



# ESTUDO REMOTO DE RECURSO EÓLICO: METODOLOGIA DE APOIO À DECISÃO DE INVESTIMENTO

**JOÃO FILIPE BARBOSA LOUREIRO AMARAL**

outubro de 2017

# ESTUDO REMOTO DE RECURSO EÓLICO: METODOLOGIA DE APOIO À DECISÃO DE INVESTIMENTO

João Filipe Barbosa Loureiro Amaral



Departamento de Engenharia Eletrotécnica  
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

**2017**



Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de TEDI -  
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Candidato: João Filipe Barbosa Loureiro Amaral, Nº 1980138, 1980138@isep.ipp.pt

Orientação científica: Teresa Alexandra Nogueira, tan@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica  
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

**2017**







À conservação do planeta e uso responsável dos recursos naturais.



## *Agradecimentos*

Um agradecimento à Professora Doutora Teresa Nogueira pela orientação nesta tese, à Professora Doutora Cecília Reis pelo apoio e recomendações, e a todos os que direta e indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho acadêmico.



## *Resumo*

Em Portugal, a capacidade eólica *onshore* encontra-se perto do limite, não só pela existência de restrições geográficas e técnicas, mas também pela adoção de políticas de regulação e incentivo que influenciam as perspetivas de futuro desta fonte energética.

As empresas de energia eólica começam a direcionar os seus projetos para outros mercados emergentes, com elevado potencial de desenvolvimento, recurso eólico abundante e com perspetivas crescentes de consumo de energia elétrica.

Este trabalho pretende desenvolver uma metodologia para apoio ao desenvolvimento de projetos de parques eólicos localizados em áreas remotas, recorrendo a dados meteorológicos e topográficos locais pelo recurso a bases de dados mundiais de recurso eólico. O adequado tratamento das informações recolhidas por estações meteorológicas permite definir o potencial eólico de cada região e determinar a viabilidade técnico-económica de cada projeto.

Tratando-se de uma tese elaborada em ambiente empresarial, esta visa retratar a realidade no desenvolvimento de projetos de centrais eólicas, bem como disseminar conhecimento genérico do desenvolvimento de projetos na realidade atual, com a escassez de locais e a tendência global de viabilização de projetos em regimes regulatórios voláteis.

Este trabalho inclui o desenvolvimento de uma aplicação capaz de simular a viabilidade económica de um projeto com estas características. A seleção do local será efetuada através da modelização por *software* do local, procedendo primariamente à recolha de dados e análise de medições, as correlações desta informação com os dados de longo prazo disponíveis com o objetivo de minimizar as incertezas associadas ao desenvolvimento de uma central eólica. A tese validará ainda o perfil vertical do vento (*windshear*), a modelização do fluxo, entrando em conta com a rugosidade do local escolhido.

Assim, a seleção entre a vasta gama de aerogeradores ocorrerá com a aplicação do *software* e dos modelos de cálculo, permitindo a confirmação da compatibilidade dos equipamentos para o local e aferir a viabilidade do investimento.

***Palavras-Chave***

Energia Eólica, Parque Eólico, Central Eólica, Investimento, Metodologia de Decisão, MIBEL, NPV, IRR, CAPEX, OPEX, *Feed-in-tariff*.

## *Abstract*

In Portugal, onshore wind capacity is close to the limits, not only due to the existence of geographical and technical restrictions, but also by the adoption of regulation and incentive policies that influence the future prospects based on this energy source.

The wind energy companies are beginning to focus their projects to other emerging markets, with high potential for development, abundant wind resource and with growth perspectives for electricity consumption.

This work intends to develop a methodology to support the development of wind farms projects located in remote areas, using local meteorological and topographical data through the use of global wind resource databases. The appropriate treatment of the information collected by meteorological stations allows to define the wind potential of each region and determine the technical and economic viability of each project.

Being a thesis elaborated in a company environment, it's aim is to portray the reality in the development of wind farms projects, as well as to disseminate generic knowledge of the development of projects in the current market conditions, with the scarcity of locations and the global tendency of projects that should be viable with volatile regulatory regimes.

This work includes the development of an application capable of simulating the economic viability of a project with these characteristics. Site selection will be carried out through site software modeling, primarily by collecting data and analyzing measurements, correlating this information with available long-term data in order to minimize the uncertainties associated with the development of a wind farm. The thesis will also validate the windshear and the flow modeling, taking into account the roughness of the chosen site.

Thus, the selection of the wide range of wind turbines will occur with the application of the software and the calculation models, allowing the confirmation of the compatibility of the equipment to the site and the confirmation if the investment is viable.

***Keywords***

Wind Energy, Wind Farm, Wind Power Plant, Investment, Decision Methodologies, MIBEL, NPV, IRR, CAPEX, OPEX, Feed-in-tariffs.

# Índice

<b>AGRADECIMENTOS</b> .....	<b>I</b>
<b>RESUMO</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>VII</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>IX</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS</b> .....	<b>XIII</b>
<b>ACRÓNIMOS</b> .....	<b>XV</b>
<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1. CONTEXTO.....	3
1.2. OBJETIVOS .....	5
1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO .....	5
<b>2. CARACTERIZAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO</b> .....	<b>7</b>
2.1. A CENTRAL EÓLICA.....	7
2.1.1. <i>Os Principais Componentes da Central Eólica</i> .....	8
2.1.2. <i>Os Principais Componentes do aerogerador</i> .....	9
2.1.3. <i>Os Principais Custos de uma Central Eólica</i> .....	10
2.2. O RECURSO EÓLICO.....	11
2.3. PERDAS TÉCNICAS .....	13
2.4. CUSTOS DA ENERGIA EÓLICA POR COMPARAÇÃO A OUTRAS TECNOLOGIAS.....	14
2.5. ESQUEMAS TÍPICOS DE SUBSIDIAÇÃO NA ENERGIA EÓLICA .....	15
2.6. PRINCIPAIS FATORES PARA O DESENVOLVIMENTO .....	16
2.7. DISTRIBUIÇÃO MUNDIAL.....	17
2.8. ZONAS COM POTENCIAL PARA DESENVOLVIMENTO .....	18
<b>3. SELEÇÃO DO LOCAL</b> .....	<b>19</b>
3.1. A ESCOLHA DE UMA ZONA MODELO POR <i>SOFTWARE</i> .....	19
3.2. TRATAMENTO DA INFORMAÇÃO ATRAVÉS DO <i>WINDOGRAPHER</i> .....	21
3.3. RECOLHA DE DADOS E ANÁLISE DAS MEDIÇÕES .....	22
3.3.1. <i>Correções de Longo Prazo</i> .....	26
3.3.2. <i>Correções de Longo Prazo</i> .....	27
3.3.3. <i>Velocidade, Direção, Turbulência e Temperatura</i> .....	28
3.3.4. <i>Weibull vs. Histograma das Velocidades de Vento</i> .....	34
3.3.5. <i>Sumário das Medições dos Dados de Vento</i> .....	35
3.3.6. <i>Modelização do Fluxo</i> .....	37

3.3.7.	<i>Rugosidade</i> .....	38
3.4.	SELEÇÃO DOS AEROGERADORES E ESTIMATIVA DE PRODUÇÕES.....	39
<b>4.</b>	<b>RESULTADOS DA ANÁLISE</b> .....	<b>43</b>
4.1.	CÁLCULOS PROVENIENTES DOS DADOS RECOLHIDOS .....	43
4.1.1.	<i>Windshear</i> .....	47
4.1.2.	<i>Velocidade Extrema do Vento a 50 Anos</i> .....	51
4.1.2.1.	<i>Segundo o Padrão Europeu</i> .....	51
4.1.2.2.	<i>Cálculo de Gumbel</i> .....	52
4.1.3.	<i>Turbulência</i> .....	56
4.1.4.	<i>Fluxo Vertical</i> .....	61
4.1.5.	<i>Temperatura e Densidade do Ar</i> .....	61
4.1.6.	<i>Sumário</i> .....	62
4.2.	CONCLUSÃO PRELIMINAR DA VIABILIDADE DO RECURSO.....	63
<b>5.</b>	<b>APOIO À DECISÃO DO INVESTIMENTO</b> .....	<b>67</b>
5.1.	RISCO E RETORNO .....	67
5.2.	A DÍVIDA E O CAPITAL PRÓPRIO .....	68
5.3.	O MODELO ECONÓMICO .....	69
5.4.	CONFIGURAÇÃO DA CENTRAL EÓLICA ESCOLHIDA NO MODELO .....	71
5.5.	RESULTADOS .....	78
<b>6.</b>	<b>CONCLUSÃO</b> .....	<b>83</b>
6.1.	ANÁLISE CONCLUSIVA .....	83
6.2.	VANTAGENS E LIMITAÇÕES.....	85
6.3.	PERSPETIVAS FUTURAS .....	86
	<b>REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS</b> .....	<b>88</b>

## Índice de Figuras

Figura 1 História do consumo de energia nos Estados Unidos, 1776-2015 .....	2
Figura 2 Segregação dos componentes de um aerogerador típico .....	10
Figura 3 Vento a 500 m de altitude às 17h37m do dia 31/08/2017 através do portal Ventusky .....	11
Figura 4 Previsão de instalações e evolução da capacidade eólica .....	17
Figura 5 Distribuição mundial das instalações de centrais eólicas.....	18
Figura 6 Crescimento espetável mundial das instalações de centrais eólicas.....	18
Figura 7 Portal <i>Windnavigator</i> da AWS <i>Truepower</i> .....	20
Figura 8 Aproximação da zona escolhida no continente Africano.....	21
Figura 9 Opção de descarga de dados do portal AWS <i>Truepower</i> .....	21
Figura 10 Localização do potencial parque eólico no mapa, imagem via <i>Google Earth</i> .....	24
Figura 11 Fotografia exemplo de mastros meteorológicos .....	24
Figura 12 Dados diários de: velocidade media, direção, turbulência e variação de temperatura no mastro BOuest.....	29
Figura 13 Dados anuais de: velocidade media, direção, turbulência e variação de temperatura no mastro BOuest.....	30
Figura 14 Dados diários de: velocidade media, direção, turbulência e variação de temperatura no mastro BEst .....	31
Figura 15 Dados anuais de: velocidade media, direção, turbulência e variação de temperatura no mastro BEst .....	32
Figura 17 Dados anuais de: velocidade media, direção, turbulência e variação de temperatura para ambos os mastros .....	34
Figura 18 <i>Weibull</i> vs. Histograma, mastro BOuest .....	35
Figura 19 <i>Weibull</i> vs. Histograma, mastro BEst .....	35
Figura 20 Rosa dos Ventos dos dados de longo termo ERA a 75 m de altura - 35 km de distância	36
Figura 21 Rosa dos ventos e rosa de energia para o mastro BOuest.....	37
Figura 22 Rosa dos ventos e rosa de energia para o mastro BEst .....	37
Figura 23 Correção de parâmetros no <i>WAsP</i> para os matros BOuest e BEst.....	38
Figura 24 Mapa do potencial parque eólico para 49 posições .....	40
Figura 25 Posicionamento em 3D do parque eólico e posicionamento dos mastros meteorológicos .....	41
Figura 26 Apresentação do limite de representatividade de cada mastro usado .....	44
Figura 27 Distribuição média das velocidades de vento no local .....	45
Figura 28 Distribuição de vento do aerogerador #18 .....	46
Figura 29 Distribuição de vento do aerogerador #30 .....	46

Figura 30 Perfil de <i>windshear</i> no mastro BOuest .....	48
Figura 31 Perfil de <i>windshear</i> no mastro BEst.....	48
Figura 32 Rosa de <i>shear</i> no mastro BOuest .....	49
Figura 33 Rosa de <i>shear</i> , mastro BEst .....	49
Figura 34 Rácio velocidade de referência (Vref) e velocidade média (Vave) em fun�o do parâmetro k de <i>Weibull</i> para o aerogerador 30.....	51
Figura 35 Gráfico de <i>Gumbel</i> para o mastro BOuest .....	52
Figura 36 Eventos extremos para o mastro BOuest .....	53
Figura 37 Gráfico de <i>Gumbel</i> para o mastro BEst .....	53
Figura 38 Eventos extremos para o mastro BOuest .....	54
Figura 39 Rosa de turbulência média no mastro BOuest .....	56
Figura 40 Rosa de turbulência média no mastro BEst .....	57
Figura 41 TI90, TI50 e desvio padrão para os mastros BOuest e BEst.....	60
Figura 42 Turbulência ambiente e curva de referência para a classe IEC A .....	60
Figura 43 Inclina�o do terreno no local.....	61
Figura 44 Introdu�o dos dados de CAPEX.....	73
Figura 45 Introdu�o dos dados do projeto .....	74
Figura 46 Introdu�o dos dados de OPEX .....	75
Figura 47 Introdu�o dos custos de financiamento .....	77
Figura 48 Introdu�o do modelo de impostos aplicável.....	77
Figura 49 Configura�es futuras .....	78
Figura 50 Resultados da aplica�o do modelo .....	80
Figura 51 NPV <i>on equity</i> .....	81
Figura 52 <i>Cash-Flow</i> do projeto .....	82





## Índice de Tabelas

Tabela 1	Esquemas regulatórios típicos e países na UE .....	15
Tabela 2	Informação disponível via MERRA.....	22
Tabela 3	Informação disponível via MERRA-2 .....	22
Tabela 4	Características do local.....	23
Tabela 5	Disponibilidade de dados par ao mastro A.....	25
Tabela 6	Disponibilidade de dados par ao mastro B.....	25
Tabela 7	Sumário dos dados dos mastros de medição .....	25
Tabela 8	Dados relacionais de longo termo .....	26
Tabela 9	Correlação de longo termo entre dados relacionais e dados dos mastros.....	27
Tabela 10	Correções a aplicar entre dados relacionais e dados dos mastros .....	27
Tabela 11	Fatores de correção sugeridos .....	27
Tabela 12	Comparação entre mastros .....	28
Tabela 13	Sumário dos dados de vento.....	36
Tabela 14	Informação relativa à rugosidade no site.....	38
Tabela 15	Quadro de produções de aerogeradores.....	39
Tabela 16	Altitude esperada para os aerogeradores .....	41
Tabela 17	Resultados dos cálculos do WindPRO .....	44
Tabela 18	<i>Windshear</i> calculado através dos dados dos mastros e pelo <i>WAsP</i> .....	47
Tabela 19	<i>Windshear</i> diurno e noturno calculado através dos dados dos mastros.....	47
Tabela 20	<i>Windshear</i> por setores baseado nas medições no mastro BOuest .....	49
Tabela 21	<i>Windshear</i> por setores baseado nas medições no mastro BEst .....	49
Tabela 22	Resultados calculados pelo <i>WAsP</i> para as Alturas de 33,8m e 80 m .....	50
Tabela 23	Parâmetros utilizados e resultados para o cálculo segundo o EWTS-II.....	52
Tabela 24	Resultados do cálculo pelo método de <i>Gumbel</i> e extrapolação para a altura do eixo do aerogerador.....	54
Tabela 25	Extrapolação da EWS para cada aerogerador .....	55
Tabela 26	Velocidade extrema de vento .....	56
Tabela 27	Turbulência média por setor no mastro BOuest .....	56
Tabela 28	Turbulência média por setor no mastro BEst .....	57
Tabela 29	Dados de turbulência no mastro BOuest .....	58
Tabela 30	Dados de turbulência no mastro BEst .....	59
Tabela 31	Turbulência ambiente (valores a 15 m/s) .....	60
Tabela 32	Temperaturas medidas no mastro BOuest.....	62
Tabela 33	Temperaturas medidas no mastro BEst .....	62
Tabela 34	Sumário dos cálculos efetuados .....	62



## *Acrónimos*

AEP	-	<i>Annual Energy Production</i>
APREN	-	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BoP	-	<i>Balance of Plant</i>
CAPEX	-	<i>Capital Expenditure</i>
CAPM	-	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CFD	-	<i>Contract For Difference</i> (Contrato por diferença)
CMS	-	<i>Condition Monitoring System</i>
CoE	-	<i>Cost of Energy</i>
CPI	-	<i>Consumer Prices Index</i>
DSCR	-	<i>Debt Service Coverage Ratio</i>
EU	-	<i>European Union</i> (União Europeia)
EWS	-	<i>Extreme Wind Speed</i>
EWTS-II	-	<i>European Wind Turbine Standards II</i>
FIT	-	<i>Feed-in-tariff</i>
FLEH	-	<i>Full-Load Equivalent Hours</i>
IRR	-	<i>Internal Rate of Return</i>
LCOE	-	<i>Levelized Cost of Energy</i>
MASL	-	<i>Mean Above Sea Level</i> (Altitude média acima do nível do mar)
MERRA	-	<i>Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications</i>
MIBEL	-	Mercado Ibérico da Eletricidade
MW	-	Megawatt
NASA	-	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NCF	-	<i>Net Capacity Factor</i>
NPV	-	<i>Net Present Value</i>
OPEX	-	<i>Operational Expenditure</i> (Custos Operacionais)
RECaBS	-	<i>Renewable Energy Costs and Benefits for Society</i>
TI	-	<i>Turbulence Intensity</i> (Intensidade da Turbulência)
WACC	-	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
WEC	-	<i>Wind Energy Converters</i> (Aerogeradores)

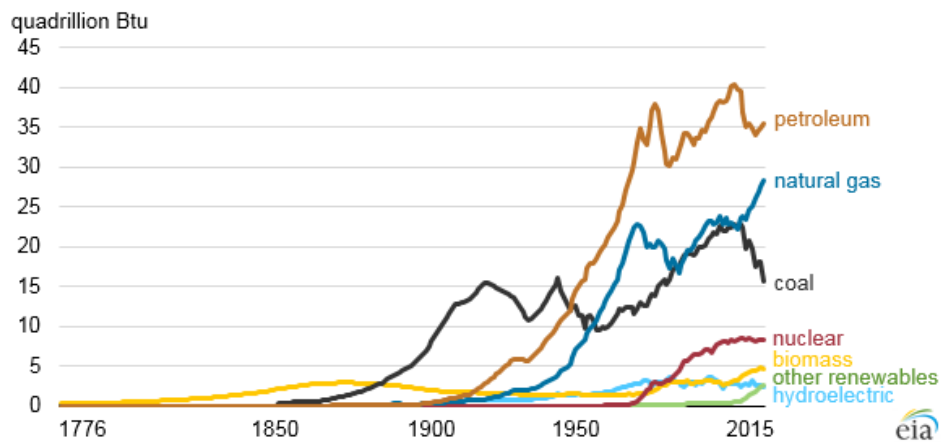


# 1. INTRODUÇÃO

O conhecimento de existência de eletricidade é abordado pela primeira vez na história com a referência em textos egípcios antigos que datam de 2750 a.C. a peixes com capacidades elétricas. Durante milênios, a compreensão foi bastante limitada pela tecnologia existente necessária para aproveitar todo o potencial da eletricidade. A grande reviravolta foi realizada durante a segunda revolução industrial, abrindo as portas para um novo mundo provido de máquinas, eletrodomésticos e equipamentos elétricos. Como consequência e exemplo, a procura de energia nos Estados Unidos, como mostrado na Figura 1[1], aumentou significativamente desde a composição de uma matriz de energia bastante estável nos principais anos, principalmente com base em hidrocarbonetos, nuclear e biomassa. Esses recursos são altamente dependentes das variações do mercado, geralmente requerem que a maioria dos países causem desequilíbrio nas exportações líquidas, não são renováveis e contribuem para as emissões de CO<sub>2</sub>.

Grandes transformações ocorreram no fornecimento de energia elétrica à indústria e clientes em todo o mundo, ainda assim, as capacidades de armazenamento de energia são muito limitadas, exigindo principalmente a conversão pela via da energia mecânica, tais como compressão de ar, armazenamento por bombagem de água ou outros que permitam a armazenagem de capacidade potencial de gerar energia quando esta é necessária. Assim, é comumente referido o potencial de melhoria para o armazenamento de eletricidade, já que todo o consumo de energia ocorre em tempo real, isto é, tudo o que é consumido num determinado momento tem que ser produzido nesse mesmo instante. As capacidades de

armazenamento levam, pois, ao aumento de custos e ao investimento, conforme retratado ao longo deste documento.



**Figura 1 História do consumo de energia nos Estados Unidos, 1776-2015**

Na era atual, temos que produzir em tempo real, sendo este o principal motor para as regras, restrições e preços do mercado. A lei da procura e oferta aplica-se perfeitamente nos mercados de eletricidade, tornando petróleo e o gás as principais fontes de energia e reduzindo a competitividade das energias renováveis, onde apenas a energia hídrica se comporta de diferente maneira pela sua capacidade de arranque e paragem sendo capaz, com isto, de se adaptar aos mercados de energia. Por outra perspectiva, a energia hídrica requer avultados investimentos e com isto longos prazos de amortização.

A energia eólica e solar, impactada significativamente pela variabilidade do recurso, tendem a ser estimuladas pelos governos através de regulamentos especiais, tarifas garantidas ou subsidiação para diminuir o impacto dos exigentes custos de investimento pelos privados. Os modelos de promoção das tecnologias renováveis são vários, como descrito neste documento.

À medida que a crise atingiu a zona do euro no final de 2009[2] e com o elevado défice tarifário em países como Espanha e Portugal, é crescente a nova direção para a energia eólica, pressionando os preços significativamente mais baixos para os parques eólicos, o que aumenta a importância de várias variáveis económicas tais como o Custo de Energia (*Cost of Energy*, CoE), custos de manutenção - geralmente referido como despesas operacionais (*Operational Expenditure*, OPEX), custos de investimento (*Capital*

*Expenditure*, CAPEX). Estas variáveis são fundamentais em ligação ao crescente desenvolvimento de parques eólicos expostos direta ou indiretamente aos mercados de energia e conduzindo ao término das tarifas *Feed-in* (*Feed-in-tariff*, FiT) ou outros subsídios ou mecanismos existentes.

Esta motivação para esta tese é de avaliar a viabilidade de projetos baseados em preços do mercado *spot* na geração de energia renovável no caso particular da energia eólica. O impacto do mercado de carbono, os subsídios para a energia renovável, a capacidade de reserva e a variação de custos para os aerogeradores (também conhecidos como turbinas eólicas ou *Wind Energy Converters* - WEC) em ligação à variação na geração de energia convencional que não a eólica, com o objetivo de avaliar possíveis cenários em comparação com os cenários existentes e aplicar os mesmos a novas realidades e países. A tese inclui o desenvolvimento de um modelo económico integral que visa estabelecer e as variações esperadas e a sustentabilidade do projeto para diferentes cenários.

Pretende-se com este trabalho desenvolver uma metodologia para apoio ao desenvolvimento de projetos de parques eólicos localizados em áreas remotas, recorrendo a dados meteorológicos e topográficos locais. O adequado tratamento das informações recolhidas por estações meteorológicas permite definir o potencial eólico de cada região e determinar a viabilidade técnico-económica de cada projeto.

## **1.1. CONTEXTO**

Em Portugal, a capacidade eólica *onshore* encontra-se perto do limite, não só pelas restrições geográficas e técnicas, mas também pela adoção de políticas de regulação e incentivo que influenciam as perspetivas de futuro desta fonte energética.

As empresas promotoras de energia eólica começam a direcionar os seus projetos para outros mercados emergentes, com elevado potencial de desenvolvimento. À medida que o contexto do mercado varia de país para país, uma primeira restrição dos dados de base será definida para construir o modelo que permita estudar o impacto originado pela alteração dos esquemas de incentivo, tais como as tarifas de entrada para os preços de mercado.

Individualmente, o *mix* energético de Portugal é atualmente composto por uma forte matriz de renováveis descrita nos próximos capítulos. Na base deste *mix* atual está o Decreto-lei n. 189/88 de 27 de maio de 1988[3], publicado pelo Ministério da Indústria e da Energia o qual estabelece o regulamento necessário para a atividade de geração de energia elétrica por entidades privadas ou públicas. Foi, como comumente definido, o nascimento da regulamentação necessária para iniciar o investimento em parques eólicos em Portugal Continental, começando pelo parque eólico Moinho dos Chãos[4] perto de Sines, na costa atlântica do sul de Portugal.

Hoje, mais de 25 anos após o nascimento da eletricidade proveniente de Energia Eólica em Portugal Continental, a seguir denominado Portugal, mais de 260[5] diplomas foram implementados no domínio da energia renovável, a maioria relacionada com a geração eólica. Essas adaptações de lei ao longo do tempo reformaram o enquadramento financeiro dos projetos, enquanto a tecnologia amadureceu e entregou produções mais elevadas a um preço mais baixo por cada megawatt instalado.

Alterações na lei e a crescente pressão para reduzir as tarifas garantidas à geração eólica, tal como o Decreto-Lei 35/2013, de 28 de fevereiro, motivam e conduzem ao necessário incremento da competitividade no setor. Este particular decreto-lei cria uma sobretaxa anual para promotores de energia eólica entre 2013 e 2020, compensando com uma extensão tarifária de 5 ou 7 anos. A implementação de novos projetos hoje, sejam estes ao abrigo do quadro legal atual ou não, incluirão, certamente, a bancabilidade de um projeto que a médio prazo terá de ser exposto a preços de mercado variáveis e com graus de incerteza que terão necessariamente que partir de determinados pressupostos e cenários-caso.

Além da hídrica reversível, enquanto soluções de armazenamento massivas não estiverem disponíveis, a eletricidade originada no vento será produzida apenas quando o recurso primário (vento) está disponível. Não é esperado um avanço significativo ou redução de custo no armazenamento de eletricidade por forma a permitir que esta, quando originada no vento, seja apenas vendida nos momentos em que os preços a mercado são significativamente maiores. Podemos, no entanto, definir o momento atual como um estágio híbrido, onde os preços de tecnologia e infraestrutura estão em mínimos históricos.

Todas as fontes de energia elétrica têm diretamente, e indiretamente, um recurso a este associado. É com base nesse recurso que é possível efetuar conversões para obter eletricidade. Essas conversões são na sua maioria mecânicas com determinadas exceções, tal como a fotovoltaica[6]. Como exemplos, na base do recurso temos então o sol para a energia fotovoltaica, a água para a hídrica, o gás para a geração em turbinas a gás e o vento para a energia eólica (referindo, porém, que é através do aquecimento causado pelo sol que obtemos as diferenças de pressão que, por consequência, dão origem ao vento). Esta será a base de desenvolvimento deste trabalho.

## **1.2. OBJETIVOS**

O principal objetivo da tese centra-se no impacto das medidas governamentais, nomeadamente das FIT ou de programas de incentivos idênticos no desenvolvimento de novos projetos. É sabido que nos últimos leilões em Espanha[7], ocorridos no presente ano de 2017 e com uma capacidade total atribuída – entre energia fotovoltaica, biomassa e eólica – superior a 5 GW, a existência de subsídios foi totalmente substituída por mecanismos de estabilização de receita. Em Portugal, o Decreto-Lei n. 35/2013 de 28 de fevereiro implementa um regime de tributação diferente oferecendo uma extensão à FIT, através de um imposto aplicável por megawatt (MW), como opção aos promotores de projetos eólicos. Esta tese de Mestrado propõe-se a avaliar a sustentabilidade para a implementação de novos projetos. A lista de objetivos a serem realizados inclui:

- Desenvolvimento e análise de um projeto eólico;
- Recursos de vento, estudo de desenvolvimento, variações e impactos;
- Financiamento de projetos a taxas de financiamento típicas;
- Riscos de desenvolvimento e financiamento;
- Custos variáveis e fixos;
- Incertezas e categorização

Assim, o mercado regional da União Europeia de Portugal, que compõe o MIBEL junto com a Espanha, foi escolhido como base para criar este ensaio.

## **1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO**

O Capítulo 1 é composto pela introdução estrutural, contextualizando e dando a conhecer os conteúdos e objetivos deste trabalho. O capítulo seguinte, 2, aborda a energia eólica em geral, caracterizando componentes, recurso e sua distribuição, além dos fatores que contribuem para o seu desenvolvimento. Para a elaboração do trabalho, o Capítulo 0 procede à escolha do local e, após esta, à análise dos dados do recurso recolhidos. O tratamento de dados e resultados do recurso são retratados e discutidos no Capítulo 0. O Capítulo 0 explana a forma de apoio à decisão de investimento e o modelo desenvolvido em específico para este trabalho. O trabalho é concluído pelo Capítulo 6, que reúne as principais conclusões e perspetiva dos futuros desenvolvimentos.

