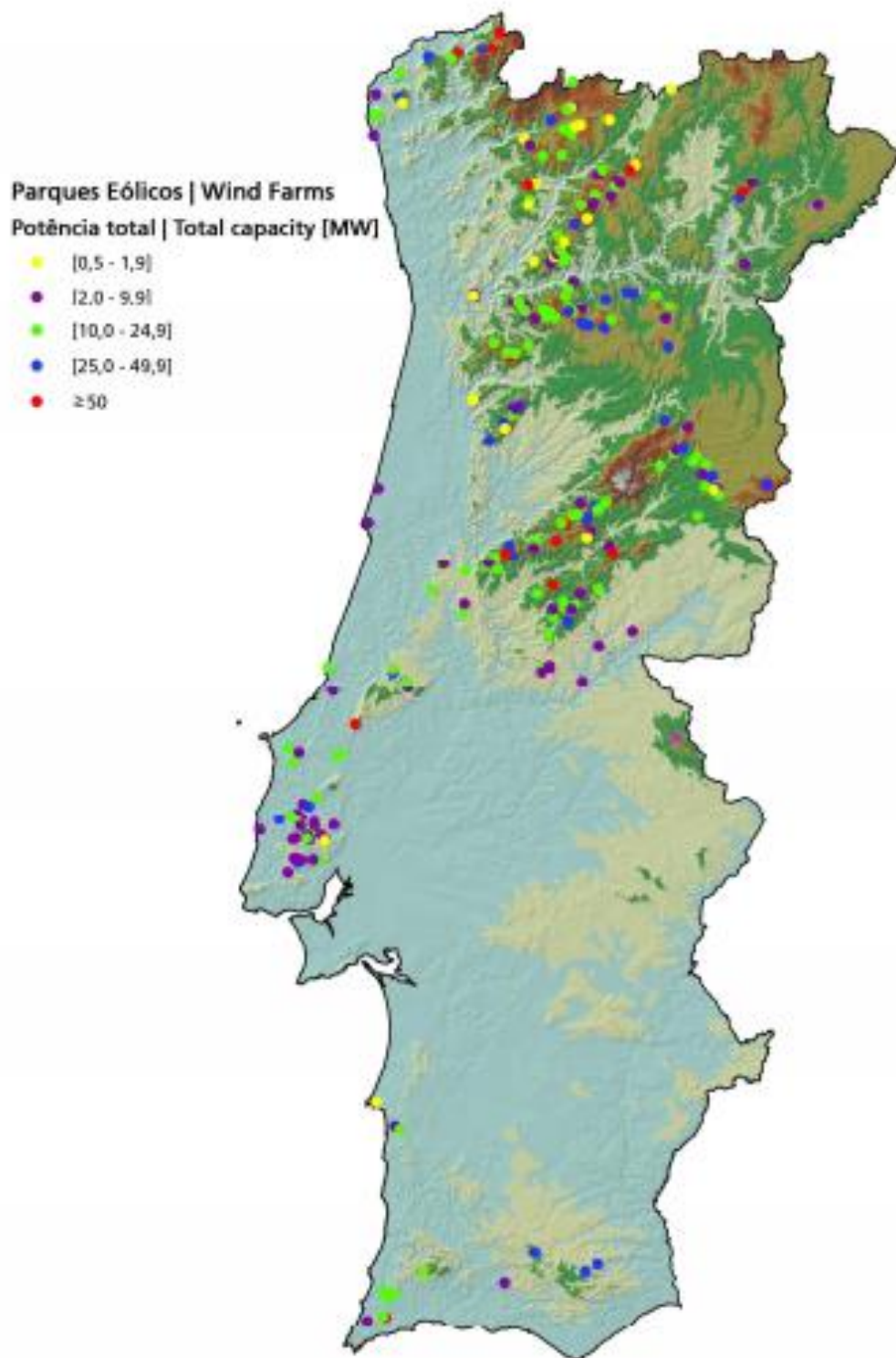


Figura 2.26 – Localização dos parques eólicos em Portugal continental [11].

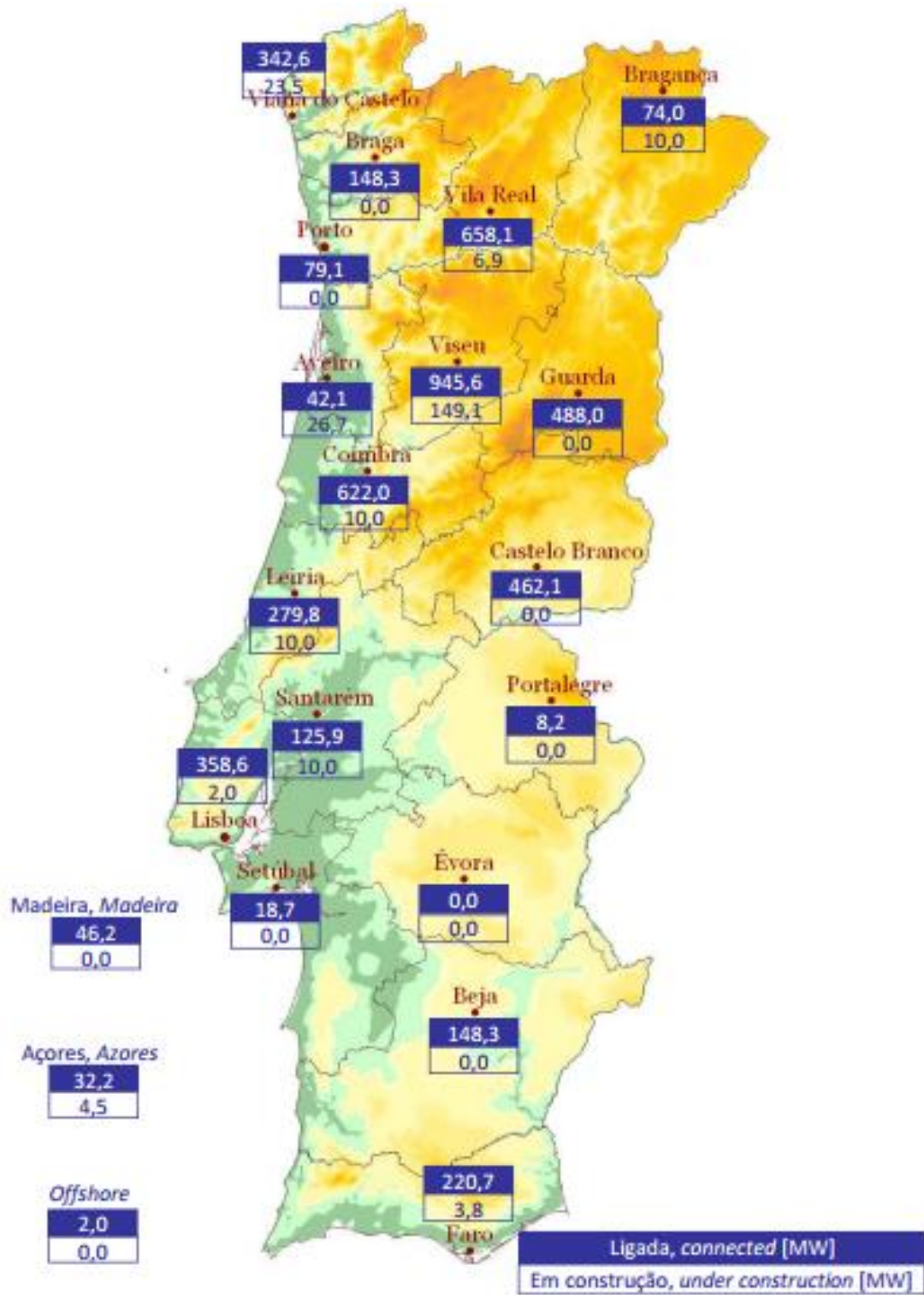


Figura 2.27 – Potência instalada por distritos e regiões autónomas [11].

2.2.1 Eólica *Offshore*

Actualmente existe em Portugal uma turbina eólica *offshore*. É o projecto Windfloat e pertence a um consórcio entre a EDP, Repsol, A. Silva Matos InovCapital, Vestas, Principal Power e financiamento do Fundo de Apoio à Inovação.

É um projecto que se encontra na 1ª de 3 fases para desenvolvimento da tecnologia de produção eólica *offshore* em águas profundas. A turbina encontra-se a 6 km da costa da praia da Aguçadoura na Póvoa de Varzim, é um gerador Vestas V80 com capacidade instalada de 2 MW, produção estimada de 1,7 GWh, tendo gerado até à data perto de 10 GWh.

A Repsol e a EDP já têm um projecto conjunto para um parque eólico *offshore* de cerca de 25 MW com 3 ou 4 turbinas, cada uma com capacidade instalada de 8 MW aproveitando o desenvolvimento da tecnologia do Windfloat da empresa americana Principal Power. É um investimento de 100 milhões de euros sendo que 30 milhões advêm de fundos comunitários e ainda um apoio por parte da Agência Portuguesa do Ambiente. As torres serão instaladas a 10 km da costa numa zona com 100 metros de profundidade [12].

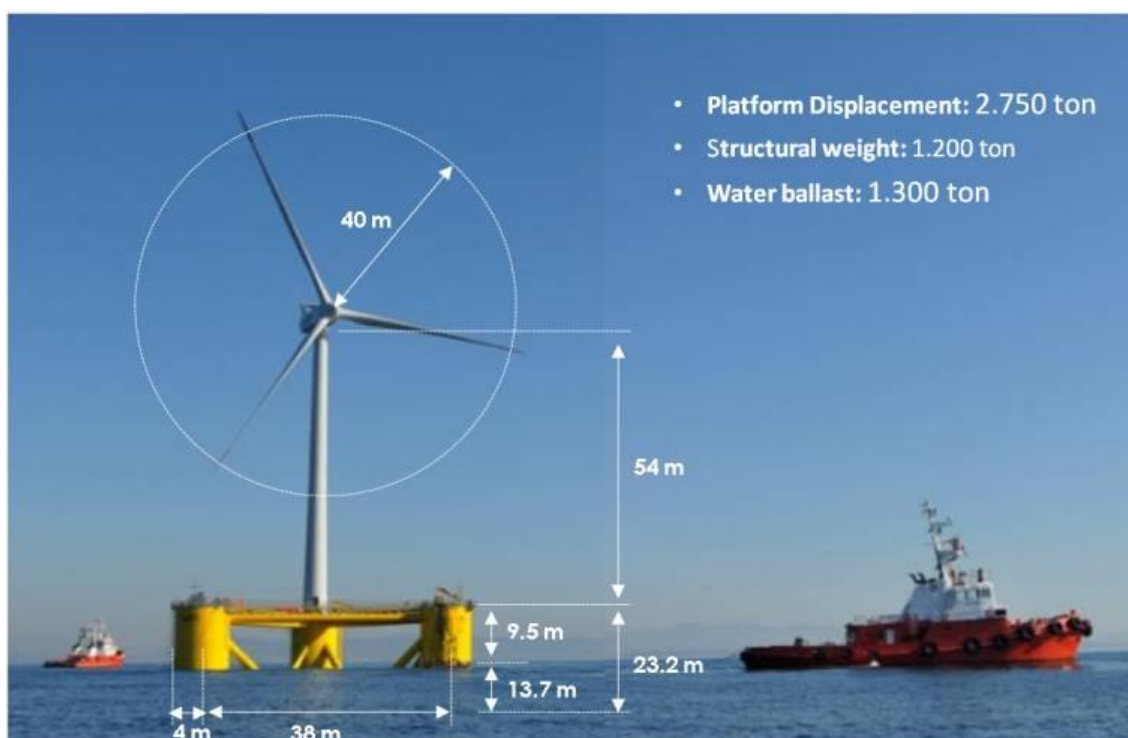


Figura 2.28 – Dimensões do *Windfloat*

Fonte: <http://www.antoniovidigal.com/drupal/cd/WindFloat-Quase-h%C3%A1-um-ano-no-Mar>

3. Energia Eólica

Neste capítulo é apresentada uma breve cronologia da evolução da tecnologia da energia eólica assim como a tipologia de composição das turbinas eólicas existentes.

3.1 Prós e Contras da Energia Eólica

O vento é um recurso natural renovável que serve para ajudar a diminuir a dependência dos recursos de origem fóssil para a produção de energia. No entanto exigem desvantagens na conversão de energia eléctrica através do aproveitamento do vento tais como [13]:

- A variabilidade do vento ou inconsistência do vento;
- Taxa de mortalidade da fauna aérea local;
- Impacto paisagístico;
- Custo das propriedades/terrenos para instalação das turbinas;
- Poluição sonora provocada pelas turbinas;
- Queda de gelo das pás da turbina (reservado a condições específicas);
- Interferência com telecomunicações;

Do lado das vantagens tem-se:

- Recurso renovável abundante;
- Produção de energia eléctrica a partir deste recurso permite diminuir a dependência da produção de energia a partir de recursos fósseis e de origem nuclear;
- O vento é um recurso livre;
- As turbinas podem ser ligadas à rede eléctrica para distribuição de electricidade;

3.2 Cronologia do Aproveitamento Eólico

A conversão da energia do vento para benefício do ser humano remonta ao ano 1000 AC pela civilização egípcia nos seus barcos utilizando velas que os faziam mover utilizando a energia do vento. Mais tarde essa energia era aproveitada através de moinhos de vento para bombear água de cursos de água para as plantações e poços, sendo os primeiros registos datados do século VIII na Ásia. Os moinhos tinham eixo de rotação vertical. Este conceito chegou à Europa em fins do século XII altura em que os moinhos de vento holandeses de eixo horizontal eram criados (figura 3.2). É já na época medieval que os britânicos criariam um automatismo de regulação da velocidade de rotação dos moinhos de vento.



Figura 3.1 – Moinho de vento holandês.

Fonte: <https://ae01.alicdn.com/kf/HTB1bJlIKpXXXXbDXXXXq6xXFXXu/Moinho-de-vento-holandês-paisagem-Poster-Silk-Tecido-Canvas-Imagem-Decoração-Quarto-Projetado-Papel-De-Parede.jpg>

Por volta de 1887 o professor Escocês James Blyth consegue produzir electricidade através de um moinho de vento. No final desse mesmo ano, nos Estados Unidos da América, o professor Charles Brush constrói uma turbina eólica de 12 kW (figura 3.3) para armazenar energia em 408 baterias guardadas na cave da sua mansão com um rotor de 12 metros de diâmetro e 144 pás no rotor [14].

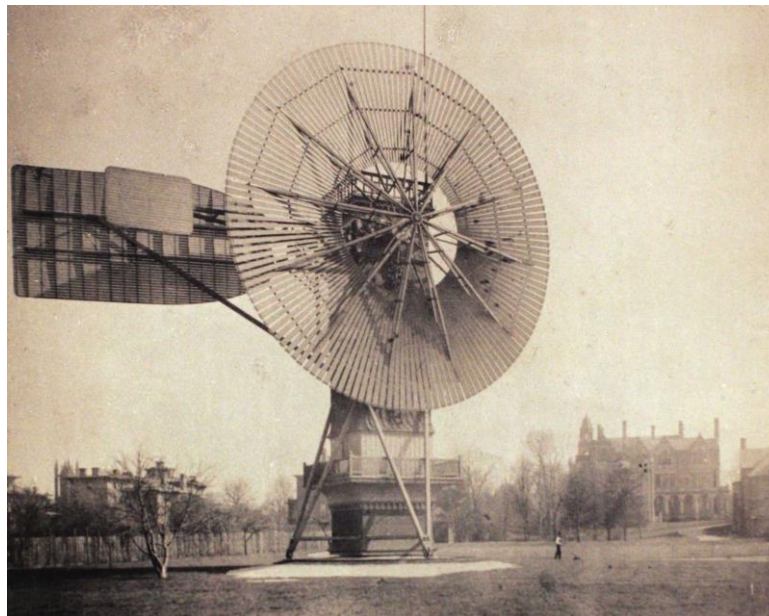


Figura 3.2 – Turbina eólica criada por Charles Brush.

Fonte: <http://media.cleveland.com/metro/photo/brush-wind-dynamo-f07e3438dc210438.jpg>

No final do século XVIII/início do século XIX, o cientista dinamarquês Poul La Cour começa os testes para alimentar a população rural do seu país através da produção eléctrica com turbinas eólicas, e funda em 1903 o “Society of Wind Electricians” abrindo no ano seguinte o primeiro curso de electricidade eólica. Foi pioneiro a descobrir que turbinas eólicas de rotação rápida são mais eficientes na produção de energia eléctrica com menos pás no rotor.



Figura 3.3 – Duas turbinas eólicas de testes de Poul La Cour na escola secundária popular de Askov, Dinamarca, 1897.

Fonte: <http://xn--drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/res/lacour1a.jpg>

Na década de 30 do século XX, o francês George Darrieus inventa a turbina eólica de eixo vertical, turbina Darrieus (figura 3.5), uma turbina de estrutura simples em forma oval. Esta tecnologia de eixo vertical foi sendo explorada com outras variantes tendo Sigurd Savonius desenvolvido na mesma época uma turbina de eixo vertical, à qual deu o seu nome, constituída por duas lâminas cilíndricas formando um “S” [15].



Figura 3.4 – Turbina eólica do tipo Darrieus.

Fonte: https://evolucaoalp.files.wordpress.com/2012/06/450px-darrieus_rotor0022.jpg

Em 1931, em Yalta antiga USSR, surge um precursor da turbina eólica de eixo horizontal capaz de produzir 100 kW com um factor de carga de 32% e uma torre com 30m de altura.

Nos anos 40 do século XX vários engenheiros contribuíram para o desenvolvimento das turbinas eólicas tendo, logo no início da década em 1941, sido construída a primeira turbina eólica de 1,25 MW ligada à rede de distribuição de energia eléctrica em Vermont, no Canadá. A turbina pesava 16 toneladas e tinha pás de 23 metros, um recorde de dimensões que se manteve até 1979 [14].



Figura 3.5 - Turbina eólica Smith-Putnam de 1,25MW em Vermont, Canadá, 1941.

Fonte:

http://www.integener.com/SABTSKManuscript/Chapter06_files/SmithPutnam40sWndTrbn010307A.JPG

Em 1958, em Gedser, no sul da Dinamarca, Johannes Juul constrói a turbina eólica Gedser (figura 3.6) com 200 kW de potência e três pás ligadas ao rotor com um diâmetro de 24 metros, yaw electromecânico, controlo *stall* nas lâminas e gerador assíncrono, que serviu de base para os actuais modelos de turbina.



Figura 3.6 – Turbina eólica Gedser na Dinamarca

Fonte: <http://ele.aut.ac.ir/~wind/en/res/gedser2.jpg>

Na década de 80, a americana Boeing desenvolveu vários modelos de turbinas eólicas nomeadamente a MOD-5 com uma potência nominal de 7,3 MW e um diâmetro de varrimento de 122 metros. O Projecto de construção desta turbina é cancelado em 1993 por ter um custo demasiado elevado derivando no projecto de uma turbina mais pequena e menos onerosa denominada MOD-5B [16].

Em 1991 é criada o primeiro parque eólico *offshore* na Dinamarca em Vindeby com um total de 11 450 kW de potência das turbinas. Nesse mesmo ano na Cornualha, Reino Unido, surge o primeiro parque eólico da região com 10 turbinas que produzem electricidade para alimentar cerca de 2700 habitações.



