



UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

Leonardo Pinho Henriques

**TESTE DE MODELOS DE SIMULAÇÃO DA
PRODUÇÃO DE UM PARQUE EÓLICO**

VOLUME 1

Dissertação no âmbito do Mestrado em Engenharia Mecânica na Especialidade de Energia e Ambiente orientada pelo Professor Doutor António Manuel Gameiro Lopes e apresentada ao Departamento de Engenharia Mecânica da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

julho de 2023

1 2



9 0

FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

Teste de Modelos de Simulação da Produção de um Parque Eólico

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica na Especialidade de Energia e Ambiente

Testing Simulation Models of the Production of a Wind Farm

Autor

Leonardo Pinho Henriques

Orientadores

António Manuel Gameiro Lopes

João Costa Tavares

Júri

Presidente	Professor Doutor Pedro de Figueiredo Vieira Carvalheira Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra
Orientador	Professor Doutor António Manuel Gameiro Lopes Professor Associado da Universidade de Coimbra
Vogais	Professor Doutor Almerindo Domingues Ferreira Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra

Coimbra, julho de 2023

Agradecimentos

Gostaria de expressar a minha sincera gratidão a todos os que contribuíram neste percurso académico.

Começo por agradecer à minha família, principalmente aos meus pais e à minha irmã, por estarem sempre presentes e por tudo o que fizeram para me tornar quem sou.

Agradeço aos meus amigos pela paciência e por todos os momentos passados que me permitiram crescer como amigo e aluno.

Agradeço também ao meu orientador, Professor Doutor António Manuel Gameiro Lopes, pelo seu conhecimento e disponibilidade demonstrada ao longo desta dissertação.

A todas as pessoas da Martifer pela simpatia e aprendizagem que demonstraram, com um especial agradecimento ao meu orientador Engenheiro João Costa Tavares e aos meus colegas do departamento das energias renováveis.

Um obrigado a todos os que estiveram presentes.

Resumo

A temática das energias renováveis tem-se tornado cada vez mais importante ao longo dos anos devido às questões ambientais serem uma preocupação constante na sociedade. A energia eólica é um dos recursos energéticos mais importantes na atualidade.

A energia eólica está constantemente em desenvolvimento para procurar um melhor aproveitamento do seu recurso. Para isto, é necessário desenvolver simulações em software e ter em consideração certos pontos cruciais para que o parque eólico tenha o melhor aproveitamento possível do vento.

Atualmente a Martifer Renewables & Energy possui um parque eólico na Roménia, Babadag II constituído por quatro turbinas eólicas de 2,1 MW. A partir deste parque eólico é feito um estudo eólico com simulações realizadas no WindStation.

Para cumprir este estudo foi necessário, para além dos dados fornecidos pela Martifer, adquirir dados da direção do vento do Vortex. Portanto, é essencial comparar os dados do Vortex com os da Martifer para verificar a sua veracidade.

As simulações realizadas foram com o objetivo de comparar os dados simulados com os reais e tentar aproximar as simulações da realidade. O estudo da dependência do tamanho da malha nos resultados, o modelo de floresta e os diferentes modelos de efeito de esteira são alguns dos aspetos fundamentais para chegar ao objetivo.

A segunda parte desta dissertação procura melhorar o aproveitamento das turbinas alterando o layout do parque eólico depois de uma análise dos dados de velocidade, direções e o efeito de esteira ao longo da dissertação. Para reforçar este estudo recorreu-se também aos dados do Vortex para uma observação com uma maior quantidade de dados.

Palavras-chave: Vento, WindStation, Simulação, Turbina Eólica, Vortex, Layout.

Abstract

The topic of renewable energy has become increasingly important over the years due to environmental issues being a constant concern in society. Wind energy is one of the most important energy resources today.

Wind energy is constantly under development to seek a better use of its resources. For this, it is necessary to develop simulations in software and take into consideration certain crucial points so that the wind farm has the best possible use of the wind.

Currently, Martifer Renewable & Energy has a wind farm in Romania, Babadag II consisting of four 2,1 MW wind turbines. From this wind farm, a wind study is conducted with simulations performed in WindStation.

To fulfill this study, it was necessary to acquire wind direction data from Vortex, in addition to the data provided by Martifer. Therefore, it is essential to compare the Vortex data with Martifer's to verify its veracity.

The simulations were carried out with the aim of comparing the simulated data with the real data and trying to approximate the simulations to reality. The study of the mesh size dependence on the results, the forest model and the different wake effect models are some of the key aspects to achieve the objective.

The other part of this dissertation seeks to improve turbine utilization by changing the layout of the wind farm after an analysis of the data for speed, directions, and the wake effect. To strengthen this study, data from Vortex was also used for observation with a larger dataset.

Keywords: Wind, WindStation, Simulation, Wind turbine, Vortex, Layout.

Índice

Índice de Figuras	ix
Índice de Tabelas	xi
Simbologia e Siglas	xiii
Simbologia.....	xiii
Siglas	xiv
1. Introdução.....	1
1.1. Estado da Arte.....	2
1.2. Em Portugal	3
1.3. Situação atual da energia eólica no mundo.....	4
1.4. Vantagens e desvantagens da energia eólica	6
2. Turbinas eólicas.....	9
2.1. Componentes da turbina eólica.....	9
2.1.1. Rotor.....	9
2.1.2. <i>Nacelle</i>	12
2.1.3. Torre	14
3. Recurso eólico	15
3.1. O Vento.....	15
3.2. Potência Eólica	17
3.3. Representação do vento	18
3.3.1. Distribuição de Weibull.....	19
3.3.2. Equações de Navier-Stokes	21
3.3.3. Turbulência.....	21
3.4. Características especiais do vento	23
3.4.1. Obstáculos	23
3.4.2. Efeito de Esteira.....	24
4. Metodologia.....	31
4.1. Vortex	31
4.2. WindStation	32
4.3. Simulação do parque eólico Babadag II	33
4.4. Otimização para um melhor aproveitamento de energia	35
5. Resultados.....	37
5.1. Comparação entre os resultados simulados e os dados reais do parque eólico	37
5.2. Otimização do layout	40
5.2.1. Resultados das simulações com os novos layouts.....	40
5.2.2. Comparação do layout otimizado com os dados do Vortex	44
5.2.3. Avaliação económica.....	45
6. Conclusões.....	47
Referências Bibliográficas.....	49
Anexo A – Valores de referência	51

Apêndice A – Rosa dos Ventos.....	53
Apêndice B – Comparação dos dados reais com os do Vortex.....	55
Apêndice C – Modelo de floresta.....	59
Apêndice D – Dependência da mesh nos resultados simulados.....	61
Apêndice E – Modelos de efeito de esteira	63
Apêndice F – Resultados das simulações com novos layouts.....	65
Apêndice G – Comparação do layout otimizado com os dados do vortex	69

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 – Mapa do Google Earth com um pin inserido na localização exata do parque com o layout do parque eólico no canto direito da imagem.....	2
Figura 1.2 – Evolução da potência instalada em Portugal (APREN).....	4
Figura 1.3 – Capacidade da energia eólica no cenário “Net Zero” (IEA).....	5
Figura 2.1 – Componentes principais da turbina eólica Suzlon S88 (2,1MW) Martifer (1- Torre; 2- <i>Nacelle</i> ; 3- <i>Rotor</i>).....	9
Figura 2.2 – Fotografias de umas pás do rotor da Martifer Renewable & Energy.....	10
Figura 2.3 – Exemplificação das forças existentes num corte transversal da pá do rotor [7].	11
Figura 2.4 - Fotografia de um <i>hub</i> da Martifer Renewable & Energy.	12
Figura 2.5 – Equipamentos presentes no interior de uma <i>nacelle</i> nas turbinas eólicas. [6]	13
Figura 2.6 – Fotografia de uma <i>nacelle</i> da Martifer Renewable & Energy.	13
Figura 2.7 – Fotografias de troços de uma torre da Martifer Renewable & Energy.	14
Figura 3.1 – Demonstração da circulação do ar na Terra se não houvesse movimento rotativo. [10].....	16
Figura 3.2 – Demonstração da circulação do ar na Terra. [10]	16
Figura 3.3 – Curva de potência da turbina eólica Suzlon S88 2,1MW (Martifer Renewable & Energy).	18
Figura 3.4 – Exemplo de uma distribuição de Weibull - WindStation.....	20
Figura 3.5 – Escoamento da zona envolvente de um obstáculo. [6]	24
Figura 3.6 – Exemplo de um mapa de velocidades do vento devido ao efeito de esteira. [16]	25
Figura 3.7 – Exemplo de um mapa da intensidade da turbulência do vento devido ao efeito de esteira. [16]	25
Figura 3.8 – Representação do posicionamento das turbinas num parque eólico.	26
Figura 4.1 – Parque eólico Babadag II na Roménia – representação no WindStation.....	34
Figura 5.1 – Gráfico da comparação da produção real com a produção simulada da turbina T17.....	37
Figura 5.2 - Imagem do GoogleEarth da primeira tentativa para um melhor aproveitamento das turbinas eólicas assinaladas a amarelo.	41
Figura 5.3 - Imagem do Google Earth da segunda tentativa para um melhor aproveitamento das turbinas eólicas assinaladas a amarelo	42
Figura 5.4 - Imagem do Google Earth da terceira tentativa para um melhor aproveitamento das turbinas eólicas assinaladas a amarelo.	43

Figura 5.5 - Imagem do Google Earth da quarta tentativa para um melhor aproveitamento das turbinas eólicas assinaladas a amarelo.....	44
Figura Ap. 1 – Rosa dos ventos relativamente aos primeiros dados.	53
Figura Ap. 2 – Rosa dos ventos relativamente aos segundos dados	53
Figura Ap. 3 – Distribuição de Weibull dos valores da velocidade medidos na turbina e os valores retirados do Vortex nas cargas horárias seleccionadas com valores de $k=1,9$ e $k=2,6$, respetivamente.	55
Figura Ap. 4 – Comparação entre as evoluções das velocidades do vento real e do Vortex. (a) – Janeiro; (b) – Fevereiro; (c) – Março; (d) – Novembro; (e) – Dezembro.	57
Figura Ap. 5 - Comparação entre as velocidades dos dados reais e do Vortex. (a) - Velocidade máxima; (b) – Velocidade mínima; (c) – Velocidade média.	58
Figura Ap. 6 – Relação entre a direção e a diferença de velocidade dos resultados simulados com e sem modelo de floresta em cada turbina. (a) – T18; (b) – T19; (c) – T20	60
Figura Ap. 7 - Relação do tamanho da malha com os resultados simulados. (a) – Velocidade média; (b) – Produção média.	61
Figura Ap. 8 - Relação do tamanho da malha com o erro percentual entre os resultados reais e simulados em cada turbina. (a) – Velocidade; (b) – Produção.	62
Figura Ap. 9 - Relação dos diferentes modelos de efeito de esteira com o erro percentual dos resultados simulados e reais em cada turbina. (a) Velocidade; (b) Produção.	63
Figura Ap. 10 - Relação da direção com o ratio da velocidade de cada turbina com a de referência. (a) – T18; (b) – T19; (c) – T20	64
Figura Ap. 11 – Comparação da produção gerada em cada turbina do layout real e da 1ª tentativa de um novo layout.	65
Figura Ap. 12 - Comparação da produção gerada em cada turbina do layout real e da 2ª tentativa de um novo layout.	65
Figura Ap. 13 - Comparação da produção gerada em cada turbina do layout real e da 3ª tentativa de um novo layout.	66
Figura Ap. 14 - Comparação da produção gerada em cada turbina do layout real e da 4ª tentativa de um novo layout.	66
Figura Ap. 15 – Comparação da produção gerada no parque eólico para cada layout.	67
Figura Ap. 16 – Comparação dos resultados simulados da produção com os dados do Vortex do layout real e o otimizado.	69
Figura Ap. 17 - Comparação dos resultados simulados da produção com os dados do Vortex do 4º layout e o otimizado.	69

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 5-1 - Erros percentuais da velocidade e da produção sem e com o modelo de floresta 38

Tabela A. 1 – Valores de referência de z_0 [m] [2]..... 51

SIMBOLOGIA E SIGLAS

Simbologia

ρ – Massa volúmica

A - Área

u – Velocidade

P – Potência

c – Parâmetro de escala

k – Parâmetro de forma

u_m – Velocidade média

t – Tempo

x_i – Coordenada cartesiana genérica

p – Pressão

μ_{eff} – Viscosidade efetiva

Ω – Velocidade de rotação da Terra

λ – Latitude

θ – Temperatura potencial

θ_{ref} – Temperatura potencial de referência

β – Coeficiente de expansão térmica

\bar{u} – Velocidade média

σ_u – Desvio padrão

N_s – Número de amostras

I_u – Intensidade da turbulência

u_* - Velocidade de atrito

k – Constante de Von Karman

z_0 – Comprimento característico da rugosidade do solo

r_w – Raio da esteira

D – Diâmetro do rotor da turbina

s – Distância normalizada a jusante do rotor

k_d – Coeficiente de decaimento de esteira

ΔV – Défice normalizado da velocidade do vento

C_T – Coeficiente da impulsão da turbina eólica

H – Altura da turbina

T_{IR} – Intensidade da turbulência no rotor

ΔT_I – Intensidade da turbulência ambiente

α – Fator de indução da turbina

σ – Largura representativa da esteira

H_w – Altura do eixo do efeito de esteira

Siglas

WT – *Wind Turbine*

INE – Instituto Nacional de Estatística

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis

IEA – *International Energy Agency*

LES – *Large Eddy Simulation*

1. INTRODUÇÃO

Os nossos antepassados usavam o vento, a água e a lenha na produção de calor e de força motriz como fontes energéticas. Nos dias de hoje existem novas fontes não renováveis como o carvão, o petróleo, o gás natural, nuclear e urânio e as fontes renováveis como a solar, hídrica, geotérmica, biomassa, eólica e das ondas e marés substituindo as fontes tradicionais principalmente no caso dos países mais industrializados.

Com a crise do petróleo nos anos 70 do século XX, surgiram as energias renováveis. Este surgimento deveu-se à necessidade de preservar o ambiente e por outro lado trazer uma diversidade e segurança no fornecimento de energia.

Atualmente, a energia eólica é uma fonte de energia renovável promissora devido à evolução da sua tecnologia principalmente na Europa e na América. Os moinhos já utilizavam a força do vento para moer os grãos e bombear água. Aliás os barcos aproveitavam o vento para, através das velas, obterem a energia necessária para se movimentarem.

O tema desta dissertação foi determinado em conjunto com a Martifer Renewables & Energy em Oliveira de Frades, empresa onde foi feito o estágio curricular.

O objetivo da dissertação foi o teste de modelos para otimização de layouts em parques eólicos, tendo sido utilizado para teste um parque em operação da Martifer Renewables & Energy localizado em Babadag, Roménia representado Figura 1.1.

A partir deste parque foram feitas simulações para a comparação com os dados medidos fornecidos pela Martifer no ano de 2022.

De seguida, foram estudadas diferentes posições das quatro turbinas para avaliar um melhor aproveitamento do recurso eólico.

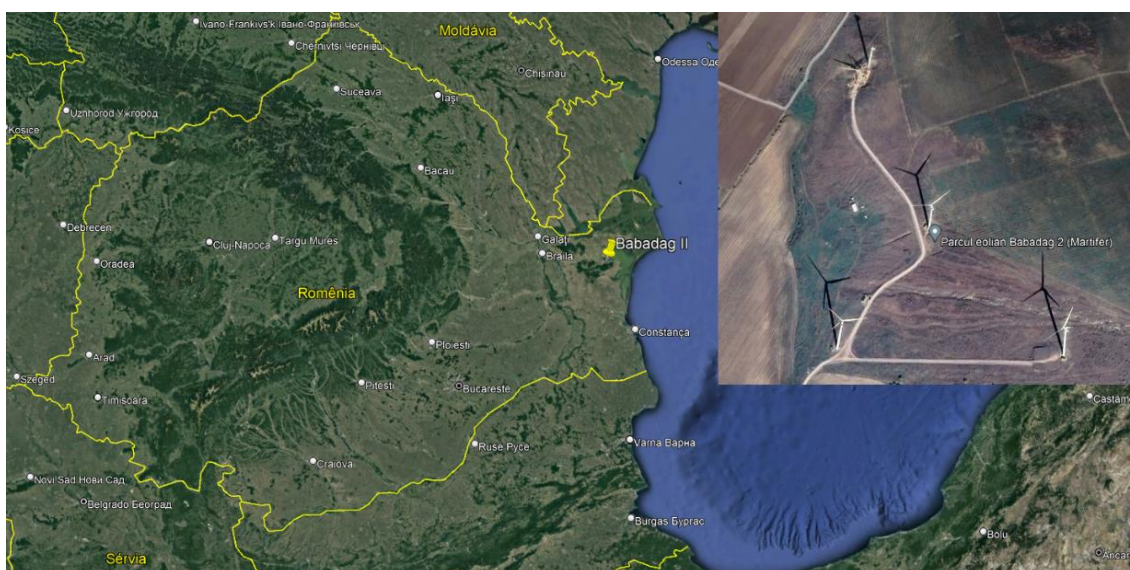


Figura 1.1 – Mapa do Google Earth com um pin inserido na localização exata do parque com o layout do parque eólico no canto direito da imagem.

1.1. Estado da Arte

A tecnologia da energia eólica deu o seu primeiro passo há séculos, embora já existisse outros dispositivos de vento como os moinhos de eixo vertical [1] encontrados na fronteira persa-afegã por volta de 200 a.C e de eixo horizontal nos Países Baixos e do Mediterrâneo em 1300 – 1875 d.C.

A evolução e o aperfeiçoamento destes sistemas foram realizados nos Estados Unidos da América durante o século XIX quando pequenas máquinas eram utilizadas para bombear água entre 1850 e 1970. A primeira grande máquina eólica a gerar eletricidade foi desenvolvida perto de Cleveland, no estado norte americano de Ohio, uma “*high-solidity wind turbine* (WT)” com baixa velocidade e atingia 12 kW.

Durante o período 1935 a 1970, a Dinamarca, França, Alemanha e o Reino Unido mostraram que a energia eólica a uma larga escala seria eficiente. Depois da Segunda Guerra Mundial continuaram a investigar e desenvolver até que na Dinamarca surgiu uma turbina de 200kW instalada em Gedser, Sul da Dinamarca, projetada pelo engenheiro holandês Johannes Juul em 1956/57. Em 1973, consequência da crise petrolífera, começaram a surgir programas de investigação e desenvolvimento de aproveitamento do vento para a produção de eletricidade.

O primeiro programa acontecia nos EUA em 1973 [2]. Em 1975 perto de Cleveland, Ohio, foi instalada a turbina *Mod 0* com um rotor de duas pás com 38 metros de diâmetro e 100kW de potência. Em 1981, com os mais recentes progressos tecnológicos até à data, começou a instalação das turbinas de elevadas dimensões, *Boeing Mod 2* de 91 m de diâmetro e 2.5MW de potência. A partir daqui os europeus e os americanos uniram-se para programas de investigação e desenvolvimento de aerogeradores de grande potência. As primeiras turbinas foram WTS3 (3 MW) e WTS4 (4 MW) instaladas em 1982.