## 2. CARACTERIZAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO

Com mais de 17,8 milhões de resultados numa busca no Google, a expressão “*Wind Energy*” (Energia Eólica) refere-se habitualmente ao mecanismo de conversão da energia mecânica do vento em energia utilizável nos aerogeradores para produzir energia elétrica, bombagem para bombeamento de água através do vento ou até mesmo no uso do vento para a movimentação de embarcações com velas. Neste capítulo procuramos os detalhes da energia eólica para a produção de eletricidade, a composição e o desenvolvimento dos parques eólicos como a nova forma de criar centrais de energia elétrica eólica.

### 2.1. A CENTRAL EÓLICA

Com o objetivo de contextualizar o funcionamento de uma central eólica, também comumente designada como parque eólico, é importante definir alguns aspetos principais do funcionamento e dos equipamentos que habitualmente podem ser encontrados neste tipo de centrais de produção de energia elétrica.

Antes de avançar para a descrição sumário dos componentes habituais, é relevante mencionar que uma central eólica pode ser composta por apenas um ou por uma quantidade significativa de aerogeradores, sendo que estes poderão estar a alimentar uma instalação de autoconsumo na ordem das décimas de Kilowatt ou centrais de tamanho tal que seriam suficientes para alimentar várias cidades simultaneamente. Vamos focar-nos apenas em instalações de grande potência, ou seja, com potências nominais superiores a pelo menos 2 Megawatt. Estas centrais, tipicamente, dividem-se em dois tipos:

- *Onshore*: centrais de produção em terra;
- *Offshore*: centrais de produção no mar, sejam estas do tipo fixo ou flutuante.

Estas centrais tipicamente estão interligadas com um consumidor final, uma rede de distribuição ou de transporte.

A utilização de uma rede de transporte para a instalação de um parque eólico pressupõe uma dimensão significativa que justifique o investimento numa subestação que permita a ligação à rede de transporte. Mais adiante iremos compreender o que poderá justificar este tipo de investimento.

### **2.1.1. OS PRINCIPAIS COMPONENTES DA CENTRAL EÓLICA**

Assim, é adequado dizer que os principais componentes de uma central eólica são os seguintes:

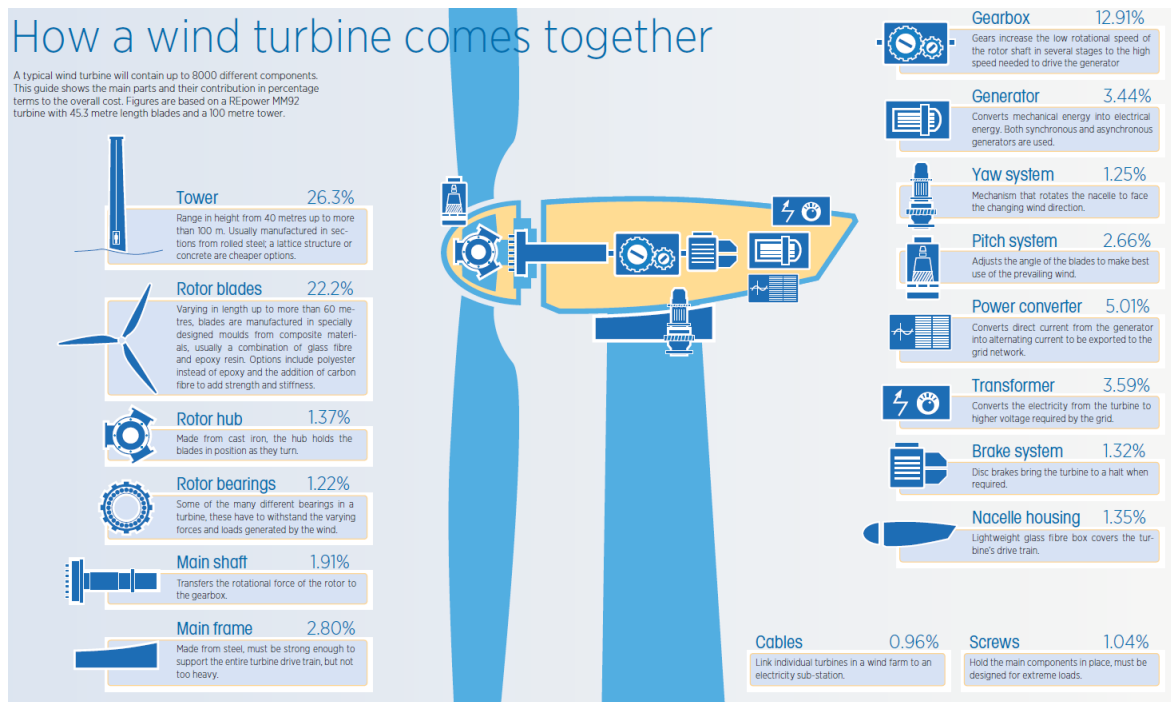
1. O *Balance of Plant* (BoP) composto:
  - Pela fundação do aerogerador;
  - Pelos restantes trabalhos de construção civil;
  - Pela subestação (tipicamente rede de transporte) ou posto de corte (tipicamente rede de distribuição);
  - Pelas instalações elétricas de suporte incluindo linhas elétricas internas;
  - Pelas instalações de telecomunicações;
  - Pelos serviços gerais associados a uma central eólica (desde requisitos legais, requisitos particulares de ordem ambiental, municipal e outros, condições para manutenção, condições para operação do parque)
2. O(s) aerogerador(es), ou seja, o(s) equipamento(s) que se destinam à conversão da energia cinética do vento em energia elétrica.

### 2.1.2. OS PRINCIPAIS COMPONENTES DO AEROGERADOR

Apesar de cada fabricante de aerogeradores ter a sua própria interpretação e desenvolvimento de produto, um aerogerador típico é composto pelos seguintes componentes:

- *Nacelle*: contendo os rolamentos do rotor, transmissão, estrutura principal da *nacelle*, caixa multiplicadora (alguns aerogeradores dispensam este componente), gerador, sistema de orientação ao vento, vulgo *yaw* e travões;
- Rotor: contendo as pás do rotor, *hub* do rotor e o sistema de orientação das pás, vulgo *pitch*;
- Torre (pode ser metálica tubular, metálica em treliça, híbrida de metal e betão), incluindo muitas vezes a eletrónica de potência e o transformador de baixa para média tensão (onde os dois últimos podem também ser encontrados, em alguns modelos de aerogerador, dentro da *nacelle*), cablagens e parafusos;
- Sistemas e sensores adicionais sejam estes do tipo meteorológicos, sistemas de *Condition Monitoring Systems* (CMS)

Estes estão referidos na Figura 2[8], juntamente com a típica estrutura de custos para um aerogerador. Estes valores são incluídos para referência, apesar da sua relevância ser da perspetiva global do desenvolvimento de uma central eólica e não somente na ótica individual do custo de cada componente.



**Figura 2** Segregação dos componentes de um aerogerador típico

### 2.1.3. OS PRINCIPAIS CUSTOS DE UMA CENTRAL EÓLICA

Os principais custos, de acordo com as menções mais relevantes[9] e numa lógica da vida útil do projeto, ou seja, incluindo os custos de manutenção para o período esperado de tempo no qual a central irá funcionar podem estar divididos nas seguintes categorias:

- Aerogerador:
  - Equipamento;
  - Transportes, excluindo quais alterações no percurso ou custos auxiliares;
  - Gruas e Montagens;
- Instalações Elétricas e Ligação à rede:
  - Linha;
  - Cabos internos ao parque;
  - Transformador de potência;
- Construção civil:
  - Fundação;
  - Acessos;
  - Edifícios;
- Telecomunicações:

- SCADA;
- Fibra ótica e ligação à rede pública/internet;
- Autorizações e Impostos;
- Rendas (municipais ou proprietários dos terrenos);
- Consultoria;
- Custos de financiamento e serviço de dívida;
- Operação e Manutenção.

## 2.2. O RECURSO EÓLICO

O acesso a dados de recurso eólico é extremamente importante para o desenvolvimento de um projeto de uma central eólica. Sem estes torna-se particularmente complicada a justificação para os avultados investimentos, entre 0,8 a 1,2 M€ por MW instalado, necessários para o desenvolvimento de um parque eólico. A Figura 3[10] mostra-nos uma perspetiva do recurso, em tempo real, para o último dia de Agosto de 2017. A variabilidade do recurso requer a existência de estudos detalhados anteriores à montagem de uma central eólica e de previsões confiáveis durante a sua operação, por forma a otimizar as atividades de manutenção em períodos nos quais o recurso é inferior para reduzir as perdas aquando das paragens dos equipamentos.

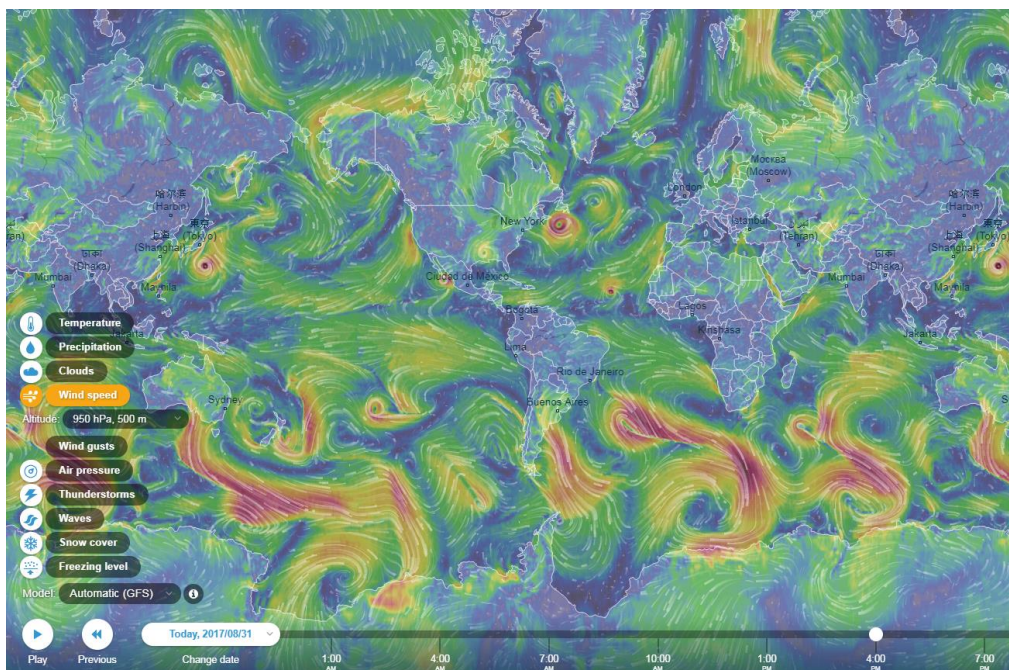


Figura 3 Vento a 500 m de altitude às 17h37m do dia 31/08/2017 através do portal Ventusky

Assim, segundo as boas práticas no setor, assim que são aferidas as localizações potencialmente mais favoráveis ao desenvolvimento de projetos – muitas vezes recorrendo inicialmente ao *Wind Atlas* que mapeou e estipulou metodologias em meados da década de 70[11] – é definida a instalação de um ou vários mastros meteorológicos, que são instalados com o objetivo de levar a cabo campanhas de medição de recurso eólico. Estas campanhas de medição tipicamente exigem, como mínimo, um ano completo de dados de vento, agrupados em pacotes de informação (*bins*) de dez minutos de dados, contendo informação imprescindível para ser conduzida uma avaliação do recurso eólico. Os dados mínimos necessários estão definidos segundo a norma IEC61400[12] e as soluções mais comuns instalam criam os seguintes *bins*:

- Código do Mastro;
- Direção do Vento;
- Velocidade Média do Vento;
- Velocidade Máxima do Vento;
- Velocidade Mínima do Vento;
- Desvio Padrão do Vento;
- Ano/Mês/Dia/Hora/Minuto do registo;

Cada torre pode ter mais do que um *bin* registado por forma a obter o vento a distintas alturas da torre, poder efetuar correlações entre estes valores e, com isto, determinar o *windshear* (o gradiente segundo o qual o vento varia com a diferença de alturas). O *windshear* permite estimar o recurso para alturas superiores à altura máxima medida.

Não se tratando do objeto desta tese mas dada a relevância na menção, a obtenção dos dados referidos acima permite estimar vários parâmetros para a distribuição de *Weibull* aplicada ao setor eólico que permite extrapolar a velocidade do vento à altura do eixo do rotor (*hub*) do aerogerador. Com base nos parâmetros obtidos nas medições de vento:

- Velocidade Média do Vento;
- Parâmetro da forma de *Weibull* ( $k$ ) na altura medida;
- *Windshear* ( $\alpha$ ); e
- Densidade do ar;

Com base nestes dados é possível estimar, desde logo, uma aproximação para cada tipo e modelo de aerogerador para o local. Não obstante esta informação preliminar, existem vários *softwares* com a capacidade de analisar com mais detalhe, seja os meses esperados com maior recurso ou os tramos horários em que é espectável mais vento, e produzir estimativas bastante aproximadas da produção de energia esperada, permitindo assim criar um modelo económico.

Recentemente, o projeto *Global Wind Atlas*[13] – para o qual Portugal participa através de diversas instituições nacionais além da experiência que ocorre durante este ano de 2017 em Perdigão, Vila Velha de Rodão[14] – visa criar novos modelos e metodologias que permitam conduzir à eliminação das incertezas inerentes ao recurso eólico no desenvolvimento dos projetos. Para contextualização, a escala do impacto na redução destas incertezas permite reduzir o risco associado ao projeto em causa e, com isso, reduzir também o retorno requerido pelo financiador, otimizando o retorno do investidor.

A consulta de outras fontes de informação, quando disponíveis, pode complementar os estudos de recurso. No caso português, a informação disponibilizada no índice de eolicidade[15] da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN) apresenta informação consolidada que possibilita aferir a variabilidade entre distintos anos o que permite confirmar se a medição de vento de um ano ocorreu num ano de recurso acima ou abaixo da média.

### **2.3. PERDAS TÉCNICAS**

Uma vez conseguida a estimativa de recurso referida em 2.2, a qual tipicamente é apresentada num valor de probabilidade (seja P50, P75 ou P90), é necessário aplicar ao valor bruto de produção estimada várias perdas técnicas. Em 2013, varias entidades uniram esforços para a criação de um *Framework*[16] que visa categorizar as perdas e incertezas ocorridas durante a estimação da produção de energia a partir de centrais eólicas. Com este acordo-quadro foram definidas sete categorias possíveis para perdas, ou seja, estas poderão advir da disponibilidade, efeito esteira, do desempenho do aerogerador, perdas elétricas, ambientais, por limitação de potência (*curtailment*) e outras não classificadas. São também definidas sete categorias para incertezas, nomeadamente, medições em parque, clima,

extrapolação vertical, variabilidade futura, variação no espaço, desempenho do parque e perdas e outras não classificadas.

Esta proposta acima referida é apenas um dos exemplos de metodologias adequadas ao tratamento dos dados obtidos, em bruto, para um determinado parque eólico. A referência feita no final desta tese em relação a este documento sumário permite ter uma perspectiva alargada de todos os fatores das categorias acima mencionadas que poderão ter impacto na produção de energia. O apoio a este processo por várias entidades permite que a indústria eólica adote um quadro comum para discutir perdas de energia e incertezas em torno de avaliações de energia. O objetivo é uma maior transparência e quer traduzir-se em avanços na quantificação das perdas e incertezas dos projetos.

#### **2.4. CUSTOS DA ENERGIA EÓLICA POR COMPARAÇÃO A OUTRAS TECNOLOGIAS**

A comparação dos custos da energia gerada através de centrais eólicas em comparação a outras tecnologias depende seriamente das variáveis a analisar e do mercado destino de comercialização da energia. Assim, é correto dizer que existem mercados nos quais este cálculo entra apenas e só diretamente com o preço pago aos promotores de centrais eólicas e compara este com o preço da energia pago em mercado, estimando assim o custo da energia. Em caso de diferença negativa para o sistema é criado um défice tarifário. Para comparação, outros modelos tal como o *Renewable Energy Costs and Benefits for Society* (RECaBS) levam em conta estruturas de custos transversais e não focadas apenas no custo da energia *per se*. O modelo RECaBS considera que produção de eletricidade é determinada por quatro componentes, nomeadamente, o custo de combustível (quando e se aplicável), os custos das emissões de CO<sub>2</sub> (conforme dado pelo sistema de comércio de CO<sub>2</sub>, ETS), os custos de manutenção e os custos de capital.

A estes últimos é ainda usual existirem algumas considerações. Desde logo, alguns autores consideram que as importações de combustíveis têm uma influência direta na economia de determinados países[17] e, com isso, existe um custo indireto para a economia desse país podendo, ou não, existir um custo bastante similar entre as distintas tecnologias.

É ainda relevante dizer que em casos como o Mercado Ibérico da Eletricidade (MIBEL), o valor de mercado é influenciado pela quantidade de energia eólica[18] disponível, ou seja, é estatística a correlação entre a maior existência de recurso eólico e uma redução do preço médio da energia no mercado. Quer isto dizer que nos momentos em que a produção eólica é significativa, o preço do kWh em mercado sofre uma redução.

## 2.5. ESQUEMAS TÍPICOS DE SUBSIDIAÇÃO NA ENERGIA EÓLICA

Ao longo do tempo, diversos mecanismos foram desenvolvidos e implementados com vista à viabilização e desenvolvimento das energias renováveis, neste caso particular da Energia Eólica. Assim, nos anos 70 era habitual existirem subsídios para o investimento e reduções aos impostos, conduzindo a uma redução do risco para o investidor e estimulando o desenvolvimento de aerogeradores mais eficientes. Só mais tarde, nas décadas de 80 e 90, surgiram os primeiros regimes tarifários fixos onde o preço de venda da energia dos promotores era baseado numa percentagem do preço do consumidor final.

No final da década de 90, dada a evolução no desenvolvimento dos equipamentos, deu-se início à implementação de tetos ao número de horas equivalentes[19] (*Full-Load Equivalent Hours, FLEH*), a partir dos quais a tarifa se iria reduzir. Só no século atual se encontra mecanismos que iniciam uma orientação aos valores de mercado (tais como *Feed-in-Premium*) com ou sem um teto no preço de venda.

A Tabela 1[20] resume alguns dos esquemas regulatórios que podemos encontrar na União Europeia (EU), resumindo ainda o conceito, exposição ao mercado, condições de venda e os países nas quais se encontram implementados.

**Tabela 1 Esquemas regulatórios típicos e países na UE**

	FIT	Contrato por diferença (CFD)	Mercado+Bónus	Certificados Verdes
Conceito	Tarifa fixa por MW	Compensa as diferenças face ao valor de mercado com um valor de teto e,	Preço de mercado acrescido de uma bonificação. Pode	Preço de mercado acrescido de certificados verdes (regulados

		eventualmente, um valor mínimo ( <i>floor price</i> ).	eventualmente existir um teto e valor mínimo ( <i>floor price</i> ).	por quotas).
Exposição ao Mercado	Nenhuma	Limitada a nenhuma caso exista um valor mínimo ( <i>floor price</i> ).	Total exposição ao mercado exceto de existir um valor mínimo.	Total exposição ao mercado de energia e mercado de certificados verdes.
Venda	Obrigação de compra pelo regulador de mercado. Contratos bilaterais.	Troca ( <i>exchange</i> ) ou por contratos bilaterais.	Troca ( <i>exchange</i> ) ou por contratos bilaterais.	Troca ( <i>exchange</i> ) ou por contratos bilaterais.
Países	França, Portugal, Itália, Alemanha	Alemanha, Dinamarca	Holanda, Espanha, Alemanha	Itália, Bélgica, Polónia, Reino Unido

Tal como referido no ponto 1.2 deste trabalho, Objetivos, a tendência atual proveniente dos últimos leilões em Espanha, no corrente ano de 2017, leva a crer que nos próximos anos se irá encontrar com mais frequência projetos de energia eólica totalmente expostos ao mercado o que poderá levar ao desenvolvimento de soluções de armazenamento[21] por forma a reduzir o risco de venda em mercado, dada a necessidade de pagamento dos desvios face aos valores estimados de produção, com base num recurso variável como o vento.

## 2.6. PRINCIPAIS FATORES PARA O DESENVOLVIMENTO

A implementação de centrais de energia eólica, de forma semelhante às restantes instalações de produção de energia elétrica, está intrinsecamente ligada aos locais onde esta é necessária e onde será consumida. A proximidade a centros urbanos, pólos industriais ou redes de transporte é fundamental para a localização dos investimentos em parques eólicos.

A dimensão do investimento poderá, eventualmente, justificar o desenvolvimento de linhas de transporte (em corrente contínua ou alternada). Este tipo de investimento é inevitável quando se trata de instalações *offshore*, dada a inexistência de rede elétrica nos pontos definidos para a instalação de parques eólicos em mar.

A decisão do investimento é então condicionada por:

- Existência de recurso (vento);
- Existência de consumo.

Naturalmente, além destes dois fatores de elevada relevância, é ainda necessário o preenchimento de vários requisitos imprescindíveis à instalação, desde normas ambientais, segurança, características dos terrenos, acessos, entre outras.

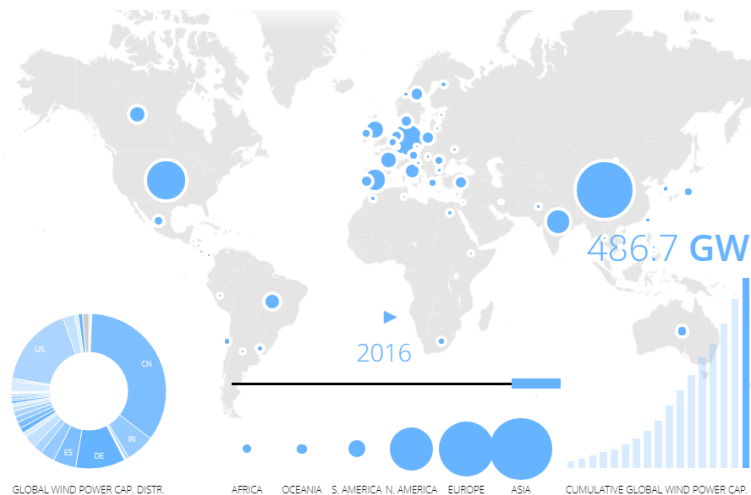
## 2.7. DISTRIBUIÇÃO MUNDIAL

Os dois fatores referidos em 2.6 têm sido os pilares para o desenvolvimento das instalações de energia eólica, tendo atingido em 2016 os 486,6 GW[22] de potência total instalada tal como se pode confirmar na Figura 4[23].



**Figura 4** Previsão de instalações e evolução da capacidade eólica

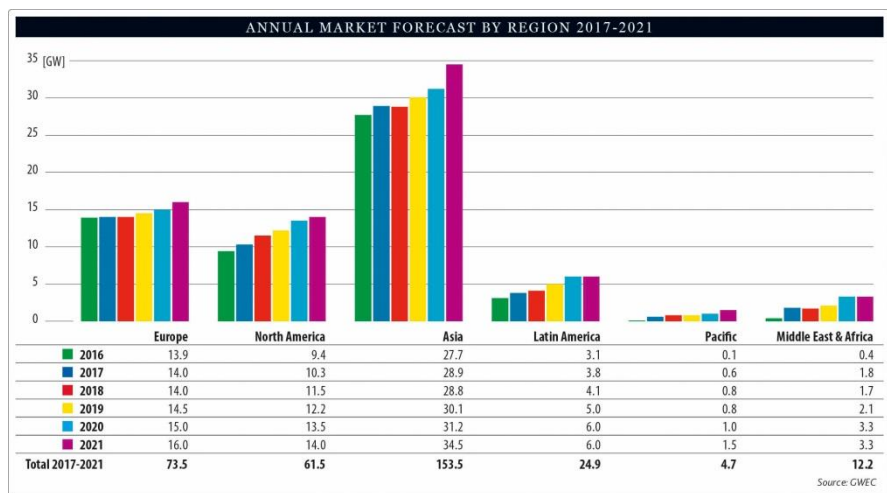
A Figura 5[24] permite-nos compreender as regiões do mundo onde a capacidade eólica é mais reduzida, sendo pertinente dizer que será na Ásia (com a exceção da China e Índia) e África que se encontram as menores capacidades de penetração da geração a partir do vento.



**Figura 5 Distribuição mundial das instalações de centrais eólicas**

## 2.8. ZONAS COM POTENCIAL PARA DESENVOLVIMENTO

De acordo com o *Global Wind Energy Council (GWEC)* e a imprensa especializada existe uma expectativa de alcançar os 800 GW de capacidade cumulativa de instalações eólicas em 2020[25], com principal ênfase para instalações na Ásia, América do Norte e Europa conforme pode ser aferido na Figura 6[26].



**Figura 6 Crescimento espetável mundial das instalações de centrais eólicas**

Com o objetivo de testar esta metodologia de apoio ao investimento, vamos procurar um mercado com menor maturidade e de crescimento esperado reduzido para a implementação do modelo económico.

# 3. SELEÇÃO DO LOCAL

## 3.1. A ESCOLHA DE UMA ZONA MODELO POR *SOFTWARE*

Para esta tese foram selecionadas várias ferramentas para recolha, tratamento e utilização de dados. As ferramentas em uso são:

- *WindoGrapher*;
- *Windnavigator* da AWS Truepower;
- *WAsP*[27];
- *WindPRO*[28].

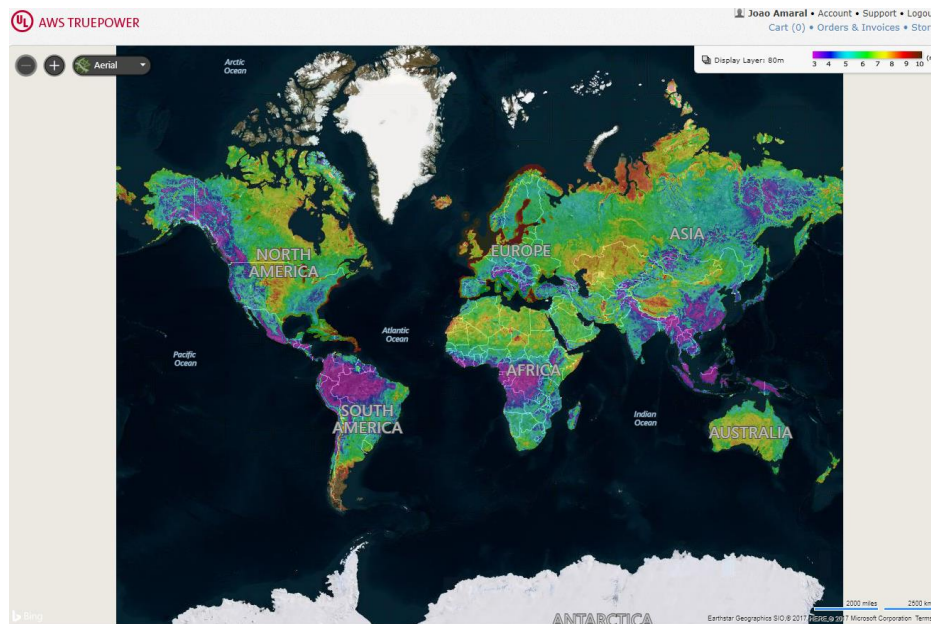
O *WindoGrapher*, à semelhança de outras ferramentas de *software* disponíveis, permite-nos utilizar conjuntos de dados disponíveis de medições próximas aos locais escolhidos.

Neste caso específico, a funcionalidade de descarga gratuita de dados meteorológicos de superfície de longo termo acrescenta uma funcionalidade bastante útil para a escolha de novos locais para instalação de centrais eólicas, tal como é objeto desta tese.

Além disto, o suporte de dados horários *Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications* (MERRA) nos formatos 1 e 2, permitem-nos o acesso a bases

de dados importantes e que complementam os eventuais dados locais disponíveis, como veremos neste capítulo.