Figura 3.7 – Parque eólico *offshore* em Vindeby, Dinamarca

Fonte:

http://mstudioblackboard.tudelft.nl/duwind/Wind%20energy%20online%20reader/photos/vindeby_farm_exp.jpg

Em 2003 no norte do País de Gales é criado o primeiro parque eólico *offshore* do Reino Unido com 30 turbinas eólicas de 2 MW localizadas entre 7 a 8 quilómetros da costa.

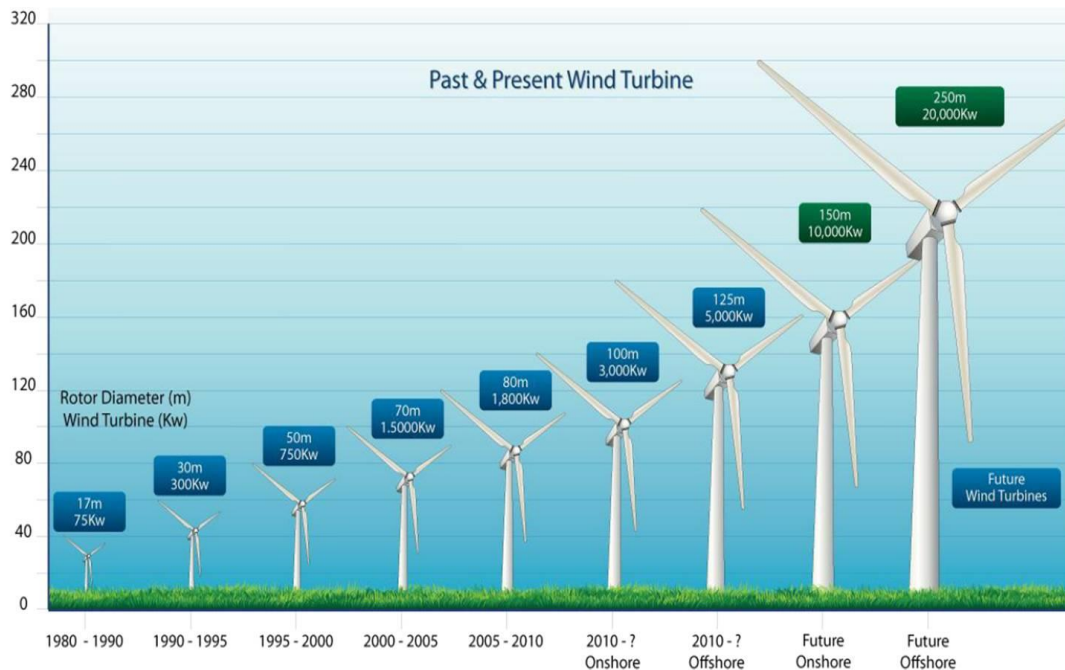


Figura 3.8 – Evolução do diâmetro e potência das turbinas eólicas ao longo dos anos.

Fonte: http://www.ucsusa.org/sites/default/files/legacy/assets/images/ce/Wiind-turbine-size-chart-past-and-present_Schlumberger-SBC-Energy-Institute.jpg

3.3 Turbinas Eólicas

O eixo de rotação do rotor de uma turbina eólica dificilmente está alinhado com a direcção em que o vento flui pois este elemento é relativamente instável, neste aspecto, podendo mudar de direcção facilmente. É necessário pensar no maior rendimento que a turbina eólica tem com um rotor estático no seu eixo de rotação sendo assim possível estimar a produção energética duma turbina.

Num cenário em que o vento mantivesse uma direcção estável, se o eixo de rotação do rotor fosse móvel, as pás deste iriam ser móveis, as cargas aplicadas nestas seriam variáveis e criariam excesso de fadiga e desgaste acelerado no equipamento. O ângulo de ataque criaria impulso das pás no eixo de rotação, momento flector no eixo vertical (z) e no eixo de inclinação.

Ainda que o rotor opere a uma velocidade constante induzida, alinhado com um vento a velocidade constante, no momento em que o rotor se desalinhasse a velocidade induzida variaria azimutal e radialmente ficando a sua determinação dificultada [17].

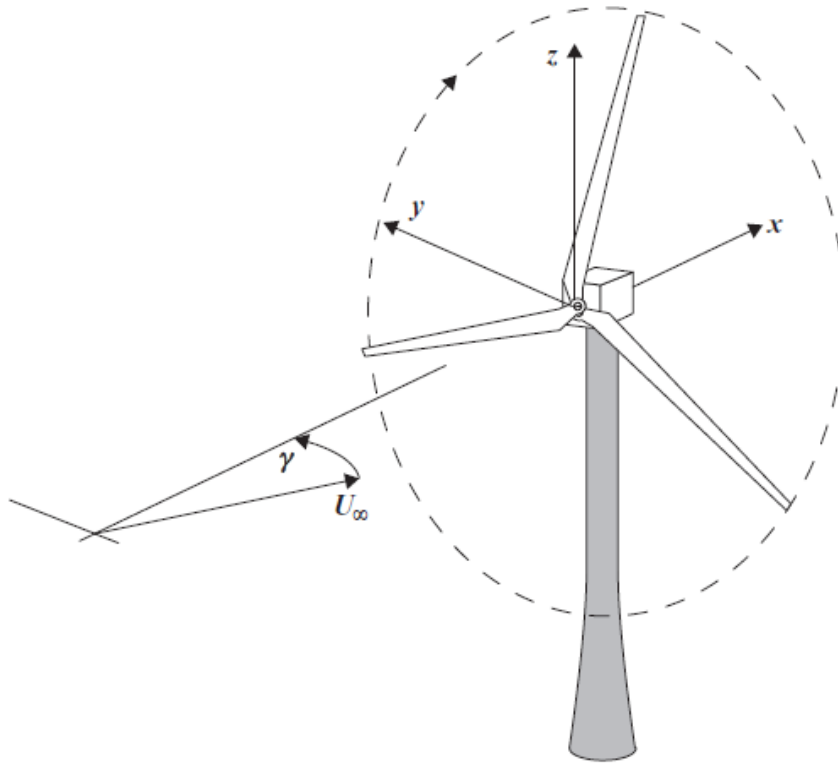


Figura 3.9 – Turbina eólica com rotor que mantém o eixo do vento [17].

Sendo assim, definiram-se dois tipos básicos de turbinas eólicas e são elas:

- Turbinas eólicas de eixo vertical;
- Turbinas eólicas de eixo horizontal;

3.3.1 Turbinas Eólicas de Eixo Vertical

Os aerogeradores de eixo vertical são concebidas com desenhos estruturais mais térreos, são normalmente estruturas com alturas baixas comparativamente aos aerogeradores de eixo horizontal, lidam melhor com ocorrência de turbulência, têm um sistema de manutenção facilitado com a colocação do sistema de conversão mais próximo do solo, necessitam duma velocidade de arranque inferior à dos aerogeradores de eixo horizontal podendo assim funcionar a velocidades do vento mais reduzidas. No entanto, como junto ao solo o vento tem uma intensidade mais fraca do que, por exemplo, a 100 metros de altitude, o aparelho tem um rendimento menor e fica o equipamento sujeito a um esforço mecânico maior.

Como a rentabilidade das turbinas eólicas de eixo vertical é baixa, esta tecnologia é preterida face às turbinas eólicas de eixo horizontal aquando da criação de parques eólicos para produção energética, apesar de serem mais baratas. No entanto, não há um grande mercado produtor deste tipo de aerogeradores.

As turbinas de eixo vertical têm utilidade para pequenos projectos urbanos onde beneficiam dos vórtices que se criam pelas massas de ar que circulam entre prédios e árvores.

Destacam-se duas tipologias de aerogeradores de eixo vertical:

- Rotor de Savonius;
- Rotor de Darrieus;

3.3.1.1 Rotor de Savonius



Figura 3.10 – Turbina eólica de eixo vertical Savonius, modelo de 10kW.

Fonte: <http://ecotimeblog.com/images/imaeolicos/ConRotorWindside.jpg>

O rotor de Savonius baseia-se no princípio do acionamento diferencial, ou seja, o vento exerce forças de arrasto nas superfícies côncavas do rotor com intensidades diferentes. Consequentemente cria-se um binário que resulta num movimento de rotação do conjunto podendo assim gerar energia eléctrica através da energia mecânica. No entanto, a turbina nunca possuiu uma velocidade de rotação superior à do vento obtendo-se no máximo uma TSR (*Tip Speed Ratio*) de 1.

Como as velocidades de rotação atingidas pela turbina são baixas, o número de rotações em torno do eixo por minuto são também baixas o que leva à geração de baixas voltagens. Estima-se que apenas 15% do trabalho mecânico é convertido em energia eléctrica. Tem esta tecnologia uma finalidade mais rentável para bombear água, por exemplo.

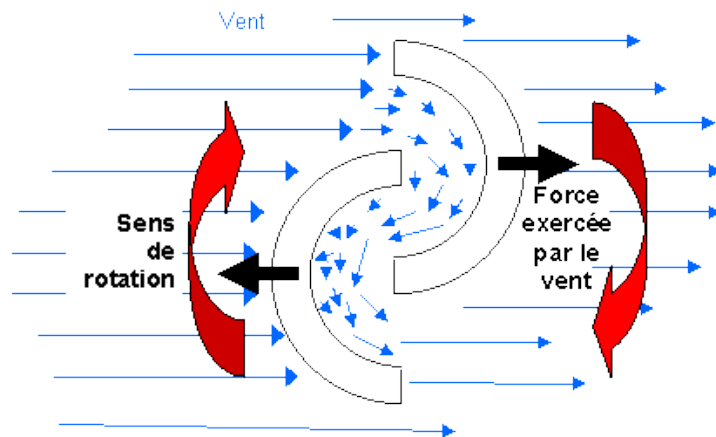


Figura 3.11 – Esquema do princípio de funcionamento do rotor de Savonius.

Fonte: <https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizantal/gerador-eolico-de-eixo-vertical/>

3.2.1.2 Rotor de Darrieus

O rotor de Darrieus baseia-se no princípio da variação cíclica de incidência, ou seja, colocando um perfil sujeito ao vento segundo ângulos diferentes, este é submetido a forças de intensidade diferentes sendo que a resultante das forças gera um binário responsável pelo movimento de rotação do aerogerador. As lâminas deste aerogerador são reforçadas para suportarem as forças centrífugas geradas durante a rotação. A velocidade de rotação da turbina versus a velocidade do vento tem um rácio TSR (*Tip Speed Ratio*) superior a 1 permitindo que seja exercida menos torção nas lâminas.

Um ponto negativo deste tipo de aerogerador é que não consegue arrancar sozinho necessitando sempre dum motor de arranque. É possível utilizar uma turbina do tipo Savonius como motor de arranque.

Existem 3 tipos de turbinas Darrieus;

- Giromill – esta variante utiliza lâminas verticais encurvadas e lâminas horizontais que ajudam a manter as primeiras conectadas ao eixo vertical rotativo. É a tipologia mais barata do modelo Darrieus e suporta ventos fortes (Figura 3.5);
- Turbina Helicoidal – esta é uma variante da turbina Darrieus Giromill com 3 lâminas torcidas helicoidalmente a 60° aparentando a forma duma molécula de ADN. Serve esta forma para diminuir o binário pulsante durante a rotação do aerogerador;



Figura 3.12 – Turbina eólica de eixo vertical Darrieus, variante turbina helicoidal.

Fonte: https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/5/56/2012-08-12_Heligoland_Ausflug,_b_Unterland_039.JPG/170px-2012-08-12_Heligoland_Ausflug,_b_Unterland_039.JPG

- Cycloturbine – Esta variante da turbina Darrieus permite mudar mecanicamente a orientação das lâminas para que estas possam aproveitar tanto as forças de arrasto como as de elevação provocadas pelo vento nas lâminas adquirindo a turbina maior aceleração e conseguindo arrancar sem motor auxiliar.



Figura 3.13 - Turbina eólica de eixo vertical Darrieus, variante Cycloturbine, Universidade McMaster em Ontário, Canadá.

Fonte: <http://www.otherpower.com/images/scimages/6824/vawt2.JPG>

Existem ainda outros tipos de turbinas eólicas de eixo vertical tais como:

- Moinho de vento com velas rotativas: neste moinho as velas expandem ou relaxam conforme a intensidade e velocidade do vento que sopra contra elas.



Figura 3.14 – Turbina eólica de eixo vertical com velas rotativas.

Fonte: http://www.balloonenergia.com.br/site1/wp-content/uploads/2011/09/IMG_0859.jpg

- Turbina Neo-Aerodinâmica: esta turbina consegue gerar binário através da energia cinética do fluxo de ar evitando assim problemas de turbulência. É uma turbina de baixo custo, para zonas baixas onde o vento é fraco não necessitando assim de ser instalada numa torre. Não é uma tecnologia exclusiva para produção eólica podendo ser útil o *design* para outros fluidos, nomeadamente, água.
- Turbina Windstar: Esta turbina possui vários rotores com lâminas de alumínio aerodinamicamente rectas acopladas a um eixo rotativo central. Este *design* permite que as lâminas do rotor girem muito próximas umas das outras criando um efeito de vórtice que permite um aumento da eficiência e da potência de saída da energia gerada.



Figura 3.15 – Turbina eólica de eixo vertical Windstar

Fonte: <http://s297.photobucket.com/user/kongkakay/media/windstar.jpg.html>

3.3.2 Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

Os moinhos de vento, como já visto anteriormente, são os precursores das turbinas eólicas que utilizam o mesmo princípio de funcionamento. Há tipologias de turbinas desde com uma pá até quatro pás ou mais. A tipologia mais comum é a de três pás visto que apresenta o maior equilíbrio na relação coeficiente de potência, custo e velocidade de rotação.

As turbinas de duas pás são mais eficientes mas também mais instáveis e influenciadas por turbulências, ao passo que as turbinas de três pás apresentam maior estabilidade e resistência permitindo serem elevadas a alturas na ordem dos 100m obtendo ventos com maior intensidade. O rendimento das turbinas eólicas está contemplado na ordem de valores dos 35% aos 45%.

Comparativamente aos aerogeradores de eixo vertical, os aerogeradores de eixo horizontal apresentam maior rendimento e estão sujeitos a esforços mecânicos inferiores, reduzindo assim o seu custo.

As turbinas de eixo horizontal podem funcionar de duas maneiras segundo o sentido do vento, de forma frontal ou pela retaguarda.

Retaguarda (em inglês *Downwind*) – o vento sopra pela retaguarda do rotor, que é flexível e auto-regulável, e das pás.

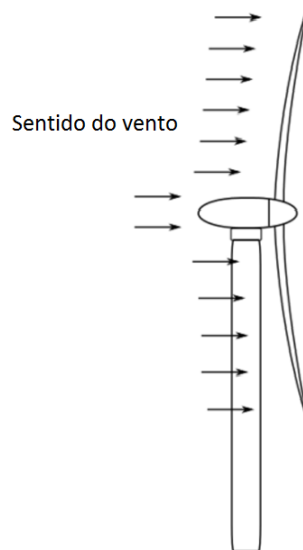


Figura 3.16 – Esquema de uma turbina eólica de eixo horizontal à retaguarda [18].

Frontal (em inglês *Frontwind*) – o vento sopra pela parte frontal do rotor que é orientado segundo a direcção do vento com o auxílio de um motor. As pás do rotor são rígidas.

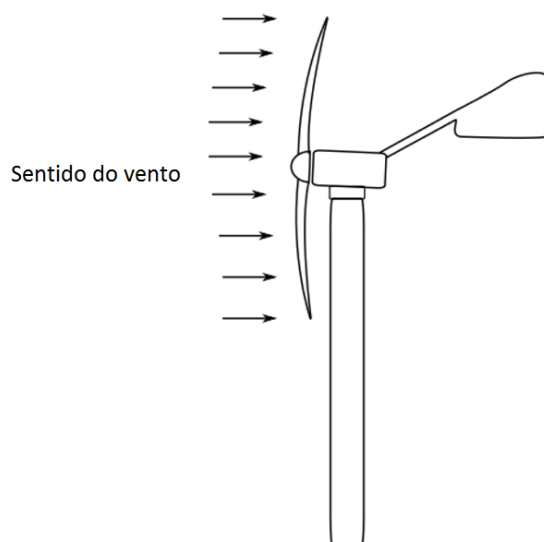


Figura 3.17 - Esquema de uma turbina eólica de eixo horizontal frontal [18].

A turbina é usualmente colocada no cimo da torre visto que é em altitude que se obtém um maior rendimento na geração de grandes potências e com estabilidade. As pás da turbina devem ser orientadas segundo a direcção do vento.

As turbinas são erguidas a alturas dos 80m aos 100m devido ao efeito de arrasto no chão onde os ventos sopram a velocidades inferiores devido ao atrito, que diminui com a altitude.

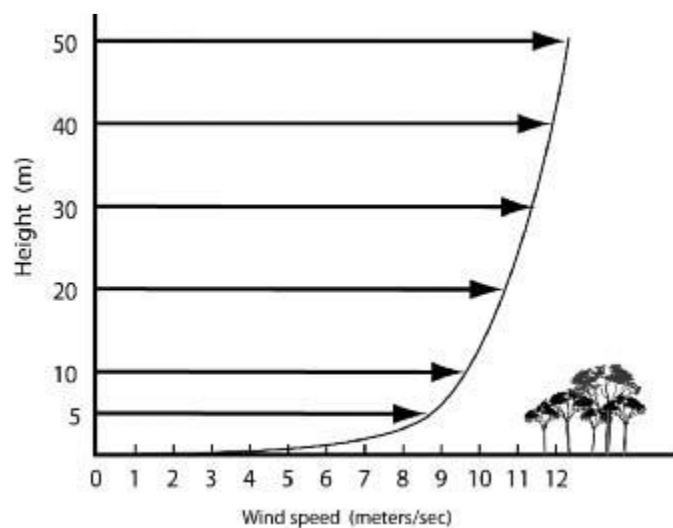


Figura 3.18 – Efeito de arrasto [13]

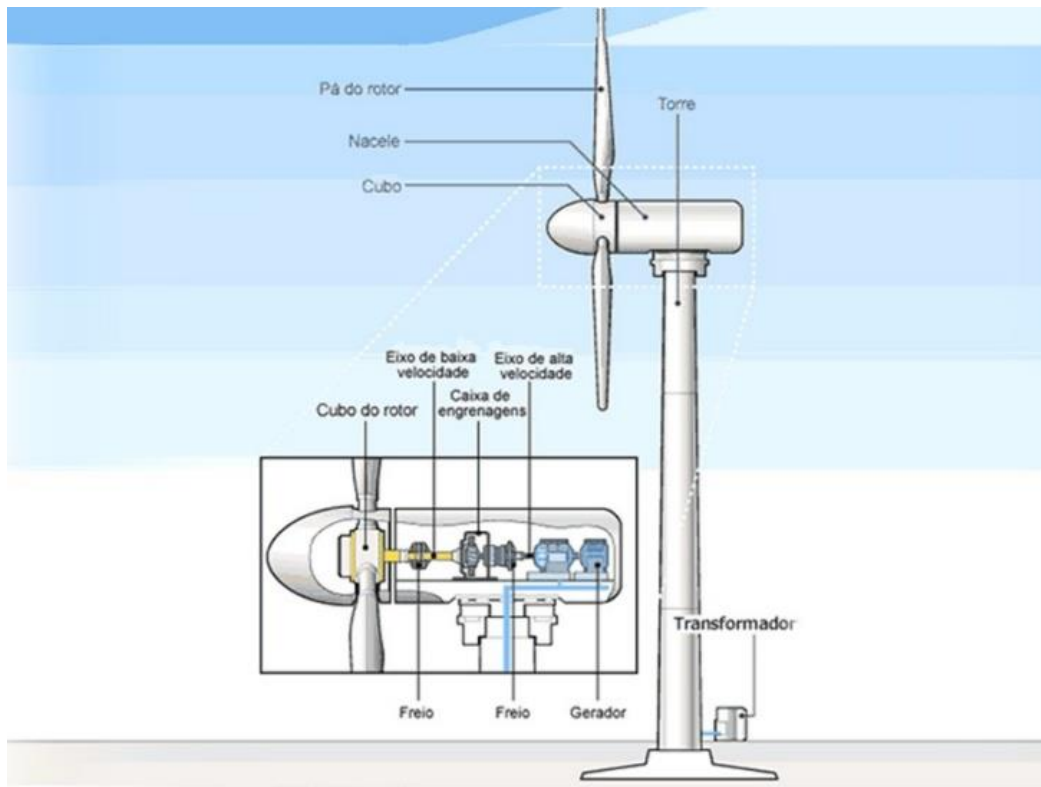


Figura 3.19 – Componentes de uma turbina de eixo horizontal.