Na atualidade, com o avanço e conhecimento das torres eólicas são preferíveis as turbinas de eixo horizontal em relação às de eixo vertical, tal como os rotores de três pás em relação aos de duas e a colocação do rotor à frente da torre em relação com a velocidade do vento. No entanto, existem sempre questões de projeto em relação à escolha do fabrico das pás e da torre, tipo de rotor, sistema de controlo da potência, tipo de gerador elétrico.

A tendência para o aumento da potência unitária, em conjunto com um melhor conhecimento da tecnologia das fundações das turbinas do mar e das condições do vento no local está a contribuir para um aumento de turbinas eólicas no mar (offshore).

De acordo com [2], o primeiro parque eólico *offshore* foi o de *Vinderby*, instalado em 1991, localizado no mar Báltico constituído por 11 turbinas de 450 kW. O parque offshore que fica situado mais longe da costa é o *Horns Rev II*, com 209 MW a 90km.

1.2. Em Portugal

Os recursos fósseis em Portugal são escassos, gás natural e petróleo não existem e a quantidade de carvão está no limite da extinção. Consequentemente, o país teve de procurar outras soluções para produzir energia.

A partir da primeira legislação, de acordo com [2] (Decreto-Lei nº1984 nº 1989/88 de 27 de maio) regulava a produção de energia elétrica pelos produtores independentes. Esta publicação permitiu mobilizar investimentos nomeadamente nos domínios da produção mini-hídrica e da cogeração. A realidade da energia eólica em Portugal não era fraca, mas permanecia em desenvolvimento aproveitando a tecnologia madura das centrais hidroelétricas.

Atualmente a situação em Portugal está completamente diferente. De acordo com o (INE), no ano de 2020, a contribuição das energias renováveis para produção final de

eletricidade total é de 68,25% com um contributo de 26,54% da energia eólica. Esta é apenas ultrapassada pela hídrica em anos de abundante pluviosidade como aconteceu em 2020.

Como se pode verificar na Figura 1.2, a potência instalada em Portugal em 2022 aumentou 52% em relação a 2005. Apenas, a energia fóssil diminuiu a partir de 2011 com a desativação das centrais a carvão de Sines e Pego. A energia eólica aumentou gradualmente ao longo dos anos, mas desde 2017 que a potência instalada se encontra estabilizada em cerca de 5600 MW, devido ao facto de as zonas com um maior aproveitamento de recurso eólico já se encontrarem ocupadas. Uma das formas para aumentar este tipo de energia renovável seria a substituição dos equipamentos instalados por mais recentes com uma maior capacidade de produção e armazenamento.

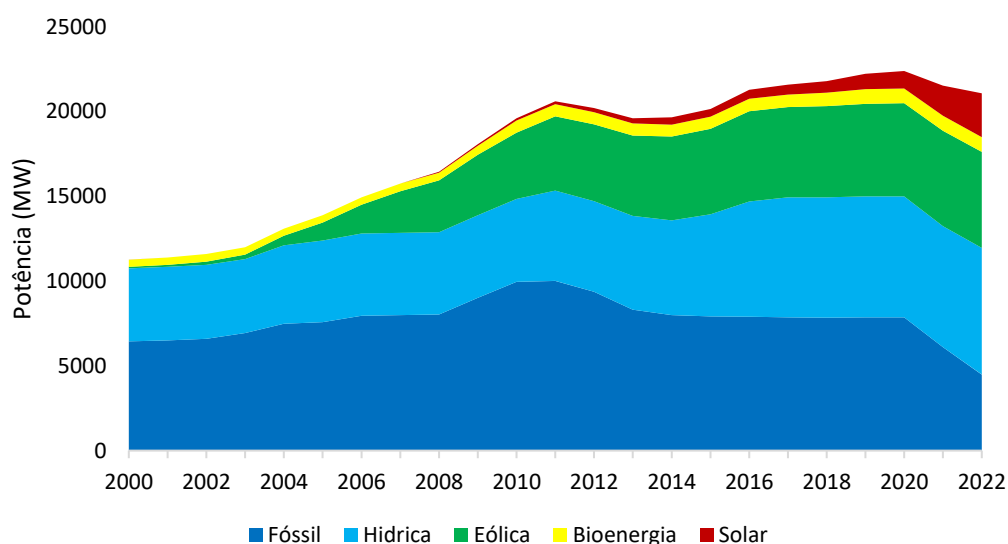


Figura 1.2 – Evolução da potência instalada em Portugal (APREN).

1.3. Situação atual da energia eólica no mundo

A produção de eletricidade proveniente da energia eólica está a aumentar consideravelmente ao longo dos anos. Com os dados retirados do (IEA), em 2021 a eletricidade gerada pelo vento aumentou 273 TWh (17%). A energia eólica tende a ser a maior fonte de energia renovável com um contributo de 1870 TWh em 2021.

A China foi a responsável por 70% do aumento da energia eólica em 2021, seguido dos Estados Unidos da América (14%) e o Brasil (7%). A Europa sofreu uma diminuição de 3% devido às fracas condições do vento por longos períodos.

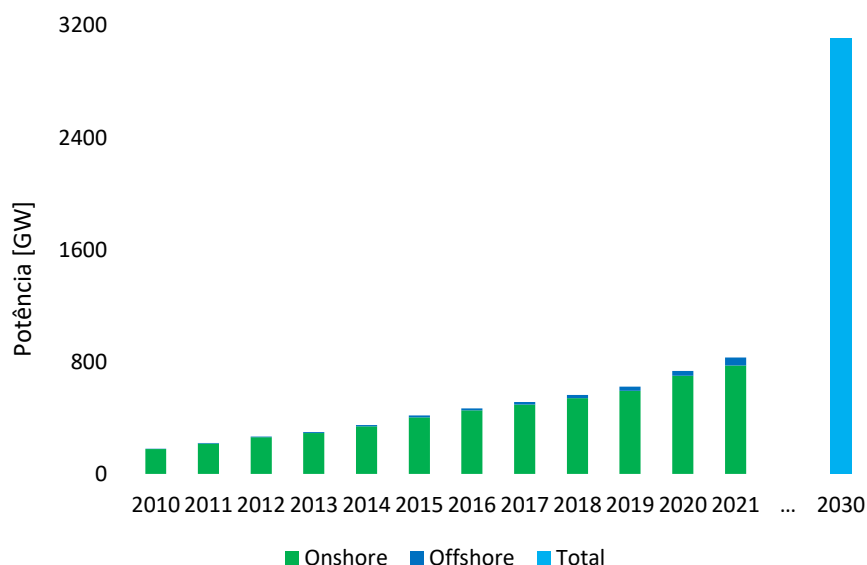


Figura 1.3 – Capacidade da energia eólica no cenário “Net Zero” (IEA).

A “*Net Zero*” é um cenário ambicioso que pretende limitar o aquecimento global, reduzindo totalmente as emissões de CO₂. Para isto acontecer, a potência eólica teria de chegar a valores de 3105,9 GW em 2030 com uma expansão de 18% por ano como se pode verificar na Figura 1.3.

Em 2021, 22% do aumento da energia eólica produzida foi a partir da *offshore*. A China é responsável por uma grande parte deste crescimento. Enquanto a energia eólica *onshore* está a estabilizar, prevê-se um crescimento contínuo dos sistemas *offshore* por parte da União Europeia, China, Estados Unidos da América e Japão.

Para além de se procurar aumentar o número de parques eólicos, também existe a necessidade de evoluir a tecnologia para aumentar a produção e reduzir os custos. No caso dos sistemas *onshore*, procura-se aumentar o tamanho das pás e da torre, especialmente em áreas com condições de vento mais fracas. No entanto, há limitações de altura das torres eólicas devido a questões ambientais.

Em relação aos sistemas *offshores*, estes não têm restrições de tamanho da turbina e estão em desenvolvimento as turbinas flutuantes para águas oceânicas com uma profundidade elevada. Estas seriam benéficas para países como Japão, Coreia, França, costa ocidental dos EUA e Portugal.

1.4. Vantagens e desvantagens da energia eólica

Atualmente, a energia eólica é uma das fontes de energia mais promissoras e sustentável pelas suas inúmeras vantagens. A maior vantagem é ser uma energia renovável pois o vento não é só um recurso inesgotável, como também ajuda na produção de energia sem queimar qualquer tipo de combustível ou poluir o ar. As restantes vantagens são [5]:

- Emprega muitos trabalhadores, como investigadores e outras profissões associadas à área em questão;
- Os custos da produção de eletricidade a partir do vento está cada vez mais competitivo em relação às outras fontes de energia. Os maiores custos são os custos da construção das torres eólicas e a manutenção, sendo esta relativamente barata comparada às fontes tradicionais;
- O sistema eólico não ocupa uma quantidade considerável de terreno. Apesar de se apoiar em terra firme, as pás são instaladas a uma altura elevada e a base da torre tem uma dimensão praticamente insignificante o que torna a produção de energia eólica compatível com outros usos em simultâneo no próprio terreno. As turbinas eólicas apenas ocupam espaço verticalmente devido ao tamanho da torre e das pás;
- O vento está presente em praticamente todos os lugares da Terra, existindo lugares com maiores velocidades do vento. Em terrenos com uma maior frequência do vento, produz-se maior quantidade de energia, aumentando os ganhos por terreno.
- Redução das emissões de dióxido de carbono;
- Pode proporcionar rendimentos para a comunidade como por exemplo, pagamentos de arrendamentos a proprietários de terras, estado e receitas fiscais locais;
- É utilizada em várias situações como por exemplo, turbinas de maior escala podem fornecer energia para uma grande comunidade, enquanto turbinas de menor escala são instaladas perto do ponto de uso da energia, facultando energia a casas, empresas, escolas, por exemplo.

A energia eólica está longe de ser perfeita procurando sempre melhorar os problemas seguintes:

- As turbinas têm um pequeno impacto visual.

- As pás da turbina produzem um certo ruído;
- Por vezes, são em locais de difícil acesso que as turbinas apresentam melhor aproveitamento do recurso eólico. Em terrenos rochosos, a turbina eólica poderá ter de ser colocada num sítio diferente em relação ao pretendido na simulação feita para um melhor aproveitamento do vento;
- A implementação num local de turbinas eólicas podem ter impacto na vida selvagem no local;
- Apesar de a energia eólica ser uma fonte de energia economicamente mais favorável que as outras fontes, em certos locais a produção gerada pelas turbinas não compensa o custo da implementação das turbinas nesse local.

Comparada com outras fontes de energia, a energia eólica tem uma tecnologia mais madura, mas existem sempre alguns aspetos que necessitam de ser desenvolvidos. Um dos focos da inovação é instalar torres eólicas que não interfiram com a paisagem. Neste momento, o interesse está dirigido para o *offshore* flutuante, que tem a vantagem, de nem as pessoas nem os animais serem prejudicados.

2. TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas estão em constante desenvolvimento para procurar extrair o máximo de energia para um melhor aproveitamento.

Estão divididas em dois tipos: turbinas de eixo horizontal ou de eixo vertical. Atualmente, as turbinas de eixo horizontal são as mais usadas por serem as mais eficientes

2.1. Componentes da turbina eólica

A turbina eólica é constituída principalmente por três partes: rotor, *nacelle* e torre como representado na Figura 2.1.



Figura 2.1 – Componentes principais da turbina eólica Suzlon S88 (2,1MW) Martifer (1- Torre; 2- *Nacelle*; 3- Rotor)

2.1.1. Rotor

Os rotores das turbinas eólicas são concebidos com o objetivo de extrair o máximo de energia do vento para converter num momento rotativo. Para além disto, como estão constantemente a sofrer cargas variáveis, a fadiga é um aspeto que tem de ser estudado com muita atenção para poderem resistir o máximo tempo possível [6].

O rotor consiste nas pás do rotor, o sistema de *pitch* e o *hub*.

2.1.1.1. Pás do Rotor

Um dos principais componentes do rotor são as pás (Figura 2.2). As pás do rotor são desenvolvidas com intenção de principalmente obter o melhor desempenho aerodinâmico e uma boa resistência estrutural. Para além destes fatores com maior importância, existem outros aspetos a ter em conta como: material da pá, fabrico das pás, redução do ruído, monitorização da qualidade da pá, fixação das pás no *hub* [6].



Figura 2.2 – Fotografias de umas pás do rotor da Martifer Renewable & Energy.

A área varrida do rotor, o comprimento das pás e velocidade nominal do vento condicionam a potência nominal [2]. Define-se solidez como sendo a razão entre a área total das pás e a área varrida pelas mesmas. O aumento de número de pás resulta numa maior área total das pás que consequentemente aumenta a solidez. Este aumento vai representar um acréscimo de energia capturada do vento, mas esse aumento vai-se tornando progressivamente menor. Apesar de os rotores de duas pás terem benefícios relacionados com a diminuição do peso e do custo, esta razão leva os fabricantes a produzirem turbinas com três pás.

Ao longo de uma pá de uma turbina eólica verifica-se várias formas de aerofólio com a espessura decrescendo da raiz até à ponta da pá. O perfil mais espesso proporciona uma maior resistência principalmente para a fixação das pás no *hub* [6].

Em relação à superfície de ataque do vento incidente nas pás existe a opção *upwind*, onde o vento incide pelo lado da frente enquanto a opção *downwind* incide por trás permitindo automaticamente o seu alinhamento do rotor na direção do vento. Atualmente, a

opção mais utilizada é a opção *upwind* visto que o vento não é perturbado pela torre antes de incidir no rotor.

2.1.1.2. Forças atuantes nas pás do rotor

Na Figura 2.3 está representado um corte transversal da pá do rotor, com forma de um perfil alar, que permite determinar a potência extraída a cada velocidade do vento. Estes perfis são utilizados para mostrar as forças que atuam no rotor.

No perfil alar quando ocorre um escoamento, devido à sua curvatura, o vento percorrerá uma maior distância por unidade de tempo na face exterior do que na face interior. Portanto, existe uma maior velocidade na face exterior. De acordo com o teorema de Bernoulli, deduz-se que na parte exterior existe uma pressão inferior à pressão presente na parte interior, como está representado na Figura 2.3. Estas diferenças de pressão provocam uma força F (Figura 2.3).

De acordo com [7], a força F será decomposta na direção paralela e perpendicular à velocidade V_{∞} , que também será decomposta na velocidade de rotação ($\omega \cdot r$) e velocidade do vento. A componente paralela, D , é chamada de força de arrastamento enquanto a perpendicular ao escoamento, L , é chamada de força de sustentação.

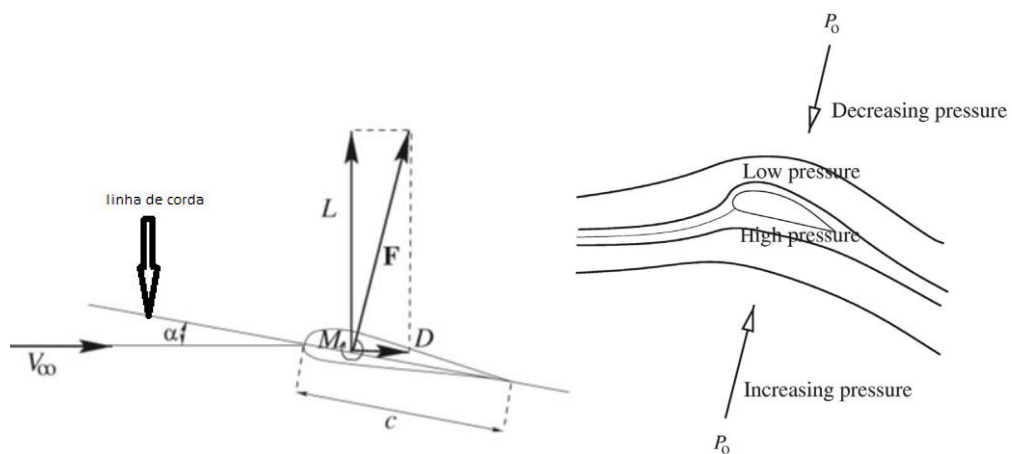


Figura 2.3 – Exemplificação das forças existentes num corte transversal da pá do rotor [7].

As turbinas eólicas são desenvolvidas para aguentar extremas condições climáticas, mas não resistem a velocidades elevadas quando estão em movimento. Com grandes binários e velocidades rotacionais, os esforços mecânicos nas pás do rotor são demasiado grandes para a turbina eólica aguentar.

Como será referido no capítulo 3.2, nas turbinas eólicas existe uma velocidade cut-out na qual os travões irão abrandar a turbina até parar. Mas existe velocidades inferiores à cut-

out que para reduzir as ameaças que reduzem a vida útil dos componentes do sistema, regista estratégias de controlo para lidar com estas situações. Esta regulação de velocidade pode ser efetuada por meios passivos, desenvolvendo as pás de modo a entrarem em perda aerodinâmica (*stall*). Ao contrário deste tipo de controlo, o *pitch* varia o passo das pás do rotor por meios ativos [8] [2].

2.1.1.3. Hub

O *hub* (Figura 2.4) possui a resistência e a rigidez necessária para a montagem das pás neste para além da sua ductilidade ser muito elevada. Pode suportar casos de carga extrema e tem um elevado fator de segurança [9].

Devido às três pás, o *hub* é composto por três rolamentos de passo e acionamentos de passo.



Figura 2.4 - Fotografia de um *hub* da Martifer Renewable & Energy.

2.1.2. Nacelle

Na *nacelle* existem alguns dos equipamentos principais de uma turbina eólica como o veio principal, o travão de disco, caixa de velocidades, o gerador e o mecanismo de orientação direcional. Um exemplo do interior da *nacelle* está representado na Figura 2.5 e um exemplo do exterior na Figura 2.6.

O veio principal de baixa rotação transfere o binário primário do rotor para a caixa de velocidades. A caixa de velocidades (quando existe) é necessária para adaptar a frequência do rotor da turbina que está na ordem de 0,33 Hz ou 0,5 Hz para a do gerador e da rede elétrica de 50Hz. No veio de baixa rotação estão presentes as tubagens de controlo hidráulico

dos travões aerodinâmicos. Para questões de segurança devido a falhas no travão aerodinâmico ou para manutenções é usado um travão mecânico de disco podendo estar situado no veio de baixa rotação ou no de alta rotação, mas com maior vantagem em ser no de alta rotação devido a ser mais barato e menor, visto que o binário de travagem a fornecer é menor. Apesar desta vantagem se existir uma falha na caixa de velocidades, não existe controlo sobre o rotor.

A partir da energia mecânica disponível no veio de alta rotação o gerador converte para energia elétrica.