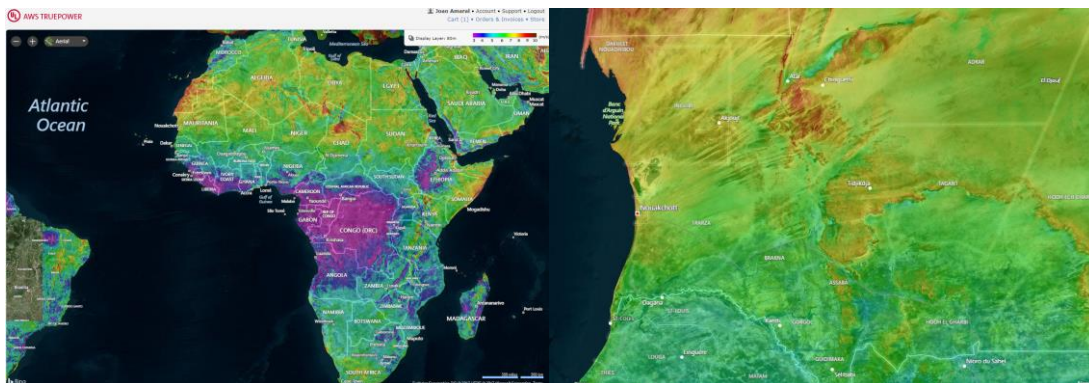
A descarga desta informação pode ser feita diretamente da NASA ou através do portal *Windnavigator*[29] da empresa *AWS Truepower*, que se apresenta na Figura 7 Portal *Windnavigator* da *AWS Truepower*.



**Figura 7 Portal *Windnavigator* da *AWS Truepower***

O portal da *AWS Truepower* apresenta uma navegabilidade simples, semelhante ao *bing* da Microsoft ou ao *maps* da Google. Assim que é selecionada a área a trabalhar e quando é escolhida a opção “*Retrieve Nearby Points*” o *software Windographer* contacta as bases de dados necessárias e apresenta as quatro fontes de informação disponíveis no local. A Figura 8 Aproximação da zona escolhida no continente Africano apresenta uma aproximação no mapa à zona escolhida para este potencial parque eólico, na fronteira entre a Mauritânia e Marrocos, numa zona identificada com ventos entre os 9 m/s e os 10 m/s.

O *WAsP* da DTU *Wind Energy* e o *WindPRO* da EMD são ferramentas que trabalham conjuntamente para a aferição das melhores condições para posicionamento dos aerogeradores. O *WAsP* integra várias ferramentas de *site suitability* enquanto o *WindPRO* se baseia no *WAsP* para apresentação de resultados obtidos.



**Figura 8 Aproximação da zona escolhida no continente Africano**

Por sua vez, o portal da *AWS Truepower* permite a descarga da informação necessária com uma opção paga. No caso teste, o valor a cobrar seria ligeiramente superior a 3.000 dólares americanos tal como apresentado na Figura 9.

Map Title	Description		
Teste	High resolution wind data in standard GIS formats for analysis in your preferred spatial analysis platform.		
Created by	Joao Amaral		
Created on	2017-08-01 10:27AM		
Area	2158.2 km <sup>2</sup>		
Lat Min:	Lon Min:	Lat Max:	Lon Max:
40.27405	54.83581	40.69185	55.38513
<b>Included Deliverables</b>	<b>Heights</b>	<b>Vector Heights</b>	
<input checked="" type="checkbox"/> PDF Map	PDF Map: 30 meters	Distribution	80 meters
<input checked="" type="checkbox"/> Wind Data	Wind Data: 30 meters, 60 meters, 80 meters, 100 meters	Diurnal	80 meters
<input checked="" type="checkbox"/> DEM		Monthly	80 meters
<input checked="" type="checkbox"/> Roughness		Rose	80 meters
		Price:	\$3,107.91

**Figura 9 Opção de descarga de dados do portal AWS Truepower**

### 3.2. TRATAMENTO DA INFORMAÇÃO ATRAVÉS DO *WINDOGRAPHER*

A descarga de dados MERRA através do *WindoGrapher* contem dados horários com as seguintes variáveis, segundo a Tabela 2:

**Tabela 2 Informação disponível via MERRA**

Variável	Unidades	NASA	Windnavigator
Velocidade do vento 50 m acima do solo	m/s	Sim	Sim
Direção do vento 50 m acima do solo	°	Sim	Sim
Temperatura no solo	°C	Sim	Não
Pressão no solo	kPa	Sim	Não
Irradiação solar	W/m <sup>2</sup>	Sim	Não
Irradiação com céu limpo	W/m <sup>2</sup>	Sim	Não

A descarga de dados MERRA-2 através do *Windographer* contem dados horários com as seguintes variáveis, de acordo com a Tabela 3:

**Tabela 3 Informação disponível via MERRA-2**

Variável	Unidades
Velocidade do vento 50 m acima do solo	m/s
Direção do vento 50 m acima do solo	°
Temperatura no solo	°C
Pressão no solo	kPa
Irradiação solar	W/m <sup>2</sup>
Irradiação com céu limpo	W/m <sup>2</sup>

Ao usar esta informação somos advertidos que, o acesso a dados descarregados pela funcionalidade *Windographer Data Downloader* como dados de referência de longo prazo, poderá existir inconsistências ao longo do tempo (no tipo, na quantidade de dados e na tecnologia de medição) que podem comprometer a confiabilidade da informação. Os fusos horários são em UTC.

Estes dados podem ser descarregados diretamente da NASA ou da AWS *Truepower's Windnavigator*.

### **3.3. RECOLHA DE DADOS E ANÁLISE DAS MEDIÇÕES**

A disponibilidade de dados do local escolhido bem como a análise dessas mesmas medições é um fator preponderante com vista à viabilização económica do projeto.

As informações recolhidas são especialmente relevantes para:

- Permitir aferir se o local é viável para a instalação de uma central eólica dado:
  - O regime de vento no local;
  - As condições físicas do terreno e preliminares dos acessos;
- Conhecer a disponibilidade do recurso eólico;
- Efetuar uma estimativa simplificada e preliminar do modelo de negócio.

Assim, uma vez tendo acesso a dados meteorológicos e topográficos através de valores reais medidos no local pode dar-se início à análise das medições do perfil eólico. Para simplificar o cenário, consideraremos que a disponibilidade para investimento no local é de 150 M€, valor suficiente para a instalação de 100 MW. As características do local estão detalhadas na Tabela 4.

**Tabela 4 Características do local**

	<b>Detalhes</b>
Informação Geral	Deserto
Tipo de Terreno	Simples
Vegetação	Inexistente
Infraestruturas próximas aos aerogeradores	Sem riscos de segurança

O local escolhido pelo *WindoGrapher* está compreendido entre Marrocos e a Mauritânia.

Tratando-se de zonas muito similares em termos de recurso, os resultados apresentados nesta tese serão bastante semelhantes em vários locais próximos. O retângulo vermelho na Figura 10 apresenta a zona sugerida.

No local escolhido foi-nos possível aceder a dados de vários mastros meteorológicos, semelhantes aos da Figura 11. Para o caso escolhido existem duas origens de dados possíveis, o mastro A, doravante denominado de BOuest e mastro B, doravante denominado de BEst. Para cada um destes mastros é necessário confirmar a disponibilidade de dados durante uma campanha de medição completa, na indústria definida como um ano completo de dados de vento. Tanto o mastro BOuest como o mastro BEst dispõem desta quantidade de dados (*cf.* Tabela 5 e Tabela 6).



**Tabela 5 Disponibilidade de dados par ao mastro A**

80.0m - Thies (270°)	%	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
04-2015	100.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	61	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
05-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
06-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
07-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
08-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
09-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
10-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
11-2015	99.8	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	134	144	144	144	144	144	144	144	144	144
12-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
01-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
02-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
03-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
04-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
05-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
06-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
All	100.0																															

**Tabela 6 Disponibilidade de dados par ao mastro B**

80.0m - Thies (270°)	%	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
04-2015	99.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	76	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
05-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
06-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
07-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
08-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
09-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
10-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
11-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	142	144	144	144	144	144	144	144	144	144
12-2015	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
01-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
02-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
03-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
04-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
05-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144	144
06-2016	100.0	144	144	144	144	144	144	144	144	71	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
All	100.0																															

Em seguida, a Tabela 7 apresenta um sumário dos dados de anuais dos mastros:

**Tabela 7 Sumário dos dados dos mastros de medição**

Mastro	BOuest	BEst
Altitude média acima do nível do mar (MASL) [m]	5	20
Tipo de mastro	Treliça	Treliça
Data Logger	Kintech	Kintech
Anemômetros (Altura [m]; Comprimento [m]; Orientação [°])	80; 2,5; 90 80; 2,5; 270 60; 2,5; 90 40; 2,5; 270	80; 2,5; 90 80; 2,5; 270 60; 2,5; 90 40; 2,5; 270
Catavento (Altura [m], Comprimento [m], Orientação [°])	77,5; 2,0; 90 37,5; 2,0; 90	77,5; 2,0; 90 37,5; 2,0; 90
Anemômetros calibrados	Sim	Sim
Calibração catavento	Não	Não

Média [minutos]	10	10
Sensor de temperatura [m]	77,5	77,5
Marca	<i>Thies</i>	<i>Thies</i>
Altura considerada [m]	80 (270°)	80 (270°)
Período medição [dia-mês-ano]	13-04-2015 to 08-06-2016	13-04-2015 to 09-06-2016
Período total [meses]	13,9	13,9
Disponibilidade de dados [%]	100	100
Velocidade média medida [m/s]	9,78	9,82
Velocidade máxima medida [m/s]	23,6	25,4

### 3.3.1. CORREÇÕES DE LONGO PRAZO

Os seguintes dados de referência a longo prazo são usados para a correção de longo prazo:

- *MERRA Data*: fornecido pela *NASA/Goddard space flight center*;
- *EMD-Global Wind Data* (baseado na *ERA-Interim*): conjunto de dados dados global da EMD;
- *Windographer*;

Os coeficientes de correlações mensais são considerados fracos abaixo de 0,85 e bons acima de 0,95, apenas são utilizados anos completos de dados para os dados de referência a longo prazo. Para depreciar os efeitos sazonais nos dados medidos, apenas os períodos de anos completos do mastro são utilizados para a correção de longo prazo. Os períodos sem dados também foram descartados nas séries de longo prazo (durante o período de medição), de modo a que apenas os dados concorrentes sejam utilizados na análise de correlação de mastros e aerogeradores.

**Tabela 8 Dados relacionais de longo termo**

	ERA	MERRA	MERRA2
<b>Distância aos mastros</b>	35 km	25 km	35 km
<b>Período de tempo usado</b>	01/1996 - 05/2016 30 anos	01/2002 - 02/2016 13 anos	01/2002 - 07/2016 13 anos

**Tabela 9 Correlação de longo termo entre dados relacionais e dados dos mastros**

<b>Mastro Dados de Longo Termo</b>	MERRA [-]	MERRA2 [-]	ERA [-]
<b>BOuest</b>	0,99	0,98	0,96
<b>BEst</b>	0,97	0,94	0,91

**Tabela 10 Correções a aplicar entre dados relacionais e dados dos mastros**

<b>Mastro Dados de Longo Termo</b>	MERRA [-]	MERRA2 [-]	ERA [-]
<b>BOuest</b>	0,961	0,970	0,976
<b>BEst</b>	0,961	0,969	0,974

Os dados de um ano disponíveis estão próximos do valor 1 (um), o que significa que os dados de longo termo se correlacionam entre 97% a 99% com os mastros. As boas práticas da indústria indicam que apenas valores abaixo de 80% deverão significar que se deve descartar parte da informação. A Tabela 8, Tabela 9 e Tabela 10 dão-nos a indicação das distâncias, correlação e correções a aplicar.

**Tabela 11 Fatores de correção sugeridos**

<b>Mastro</b>	<b>[-]</b>
BOuest	0,969
BEst	0,968

A Tabela 11 indica-nos o fator de correção a aplicar a cada um dos mastros. Para manter uma abordagem conservadora, isto é para evitar a maximização de produção, esta correção não será aplicada.

### **3.3.2. CORREÇÕES DE LONGO PRAZO**

A Tabela 12 dá-nos indicação da comparação entre informação proveniente dos dois mastros.

**Tabela 12 Comparação entre mastros**

<b>Mastro</b>	<b>BOuest</b>	<b>BEst</b>
Altura de medição[m] (ângulo suportes)	80 (270°)	80 (270°)
Período utilizado [mês-ano]	06-2015 to 05-2016	06-2015 to 05-2016
Velocidade média anual [m/s] (medida)	9,59	9,64
Velocidade média anual [m/s] (Weibull)	9,75	9,83
<i>Windshear</i> [-]	0,152	0,167
TI média 15 m/s [%]	6,9	6,0
k ( <i>Weibull factor</i> ) [-]	4,006	3,974

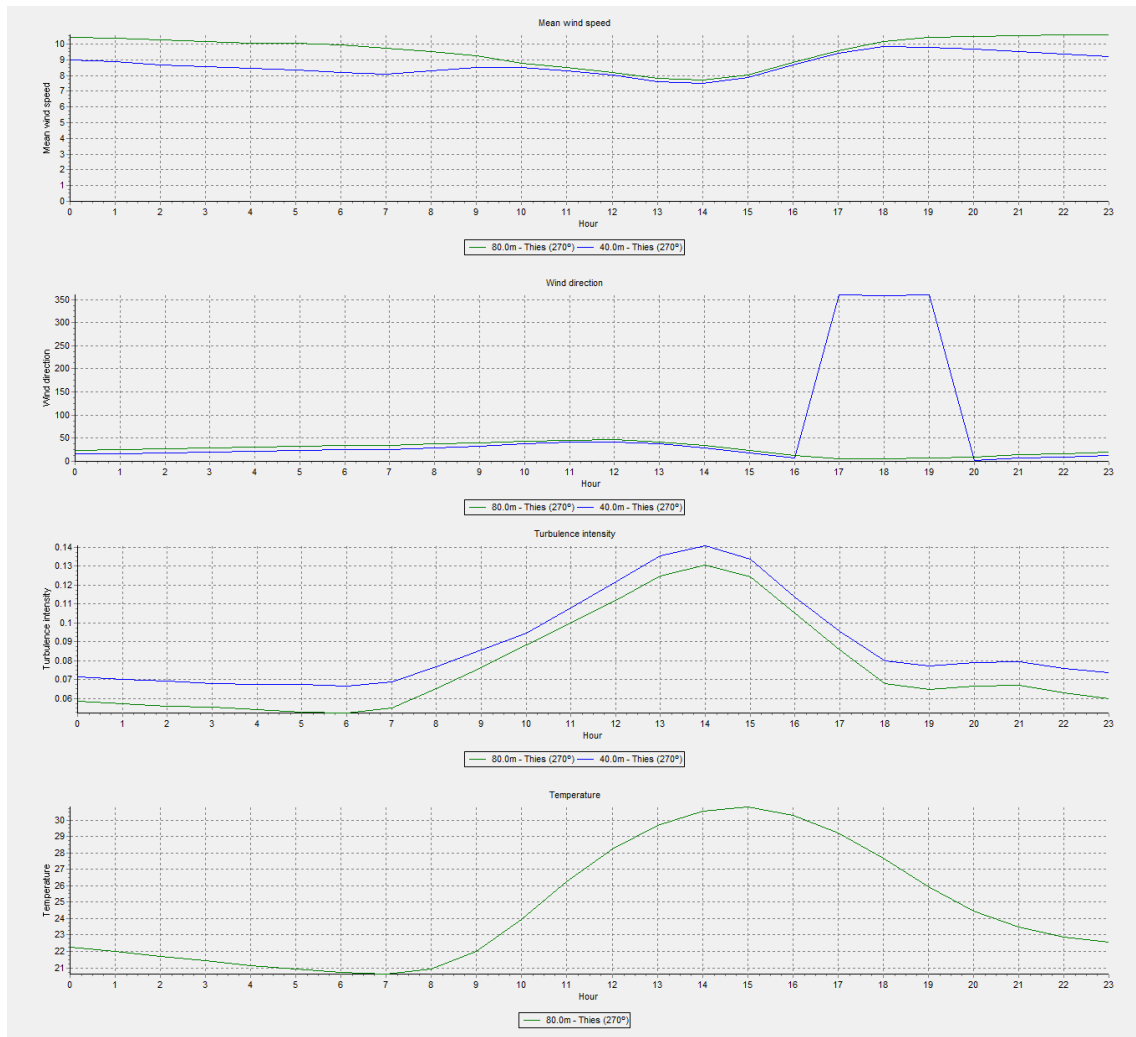
### 3.3.3. VELOCIDADE, DIREÇÃO, TURBULÊNCIA E TEMPERATURA

A

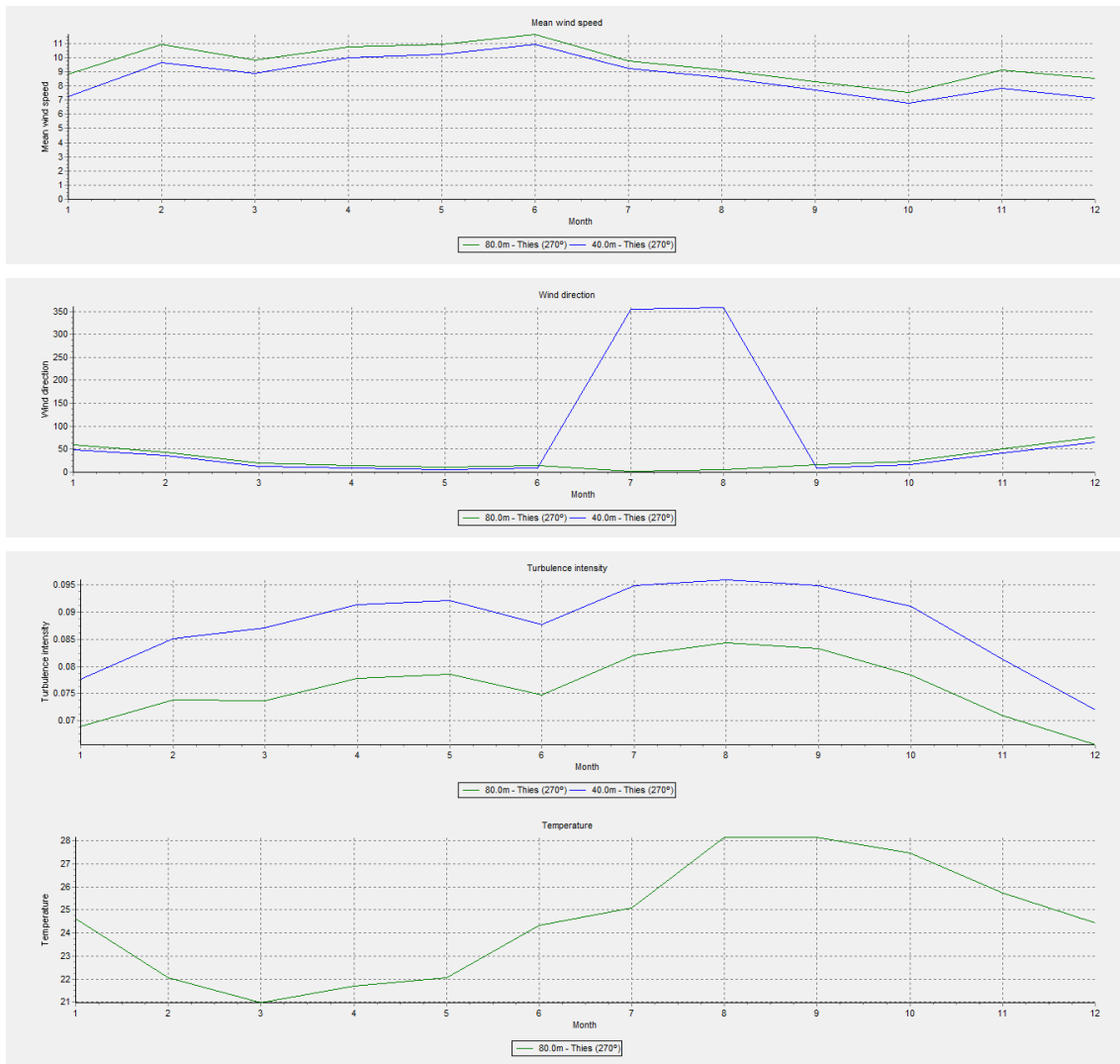
Figura 12 e a Figura 13 mostram os dados de velocidade média, direção, turbulência e variação de temperatura no mastro BOuest com os perfis diário e anual, respetivamente. A Figura 14 e a Figura 15 mostram os dados de velocidade média, direção, turbulência e variação de temperatura no mastro BEst com os perfis diário e anual, respetivamente.

As figuras acima mencionadas (

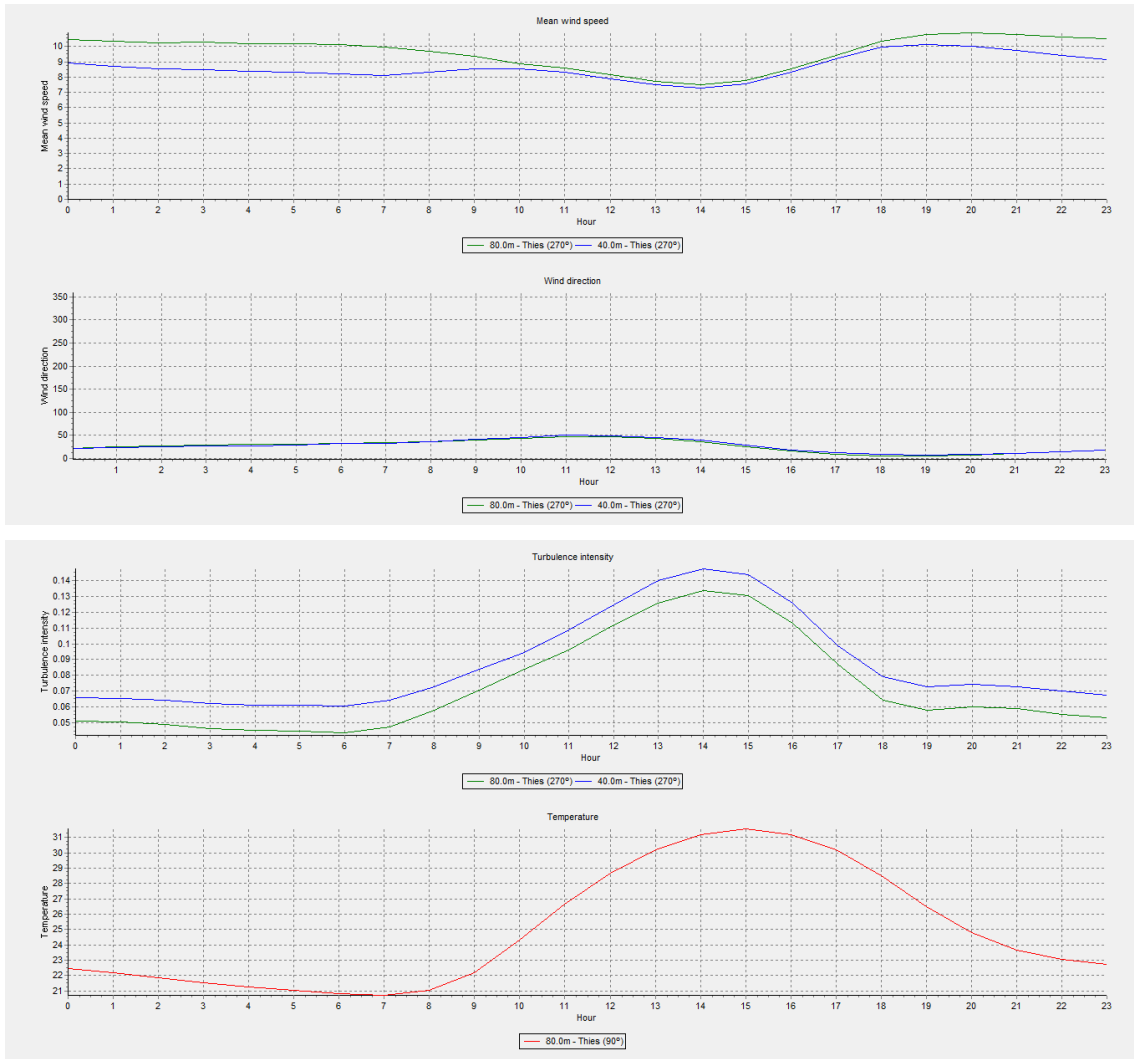
Figura 12, Figura 13, Figura 14 e a Figura 15) recorrem a um ano completo de dados.



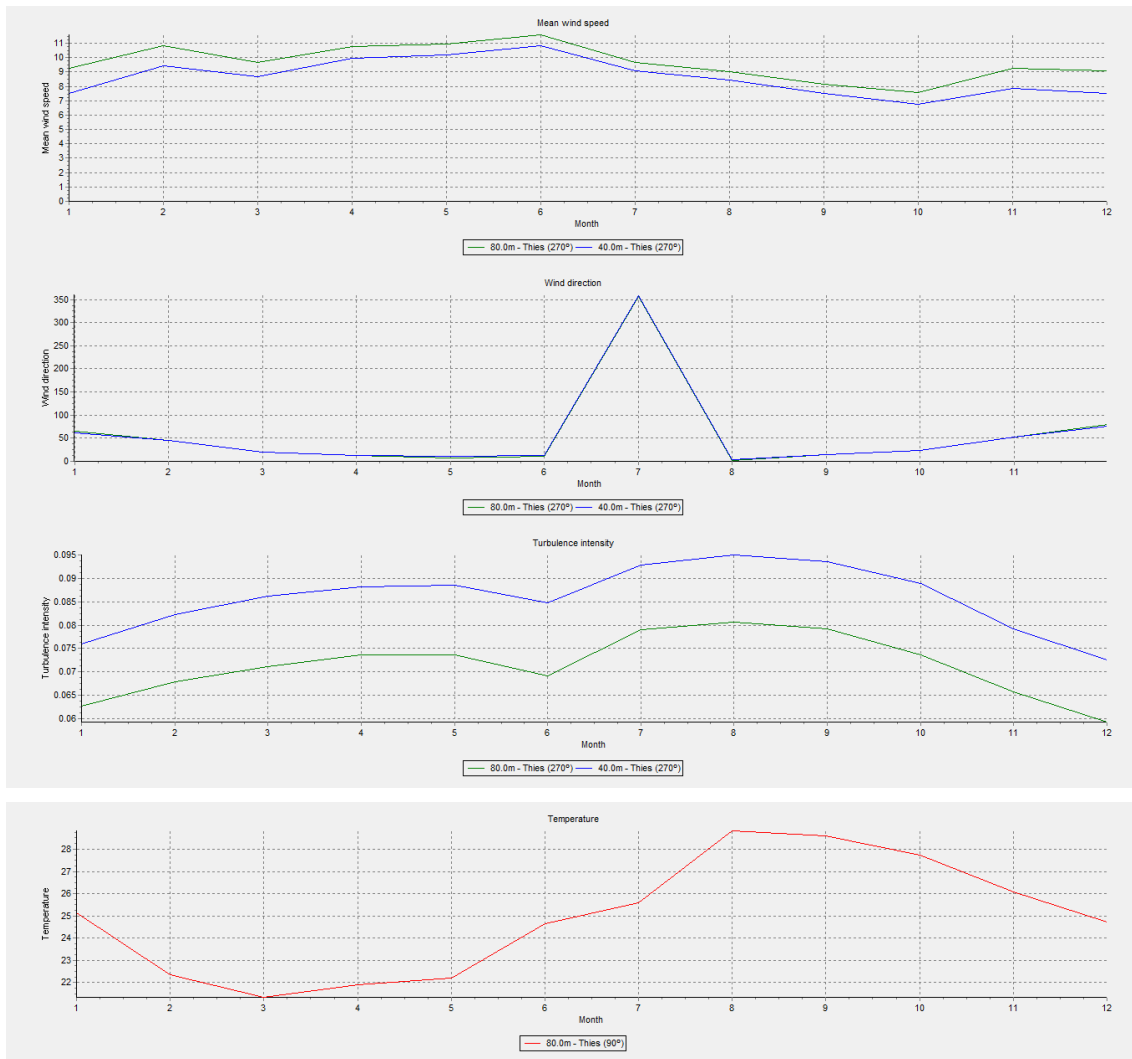
**Figura 12** Dados diários de: velocidade média, direção, turbulência e variação de temperatura no mastro BOuest