Fonte: <http://www.adamantina.sp.gov.br/jsfsite/expoVerde/elementos/turbinaeolica.gif>

A figura 3.19 apresenta esquematicamente os componentes de uma turbina eólica:

- Pás do rotor – captam a energia do vento que passa pelas pás convertendo-a em energia mecânica rotacional no eixo do rotor. Normalmente são feitas de compostos sintéticos como plásticos reforçados com fibra de vidro.
- Cubo – é o componente que recebe as pás formando o rotor. Transmite a energia captada pelas pás para o eixo.
- Eixo de baixa/alta velocidade – transfere a energia de rotação das pás para uma caixa multiplicadora, no caso dos geradores convencionais, ou directamente para o gerador, no caso dos geradores multipólos.
- Nacelle – é o componente acima da torre que incorpora outros componentes, tais como, o gerador e o sistema de transmissão. Pode ter, ou não, uma caixa de engrenagens multiplicadora conforme o tipo de gerador presente seja convencional ou anelar multipólos.
- Caixa de engrenagens – aumenta a velocidade de rotação do eixo entre o cubo do rotor e o gerador. Este componente é dispensável caso o gerador seja um gerador multipólos.
- Gerador – usa a energia mecânica rotacional do eixo para gerar eletricidade utilizando electromagnetismo (Lei de Faraday).
- Torre – sustenta o rotor, as pás e a nacelle erguendo o conjunto da turbina a uma altura onde as pás girem em segurança.
- Transformador – recebe a energia produzida pela turbina aumentando o nível de tensão gerado pelo conversor para tensão da rede para dezenas ou centenas de kW [18].

4. Funcionamento das Turbinas Eólicas

Neste capítulo é explorado o funcionamento de uma turbina eólica e os sistemas de transmissão da energia produzida por estas.

4.1 Movimentos de uma Turbina Eólica

Fora os movimentos da torre eólica em função dos esforços estruturais, existem 3 movimentos distintos de uma turbina eólica segundo os eixos cartesianos.

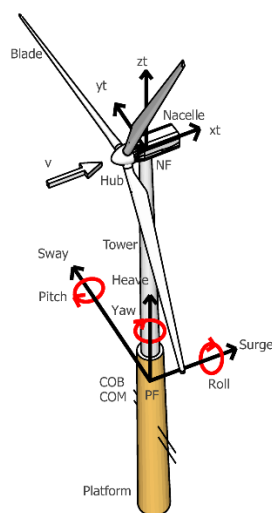


Figura 4.1 – Eixos de rotação dos movimentos *yaw*, *pitch* e *roll*.

Fonte: <http://www.mdpi.com/1996-1073/6/8/4097/htm>

O *yaw*, é o movimento que é feito para que a turbina se posicione segundo a direcção do vento em determinado momento por forma a extrair a potência máxima disponível no vento. A rotação é feita em torno do eixo vertical.

O *pitch* é o movimento que está relacionado com a rotação das pás em relação ao seu próprio eixo. Serve este movimento para otimizar o ângulo de incidência do vento nas pás, também denominado de ângulo de ataque.

O *roll* é o movimento de rotação do rotor em relação ao eixo da torre [19].

4.2 Cálculo da Energia

A energia eólica é a energia cinética contida no movimento de uma massa de ar (o vento) como se pode observar na equação:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (4.1)$$

Onde,

E_c – Energia cinética, em J;

m – massa de ar, em kg;

v – velocidade do vento, em m/s;

Esta massa de ar em deslocamento (vento), por sua vez, contém uma energia cinética, isto é, um fluxo de energia que pode ser definido como a derivada da energia ao longo do tempo, como pode ser observado na equação:

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times C_p \times \eta \times A \times v^3 \quad (4.2)$$

Em que:

P – Potência disponível no vento, em W;

ρ – Densidade do ar, em kg/m³;

C_p – coeficiente de potência da turbina;

η – Rendimento da turbina;

A – área de varrimento das pás do rotor, em m²;

v – velocidade do vento, em m/s;

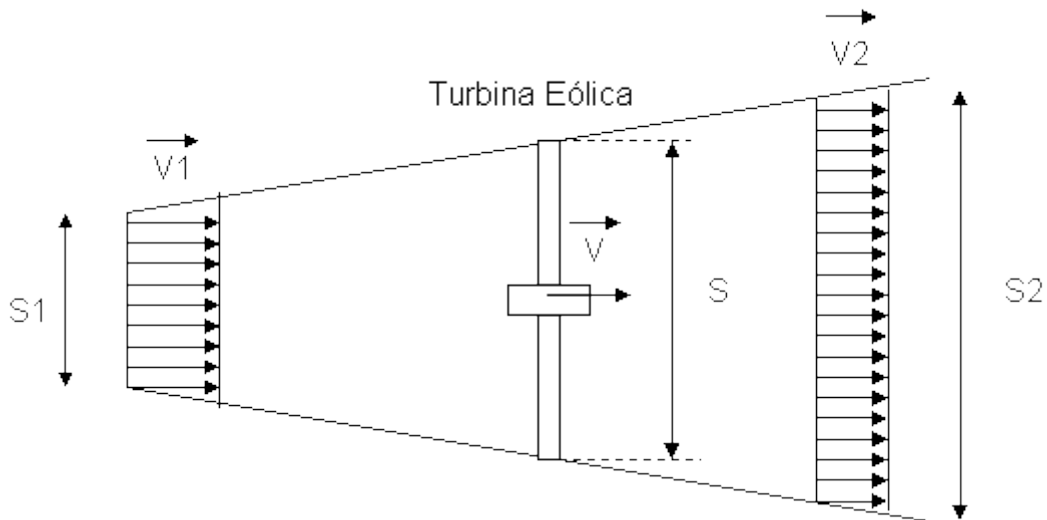


Figura 4.2 – Tubo de Betz.

Fonte: <http://e-lee.ist.utl.pt/realisations/EnergiesRenouvelables/FiliereEolienne/Generalites/Etudeappliquee/EtudeappliqueeEolien3.htm>

O fluxo de massa de ar que atravessa perpendicularmente uma secção transversal de área S (tubo de Betz), é descrito pela equação:

$$\dot{m} = \rho \cdot v \cdot S \quad (4.3)$$

Onde:

\dot{m} - caudal mássico do ar, em kg;

ρ - densidade do ar em, kg/m³;

v - velocidade do vento, em m/s;

S - área da secção transversal, em m²;

Substituindo a equação (4.3) na equação (4.1) chega-se à conclusão que a potência contida no vento que atravessa a secção transversal de área S é:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (4.4)$$

Onde:

P - potência disponível no vento, em W;

ρ - densidade relativa do ar, em kg/m³;

S - área da secção transversal, em m²;

v - velocidade do vento, em m/s;

Tem-se a percepção por esta equação que a potência contida no vento varia com o cubo da velocidade do mesmo, com a densidade relativa do ar, que é uma constante, e com a área S varrida pelas pás do aerogerador.

No caso da turbina eólica de eixo horizontal, a área de varrimento é determinada pela equação:

$$S = \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \quad (4.5)$$

Onde:

S – área da secção transversal varrida pelas pás da turbina, em m^2 ;

π – constante adimensional;

D – diâmetro do rotor;

Em suma, a energia gerada por uma turbina eólica é altamente sensível à velocidade do vento que atravessa as pás do aerogerador, relação cúbica, assim como ao diâmetro do rotor, relação quadrática [20].

4.3 Potência de Saída

A potência de saída de uma turbina varia com a velocidade do vento, como demonstrado anteriormente, e cada turbina eólica tem a sua curva de potência que permite estimar a energia eléctrica produzida em função da altura da turbina, e da velocidade do vento.

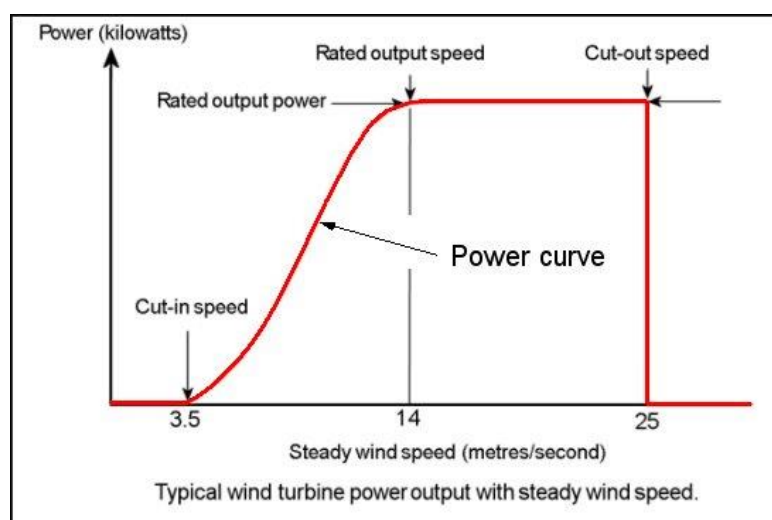


Figura 4.3 – Curva de potência de uma turbina eólica.

Fonte: <https://www.wind-power-program.com/popups/powercurve.htm>

A performance de uma turbina eólica está directamente relacionada com três características chave [21]:

- Velocidade *cut-in* – é a velocidade mínima que acciona o mecanismo de produção de energia;
- Velocidade nominal – é a velocidade do vento a que se atinge a potência nominal (normalmente é a potência máxima do gerador);
- Velocidade *cut-out* – é a velocidade máxima a que a turbina opera. Normalmente a turbina é limitada por razões de segurança, eficiência e rentabilidade;

4.4 Potência Máxima de Saída

Existe um limite teórico para a extração da potência contida no vento. Esse limite foi descoberto em 1929 pelo físico alemão Albert Betz que assim deu nome ao limite também conhecido por coeficiente de Betz.

Segundo a lei da conservação da massa, o fluxo de ar à entrada do rotor tem de ser exactamente igual à saída deste. Como se pode observar na figura 4.2, a área ocupada pelo ar à saída do rotor é maior do que a área à entrada do rotor [22]:

$$\dot{m} = \rho \cdot S_1 \cdot v_1 = \rho \cdot S \cdot v = \rho \cdot S_2 \cdot v_2 \quad (4.6)$$

Onde:

\dot{m} - caudal mássico do ar, em kg;

ρ – densidade relativa do ar, em kg/m³;

v - velocidade do vento no rotor, em m/s;

v_1 – velocidade do vento à entrada do rotor, em m/s;

v_2 - velocidade do vento à saída do rotor, em m/s;

S – área da secção transversal no rotor, em m²;

S_1 – área da secção transversal na entrada do rotor, em m²;

S_2 – área da secção transversal na saída do rotor, em m²;

A velocidade de entrada do vento na turbina é superior à velocidade de saída ($v_1 > v_2$) fazendo com que a energia cinética contida no vento se transforme em energia mecânica rotacional nas pás da turbina eólica ligadas ao rotor cujo mecanismo acaba por gerar corrente eléctrica nas espiras das bobinas do gerador eléctrico. Este fenómeno electromagnético é descrito pela lei de Faraday.

O pensamento fácil seria o de julgar obter a potência máxima de saída da turbina eólica quando a velocidade de saída no rotor fosse nula. Acontecesse este cenário e acumular-se-ia uma grande massa de ar á saída do rotor interrompendo o fluxo de ar e, conseqüentemente, a geração de energia eléctrica.

Foi então que Betz provou que a potência máxima de saída é, teoricamente, obtida quando a velocidade de saída do vento no rotor for um terço da velocidade do vento à entrada do rotor. Quer isto dizer que, nestes termos, seria convertida em energia eléctrica pelo rotor, dois terços da energia cinética do vento [22].

$$v_2 = \frac{v_1}{3} \quad (4.7)$$

A potência extraída do vento que atravessa o rotor é a diferença entre a potência de entrada e a potência de saída. Conclui-se que a potência extraída do vento pode ser descrita pela equação [22]:

$$P_{ext} = P_{in} - P_{out} \quad (4.8)$$

Utilizando a equação da potência apresentada anteriormente na equação da potência extraída, obtém-se:

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S_1 \cdot v_1^3 - \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S_2 \cdot v_2^3 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (S_1 \cdot v_1^3 - S_2 \cdot v_2^3) \quad (4.9)$$

A potência extraída pode ainda ser reescrita em função da lei da conservação da massa, apresentada na equação 4.6:

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad (4.10)$$

Neste ponto torna-se perceptível que a potência extraída do vento no rotor é a média aritmética da velocidade do vento à entrada e à saída do rotor. Então a velocidade do vento no rotor é [22]:

$$v = \frac{(v_1 + v_2)}{2} \quad (4.11)$$

Esta igualdade é possível se se tiver em conta a 1ª lei de Newton, princípio da inércia, e a 3ª lei de Newton, princípio da acção reacção, e relacioná-las com a força exercida pelo vento no rotor. Conclui-se então que a potência extraída, já demonstrada, é a derivada da energia ao longo do tempo. Substitui-se a equação 4.11, em função da lei da conservação da massa, na equação 4.10 e vem:

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \cdot \left\{ \rho \cdot S \cdot \frac{(v_1 + v_2)}{2} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \right\}$$

$$P_{ext} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v_1^3 \cdot \left\{ \frac{(1 + \frac{v_2}{v_1}) \cdot [1 - (\frac{v_2}{v_1})^2]}{2} \right\} \quad (4.12)$$

É agora possível determinar um coeficiente de potência do rotor (C_p), que pode ser descrito como a potência que será extraída do vento em função da potência contida no mesmo:

$$C_p = \frac{(1 + \frac{v_2}{v_1}) [1 - (\frac{v_2}{v_1})^2]}{2} \quad (4.13)$$

O coeficiente de potência mede a eficiência da turbina eólica pois mede a energia que pode, por esta, ser produzida, desprezando as perdas aliadas à tecnologia das máquinas, em relação à energia contida no vento.

Para se maximizar o coeficiente de potência do rotor utiliza-se a relação explicada previamente de que a velocidade do vento à saída do rotor é um terço da velocidade à entrada do rotor, chegando-se assim ao valor máximo do C_p , também denominado Limite de Betz [22].

$$C_{p\text{máx}} = \frac{16}{27} = 59,3\% \quad (4.14)$$

Chega-se à conclusão de que o valor máximo teórico da potência que uma turbina eólica consegue extrair do vento é 59,3%. Ainda assim, a potência máxima extraível é, regra geral, inferior a este limite devido a restrições tecnológicas das turbinas eólicas.

4.5 Lei de Bernoulli

Diz a lei de Bernoulli que num fluido ideal (sem viscosidade nem atrito) em regime de circulação por uma conduta fechada, a energia que o fluido possui permanece constante ao longo do seu percurso. Esta lei é demonstrada pela mecânica dos fluidos [23]:

$$\rho \cdot \frac{v^2}{2} + \rho \cdot g \cdot h + p = k \quad (4.15)$$

Onde:

ρ – densidade relativa do fluido, em kg/m³;

v – velocidade do fluido, em m/s;

g – aceleração da gravidade, em m/s²;

h – altura, em m;

p – pressão, em Pa;

A equação de Bernoulli demonstra que a soma das pressões dinâmica e estática num fluido não viscoso é constante. Logo, se existir um aumento de velocidade e, conseqüentemente, da pressão dinâmica, esse aumento será acompanhado por uma diminuição da pressão estática. Caso a velocidade diminua e, conseqüentemente, a pressão dinâmica diminua, haverá um aumento da pressão estática.

A trajetória descrita pelas partículas que atravessam a pá do aerogerador é mais longa num dos lados do que no outro. Para que o escoamento do fluido seja contínuo, as partículas que percorrem o lado maior têm maior velocidade que as que percorrem o lado mais pequeno para que alcancem o ponto de fuga ao mesmo tempo.

Sendo assim, segundo a lei de Bernoulli, o lado mais longo da pá onde as partículas têm maior velocidade torna-se uma região de baixa pressão, e o lado mais curto numa região de alta pressão. Esta diferença de pressão gera uma força de sustentação (*Lift*) cuja direcção é perpendicular à direcção da velocidade do escoamento e o sentido do lado de maior pressão para o de menor pressão. Também o perfil das pás deve ter uma inclinação em relação à direcção do escoamento. Este ângulo é descrito como o ângulo de ataque. Actua ainda uma outra força nas pás do aerogerador, uma força de resistência denominada por força de arrasto (*Drag*) com a mesma direcção da velocidade do escoamento e o sentido contrário ao do movimento da pá no escoamento [24].

A resultante das forças que actuam num perfil é a soma vectorial da força de sustentação e da força de arrasto.

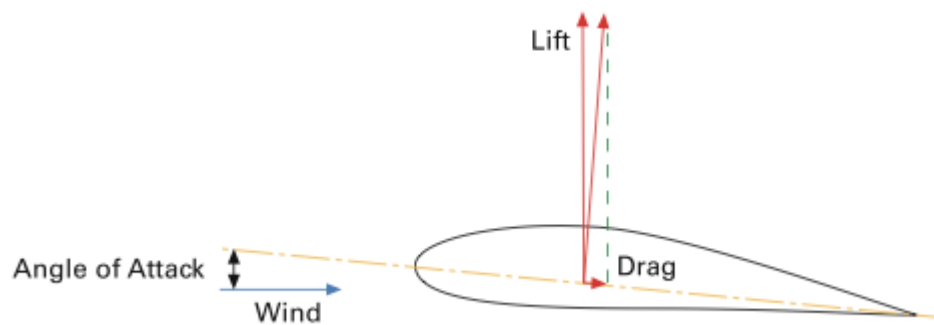


Figura 4.4 – Direcção e sentido das forças de arrasto e sustentação.

Fonte:

http://www.spolearninglab.com/curriculum/software/3d_modeling/openscad/openscad_04.html

É, portanto, a diferença de pressões na pá que gera o movimento da turbina.