Para um melhor aproveitamento do recurso eólico, é necessário que o rotor fique alinhado com a direção do vento, portanto existe um mecanismo de orientação direcional com a informação do sensor da direção do vento, este mecanismo roda a *nacelle* para que fique direcionada em relação à direção do vento. [2]

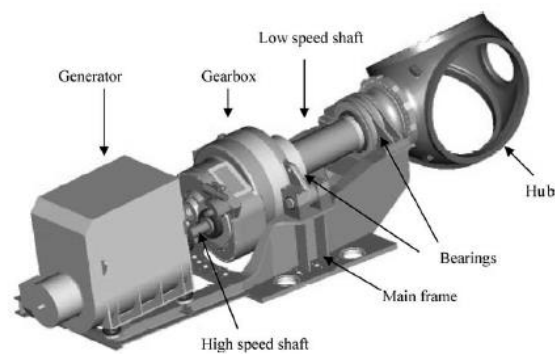


Figura 2.5 – Equipamentos presentes no interior de uma *nacelle* nas turbinas eólicas. [6]



Figura 2.6 – Fotografia de uma *nacelle* da Martifer Renewable & Energy.

2.1.3. Torre

Os troços da torre nas turbinas eólicas são estruturas que têm de ser dimensionadas para suportar as cargas existentes e resistir a uma exposição às condições naturais ao longo da sua vida útil, estimada em 20 anos. A torre suporta a *nacelle* a uma altitude considerável e adequada para que a velocidade do vento seja pouco perturbada do que junto ao solo.

Normalmente estas torres são tubulares e são divididas em vários troços como podemos ver Figura 2.7. Existem também outro tipo de torre que são as entrelaçadas

As torres tubulares normalmente são de aço ou betão existindo uma escada interior que se pode ver na Figura 2.7 para as pessoas da manutenção chegarem à *nacelle*.

As utilizações das torres entrelaçadas têm sido abandonadas apenas devido a questões estéticas apesar de serem mais baratas em relação às tubulares [2].



Figura 2.7 – Fotografias de troços de uma torre da Martifer Renewable & Energy.

3. RECURSO EÓLICO

3.1. O Vento

A energia eólica está indiretamente ligada com a energia solar visto que a origem do vento está relacionada com o aquecimento não uniforme da superfície terrestre causado pela radiação solar.

O vento é suficientemente forte para transportar barcos pelo oceano e causar estragos. Transporta calor, humidade, poeira, poluentes pelo mundo.

As diferenças de pressão na atmosfera formam o vento. Na região equatorial, as temperaturas são maiores que no resto do mundo. O ar quente (pressão baixa) sobe para a atmosfera e desloca-se para a região polar. O ar mais frio encontrado nos polos, com uma densidade maior (pressão elevada) movimenta-se para a região equatorial resultando no vento.

Existe vários tipos de vento devido ao efeito Coriolis [10]. Se a Terra não rodasse, o ar circularia entre os polos num padrão simples como representado na Figura 3.1. Como a Terra gira, o ar que circula é desviado. No hemisfério norte, o ar deflete para a direita e no hemisfério sul para a esquerda (Figura 3.2). O francês Gaspard Gustave de Coriolis (1792-1843) chamou a este efeito de efeito de Coriolis, enquanto observava a transferência de energia em sistemas rotativos.

Os ventos no Equador que provêm de nordeste do hemisfério norte e de sudeste do hemisfério sul são chamados de ventos alísios. Os ventos afastados do Equador, que deviam circular em direção aos polos, devido ao efeito Coriolis, orientam-se no sentido oposto, criando os ventos do Oeste. Os ventos frios provenientes dos polos, que deveriam ir no sentido do Equador, sofrem o mesmo efeito que os ventos do Oeste, e direcionam-se para as zonas temperadas.

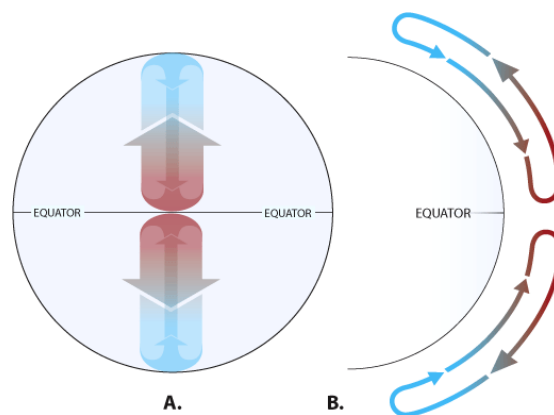


Figura 3.1 – Demonstração da circulação do ar na Terra se não houvesse movimento rotativo. [10]

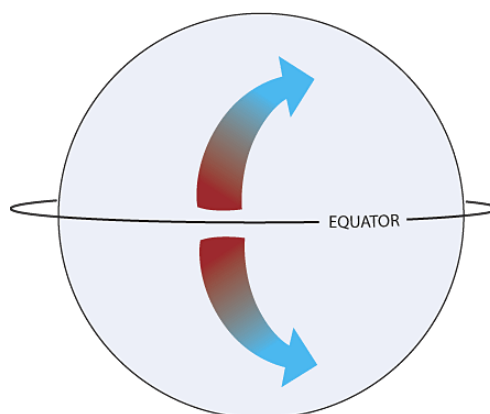


Figura 3.2 – Demonstração da circulação do ar na Terra. [10]

Existe uma constante variabilidade do vento tanto geográfica como temporal, que em termos de recurso eólico é o ponto mais importante [11].

Geograficamente, em grande escala os ventos diferem conforme as regiões climáticas principalmente pela latitude, com algumas regiões mais ventosas do que outras. Numa escala mais pequena, depende da proporção da terra e do mar, o facto de ser um terreno montanhoso ou com planícies. O tipo de vegetação também tem influência devido aos efeitos sobre a absorção e radiação solar, afetando as temperaturas na superfície e a humidade. Existe mais vento no topo das montanhas do que em vales, por exemplo. No entanto, obstáculos como árvores e edifícios podem reduzir significativamente as velocidades do vento.

3.2. Potência Eólica

Para um aproveitamento de energia eólica, é necessário haver um fluxo de ar. A energia disponível para uma turbina eólica está relacionada com a massa de ar com densidade (ρ) que atravessa uma determinada área (A) com uma velocidade uniforme e constante (u).

$$\frac{dm}{dt} = \rho \cdot A \cdot u \quad (3.1)$$

A potência disponível (W) relaciona-se com a energia cinética associada a essa massa de ar.

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} u^2 = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot u^3 \quad (3.2)$$

Da equação (3.1), verifica-se que o fator mais importante é a velocidade do vento, dado que a potência disponível é proporcional ao cubo da velocidade. Portanto, é importante ter em conta locais com velocidades de vento elevadas para um maior aproveitamento do recurso eólico. Além disto um diâmetro maior do rotor também aumenta a potência disponível.

As turbinas eólicas retiram energia diminuindo a velocidade do vento. Para aproveitar a 100% a energia disponível, a velocidade ao sair da turbina teria de ser nula, ou seja, nenhuma massa de ar atravessava.

O coeficiente de potência C_p , é o rácio entre a potência da turbina eólica e a energia disponível do vento. De acordo com o *Limite de Betz*, este coeficiente tem um máximo de 0,593. Portanto isto quer dizer que não se consegue extrair mais de 59.3% da energia cinética do vento que atravessa na turbina [12].

Para além deste coeficiente de potência, existe o fator de aproveitamento que costuma estar entre valores de 24% a 56%, com uma média de 36%. É definido como a potência de saída dividida pela capacidade máxima de potência [13].

A potência de uma turbina eólica varia com a velocidade do vento e, portanto, cada turbina eólica tem uma determinada curva característica de potência. A curva de potência representa a potência elétrica em função da velocidade do vento. Na Figura 3.3 está representada a curva de potência da turbina eólica Suzlon S88 2,1MW utilizada no parque eólico Babadag II (Martifer) para uma massa volúmica de 1,225 kg/m³.

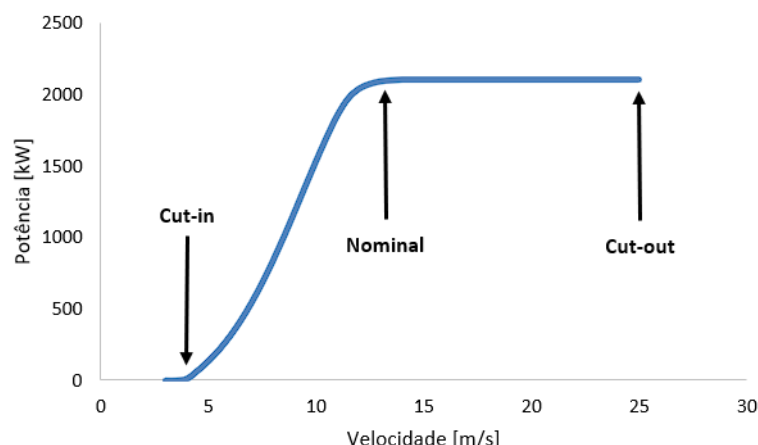


Figura 3.3 – Curva de potência da turbina eólica Suzlon S88 2,1MW (Martifer Renewable & Energy).

Existe três pontos de velocidade do vento que caracterizam a turbina eólica. A velocidade “cut-in” representa a velocidade mínima para a turbina começar a produzir energia. A velocidade nominal indica a velocidade do vento em que a turbina atinge a sua potência máxima. Por fim, a velocidade “cut-out” é a velocidade máxima do vento, acima da qual, por razões de segurança, a turbina é travada.

A Figura 3.3 representa a curva da potência da turbina eólica para uma densidade de $1,225 \text{ kg/m}^3$. Para cada valor de densidade existe uma curva de potência diferente, devido à densidade ser uma das variáveis presentes na equação (3.2).

3.3. Representação do vento

Para avaliar o recurso eólico são obtidos dados a partir de estações meteorológicas e dos equipamentos presentes nas turbinas. Estes equipamentos são um anemómetro e um sensor de direção, que estão representados na Figura 2.6 no canto direito em cima da *nacelle*. Estes instrumentos de medição são utilizados para medir a velocidade e a direção do vento, respetivamente.

Um exemplo da representação do vento são as distribuições estatísticas com densidades de probabilidade. O número de ocorrências de uma velocidade média está expresso em função do número total de horas do período em análise. Se a densidade de probabilidade define a probabilidade de a velocidade estar compreendida entre 2 valores, a escolha da largura dos valores é importante porque se tivermos valores com uma largura

pequena, há risco de não obtermos esses valores, enquanto se tivermos uma largura grande não haverá tanta precisão. Normalmente, a largura utilizada é de 1 m/s [2] devido ao facto das curvas de potência (Figura 3.3) terem uma largura de 1 m/s.

Outro exemplo da representação da velocidade e direção do vento é a Rosa dos Ventos representada na Figura Ap. 1.

3.3.1. Distribuição de Weibull

A distribuição de Weibull é uma função de dois parâmetros usada para a frequência da velocidade do vento. Esta distribuição proporciona uma boa representação dos dados da velocidade de vento para cálculos da energia eólica.

Existem várias distribuições probabilísticas para descrever o regime de ventos, mas a distribuição de Weibull é a considerada mais adequada [14].

A expressão matemática da função da densidade de probabilidade de Weibull $f(u)$ é:

$$f(u) = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp \left\{ - \left[\left(\frac{u}{c}\right)^k \right] \right\} \quad (3.3)$$

em que u é a velocidade do vento, c é um parâmetro de escala com as dimensões de velocidade, e k é um parâmetro de forma, sem dimensões.

Os dois parâmetros de Weibull e a velocidade média do vento estão relacionados através da função Gamma Γ :

$$u_m = c \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (3.4)$$

Cada ponto de dados da velocidade do vento representa uma velocidade instantânea do vento ou uma média da velocidade do vento ao longo de um certo período. É representado de forma temporal. Os dados podem ser distribuídos em frequência.

A partir dos dados das velocidades médias horárias, é possível descobrir os melhores valores para os parâmetros k e c utilizando um dos métodos mais utilizados que envolve uma regressão linear.

Para o caso de distribuição Weibull, a expressão da probabilidade acumulada é dada por:

$$F(u) = \exp \left\{ - \left[\left(\frac{u}{c}\right)^k \right] \right\} \quad (3.5)$$

aplicando a função logaritmo:

$$\ln\{-\ln[F(u)]\} = k\ln(u) - k\ln(c) \quad (3.6)$$

portanto o parâmetro k e c estão relacionados com o declive e com a ordenada na origem:

$$Y = MX + B \quad (3.7)$$

com,

$$X = \ln(u) \quad (3.8)$$

$$Y = \ln\{-\ln[F(u)]\}$$

Obtendo os parâmetros, as velocidades médias anuais pretendidas já podem ser calculadas.

Esta distribuição de Weibull é muitas vezes representada e no caso do WindStation não é exceção. O exemplo está representado na Figura 3.4.

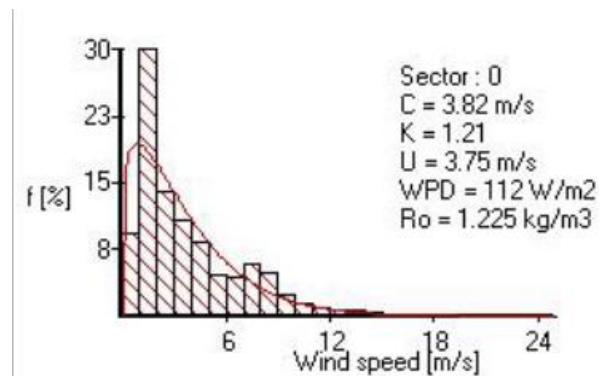


Figura 3.4 – Exemplo de uma distribuição de Weibull - WindStation

Com $k=2$, a distribuição de Weibull reduz-se à distribuição uniparamétrica de Rayleigh com um único parâmetro que é a velocidade média anual do vento.

Da equação (3.4) resulta nesta função densidade de probabilidade de Rayleigh:

$$f(u) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{u}{u_m^2} \right) \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{u}{u_m} \right)^2 \right] \quad (3.9)$$

E a partir da equação (3.5), a função probabilidade acumulada de Rayleigh será:

$$F(u) = \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{u}{u_m} \right)^2 \right] \quad (3.10)$$

A distribuição de Rayleigh serve para quando não se recorre a dados experimentais e se pretende caracterizar um local a partir apenas da velocidade média anual do vento.

3.3.2. Equações de Navier-Stokes

As equações de Navier-Stokes são equações diferenciais que descrevem o escoamento de fluidos. Em estado estacionário, a sua fórmula é [15]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho u_i u_j) = & -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\Gamma \left(2 \frac{\partial u_j}{\partial x_j} - \frac{2}{3} \text{div} \vec{V} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\Gamma \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \right] \\ & + \left(\rho g \beta (\theta - \theta_{ref}) \right)_{i=3} + S_{ci} + S_{ui} \end{aligned} \quad (3.11)$$

com ρ [kg/m³] é a massa volúmica do fluido, t [s] é o tempo, x_i [m] é a coordenada cartesiana genérica, p [N/m²] é a pressão, $\Gamma = \mu_{eff} = \mu + \mu_t$ [N s/m²] é coeficiente de difusão do momentum, ou seja, a viscosidade efetiva.

Os efeitos de Coriolis são incluídos através da adição de um termo adicional às equações u ($i=1$; direção oeste-este) e v ($i=2$; direção sul-norte). Estas são:

$$\begin{aligned} S_{c1} &= -f_c \rho v \\ S_{c2} &= f_c \rho u \\ S_{c3} &= 0 \end{aligned} \quad (3.12)$$

O termo f_c é:

$$f_c = 2\Omega \sin \lambda \quad (3.13)$$

com Ω como a taxa de rotação da terra e λ representa a latitude local.

O termo S_{ui} tem em conta os obstáculos porosos como a árvores ou arbustos e é calculado como o modelo de floresta. As forças de impulsão estão incluídas, onde θ [K] é a temperatura potencial, θ_{ref} é a temperatura potencial de referência e $\beta = T^{-1}$ é o coeficiente de expansão térmica.

3.3.3. Turbulência

A turbulência é irregular e não pode ser descrita de uma maneira determinística. É gerada principalmente por duas causas de acordo com [11]: fricção com a superfície causada por características do terreno como montanhas, por exemplo; dissipação de energia cinética em energia térmica, resultado de variações de temperatura alterando a densidade do ar.

O vento turbulento [6] é constituído por componente longitudinal, lateral e vertical. Na direção do vento existe a componente longitudinal e é designada por $u(z, t)$, a lateral é ortogonal à longitudinal e representa-se por $v(z, t)$ e a vertical é definida por $w(z, t)$. Cada

componente é observada como uma velocidade média a curto prazo. A componente longitudinal define-se como:

$$u(t) = \bar{u} + u'(t) \quad (3.14)$$

Com \bar{u} sendo a velocidade média e $u'(t)$ como a turbulência e o z como a altura acima do solo.

Uma medida da turbulência é a intensidade da turbulência. É definida pelo rácio do desvio padrão da velocidade do vento em relação à velocidade média do vento. O desvio padrão é o σ_u com N_s como número de amostras durante cada intervalo de curto prazo:

$$\sigma_u = \sqrt{\frac{1}{N_s - 1} \sum_{i=1}^{N_s} (u_i - \bar{u})^2} \quad (3.15)$$

Com a sua intensidade:

$$I = \frac{\sigma_u}{\bar{u}} \quad (3.16)$$

A média e a variância devem ser definidas num período que não exceda 1 hora. Normalmente são 10 min. A intensidade da turbulência normalmente atinge valores de 0.1 a 0.4. Em geral, as maiores intensidades ocorrem a velocidades de vento reduzidas, mas dependerá das características do terreno e das condições de superfície no local.

O atrito entre a superfície terrestre e o vento tem consequências na velocidade do vento. Existe uma variação de velocidade média do vento com a altura ao solo visto que, as camadas mais baixas de ar retardam as de cima.

Quando existe uma variação da velocidade do vento com a altura na atmosfera, esta zona é chamada de camada limite atmosférica, acima desta a atmosfera é livre.

De acordo com [2], a zona de interesse para as turbinas eólicas é chamada de camada superficial localizada até cerca de 100 metros. Nesta zona, a topografia do terreno e rugosidade do solo condicionam as velocidades do vento e pode ser representado pela lei de Prandtl:

$$\bar{u}(z) = \frac{u_*}{k} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (3.17)$$

Em que $\bar{u}(z)$ é a velocidade média do vento à altura z , u_* é a velocidade de atrito, k é a constante de Von Karman (valor constante igual a 0,4), e z_0 é o comprimento característico da rugosidade do solo.

A velocidade de atrito depende da rugosidade do solo, velocidade do vento e as forças que se desenvolvem na atmosfera, sendo difícil calcular. Portanto, normalmente é utilizada uma interpolação com valores de referência.

Como a variância varia mais lentamente com a altura do que a velocidade média, a intensidade da turbulência decresce com a altura. Experiências realizadas revelaram que a relação $\sigma_u \approx 2,5u_*$ verifica-se na camada superficial, resultando na seguinte equação:

$$I_u(z) = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (3.18)$$

Atualmente, é seguro implementar turbinas em condições de muita turbulência.

3.4. Características especiais do vento

O vento tem características muito especiais que têm sido estudadas da melhor maneira possível para um melhor aproveitamento da energia eólica. Quando existe um projeto eólico, é necessário ter em atenção todas as características especiais do vento como os obstáculos e o efeito de esteira.

3.4.1. Obstáculos

Para dimensionar um parque eólico de forma a obter um melhor aproveitamento de energia, os obstáculos têm de ser considerados, sendo estes edifícios, árvores ou o tipo de terreno.