**Figura 13** Dados anuais de: velocidade media, direção, turbulência e variação de temperatura no mastro BOuest

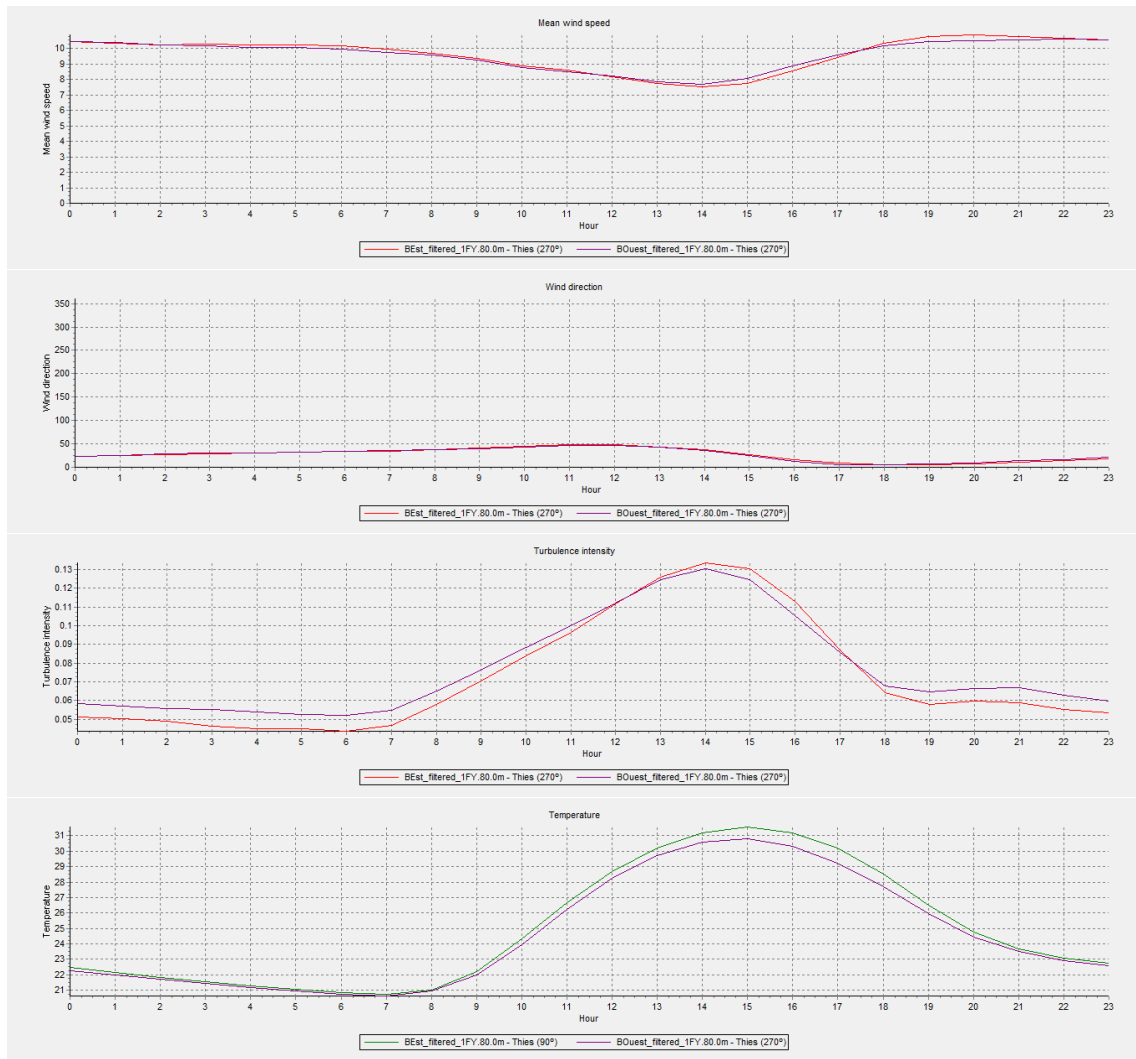


**Figura 14** Dados diários de: velocidade média, direção, turbulência e variação de temperatura no mastro BEst

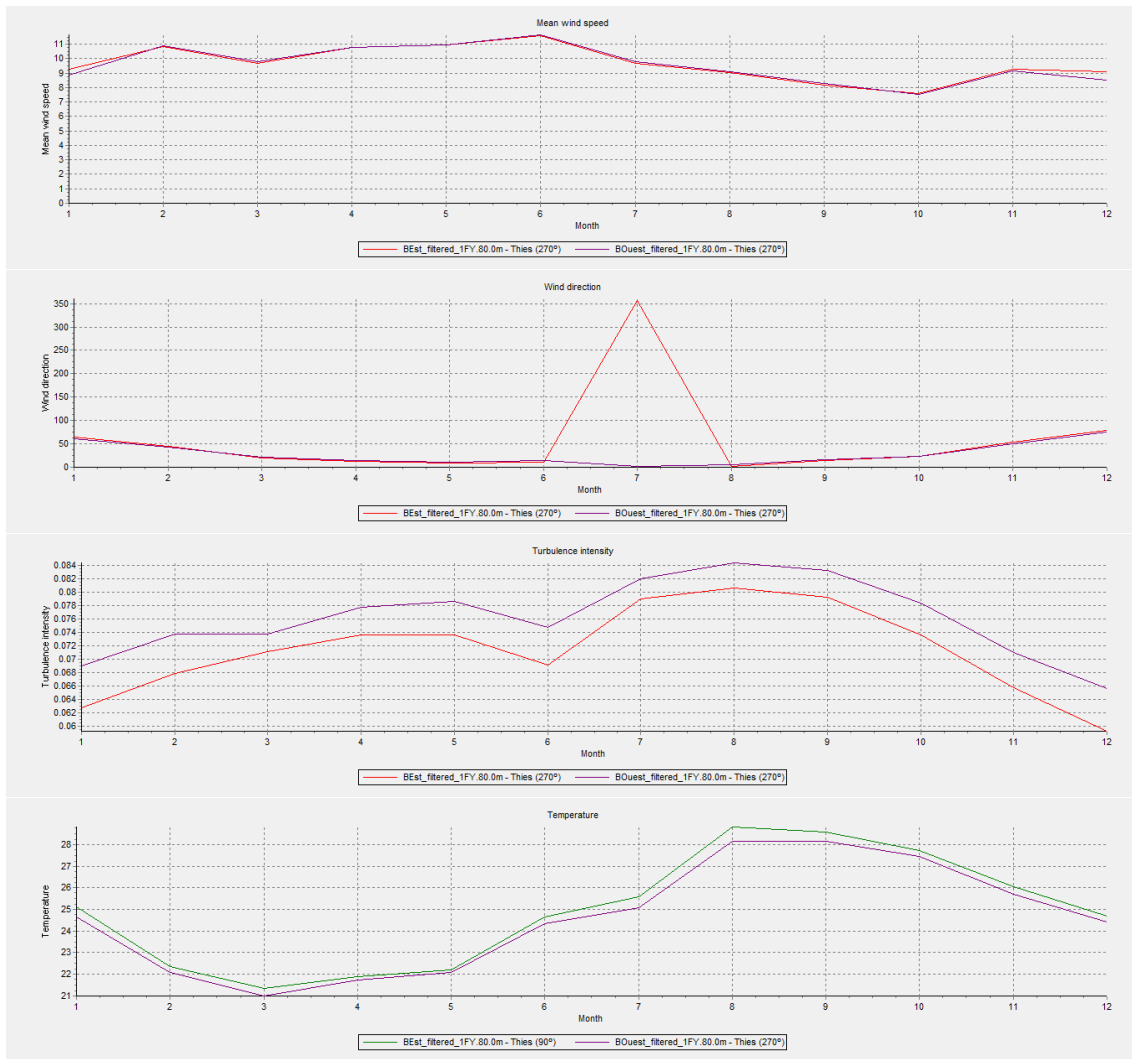


**Figura 15** Dados anuais de: velocidade média, direção, turbulência e variação de temperatura no mastro BEst

A Figura 16 e a Figura 17 mostram os dados diários e anuais, respectivamente, para ambos os mastros, representando de forma consolidada os dados mais relevantes para uma amostragem de um ano.



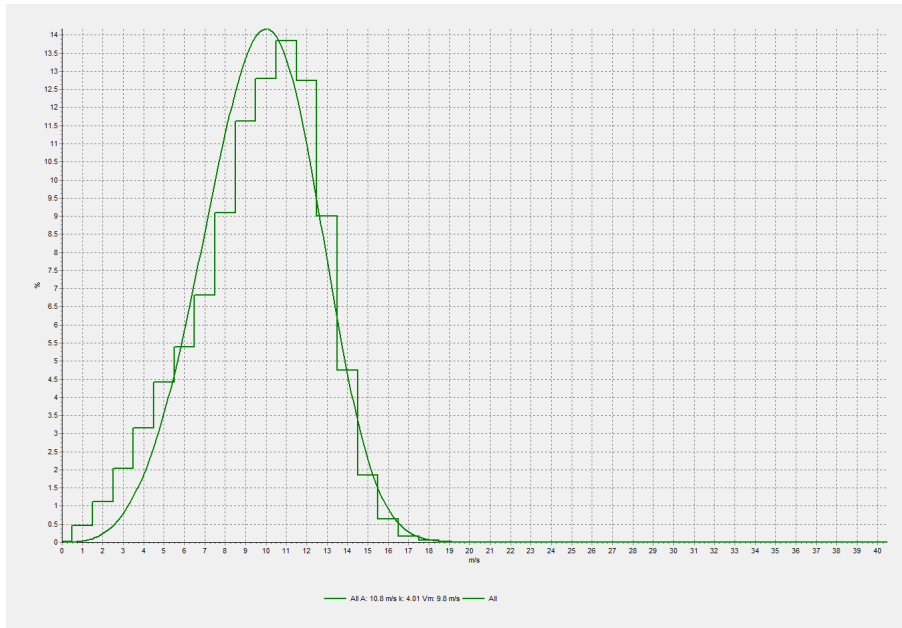
**Figura 16** Dados diários de: velocidade média, direção, turbulência e variação de temperatura para ambos os mastros



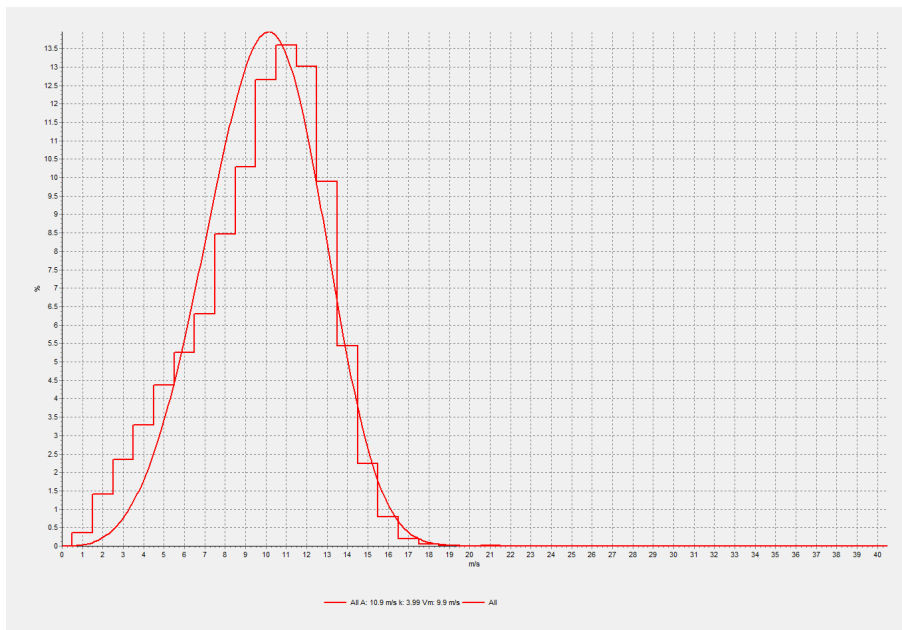
**Figura 17** Dados anuais de: velocidade média, direção, turbulência e variação de temperatura para ambos os mastros

### 3.3.4. WEIBULL VS. HISTOGRAMA DAS VELOCIDADES DE VENTO

A Figura 18 e a Figura 19 mostram, respectivamente, a distribuição de *weibull* comparada ao histograma das velocidades de vento para os mastros de BOuest e BEst.



**Figura 18 Weibull vs. Histograma, mastro BOuest**



**Figura 19 Weibull vs. Histograma, mastro BEst**

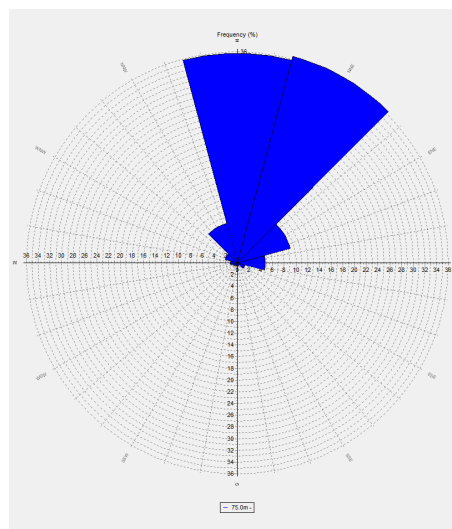
### 3.3.5. SUMÁRIO DAS MEDIÇÕES DOS DADOS DE VENTO

A Tabela 13 apresenta um sumário dos dados de vento, o que nos permite afirmar que a representatividade dos dados para o local escolhido é elevada.

Na comparação entre a rosa dos ventos dos dados de longo termo ERA (Figura 20, com uma altura de 75 m) com as rosas dos ventos dos mastros meteorológicos BOuest e BEst (Figura 21 e Figura 22, respetivamente, ambos com uma altura de 80 m) permitem afirmar que a distribuição de vento é bastante similar.

**Tabela 13 Sumário dos dados de vento**

<b>Origem dos dados</b>	<b>Tipo de dados</b>	<b>Qualidade dos dados</b>
Mastro BOuest	Um ano de medições a 80 m	Alta
Mastro BEst	Um ano de medições a 80 m	Alta



**Figura 20 Rosa dos Ventos dos dados de longo termo ERA a 75 m de altura - 35 km de distância**

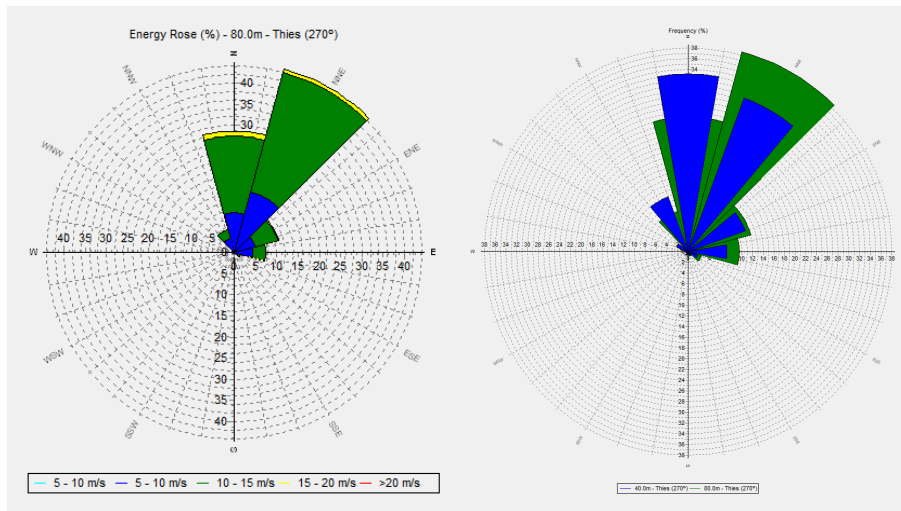


Figura 21 Rosa dos ventos e rosa de energia para o mastro BOuest

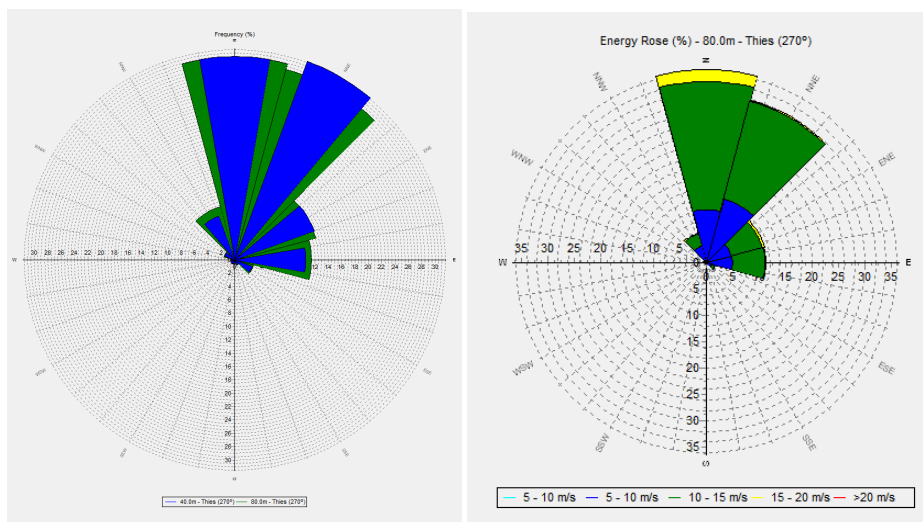


Figura 22 Rosa dos ventos e rosa de energia para o mastro BEst

### 3.3.6. MODELIZAÇÃO DO FLUXO

A modelização do fluxo requer, em vários projetos, a existência de correções ao modelo utilizado no *software* *WAsP*. Os dois pontos de medição existentes, BOuest e BEst, permitem criar um perfil. Esta modelização permite uma adaptação. No modelo *WAsP* é necessário corrigir os parâmetros necessários para o perfil, por forma a que os valores por omissão sejam alterados para corresponder com a realidade das torres de medição.

WAsP wind modelling (Non-default parameters: 1)					WAsP wind modelling (Non-default parameters: 1)				
Azimuth resolution in BZ model [°]	1	15	5	5	Azimuth resolution in BZ model [°]	1	15	5	5
Decay-length for roughness area size	1000	100000	10000	10000	Decay-length for roughness area size	1000	100000	10000	10000
Factor in height of boundary layer over land	0.1	20	1	1	Factor in height of boundary layer over land	0.1	20	1	1
Factor in height of boundary layer over sea	0.1	20	1	1	Factor in height of boundary layer over sea	0.1	20	1	1
Factor in height of min. stab. induced var.	0	0.005	0.002	0.002	Factor in height of min. stab. induced var.	0	0.005	0.002	0.002
Height of inversion in BZ model	100	5000	1000	1000	Height of inversion in BZ model	100	5000	1000	1000
Max. interpolation radius in BZ model	5000	50000	20000	20000	Max. interpolation radius in BZ model	5000	50000	20000	20000
Offset heat flux over land	-200	200	-40	0	Offset heat flux over land	-200	200	-40	-5
Offset heat flux over water	-200	200	-8	-8	Offset heat flux over water	-200	200	-8	-8
Power law in decay of the stability induced perturbatio	0.5	5	1.5	1.5	Power law in decay of the stability induced perturbatio	0.5	5	1.5	1.5
Rms heat flux over land	0	200	100	100	Rms heat flux over land	0	200	100	100
Rms heat flux over water	0	200	30	30	Rms heat flux over water	0	200	30	30
Softness of inversion in BZ model	0	1	1	1	Softness of inversion in BZ model	0	1	1	1
Width of coastal zone	5000	50000	10000	10000	Width of coastal zone	5000	50000	10000	10000
Wind atlas structure (Non-default parameters: 3)					Wind atlas structure (Non-default parameters: 3)				
Number of standard heights	2	5	5	5	Number of standard heights	2	5	5	5
Number of standard roughness classes	2	5	5	5	Number of standard roughness classes	2	5	5	5
Standard height #1 [m]	5	200	10	10	Standard height #1 [m]	5	200	10	10
Standard height #2 [m]	5	200	25	40	Standard height #2 [m]	5	200	25	40
Standard height #3 [m]	5	200	50	80	Standard height #3 [m]	5	200	50	80
Standard height #4 [m]	5	200	100	93	Standard height #4 [m]	5	200	100	93
Standard height #5 [m]	5	200	200	200	Standard height #5 [m]	5	200	200	200
Standard roughness length #1 [m]	0	2	0	0	Standard roughness length #1 [m]	0	2	0	0
Standard roughness length #2 [m]	0	2	0.03	0.03	Standard roughness length #2 [m]	0	2	0.03	0.03
Standard roughness length #3 [m]	0	2	0.1	0.1	Standard roughness length #3 [m]	0	2	0.1	0.1
Standard roughness length #4 [m]	0	2	0.4	0.4	Standard roughness length #4 [m]	0	2	0.4	0.4
Standard roughness length #5 [m]	0	2	1.5	1.5	Standard roughness length #5 [m]	0	2	1.5	1.5

**Figura 23 Correção de parâmetros no WAsP para os matros BOuest e BEst**

A Figura 23 mostra-nos a correção de parâmetros no WAsP corrigidos nos dados dos matros BOuest e BEst (da esquerda para a direita), sublinhados a amarelo. As colunas indicam, da esquerda para a direita, os valores mínimos, máximos, por omissão e alterados.

### 3.3.7. RUGOSIDADE

A Tabela 14 apresenta a informação relativa à rugosidade no local. O valor típico recomendado para a análise do mapa é de mapa 35 km por 35 km. Neste caso recorreu-se ao uso de imagens de satélite para a obtenção de informação, permitindo aferir o tipo de obstáculos esperados.

Neste caso o local é desértico e, por consequência, os obstáculos esperados são reduzidos. Merece menção o fato da colocação de aerogeradores poder causar a criação de dunas após tempestades de areia.

**Tabela 14 Informação relativa à rugosidade no site**

Classe de rugosidade	
Rugosidade ambiente	1,0
Água	0,0
Campo aberto	1,0
Tamanho do mapa [km]	30 x 30

O *WindPRO* permite-nos ainda o calculo de correlacionamento entre mastros o que nos confirma o grau de confiabilidade entre a informação obtida originada nos dois mastros.

### 3.4. SELEÇÃO DOS AEROGERADORES E ESTIMATIVA DE PRODUÇÕES

Uma das tarefas imprescindíveis para a instalação de uma central Eólica é o de avaliar os parâmetros do vento do site de acordo com a norma IEC 61400-1 *Edition 3.1* com a finalidade de avaliar a adequação dos aerogeradores para o local. Estes devem adaptar-se aos regimes de velocidade máxima e extrema de vento, além das temperaturas e densidade do ar no local.

Para tal, escolhemos entre os principais fabricantes com unidades de fabrico na península para aferir os modelos aptos para o local. Os fabricantes escolhidos foram a Gamesa, Senvion e Vestas, em especial por se tratarem de fabricantes com elevado grau de maturidade dos seus produtos, o que irá reduzir o risco associado a fabricantes cujos equipamentos possam ainda ser protótipos.

**Tabela 15 Quadro de produções de aerogeradores**

Marca e Modelo	Potência Nominal [kW]	Diâmetro [m]	Eixo Rotor [m]	# aeroger, [-]	Potência total [MW]	P50 (após esteira)	P90 (após esteira)	Fator de Capacidade [%]
						[GWh/ano]		
Senvion MM92	2050	93	80	49	100,45	575,04	501,35	65,4
Vestas V117	3450	117	80	29	100,05	564,49	492,15	64,4
Gamesa G90	2000	90	78	50	100,00	545,84	475,89	62,3
Vestas V112	3450	112	69	29	100,05	517,20	450,92	59,0
Senvion 3,4M104	3400	104	80	30	102,00	506,92	441,95	56,7
Senvion MM82	2050	82	80	49	100,45	501,63	437,35	57,0
Vestas V105	3450	105	72,5	29	100,05	486,01	423,73	55,5
MM82	2050	82	69	49	100,45	480,99	419,35	54,7

A solução económico-financeira mais competitiva terá uma relação entre a produção estimada, modelo tarifário e custos associados ao um dos equipamentos propriamente ditos. Assim, apesar da solução que se apresenta como mais produtiva poder parecer a mais promissora, esta avaliação dependerá do modelo económico-financeiro

definido para a central eólica. Iremos considerar, nesta fase, o modelo mais produtivo apresentado na Tabela 15 para 49 posições na instalação de aerogeradores. A Figura 24 e Figura 25 apresentam o posicionamento esperado.

A altitude esperada para cada aerogerador comparativamente ao nível médio das águas do mar é o apresentado em seguida na Tabela 16.



**Figura 24 Mapa do potencial parque eólico para 49 posições**

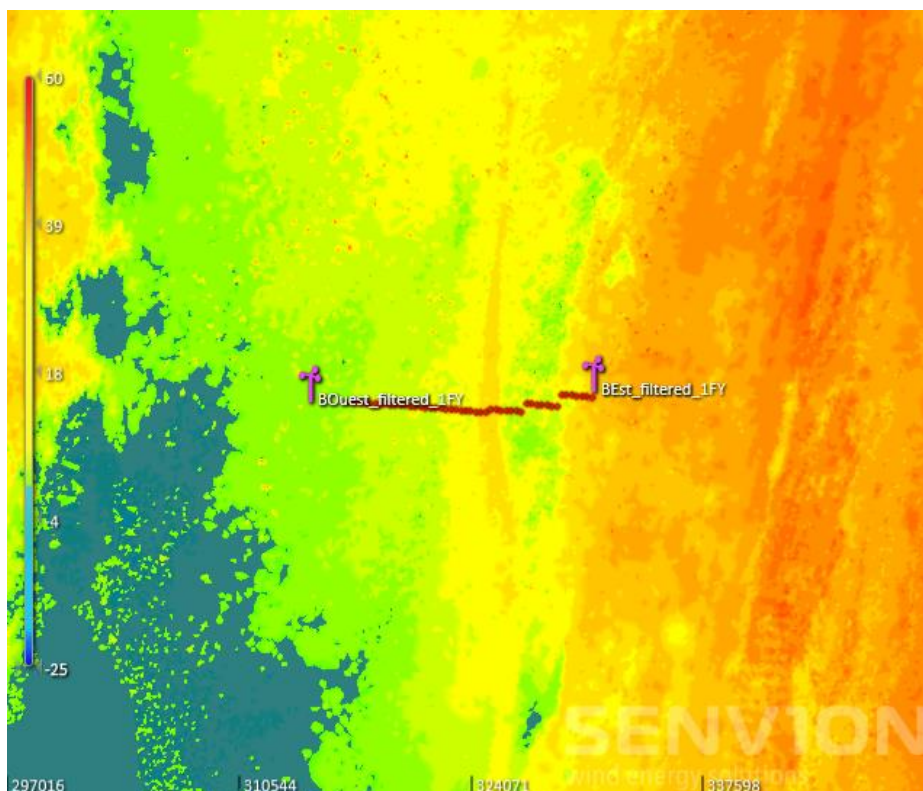


Figura 25 Posicionamento em 3D do parque eólico e posicionamento dos mastros meteorológicos

Tabela 16 Altitude esperada para os aerogeradores

Aerogerador	Altitude <i>Hub</i>	Aerogerador	Altitude <i>Hub</i>
1	85	26	95
2	90	27	98
3	87	28	100
4	90	29	100
5	90	30	101
6	90	31	96
7	90	32	94
8	90	33	90
9	90	34	88
10	90	35	90
11	90	36	95
12	90	37	95
13	90	38	91
14	90	39	97

<b>Aerogerador</b>	<b>Altitude <i>Hub</i></b>	<b>Aerogerador</b>	<b>Altitude <i>Hub</i></b>
15	90	40	100
16	91	41	103
17	93	42	105
18	91	43	90
19	93	44	95
20	93	45	94
21	94	46	91
22	95	47	90
23	94	48	95
24	93	49	90
25	94	-	-

A instalação dos aerogeradores no local requer, por norma, a confirmação do período de vida útil a considerar do modelo económico (*Design Life Time*, habitualmente de 20 anos), a temperatura média, mínima e máxima (para afinar as características técnicas necessárias tais como os modos de funcionamento de altas ou baixas temperaturas ou os sistemas de descongelamento de pás), constrangimentos de ruído, espaço e outros.

A data de instalação é também relevante num segundo estágio para o planeamento de produção, dado que a grande maioria dos fabricantes produz os equipamentos em específico para um projeto – raramente existe produção para *stock*. A altura do ano ou período horário será importante dada a existência de muitas horas de vento e a limitação nas capacidades de montagem das gruas, pois estas apenas poderão trabalhar até uma velocidade de vento máxima definida nas características do equipamento.

# 4. RESULTADOS DA ANÁLISE

## 4.1. CÁLCULOS PROVENIENTES DOS DADOS RECOLHIDOS

No ponto 3.3 procedemos à Recolha de Dados e Análise das Medições sendo, pois, necessário apresentar resultados dos cálculos efetuados pelas distintas ferramentas no tratamento da quantidade de informação disponibilizada.

Para os aerogeradores escolhidos, a sua curva de potência característica está, desde logo, parametrizada no próprio *software*, simplificando assim o processo de cálculo. Nos casos de equipamentos de última geração será habitual que tal informação deva ser prestada em primeira mão pelo fabricante ao promotor, sempre ao abrigo de acordos de confidencialidade.