4.6 Tipos de Perfis

Os perfis das pás podem ser simétricos quando se tem por objectivo produzir uma força de sustentação para os dois lados, como por exemplo, com os lemes dos navios, e a força de sustentação será gerada pelo ângulo de ataque do perfil. Logo, se não houver ângulo de ataque no perfil em relação ao escoamento, não haverá força de sustentação. No entanto, quando o perfil assume um ângulo de ataque, as partículas do fluxo encontrarão um percurso mais longo e outro mais curto produzindo assim a força de sustentação, sendo esta eficiência igual dos dois lados do perfil.

Os perfis das pás podem ainda ser assimétricos quando se procura criar forças de sustentação apenas num dos lados do perfil, como por exemplo, nas asas dum avião e nas pás das turbinas eólicas, uma vez que, mesmo que não haja ângulo de ataque em relação ao escoamento, é gerada uma força de sustentação porque a assimetria dos perfis origina uma zona de alta pressão e outra de baixa pressão. Para que não haja força de sustentação num perfil assimétrico é preciso que este possua um ângulo de ataque negativo por forma a gerar um equilíbrio e, conseqüentemente, uma sustentação nula [24].

4.7 Aerodinâmica

O dimensionamento de uma turbina eólica deve ter em conta conceitos de aerodinâmica, tais como, as dimensões das pás, a velocidade relativa do vento que atravessa uma secção de uma pá e os ângulos relevantes desta.

Os ângulos das pás de uma turbina eólica estão directamente relacionados com a velocidade relativa do vento [24].

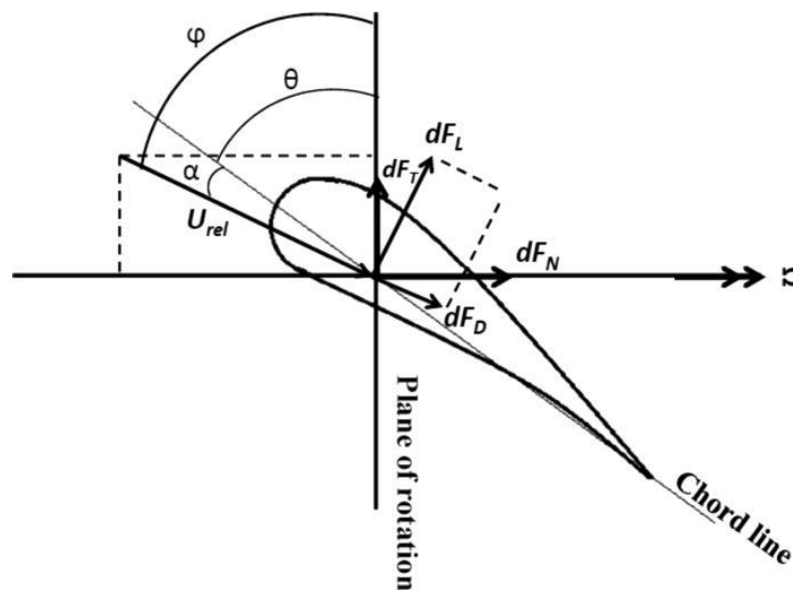


Figura 4.5 – ângulos relevantes da pá de uma turbina eólica.

Fonte:

<http://solarenergyengineering.asmedigitalcollection.asme.org/article.aspx?articleid=1458873>

α – ângulo de ataque (*Angle of Attack*): é o ângulo que mede a diferença entre a direcção da velocidade relativa do vento e a secção longitudinal da pá, linha da corda;

θ – ângulo da pá (*Pitch*): é o ângulo entre a direcção do plano da pá e a direcção do plano de rotação;

ϕ – ângulo do escoamento: é a soma do ângulo de ataque e ângulo da pá e consiste no ângulo entre a direcção da velocidade relativa do vento e o plano de rotação do rotor;

Conhecidos estes ângulos, é possível compreender o funcionamento de uma turbina eólica.

Inicialmente, o rotor da turbina encontra-se em repouso. Neste momento, a velocidade relativa do vento na pá tem a mesma direcção do vento não perturbado. O ângulo de escoamento entre a velocidade relativa do vento e o plano de rotação da turbina é 90° .

Quando a velocidade do rotor aumenta, o ângulo da pá aumenta e o ângulo de ataque diminui. O binário atinge o valor máximo e a potência extraída do vento pela turbina é máxima. Se a velocidade do rotor crescer mais, a potência extraída decresce uma vez que o ângulo de ataque fica negativo sobre parte da pá passando a força de sustentação a actuar como um retardador para o rotor [24].

4.8 Dimensões de um Perfil Alar

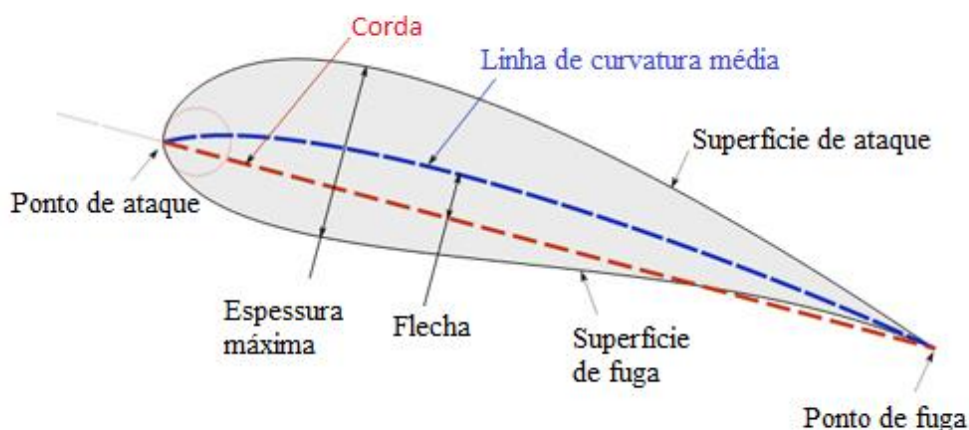


Figura 4.6 – Dimensões de um perfil alar.

Fonte: <http://microeolica.weebly.com/termos-especiaceuteficos.html>

A figura 4.6 demonstra as dimensões da secção transversal do perfil de uma pá eólica. As características mais distintas são a corda, a espessura e a curvatura. Dividindo o perfil em duas secções, tem-se a parte frontal que entra primeiro em contacto com o escoamento do ar denominada de superfície de ataque. A secção do lado oposto da pá por onde se dissipa o escoamento é denominada de superfície de fuga.

Outro componente importante de um perfil alar eólico é o comprimento que é perpendicular ao escoamento.

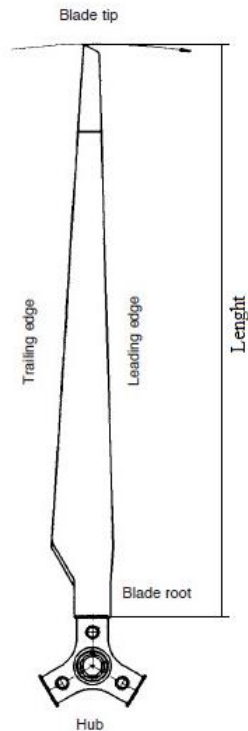


Figura 4.7 – Comprimento de uma pá eólica.

Fonte: <http://www.turbinesinfo.com/wind-turbine-aerodynamics/>

Segundo a teoria do elemento de pá, a razão entre a corda e o comprimento de uma pá é definida como *aspect ratio* e serve como indicador das dimensões que uma deve ter por forma a maximizar a força de sustentação e otimizar assim a potência extraída do vento. Quando o *aspect ratio* tende para infinito, a distribuição da força de sustentação ao longo da pá tende a ser uniforme [24].

4.9 Velocidade Relativa do Vento

Quando uma pá se encontra em repouso em relação ao seu referencial mas em movimento rotacional em relação ao referencial do rotor, o aerofólio é afectado por forças de sustentação e arrasto. O mesmo sucede quando a turbina se encontra em repouso e é atravessada por um fluxo de ar não perturbado. Assim, a velocidade do vento relativa à pá é a soma vectorial da velocidade do vento não perturbado e a velocidade angular da pá. De salientar que quando a pá de uma turbina se encontra em movimento, cada sector desta tem uma velocidade relativa ao ar ($\Omega.r$), onde [24]:

Ω - velocidade angular do rotor, em rad/s;

r – distância da secção da pá ao eixo do rotor, em m;

Conclui-se então que o ângulo de ataque varia ao longo do comprimento da pá.

4.10 Efeito Esteira

Quando um objecto em movimento atravessa um fluido é retardado por duas forças em sentido contrário ao do seu movimento: uma força de atrito e uma força de arrasto.

As forças de arrasto oriundas da viscosidade de um fluido podem ser, ou não, desprezáveis comparativamente a forças de pressão, conforme o número de Reynolds que é calculado através da seguinte equação [25]:

$$R_e = \frac{\rho \cdot v \cdot L}{\mu} \quad (4.16)$$

Onde:

R_e – número de Reynolds;

ρ – densidade relativa do ar, em kg/m³;

v – velocidade do escoamento, em m/s;

L – comprimento do escoamento, em m;

μ - viscosidade do fluido;

Se o valor do número de Reynolds for baixo, a predominância das forças de arrasto devem-se à elevada viscosidade do fluido. Se o valor do número de Reynolds for alto os efeitos de arrasto do fluido são desprezíveis. Logo, um fluido pode ser, ou não, dominado pelo atrito conforme o número de Reynolds.

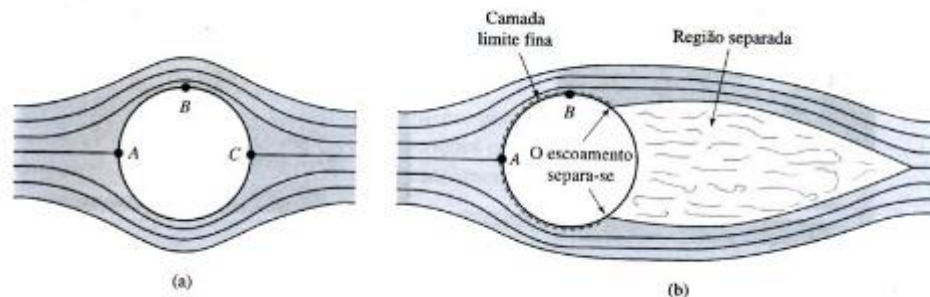


Figura 4.8 – Escoamento ao redor de uma esfera.

a) Escoamento viscoso

b) Escoamento não-viscoso

Fonte: http://images.slideplayer.com.br/18/5867743/slides/slide_70.jpg

Num escoamento viscoso as linhas de corrente são simétricas antes e depois do objecto pelo que as velocidades nos pontos A e C são baixas e a pressão nesses mesmos pontos é alta, enquanto no ponto B a pressão é baixa e a velocidade é alta. A distribuição das pressões é simétrica da frente para trás não existindo forças de arrasto.

Segundo Prandtl, embora o atrito seja desprezível nestas circunstâncias, escoamentos com elevado número de Reynolds, existirá sempre uma camada fina na qual o atrito é significativo. Nesta camada a velocidade aumenta rapidamente de zero, na superfície do objecto até ao valor previsto, teoricamente, do escoamento não viscoso na borda externa delimitadora [25].

Este fenómeno ajuda a explicar o efeito de esteira que é necessário ter em conta aquando do dimensionamento de um parque eólico. O efeito de esteira é criado por um aerogerador que transforma a energia cinética do vento em energia mecânica. O vento expelido pela turbina tem um valor energético reduzido comparativamente ao vento não perturbado de entrada. É gerado então na saída da turbina uma esteira de vento turbulento com velocidade baixa.

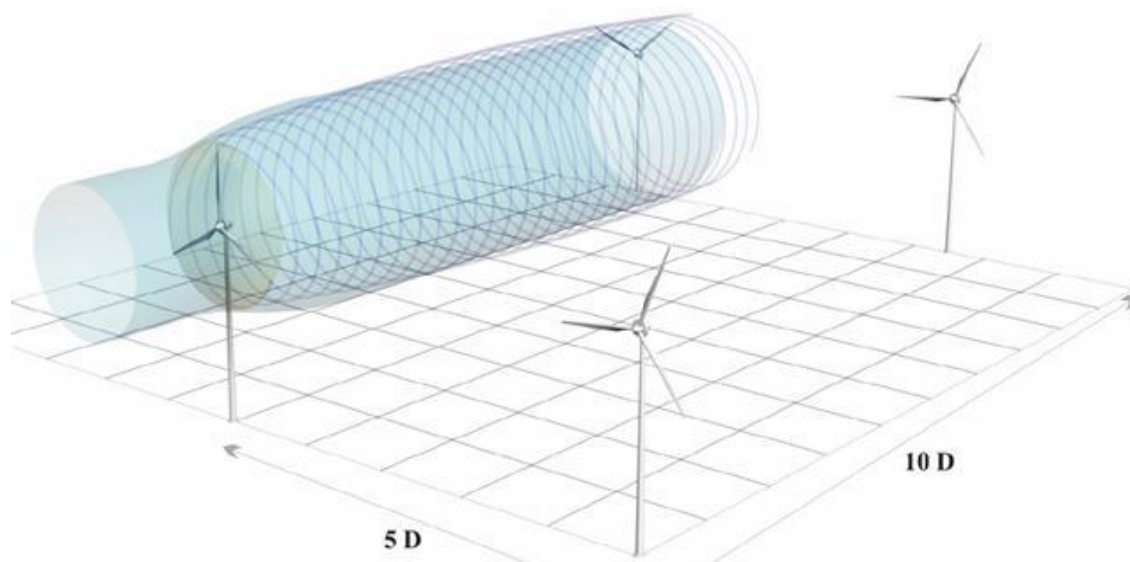


Figura 4.9 – Efeito de esteira.

Fonte: <https://evolucaoenergiaeolica.files.wordpress.com/2012/06/image023.jpg>

Quando é dimensionado um parque eólico, o espaçamento entre aerogeradores tem em conta o efeito de esteira contando-se com uma distância entre 5 a 10 vezes o diâmetro do rotor, na direcção do vento, e 3 a 5 vezes o diâmetro do rotor, na direcção perpendicular à do vento [24].

$$velocidade\ de\ rotação = \frac{1150}{D} \quad (4.17)$$

Em que:

Velocidade de rotação – r.p.m.;

D – diâmetro do rotor, em m;

O fluxo de vento que atravessa as turbinas pode apresentar dois tipos de escoamento: laminar ou turbulento. De acordo com a mecânica de fluidos, a transição do regime de escoamento laminar para turbulento dá-se a partir de um valor crítico do número de Reynolds igual a 5×10^5 . Um ângulo de ataque da pá muito grande também provocará uma alteração do regime de escoamento laminar para turbulento e, conseqüentemente, uma diminuição abrupta do aproveitamento da energia do vento pela turbina. Este fenómeno denomina-se de *Stall* [24].

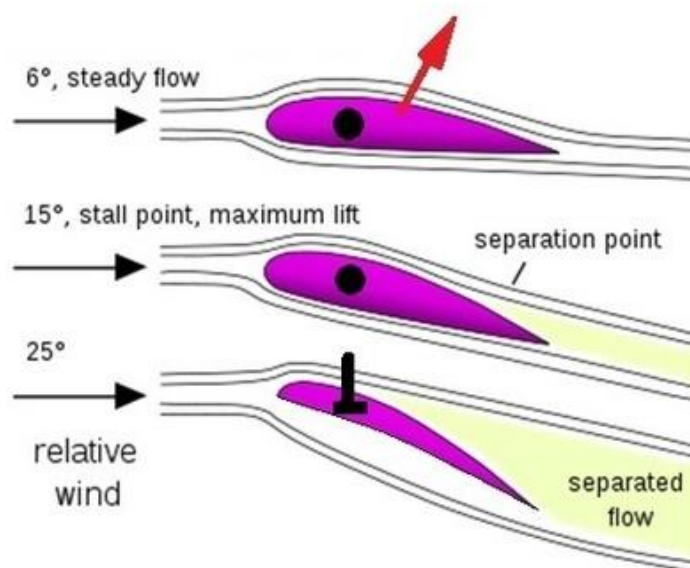


Figura 4.10 – Efeito *Stall*.

Fonte: https://qph.ec.quoracdn.net/main-qimg-bd54fe0b45f93a4d77fb12e4b53ed13c-c?convert_to_webp=true

Este efeito *stall* resulta numa perda de sustentação do escoamento num perfil alar que atravessa. Embora este efeito seja indesejável nas turbinas eólicas pela perda de potencial energético, pode ser usado como controlo aerodinâmico da potência transferível [24].

4.11 Torção nas Pás

A soma vectorial da velocidade do vento e o produto da velocidade angular pelo raio da secção é igual à direcção do vento relativamente à pá. O produto da velocidade angular pelo raio da secção varia conforme a distância da secção ao eixo do rotor, sendo que, cada secção tem um ângulo de ataque que aumenta da ponta exterior da lâmina até ao rotor. Ora um valor elevado para o ângulo de ataque das pás provocará um aumento na fadiga das mesmas [24].

Para que o ângulo de ataque das pás esteja o mais próximo possível do ideal em todas as secções da turbina, esta é dimensionada com uma torção ao longo do seu eixo longitudinal. Esta torção permite diminuir perdas na transferência da energia do vento convertida em energia mecânica pela turbina [24].

O formato estreito das pás eólicas serve um conjunto de propósitos que aumentam o rendimento da turbina, tais como, diminuir a poluição sonora provocada pelas turbinas em funcionamento, permitir o arranque da turbina a baixas velocidades e otimizar o rendimento destas com ventos de elevada velocidade [24].

4.12 Tip Speed Ratio

Para otimizar a escolha da pá combinada com o rotor da turbina utiliza-se uma razão adimensional denominada *tip speed ratio* [26]:

$$\lambda = \frac{\omega.R}{v} \quad (4.18)$$

Onde:

λ – razão das velocidades

$\omega.R$ – velocidade tangencial na extremidade da pá, em rad.m/s;

v – velocidade do vento não perturbado incidente na turbina, em m/s;

Faz-se então um cruzamento entre a razão das velocidades e o coeficiente de potência do rotor.

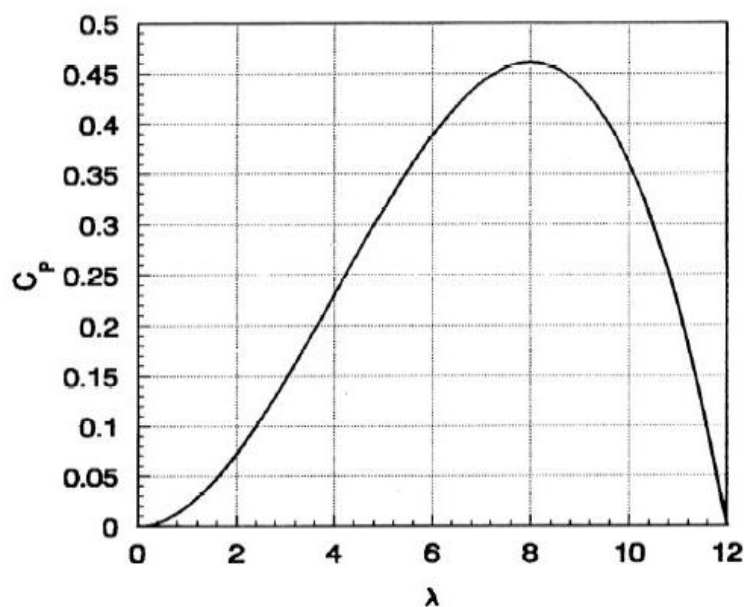


Figura 4.11 – representação gráfica da curva $\lambda \times C_p$.