Atualmente, tem-se procurado a instalação de turbinas eólicas em espaços industriais que, ao contrário das instalações em zonas rurais, estão em zonas com elevações mais baixas, com uma maior proximidade de obstáculos criados pelo homem, como edifícios.

Para observar o escoamento com obstáculos feitos pelo homem, são considerados como um bloco retangular e o escoamento em duas dimensões como representado na Figura 3.5.

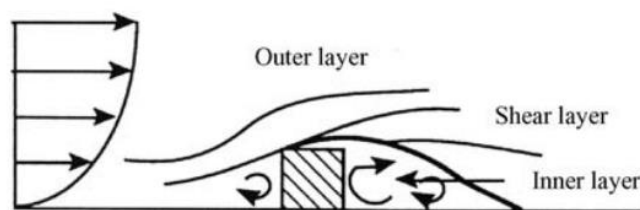


Figura 3.5 – Escoamento da zona envolvente de um obstáculo. [6]

A Figura 3.5 mostra o escoamento provocado por um obstáculo podendo sendo afetado até três vezes mais a altura do edifício, sendo mais intenso na parte de trás que na parte da frente.

A redução na velocidade do vento depende das dimensões e da porosidade [2]. O edifício tem porosidade nula, mas as árvores variam do inverno para o verão consoante a quantidade de folhas.

Num projeto de instalação de turbina, a partir de distâncias inferiores a 1 km, todos os obstáculos têm de ser considerados no estudo.

3.4.2. Efeito de Esteira

Uma outra característica importante no dimensionamento dos parques eólicos é o efeito de esteira, o qual tem sido estudado nos últimos 50 anos. De acordo com [16] o conceito de energia de conservação, o vento que segue a jusante da turbina tem uma energia muito inferior visto que foi extraída grande parte da energia cinética do vento. Na parte de trás da turbina forma-se o efeito de esteira que reduz a velocidade relativamente ao vento incidente e torna-se um vento turbulento. As turbinas eólicas posicionadas a jusante das outras terão o seu desempenho consideravelmente afetado. Para além disto, o efeito de esteira provoca cargas de fadiga, encurtando a vida útil da turbina. Apesar da importância de tentar reduzir este efeito, o custo dos terrenos e os impactos ambientais levam a que as turbinas sejam posicionadas mais perto uma das outras, aumentando o efeito de esteira.

As figuras que se seguem são de um caso de estudo [16] e podemos observar as consequências do efeito de esteira. Na Figura 3.6 observa-se que o vento a jusante das turbinas tem uma velocidade reduzida. Na Figura 3.7 estão representadas as intensidades da turbulência, com um aumento considerável de turbulência do escoamento jusante da turbina.

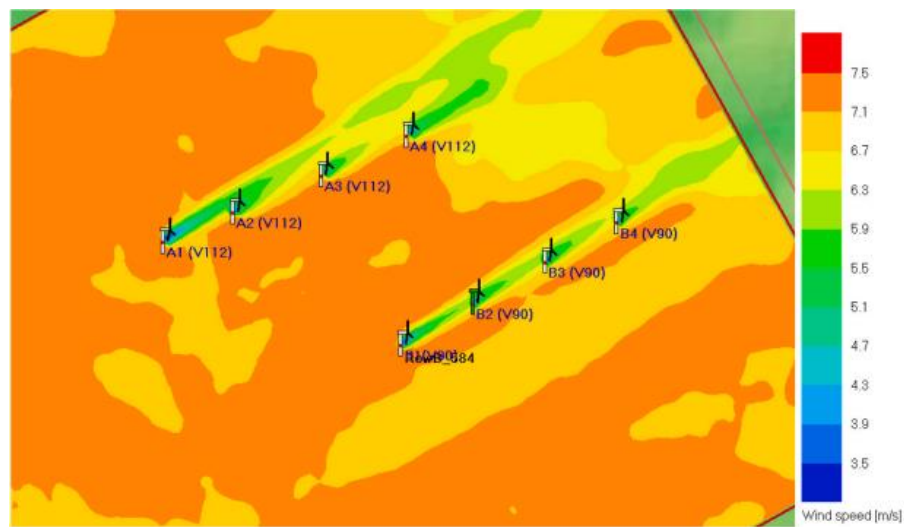


Figura 3.6 – Exemplo de um mapa de velocidades do vento devido ao efeito de esteira. [16]

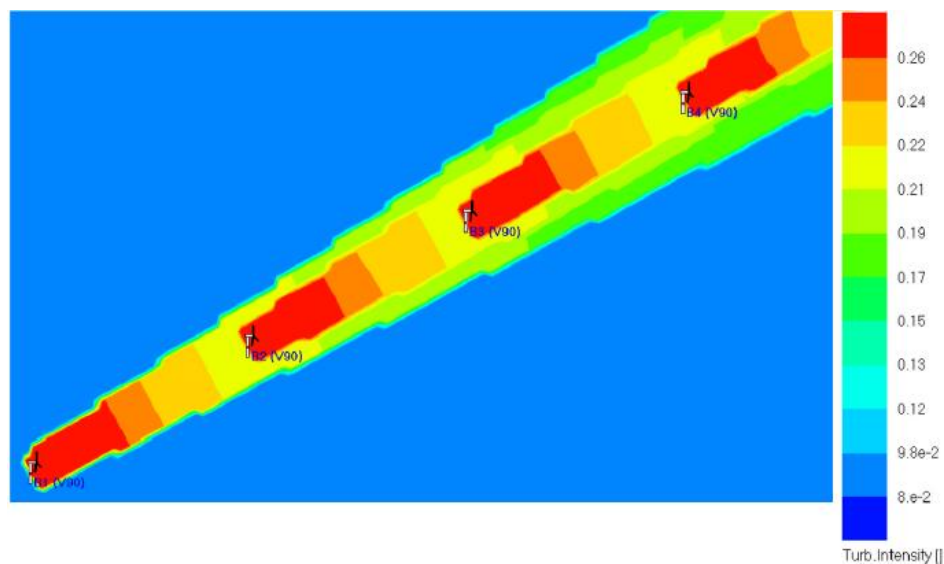


Figura 3.7 – Exemplo de um mapa da intensidade da turbulência do vento devido ao efeito de esteira. [16]

Com esta característica especial do vento, teremos mais uma razão para uma especial atenção no posicionamento das turbinas eólicas. De acordo com [2], é habitual espaçar as turbinas a uma distância entre cinco e nove diâmetros na direção preferencial do vento e entre três e cinco diâmetros na direção perpendicular (Figura 3.8).

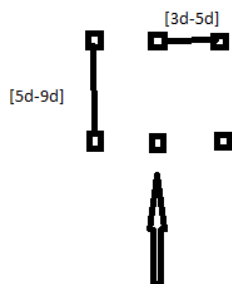


Figura 3.8 – Representação do posicionamento das turbinas num parque eólico.

3.4.2.1. Modelos de efeito de esteira

3.4.2.1.1. Modelo Jensen

Este modelo de efeito de esteira foi proposto por Jensen [17] e é um dos mais antigos e mais usados. Trata-se de um modelo de esteira bastante simples, assumindo um efeito de esteira em expansão linear com um déficit que apenas depende da distância atrás do rotor. De acordo com [18], neste modelo o efeito de esteira atrás da turbina é tratado como um efeito de esteira turbulento que ignora a contribuição da formação de vórtices, que apenas é significativa na região mais próxima. A velocidade no efeito de esteira é dada como função da distância a jusante do rotor e assume-se que se expande linearmente. Isto significa que este modelo de esteira é estritamente aplicável apenas na região esteira distante. A forma do perfil de velocidade uniforme assume uma forma de um chapéu.

O raio de esteira é dado por:

$$r_w = \frac{D}{2} (1 + 2k_d s) \quad (3.19)$$

onde D é o diâmetro do rotor da turbina, $s = x/D$ é a distância normalizada a jusante do rotor e o k_d é o coeficiente de decaimento de esteira.

O déficit normalizado da velocidade do vento ΔV é calculado em cada ponto do campo de vento a partir da seguinte equação:

$$\Delta V = \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{(1 + 2k_d s)^2} \quad (3.20)$$

com C_T é o coeficiente de impulsão da turbina eólica, dado pela curva característica de cada turbina. A velocidade do vento correta quando existe efeito de esteira é:

$$V_c = V(1 - \Delta V) \quad (3.21)$$

Deve ser aplicado no mínimo a uma distância de 3 diâmetros do rotor. Os valores de k_d é de 0,075 em campos de vento onshore e para offshore 0,04. [16].

3.4.2.1.2. Modelo Jensen 2D

Proposto por [19] e de acordo com [16], este modelo Jensen 2D foi desenvolvido para corrigir o modelo original. Segundo este modelo, a esteira também se expande linearmente, mas o perfil das velocidades tem uma distribuição sinusoidal em vez de forma de chapéu, resultado da correção sinusoidal que é aplicada em função da distância à linha central da esteira.

O déficit da velocidade correta é dado por:

$$\Delta V_{2D} = \Delta V \left[1 - \cos \left(\frac{\pi}{r_w} r + \pi \right) \right] \quad (3.22)$$

onde r é distância radial até ao centro do efeito de esteira. [16]

3.4.2.1.3. Modelo Larsen

Este modelo Larsen [20] baseia-se nas equações da camada limite turbulenta de Prandtl e tem uma taxa de expansão variável para a esteira que tem em conta a turbulência ambiente. O raio de esteira é dado por:

$$r_w = \left(\frac{35}{2\pi} \right)^{\frac{1}{5}} (3c_1^2)^{\frac{1}{5}} (C_T A(x + x_0))^{\frac{1}{3}} \quad (3.23)$$

O déficit da velocidade do vento é:

$$\Delta V = \frac{1}{9} (C_T A(x + x_0)^{-2})^{1/3} \left[r^{\frac{3}{2}} (3c_1^2 C_T A(x + x_0))^{-\frac{1}{2}} - \left(\frac{35}{2\pi} \right)^{\frac{3}{10}} (3c_1^2)^{-\frac{1}{5}} \right]^2 \quad (3.24)$$

com:

$$c_1 = \left(\frac{D_{eff}}{2} \right)^{\frac{5}{2}} \left(\frac{105}{2\pi} \right)^{-\frac{1}{2}} (C_T A x_0)^{-\frac{5}{6}} \quad (3.25)$$

$$x_0 = \frac{9,5D}{\left(\frac{2R_{9,5}}{D_{eff}} \right)^3 - 1} \quad (3.26)$$

$$D_{eff} = D \sqrt{\frac{1 + \sqrt{1 - C_T}}{2\sqrt{1 - C_T}}} \quad (3.27)$$

$$R_{9,5} = 0,5[R_{nb} + \min(H, R_{nb})] \quad (3.28)$$

$$R_{nb} = \max[1,08D; 1,08D + 21,7D(T_{IR} - 0,05)] \quad (3.29)$$

onde H é a altura da turbina, A é a área do rotor e T_{IR} é a intensidade da turbulência no rotor.

Para calcular o aumento da intensidade da turbulência ambiente devido ao efeito de esteira foi adotado o modelo de [21]:

$$\Delta T_I = 0,73a^{0,8325} T_{Ia}^{0,0325} \left(\frac{x}{D}\right)^{-0,32}; \Delta T_{I_{max}} = 0,725a \quad (3.30)$$

onde ΔT_I é intensidade da turbulência ambiente e a é o fator de indução da turbina.

Como este modelo de turbulência é 1D, obtém-se um aumento constante da turbulência ao longo da largura da esteira. A intensidade da turbulência é dada por [16]:

$$T_I = \sqrt{(T_{Ia}^2 + \Delta T_I^2)} \quad (3.31)$$

3.4.2.1.4. Modelo Gaussian BPA

O modelo *Gaussian BPA*, proposto por [22] é derivado aplicando a conservação de massa e do momento e assumindo uma distribuição Gaussiana para o déficit de velocidade na esteira. Assume-se uma expansão linear com uma taxa de crescimento constante. Este modelo apenas requer um parâmetro para determinar a distribuição da velocidade na esteira. [16].

O déficit da velocidade normalizada é dado por:

$$\Delta V = \left(1 - \sqrt{\left(1 - \frac{C_T}{8\left(\frac{k_d x}{D} + 0,2\sqrt{\beta}\right)^2}\right) \exp\left(\frac{1}{2\left(\frac{k_d x}{D} + 0,2\sqrt{\beta}\right)}\left(\frac{r}{D}\right)^2\right)}\right) \quad (3.32)$$

onde:

$$\beta = \frac{1 + \sqrt{1 - C_T}}{2\sqrt{1 - C_T}} \quad (3.33)$$

O parâmetro k_d é função da intensidade da turbulência imediatamente a jusante do rotor da turbina, T_{Ir} .

A intensidade da turbulência é calculada como o do modelo Larsen com o modelo de turbulência *CresHern* [16].

3.4.2.1.5. Modelo Gaussian Ishiara

O modelo *Gaussian Ishiara* (*Gaussian Ish*) provém de várias simulações LES e testes em tuneis de ventos [23]. Considera uma expansão linear como o *Gaussian BPA* num campo distante. A diferença de um modelo para o outro é a correção introduzida numa região da esteira próxima. Portanto, as equações neste modelo são:

$$\Delta V = \frac{1}{\left(a + \frac{bx}{D} + c \left(1 + \frac{x}{D}\right)^{-2}\right)^2} e^{\left(-\frac{r^2}{2\sigma^2}\right)} \quad (3.34)$$

A largura representativa da esteira σ :

$$\frac{\sigma}{D} = \frac{k_d x}{D} + \varepsilon \quad (3.35)$$

A taxa de expansão do efeito de esteira é:

$$k_d = 0,11 C_T^{1,07} T_{Ia}^{0,2} \quad (3.36)$$

onde as variáveis são:

$$\begin{aligned} \varepsilon &= 0,23 C_T^{-0,25} T_{Ia}^{0,17} \\ a &= 0,93 C_T^{-0,75} T_{Ia}^{0,17} \\ b &= 0,42 C_T^{0,6} T_{Ia}^{0,2} \\ c &= 0,15 C_T^{-0,25} T_{Ia}^{-0,7} \end{aligned} \quad (3.37)$$

Neste modelo foi proposto para a intensidade da turbulência um modelo 2D.

$$\begin{aligned} \Delta T_I &= \frac{1}{\left(d + \frac{ex}{D} + f \left(1 + \frac{x}{D}\right)^{-2}\right)^2} \left[k_1 \exp\left(-\frac{\left(r - \frac{D}{2}\right)^2}{2\sigma^2}\right) \right. \\ &\quad \left. + k_2 \exp\left(-\frac{\left(r + \frac{D}{2}\right)^2}{2\sigma^2}\right) - \delta \right] \end{aligned} \quad (3.38)$$

com:

$$\begin{aligned} d &= 2,3 C_T^{-1,2} \\ e &= 1 C_T^{0,1} \\ f &= 0,7 C_T^{-3,2} I_a^{-0,45} \end{aligned} \quad (3.39)$$

$$k_1 = \begin{cases} \cos^2 \left[\left(\frac{\pi}{2}\right) \left(\frac{r}{D} - 0,5\right) \right] & \frac{r}{D} \leq 0,5 \\ 1 & \frac{r}{D} > 0,5 \end{cases} \quad (3.40)$$

$$k_2 = \begin{cases} \cos^2 \left[\left(\frac{\pi}{2} \right) \left(\frac{r}{D} + 0,5 \right) \right] & \frac{r}{D} \leq 0,5 \\ 0 & \frac{r}{D} > 0,5 \end{cases} \quad (3.41)$$

$$\delta = \begin{cases} 0 & z \geq H \\ T_{I\alpha} \sin^2 \left(\pi \frac{H_w - z}{H_w} \right) & z < H \end{cases} \quad (3.42)$$

Com H_w é a altura do eixo do efeito de esteira. [16]

4. METODOLOGIA

Na realização da simulação do parque eólico Babadag II, foi utilizado o software WindStation. Apesar de existirem outras soluções, como o windPro e o WASP utilizados pela Martifer Renewables & Energy, mas o software WindStation foi adotado neste trabalho devido à sua disponibilidade e facilidade de utilização, resultando numa mais eficaz compreensão e utilização do programa.

Na primeira parte desta dissertação será feita a comparação dos dados obtidos na simulação com os dados reais obtidos. Estes dados são fornecidos pela Martifer Renewables & Energy medidos em cada turbina presente no parque e contêm a velocidade do vento e a produção de energia em cada hora do ano 2022 sendo estes dados necessários, mas não suficientes para a simulação e comparação dos dados. Para a sua realização, é necessária também a direção do vento e estes dados foram obtidos pelo Vortex.

De seguida é utilizado o método das matrizes no WindStation com os dados de entrada necessários.

Como o parque eólico Babadag II já foi desenvolvido há alguns anos será procurado otimizar o parque alterando o layout do parque, ou seja, mudar a posição das turbinas eólicas para obter a menor percentagem possível de efeito de esteira com o objetivo de procurar uma melhor eficiência nas turbinas que conseqüentemente se obtêm um melhor aproveitamento de energia.

4.1. Vortex

Devido ao facto de os valores da direção do vento não estarem presentes nos dados fornecidos pela Martifer, foi necessário recorrer a um software que a Martifer utiliza para a realização de projetos, o Vortex.

O Vortex é um software disponível online que utiliza um aglomerado de supercomputadores para executar um modelo de fluxo não linear que escala grandes padrões atmosféricos, onde o recurso eólico ainda não tem medição disponível.

A fonte de dados utilizada foi a ERA5. Esta fonte de dados fornece desde a superfície da Terra até ao topo da atmosfera, variáveis como a temperatura do ar, vento, precipitação, temperatura da superfície do mar e altura das ondas oceânicas.

Para verificar a autenticidade dos valores obtidos no Vortex foi feita uma comparação dos dados da velocidade com os medidos na turbina T17 (Figura 4.1).

A partir desta comparação poderemos verificar que os dados têm uma evolução semelhante e os valores medidos nas turbinas, como se espera, apresentam a evolução mais detalhada como se pode ver nos gráficos da Figura Ap. 4 . Com a ajuda da distribuição de Weibull da Figura Ap. 3 e com os gráficos da Figura Ap. 5 verifica-se uma evolução semelhante com distribuições semelhantes de velocidades, mas com valores de velocidades do Vortex superiores aos reais.

Com isto, as simulações serão realizadas com os valores da velocidade medidos na turbina com a direção retirada do Vortex.

4.2. WindStation

O WindStation é um software que realiza simulações numéricas de escoamentos turbulentos sobre topografias complexas. Como dados de entrada, este software recebe a descrição do terreno em formato *raster*, características do vento e a estabilidade atmosférica. Os resultados são fornecidos por um fluxo não linear da dinâmica de fluidos, com a inclusão efeito de Coriolis. Estão disponíveis quatro modelos de turbulência: três modelos de uso geral e um com uma formulação para escoamentos atmosféricos. O domínio e a malha proporcionam uma grande flexibilidade, incluindo o alinhamento automático com a direção do fluxo livre. Para uma observação pós-processamento, existem várias ferramentas para visualização e exportação de dados [15].