Os resultados deste capítulo foram calculados com recurso ao *WindPRO* e *WASP*.

A linha branca da Figura 26 representa onde deve ser feita a divisão para utilização de cada mastro para o posicionamento dos aerogeradores no local escolhido. O resultado dos cálculos no *WindPRO* para o local estão apresentados na Tabela 17.



Figura 26 Apresentação do limite de representatividade de cada mastro usado

Tabela 17 Resultados dos cálculos do WindPRO

Mastro	Aerogerador	Diâmetro [m]	Altura do Eixo do Rotor[m]	Velocidade média do vento a 80 m	k (Weibull factor) [-]	Windshear [-]	Densidade do Ar [kg/m <sup>3</sup> ]
BOuest	1	92.5	80	9.76	4.041	0.152	1.190
BOuest	2	92.5	80	9.78	4.061	0.153	1.189
BOuest	3	92.5	80	9.76	4.049	0.156	1.189
BOuest	4	92.5	80	9.75	4.061	0.158	1.189
BOuest	5	92.5	80	9.77	4.057	0.155	1.189
BOuest	6	92.5	80	9.77	4.057	0.155	1.189
BOuest	7	92.5	80	9.77	4.057	0.155	1.189
BOuest	8	92.5	80	9.77	4.053	0.155	1.189
BOuest	9	92.5	80	9.77	4.053	0.155	1.189
BOuest	10	92.5	80	9.77	4.053	0.156	1.189
BOuest	11	92.5	80	9.77	4.053	0.155	1.189
BOuest	12	92.5	80	9.78	4.049	0.152	1.189
BOuest	13	92.5	80	9.75	4.053	0.155	1.189
BOuest	14	92.5	80	9.74	4.064	0.158	1.189
BOuest	15	92.5	80	9.73	4.064	0.158	1.189
BOuest	16	92.5	80	9.75	4.061	0.157	1.189
BOuest	17	92.5	80	9.77	4.061	0.156	1.189
BOuest	18	92.5	80	9.77	4.041	0.153	1.189
BOuest	19	92,5	80	9,78	4,045	0,152	1,189
BOuest	20	92,5	80	9,77	4,049	0,155	1,189
BOuest	21	92,5	80	9,77	4,061	0,158	1,189

Mastro	Aerogerador	Diâmetro [m]	Altura do Eixo do Rotor[m]	Velocidade média do vento a 80 m	k (Weibull factor) [-]	Windshear [-]	Densidade do Ar [kg/m <sup>3</sup> ]
BEst	22	92,5	80	9,89	4,014	0,160	1,188
BEst	23	92,5	80	9,85	4,014	0,164	1,189
BEst	24	92,5	80	9,85	4,002	0,164	1,189
BEst	25	92,5	80	9,88	4,002	0,161	1,189
BEst	26	92,5	80	9,86	4,014	0,161	1,188
BEst	27	92,5	80	9,87	4,025	0,163	1,188
BEst	28	92,5	80	9,89	4,029	0,164	1,188
BEst	29	92,5	80	9,96	4,021	0,153	1,188
BEst	30	92,5	80	9,98	4,025	0,149	1,188
BEst	31	92,5	80	9,90	4,006	0,159	1,188
BEst	32	92,5	80	9,84	4,018	0,163	1,188
BEst	33	92,5	80	9,83	3,998	0,159	1,189
BEst	34	92,5	80	9,79	3,994	0,165	1,189
BEst	35	92,5	80	9,86	4,006	0,160	1,189
BEst	36	92,5	80	9,87	4,014	0,160	1,188
BEst	37	92,5	80	9,87	4,010	0,160	1,188
BEst	38	92,5	80	9,77	4,006	0,171	1,189
BEst	39	92,5	80	9,85	4,010	0,163	1,188
BEst	40	92,5	80	9,89	4,010	0,160	1,188
BEst	41	92,5	80	9,90	4,021	0,159	1,188
BEst	42	92,5	80	9,87	4,018	0,163	1,187
BEst	43	92,5	80	9,84	3,994	0,167	1,189
BEst	44	92,5	80	9,93	4,006	0,159	1,188
BEst	45	92,5	80	9,94	3,998	0,155	1,188
BEst	46	92,5	80	9,87	3,994	0,159	1,189
BEst	47	92,5	80	9,81	4,006	0,164	1,189
BEst	48	92,5	80	9,92	4,002	0,148	1,188
BEst	49	92,5	80	9,79	4,010	0,169	1,189

A distribuição de vento à altura do eixo do rotor, para cada aerogerador, foi estimada recorrendo ao *WAsP* pelo método *wind atlas*[30], isto é, partindo de um modelo de larga escala de dados de vento e terminando com um modelo de pequena escala de dados de vento. Estes resultados são apresentados sem considerar o efeito de esteira que ocorre entre aerogeradores e é baseado nos dados originados nos mastros meteorológicos utilizados, sendo que o resultado nos apresenta velocidades médias de vento entre os 9,7 m/s e os 10,0 m/s, tal como pode ser comparado na Figura 27.

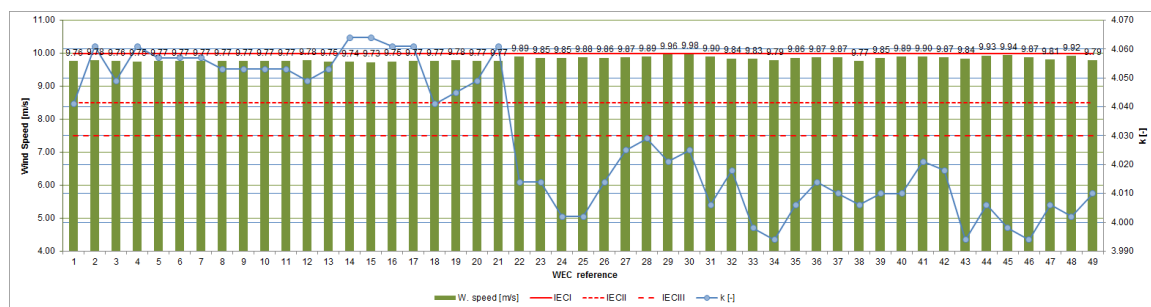
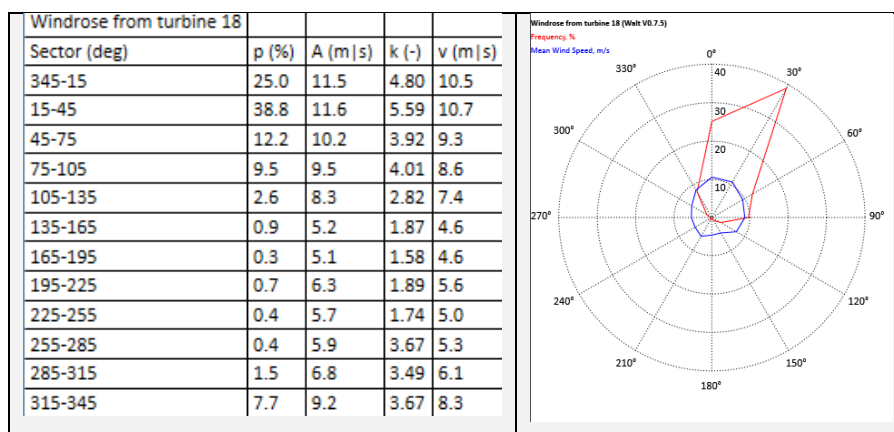


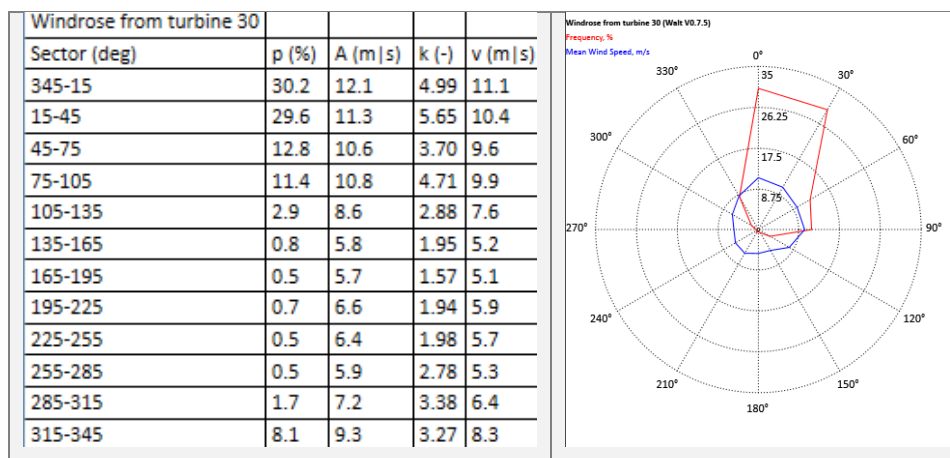
Figura 27 Distribuição média das velocidades de vento no local

A Figura 28 representa o aerogerador com maior velocidade média do vento anual dentro do primeiro grupo de aerogeradores, ou seja, dentro do grupo de aerogeradores abrangidos pelo mastro BOuest. O aerogerador 19 tem uma velocidade média de 9,8 m/s. A distribuição de vento é analisada em 12 setores, começando por norte (definindo 0° nesse mesmo aerogerador).



**Figura 28 Distribuição de vento do aerogerador #18**

A Figura 29 representa o aerogerador com maior velocidade média do vento anual dentro do primeiro grupo de aerogeradores, ou seja, dentro do grupo de aerogeradores abrangidos pelo mastro BOuest. O aerogerador 30 tem uma velocidade média de 10,0 m/s. A distribuição de vento é analisada em 12 setores, começando por norte (definindo 0° nesse mesmo aerogerador).



**Figura 29 Distribuição de vento do aerogerador #30**

Os restantes cálculos relativos à distribuição de vento anual utilizam o anemómetro posicionado a 80 metros de altura. A velocidade media anual usada nos cálculos será de 10,0 m/s.

#### 4.1.1. WINDSHEAR

A Tabela 18 apresenta o *windshear* calculado a partir dos dados dos mastros existentes, de acordo com a *wind profile power law*, que relaciona velocidades de vento entre distintas alturas, e calculados utilizando o *WAsP*. Por sua vez a Tabela 19 apresenta o perfil de *windshear* calculado no *WindPRO* utilizando os anemómetros de 40 e 80 metros do mastro BOuest.

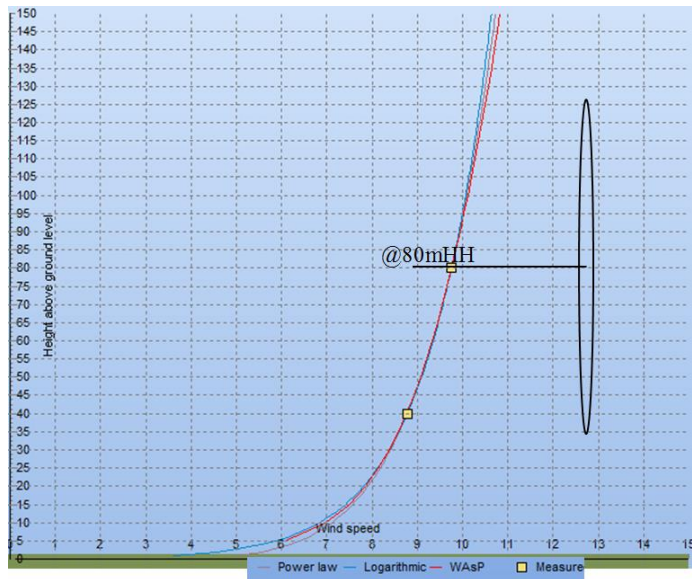
**Tabela 18 *Windshear* calculado através dos dados dos mastros e pelo *WAsP***

<b>Mastro</b>	<b>Alturas utilizadas [m]</b>	<b><i>Power law</i> do mastro [-]</b>	<b>Cálculo <i>WAsP</i> [-]</b>
BOuest	40 e 80	0,152	0,156
BEst	40 e 80	0,167	0,166

**Tabela 19 *Windshear* diurno e noturno calculado através dos dados dos mastros**

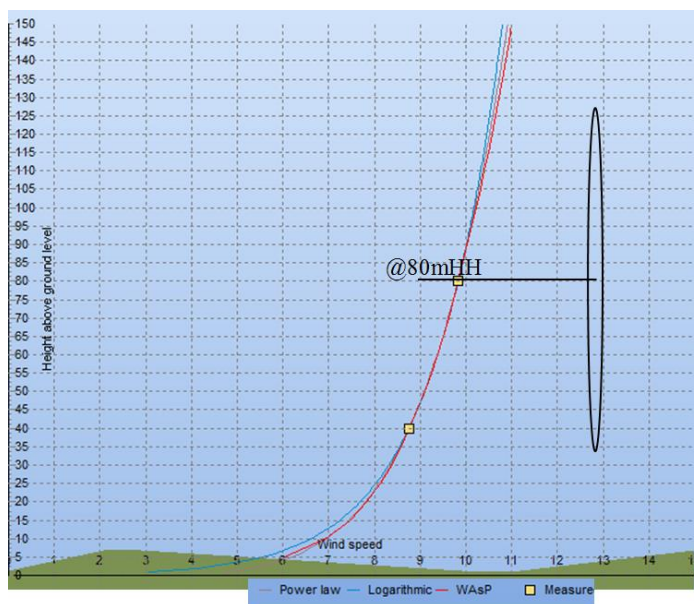
<b>Mastro</b>	<b>Alturas utilizadas [m]</b>	<b><i>Power law</i> diurna [-]</b>	<b><i>Power law</i> noturna [-]</b>
BOuest	40 and 80	0,120	0,207
BEst	40 and 80	0,103	0,191

A Figura 30 apresenta o perfil de *windshear* calculado no *WindPRO* utilizando os anemómetros de 40 e 80 metros do mastro BOuest, incluindo a representação do aerogerador.



**Figura 30 Perfil de *windshear* no mastro BOuest**

A Figura 31 apresenta o perfil de *windshear* calculado no *WindPRO* utilizando os anemómetros de 40 e 80 metros do mastro BEst, incluindo a representação do aerogerador.



**Figura 31 Perfil de *windshear* no mastro BEst**

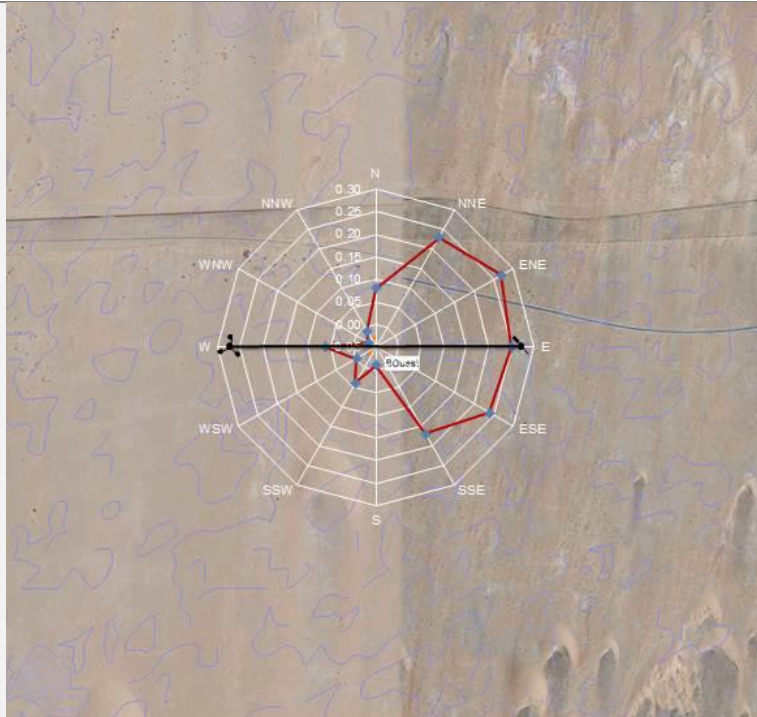


Figura 32 Rosa de *shear* no mastro B Ouest

**Tabela 20 Windshear por setores baseado nas medições no mastro B Ouest**

	<i>Shear</i> [-]
N	0,08
NNE	0,23
ENE	0,27
E	0,25
ESE	0,24
SSE	0,17
S	-0,01
SSW	0,04
WSW	0,00
W	0,06
WNW	-0,03
NNW	-0,01

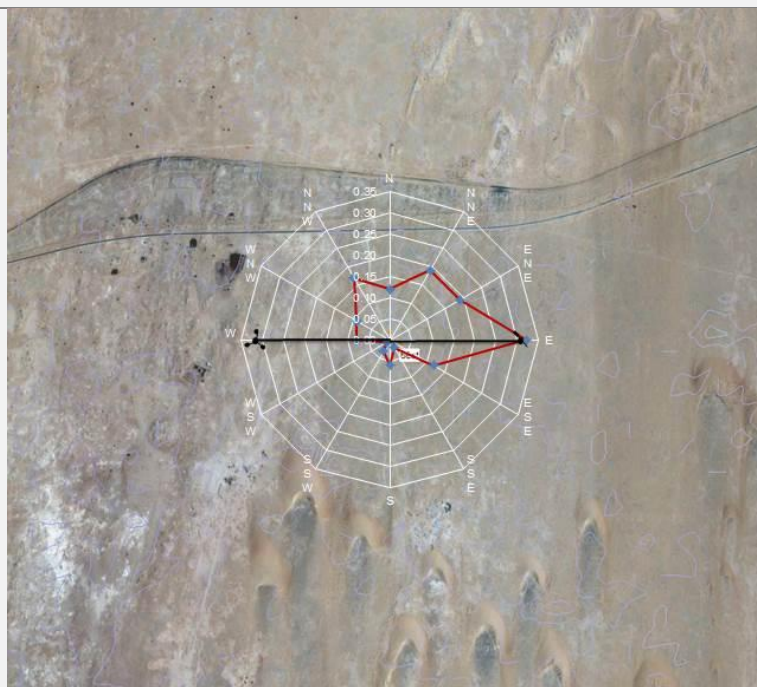


Figura 33 Rosa de *shear*, mastro B Est

**Tabela 21 Windshear por setores baseado nas medições no mastro B Est**

	<i>Shear</i> [-]
N	0,12
NNE	0,19
ENE	0,19
E	0,32
ESE	0,12
SSE	0,02
S	0,06
SSW	0,03
WSW	0,01
W	0,08
WNW	0,09
NNW	0,17

A Tabela 20 em conjunto com a Figura 32 bem como a Tabela 21 em conjunto com a Figura 33 e Figura 34 apresentam o *shear* distribuído pelos distintos setores.

**Tabela 22 Resultados calculados pelo *WAsP* para as Alturas de 33,8m e 80 m**

	<b>Aerogerador</b>	<b>Shear [-]</b>
BOuest	1	0,152
BOuest	2	0,153
BOuest	3	0,156
BOuest	4	0,158
BOuest	5	0,155
BOuest	6	0,155
BOuest	7	0,155
BOuest	8	0,155
BOuest	9	0,155
BOuest	10	0,156
BOuest	11	0,155
BOuest	12	0,152
BOuest	13	0,155
BOuest	14	0,158
BOuest	15	0,158
BOuest	16	0,157
BOuest	17	0,156
BOuest	18	0,153
BOuest	19	0,152
BOuest	20	0,155
BOuest	21	0,158
BEst	22	0,160
BEst	23	0,164
BEst	24	0,164
BEst	25	0,161
BEst	26	0,161
BEst	27	0,163
BEst	28	0,164
BEst	29	0,153
BEst	30	0,149
BEst	31	0,159
BEst	32	0,163
BEst	33	0,159
BEst	34	0,165
BEst	35	0,160
BEst	36	0,160
BEst	37	0,160
BEst	38	0,171
BEst	39	0,163
BEst	40	0,160
BEst	41	0,159
BEst	42	0,163
BEst	43	0,167
BEst	44	0,159
BEst	45	0,155
BEst	46	0,159
BEst	47	0,164
BEst	48	0,148
BEst	49	0,169

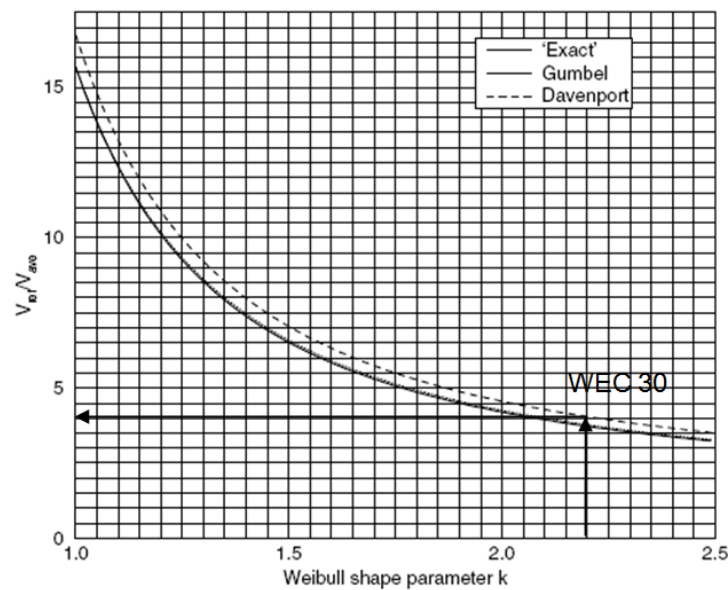
Tendo em conta os resultados obtidos para cada aerogerador nos cálculos do *WAsP*, apresentados na Tabela 22, o *windshear* considerado nos restantes cálculos será de 0,15.

#### 4.1.2. VELOCIDADE EXTREMA DO VENTO A 50 ANOS

##### 4.1.2.1. SEGUNDO O PADRÃO EUROPEU

As velocidades extremas de vento foram calculadas utilizando o método definido no *European Wind Turbine Standards II*[31] (EWTS-II). A utilização da curva de *Davenport*[32] é habitual na indústria por forma a manter uma abordagem e análise conservadora.

Para o cálculo foram definidos vários parâmetros de acordo com o anteriormente calculado. A Figura 34 é retirada do EWTS-II, de acordo com os parâmetros utilizados enunciados na Tabela 23, e mostra a relação entre a velocidade de referência ( $V_{ref}$ ) e velocidade média ( $V_{ave}$ ). O valor  $k$  para o aerogerador 30 é de 4,03 o que não nos aparece no quadro. Por este motivo, e para ter uma abordagem conservadora usamos o  $k$  de 2,5.



**Figura 34 Rácio velocidade de referência ( $V_{ref}$ ) e velocidade média ( $V_{ave}$ ) em função do parâmetro  $k$  de Weibull para o aerogerador 30**

Tabela 23 Parâmetros utilizados e resultados para o cálculo segundo o EWTS-II

<b>Turbina com a maior velocidade média</b>	30
<b><math>V_{ave}</math> [m/s]</b>	10,0
<b>Fator k [-]</b>	4,03
<b><math>V_{ref}/V_{ave}</math> [-]</b>	3,5*
<b><math>V_{ref}</math> [m/s]</b>	35,0

#### 4.1.2.2. CÁLCULO DE GUMBEL

Por sua vez, o *WindPRO* implementa uma estimativa de velocidade extrema de vento baseada no método de *Gumbel*[33].

A Figura 35, Figura 36, Figura 37 e Figura 38 em conjunto com a Tabela 24 fazem o sumário dos resultados obtidos no *WindPRO*.

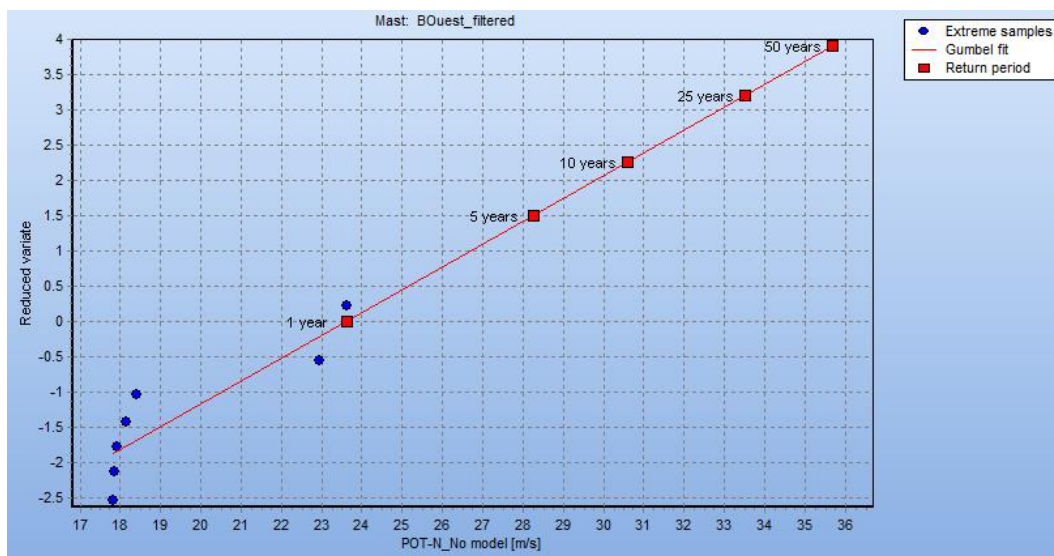


Figura 35 Gráfico de *Gumbel* para o mastro BOuest

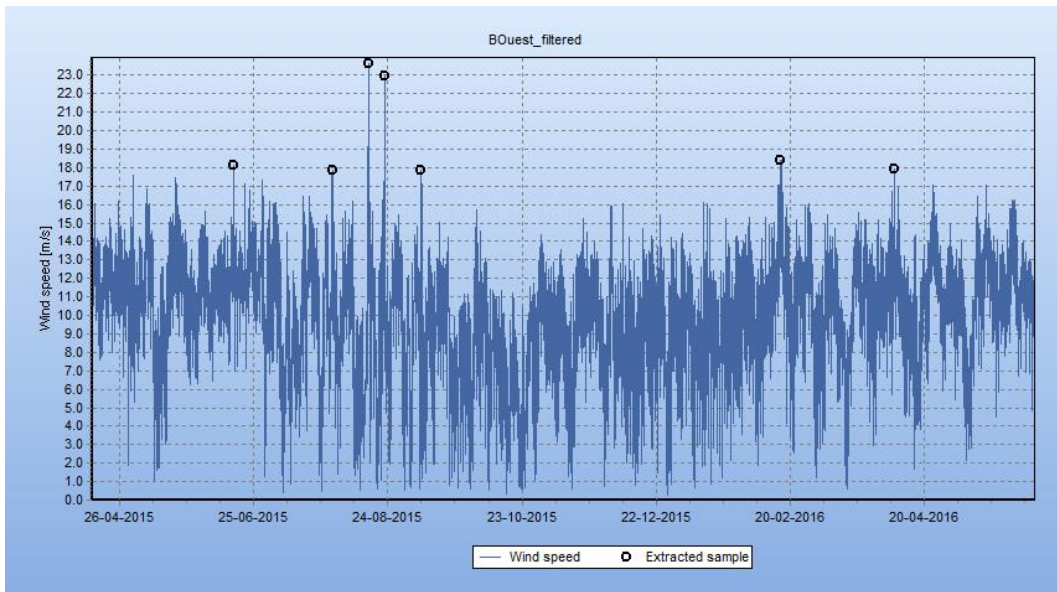


Figura 36 Eventos extremos para o mastro BOuest

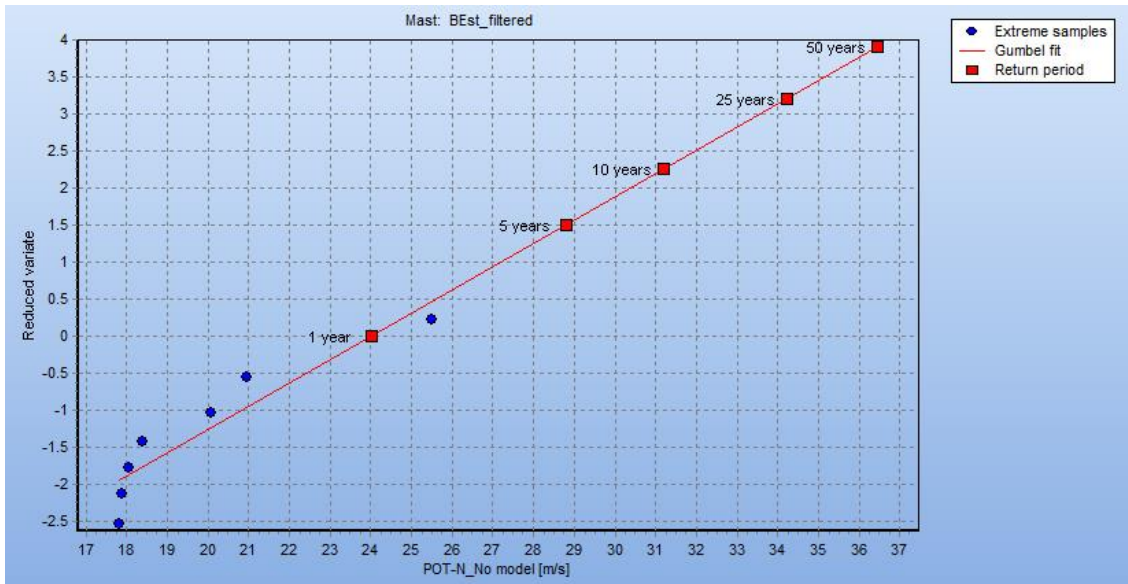
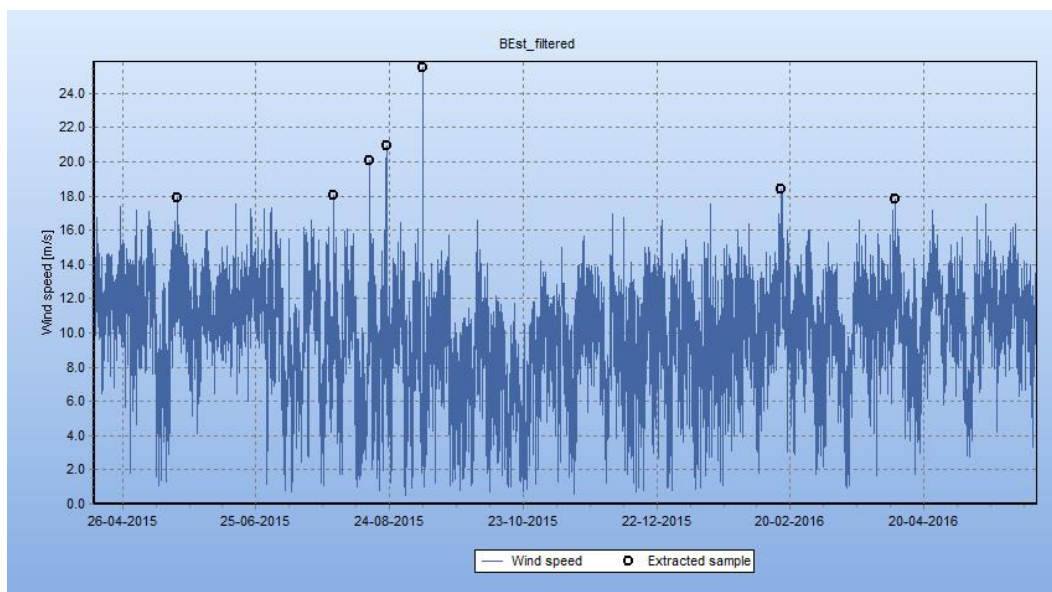


Figura 37 Gráfico de *Gumbel* para o mastro BEst



**Figura 38** Eventos extremos para o mastro BOuest

**Tabela 24** Resultados do cálculo pelo método de *Gumbel* e extrapolação para a altura do eixo do aerogerador

<b>Mastro</b>	<b>BOuest</b>	<b>BEst</b>
Período total [meses]	13,9	13,9
Velocidade máxima do vento [m/s]	23,6	25,4
Altura usada para as medições [m]	80	80
Altitude média acima do nível do mar (MASL) [m]	5	20
Distância entre mastros [km]	-	16
Períodos de amostragem [min]	10	10
Eventos por ano	6	6
Número de pontos	7	7
Velocidade máxima estimada a 50 anos [m/s]	35,7	36,5
<i>Windshear</i> [-]	0,152	0,167
Eventos extremos por <i>shear</i> segundo IEC [-]	0,11	0,11

A velocidade extrema do vento (*Extreme Wind Speed, EWS*) estimada para cada aerogerador na Tabela 25 é baseada no método de *Gumbel* implementado no *WindPRO*.