Fonte:

http://mstudioblackboard.tudelft.nl/duwind/Wind%20energy%20online%20reader/Static_pages/Cp_lambda_curve.htm

Conclui-se que tem de haver um equilíbrio entre o binário do rotor e a velocidade do vento para extrair o máximo de energia do vento. Como as turbinas eólicas estão, regra geral, ligadas à rede, têm de manter uma frequência fixa de transmissão, o que, no caso dos geradores assíncronos, obriga à manutenção de uma velocidade de rotação constante não permitindo que funcionem no óptimo da capacidade.

4.13 Controlo Aerodinâmico

Existem dois tipos de controlo aerodinâmico como sistema regulador da potência produzida pela turbina eólica. São designados de controlo *Stall* e controlo *Pitch*.

As turbinas de controlo *Stall* têm pás fixas no seu eixo longitudinal. Estas turbinas são dimensionadas de modo a entrarem em perda quando a velocidade do vento atinge determinado valor uma vez que o rotor gira a velocidade constante. Como as pás estão fixas, o seu ângulo de ataque é fixo e aumenta com o aumento da velocidade do vento. Consequentemente as forças de sustentação diminuem e as forças de arrasto nas pás passam a ser dominantes [24].

Para que esta perda das forças de sustentação não seja abrupta, as pás são dimensionadas com uma torção longitudinal suavizando o desenvolvimento das forças de arrasto. Este tipo de turbinas necessita de menos manutenção que as turbinas de controlo *Pitch*, não necessitam de um sistema de controlo de velocidade do rotor e, consequentemente, uma estrutura do rotor mais simplificada.

As turbinas do tipo *Pitch* permitem a rotação das pás em torno do seu eixo longitudinal, ou seja, variam o seu ângulo de passo. Esta rotação das pás serve para variar o ângulo de ataque conforme as variações na velocidade do vento para que a turbina consiga produzir o máximo de potência a partir da energia do vento. Sempre que a velocidade do vento seja superior à velocidade nominal da turbina eólica, as pás são orientadas de maneira a que o aerogerador continue a produzir apenas a potência nominal. Faz isto com que a curva de potência das turbinas deste tipo seja mais regular que as do tipo *Stall* [24].

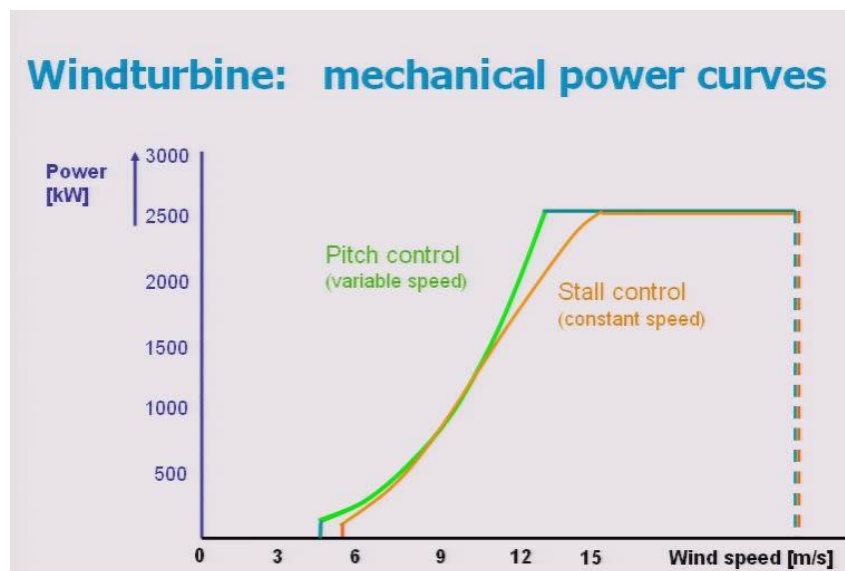


Figura 4.12 – Comparação entre a curva de potência de turbina de controlo *Pitch* e controlo *Stall*.

Fonte:

http://mstudioblackboard.tudelft.nl/duwind/Wind%20energy%20online%20reader/Video_frame_s_pages/mechanical_power_curves.htm

As turbinas de controlo *Pitch* não precisam de sistemas complexos de paragem de emergência, o desgaste nas pás do rotor é menor quando o vento sopra a velocidades acima da potência nominal e têm capacidade de produzir mais energia comparativamente às turbinas de controlo *Stall*.

Quando a velocidade do vento é superior à velocidade nominal, o sistema de controlo de passo da pá do rotor ajusta o ângulo de ataque o que permite controlar o coeficiente de potência. Teoricamente seria possível manter constante o valor do coeficiente de potência máximo mas o sistema de controlo do passo das pás do rotor não tem capacidade de resposta célere o suficiente para acompanhar as variações da velocidade do vento [24].

4.14 Sistemas de Velocidade Variável e Fixa

Os sistemas de velocidade fixa são compostos por um gerador de indução, são colocados em acção por intermédio de uma caixa de velocidades e ligados directamente à rede eléctrica. São sistemas robustos de fácil exploração em redes de alta potência [27].

No entanto, a falta de controlo da energia reactiva faz com que as variações na velocidade do vento sejam transmitidas para o binário do veio mecânico e assim absorvidas pela rede. Estas variações repercutem-se em flutuações no valor da tensão, em redes fracas. Estes sistemas requerem então dispositivos de controlo da energia reactiva na conversão da energia eólica em energia eléctrica [27].

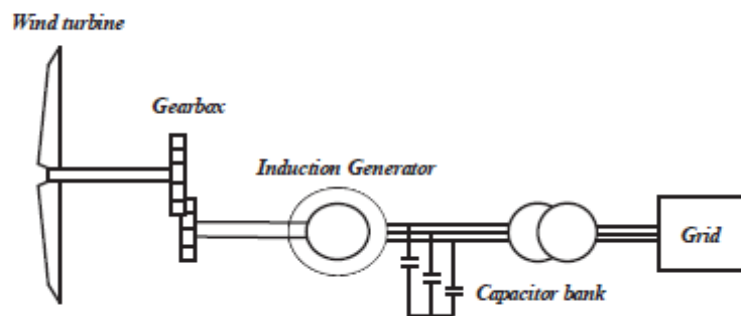


Figura 4.13 – Sistema de gerador de indução de velocidade fixa [27].

Os sistemas de conversão de velocidade variável permitem obter um maior rendimento uma vez que a velocidade do gerador é adaptada à velocidade do vento. O binário mantém-se constante uma vez que há esta variação da velocidade do gerador, compensando assim as variações da velocidade do vento [27].

Estes sistemas diminuem a fadiga mecânica da turbina e reduzem o ruído produzido, ao mesmo tempo que maximizam o rendimento aerodinâmico do aerogerador.

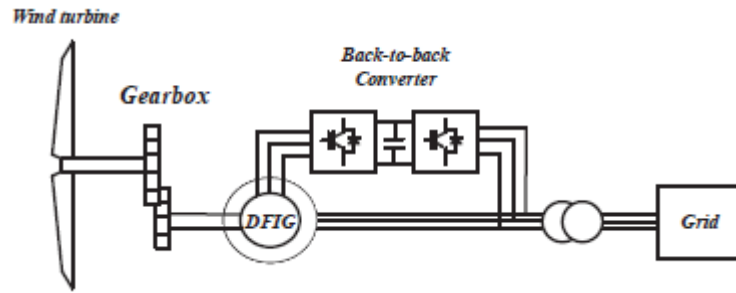


Figura 4.14 – Sistema de gerador de indução duplamente alimentado [27].

4.15 Sistemas de Transmissão

O sistema de transmissão da energia produzida pelo sistema *offshore* até uma subestação *onshore* pode conter ou não uma subestação *offshore* estando essa decisão pendente em 3 factores: custo, potência instalada do parque e distância até à costa.

A transmissão da energia gerada pode ser efectuada em corrente contínua (DC) ou em corrente alternada (AC).

Quando a transmissão é feita em corrente contínua existem dois tipos de tecnologia para o fazer:

- HVDC-LCC (*High Voltage Direct Current – Line Commuted Converters*);
- HVDC-VSC (*High Voltage Direct Current – Voltage Source Converter*);

O HVDC-LCC é, das duas, a forma mais convencional de fazer a transmissão de energia mas é dispendiosa. A transmissão é feita pela frequência da rede utilizando o sistema interruptores como por exemplo tirístores, os mais habituais. Num conversor de linha comutado a corrente DC não muda de direcção percorrendo uma grande indutância sendo considerada quase contínua.

O HVDC-LCC é também conhecido como HVDC-CSC (*High Voltage Direct Current – Current Source Converter*) pois utiliza a corrente AC como fonte para injeção de corrente harmónica e frequência na rede.

O HVDC-VSC surgiu já com o intuito de substituir a tecnologia anterior mencionada e incorpora um transistor bipolar de válvula integrada ao invés de um rectificador controlado de silício. Algumas das vantagens deste sistema contemplam o facto de serem fontes independentes de corrente podendo fornecer ou absorver energia reactiva, e significativamente mais pequenas que o HVDC-LCC, tornando-se mais fáceis de instalar em complexos *offshore*. [56]

Ainda assim, continua a ser uma tecnologia onerosa.

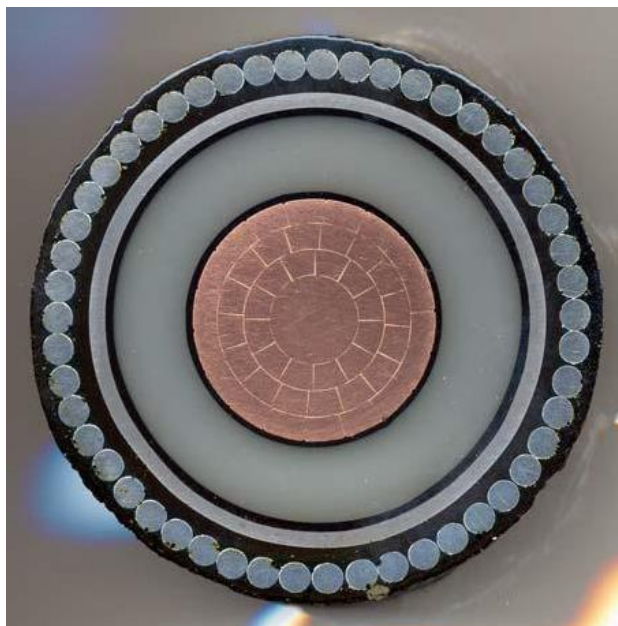


Figura 4.15 – Cabo HVDC com isolamento de poliestireno extrudido usado para aplicações submarinas.

Fonte: <http://www.worzyk.com/Estlink%20HVDC%20cable.jpg>

A localização da estação e a função do conversor influenciam a configuração do conversor HVDC.

O sistema HVDC monopolar consiste em dois conversores interligados por uma linha polar cuja tensão tanto pode ser positiva como negativa. Um exemplo deste sistema está esquematicamente representado na figura [29].

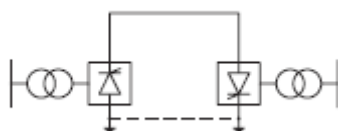


Figura 4.16 – Diagrama esquemático do sistema HVDC monopolar [29].

O sistema HVDC bipolar consiste em dois sistemas monopolares, um com polaridade positiva e outro com polaridade negativa. Cada terminal tem dois conversores de igual tensão ligados em série no lado da corrente contínua. Estes sistemas podem acoplar um terceiro pólo para que, caso haja uma falha num dos pólos, o sistema de transmissão continue a operar [29].

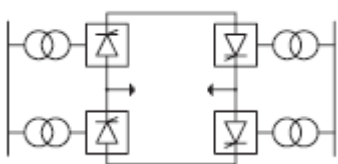


Figura 4.17 – Diagrama esquemático do sistema HVDC bipolar [29].

O sistema HVDC homopolar consiste em 2 ou mais condutores com polaridade negativa que podem operar só com terminal terra. Os condutores deste sistema operam em paralelo [29].

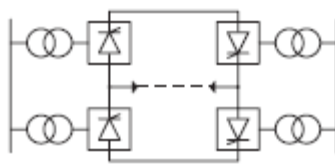


Figura 4.18 – Diagrama esquemático do sistema HVDC homopolar [29].

O sistema HVDC *back-to-back* (B2B) consiste em conectar dois sistemas de corrente alternada assíncrona. Este sistema dispensa cabos de transmissão uma vez que as duas estações dos conversores estão localizadas no mesmo sítio [29].

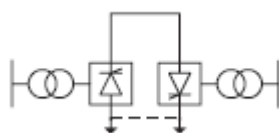


Figura 4.19 – Diagrama esquemático do sistema HVDC *Back-to-Back* [29].

O sistema HVDC multi-terminais é configurado com mais que dois terminais embora não exista registo de algum sistema a operar com mais que três terminais. Estes sistemas são configurados em série e em paralelo [29].

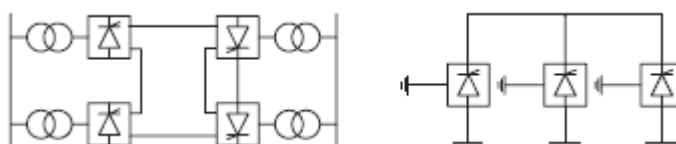


Figura 4.20 – Diagrama esquemático do sistema HVDC multi-terminais em série e em paralelo [29].

Quanto à transmissão feita em corrente alternada, tecnologia habitualmente utilizada *offshore*, esta pode ser feita:

- MVAC (*Medium Voltage Alternate Current*);
- HVAC (*High Voltage Alternate Current*);

Para parques criados com potências baixas e curtas distâncias, esta é a tecnologia mais acertada sendo frequentemente feita a transmissão em média tensão. Estas duas diferem apenas no nível de tensão aplicado e na necessidade da criação de uma subestação *offshore*.

Num sistema de média tensão não existe a necessidade de criação de uma subestação *offshore* uma vez que o sistema que faz a recolha da energia produzida, entre 32 kV e 36 kV, tem a capacidade de fazer a sua transmissão até à subestação *onshore*. A transmissão é feita através de cabos trifásicos XLPE (*Cross Linked Polyethylene*) de cobre com secção de 240 mm², que suportam o transporte de potência entre os 25 MW e 30 MW. [28]



Figura 4.21 – Cabo XLPE submarino com um condutor e 3 condutores, revestimento de chumbo, armadura de fio metálico e fibra óptica [28].

Num sistema de alta tensão já existe a necessidade de uma subestação *offshore* por forma a concentrar a rede interna de média tensão sendo esta elevada a uma tensão entre os 110 kV e os 150 kV e transportada até à subestação *onshore* por cabos XLPE. Esta elevação de tensão é requerida por forma a evitar ao máximo as perdas por efeito de Joule no transporte de longas distâncias.

Ao contrário das linhas aéreas, as linhas submarinas contemplam o mar e o solo como condutores dos cabos de transporte submarinos criando um campo electromagnético e, conseqüentemente, funcionando o ambiente como um condensador. Ora isto traduz-se num problema uma vez que os cabos submarinos têm uma elevada capacitância gerando assim grandes quantidades de energia reactiva limitando o transporte de potência activa. É necessário então a utilização de dispositivos de compensação de potência activa para minorar este problema neste tipo de tecnologia [28].

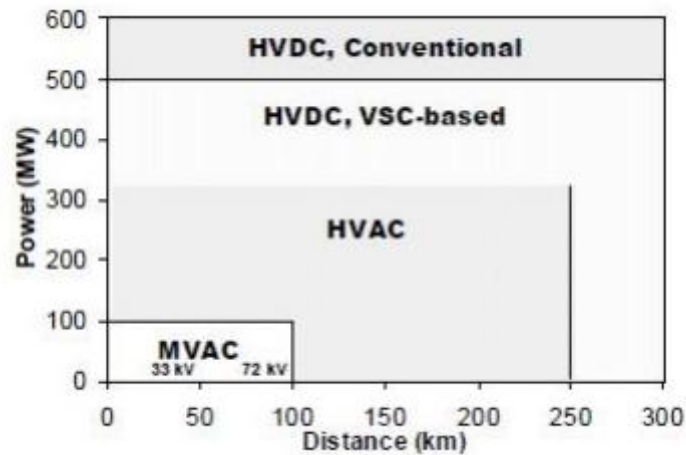


Figura 4.22 – Alcance das tecnologias de transmissão de energia relacionando potência e distância.

Fonte: <http://www.ecs.umass.edu/mie/labs/rerl/pubs/2002/AWEA2002Transmission.pdf>

4.16 Condensadores de Corrente Contínua (DC)

A propósito dos condensadores de corrente contínua nos sistemas HVDC-VSC e de manter estável a potência durante a transmissão reduzindo os harmônicos no lado da corrente contínua, são colocados dois condensadores com a mesma capacidade nos terminais de corrente contínua.

O cálculo do tamanho dos condensadores a utilizar é obtido através da equação [29]:

$$\tau = \frac{0,5.C.V_{cc}^2}{S_n} \quad (4.19)$$

Onde:

τ – constante de tempo, em s;

C – condensador, em F;

V_{cc} – tensão da corrente contínua, em V;

S_n – potência nominal do conversor, em W;

A constante de tempo representa o tempo necessário para carregar o condensador de zero até à tensão V_{cc} , num conversor alimentado constantemente a uma potência activa S_n .

Para obter uma onda sinusoidal sem interferências, a tensão da corrente contínua tem de ser superior à tensão da corrente alternada por um factor de 2, factor de 1,74 se houver 3ª harmónica injectada [29].

4.17 Subestações *Offshore*

As subestações *offshore* servem para subir a tensão transmitida nas linhas da turbina até à rede na subestação em terra, minimizando as perdas nos cabos durante a transmissão.

Uma subestação *offshore* consegue suportar até 500 MW de potência transmitida pelo parque eólico e não requerem a presença permanente de mão-de-obra humana para o seu funcionamento.

As subestações *offshore* dividem-se em 3 categorias quanto aos seus componentes: componente das estruturas, componente das instalações e componente dos sistemas eléctricos. Esta última componente contempla um transformador, um gerador de recurso a *diesel*, caso haja perda de potência nos cabos de transmissão, um interruptor para alternar a conexão aos cabos de transmissão ao parque e à subestação *onshore*, conversores se a transmissão for feita em corrente contínua, bancos de condensadores para compensar a potência reactiva do sistema e ligação à terra para descargas em caso de avaria ou curto-circuito [29].

4.18 Estruturas de Turbinas Eólicas *Offshore*

As estruturas de suporte para as turbinas eólicas *offshore* são altamente complexas, no sentido em que, têm de lidar com um conjunto de forças eólicas e hidrodinâmicas. Dimensionar a estrutura onde assenta uma turbina eólica é um trabalho complexo pois a resultante das forças com o peso da estrutura é normalmente inferior às cargas aplicadas pelo vento e a ondulação. No entanto existem ferramentas como o SAP2000® que utiliza métodos finitos para fazer o cálculo dos esforços aplicados a uma estrutura.

A diferença concepcional entre as turbinas eólicas *onshore* e as *offshore* encontra-se nas fundações. As turbinas eólicas *onshore* utilizam fundações em betão, já as turbinas eólicas *offshore* utilizam diferentes tipos de fundações consoante a profundidade a que são colocadas e a orografia do fundo marítimo.