As simulações pretendidas serão realizadas com a opção *Matrix Mode* [15].

O método das matrizes é uma abordagem que calcula os valores das séries temporais das variáveis do parque eólico pretendidas como a produção de energia, eficiência, a velocidade do vento no rotor e a turbulência. As soluções obtidas do escoamento são usadas para gerar dados matriciais para cada turbina, neste caso. Os valores de entrada das matrizes são as velocidades do vento (nas colunas) e direção do vento (nas linhas). As matrizes fornecem a informação necessária para obter, por interpolação, os valores de saída nas turbinas, para cada valor de entrada da velocidade e direção do vento.

A informação necessária em termos de solução do escoamento depende das características do terreno e da inclusão do efeito de Coriolis.

- Para situações offshore, ou seja, se não houver variações de elevação no terreno, o vento apenas varia com a altura, sendo apenas uma direção de escoamento calculada. As soluções do escoamento para as restantes direções são obtidas apenas rotacionando o campo de vento;
- Para situações em Terra, é calculada uma gama de direções de escoamento, utilizando um passo de incremento da direção do escoamento. As soluções necessárias para gerar dados matriciais para outras direções de vento sem ser as já obtidas são obtidas rodando o campo de vento entre as direções vizinhas;
- Se o efeito Coriolis não estiver presente, a solução do escoamento será proporcional à velocidade do vento de entrada, sendo obtida para uma única velocidade de vento. As outras soluções de escoamento são calculadas por um fator de proporcionalidade;
- Se o efeito de Coriolis estiver presente, será preciso especificar várias velocidades de vento para a solução de escoamento. As soluções de escoamento para velocidades diferentes das calculadas são obtidas por interpolação linear.

Em cada matriz, o passo da velocidade do vento é de 1 m/s. O passo da direção do vento da matriz tem de ser especificado, devendo ser inferior ao passo da direção do fluxo calculado.

4.3. Simulação do parque eólico Babadag II

Para simular o parque eólico, é necessário importar a elevação a partir dos dados de SRTM1 com uma resolução de arco de 1 segundo, bem como a rugosidade do terreno.

Cada modelo de turbina presente no parque tem de ser incluído no projeto de simulação (no presente caso só existe a turbina Suzlon S88 2,1 MW), sendo necessário especificar os dados da curva de potência, altura do rotor (80 m) e o diâmetro (88 m). Para a densidade do ar considerou-se o valor de $1,225 \text{ kg/m}^3$. De seguida, são colocadas as turbinas nas coordenadas exatas para a simulação real do parque eólico. Em todas as simulações a atmosfera é considerada neutra e para a modelação da turbulência adotou-se o modelo padrão do WindStation, RNG $k-\varepsilon$.

De todos os registos da série temporal, é necessário filtrar os registos por forma a que todas as turbinas estejam a funcionar em cada carga horária. Com a ajuda do Excel foi adicionada numa das colunas, uma condição para verificar se as turbinas estavam a funcionar corretamente. Se uma turbina apresentar uma velocidade superior à velocidade cut-in (4 m/s) e não produzir energia a turbina será considerada como desligada. Foram também retirados os valores de velocidades inferiores a 5 m/s. Assim, os 8735 registos originais, foram reduzidos a 204, o que corresponde a uma redução de 97,7%.

No método matricial, é necessário saber qual das quatro turbinas presentes é a turbina de referência, ou seja, a que não sofre de efeito de esteira devido aos dados de entrada serem exatamente na turbina eólica, portanto estes não podem ser alterados devido ao efeito de esteira. Para ajudar a descobrir a direção predominante foi criada uma rosa dos ventos com os dados de entrada representados na Figura Ap. 1. Como a direção predominante é nor-noroeste, a turbina de referência será a turbina T17, representada na Figura 4.1.

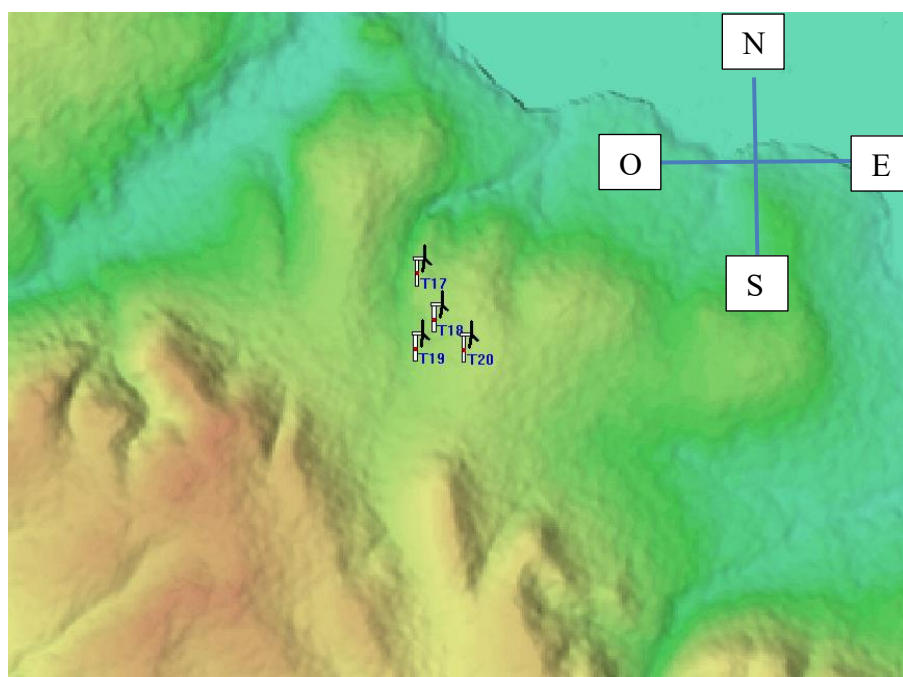


Figura 4.1 – Parque eólico Babadag II na Roménia – representação no WindStation

Para realização das primeiras simulações é usado um tamanho da malha mais grosseiro que o pretendido, por forma a facilitar o acerto dos pormenores como as condições de fronteira e os dados de entrada.

Depois de criadas as matrizes no local do rotor da turbina eólica de referência (T17), introduziram-se os dados da entrada com os valores da velocidade medidos na turbina e com a direção do Vortex. Automaticamente é exportado um ficheiro txt, com os dados de produção simulados.

No primeiro teste de simulação foi verificado se, para todos os registos, a turbina de referência apresenta uma eficiência de aproveitamento do vento de 100%. Para isso, nos instantes em que a turbina não estava a produzir energia por a velocidade do vento ser menor que a velocidade cut-in a eficiência é assumida de 100% para descobrir as cargas horárias em que a turbina sofre de efeito de esteira.

Para obter resultados mais precisos é necessário que não dependam do tamanho da malha, portanto, serão feitas simulações com diferentes tamanhos de malha aumentando progressivamente a quantidade de nodos. No começo o tamanho da malha era de 300 metros com 57400 nodos. De seguida, 190 metros de malha com 143000 nodos, 100 metros com 506760 nodos, 75 metros com 904200 nodos e 50 metros de malha com 2025040 nodos.

Com o tamanho da malha escolhido, foi adicionado o modelo da floresta devido à floresta presente a sul das turbinas (terreno vermelho apresentado na Figura 4.1). A presença de obstáculos, como referido no capítulo 3.4.1, altera o campo de vento, portanto é necessário adicionar uma condição que caracterize a densidade da floresta.

4.4. Otimização para um melhor aproveitamento de energia

O projeto do parque eólico Babadag II já foi feito há alguns anos. Entretanto, o recurso eólico já se alterou e a tecnologia melhorou. Nesta parte procurou-se aumentar o aproveitamento de energia eólica e, não alterando o tipo de turbinas usadas, a única forma de aumentar a produção de energia será alterar a localização das turbinas, ou seja, mudar o layout do parque eólico. Será necessário recorrer a várias simulações para observar o efeito de esteira presente em todo o ano para o poder reduzir, aumentando assim a eficiência das turbinas.

Na alteração da localização das turbinas será preciso ter em conta as direções do vento predominante na turbina de referência (T17). Apenas a única turbina que não será alterada

devido a ser necessário os seus dados de entrada, velocidade e direção do vento nos instantes selecionados.

Em relação às outras turbinas, procura-se aumentar a sua eficiência, ou seja, reduzir a quantidade de efeito de esteira. Serão simulados diferentes layouts para que se obtenha uma produção total maior que os valores simulados da situação real.

Depois de obter melhores resultados será feita uma nova série temporal com apenas os dados de direção e velocidade do Vortex para ser comparado com o real com uma quantidade de dados maior que a selecionada anteriormente visto que o selecionado apenas tem 204 dados. Isto é devido ao facto de se querer analisar mais dados com mais direções de vento. Portanto, será feita uma nova série temporal com a turbina de referência sem perdas devido ao efeito de esteira de outras. Seguidamente dos resultados da simulação com o layout real é feita uma nova simulação, mas desta vez com o layout novo para uma possível comparação.

5. RESULTADOS

5.1. Comparação entre os resultados simulados e os dados reais do parque eólico

Depois de obtidos os resultados da simulação com uma malha mais precisa, é possível comparar os dados medidos com os da simulação.

Para a turbina T17 o resultado obtido tem o menor erro comparado com outras turbinas devido ao facto de não existir efeito de esteira. Não haverá erro no valor de entrada da velocidade com o da saída porque o ponto de referência criado na matriz é na localização da turbina à altura do rotor sendo os valores medidos pelo anemómetro apenas uns poucos metros acima da altura do rotor.

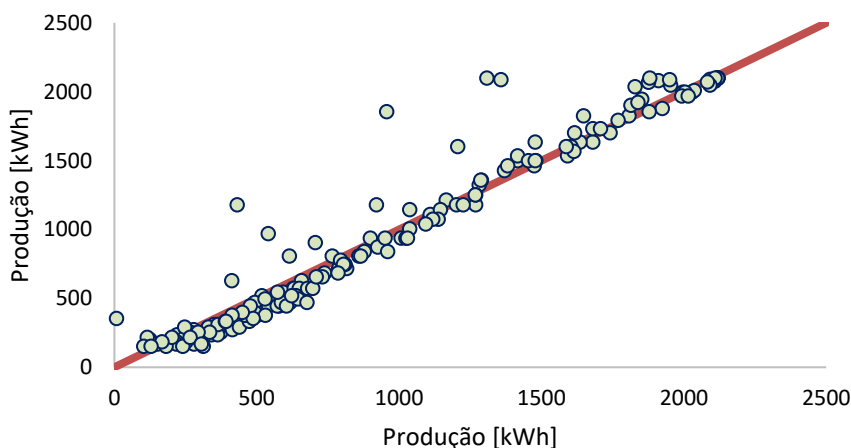


Figura 5.1 – Gráfico da comparação da produção real com a produção simulada da turbina T17.

Em relação à produção, o erro percentual total é de 0,06%, o que é quase insignificante. No gráfico da Figura 5.1 observam-se alguns pontos que estão com um erro considerável. Esses pontos estão relacionados com um erro na leitura da produção medida na turbina visto que existem valores de velocidade que não correspondem aos valores da produção representados na curva de potência. Os erros dos outros pontos presentes no gráfico, estão relacionados com a densidade e também com a tolerância na leitura dos valores medidos. A existência da variação da densidade com a temperatura que neste caso não foi tido em conta, altera os resultados obtidos devido a diferentes curvas de potência consoante a sua densidade.

Para começar observa-se a dependência do tamanho da malha. Esta dependência observa-se que cada vez que se aumenta a quantidade de nodos, existe uma diminuição da diferença de valores de uma malha mais grosseira para outra mais fina, apresentada na Figura Ap. 7, de 57600 para 2025400 nodos tanto na velocidade como na produção simulada até não existir uma diminuição significativa. Verifica-se que a produção e a velocidade simulada para valores acima de dois milhões de nodos já não dependem do tamanho da malha.

Aumentando a quantidade dos nodos diminui o erro percentual da velocidade e da produção com a medida em cada turbina do parque como representado na Figura Ap. 8.

Pelos gráficos referidos anteriormente, verifica-se um erro percentual reduzido da turbina T20 comparado com as outras turbinas, mas devido ao facto de ser a produção total, os erros entre o real e o simulado de certas cargas horárias podem compensar as outras horas. Isto também se deve ao facto de a turbina T20 ser a que sofre menos de efeito de esteira tendo uma eficiência de 90,5%.

Com isto, o tamanho da malha utilizada nas seguintes simulações foi de 50 m com 2025400 nodos.

Depois de obtermos o tamanho da malha pretendida, podemos observar outras condições de fronteira importantes para a comparação e neste caso será o facto de existir floresta dentro do domínio utilizado e na realidade as árvores serem obstáculos para o recurso eólico como referenciado no capítulo Obstáculos 3.4.1. Portanto, será observado se existe alguma diferença nos resultados com o modelo de floresta ativado no WindStation com z0threshold de 0,3 m, que representa o valor de z0 de acordo com a Tabela A. 1.

Depois da simulação realizada com esta nova condição de fronteira, observa-se pequenas alterações, mas aceitáveis visto que diminui o erro percentual sobre o real.

Tabela 5-1 - Erros percentuais da velocidade e da produção sem e com o modelo de floresta

Erro percentual [%]	Sem modelo de floresta		Com modelo de floresta	
	Velocidade	Produção	Velocidade	Produção
T18	10,43	8,41	9,75	6,97
T19	5,44	8,22	3,25	1,69
T20	8,74	0,68	9,00	0,64

As maiores diferenças de velocidade registam-se nas direções onde se apresenta um tipo de floresta. Na T18 e T19, entre os 200° e os 340° é onde se observa as maiores alterações como se pode observar nos gráficos (a) e (b) da Figura Ap. 6, enquanto na T20 apenas dos 200° aos 300° no gráfico (c) Figura Ap. 6, o que se apresenta o esperado devido à localização de cada turbina e da floresta como se pode observar na Figura 4.1 (a floresta situa-se no terreno apresentado com uma cor avermelhada).

Para as últimas comparações, foi avaliado com o tamanho da malha certo, condição de floresta e com os dados seleccionados os diferentes modelos de efeito de esteira: Jensen, Jensen 2D, *Gaussian BPA*, *Gaussian Ish* e Larsen referenciadas no capítulo 3.4.2.1.

Das simulações realizadas anteriormente foram todas com o modelo de efeito de esteira Jensen, portanto agora com o resto das simulações poderemos observar o efeito de esteira e as diferenças em cada modelo.

Com os erros percentuais de modelo para modelo, observa-se uma dificuldade de escolha visto que em relação à velocidade o modelo com o menor erro percentual comparado com os valores reais é o Jensen 2D mas na produção apresenta-se uma relação contrária devido a valores reduzidos de velocidade próximos de 4 m/s (velocidade cut-in).

Como esperado existe semelhanças de turbina para turbina entre o *Gaussian BPA* e *Gaussian Ish* visto que, como dito no capítulo 3.4.2.1.5 o *Gaussian Ish* é uma melhoria do *Gaussian BPA*, portanto, como se pode observar o erro percentual na velocidade e na produção em cada turbina o modelo *Gaussian Ish* apresenta-se com um menor erro.

Estas variações de erros, de o Larsen ser na turbina T18 o modelo com maior erro para ser um dos com menor erro nas outras duas turbinas devem-se ao facto de a sua aplicação correta e do contexto que é utilizado. Embora o modelo Larsen esteja com maior erro na T18, todos os modelos podem ser úteis para análises preliminares de layout de parques eólicos.

O efeito de esteira existe quando se observa diferenças na razão das velocidades com a turbina de referência em cada modelo de efeito de esteira. Como esperado, o Jensen 2D terá uma razão mais baixa comparado com os outros modelos devido à sua absurda forma sinusoidal comparada com a do Larsen por exemplo, que também apresenta uma forma sinusoidal, mas menos acentuada como referido no capítulo 3.4.2.1.2. e com um aspeto parecido ao presente no gráfico a) e b) da Figura Ap. 10. A forma de chapéu no modelo Jensen também se mostra no gráfico a) da Figura Ap. 10. Apenas no gráfico b) da Figura

Ap. 10 se nota uma diferença considerável entre os modelos Larsen, *Gaussian BPA* e *Gaussian Ish*. Estes diferenciam-se devido ao facto de tratarem a turbulência ambiente de maneiras diferentes.

5.2. Otimização do layout

5.2.1. Resultados das simulações com os novos layouts

Para uma melhoria do layout é necessário ter em conta diversas variáveis e uma das mais importantes e que ajudam na escolha da localização das turbinas será a direção do vento para procurar diminuir o efeito de esteira causado no parque eólico. Para isto será necessário realizar tentativas até aumentar a quantidade de energia produzida total do parque eólico comparada com simulado com o layout real.

Na primeira tentativa foi pensado de maneira a retirar a turbina T18 do centro das turbinas visto que é uma das turbinas que sofre mais de efeito de esteira e como a direção predominante observada na Figura Ap. 1 é o NNW, esta é demasiado afetada pelo efeito de esteira da turbina de referência. Outro movimento realizado foi a T20 que olhando para os resultados simulados, esta também sofre de uma quantidade considerável de efeito de esteira então a distância teria de ser aumentada da turbina T19 para a T20 para ficar no limite da distância aconselhável de acordo com o diâmetro do rotor apresentado na Figura 3.8 visto que no layout real estas estão a uma distância de aproximadamente 390 metros e o aconselhável é superior a 5 diâmetros do rotor, ou seja, 440 metros portanto ficará com aproximadamente 550 metros. Esta distância aconselhável é para as direções predominantes, mas como a T20 ainda sofre de efeito de esteira causada pela T19 e se for possível separar as turbinas para diminuir esse efeito é preferível. A primeira tentativa é demonstrada na Figura 5.2 com a nova localização das turbinas assinaladas a amarelo.

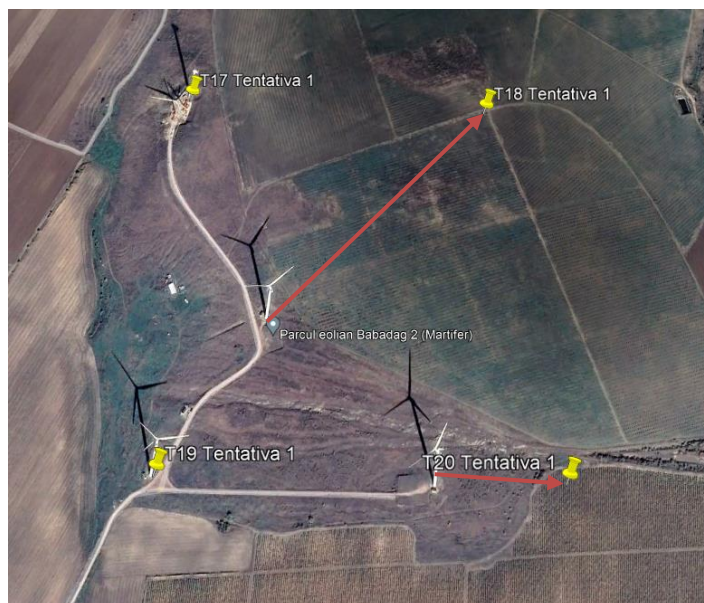


Figura 5.2 - Imagem do GoogleEarth da primeira tentativa para um melhor aproveitamento das turbinas eólicas assinaladas a amarelo.