Tabela 25 Extrapolação da EWS para cada aerogerador

Mastro	Aerogerador	Velocidade vento [m/s]	Aerogerador [18 ou 30] / Velocidade vento do mastro relativo a 80 m	EWS [m/s]
BOuest	1	9,76	1,00103	35,7
BOuest	2	9,78	1,00308	35,8
BOuest	3	9,76	1,00103	35,7
BOuest	4	9,75	1,00000	35,7
BOuest	5	9,77	1,00205	35,8
BOuest	6	9,77	1,00205	35,8
BOuest	7	9,77	1,00205	35,8
BOuest	8	9,77	1,00205	35,8
BOuest	9	9,77	1,00205	35,8
BOuest	10	9,77	1,00205	35,8
BOuest	11	9,77	1,00205	35,8
BOuest	12	9,78	1,00308	35,8
BOuest	13	9,75	1,00000	35,7
BOuest	14	9,74	0,99897	35,7
BOuest	15	9,73	0,99795	35,6
BOuest	16	9,75	1,00000	35,7
BOuest	17	9,77	1,00205	35,8
BOuest	18	9,77	1,00205	35,8
BOuest	19	9,78	1,00308	35,8
BOuest	20	9,77	1,00205	35,8
BOuest	21	9,77	1,00205	35,8
BEst	22	9,89	1,00610	36,7
BEst	23	9,85	1,00203	36,6
BEst	24	9,85	1,00203	36,6
BEst	25	9,88	1,00509	36,7
BEst	26	9,86	1,00305	36,6
BEst	27	9,87	1,00407	36,6
BEst	28	9,89	1,00610	36,7
BEst	29	9,96	1,01322	37,0
BEst	30	9,98	1,01526	37,1
BEst	31	9,90	1,00712	36,8
BEst	32	9,84	1,00102	36,5
BEst	33	9,83	1,00000	36,5
BEst	34	9,79	0,99593	36,4
BEst	35	9,86	1,00305	36,6
BEst	36	9,87	1,00407	36,6
BEst	37	9,87	1,00407	36,6
BEst	38	9,77	0,99390	36,3
BEst	39	9,85	1,00203	36,6
BEst	40	9,89	1,00610	36,7
BEst	41	9,90	1,00712	36,8
BEst	42	9,87	1,00407	36,6
BEst	43	9,84	1,00102	36,5
BEst	44	9,93	1,01017	36,9
BEst	45	9,94	1,01119	36,9
BEst	46	9,87	1,00407	36,6
BEst	47	9,81	0,99797	36,4
BEst	48	9,92	1,00916	36,8
BEst	49	9,79	0,99593	36,4

Para os restantes cálculos o EWS utilizado é o referido na Tabela 26.

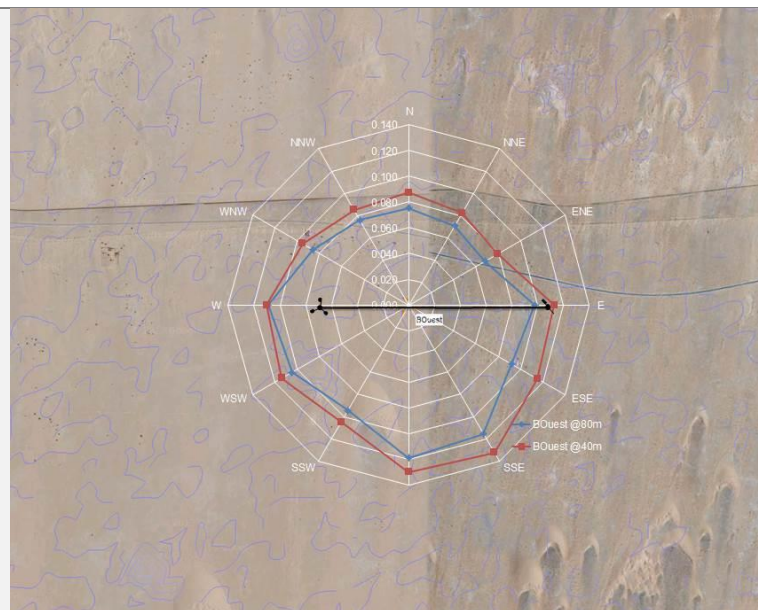
**Tabela 26 Velocidade extrema de vento**

<b>Velocidade extrema de vento a 50 anos [m/s]</b>	37,1
<b>Método usado</b>	Extrapolação para a posição do aerogerador
<b>Risco de tempestade tropical</b>	Não

### 4.1.3. TURBULÊNCIA

Para a seleção do local para instalação da central eólica é importante o cálculo da intensidade da turbulência, uma grandeza adimensional calculada pela divisão entre o desvio padrão e a velocidade do vento tal como apresentado na Tabela 27 e na Tabela 28.

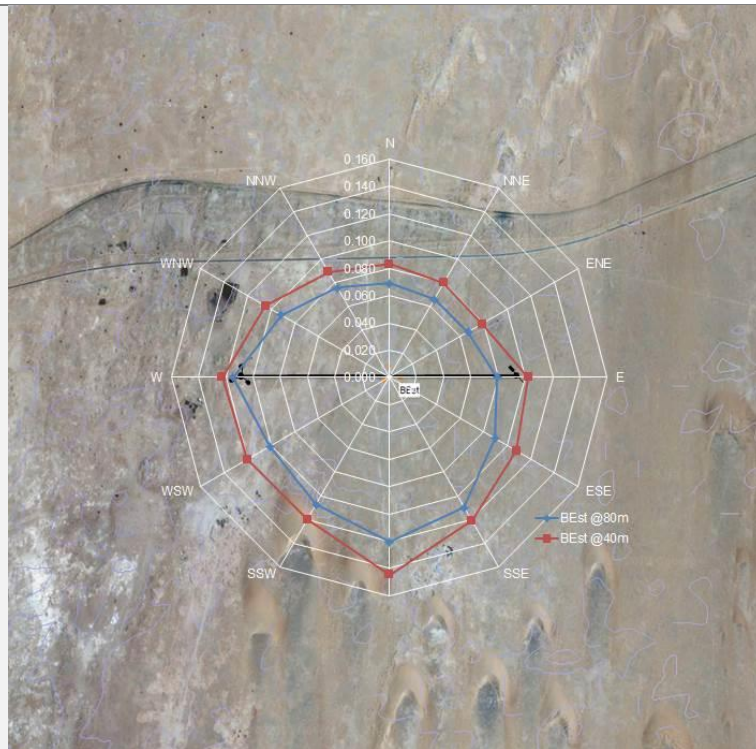
A turbulência apresenta uma distribuição no espaço bastante distinta dos setores predominantes de vento tal como se pode confirmar na Figura 39 e na Figura 40 disponibilizadas para mastro BOuest e BEst, respetivamente.



**Figura 39 Rosa de turbulência média no mastro BOuest**

**Tabela 27 Turbulência média por setor no mastro BOuest**

	TI [-] (80m)	TI [-] (40m)
N	0,075	0,087
NNE	0,071	0,083
ENE	0,068	0,079
E	0,098	0,113
ESE	0,092	0,115
SSE	0,116	0,132
S	0,119	0,130
SSW	0,095	0,105
WSW	0,105	0,114
W	0,109	0,110
WNW	0,086	0,095
NNW	0,076	0,085



**Figura 40 Rosa de turbulência média no mastro BEst**

**Tabela 28 Turbulência  
média por setor no mastro  
BEst**

	TI [-] (80m)	TI [-] (40m)
N	0,069	0,083
NNE	0,066	0,080
ENE	0,067	0,079
E	0,079	0,102
ESE	0,090	0,108
SSE	0,110	0,121
S	0,121	0,145
SSW	0,108	0,120
WSW	0,101	0,120
W	0,115	0,123
WNW	0,092	0,105
NNW	0,076	0,089

**Tabela 29 Dados de turbulência no mastro BOuest**

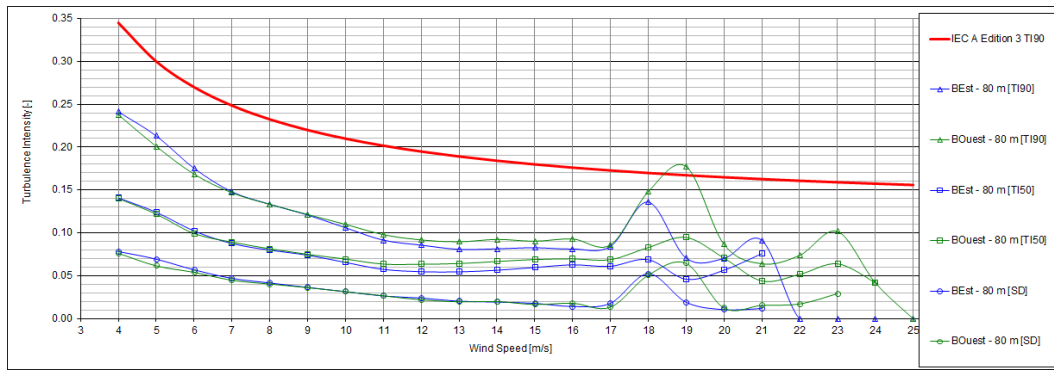
<i>Bin de velocidade</i>	Início [m/s]	Fim [m/s]	Frequência [-]	Turbulência [-]	Desvio padrão [-]	TI90 [-]
			Soma	Média		
4	3,5	4,49	1657	0,140	0,076	0,238
5	4,5	5,49	2325	0,122	0,062	0,201
6	5,5	6,49	2836	0,099	0,054	0,169
7	6,5	7,49	3592	0,089	0,045	0,147
8	7,5	8,49	4793	0,082	0,041	0,133
9	8,5	9,49	6126	0,075	0,036	0,122
10	9,5	10,49	6739	0,070	0,032	0,110
11	10,5	11,49	7293	0,064	0,027	0,098
12	11,5	12,49	6715	0,064	0,022	0,092
13	12,5	13,49	4745	0,064	0,020	0,090
14	13,5	14,49	2506	0,067	0,020	0,093
15	14,5	15,49	980	0,069	0,017	0,090
16	15,5	16,49	338	0,070	0,018	0,093
17	16,5	17,49	84	0,070	0,018	0,093
18	17,5	18,49	30	0,067	0,018	0,090
19	18,5	19,49	3	0,064	0,018	0,087
20	19,5	20,49	4	0,062	0,018	0,085
21	20,5	21,49	3	0,060	0,018	0,083
22	21,5	22,49	4	0,058	0,018	0,081
23	22,5	23,49	2	0,056	0,018	0,079
24	23,5	24,49	1	0,054	0,018	0,078
25	24,5	25,49	0	0,053	0,018	0,076

A Tabela 30 apresenta dados sobre o número de medições para cada amostragem de velocidades de vento (bin), frequência, turbulência, desvio padrão e o valor do quantil da intensidade da turbulência (TI) 90% (TI90) no mastro BEst.

**Tabela 30 Dados de turbulência no mastro BEst**

<i>Bin de velocidade</i>	Início [m/s]	Fim [m/s]	Frequência [-]	Turbulência [-]	Desvio padrão [-]	TI90 [-]
			Soma	Média		
4	3,5	4,49	1735	0,141	0,078	0,241
5	4,5	5,49	2343	0,124	0,070	0,213
6	5,5	6,49	2793	0,102	0,057	0,175
7	6,5	7,49	3319	0,088	0,047	0,148
8	7,5	8,49	4556	0,080	0,042	0,134
9	8,5	9,49	5574	0,074	0,037	0,121
10	9,5	10,49	6719	0,066	0,032	0,106
11	10,5	11,49	7257	0,058	0,027	0,092
12	11,5	12,49	6763	0,055	0,024	0,086
13	12,5	13,49	4981	0,055	0,021	0,081
14	13,5	14,49	2752	0,057	0,020	0,082
15	14,5	15,49	1166	0,060	0,018	0,083
16	15,5	16,49	394	0,063	0,014	0,081
17	16,5	17,49	103	0,061	0,018	0,084
18	17,5	18,49	33	0,061	0,018	0,084
19	18,5	19,49	10	0,059	0,018	0,082
20	19,5	20,49	4	0,056	0,018	0,079
21	20,5	21,49	5	0,054	0,018	0,077
22	21,5	22,49	0	0,052	0,018	0,075
23	22,5	23,49	0	0,050	0,018	0,073
24	23,5	24,49	0	0,049	0,018	0,072
25	24,5	25,49	0	0,047	0,018	0,070

A Figura 41 apresenta o TI90 de ambos os mastros, o TI50 dos mesmos e seu desvio padrão e a norma IEC 61400-1 *Edition 3.1 Class A*, permitindo fazer uma comparação entre todos os valores obtidos e calculados.

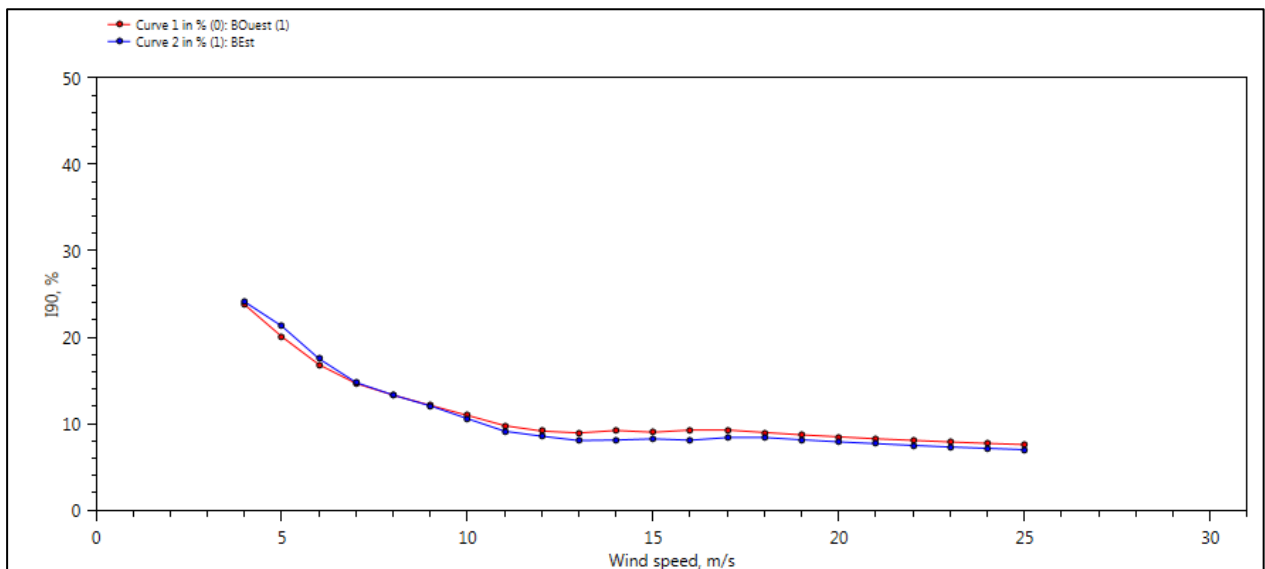


**Figura 41 TI90, TI150 e desvio padrão para os mastros BOuest e BEst**

Para os restantes cálculos a turbulência a considerar está indicada na Tabela 31. A comparação entre esta consideração e a norma IEC aplicável é feita na Figura 42.

**Tabela 31 Turbulência ambiente (valores a 15 m/s)**

Mastro	BOuest	BEst
<b>TI50 [%]</b>	6,9	6,0
<b>Desvio padrão [%]</b>	1,7	1,8
<b>TI90 [%]</b>	9,0	8,3
<b>Origem de dados</b>	Medido a 80 m	Medido a 80 m



**Figura 42 Turbulência ambiente e curva de referência para a classe IEC A**

#### 4.1.4. FLUXO VERTICAL

Não foram efetuadas medidas para fluxo vertical neste local. Por isso, não podem ser efetuados cálculos. No entanto, com base na avaliação dos dados disponíveis, não é esperada uma inclinação superior a  $8^\circ$  na altura de 80 metros. A Figura 43 mostra a inclinação do terreno circundante.

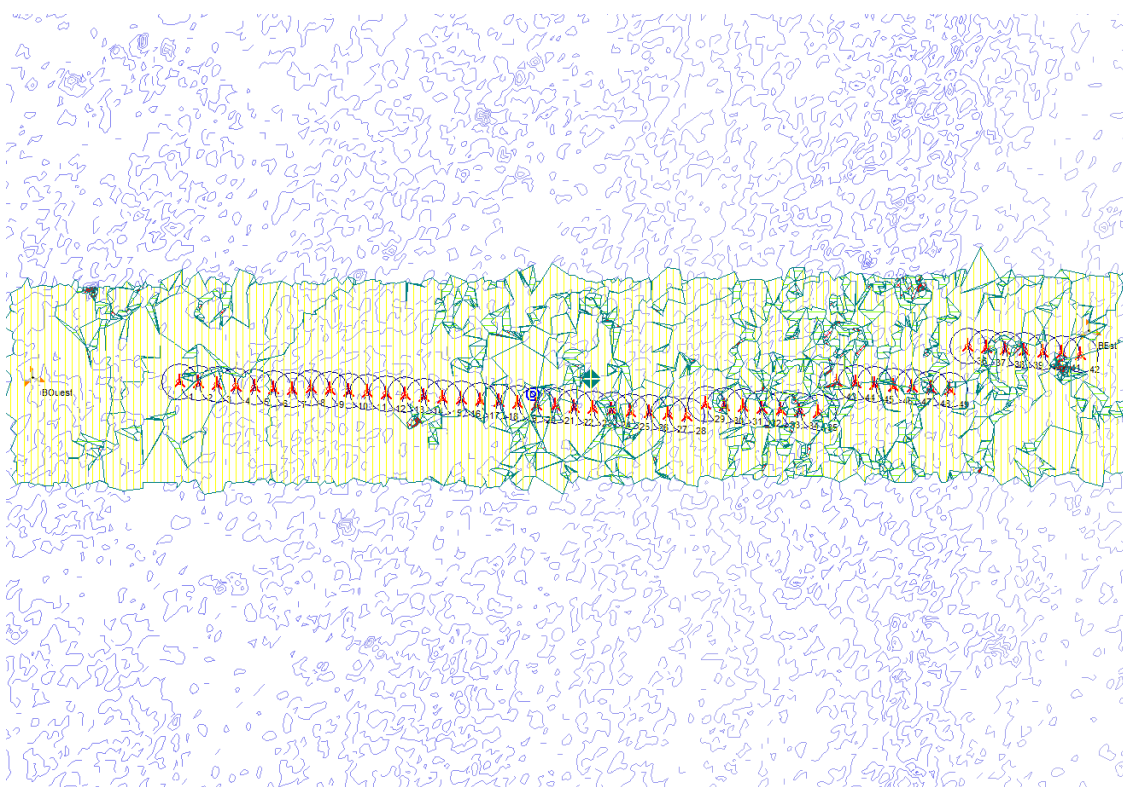


Figura 43 Inclinação do terreno no local

#### 4.1.5. TEMPERATURA E DENSIDADE DO AR

A Tabela 32 e a Tabela 33 mostram os dados de temperatura fornecidos pelo mastro BOuest. Comparando-os com os dados de longo prazo ERA nos quais o valor mínimo é de  $7,8^\circ\text{C}$ , o valor máximo de  $42,7^\circ\text{C}$  e a média de  $23,4^\circ\text{C}$  nos últimos 30 anos, podemos dizer que as temperaturas são bastante diferentes dos dados de 12 meses dos mastros. No entanto, a temperatura máxima é menor do que a registada pelo mastro e a temperatura mais baixa é mais conservadora. As diferenças são assumidas devido à distância de 35 km entre os dados ERA e o local para implantação da central eólica.

**Tabela 32 Temperaturas medidas no mastro BOuest**

Ano	Temperatura máxima	Temperatura mínima	Temperatura média	Amostragem
2015	45,9	15,7	25,8	37779
2016	38,0	12,6	22,4	22987

**Tabela 33 Temperaturas medidas no mastro BEst**

Ano	Temperatura máxima	Temperatura mínima	Temperatura média	Amostragem
2015	45,9	14,7	26,2	37802
2016	39,8	12,6	22,7	23111

A temperatura será considerada com um mínimo de 8° C e um máximo de 46° C, não existindo riscos relacionados com neve e gelo. A densidade do ar medida do local mais próximo do potencial parque (a 57 km de distância) apresenta um mínimo de 1,187 kg/m<sup>3</sup> e um máximo de 1,190 kg/m<sup>3</sup>. Assim, considerar-se-á 1,190 kg/m<sup>3</sup> para os restantes cálculos.

#### 4.1.6. SUMÁRIO

O sumário dos cálculos efetuados está disposto em seguida na Tabela 34.

**Tabela 34 Sumário dos cálculos efetuados**

Sumário		
Número de aerogeradores	49	
Distância mínima entre aerogeradores [em diâmetros]	3,2	
Classe IEC dos aerogeradores	Ib/IIa	
<i>Type Certificate</i> disponível para o aerogerador	Sim	
Tempo de vida útil considerado	<i>Design Life</i> de 20 anos	
Condições do local		
Altitude máxima do <i>hub</i> [m]	105	Baixo risco
Terramotos	Improvável	Baixo risco
Projeção de gelo	No	Baixo risco

Existência de gelo	No	Baixo risco
Gama de temperaturas [°C]	8 – 46	Médio
Inclusão de sistemas de arrefecimento para climas quentes	Sim	Baixo risco
Risco de tempestade tropical	Não	Baixo risco
Indicadores relevantes para a carga no aerogerador		
Velocidade média máxima [m/s]	10,0	Alto risco
Fator k [-]	4,03	Alto risco
<i>Windshear</i> [-]	0,15	Alto risco
EWS 50 anos (em médias de 10 min) [m/s]	37,1	Alto risco
TI90 a 15m/s [%]	9,0 / 0 8,3 / 1	Alto risco
Posições de aerogeradores complexas	0	Baixo risco
Inclinação do fluxo [°]	1,0	Baixo risco
Densidade do ar média [kg/m <sup>3</sup> ]	1,190	Baixo risco
Fatores relevantes da rede elétrica	Desconhecido	Baixo risco
Curva de potência ou de ruído específica	Não	Baixo risco

## 4.2. CONCLUSÃO PRELIMINAR DA VIABILIDADE DO RECURSO

A maximização da produção dos aerogeradores, conforme os valores estimados no subcapítulo 3.4, é tipicamente obtida através de rotinas existentes nos distintos pacotes de *software* utilizados.

A aplicação *WAsP* efetua os cálculos necessários de todas as variáveis acima retratadas, assim como efetua os cálculos de produção, sombreamento e ruído. Enquanto os últimos dois, sombreamento e ruído, são geralmente consequência de constrangimentos do foro legal ou ambiental[34] – dada a necessidade, na maior parte dos casos, de não afetar populações ou animais – já os cálculos de produção são orientados a maximizar a produção dos aerogeradores e, simultaneamente, respeitar os limites de funcionamento destes.

Após determinar os aerogeradores que perfazem os candidatos mais prováveis, através da indicação nas opções do *WAsP*, são efetuadas várias interações e posicionamento dos mesmos.

Após o trabalho de cálculo, que será tanto mais lento quanto menor a capacidade de processamento do equipamento (computador) utilizado, o *software WindPRO* organiza a informação para posterior tratamento e para uma análise visual. A inserção de restrições, tais como o ruído e sombra acima definidos, mas também alturas de torre, horários, limites de potência e outros é imprescindível para obter uma estimativa o tanto mais precisa quanto possível.

De um destes dois *softwares* são descarregadas as produções para a totalidade do parque eólico. No caso em análise, tal como anteriormente definido, obtivemos o melhor cenário para o aerogerador Senvion MM92 de 2,05 MW cada. Com 49 equipamentos destes perfazemos 100,45 MW, o suficiente para totalizar a potência alvo do projeto, de 100 MW. Para este cenário obtivemos um total estimado de 575 GWh/ano.

Algumas opções de otimização incluem, habitualmente, a elevação dos equipamentos (torres mais altas para captar ventos mais fortes) ou o sobreequipamento de parques (colocação de mais potência por forma a aumentar o fator de capacidade do parque. Ora, neste caso, a velocidade média máxima encontrada é de 10,0 m/s e o fator de capacidade bruto para o modelo de aerogeradores escolhido de 65,4%. Este dado indica, desde logo, que o parque estará uma parte significativa do seu tempo à potência nominal. Esta quantidade de tempo, a velocidade média máxima encontrada e o *windshear* são, desde logo e sem efetuar cálculos, indicadores que:

- Um aumento de torre irá onerar financeiramente o projeto, trazendo uma mais valia pouco relevante;
- A quantidade de horas à potência nominal implicará um *curtailment* de equipamentos em caso de sobreequipamento.