Existem vários tipos de estruturas para turbinas eólicas *offshore* [30]:

- Monopilar (*Monopile*) – É um tubo cilíndrico de aço enterrado, através de perfuração, no fundo do mar. Normalmente possuem 4 a 6 metros de diâmetro mas depende das características da turbina, normalmente até 2 MW. É utilizada esta estrutura para águas de baixa e média profundidade, não mais que 30 metros de profundidade (figura 4.23);



Figura 4.23 – Exemplo de estrutura monopilar.

Fonte: <http://coconet-fp7.eu/children/img/windT3.PNG>

- Tripé (*Tripod*) – Estrutura composta por três tubos de aço com diâmetros de 1 a 5 metros, verticais ou inclinados, soldados entre si. Um mastro central colocado na base da estrutura criada por esse triângulo de pilares é que sustentará a turbina. Esta estrutura é utilizada para profundidades médias, dos 25 aos 50 metros (figura 4.24);

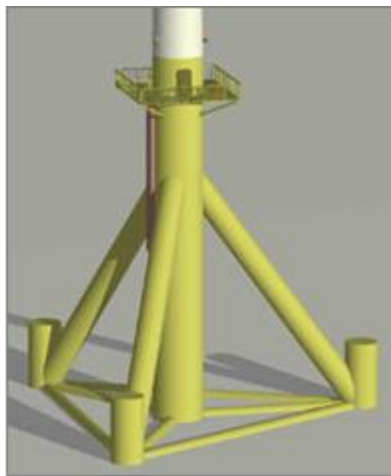


Figura 4.24 – Exemplo da estrutura Tripé.

Fonte:

http://mstudioblackboard.tudelft.nl/duwind/Wind%20energy%20online%20reader/slides/foundations_offshore.jpg

- Treliça (*Jacket*) – Estrutura feita com tubos de aço com 0,5 a 1,5 metros de diâmetro utilizando o método de treliças para dar forma à estrutura ficando assim mais consistente. É enterrada no fundo do mar através de estacas (figura 4.25).



Figura 4.25 – Exemplo da estrutura treliçada.

Fonte:

<https://www.researchgate.net/publication/262790782/figure/fig1/AS:312350579150848@1451481589755/fig-1-Offshore-wind-turbine-with-jacket-support-structure-Artist-impressionB-jarne.png>

- Base de gravidade – Estrutura de metal com base em betão no fundo do mar utilizada para profundidades baixas e médias. Utiliza o próprio peso para contrabalançar as oscilações da turbina podendo ser adicionado peso à base por intermédio de lastros (figura 4.26);

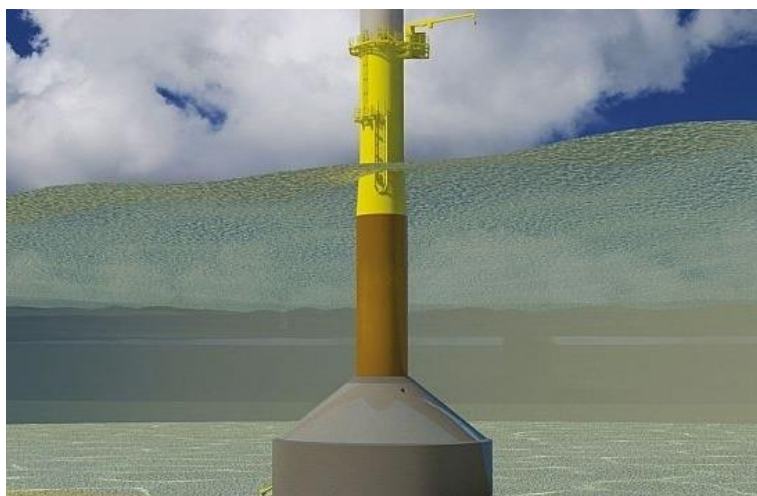


Figura 4.26 – Exemplo de estrutura de base de gravidade.

Fonte: <https://www.iims.org.uk/wp-content/uploads/2016/06/bam.jpg>

Dentro das estruturas flutuantes, projectadas para profundidades superiores a 50 m e que permitem turbinas entre os 5 e os 10 MW, tem-se [31]:

- *Tension Leg Platform* (TLP) – estruturas semisubmersível ancorada ao fundo do mar com cabos em tensão para dar estabilidade.
- *Spar Buoy* – a turbina é estabilizada por um lastro assente numa bóia. Esta estrutura tem o centro gravitacional dentro de água, abaixo do seu centro gravitacional pelo que as partes mais pesadas da estrutura ficam mais abaixo enquanto que, as mais à superfície, são ocas subindo o centro de flutuação.
- Semi-submersível – utiliza uma estrutura semi-submersível que oferece mais estabilidade assimilando os conceitos estruturais do TLP e do *Spar Buoy*.



Figura 4.27 – Exemplo das estruturas *Spar Buoy*, Semi-submersível e *Tension Leg Platform*.

Fonte: <http://www.videobeam.com/HYOX/Images/JPG/OffshoreWindTurbines.jpg>

4.19 Efeito *Scour*

O fenómeno *Scour* pode ocorrer nas imediações da base de uma estrutura localizada num meio fluido, como o mar ou rio. A estrutura, pilar ou rocha, interfere com o normal curso da corrente marítima que transpõe o obstáculo fluindo à volta deste, o que provoca o surgimento de um vórtice em forma de ferradura originando depressões geológicas em redor da estrutura [32].

Esta deterioração geológica deve ser alvo de monitorização pois pode comprometer a integridade estrutural de, por exemplo, uma turbina eólica. Pode ser prevenida a médio prazo se, aquando da construção das fundações, for feito um perímetro em redor da base da fundação com pedras de diferentes diâmetros para que, quando os movimentos de corrente da água levantam os sedimentos em repouso no fundo do mar, não haja grande dispersão dos sedimentos ficando confinados aos espaços entre as rochas.

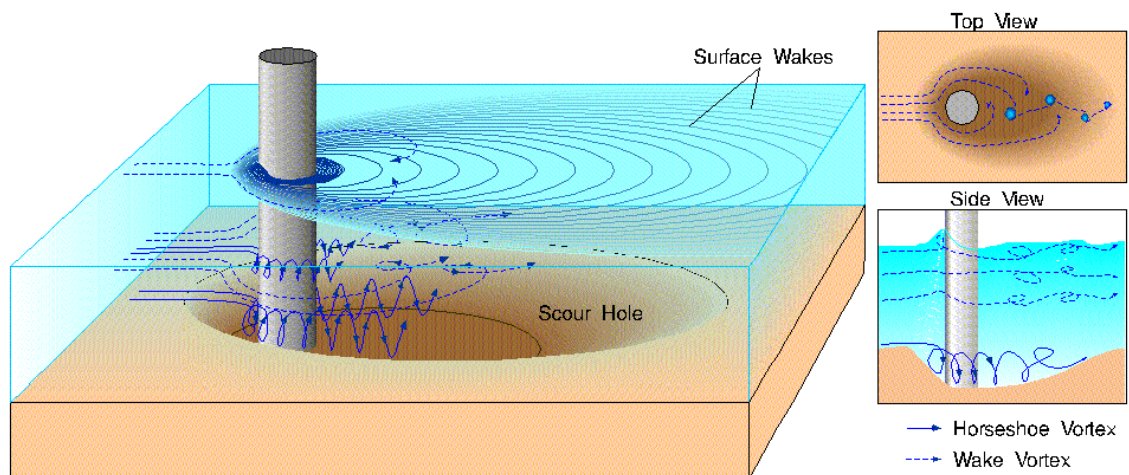


Figura 4.28 – Efeito *Scour* num elemento cilíndrico.

Fonte: <http://www.aboutcivil.org/local-scour-clear-water-scouring.html>

4.20 Ruído das Fundações

A construção das fundações das turbinas eólicas *offshore* produz ruído subaquático que afecta a fauna marinha. As fundações são cravadas no fundo do mar com um martelo hidráulico até 50 m. É o ruído das pancadas que, embora possa não danificar a audição dos animais marinhos, afecta a comunicação das espécies e a capacidade de detecção de presas e predadores.

Uma medida para mitigar este problema é a utilização, aquando da colocação das fundações, de uma cortina de bolhas de ar comprimido em torno do pilar. Nesta técnica é comprimido ar para dentro dos tubos de metal das fundações para que as bolhas resultantes da penetração no fundo marinho se elevem até à superfície, criando uma cortina. A eficácia desta medida é, por vezes, diminuída pelas correntes marinhas que desviam as bolhas de ar interrompendo a cortina de ar. Alternativamente, e utilizando a mesma técnica, pode-se criar um perímetro com raio de 70 a 100 m em redor do local da fundação com uma mangueira perfurada que criará esse efeito de cortina com a libertação de ar comprimido, nessa mangueira, com efeito ascendente. No projecto *Alpha Ventus* registaram-se reduções de 12 a 15 dB de ruído com a utilização desta técnica [32].

Outras medidas mitigadoras do ruído são: o ajuste ou redução da quantidade de energia aplicada pelo martelo hidráulico a cada pancada, o que acaba por aumentar o tempo de cravação e prolongar o impulso de penetração, ou seja, aumentar o tempo de contacto entre o pilar e o martelo hidráulico durante o impulso de penetração no solo.

4.21 Medições de ruído sonoro

O som propaga-se por ondas pelo ar e pela água como uma perturbação na pressão ambiente que é de 100 000 Pa à superfície da água, e 200 000 Pa a 10 m de profundidade e assim sucessivamente, pelo que o ruído gerado no processo de instalação das fundações de uma turbina eólica *offshore* é monitorizado. Existem três medidas da pressão do som [32]:

- Nível de pressão sonora contínua equivalente – L_{eq} ;
- Nível de exposição sonora – SEL ;
- Nível de pico – L_{peak} ;

O nível de pressão sonora contínua equivalente é uma média obtida através da seguinte fórmula:

$$L_{eq} = 20. \log_{10} \left(\frac{\sqrt{p^2}}{p_0} \right) \quad (3.20)$$

Onde:

L_{eq} – nível de pressão sonora contínua equivalente, em Pa;

p – pressão sonora instantânea, em Pa;

p_0 – pressão de referência, em Pa, 1 μ Pa;

O valor é medido num intervalo de tempo definido.

O nível de exposição sonora é o nível de um sinal constante durante um segundo e possui a mesma energia acústica que um impulso do martelo hidráulico. Quando se tem um impulso por segundo, então o nível de exposição sonora é igual ao nível de pressão sonora contínua equivalente ($SEL = L_{eq}$). O nível de exposição sonora é calculado de forma similar ao nível de pressão sonora contínua equivalente.

$$SEL = L_{eq} + 10. \log_{10} T \quad (3.21)$$

Onde:

SEL – nível de exposição sonora, em Pa;

L_{eq} – nível de pressão sonora contínua equivalente, em Pa;

T – tempo, em s;

O nível de pico sonoro é um indicador de picos de pressão sonora. É calculado através da seguinte função:

$$L_{peak} = 20. \log_{10} \left(\frac{p_{m\acute{a}x}}{p_0} \right) \quad (3.22)$$

Onde:

L_{peak} – nível de pico sonoro, em Pa;

$p_{m\acute{a}x}$ – máximo valor positivo ou negativo registado de pressão sonora durante o período de observação, em Pa;

p_0 – pressão de referência, em Pa, 1 μ Pa;

Nota de que é comum na cravação das fundações com martelo hidráulico, o valor do nível de pico sonoro ser 20 a 25 dB superior ao nível de exposição sonora.

4.22 Tecnologias de Instalação de Baixo Ruído

Para além da já mencionada técnica de cravação por impulso hidráulico, existem ainda outras técnicas mais silenciosas como cravação por vibração, perfuração e sucção [32].

4.22.1 Cravar Pilares por Vibração

É uma técnica de instalação de fundações onde o martelo hidráulico é substituído pelo martelo vibratório que faz vibrar o pilar a cravar no solo verticalmente a uma frequência fixa e constante. Este método é aconselhado em solos de densidade elevada e diâmetros até 6,5 m. No entanto esta técnica só permite a cravação até 30 m sendo depois aplicado o martelo hidráulico [32].

4.22.2 Perfuração

Esta técnica utiliza máquinas de perfuração para instalação dos pilares de fundação. É um método indicado para solos rochosos mas encontra-se limitado a profundidades máximas de 80 m, sendo que também é uma técnica onerosa que requer mais desenvolvimento tecnológico até ser considerada como técnica de utilização ordinária para fundações [32].

4.22.3 Sucção

As estruturas em vez de serem cravadas no solo são ancoradas por intermédio de latas ou baldes de sucção. É uma técnica já utilizada pela indústria de extração de gás e crude. O processo de instalação começa com a colocação no solo dos baldes de sucção. Depois, aproveita-se a força da gravidade e o peso da estrutura para que os baldes de sucção penetrem no solo. É então aplicada pressão negativa nos baldes com bombas de sucção. A diferença hidrostática e o peso da estrutura fazem com que esta penetre ainda mais no solo terminando assim o processo [32].

Esta técnica é aplicável tanto em altas profundidades como em baixas mas está restringida a solos arenosos, argilosos e similares.

4.23 Impactos Ambientais

O impacto que a implantação de um parque eólico *offshore* terá no meio ambiente onde será instalado é um factor influente na viabilidade do projecto. Esta influência é avaliada quanto ao impacto no ser humano e na biodiversidade.

Quanto à interferência na vida humana existem duas grandes preocupações:

- Impacto sonoro: que pode advir do ruído mecânico criado pelos componentes da turbina, ou do ruído resultante da passagem do ar pelas pás da turbina. Tendo em conta a localização dum parque eólico *offshore*, este impacto não terá grande influência na tomada de decisão.
- Impacto visual: é um problema relativo à alteração paisagística. É um problema mais significativo nas turbinas *onshore*. No caso das turbinas *offshore*, a distância à costa acaba por funcionar como medida de mitigação a partir dos 10km.

Quanto ao impacto na biodiversidade do ecossistema do local de implantação, a União Europeia já demonstrou, como referido no 1º capítulo desta dissertação, uma preocupação ambiental para o aumento da produção energética a partir de fontes renováveis por forma a diminuir a emissão de gases de efeito de estufa e, entre outras medidas, criou o projecto Natura 2000. O projecto Natura 2000 é um mapeamento das áreas especiais de conservação e as áreas especiais de protecção dos países da União Europeia, sendo uma plataforma criada utilizando sistemas de informação geográfica [33].

A influência das turbinas eólicas na biodiversidade marinha foi alvo de estudo no projecto *Alpha Ventus* na Alemanha que monitorizou a epifauna, infauna e megafauna, chegando à conclusão que, durante o processo de implantação, existe um decréscimo da fauna marinha que acaba por ser, numericamente, reposta nos primeiros anos de funcionamento do parque eólico *offshore* [32].

Também no projecto *Alpha Ventus* foi alvo de estudo o impacto das turbinas eólicas *offshore* na distribuição dos pássaros sabendo que, existem 4 grandes impactos nestes seres vivos [32]:

- Risco de colisão – risco dos pássaros voarem em direcção às turbinas e morrerem na colisão.
- Efeito barreira – os pássaros evitam o parque eólico sobrevoando-o ou voando em redor deste, o que envolve alteração das rotas dos pássaros e maior gasto energético destes.
- Perda de *habitat* – devido à perturbação provocada pelas turbinas, os pássaros perdem uma zona de descanso.
- Risco de atracção – devido à irregularidade da paisagem marítima e à potencial concentração de fauna marinha na zona, que serve de alimento para os pássaros marinhos, existe assim o risco de atracção dos pássaros.

O que o estudo feito no projecto *Alpha Ventus* acabou por concluir é que os pássaros acabam por evitar a zona do parque eólico *offshore*. Há uma diminuição de determinadas espécies na zona alvo de estudo do projecto, como por exemplo, o Arau-comum e a Gaivota-tridáctila, sobretudo provocada pelo efeito barreira [32].

4.24 Legislação

Portugal aprovou na resolução do conselho de ministros nº163/2006, de 12 de Dezembro, a estratégia nacional para o mar na qual está inserido, e também aprovado, o Plano de Ordenamento do Espaço Marítimo (POEM) como objectivo de “ordenar os usos e actividades do espaço marítimo, presentes e futuros, em estreita articulação com a gestão da zona costeira, garantido a utilização sustentável dos recursos, a sua preservação e recuperação, potenciando a utilização eficiente do espaço marinho, no quadro de uma abordagem integrada e intersectorial, e fundamentando a importância económica, ambiental e social do mar”. O POEM estabelece assim em que zonas é permitido, à partida, a construção de empreendimentos renováveis, parques eólicos ou de ondas, em Portugal.

Para a instalação de um parque eólico *offshore* em Portugal é necessário fazer um pedido de licenciamento à Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para atribuição de potência na rede, uma vez que esta é a entidade responsável pelo sector energético.

É também necessário licenciamento para ocupação do espaço marítimo. O pedido de licença pode ser realizado no balcão único electrónico segundo o disposto no Decreto-Lei nº38/2015, de 12 de Março. A avaliação do pedido de licenciamento é feita pelo ministério da agricultura e do mar que emitirá um parecer favorável ou contra.

Quanto às tarifas de venda da energia produzida pelas eólicas *offshore* em Portugal, ainda não existe legislação específica.

5. Análise Financeira

Neste capítulo é apresentado um caso de estudo para a criação de um parque eólico *offshore* na costa Portuguesa e respectiva análise financeira para demonstrar a, eventual, viabilidade do projecto. É feita uma análise de cenários comparando os custos de implantação do relatório técnico nº6 da Agência Europeia do Ambiente e os custos da realidade Norueguesa a partir do relatório Douglas-Westwood. É também feita uma análise de sensibilidade do VAL a variações do vento, da potência de saída, do investimento e da tarifa de venda.

5.1 Escolha do Local

O local escolhido para o estudo financeiro da instalação dum parque eólico *offshore* foi a zona costeira ao largo de Portimão, a 35 km da costa.

Muito embora houvesse, sob o panorama algarvio, uma apetência propícia para uma localização mais perto da ventosa zona de Sagres, esta teria um custo mais acrescido visto não haver aí, ao contrário de Portimão, uma central eléctrica de transformação, versus o custo da construção de uma ou da construção das linhas de condução.

A informação gratuita disponível para consulta sobre os ventos na zona marítima da costa portuguesa é escassa mas a plataforma *Global Atlas For Renewable Energy* da *International Renewable Energy Agency* (IRENA) [34], que compila dados cedidos por estações meteorológicas e afins, foi a solução escolhida para efectuar o cálculo da energia produzida pelo parque, uma vez que fornece os dados do vento no local para uma turbina que esteja colocada numa torre a 80 m, a 100 m ou a 120 m. Na plataforma da IRENA seleccionou-se uma área marítima de 371 km² ao largo de Lagos e Carvoeiro.



Figura 5.1 – Área escolhida para a distribuição dos ventos no local.

Através das leituras disponibilizadas pelo *Global Atlas* é possível obter várias informações das medições pretendidas como a velocidade do vento, a sua frequência e direcção.

As medições foram seleccionadas para uma turbina eólica colocada numa torre a 100 metros de altitude.