Depois da alteração da localização das turbinas no WindStation apenas é necessário a obtenção das novas matrizes porque o campo de vento será o mesmo.

Depois dos resultados obtidos, observa-se um aumento considerável na produção principalmente devido à turbina T18 com uma melhoria de 36,56% como se pode verificar no Figura Ap. 11 o que é consideravelmente muito bom que adicionalmente veio com uma melhoria nas turbinas a jusante da T18 no layout inicial visto que estas turbinas também sofriam de efeito de esteira da turbina T18. Portanto o principal problema deste layout inicial já foi descoberto e corrigido. Este layout melhorou a produção total em 12%.

Infelizmente com este novo layout, a turbina de referência (T17) deixou de estar a 100% de eficiência visto que existem direções do vento que provém da turbina T18 que foi alterado para este. Apesar de ter sido só prejudicada em 0,26%, na próxima tentativa de um novo layout será tido em consideração a alteração da posição da turbina T18 para que não afete a turbina T17 e que obtenha estes resultados de produção das outras turbinas ou melhor.

Para não prejudicar a turbina de referência com a ajuda da rosa dos ventos da Figura Ap. 1 descobriu-se a direção do vento menos frequente para em vez de a turbina T18 estar a Este da T17, estar numa direção em que não afete a turbina de referência. Portanto, as direções menos frequentes são ESE, SE, SSE, S. A turbina T18 foi colocada entre estas direções e, portanto, ficou mais perto da turbina T20. Com isto, a distância entre estas duas

turbinas não era a aconselhada então a turbina T20 também foi alterada de sítio alguns metros para sul para estar a uma distância adequada da turbina T18.

Consequentemente, o novo layout da segunda tentativa ficou com o aspeto presente na Figura 5.3.



Figura 5.3 - Imagem do Google Earth da segunda tentativa para um melhor aproveitamento das turbinas eólicas assinaladas a amarelo

Com esta nova ideia de layout foram feitas as novas alterações no layout no WindStation para adquirir as novas matrizes.

Olhando para o gráfico da Figura Ap. 15 verifica-se um maior aumento de produção do que no primeiro layout e o principal objetivo deste novo layout foi corrigido visto que a turbina de referência, a T17, voltou a estar com a eficiência pretendida.

Para além desta correção, obtivemos valores mais altos na T18 (gráfico da Figura Ap. 12) porque a altura aumentou 10 metros obtendo valores de velocidade mais altos e o efeito de esteira que esta sofre diminuiu também aumentando quase 2% na produção. Como a turbina T20 foi alterada da mesma maneira que a turbina T18, esta ficou nas direções onde não existe vento aumentando consideravelmente a produção da turbina T19. Infelizmente apenas a turbina T20 diminuiu da primeira tentativa para a segunda tentativa pela razão contrária ao aumento da turbina T19. Como a produção total da primeira para a segunda tentativa aumentou 0,74% este novo layout é mais adequado.

Como apenas se alterou as turbinas T18 e T20, nesta nova tentativa de um novo layout será procurado melhorar a produção da turbina T20 com a alteração da T19. Como a T19 está na direção predominante do vento em relação à turbina T20, esta vai ser alterada para

oeste e mais afastada da T20 para distâncias mais aconselháveis. A terceira tentativa para um novo layout está na Figura 5.4.



Figura 5.4 - Imagem do Google Earth da terceira tentativa para um melhor aproveitamento das turbinas eólicas assinaladas a amarelo.

Nesta terceira tentativa, conseguiu-se melhorar a turbina T20 como era esperado, mas reduziu-se outra vez a produção da turbina T17 e também a T19 (gráfico da Figura Ap. 13). Isto deve-se ao facto de ter aumentando consideravelmente o efeito de esteira na turbina T19. Apesar de ter diminuído o efeito de esteira nas turbinas T18 e T20, continua a segunda tentativa de layout mais adequada com uma produção total mais elevada. Nem sempre aumentar a produção de uma ou duas turbinas compensa, visto que pode prejudicar outras turbinas.

A próxima tentativa será outra vez alterar a turbina T19, mas desta vez estará a oeste da turbina T20, para estar mais afetada da turbina T17 e da T20 (Figura 5.5).



Figura 5.5 - Imagem do Google Earth da quarta tentativa para um melhor aproveitamento das turbinas eólicas assinaladas a amarelo.

Neste exemplo de layout a turbina T19 perdeu imensa quantidade de energia produzida devido ao pequeno aumento de efeito de esteira e como está a menos distância da floresta a sul, existiu uma redução considerável nos valores da velocidade e da produção.

Esta tentativa não é a adequada visto que comparada com o segundo layout a produção só aumentou na turbina T18 reduzindo em todas as outras apenas olhando para o gráfico da Figura Ap. 14.

Considerando todas as hipóteses, o segundo layout será o mais acertado para este parque eólico considerando os ventos atualmente. Nem sempre afastar uma turbina para uma maior distância ou para um local onde não seja afetada com tanto efeito de esteira ajuda na produção total visto que ao alterar uma das turbinas pode prejudicar o funcionamento das outras como se pode observar nas duas últimas tentativas de layout.

5.2.2. Comparação do layout otimizado com os dados do Vortex

Para uma comparação melhor é necessário analisar com uma quantidade maior de dados visto que as simulações anteriores foram realizadas apenas com 204 dados. Sendo assim, será comparado com os dados da velocidade e direção do Vortex.

Primeiro é essencial retirar os instantes em que a turbina de referência não está a sofrer de efeito de esteira, portanto é gerado uma série temporal com todos os dados disponíveis e

realizar uma simulação para retirar esses instantes. Depois de criada a segunda série temporal sem estes instantes, é simulado com o layout real e com o segundo layout.

Estes resultados servem para comparar com maiores quantidades de direções do vento como se pode ver na rosa dos ventos da Figura Ap. 2 e que comparado com a da Figura Ap. 1 existe frequências de certas direções muito diferentes, como por exemplo a direção NW que aumentou consideravelmente.

Como se pode verificar nos gráficos apresentados na Figura Ap. 16, existem melhorias consideráveis em todas as turbinas exceto na turbina de referência (T17) como era esperado. Tal como foi observado na otimização do layout (Capítulo 5.2), a turbina T18 teve um aumento considerável em relação às outras. Uma melhoria total na produção de 12,9%.

Esta comparação com os dados do Vortex é relevante porque ao contrário da avaliação realizada com os dados reduzidos, a segunda turbina que mais aumentou foi a turbina T20 em vez da T19. Isto deve-se ao facto de existir uma frequência de direção norte maior na rosa dos ventos da Figura Ap. 2 e como a turbina T17 se apresenta a norte da turbina T19, esta sofrerá de uma percentagem de efeito de esteira que não foi simulado com os dados reduzidos.

Neste caso com estas direções de vento, foi analisado também com o quarto layout visto que a turbina T19 já não está nas direções predominantes da T17.

A melhoria na produção deste layout foi de 10,39%, inferior ao segundo layout. Como era esperado a T19 diminuiu consideravelmente o efeito de esteira como se pode observar no gráfico da Figura Ap. 17. Para além desta turbina também reduziu as turbinas T18 e T20. Apesar desta redução de efeito de esteira, como foi mencionado no capítulo 5.2 na quarta tentativa, a turbina T19 está localizada num sítio onde o vento tem velocidade inferior por estar mais perto da floresta a sul. Por esta razão, os valores da velocidade e de produção mesmo com uma percentagem de efeito de esteira inferior, os valores são maiores no segundo layout, ou seja, o layout otimizado.

Para além disto, a turbina de referência T17 aumentou consideravelmente o efeito de esteira, reduzindo a sua produção total.

5.2.3. Avaliação económica

Para avaliar economicamente o layout real e o layout otimizado é necessário analisar a produção média anual. A média anual (8760 horas) do layout real é de 27626 MWh,

enquanto a do layout otimizado é de 31146 MWh. O preço varia consoante o contrato da energia retirado do OMIP que é um operador de mercado regulamentado que oferece ao mercado uma plataforma de negociação. Neste caso foi realizada uma média e o preço da energia ficou a 103,473 €/MWh. No layout otimizado prevê-se um aumento de 364265 € relativamente ao layout real que oferece um ganho de 2858551 €.

Esta alteração de layout, com um aumento considerável de energia produzida, pode não ser benéfico visto que existem os custos elevados relacionados com a mudança das turbinas de local. Para além disto, é necessário ter em atenção o solo onde se colocará as turbinas e o facto de que nem sempre ser possível alugar os terrenos necessários para o parque eólico, visto que, por vezes, os proprietários não aceitam alugar ou vender o que impossibilita a realização da mudança de layout.

6. CONCLUSÕES

Esta dissertação serviu para o primeiro contacto com um projeto real de parque eólico, sendo possível realizar partes de um projeto e a resolução de problemas que dificultam a realização.

A importância de um primeiro estudo do recurso eólico na zona pretendida foi determinante, permitir traçar o perfil eólico, velocidades e direções predominantes do vento para a realização das simulações pretendidas no WindStation. A falta das direções do vento criou a necessidade de utilizar os dados do Vortex que depois de verificada a veracidade foram utilizados apenas os seus dados da direção de vento. Apesar de uma maior quantidade de dados tornar mais preciso o estudo, apenas 204 dados tinham as condições necessárias para uma possível comparação aos dados reais fornecidos pela Martifer Renewable & Energy.

A dependência da malha e o modelo de floresta foram importantes para uma melhor observação e comparação dos dados obtidos pelas simulações. Nas simulações dos diferentes modelos de efeito de esteira observou-se as suas características, mas nenhum dos modelos foi decisivo para as seguintes comparações. Na última simulação com o tamanho da malha certo, com a condição de floresta a comparação da turbina de referência com os dados reais, como era esperado, o erro percentual foi muito reduzido enquanto as turbinas a jusante ficaram com um erro superior.

Na segunda parte da dissertação foi realizada tentativas para otimizar o layout do parque eólico. Um dos pontos mais importantes para a mudança das turbinas de local, foram as direções predominantes do vento. Estas foram alteradas consoante a quantidade de energia perdida por o efeito de esteira. Observou-se que nem sempre é adequado procurar aumentar a produção de uma turbina visto que pode afetar consideravelmente as outras turbinas. Como estas tentativas de um novo layout foram comparados com dados reduzidos, ou seja, com diferentes direções predominantes de uma simulação com os dados do Vortex como se pode observar nas duas diferentes rosas do vento criadas. Neste capítulo verificou-se na mesma um aumento considerável de produção com o layout otimizado comparado com o layout existente em Babadag.

Com este novo layout otimizado serviu para dar mais importância ao perfil eólico da zona do parque eólico visto que depois de estudado o perfil eólico foi muito mais fácil descobrir um layout que aumente consideravelmente o seu aproveitamento do recurso eólico, sendo o efeito de esteira um dos fatores que mais diminui a produção total nos parques eólicos. Apesar de a produção ser maior no layout otimizado, alterar as turbinas de local tem os seus custos e implicações que não favorecem a sua alteração.

No decorrer desta dissertação foi possível observar que com maior conhecimento e tecnologia, que estes testes com a ajuda de um software de análise de um estudo eólico são importantes para o projeto de um parque eólico. Apesar do recurso eólico ser bastante complicado de ser analisado, é um recurso renovável que está em crescimento e será cada vez mais importante no nosso mundo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Kaldellis JK, Zafirakis D. The wind energy (r)evolution: A short review of a long history. *Renew Energy* 2011; 36: 1887–1901.
2. Castro RMG. INTRODUÇÃO À ENERGIA EÓLICA. 2009.
3. INE. Portal do INE.
https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&contecto=pi&indOcorrCod=0007273&selTab=tab0&xlang=pt (28 February 2023, date last accessed).
4. IEA. Wind Electricity – Analysis - IEA. <https://www.iea.org/reports/wind-electricity> (28 February 2023, date last accessed).
5. Advantages and Challenges of Wind Energy | Department of Energy. 2023
<https://www.energy.gov/eere/wind/advantages-and-challenges-wind-energy> (28 February 2023, date last accessed).
6. Manwell J, McGowan J, Rogers A. *Wind Energy Explained (Theory, Design and Application)*. 2009.
7. Hansen MOL. *Aerodynamics of Wind Turbines*. 2015.
8. Apata O, Oyedokun DTO. An overview of control techniques for wind turbine systems. *Sci Afr* 2020; 10: e00566.
9. Suzlon. Introduction to 2.1 MW WTG Components. .
10. The Coriolis Effect - Currents: NOAA’s National Ocean Service Education.
https://oceanservice.noaa.gov/education/tutorial_currents/04currents1.html (8 July 2023, date last accessed).
11. Burton T, Sharpe D, Jenkins N, Bossanyi E. *WIND ENERGY HANDBOOK*. 2001;
12. De Lellis M, Reginatto R, Saraiva R, Trofino A. The Betz limit applied to Airborne Wind Energy. *Renew Energy* 2018; 127: 32–40.
13. Wind Energy Factsheet | Center for Sustainable Systems.
<https://css.umich.edu/publications/factsheets/energy/wind-energy-factsheet> (16 March 2023, date last accessed).
14. Seguro J V., Lambert TW. Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 2000; 85: 75–84.
15. Lopes AMG. *WindStation Versions 1.5.x User’s Manual*. 2022.
16. Lopes AMG, Vicente AHSN, Sánchez OH, Daus R, Koch H. Operation assessment of analytical wind turbine wake models. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 2022; 220: 104840.
17. Jensen NO. A note on wind generator interaction. Risø National Laboratory, 1983.
18. Shakoor R, Hassan MY, Raheem A, Wu YK. Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization using Jensen’s model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016; 58: 1048–1059.
19. Tian L, Zhu W, Shen W, Zhao N, Shen Z. Development and validation of a new two-dimensional wake model for wind turbine wakes. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 2015; 137: 90–99.

20. Larsen GChr. A Simple Wake Calculation Procedure. Risø National Laboratory, 1988.
21. Crespo A, Hernández J. Turbulence characteristics in wind-turbine wakes. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 1996; 61: 71–85.
22. Bastankhah M, Porté-Agel F. A new analytical model for wind-turbine wakes. *Renew Energy* 2014; 70: 116–123.
23. Ishihara T, Qian GW. A new Gaussian-based analytical wake model for wind turbines considering ambient turbulence intensities and thrust coefficient effects. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 2018; 177: 275–292.

ANEXO A – VALORES DE REFERÊNCIA

Tabela A. 1 – Valores de referência de z_0 [m] [2].

Descrição do terreno	z_0 [m] min.	z_0 [m] máx.
Gelo ou lama	10^{-5}	3×10^{-5}
Mar calmo	2×10^{-4}	3×10^{-4}
Areia	2×10^{-4}	10^{-3}
Neve	10^{-3}	6×10^{-3}
Campo de cereais	10^{-3}	10^{-2}
Relva baixa	10^{-2}	4×10^{-2}
Descampados	2×10^{-4}	3×10^{-2}
Relva alta	4×10^{-4}	10^{-1}
Terreno com árvores	10^{-1}	3×10^{-1}
Floresta	10^{-1}	1
Povoação dos subúrbios	1	2
Centro da cidade	1	4

APÊNDICE A – ROSA DOS VENTOS

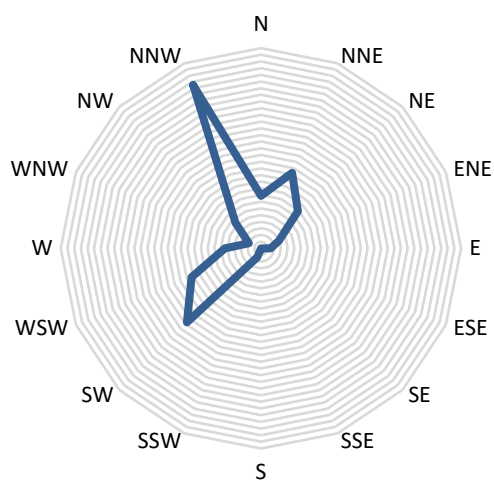


Figura Ap. 1 – Rosa dos ventos relativamente aos primeiros dados.