Para limitar as variáveis no modelo económico, considera-se solução ótima a escolha referida no ponto 3.4.

Para o estudo da viabilidade técnico-económica, a produção estimada obtida deverá ser descontada dos fatores referidos em 2.3 na página 13 referentes às reduções espectáveis

para a produção. Note-se que a abordagem nesta tese será conservadora, considerando assim uma produção expetável em que todas as ocorrências acontecem simultaneamente. As considerações aqui feitas são:

- Disponibilidade contratual garantida dos aerogeradores e subestação: 97% mínimo;
- Efeito esteira: considerado;
- Desempenho do aerogerador: até 1% de perda face à curva de potência do fabricante devido a incertezas na mesma, de acordo com a norma IEC61400;
- Perdas elétricas: máximo de 1,5% dado o tamanho do parque e considerando um nível de tensão de 30 kV;
- Perdas ambientais, *curtailment* ou outras: 3%;

Relativamente às perdas elétricas é possível estimar o potencial de perdas do parque, uma vez definido o BoP. Esse cálculo não é objeto desta tese.

Estas perdas perfazem um total de 8,5% que deve ser reduzido à produção esperada, alterando o valor para 527 GWh/ano.

É ainda importante a obtenção dos seguintes dados para obtenção de custos de um projeto chave-na-mão e obtenção de vários indicadores financeiros:

- Custo de cada aerogerador (CAPEX);
- Custo da manutenção de cada aerogerador para o período a considerar no projeto, neste caso de 20 anos (OPEX);
- Custo da manutenção da subestação;
- Custo de todos os trabalhos de BoP;
- Valores das rendas dos terrenos;
- Custos dos seguros;
- Outros custos operacionais;
- Custos de ligação à rede elétrica existente, neste caso rede de transporte;

- Custos de financiamento;
- Custos de consultoria;
- Taxas e Impostos;

Dado o objetivo acadêmico desta tese, não iremos considerar a existência, à partida, de qualquer mecanismo regulatório ou tarifário para o projeto alvo em causa. Assim, a modelização financeira poderia considerar que o retorno existente poderá encaixar em qualquer lógica definida no ponto 2.5, seja através de uma FIT, Contrato por diferença (CFD), Mercado acrescido de Bónus ou com Certificados Verdes. Neste caso vamos considerar o que o valor pago por cada MWh de energia produzido é constante e irá seguir a inflação.

O próximo capítulo irá explicar o modelo desenvolvido para aferir se o projeto em causa merece uma decisão favorável de investimento.

# 5. APOIO À DECISÃO DO INVESTIMENTO

## 5.1. RISCO E RETORNO

O risco e retorno andam de mãos dadas no que diz respeito a um investimento. Este caso de estudo não é exceção. Assim, seja o risco ou o retorno associados a qualquer tipo de investimento, podem ser consideradas as duas faces da mesma moeda. Quanto mais "apetite" por rentabilidades elevadas tiver, maior será o nível de risco que terá de aceitar.

Numa central eólica a exposição é exatamente a mesma. Seja pelo risco na escolha de um contratista capaz, de um fabricante de equipamentos que entregue o que é expetável, pela geografia escolhida, recurso estimado ou enquadramento político e social. São inúmeros os casos de projetos que viram o seu retorno comprometido e é este o maior estímulo a que a decisão de investimento seja avaliada por múltiplas frentes, desde modelos que beneficiem o promotor, ao investidor e financiador. Os principais riscos são:

- Risco de mercado: originado nos movimentos que ocorrem no mercado bolsista;
- Risco político: países que mudam políticas que afetam o investimento feito;

- Risco de crédito: a impossibilidade de pagar a dívida e/ou juros;
- Risco de país: risco relacionado com o país em questão, nomeadamente quando o país é alvo de ajuda externa;
- Risco de taxas de juro: caso exista variação das taxas de juro;
- Risco do mercado cambial: quando a variação na taxa de câmbio afeta o investimento.

A decisão de investimento será, naturalmente, impactada pelo tipo de tarifa. Neste caso a orientação é feita a uma tarifa de mercado com um valor de rentabilidade mínimo garantido para o projeto. Neste cenário, será o risco a definir a viabilidade do projeto, no caso do retorno ser seriamente comprometido pela inexistência de recurso ou baixo valor pago pela energia produzida.

A liquidez, capacidade de transformar o investimento retratado em dinheiro, não é alvo desta metodologia de apoio ao investimento.

## 5.2. A DÍVIDA E O CAPITAL PRÓPRIO

A decisão de investimento está intrinsecamente ligada às componentes de dívida (*debt*) e capital próprio (*equity*) utilizadas para o projeto em causa. Os custos relacionados com a dívida são observáveis e objetivos, isto é, uma vez contraída a dívida – seja esta em qualquer formato definido pelo investidor – a existência de um valor em dívida e de uma taxa de juro irá definir com clareza os custos para um projeto e o seu impacto nos fluxos financeiros (*cash-flow*).

Por sua vez, o custo do capital próprio é subjetivo e depende do modelo escolhido para o estimar. Significa isto que, mediante o local escolhido para o investimento, indústria, período e duração, como exemplo, teremos várias alterações ao modelo. Para exemplo, um dos modelos habitualmente utilizados é o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) explicitado na equação 1:

$$CAPM = Risk\text{-Free Rate of Return} + Beta * (Market\ Rate\ of\ Return - Risk\text{-Free Rate of Return}) \quad (1)$$

Não se pretende escrutinar esta fórmula, porém é relevante dizer que os critérios acima variam significativamente numa lógica de país e mercado. Para o custo do capital próprio ( $R_e$ ) na fórmula em seguida enunciada, iremos usar o CAPM.

Assim, se num investimento tivermos que definir o Custo Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital* – WACC), este levará em conta com a proporção de dívida e capital próprio usado num investimento. De forma simplificada, a fórmula usada na equação 2 diz-nos que:

$$WACC = \frac{E}{V} \cdot R_d + \frac{D}{V} \cdot R_d \cdot (1 - T_c) \quad (2)$$

Onde:

- $R_e$  = Custo do capital próprio;
- $R_d$  = Custo da dívida;
- $E$  = Valor de mercado do capital próprio da empresa;
- $D$  = Valor de mercado da dívida empresa;
- $V$  = Valor total da empresa (soma de  $E$  e  $D$ );
- $T_c$  = Imposto aos ganhos da empresa

Será este valor de WACC a definir o patamar mínimo de viabilidade de um investimento. Se o investimento em questão não for superior ao WACC, então a empresa estará a perder dinheiro pela sua incapacidade de pagar dívida ou de remunerar devidamente os acionistas.

Como exemplo do valor de WACC a utilizar vamos definir 7,5%, semelhante à remuneração mínima para os investidores nos leilões em Espanha referidos no primeiro capítulo.

### **5.3. O MODELO ECONÓMICO**

Com recurso ao Microsoft Excel foi desenvolvido para esta tese um modelo económico complexo que procura simular e simplificar todas as variáveis associadas ao desenvolvimento de um projeto de uma central eólica. Este modelo tem como objetivo

validar as condições intrínsecas a um investimento e, para tal, foi desenvolvido na língua inglesa.

O modelo implementa em Excel, recorrendo a uma divisão da informação por cores e separadores, tal como recomendam as melhores práticas de organização da informação.

Assim, os separadores a amarelo são aqueles onde deve ser introduzida a informação. Nestes será necessário indicar:

- Os custos de investimento (CAPEX);
- Os detalhes do projeto (*Main Input*);
- Os custos de operação (OPEX);
- O financiamento (*Financing*);
- O modelo de impostos (Taxes);
- A configuração da curva de potência do aerogerador.

Não só no setor eólico, muitas das decisões de investimento recorrem à avaliação da Taxa Interna de Rentabilidade do projeto, aqui referida na nomenclatura inglesa como IRR[35] (*Internal Rate of Return*) e o Valor Atual Líquido, que por sua vez na nomenclatura inglesa é referido como NPV[36] (*Net Present Value*).

O NPV permite estimar a viabilidade do projeto de investimento pelo cálculo, ao valor atual isto é, tal como se o montante a obter no futuro fosse obtido hoje, de todos os seus fluxos financeiros – *cash-flows* – sendo por isso um indicador comum nos estudos viabilidade económica dos projetos, entre outros. Caso do valor do investimento seja inferior ao valor atual dos *cash-flows*, o NPV é positivo e significa que o projeto apresenta uma rentabilidade positiva. Para atualizar os fluxos financeiros futuros esperados é utilizada uma taxa de desconto que corresponde ao retorno exigido e que deverá ser superior ao WACC acima definido. A fórmula de cálculo do NPV é dada pela equação 3:

$$NPV = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+t)^i} \quad (3)$$

Onde o  $CF_i$  significa o *cash-flow* no ano  $i$  e  $t$  significa a taxa de desconto/retorno exigida.

O cálculo do IRR parte da fórmula acima referida à qual soma o valor do investimento,  $CF_0$ , resolvendo a equação em função de  $t$  e com o NPV igual a zero. Assim, irá obter-se o IRR esperado para o projeto, através da equação 4.

$$0 = CF_0 + \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+t)^i} \quad (4)$$

Onde o valor obtido de  $t$  será o IRR do projeto.

Também é usual calcular rácio de cobertura do serviço de dívida, no acrónimo em inglês *Debt Service Coverage Ratio* (DSCR) e o período de amortização do projeto, *payback period*, que também serão apresentados nos resultados finais do projeto.

#### **5.4. CONFIGURAÇÃO DA CENTRAL EÓLICA ESCOLHIDA NO MODELO**

Para ser possível calcular os resultados do modelo de apoio à decisão de investimento é necessário proceder à definição de vários valores, atribuíveis e que irão afetar os resultados com a ponderação resultante dos típicos modelos de avaliação económica usados, o IRR e o NPV.

Os valores de investimento são valores de referência para projetos da dimensão referida, com base em informações prestadas ao autor.

Neste ponto procede-se à descrição de como poderá ser utilizado o modelo e, simultaneamente, são inseridos valores com base no recurso eólico previsto e nos dados de mercado aos quais o autor tem acesso direto, face às funções por si desempenhadas.

Os custos de investimento, definíveis no separador CAPEX, vão levar em linha de conta as particularidades imprescindíveis do investimento que é, na sua grande maioria, fruto da negociação com os fornecedores de instalações elétricas, engenharia civil e fabricantes de aerogeradores. Assim, separamos em dois blocos principais o investimento:

- Por aerogerador: um conjunto de custos diretamente ligados a cada aerogerador e cuja variabilidade pode depender das condições do local de destino,

nomeadamente a inclusão de equipamentos opcionais (neste caso de equipamentos de suporte a temperaturas elevadas, luzes de sinalização aérea, entre outros) e outros custos cuja variabilidade é inferior (tais como os custos de comissionamento dos equipamentos). O transporte é altamente variável, dependendo do porto de mar mais próximo do destino e da distância ao local de fabrico e a fundação irá depender do tipo de solo, como exemplo. A quantidade de aerogeradores é definida no separador *Main Input*;

- Por central eólica: os valores que fazem parte do investimento do projeto como um todo sendo na sua maioria indissociáveis da totalidade da infraestrutura tais como os restantes trabalhos de engenharia civil e elétricos (estradas, subestação) e também os custos relacionados com estudos, documentação e licenciamento.

Em conjunto, os dados anteriores são usados, como mostra a Figura 44, perfazer o montante total de investimento.

Ao montante total do investimento foi acrescido um risco de 1,5% que aceitará um incremento dos custos totais do projeto por força de variações que possam fazer parte do contrato de fornecimento (i.e., cláusulas de indexação de preços). Além desta configuração, é ainda considerado que 2% do valor total do projeto é despendido antes do início de operação da central eólica, constituindo um período no qual o investidor está a proceder à construção e alavancagem financeira do projeto.

Os detalhes do projeto (referidos no separador *Main Input*) seguem a configuração mencionada na Figura 45.

É neste separador do calculador desenvolvido no qual se procede à inserção de variáveis imprescindíveis ao cálculo, tais como:

- Ano de início de operação;
- Taxa de desconto para o NPV;
- Inflação estimada;
- Marca e Modelo dos aerogeradores;

- Quantidade de aerogeradores;
- Potência nominal de cada aerogerador;
- Produção esperada (em P50);
- Perdas estimadas;
- Disponibilidade do contrato de Operação e Manutenção.

Investment costs (CAPEX)		
<i>Turbine Model</i>	Senvion MM92/2050kW/80m	
<b>Investment costs per WEC</b>		
WEC (incl. Rotor, Nacelle, Tower)	1.400.000,00	€
Transformer system	125.000,00	€
Transport	105.000,00	€
Installation / Crane service	55.000,00	€
Commissioning	45.000,00	€
Foundation	125.000,00	€
<b>Sum</b>	<b>1.855.000,00</b>	<b>€</b>
<b>Further investment costs per wind farm</b>		
Wind farm planning / Engineering services	3.920.000,00	€
Civil works (e.g. roads)	7.203.000,00	€
Electrical works (e.g. collection system)	5.880.000,00	€
Transmission access (e.g. substation, transmission lines)	735.000,00	€
Wind Studies	250.000,00	€
Engineering	500.000,00	€
Documents, Feeds, Licenses and Permits	400.000,00	€
Miscellaneous	250.000,00	€
Other wind farm investment costs	500.000,00	€
<b>Sum</b>	<b>20.038.000,00</b>	<b>€</b>
<b>Financing costs before Start of Operation (SoO)</b>	<b>750.000,00</b>	<b>€</b>
Total CAPEX	111.683.000,00	€
Risk Allocation	1,50	%
Total CAPEX (incl. Risk Allocation)	113.358.245,00	€
<b>CAPEX spread</b> (if applicable, please enter share of CAPEX that is spent 1 or 2 years before <b>Start of Operation (SoO)</b> )		
2 years before SoO	1,00	%
1 year before SoO	1,00	%
At SoO	98,00	%

**Figura 44 Introdução dos dados de CAPEX**

Habitualmente, num contrato de Operação e Manutenção de centrais eólicas, é garantida a disponibilidade dos equipamentos. Embora se pratiquem[37], hoje em dia, contratos com garantia de produção de energia, neste caso é considerada a garantia de disponibilidade baseada em tempo. Assim, com 97% de disponibilidade garantida irá

subtrair-se 3% à produção total do parque, considerando assim a diferença em perdas. No caso de garantia de produção de energia o valor de P50 seria ajustado em concordância e a disponibilidade garantida seria de 100%, não constituindo assim nenhuma perda para o modelo que imediatamente reduz o valor de produção em P50 considerado.

<b>Manual Inputs</b>		
<b>Turbine Models</b>	<b>Senvion MM92/2050kW/80m</b>	
Wind Farm Name	TEDI	
City/District	Marrocos/Mauritânia	
Customer	João Amaral	
Start of revenues year	2017	
Model duration in years	20	
Currency	EUR €	
Tariff Type	31,22 €	
Tariff Type	FIT	
<b>Project Financials</b>		
Net Present Value Discount Rate (NPV DR)	7,5	%
Inflation Rate	1,4	%
<b>Wind details</b>		
WEC Model Brand, Model and Hub Height	Senvion MM92/2050kW/80m	
No of WECs	49	
Rated power per WEC	2.050,000	MW
Rated power wind farm	100.450,000	MW
Wind farm efficiency [%]	99,0	%
Total Energy Yield [P50 value] - based on site assessment	575.040	MWh/a
<b>Total energy yield</b>		
P50-value acc, to (external) site assessment	575.040	MWh/a
P50 Average per WEC	11.736	MWh/a
Further wind farm losses [%] excluding availability	5,5	%
<b>Wind farm availability</b>		
Period 1 - Valid until year	5	
Guaranteed Availability	97,0	%
Period 2 - Valid until year	15	
Guaranteed Availability	97,0	%
Period 3 - Valid until year	20	
Guaranteed Availability	97,0	%

**Figura 45 Introdução dos dados do projeto**

As restantes variáveis tal como, por exemplo, o nome e cliente, são opcionais e surgem no modelo para referência futura.

A Figura 46 mostra-nos a tabela de entrada para custos de operação (OPEX), preparada no modelo até 25 anos. Os custos operacionais principais esperados, anualmente, para a central eólica serão:

- Os custos de manutenção por aerogerador, que poderão ser fixos, fixos e variáveis ou apenas variáveis – onde os variáveis são aplicados numa base de cada MWh de energia efetivamente produzida (medida no aerogerador ou na subestação, consoante o contrato);
- Os custos com os terrenos;
- Os valores de seguros;
- Custos de gestão com pessoal diretamente relacionados com o projeto;
- O consumo de energia quando não existe vento e outros custos eventuais.

Operating costs (OPEX)			
Turbine Model		Senvion MM92/2050kW/80m	
<b>Operating costs per WEC/year</b>			
<b>Service and maintenance - Year</b>		<b>Fixed costs per WEC</b>	<b>Variable costs</b>
1		20.000 €/a	0,00 €/MWh
2		20.000 €/a	0,00 €/MWh
3		35.000 €/a	0,00 €/MWh
4		35.000 €/a	0,00 €/MWh
5		35.000 €/a	0,00 €/MWh
6		35.000 €/a	0,00 €/MWh
7		40.000 €/a	0,00 €/MWh
8		40.000 €/a	0,00 €/MWh
9		40.000 €/a	0,00 €/MWh
10		55.000 €/a	0,00 €/MWh
11		55.000 €/a	0,00 €/MWh
12		55.000 €/a	0,00 €/MWh
13		55.000 €/a	0,00 €/MWh
14		55.000 €/a	0,00 €/MWh
15		60.000 €/a	0,00 €/MWh
16		60.000 €/a	0,00 €/MWh
17		60.000 €/a	0,00 €/MWh
18		60.000 €/a	0,00 €/MWh
19		60.000 €/a	0,00 €/MWh
20		60.000 €/a	0,00 €/MWh
21		€/a	0,00 €/MWh
22		€/a	0,00 €/MWh
23		€/a	0,00 €/MWh
24		€/a	0,00 €/MWh
25		€/a	0,00 €/MWh
<b>Operating costs per wind farm/year</b>			
Land lease			98.000 €/a
Insurances (per year)			73.500 €/a
Operational management			100.000 €/a
Energy consumption (per year)			130.000 €/a
other OPEX (per year)			73.500 €/a
<b>Indexation on operating costs per wind farm/year</b>			
Starting year for indexation			2
<i>Fixed operating costs per wind farm increase by 1,5 % beginning in year 2 of operation</i>			
<b>Cash reserve for decommissioning per wind farm/year</b>			
First year of operation to set aside reserve for decommissioning			1,0
Amount			0 €/a
Duration			20,0 years

Figura 46 Introdução dos dados de OPEX

Além destes, o modelo considera ainda um incremento de custos anual, aqui considerado de 1,5%, superior à inflação – dado tratar-se de um país no continente Africano é conservador considerar que a fórmula de indexação de preços terá coeficientes relacionados com o custo das peças e com o custo das matérias primas. Estes valores são sempre estimativas, poder-se-á recorrer a dados estatísticos ou previsões para afinação do modelo. Porém, nesta situação, considera-se adequado que a indexação siga, em grande parque, o aumento esperado dos ganhos do projeto.

O ano de início de incremento de custos é do segundo e pressupõe-se uma duração de 20 anos para o projeto, assim apenas foram introduzidos valores de Operação e Manutenção para 20 anos, respetivamente.

O financiamento é parametrizável no separador *Financing Costs* tal como se pode aferir na Figura 47. Neste separador é importante definir a percentagem total do valor financiado externamente, a taxa de juro e a maturidade do empréstimo. Neste caso, tendo em conta que o projeto supera os 100 M€, consideramos que 80% é um valor financiável. No entanto, um financiamento a 80% depende significativamente o *rating* do investidor e do *rating* do país, dois fatores técnicos que necessitarão de ser avaliados numa ótica de projeto a projeto.

Os valores de capital próprio (*equity*) serão automaticamente preenchidos, à exceção do valor esperado de retorno.

As restantes linhas da ferramenta de cálculo referem-se a rácios muitas vezes usados na avaliação do projeto. Neste caso, o rácio de cobertura do serviço de dívida permite-nos ver se o projeto é capaz de pagar o empréstimo com os *cash-flows* gerados. A Figura 52, que iremos analisar em diante, mostra-nos com exatidão a forma de poder calcular diversos rácios e como utilizar estes na validação da viabilidade económica do projeto em causa, validando assim o investimento.

É possível, para utilização do modelo, considerar que o financiamento corresponde a zero do valor total do projeto, considerando nessa circunstância que é inexistente o recurso a capitais externos ao investidor.

Financing Costs		
<i>Turbine Model</i>	<i>Senvion MM92/2050kW/80m</i>	
<b>Loan I (incl, Bank fee = upfront fee)</b>		
Share of total	80,00	%
Amount	90.686.596	€
Interest rate	6,50	% p.a,
Tenor / Term / maturity	15	years
Grace period - during this time amortisation of loan will be on hold	0	years
<b>Equity</b>		
Share of total	20,00	%
Amount	22.671.649	€
Target rate of return on equity	9,0	%
Weighted Average Cost of Capital (WACC) before tax	7,0	%
Weighted Average Cost of Capital (WACC) after tax	5,2	%
<b>Debt Service Reserve Account (DSRA) minimum requirement</b>	50	%
<b>Debt Service Coverage Ratio (DSCR, excl, DSRA)</b>		
Average	1,8	
Minimum	1,3	
<b>Debt Service Coverage Ratio (DSCR, incl, DSRA)</b>		
Average	2,3	
Minimum	1,8	
<b>Loan Life Coverage Ratio (LLCR)</b>		
Average	5,4	
Minimum	1,9	

**Figura 47 Introdução dos custos de financiamento**

Caso se pretenda estimar o impacto da variada regulação relacionada com impostos, o modelo permite entrar em conta com depreciações, impostos e perdas operacionais. A Figura 48 mostra como pode ser configurado o separador *Taxes*, através da introdução dos valores nas quatro células configuráveis.

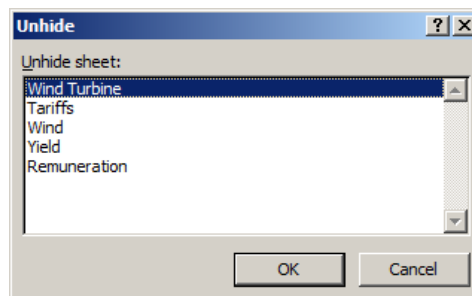
Taxes		
<i>Turbine Model</i>	<i>Senvion MM92/2050kW/80m</i>	
Tax rate	35	%
Operating losses	No carry forward	
Depreciatable share of CAPEX (incl, Risk Allocation)	100	%
Depreciatable share of CAPEX	113.358.245	€
Depreciation period	20	years

**Figura 48 Introdução do modelo de impostos aplicável**

O modelo está ainda preparado para várias configurações futuras, dependendo dos dados disponíveis. Para esta tese foi escolhido um local e descarregados dados de vento. Recorrendo à produção expetável e a uma tarifa negociada, é aferido o modelo económico

para desenvolvimento do projeto. No entanto, caso seja necessário adaptar a outros mercados, foram incluídos cinco separadores adicionais que são mencionados na Figura 49. Estes cinco separadores, quando utilizados, permitem:

- Definir as tarifas em função horária, quando disponível. Caso estivéssemos a utilizar o modelo no MIBEL, poder-se-ia proceder à descarga das bases de dados dos valores da energia em mercado para um determinado ano e relacionar estes valores com o vento existente num determinado local, na mesma base horária;
- Definir os valores médios de vento numa base horária para um determinado local;
- Definir a curva de potência da turbina, que será utilizada para, em função do vento existente, estimar a produção com base nos valores médios de vento;
- Com os dados acima, obter uma tabela de produção estimada, em MWh/ano;
- Estimar a remuneração esperada, com base horária, mensal e anual.



**Figura 49 Configurações futuras**

## **5.5. RESULTADOS**

Os resultados da aplicação do modelo estão explanados na Figura 50. O produto dos valores inseridos como *input* no modelo permite-nos agora obter o seguinte:

- O *Levelized Cost of Energy* (LCOE) diz-nos qual o custo anual por cada MWh gerado. Com base neste valor e numa rápida subtração à tarifa (recorde-se que

foi considerada no valor de 31,22 €/MWh), podemos concluir que existe um ganho de 5,35 €/MWh.

- É também feito o mesmo cálculo, de forma simplificada a 15 anos para o CoE levando em conta o CAPEX somado ao OPEX com uma taxa de desconto de 12%, a dividir pelo total da produção durante esses mesmos 15 anos;
- *Mean annual revenue of wind farm*, permite-nos obter um valor médio anual de receitas para a central eólica o que pode também ser multiplicado pelo período de vida útil do projeto e obter as receitas para o período total de vida da central, tal como se pode obter na célula seguinte;
- O IRR do projeto pode ser estimado para o *equity* ou projeto, antes ou depois de impostos. A inclusão destes quatro resultados é porque o retorno obtido pelo investidor é anterior ao projeto, dada a maturidade do financiamento, a taxa de juro e os critérios anteriormente definidos. Neste caso, quando menor a alavancagem financeira, maior será a aproximação entre os valores de IRR para o capital próprio ou projeto;
- O *payback period* que corresponde ao tempo decorrido até o projeto conseguir obter um *cash-flow* positivo no projeto;
- Preços por MW do aerogerador (WEC) e do total do investimento (CAPEX);
- O NPV do projeto foi, tal como o IRR, estimado para o *equity* e projeto, nas modalidades antes e depois de impostos. Estes quatro resultados são análogos ao IRR, dado também o relacionamento entre fórmulas;
- Os custos operacionais, OPEX, são apresentados em percentagem face ao total de receitas, num valor médio anual, total de projeto e por cada MWh gerado;
- A produção total esperada, referida como *Annual Energy Production* (AEP) nos valores anual e médio por aerogerador por ano;
- O valor de horas equivalentes anuais, *Full-Load Equivalent Hours* (FLEH) e o fator de capacidade correspondente, *Net Capacity Factor* (NCF);

- O preço médio diário e a remuneração média diária.

Results - Project Attractiveness		
Turbine Model	Senvion MM92/2050kW/80m	
Levelized Cost of Energy (LCOE) - Electricity production cost	25,87	€/MWh
Mean annual revenue of wind farm	24.427.574	€
Total revenues of wind farm (life-time-view)	488.551.490	€
IRR on project before tax	13,22	%
IRR on equity before tax	20,08	%
IRR on project after tax	10,87	%
IRR on equity after tax	15,00	%
Payback period	7,26	Years
WEC price / MW	905	€/MW
CAPEX / MW	1.129	€/MW
Cost of Energy (CoE) in 15 years	15,88	€/MWh
NPV on project before tax	66.380.363	€
NPV on equity before tax	44.225.993	€
NPV on project after tax	64.794.698	€
NPV on equity after tax	21.887.569	€
OPEX in % of total revenues	11,9	%
Mean annual OPEX	2.904.921	€
Total OPEX (life-time-view)	58.098.411	€
Total OPEX/MWh	5,51	€/MWh
Total AEP average per year	527.110	MWh/a
Net AEP average per WEC per year	10.757	MWh/a
Full-Load Equivalent Hours (EFLH)	5.247	h
Net Capacity Factor (NCF)	59,90%	
Year Average Daily Price	31,22	€
Average Day Remmuneration	45.085,99	€
Tariff	31,22	€/MWh
Revenue first year	16.456.387	€

**Figura 50 Resultados da aplicação do modelo**

É importante mencionar que o projeto considera 20 anos de vida útil e 2 anos de desenvolvimento, num total de 22 anos.