Foi escolhido para este estudo a turbina Siemens WT 6.0 154. Tem 6 MW de potência nominal, diâmetro de varrimento de 154 metros, turbina a 100 metros de altitude, velocidade *cut in* de 3 m/s, potência nominal aos 12 m/s e velocidade *cut out* aos 25m/s. A turbina escolhida é do tipo monopilar.



Figura 5.2 – SWT 6.0 154.

Fonte: Brochura “Siemens D7 platform – 6.0-MW and 7.0-MW direct drive wind turbines”

O plano do projecto de estudo é a análise económica da construção dum parque eólico *offshore* com 5 turbinas SWT 6.0 154 perfazendo um total de 30 MW, para um tempo de vida útil de 25 anos e horizonte de investimento considerado igual ao tempo de vida útil.

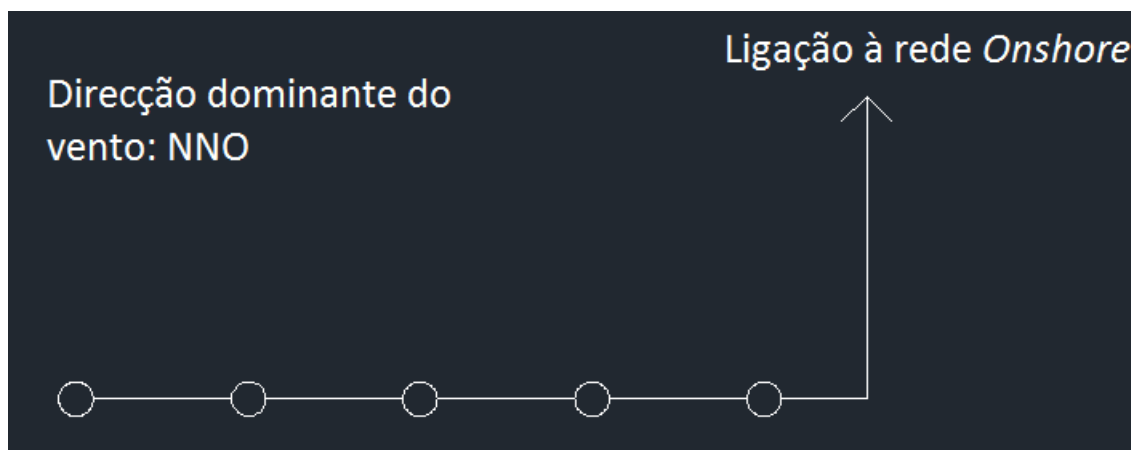


Figura 5.3 – Disposição do parque eólico, espaçamento de 1,54 km entre turbinas.

A transmissão é feita utilizando a tecnologia MVAC uma vez que o empreendimento reúne as condições de distância à costa e potência total demonstradas na figura 4.20. Sendo assim, não existe a necessidade de construir uma subestação *offshore*, o que diminui os custos do parque eólico. Como medida de segurança, os cabos de transmissão que ligam o parque eólico à subestação *onshore* são instalados no fundo do mar dois metros abaixo do deste.

Tabela 5.1 – Cabos usados no estudo;

Tipo de Cabo	Secção [mm ²]	Extensão [km]
XLPE	240	41,16

Com os dados da velocidade do vento u (m/s) e da sua frequência, em percentagem, (pdf %) obteve-se a seguinte distribuição de velocidade:

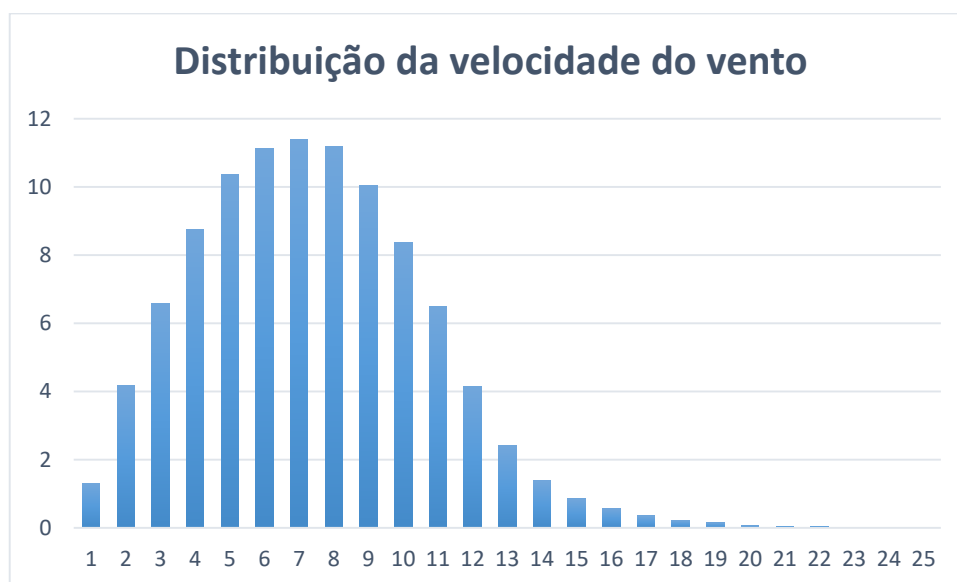


Figura 5.4 – Distribuição da velocidade do vento para o local escolhido.

Eixo horizontal – velocidade do vento em m/s;

Eixo vertical – frequência em percentagem;

5.2 Cálculo da Energia

O cálculo da energia eléctrica produzida anualmente pode ser calculado de várias formas sendo que a utilizada neste estudo foi:

$$E_a = 8760 \int_{u_0}^{u_{máx}} f(u) \cdot P(u) \cdot du \quad (5.1)$$

Onde:

u_0 - é a velocidade mínima do vento para operação da turbina, em m/s;

$u_{máx}$ - é a velocidade máxima do vento para operação da turbina, em m/s;

$f(u)$ - é a função densidade de probabilidade da velocidade do vento;

$P(u)$ - é a curva de potência do sistema de conversão de energia eólica.

A função densidade de probabilidade da velocidade do vento é obtida pela distribuição de Weibull descrita na seguinte equação:

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right] \quad (5.2)$$

Onde:

u - é a velocidade do vento, em m/s;

k - é um parâmetro de forma, adimensional;

c - é um parâmetro de escala, em m/s;

A função densidade de probabilidade acumulada é dada por:

$$f(u) = e^{\left[-\left(\frac{u}{c}\right)^k\right]} \quad (5.3)$$

É necessário assim definir os parâmetros de Weibull, k e c , para a costa portuguesa. Estes parâmetros são apresentados nos mapas de variação da figura 5.5:

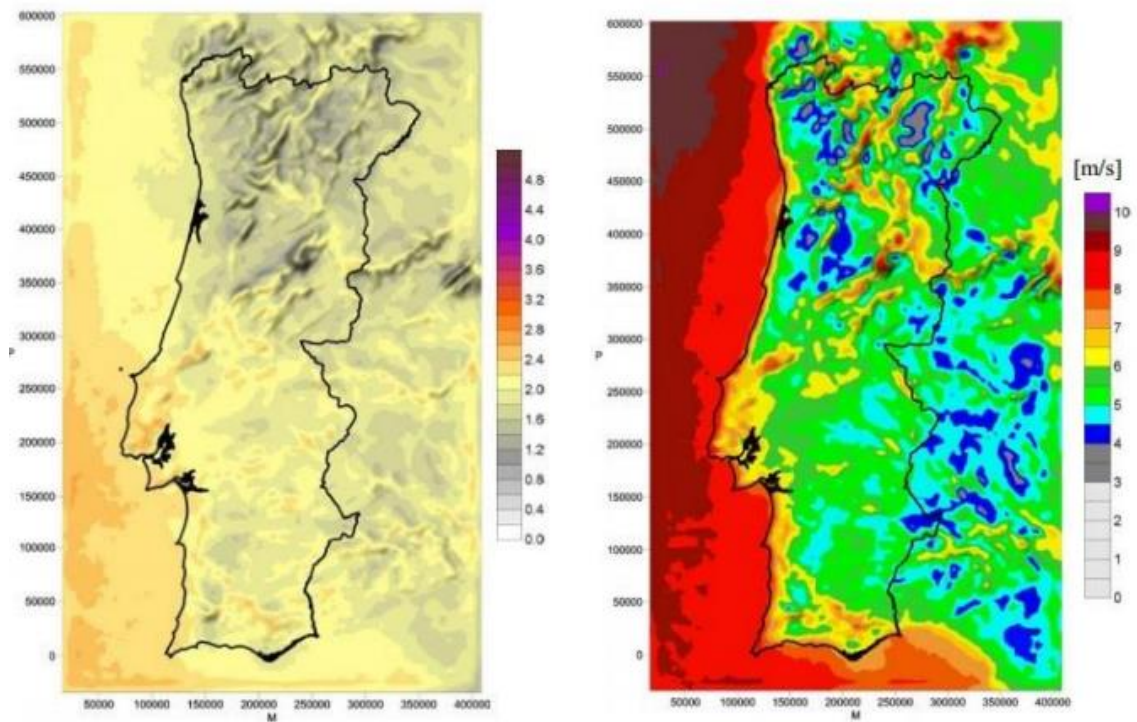


Figura 5.5 - Variação dos parâmetros de Weibull k e c , respectivamente à esquerda e à direita, para Portugal [38]

Pela leitura dos mapas os valores escolhidos para os parâmetros k e c foram 2 e 7,5 m/s, respectivamente. No entanto, estes valores foram modificados, $k=2,4$ e $c=8,4$ m/s, para melhor se adaptarem à distribuição dos ventos no local escolhido.

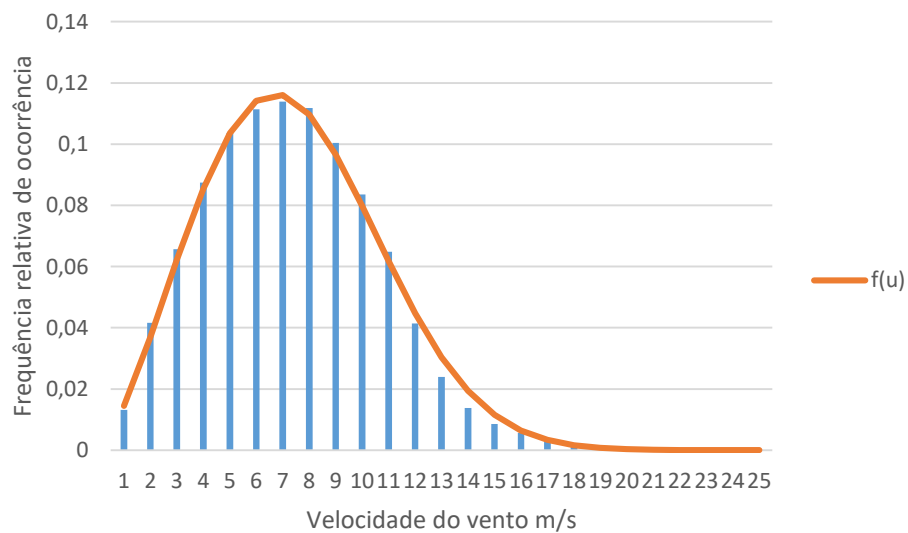


Figura 5.6 – Função densidade de probabilidade de Weibull

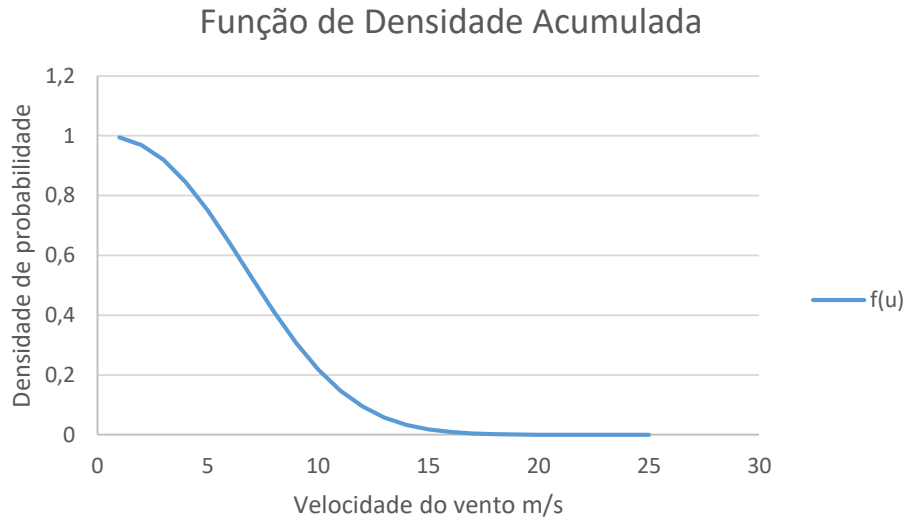


Figura 5.7 – Função densidade de probabilidade acumulada

O cálculo da potência, em kW, é obtido através da fórmula:

$$P(u) = \frac{1}{2} \times C_p(u) \times \rho \times u^3 \times A \quad (5.4)$$

Em que:

$C_p(u)$ – Coeficiente de potência da turbina à velocidade u ;

ρ – Densidade do ar, em kg/m^3 ;

u – velocidade do vento, em m/s;

A – área de varrimento do rotor, em m^2 ;

O coeficiente de potência, que determina o rendimento da turbina eólica, está, segundo a literatura [15], contemplado num valor entre 0,4 e 0,48 mas não tem um valor fixo. Uma vez que a curva de potência da turbina não é disponibilizada pelo fabricante, só é possível obter a curva de potência teórica da turbina.

A densidade do ar é $1,225 \text{ kg/m}^3$.

A área de varrimento da turbina é:

$$A = \pi \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \quad (5.5)$$

Em que:

D – diâmetro da turbina, em m;

O valor obtido é de $18\,626,05 \text{ m}^2$.

É assim possível determinar a potência gerada para cada velocidade de vento através da equação 5.4, sabendo que:

- Abaixo dos 3m/s a potência gerada é nula porque está abaixo da velocidade de *cut in* da turbina;
- A potência máxima gerada é a nominal, que é 6000 kW, e é a potência gerada entre a velocidade nominal e a velocidade de *cut-out* da turbina;
- Assim que é atingida a velocidade de *cut out* da turbina, 25 m/s, deixa de ser produzida energia;

Então vem:

$$P(u) = 0, \text{ se } u < u_{cut-in} \text{ ou } u > u_{cut-out} \quad (5.6)$$

$$P(u) = 5,1339u^3 + 30,804u^2 + 61,607u + 41,071, \text{ se } u_{cut-in} < u < u_{nominal} \quad (5.7)$$

$$P(u) = 6000 \text{ kW}, \text{ se } u_{nominal} < u < u_{cut-out} \quad (5.8)$$

Obtida a potência gerada para cada velocidade foi possível obter o gráfico da curva de potência do aerogerador:

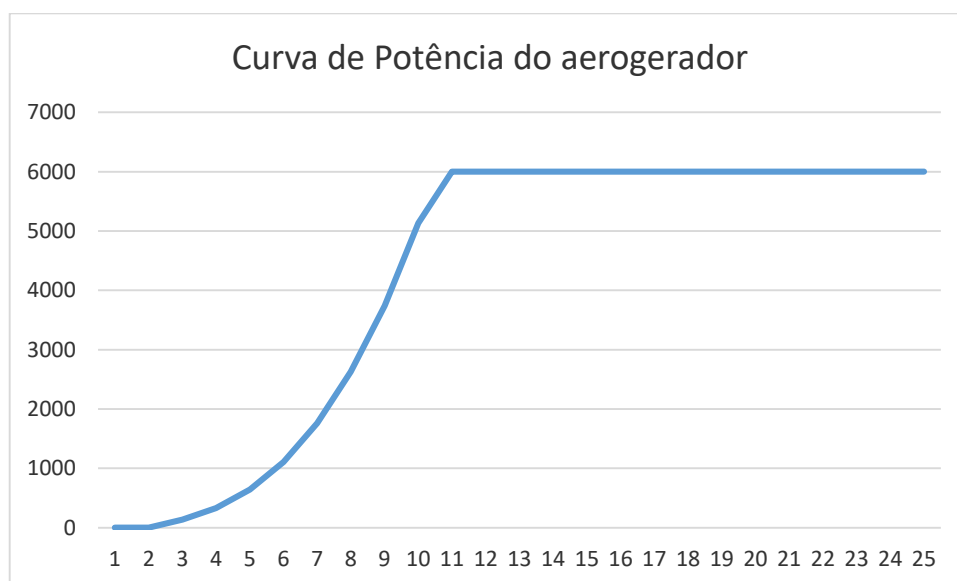


Figura 5.8 – Curva de potência do aerogerador.

Eixo horizontal – velocidade do vento, m/s;

Eixo vertical – Potência gerada, kW;

Neste ponto já é possível estimar a energia anual produzida pela turbina eólica, tendo-se obtido o valor de 22 568 650 kW.

Considerando perdas do sistema, λ_a , (*array losses*), perdas devidas à formação de gelo nas pás e acumulação de sujidade e sal na superfície do rotor, $\lambda_{i,s}$, (*icing and airfoil soiling losses*), perdas devido aos tempos de paragem, λ_d , (*downtime losses*) e perdas diversas, λ_m , (*miscellaneous losses*) respectivamente 1%, 0,1%, 1% e 0,1%, obtém-se um novo valor para a energia anual produzida por turbina:

$$E_a = E_a \cdot [(1 - \lambda_a) \cdot (1 - \lambda_{i,s}) \cdot (1 - \lambda_d) \cdot (1 - \lambda_m)] \quad (5.9)$$

Considerou-se com estas perdas que cada turbina produziu energia extraída do vento entre as velocidades de *cut-in* e *cut-out*, aproximadamente 98% do tempo. A energia anual produzida por uma turbina contabilizando as perdas enunciadas foi 22 075 316 kWh.

Considerando que as cinco turbinas do parque operam identicamente, a energia total anual, em kW, gerada pelo parque será:

$$E_a = E_{\text{total}} \times \text{número de turbinas do parque} \quad (5.10)$$

Que perfaz um total de 110 376 580 kWh.

O factor de carga define-se como o quociente entre a produção de energia líquida anual e a energia que a turbina teoricamente produziria se operasse constantemente à potência nominal durante as 8760 horas do ano.

$$FC = \frac{E_a}{8760 \cdot P_n} \quad (5.11)$$

Onde:

E_a – energia anual produzida, em kWh/ano;

P_n – potência nominal da turbina, em kW;

O valor do factor de carga obtido foi de 42% que está inserido no intervalo de valores tipicamente obtido pelas turbinas eólicas *offshore* na Europa que é de 30% a 55% [35].

5.3 Cálculo Financeiro

Os custos derivados da instalação de um parque eólico *offshore* podem ser, de uma forma geral, distribuídos pelo custo das turbinas (30% a 50%), a ligação à rede (15% a 30%), a instalação (15% a 25%) e outros (8% a 30%) [6].

Quanto mais longe da costa, maior será o custo da instalação duma turbina eólica. Para uma instalação feita a uma distância entre os 30 km e os 40 km da costa tem-se os seguintes valores [6]:

Tabela 5.2 – Custos de implantação da energia eólica *offshore*.

Turbinas	772	€/kW
Fundações	352	€/kW
Instalação	500	€/kW
Ligação à rede	211	€/kW
Outros	84	€/kW
Total	1919	€/kW

No relatório Douglas-Westwood os custos da instalação de um parque eólico offshore na Noruega por fase são os demonstrados na tabela seguinte [36]:

Tabela 5.3 – Custos de implantação da energia eólica *offshore* na Noruega.