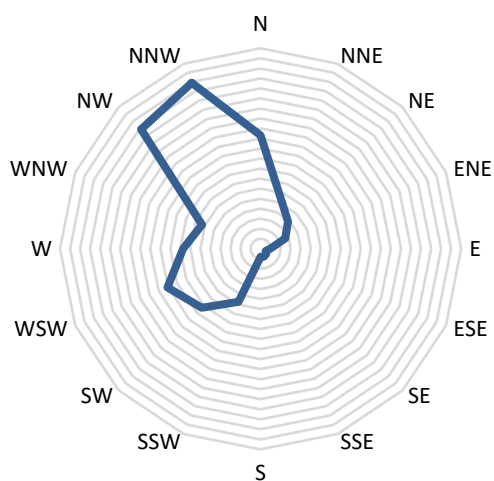


Figura Ap. 2 – Rosa dos ventos relativamente aos segundos dados

APÊNDICE B – COMPARAÇÃO DOS DADOS REAIS COM OS DO VORTEX

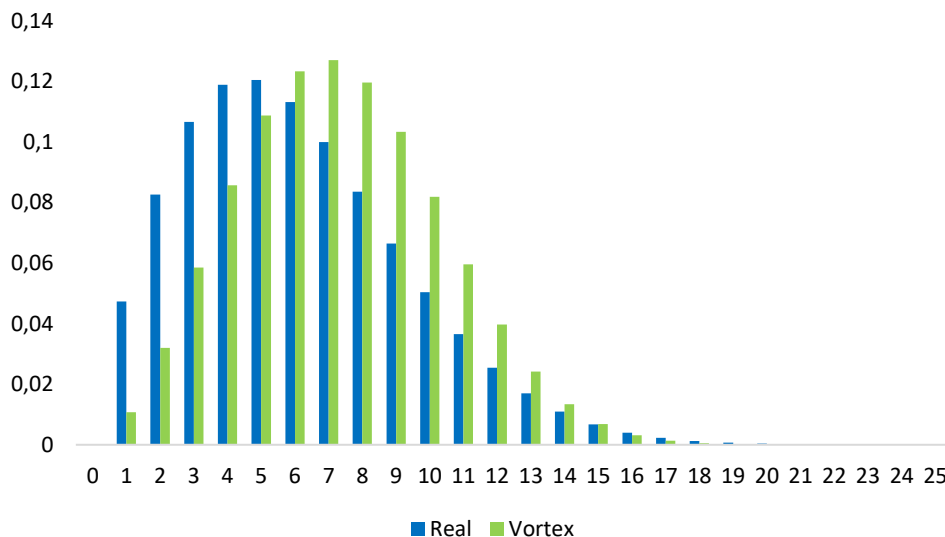
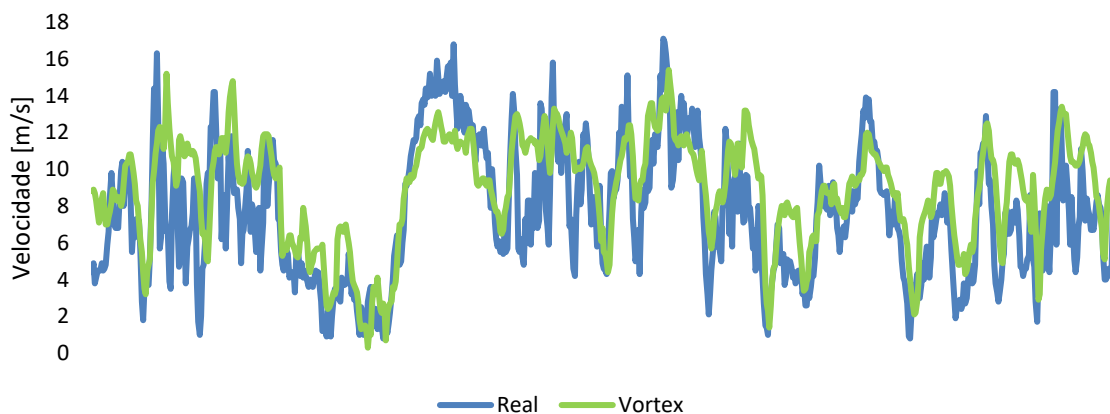
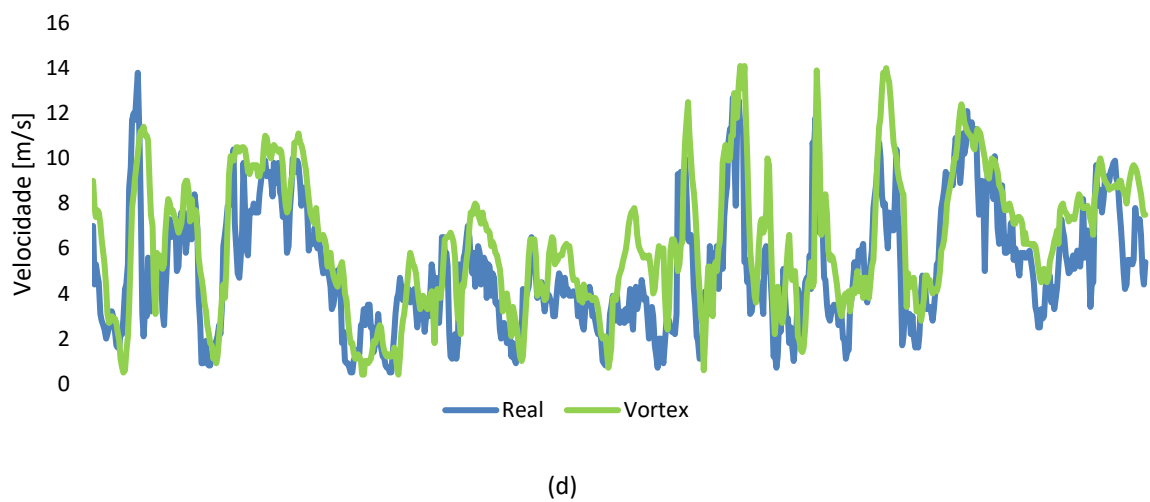
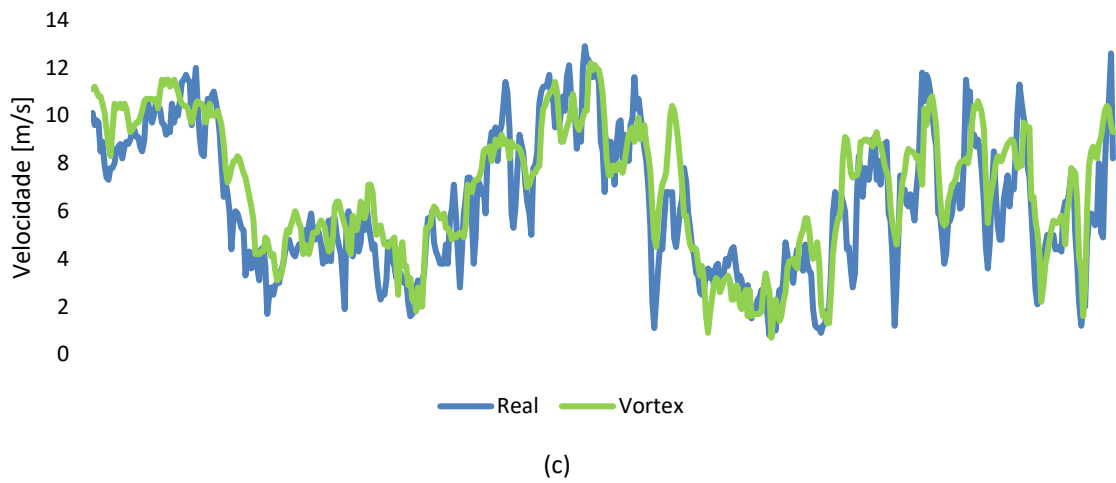
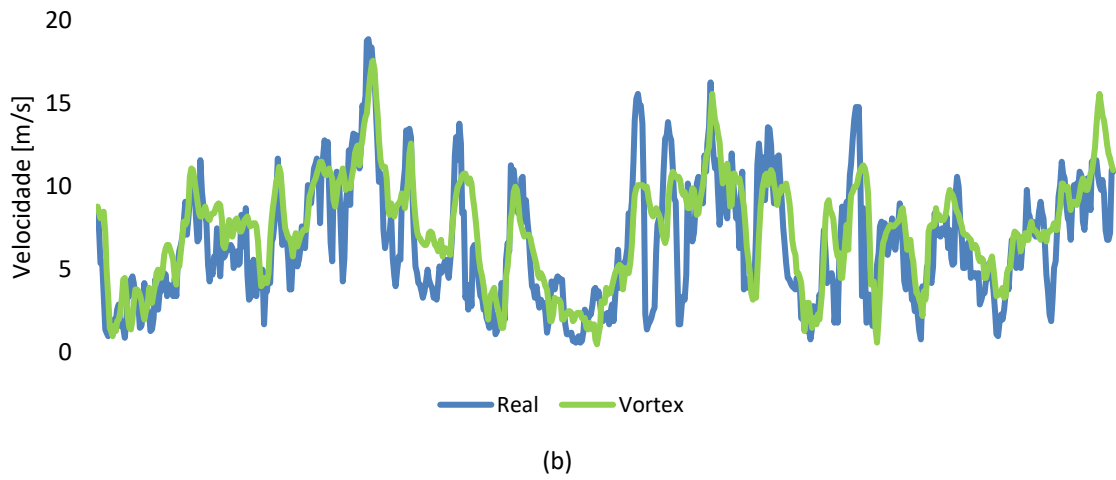
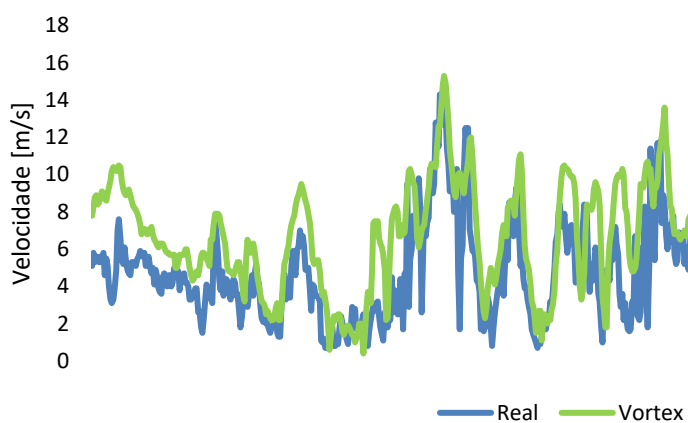


Figura Ap. 3 – Distribuição de Weibull dos valores da velocidade medidos na turbina e os valores retirados do Vortex nas cargas horárias selecionadas com valores de $k=1,9$ e $k=2,6$, respectivamente.



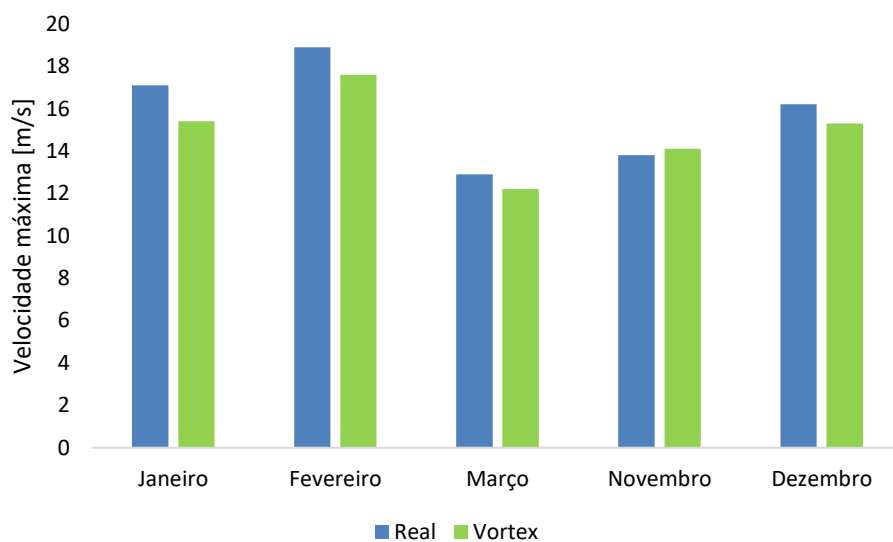
(a)



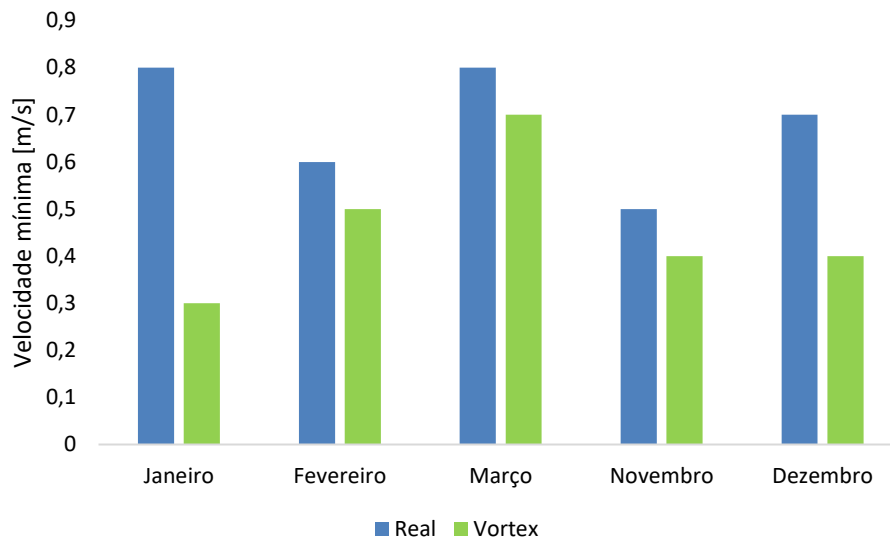


(e)

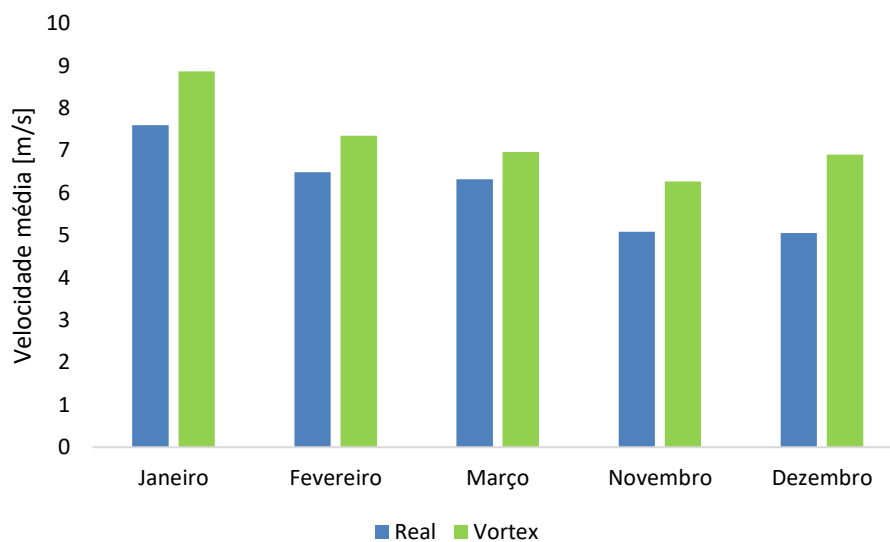
Figura Ap. 4 – Comparação entre as evoluções das velocidades do vento real e do Vortex. (a) – Janeiro; (b) – Fevereiro; (c) – Março; (d) – Novembro; (e) – Dezembro.



(a)



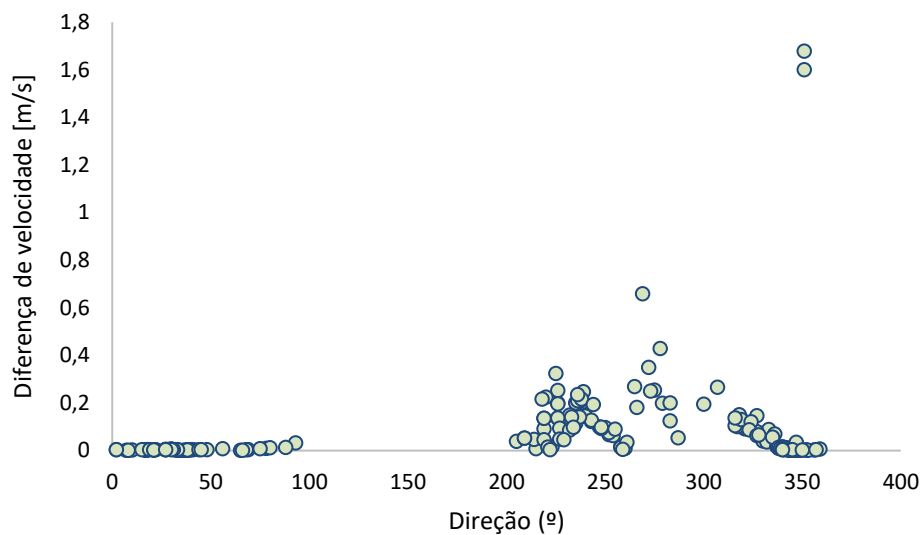
(b)



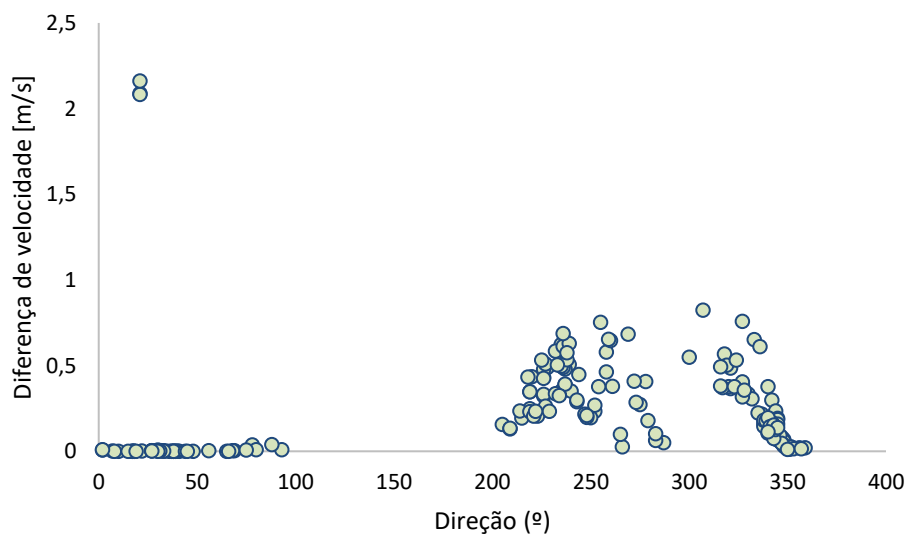
(c)

Figura Ap. 5 - Comparação entre as velocidades dos dados reais e do Vortex. (a) - Velocidade máxima; (b) – Velocidade mínima; (c) – Velocidade média.

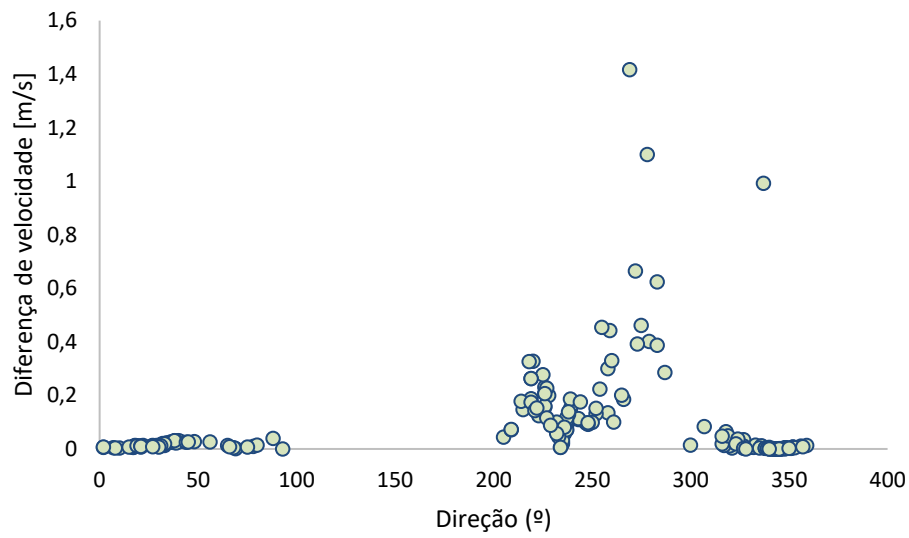
APÊNDICE C – MODELO DE FLORESTA



(a)



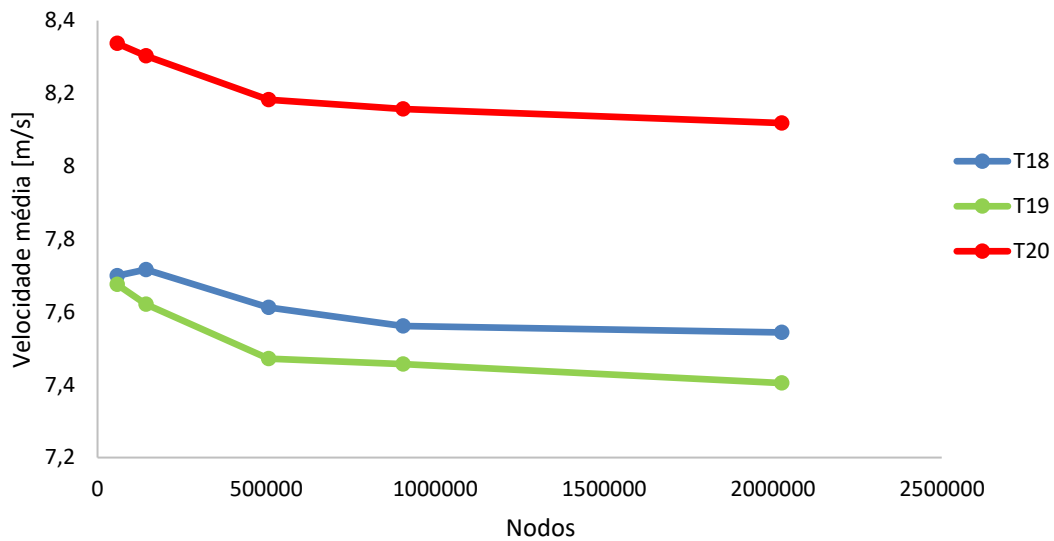
(b)