Pesando o fato de ser também uma variável que é fornecida, a tarifa atribuível é extrínseca à negociação do projeto, dada muitas vezes a natureza da sua atribuição política ou por regulamentação relacionada com concursos e leilões. Neste caso, a definição da mesma está incluída no separador resultados e foi definidor o valor de 31,22 €/MWh que é igual ao preço médio do mercado grossista de eletricidade em Portugal e Espanha[38]

A Figura 51 mostra-nos as alterações que se poderiam esperar com uma alteração da taxa de desconto para o NPV.

discount rate [%]	NPV in € before tax	NPV in € after tax
0%	269.937.804	175.459.573
1%	219.540.779	141.032.324
2%	179.034.605	113.381.812
3%	146.334.739	91.084.003
4%	119.821.619	73.031.180
5%	98.232.016	58.358.356
6%	80.576.797	46.387.495
7%	66.078.463	36.585.096
8%	54.123.509	28.529.798
9%	44.225.993	21.887.569
10%	35.999.540	16.392.622
11%	29.135.788	11.832.698
12%	23.387.703	8.037.665
13%	18.556.647	4.870.665
14%	14.482.301	2.221.209
15%	11.034.794	-219
16%	8.108.534	-1.866.402
17%	5.617.352	-3.436.724
18%	3.490.681	-4.759.802
19%	1.670.516	-5.875.582
20%	109.010	-6.816.990

**Figura 51 NPV on equity**

Habitualmente, como preparação para exposição ao comité que decidirá investir ou não no projeto, é habitual preparar um resumo das variáveis financeiras e fluxos de caixa do projeto. O relatório preparado é apresentado na Figura 52, este demonstra os cash-flows e demais variações do projeto, do ponto de vista económico. Este relatório será analisado no seguinte capítulo, dado ser a base para definir se este projeto será merecedor de investimento.

Cash Flow Plan																																
Turbine Models																																
Servion MM922050KWR80m																																
No of all values in EUR €																																
WEC																																
2 years before 1 year before																																
Types Calendar year																																
Total AC Year																																
	SoO	SoO	At SoO	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Sums:	Mean:		
3	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27				
4 Power production in MWh:				527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	527.110	10.542.208		
Discounted energy yield				430.279	402.130	375.822	351.236	328.258	306.783	286.713	267.956	250.426	234.043	218.732	204.423	191.049	178.551	166.870	156.953	145.750	136.215	127.304	118.976	0	0	0	0	0	0	4.877.470		
4 Electricity remuneration per MWh				31.220	31.657	32.100	32.550	33.005	33.467	33.936	34.411	34.893	35.381	35.877	36.379	36.888	37.405	37.928	38.459	38.998	39.544	40.097	40.659	41.228	41.805	42.390	42.984	43.586	44.196	488.551.490		
Total remuneration				16.456.387	16.688.077	16.920.391	17.157.277	17.397.479	17.641.044	17.888.018	18.138.450	18.392.389	18.649.882	18.910.981	19.175.734	19.444.195	19.716.413	19.992.430	20.272.337	20.556.150	20.843.936	21.135.751	21.431.652	21.731.695	22.035.939	22.344.442	22.657.264	22.974.466	488.551.490			
6 Other revenues				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>Total revenues</b>				<b>16.456.387</b>	<b>16.688.077</b>	<b>16.920.391</b>	<b>17.157.277</b>	<b>17.397.479</b>	<b>17.641.044</b>	<b>17.888.018</b>	<b>18.138.450</b>	<b>18.392.389</b>	<b>18.649.882</b>	<b>18.910.981</b>	<b>19.175.734</b>	<b>19.444.195</b>	<b>19.716.413</b>	<b>19.992.430</b>	<b>20.272.337</b>	<b>20.556.150</b>	<b>20.843.936</b>	<b>21.135.751</b>	<b>21.431.652</b>	<b>21.731.695</b>	<b>22.035.939</b>	<b>22.344.442</b>	<b>22.657.264</b>	<b>22.974.466</b>	<b>488.551.490</b>	<b>24.427.574</b>		
4 Fixed costs				980.000	980.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.715.000	1.960.000	1.960.000	1.960.000	2.695.000	2.695.000	2.695.000	2.695.000	2.695.000	2.940.000	2.940.000	2.940.000	2.940.000	2.940.000	2.940.000	2.940.000	2.940.000	2.940.000	2.940.000	2.940.000	2.940.000	45.815.000		
6 Variable costs per MWh				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0		
Variable costs				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Land lease				980.000	99.372	100.763	102.174	103.604	105.055	106.526	108.017	109.529	111.063	112.617	114.194	115.793	117.414	119.056	120.724	122.415	124.128	125.866	127.628	129.415	131.227	133.064	134.927	136.816	138.730	2.909.390		
Insurances				73.500	74.603	75.722	76.857	78.010	79.180	80.368	81.574	82.797	84.039	85.300	86.579	87.878	89.196	90.534	91.892	93.270	94.669	96.090	97.531	0	0	0	0	0	0	1.699.590		
Operational management				100.000	101.400	102.820	104.259	105.719	107.199	108.700	110.221	111.764	113.329	114.916	116.525	118.156	119.810	121.487	123.188	124.913	126.662	128.435	130.233	132.056	133.905	135.780	137.681	139.608	141.561	2.968.765		
Energy consumption				130.000	131.950	133.929	135.938	137.977	140.047	142.148	144.280	146.444	148.641	150.870	153.133	155.430	157.762	160.128	162.530	164.968	167.443	169.954	172.500	0	0	0	0	0	0	3.006.077		
Decommissioning reserve				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Other OPEX				73.500	74.603	75.722	76.857	78.010	79.180	80.368	81.574	82.797	84.039	85.300	86.579	87.878	89.196	90.534	91.892	93.270	94.669	96.090	97.531	0	0	0	0	0	0	1.699.590		
<b>Total operating costs (OPEX)</b>				<b>1.455.000</b>	<b>1.461.927</b>	<b>2.203.955</b>	<b>2.211.086</b>	<b>2.218.321</b>	<b>2.225.661</b>	<b>2.478.109</b>	<b>2.485.665</b>	<b>2.493.332</b>	<b>3.236.111</b>	<b>3.244.003</b>	<b>3.252.011</b>	<b>3.260.135</b>	<b>3.268.374</b>	<b>3.521.741</b>	<b>3.530.227</b>	<b>3.538.837</b>	<b>3.547.572</b>	<b>3.556.435</b>	<b>3.565.427</b>	<b>261.471</b>	<b>265.132</b>	<b>268.844</b>	<b>272.608</b>	<b>276.424</b>	<b>58.098.411</b>	<b>2.904.921</b>		
OPEX in % of total revenues				9%	9%	13%	13%	13%	13%	14%	14%	14%	17%	17%	17%	17%	17%	18%	17%	17%	17%	17%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	12%			
<b>Cash flow available for debt service (CFADS)</b>				<b>0</b>	<b>15.001.387</b>	<b>15.224.850</b>	<b>14.716.436</b>	<b>14.946.191</b>	<b>15.179.158</b>	<b>15.415.382</b>	<b>15.609.909</b>	<b>15.852.785</b>	<b>15.899.057</b>	<b>15.413.771</b>	<b>15.666.978</b>	<b>15.923.724</b>	<b>16.184.060</b>	<b>16.448.035</b>	<b>16.470.702</b>	<b>16.742.110</b>	<b>17.017.313</b>	<b>17.296.364</b>	<b>17.579.317</b>	<b>17.866.225</b>	<b>21.470.223</b>	<b>21.770.806</b>	<b>22.075.598</b>	<b>22.384.656</b>	<b>22.698.041</b>	<b>430.453.079</b>		
Amortisation loan I				6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	6.045.773	90.686.596		
Amortisation loan I cumulated				6.045.773	12.091.546	18.137.319	24.183.092	30.228.865	36.274.638	42.320.411	48.366.185	54.411.958	60.457.731	66.503.504	72.549.277	78.595.050	84.640.823	90.686.596	90.686.596	90.686.596	90.686.596	90.686.596	90.686.596	90.686.596	90.686.596	90.686.596	90.686.596	90.686.596	90.686.596	90.686.596	90.686.596	
Remaining amortisation loan I				90.686.596	84.640.823	78.595.050	72.549.277	66.503.504	60.457.731	54.411.958	48.366.185	42.320.411	36.274.638	30.228.865	24.183.092	18.137.319	12.091.546	6.045.773	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Interest loan I				5.894.629	5.501.653	5.108.678	4.715.703	4.322.728	3.929.752	3.536.777	3.143.802	2.750.827	2.357.851	1.964.876	1.571.901	1.178.926	785.950	392.975	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47.157.030	
Amortisation loan II				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Amortisation loan II cumulated				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Remaining amortisation loan II				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Interest loan II				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
<b>Total financing costs (Debt Service)</b>				<b>0</b>	<b>11.940.402</b>	<b>11.547.427</b>	<b>11.154.451</b>	<b>10.761.476</b>	<b>10.368.501</b>	<b>9.975.526</b>	<b>9.582.550</b>	<b>9.189.575</b>	<b>8.796.600</b>	<b>8.403.625</b>	<b>8.010.649</b>	<b>7.617.674</b>	<b>7.224.699</b>	<b>6.831.724</b>	<b>6.438.748</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>137.843.626</b>		
DSRA actual				5.970.201	5.773.713	5.577.226	5.380.738	5.184.250	4.987.763	4.791.275	4.594.788	4.398.300	4.201.812	4.005.325	3.808.837	3.612.349	3.415.862	3.219.374	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Target DSRA (minimum requirement 50 %)				5.970.201	5.773.713	5.577.226	5.380.738	5.184.250	4.987.763	4.791.275	4.594.788	4.398.300	4.201.812	4.005.325	3.808.837	3.612.349	3.415.862	3.219.374	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Balancing DSRA				-5.970.201	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	196.488	0		
<b>Total expenditures</b>				<b>0</b>	<b>13.395.402</b>	<b>13.009.354</b>	<b>13.358.406</b>	<b>12.972.562</b>	<b>12.586.822</b>	<b>12.201.187</b>	<b>12.060.659</b>	<b>11.675.240</b>	<b>11.289.932</b>	<b>11.639.735</b>	<b>11.254.652</b>	<b>10.869.685</b>	<b>10.484.834</b>	<b>10.100.102</b>	<b>9.960.490</b>	<b>3.530.227</b>	<b>3.538.837</b>	<b>3.547.572</b>	<b>3.556.435</b>	<b>3.565.427</b>	<b>261.471</b>	<b>265.132</b>	<b>268.844</b>	<b>272.608</b>	<b>276.424</b>	<b>195.942.037</b>		
Discounted expenditures				226.716	211.885	246.202.855	10.934.638	9.924.774	9.524.359	8.644.166	7.838.440	7.101.202	6.560.199	5.935.100	5.363.765	5.168.182	4.670.281	4.215.451	3.800.186	3.421.254	3.153.236	1.044.467	978.518	916.760	858.925	804.764	55.157	52.270	49.534	44.485	126.166.510	
Cash flow on equity before tax				-226.716	-226.716	-28.188.417	3.257.473	3.873.911	3.758.473	4.381.203	5.007.145	5.636.344	6.023.847	6.659.698	7.298.944	7.206.634	7.852.816	8.502.537	9.155.848	9.812.799	13.251.327	16.742.110	17.017.313	17.296.364	17.579.317	17.866.225	21.470.223	21.770.806	22.075.598	22.384.656	22.698.041	269.937.804
Accumulated cash flow on equity before tax				-226.716	-453.433	-28.641.850	-25.384.377	-21.510.466	-17.751.994	-13.701.791	-8.363.646	-2.727.302	3.296.545	9.956.243	17.255.187	24.461.822	32.146.337	40.817.175	49.973.023	59.785.822	70.337.150	89.779.260	106.796.573	124.092.938	141.672.254	159.538.479	181.008.703	202.779.509	224.855.107	247.		

# 6. CONCLUSÃO

## 6.1. ANÁLISE CONCLUSIVA

Tal como mencionado no capítulo 5, o modelo executado está preparado para poder funcionar com preços em regime de mercado, sem valores médios, permitindo assim com base em valores horários de vento e preços horários de mercado podendo assim estimar a receita média. Para o projeto em causa, dado para o local em causa não existir um mercado de energia, a aplicação do modelo recorre a um valor estático de energia, dentro dos valores mínimos vistos no MIBEL nos últimos meses. A preparação do modelo para tal é de realçar, dado o caminhar de várias regiões para uma dinâmica de mercado.

A tendência aferida na múltipla documentação lida para preparação desta tese, permitiu obter o conhecimento que a chamada “época dourada” da energia eólica chegou a um fim. O lançamento de múltiplos leilões nos passados meses, especialmente em mercados tradicionais como a Alemanha ou Espanha, colocou como alvo e pressão em toda a cadeia de fornecimento, onde os equipamentos e todos os fornecedores em geral terão que estar preparados para um decréscimo nos preços de venda aos investidores, por força da redução do retorno dos projetos, sendo também necessária a adaptação dos equipamentos, quer por aumentos significativos de produção (aumento das FLEH), quer por redução do preço aqui mencionada.

Por outro lado, a venda direta a mercado está associada quer à volatilidade dos mercados propriamente ditos. Nestes, com o crescer de renováveis, é produzido um decréscimo geral de retorno para todos os intervenientes. Ou seja, se num país pequeno existir vento, este recurso estará disponível para todos, logo o valor a receber por todos é espetavelmente mais baixo, já que todas as fontes de geração através da mesma fonte de recurso estarão a providenciar energia existindo mais oferta e, sendo a procura a mesma, consequentemente estimulando um decréscimo acentuado do valor de venda a mercado.

Adicionalmente, é importante relembrar a existência do pagamento de desvios face ao comunicado aos mercados, isto é, no caso de ser produzida menos ou mais energia do que a prevista/comunicada pelo corretor de mercado, esta variação poderá levar a compensações desfavoráveis ao promotor, incrementando significativamente o risco quando uma central de produção que recorre a recursos renováveis está sujeita à variabilidade de recurso, não obstante de dispor hoje em dia, duma capacidade de controlo bastante avançada de cada um dos equipamentos o que nos possibilitou compreender, a título de exemplo tecnológico, que muitos dos novos equipamentos detêm uma capacidade de sobrevivência a cavas de tensão superior a três segundos.

Muitos artigos de opinião apontam para soluções criadas pela crescente introdução dos automóveis elétricos como fonte para estimular o consumo de energia e para o caminhar para um diagrama de carga plano. Também poderá contribuir para tal a microgeração e autoconsumo, assim como a existência de redes elétricas inteligentes. No entanto, todas estas soluções ainda não estão no seu grau ótimo de maturidade e o armazenamento em larga escala, que poderia ser uma solução para evitar desvios na venda direta a mercado ou a escolha dos melhores períodos horários para venda, ainda está numa fase de maturação, apontando todas estas soluções para um “mal comum”, a inexistência de sistemas de armazenamento capazes, exceto a grande hídrica reversível.

A influência dos modelos como o aqui desenvolvido para as instituições financeiras é de fundamental relevo. A capacidade de simular vários cenários rapidamente ajuda à tomada de decisão, considerando que determinados *inputs* devem ser alvo de tratamento adequado, tal como o extenso estudo aqui feito para os dados de vento recolhidos.

Os mecanismos de subsidiação estão, pois, em alvo dos vários governos por contágio dos países em desenvolvimento que, com sucesso, têm implementado soluções de

energia renováveis – predominantemente solar e eólica – por valores muito abaixo de metade face ao que foi implementado nos países desenvolvidos.

Os resultados obtidos nesta simulação, com um *payback* ligeiramente superior a 7 anos, um IRR comumente referido como “de dois dígitos” ditam que o projeto é lucrativo, mesmo pesando o risco do local em causa e a abordagem extremamente conservadora efetuada, quer nos riscos considerados, quer nas perdas levadas em conta na equação. A contratualização de tal projeto, com a reprodução dos requisitos financeiros vertidos na contratação do projeto chave-na-mão, permitirá eliminar as contingências consideradas, aumentando assim a rentabilidade espetável e reduzindo o *payback* do projeto para próximo dos 7 anos.

## **6.2. VANTAGENS E LIMITAÇÕES**

Tratando-se de um modelo aberto o calculador desenvolvido para esta tese, é simples criar diversos cenários e obter também resultados menos conservadores. É relevante mencionar que o modelo permite simular a existência de inflação, algo que foi utilizado para este projeto.

Noutros locais do globo, o impacto dos mercados de carbono/certificados verdes, os subsídios às energias renováveis, ou os modelos que pressupõem que o ónus de geração de capacidade de reserva através das centrais de energias renováveis, terão naturalmente impacto na modelização económica de cada projeto. A existência de regulação específica para cada país poderá requerer ajuste ao modelo implementado.

Foi também possível constatar um decréscimo significativo nos preços do equipamento eólico, como consequência dos diversos leilões e contínua redução do preço pago pela energia gerada. Não é igualmente de descartar a influência das *commodities* (tal como o petróleo *Brent*), cujos valores estão a sensivelmente metade dos verificados no verão de 2014, na pressão existente aos custos de investimento necessários nas renováveis.

As dificuldades habituais para desenvolver um projeto podem ser mitigadas. A realização do estudo de recurso, similar ao executado e demonstrado no capítulo 0, permite minorar a incerteza e dotar o investidor de dados estatísticos confiáveis de suporte ao investimento e ao financiamento do mesmo. Não obstante, a escolha de um novo local e mercado, tipicamente em países onde a tecnologia não foi largamente utilizada, irá levantar

questões relacionadas com a formação dos recursos humanos, a integração na rede de energia existente – ou seja, a capacidade da rede suportar o controlo de frequência após as oscilações na produção de energia provenientes do parque eólico – ou mesmo a cadeia logística necessária à obtenção e disponibilidade de peças de substituição, gruas ou equipamentos de transporte para as operações de montagem e manutenção durante a vida operacional da central.

Como parte da pesquisa, foi identicamente possível confirmar a existência de alguns modelos que igualmente permitem a simulação de investimento, genéricos ou específicos para energia eólica, cujo acesso está disponível na internet. Porém, nenhum dos modelos obtidos aplica a totalidade de conceitos, critérios e variáveis implementadas neste modelo de apoio à decisão, além de nenhum deles estar preparado para a inserção de informação proveniente de mercados de energia, onde o preço de venda da energia é variável – com ou sem mínimo (*floor price*).

Outro benefício muito importante da energia eólica, quer do ponto de vista económico quer do ponto de vista estrutural para a governabilidade de um país, é a redução da exposição à volatilidade dos preços dos combustíveis. Em particular, várias economias – tal como a economia das localizações utilizadas para este projeto – os hidrocarbonetos para a geração de energia têm um peso significativo nas importações, além do requisito de transporte associado aos mesmos, ao contrário das energias endógenas como a eólica ou solar, que tipicamente podem ser produzidas mas próximas aos locais de consumo.

O cálculo do custo por kWh em comparação com outras fontes de geração de energia exclui igualmente os vários riscos inerentes, sendo conhecida a instabilidade política ou geoestratégica proveniente da geração baseada em carbono, na qual os grandes países produtores são capazes de controlar a capacidade produtora, variando assim a oferta e com impacto no preço de venda.

### **6.3. PERSPETIVAS FUTURAS**

Os resultados aqui obtidos são bastante consistentes com a comparação entre o modelo desenvolvido e o preço atual oferecido por corretores (*agentes/brokers*) de energia em mercado. Estes, quando consultados durante o desenvolvimento desta tese, comentaram informalmente valores na ordem dos 33 €/MWh, não atualizáveis e válidos durante 10 anos, para contratos de compra de energia proveniente de geração eólica, não aportando à

central o risco de variações o que decresce o risco de penalizações por parte do investidor. De referir que estes valores foram comentados durante uma curta conversação com um interveniente de mercado que opera no mercado ibérico de eletricidade mas que, infelizmente, solicitou não ser referenciado durante a redação da tese.

O modelo foi ainda testado no caso português e em diferentes regiões, simulando parques eólicos genéricos e considerando os resultados reais de 2014 no que toca ao índice de eolicidade, valores médios de vento e tarifa. A variação entre uma receita total em preços de mercado e num potencial modelo de contrato de agente não é significativa. O risco é ultrapassado quando um contrato de longo prazo é assinado com o agente. O prémio de risco é principalmente substituído financeiramente pela não indexação do preço recebido pelo investidor por cada MWh acordado.

Como conclusão, os vários cenários avaliados na tese, é claro que o investimento para mercados maduros exige uma adaptação a novos esquemas tarifários. Os riscos mais baixos serão consequência de contratos de venda de energia a longo prazo e irão exigir a aposta em empresas globais e em aerogeradores maduros, por forma a obter uma avaliação bastante reduzida ao risco da tecnologia. A viabilidade financeira deste tipo de centrais eólicas dependerá muito mais da capacidade de gerar eletricidade com um baixo custo de energia ao invés dos esquemas típicos *Feed-in-tariff* utilizados no passado para propagar a tecnologia. O resultado final para o parque eólico avaliado é duma recomendação de decisão de investimento, considerando pois que a rentabilidade mínima exigida pelo acionista está em concordância com o IRR obtido.

## Referências Documentais

- [1] U.S. Department of Energy. Obtido em 5 de September de 2017, de *Energy Information Administration* (EIA):  
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=26912>
- [2] *The unfolding eurozone crisis*. Obtido em 8 de Setembro de 2013, de *British Broadcasting Corporation* (BBC): <http://www.bbc.co.uk/news/business-13856580>
- [3] Decreto-Lei 189/88 de 27 de Maio de 1988. Obtido em 9 de Novembro de 2013, de DRE: <http://dre.pt/pdf1sdip/1988/05/12300/22892296.PDF>
- [4] Primeiro Parque Eólico. Obtido em 9 de Novembro de 2013, de Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial (INEGI): <http://e2p.inegi.up.pt/index.asp>
- [5] Diplomas em Portugal para as energias renováveis. Obtido em 9 de Novembro de 2013, de APREN: <http://www.apren.pt/legislacao/index.php?id=&cat=6>
- [6] *Photovoltaic Energy Conversion*. Obtido em 1 de Agosto de 2017, de Newport Corporation: <https://www.newport.com/n/photovoltaic-energy-conversion>
- [7] *Spain close to approving new renewable energy rules*. Obtido em 10 de Agosto de 2017, de Reuters: <http://www.reuters.com/article/2014/05/29/us-spain-energy-idUSKBN0E91JA20140529>
- [8] *International Renewable Energy Agency (IRENA) secretariat - Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 1: Power Sector*, 2012
- [9] *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Volume 2*. Obtido em 1 de Agosto de 2017, de IRENA:  
[https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE\\_Technologies\\_Cost\\_Analysis-WIND\\_POWER.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf)
- [10] *Ventusky real time wind data*. Obtido em 31 de Agosto de 2017, de Ventusky: página:  
<http://www.ventusky.com>
- [11] TROEN, Ib; LUNDTANG, Petersen - *European Wind Atlas, Danmarks Tekniske Universitet* (DTU), Erik, 1989
- [12] Norma IEC 61400. Obtido em 31 de Agosto de 2017, de Ventusky:  
<https://webstore.iec.ch/searchform&q=61400>
- [13] Atlas Mundial do Vento. Obtido em 1 de Agosto de 2017, de *Global Wind Atlas*:  
<http://globalwindatlas.com/>
- [14] *New measurements in Perdigao make the wind atlas more accurate*. Obtido em 4 de Agosto de 2017, de *Danmarks Tekniske Universitet* (DTU):  
<http://www.vindenergi.dtu.dk/english/news/2017/05/new-measurements-in-perdigao-make-the-wind-atlas-more-accurate?id=2baca6a6-7297-4de8-9593->

*fbe263130b18&utm\_device=web&utm\_source=researcharea&utm\_campaign=Energy*

- [15] Índice de Eolicidade de Portugal Continental - 1º Trimestre de 2017. Obtido em 4 de Agosto de 2017, de Associação Portuguesa de Energias Renováveis:  
*http://www.apren.pt/pt/projetos/nacionais/indice-de-eolicidade/*
- [16] *Framework for the Categorisation of Losses and Uncertainty for Wind Energy Assessments*. Obtido em 5 de Fevereiro de 2013 de *Keuring Van Electrotechnische Materialen* (KEMA): *http://www.ee.co.za/article/dnv-177-03-framework-for-the-categorisation-of-losses-and-uncertainty-for-wind-energy-assessments.html*
- [17] TIMMONS, David; HARRIS, Jonathan M; ROACH, Brian - *The Economics of Renewable Energy*. Tufts University
- [18] *Informe de Seguimiento de mercados. Junio 2017*. Dirección Técnica. Aeolica Espanha
- [19] Decreto-Lei 255/2007 de 31 de Maio de 2007. Obtido em 7 de Agosto de 2017, de DRE: *http://www.adene.pt/sites/default/files/36303638.pdf*
- [20] *Integrating RES in Electricity Markets*. Workshop APREN. Setembro 2012
- [21] *Tesla Batteries May Back Up Wind Farm Off Massachusetts Coast*. Obtido em 7 de Agosto de 2017, de Bloomberg: *https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-07-31/offshore-wind-developer-proposes-using-tesla-batteries-at-sea*
- [22] *Market Forecast for 2017-2021, 800GW by 2021*. Obtido em 8 de Agosto de 2017, de *Global Wind Energy Council* (GWEC): *http://www.gwec.net/global-figures/market-forecast-2012-2016/*
- [23] *Market Forecast for 2017-2021, 800GW by 2021*. Obtido em 8 de Agosto de 2017, de *Global Wind Energy Council* (GWEC): *http://www.gwec.net/global-figures/market-forecast-2012-2016/*
- [24] *Wind power capacity in the world*. Obtido em 8 de Agosto de 2017, de *Global Wind Energy Council* (GWEC): *http://www.gwec.net/global-figures/interactive-map/*
- [25] *Market Forecast for 2017-2021, 800GW by 2021*”, página:  
*http://www.gwec.net/global-figures/market-forecast-2012-2016/*, último acesso em 08/08/2017
- [26] *Wind power capacity in the world*. Obtido em 8 de Agosto de 2017, de *Global Wind Energy Council* (GWEC): *http://www.gwec.net/global-figures/interactive-map/*
- [27] *DTU Wind Energy, WASP*. Obtido em 9 de Agosto de 2017 de *Wind Atlas Analysis and Application Program* (WASP): *http://www.wasp.dk/*
- [28] *EMD International A/S*. Obtido em 9 de Agosto de 2017 de EMD:  
*https://www.emd.dk/windpro/*
- [29] *AWS Truepower*. Obtido em 9 de Agosto de 2017 de AWS:  
*https://dashboards.awstruepower.com/wsa*
- [30] *Global Wind Atlas, Methodology*. Obtido em 9 de Agosto de 2017 de *Global Wind Atlas*: *http://globalwindatlas.com/methods.html*

- [31] *European wind turbine standards II (EWTS-II)*. Obtido em 9 de Agosto de 2017 de : [http://orbit.dtu.dk/en/publications/european-wind-turbine-standards-ii-ewtsii\(9d583e4a-a7e8-4d36-a04d-c58511953c41\).html](http://orbit.dtu.dk/en/publications/european-wind-turbine-standards-ii-ewtsii(9d583e4a-a7e8-4d36-a04d-c58511953c41).html)
- [32] *Davenport AG. The application of statistical concepts to the wind loading of structure. Proceedings of Institution of Civil Engineering*. 1962;19:449–71.
- [33] *Wind Pro User Manual*. Obtido em 9 de Agosto de 2017 de Danmarks Tekniske Universitet (DTU): [http://www.emd.dk/files/windpro/manuals/for\\_print/Appendices-all\\_UK.pdf](http://www.emd.dk/files/windpro/manuals/for_print/Appendices-all_UK.pdf)
- [34] Família incomodada com parque eólico vai a tribunal pela segunda vez. Obtido em 10 de Agosto de 2017 de Diário de Notícias (DN): <http://www.dn.pt/sociedade/interior/familia-incomodada-com-parque-eolico-vai-a-tribunal-pela-segunda-vez-5190580.html>
- [35] *Capital Budgeting: Capital Budgeting Decision Tools*. Obtido em 11 de Agosto de 2017 de Investopedia: <http://www.investopedia.com/university/capital-budgeting/decision-tools.asp>
- [36] *Making better decisions about the risks of capital projects*. Obtido em 11 de Agosto de 2017 de McKinsey: [http://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/dotcom/client\\_service/Corporate\\_Finance/MoF/Issue\\_50/MoF50\\_Making\\_better\\_decisions.ashx](http://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/dotcom/client_service/Corporate_Finance/MoF/Issue_50/MoF50_Making_better_decisions.ashx)
- [37] Contratos de manutenção com garantia de produção. Obtido em 11 de Agosto de 2017 de Vestas e Enercon: [http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/AOM/AOM5000\\_UK/](http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/AOM/AOM5000_UK/) e <https://www.senvion.com/global/en/wind-energy-solutions/service/service-contracts/> e <http://www.enercon.de/en/service/#Cat2>
- [38] Boletim das Energias Renováveis. Obtido em 12 de Agosto de 2017 de Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN): [http://www.apren.pt/fotos/editor2/07\\_boletim\\_energias\\_renovaveis.pdf](http://www.apren.pt/fotos/editor2/07_boletim_energias_renovaveis.pdf)