Turbinas	1320	€/kW
Fundações	477	€/kW
Instalação	388	€/kW
Ligação à rede	510	€/kW
Outros	299	€/kW
Total	2994	€/kW

Nota: estes dados estavam em coroas norueguesas e foram convertidos para euros à taxa de câmbio actual: 1 NOK = 0,11195 EUR.

Sabendo que a potência instalada do parque de 5 turbinas de 6000 kW é de 30 000 kW, o investimento inicial será de 57 570 000 €.

De acordo com a literatura, os custos de operação e manutenção (O&M) para turbinas eólicas *offshore* estão previstos rondarem valores na ordem dos 16 €/MWh anuais.

Para obter o custo de operação e manutenção anual:

$$C_{O\&M} = D_{O\&M} \times E_a \quad (5.12)$$

Em que:

$D_{O\&M}$ – despesas de operação e manutenção, em €/MWh;

E_a – energia anual produzida pelo parque, em MWh;

Sendo o custo anual de 1 766 025,28 €.

Segundo o relatório Douglas-Westwood, na Noruega as despesas de operação e manutenção são de 78 milhões de euros por megawatt por ano [36].

O retorno financeiro dum projecto desta magnitude provém das vendas da energia gerada à rede eléctrica, pelo que, o valor da tarifa desempenha um papel crucial na viabilidade do projecto.

Como não há uma legislação portuguesa clara para a energia eólica *offshore* a nível tarifário para um parque com 30 MW, utilizou-se o disposto no Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de Fevereiro, que indica uma tarifa de mercado para a produção de electricidade a partir da energia eólica de entre 74 €/MWh e 98 €/MWh durante um período bonificado de 15 anos com mais 5 de opção de prolongamento tarifário. O valor desta garantia tarifária pode ser alterado para valores ainda desconhecidos. Sendo assim, considerou-se um valor intermédio de 86 €/MWh [37].

Considerou-se uma taxa de actualização de 10% e um tempo de vida útil e 25 anos. As taxas de actualização para a energia eólica *offshore* estão contempladas num intervalo de valores entre 8% e 15% segundo o aferido no relatório do custo da energia eólica do NREL [35].

A receita total é obtida através de:

$$R_t = E_a \times Tarifa \text{ de venda} \quad (5.13)$$

Em que:

E_a – energia anual produzida pelo parque, em MW;

Tarifa de venda, em €;

O *Cash flow* é obtida através de:

$$CF = R_t - C_{O\&M} \quad (5.14)$$

Em que:

R_t – Receita total, em €;

$C_{O\&M}$ – Custos de Operação e manutenção, em €/MWh;

O *cash flow* actualizado é obtido através de:

$$CF_{actualizado} = \frac{CF}{(1+T_a)^n} \quad (5.15)$$

Em que:

CF – *Cash flow*, em €;

T_a – taxa de actualização;

n – ano;

O *cash flow* acumulado é obtido através de:

$$CF_{acumulado}(n) = CF_{actualizado}(n - 1) + CF_{actualizado}(n) \quad (5.16)$$

Em que:

n – ano;

Tabela 5.4 – Mapa de exploração dos 3 primeiros anos.

Ano	0	1	2	3
Investimento	57 570 000,00 €			
DO&M		1 766 025,28 €	1 766 025,28 €	1 766 025,28 €
Receita Total		9 492 385,88 €	9 492 385,88 €	9 492 385,88 €
Cash flow	- 57 570 000,00 €	7 726 360,60 €	7 726 360,60 €	7 726 360,60 €
Cash flow actualizado	- 57 570 000,00 €	7 023 964,18 €	6 385 421,98 €	5 804 929,08 €
Cash flow acumulado	- 57 570 000,00 €	- 50 546 035,82 €	- 44 160 613,83 €	- 38 355 684,76 €

Tabela 5.5 – Mapa de exploração dos 3 últimos anos.

Ano	23	24	25
DO&M	1 766 025,28 €	1 766 025,28 €	1 766 025,28 €
Receita Total	9 492 385,88 €	9 492 385,88 €	9 492 385,88 €
Cash flow	7 726 360,60 €	7 726 360,60 €	7 726 360,60 €
Cash flow actualizado	862 865,72 €	784 423,38 €	713 112,16 €
Cash flow acumulado	11 064 948,82 €	11 849 372,20 €	12 562 484,36 €

O valor actualizado líquido é calculado com a seguinte fórmula:

$$VAL = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+T_a)^i} - I \quad (5.17)$$

Em que:

i – ano;

CF_i – *Cash flow* do ano i ;

T_a – Taxa de actualização;

I – Investimento inicial;

n – tempo de vida útil do projecto de investimento;

A taxa interna de rentabilidade é calculada com a seguinte fórmula:

$$\sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+TIR)^i} = 0 \quad (5.18)$$

Em que:

i – ano;

CF_i – *Cash flow* no ano i ;

n – tempo de vida útil do projecto de investimento;

O período de retorno do investimento é calculado com a seguinte fórmula:

$$\sum_{i=0}^{PRI} \frac{CF_i}{(1+TIR)^i} \geq 0 \quad (5.19)$$

Em que:

i – ano;

CF_i – *Cash flow* no ano i ;

TIR – taxa interna de rentabilidade;

Os valores obtidos apresentam-se no quadro seguinte:

VAL	12 562 484,36 €
PRI	14 anos
TIR	13%

Os resultados apresentados demonstram a viabilidade do projecto com uma VAL positiva superior a 12,5 milhões de euros, muito embora se tenham utilizado tarifas referentes ao sector eólico *onshore* visto não haver legislação definida para a produção energética eólica *offshore*. De notar que a TIR ultrapassa a fasquia os 8% sendo assim possível considerar o projecto viável. O retorno do investimento inicial é atingido ao fim de 14 anos de funcionamento do parque, pouco mais que metade da vida útil do parque.

A falta de legislação específica fez com que não se tenha considerado carga fiscal de IRC (imposto sobre rendimento colectivo).

Os valores utilizados no caso de estudo, nomeadamente o custo de euro por quilowatt de potência instalada, com base no relatório técnico da Agência Europeia do Ambiente, estão 50% abaixo do valor da realidade norueguesa que serviu de termo comparativo. No entanto, o regime tarifário aplicado para a venda da electricidade produzida pelo parque está abaixo do preço praticado na eólica *offshore* na europa a rondar os 180 €/MWh [35].

O *levelized cost of energy* (LCOE) é obtido através da fórmula:

$$LCOE = \frac{I_a + D_{O\&M}}{E_a} \quad (5.20)$$

Em que:

LCOE vem em €/MWh;

I_a é o Investimento anual em €;

$D_{O\&M}$ são as despesas de operação e manutenção, em €;

E_a é a energia anual produzida, em MW;

Tendo-se obtido um LCOE de 73,46 €/MWh.

Por forma a dar uma percepção destes resultados no mercado do contexto europeu, comparou-se os resultados obtidos com os resultados do relatório Douglas-Westwood e do custo da energia eólica do NREL está abaixo do custo unitário de produção eléctrica para a tecnologia eólica *offshore* [36] [35].

Utilizando os valores da tabela 5.3, com um total de custos de 2994 €/kW, tem-se um investimento inicial de 89 820 000 €, mais 56% face ao valor da tabela 5.2., e um custo unitário de produção de 105,65 €/MWh, mais 43,8%.

Quanto ao resultado final da análise económica, os valores obtidos foram:

VAL	- 19 687 515,64 €
PRI	Não definido
TIR	7%

Como se pode constatar, utilizando os custos enunciados no relatório Douglas-Westwood [36] o projecto de implementação do parque eólico *offshore* proposto não tem viabilidade pois apresenta um valor actualizado líquido negativo e uma taxa interna de rentabilidade abaixo dos 8%. No entanto, se da mesma forma que se alteram os custo também se alterarem as receitas, nomeadamente o custo da tarifa de venda da energia eléctrica dos 86 €/MWh para o valor médio praticado na Europa de 180 €/MWh, já mencionado anteriormente, os resultados obtidos são:

VAL	74 490 391,93 €
PRI	7 anos
TIR	20%

Deste modo tem-se a percepção da influência que a oscilação do preço da tarifa de venda da energia eléctrica tem na viabilidade do projecto.

5.4 Avaliação da Sensibilidade do VAL a Diferentes Variáveis

Utilizando a metodologia acima descrita, fez-se uma análise da sensibilidade do VAL às seguintes variáveis:

- Sensibilidade à velocidade do vento;
- Sensibilidade à potência de saída;
- Sensibilidade ao Investimento;
- Sensibilidade à tarifa;

Com os valores do vento obtidos através da plataforma Global Atlas obtidos para a análise feita previamente neste capítulo, variou-se as diversas velocidades do vento no local, mantendo a sua percentagem de ocorrência respectivamente, com um aumento de 5% em cada velocidade do vento e diminuição de 5% em cada velocidade do vento e perceber de que forma o valor actualizado líquido do projecto era afectado por esta variável.

Utilizado o mesmo princípio, variou-se positiva e negativamente o valor da potência de saída na turbina, para cada velocidade do vento, em 5%, por forma a ver a variação do valor actualizado líquido a esta variável.

Fez-se também uma análise à variação do valor actualizado líquido a uma variação do investimento inicial, ou seja, do custo de implementação do parque eólico, aumentando o valor do investimento em 10% e diminuindo o mesmo investimento em 10%.

Finalmente tentou-se perceber como variava o valor actualizado líquido se se mexesse na tarifa de venda da electricidade produzida. A variação da tarifa consistiu num aumento de 10% do preço de venda e na diminuição de 10% do preço de venda.

Os resultados obtidos apresentam-se na seguinte tabela:

Tabela 5.6 – Sensibilidade do VAL

Variáveis	Cenário	Variação VAL (%)	Variação VAL (€)	LCOE (€/MWh)
Vento	+5%	-23,77%	-2 986 032,73 €	76,01 €/MWh
	-5%	+30,22%	+3 796 094,12 €	70,51 €/MWh
Potência de saída	+5%	+16,2%	+2 033 395,48 €	71,84 €/MWh
	-5%	-15,51%	-1 948 467,09 €	74,47 €/MWh
Investimento	+10%	-45,83%	-5 757 000 €	79,21 €/MWh
	-10%	+45,83%	+5 757 000 €	67,72 €/MWh
Tarifa de venda	+10%	+68,59%	+8 616 276,65 €	73,46 €/MWh
	-10%	-68,59%	-8 616 276,65 €	

Analisando os resultados obtidos, verifica-se que, ao nível da variação do investimento e da tarifa de venda, as oscilações positiva e negativa apresentam um comportamento simétrico no crescimento e decréscimo do valor actualizado líquido. Quanto à variação da velocidade do vento, o aumento de 5% deste provoca um decréscimo da energia produzida e, conseqüentemente, a diminuição da electricidade vendida pelo que o valor actualizado líquido diminui em 23,77%. Já a diminuição de 5% de cada velocidade do vento no local aumenta a produtividade do parque eólico gerando um crescimento de 30% do valor actualizado líquido. Na variação da potência de saída, o aumento de 5% influencia em mais 0,69% o valor actualizado líquido que a diminuição de 5% da potência de saída. De referir que, em nenhum caso, as variações provocaram a inviabilidade económica do projecto muito embora, no caso da sensibilidade do VAL à variação negativa da tarifa de venda, se tenha verificado a oscilação mais acentuada tendo esta reduzido o seu valor em quase 70%. É notório, como já demonstrado anteriormente, que a tarifa de venda é o factor com maior influência na variação do valor actualizado líquido.

Já o custo unitário de energia apenas não apresentou sensibilidade à variação da tarifa de venda, uma vez que não é influenciado por esta. De destacar que a potência de saída apresentou uma, relativa, baixa sensibilidade à variação do custo unitário de energia. Em todos os casos o custo unitário de energia continua abaixo da média europeia.

6. Conclusões

Percebeu-se que, a nível europeu, existe já uma forte aposta na produção eléctrica *offshore* tanto por parte das companhias energéticas como de investidores privados e institucionais. Tanto assim é que se assiste a uma evolução tecnológica da potência instalada dos aerogeradores que já se apresentam entre os 6 MW e os 8 MW de potência instalada, e ao aumento da distância e profundidade médias da costa permitidas com tecnologias como a do WindFloat.

Quando analisado o caso português percebeu-se que existe potencial eólico na costa portuguesa para a exploração do recurso eólico *offshore* havendo já um projecto-piloto bem sucedido e um projecto adjudicado que em breve entrará em fase de construção utilizando a tecnologia de turbina WindFloat. Apresentou-se a evolução da produção energética de fonte renovável em Portugal e o cumprimento das metas europeias para 2020 no panorama das renováveis.

Apresentou-se a evolução cronológica dos moinhos de vento e a evolução tecnológica dos aerogeradores que passaram de moinhos de vento com fins de agricultura para a geração de electricidade a partir da energia armazenada no vento.

Foi explorado os tipos de turbinas e respectivas estruturas existentes assim como o seu funcionamento e tipologias de transmissão de energia eólica *offshore* para ligação à rede eléctrica.

Uma parte fundamental desta tese foi o estudo económico da viabilidade da criação dum parque eólico *offshore* escolhendo um local onde não houvesse conhecidos planos para a adaptação desta tecnologia, estudando ainda a rentabilidade do projecto com oscilações genéricas no valor de algumas variáveis e comparar com casos reais europeus onde esta tecnologia está já implementada.

De salientar que a falta de legislação para a tecnologia eólica *offshore* portuguesa, nomeadamente a nível das tarifas de venda da electricidade produzida, não permite um melhor estudo adaptado à realidade nacional.

Conclui-se no final deste estudo que existe potencial eólico *offshore* em Portugal mas que, a já mencionada, falta de legislação específica e o elevado custo da implementação dum empreendimento deste tipo, aliado à actual situação económica difícil que o país atravessa, dificulta a entrada desta tecnologia no mercado de produção energética a partir de fontes renováveis em Portugal.

Sem dúvida que o grande entrave desta tecnologia renovável, face às soluções existentes no mercado, é o facto de ser ainda muito onerosa. Os desafios futuros para esta tecnologia serão o desenvolvimento da capacidade de produção das turbinas eólicas aliado à redução dos custos da tecnologia.

Referências Bibliográficas

- [1] – APREN, *Boletim Energias Renováveis*, Outubro 2016.
- [2] – EWEA, *Wind in Power 2015 European statistics*, Fevereiro 2016.
- [3] – Website <http://www.4coffshore.com/windfarms/ravnsborgdenmark-dk06.html>
- [4] - EWEA, *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2015*, Fevereiro 2016.
- [5] – WindEurope, *The European offshore wind industry - Key trends and statistics 1st half 2016*, Julho 2016.
- [6] – EEA technical report No6, *Europe's onshore and offshore wind energy potential - An assessment of environmental and economic constraints*, 2009.
- [7] – DGEG, *DGEG Renováveis – estatísticas rápidas – nº13*, Maio 2016.
- [8] – DGEG, *DGEG Renováveis – estatísticas rápidas – nº143*, Setembro 2016.
- [9] – Website
<https://www.eem.pt/pt/conteudo/sistema-el%C3%A9trico/produ%C3%A7%C3%A3o/parques-e%C3%B3licos/parque-e%C3%B3lico-do-cabe%C3%A7o-do-carvalho/>.
- [10] – Website <http://e2p.inegi.up.pt/> INEGI/APREN Janeiro 2017.
- [11] – Energias endógenas de Portugal INEGI/APREN, *Parques eólicos em Portugal*,
- [12] – Website
<http://www.dinheirovivo.pt/empresas/edp-e-repsol-reestruturam-novo-projeto-de-eolicas-offshore-em-portugal/>.
- [13] – Chiras, Dan. *Wind Power Basics*, New Society Publishers, 2010.
- [14] – Resende, F. *Tecnologias de conversão de energia eólica para grandes sistemas ligados à rede - Evolução histórica*, 2010.
- [15] – Hau, E. *Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics*, Springer, 2006.
- [16] – Website <http://www.boeing.com/history/products/mod-2-mod-5b-wind-turbine.page>
- [17] – Burton, Tony; Jenkins, Nick; Sharpe, David; and Bossanyi, Ervin. *Wind Energy Handbook second edition – Chapter 4*, Wiley, 2011.
- [18] – Website
<https://evolucaoenergiaeolica.wordpress.com/aerogerador-de-eixo-horizontal/custo-comparativo/>.
- [19] – Gardner, Paul; Garrad, Andrew; Hansen, Lars Falbe; Jamieson, Peter; Morgan, Colin; Murray, Fatma; and Tindal, Andrew. *Wind Energy – The Facts Part 1*.
- Disponível em: <https://www.wind-energy-the-facts.org/images/chapter1.pdf>

- [20] – Heier, Siegfried. *Grid Integration of Wind Energy Onshore and Offshore Conversion Systems*, third edition, Wiley.
- [21] – Wu, Bin; Lang, Yongqiang; Zargari, Navid; Kouro, Samir. *Power Conversion and control of the wind energy systems*, Wiley.
- [22] – Website
<http://mragheb.com/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Wind%20Energy%20Conversion%20Theory%20Betz%20Equation..pdf>
- [23] – Website
https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/3779571834106/8-%20bernoulli_rrotacionais-HR.pdf
- [24] – Manwell, J. F. McGowan, J. G. Rogers, A. L. *Wind Energy Explained, Theory, Design and Application*, Wiley.
- [25] – Website
<http://web2.clarkson.edu/projects/subramanian/ch330/notes/Boundary%20Layer%20Concepts.pdf>
- [26] – Website
<http://mragheb.com/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Optimal%20Rotor%20Tip%20Speed%20Ratio.pdf>
- [27] – Abo-Khalil, A.G. *Chapter 7 - Impacts of Wind Farms on Power System Stability*.
 Disponível em: <http://dx.doi.org/10.5772/55090>
- [28] – Sarkar, Shitadhee. *Power Transmission Options for Offshore Windfarms in Scotland*, 2012.
- [29] – Anaya-Lara, Olimpo; Campos-Gaona, David; Moreno-Goytia, Edgar; and Adam, Grain. *Offshore Wind Energy Generation Control, Protection and Integration to Electrical Systems*, Wiley.
- [30] – Website <http://www.wind-energy-the-facts.org/offshore-support-structures.html>.
- [31] – EWEA. *Deep Water – The next step for offshore wind energy*, Julho 2013.
- [32] – Federal Maritime and Hydrographic Agency, *Ecological Research at the Offshore windfarm alfa ventus*, Springer, 2014.
- [33] – Website http://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/data/index_en.htm
- [34] – Website <http://irena.masdar.ac.ae/>
- [35] – Moné, Christopher; Stehly, Tyler; Maples, Bem; and Settle, Edward. *Cost of Wind Energy Review*, National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- [36] – Douglas-Westwood, *Offshore Wind Assessment For Norway*, 24 de Março 2010.
- [37] – Rocha, A. O.; Faria, N. S. *Energias Renováveis - Novidades Legislativas no Sector em 2013*, Nota Informativa. PLMJ – Sociedade de Advogados, RL, Janeiro 2014.
- [38] – Costa, P. A. S. *Atlas do Potencial Eólico para Portugal Continental*, Dissertação de Mestrado FCUL, Junho 2004.