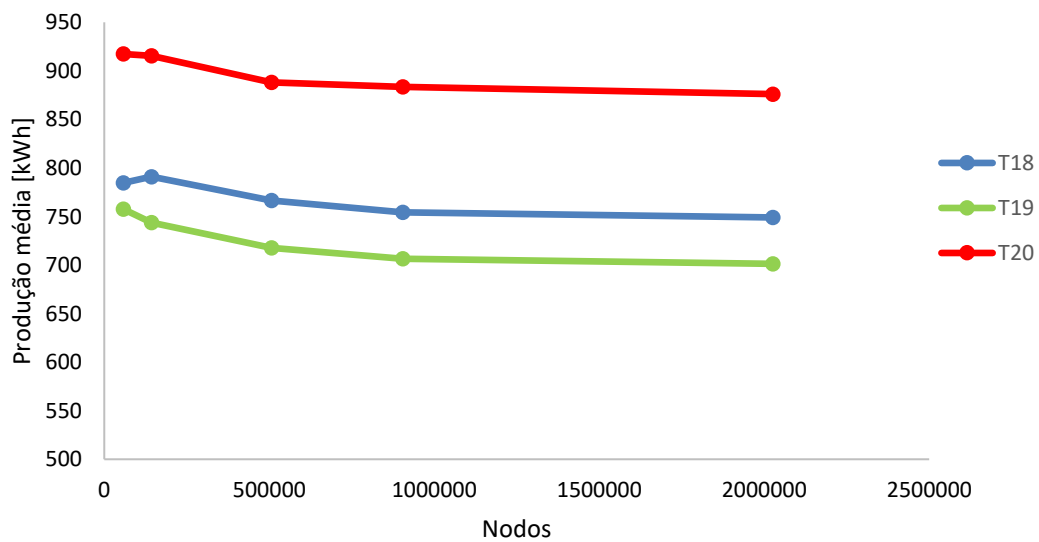
(c)

Figura Ap. 6 – Relação entre a direção e a diferença de velocidade dos resultados simulados com e sem modelo de floresta em cada turbina. (a) – T18; (b) – T19; (c) – T20

APÊNDICE D – DEPENDÊNCIA DA MESH NOS RESULTADOS SIMULADOS

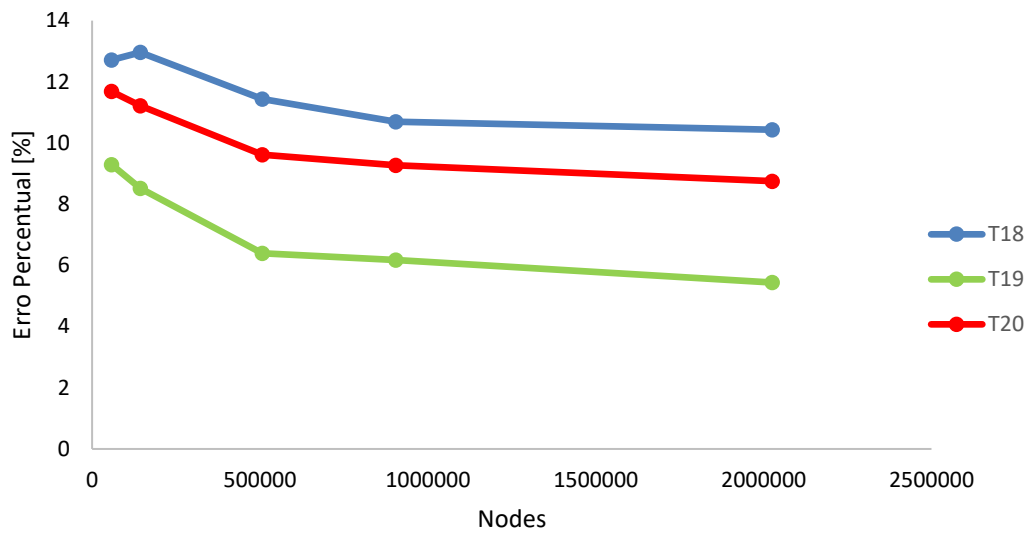


(a)

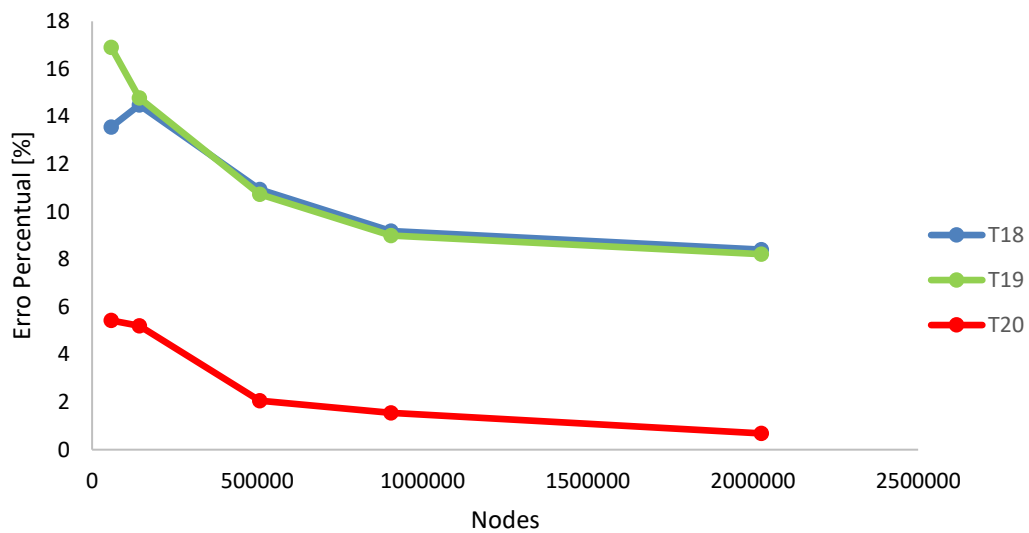


(b)

Figura Ap. 7 - Relação do tamanho da malha com os resultados simulados. (a) – Velocidade média; (b) – Produção média.



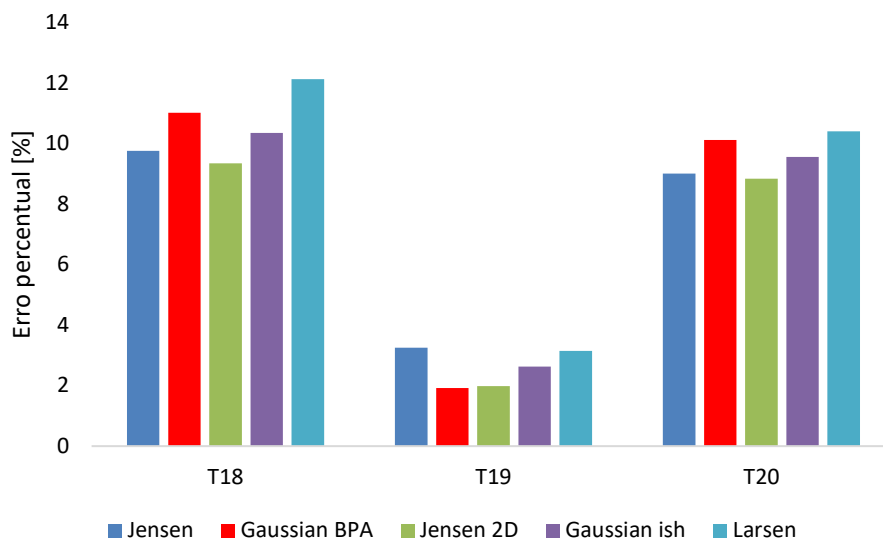
(a)



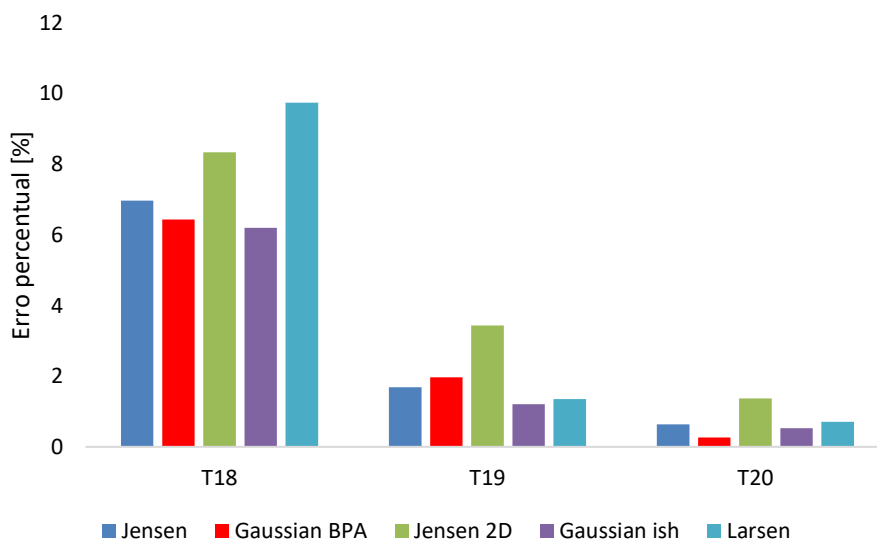
(b)

Figura Ap. 8 - Relação do tamanho da malha com o erro percentual entre os resultados reais e simulados em cada turbina. (a) – Velocidade; (b) – Produção.

APÊNDICE E – MODELOS DE EFEITO DE ESTEIRA



(a)



(b)

Figura Ap. 9 - Relação dos diferentes modelos de efeito de esteira com o erro percentual dos resultados simulados e reais em cada turbina. (a) Velocidade; (b) Produção.

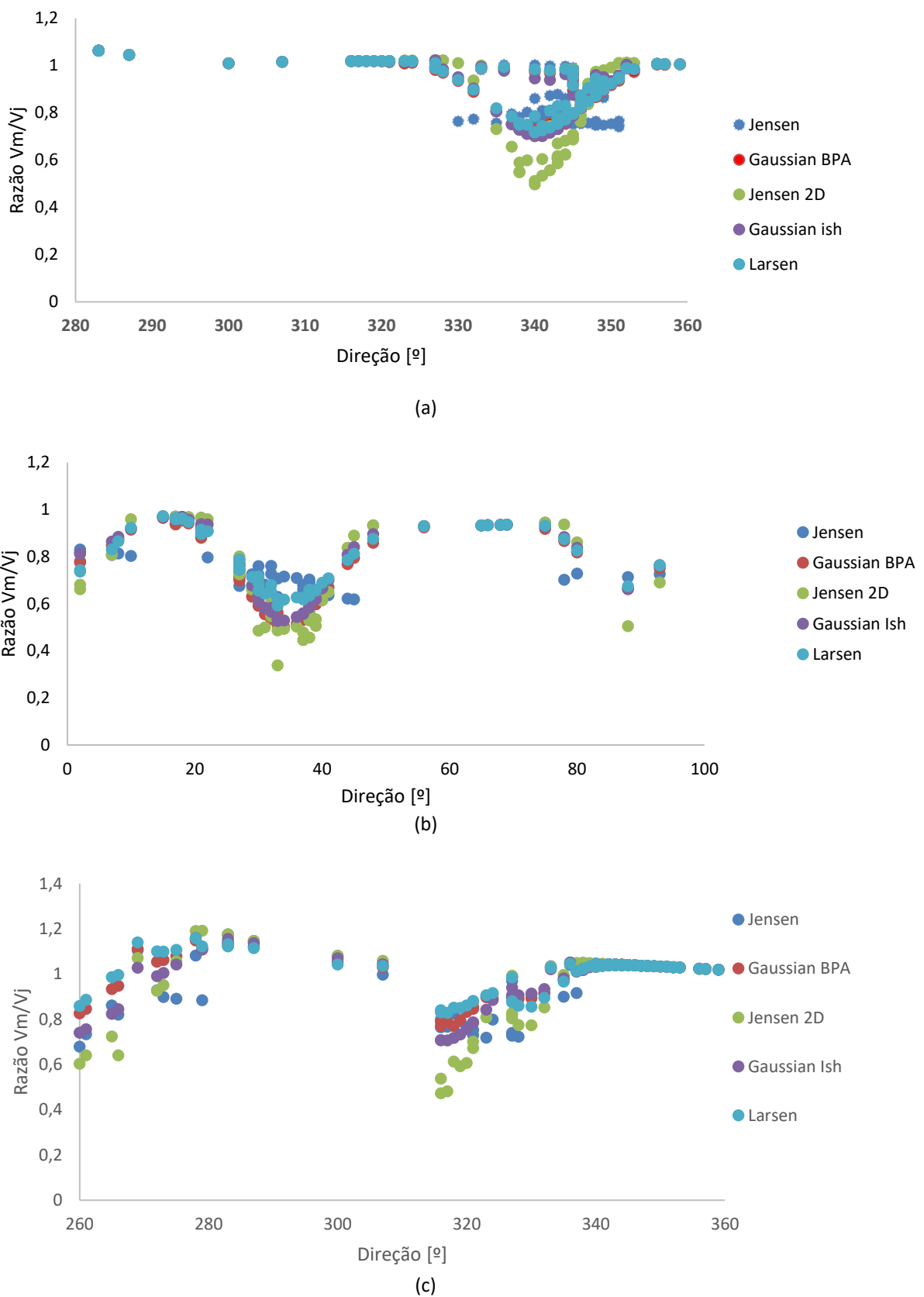


Figura Ap. 10 - Relação da direção com o ratio da velocidade de cada turbina com a de referência. (a) – T18; (b) – T19; (c) – T20

APÊNDICE F – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM NOVOS LAYOUTS

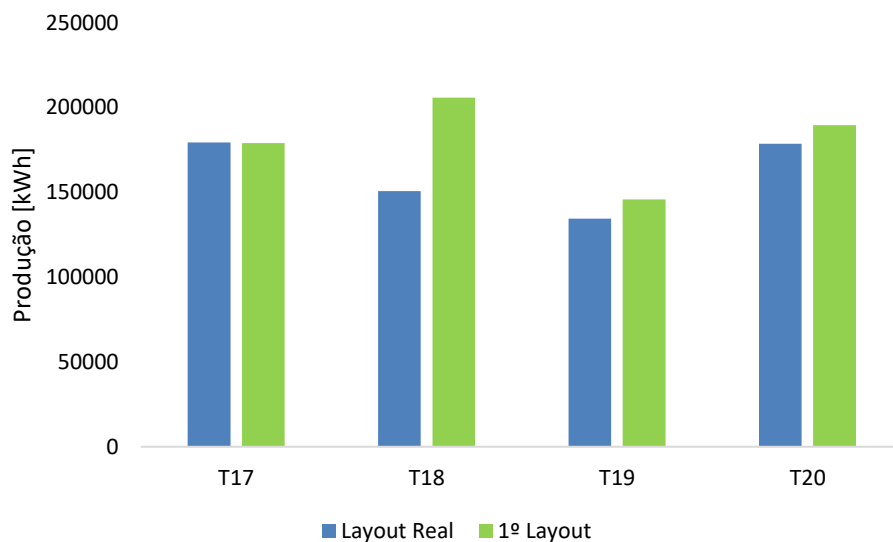


Figura Ap. 11 – Comparação da produção gerada em cada turbina do layout real e da 1ª tentativa de um novo layout.

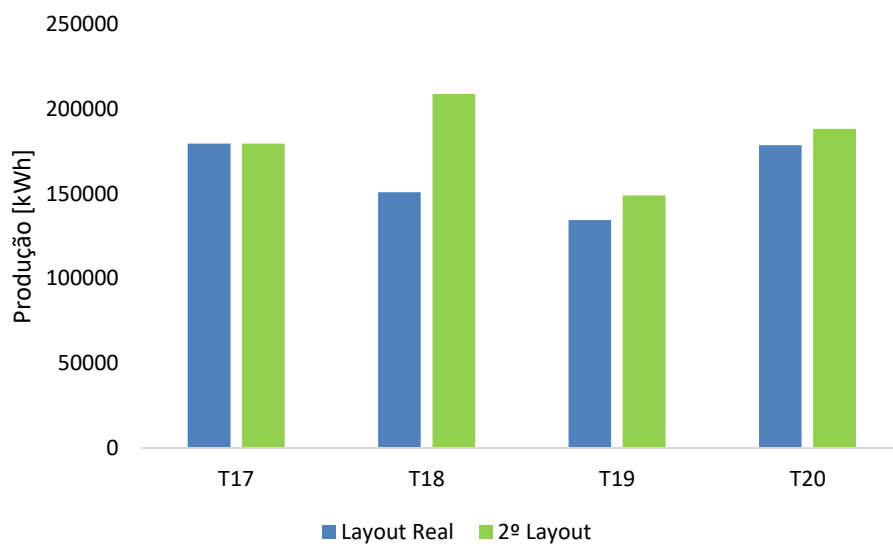


Figura Ap. 12 - Comparação da produção gerada em cada turbina do layout real e da 2ª tentativa de um novo layout.

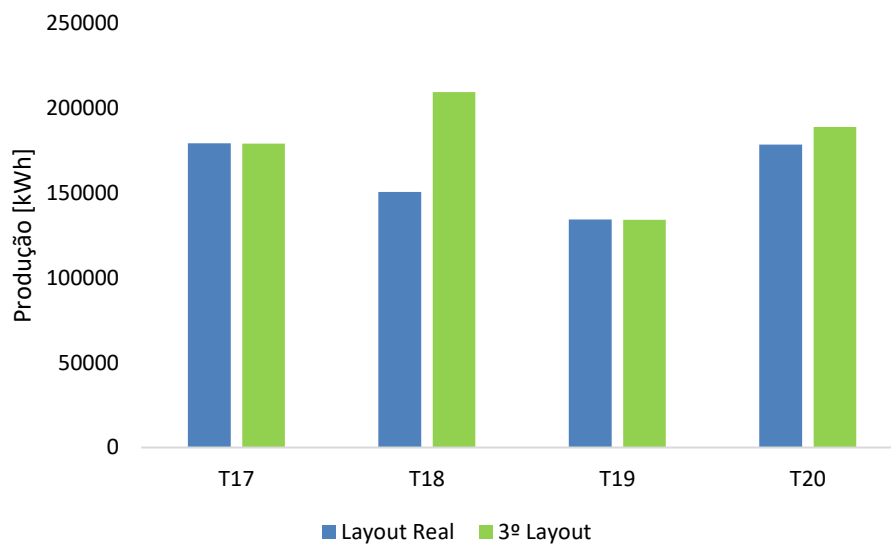


Figura Ap. 13 - Comparação da produção gerada em cada turbina do layout real e da 3ª tentativa de um novo layout.

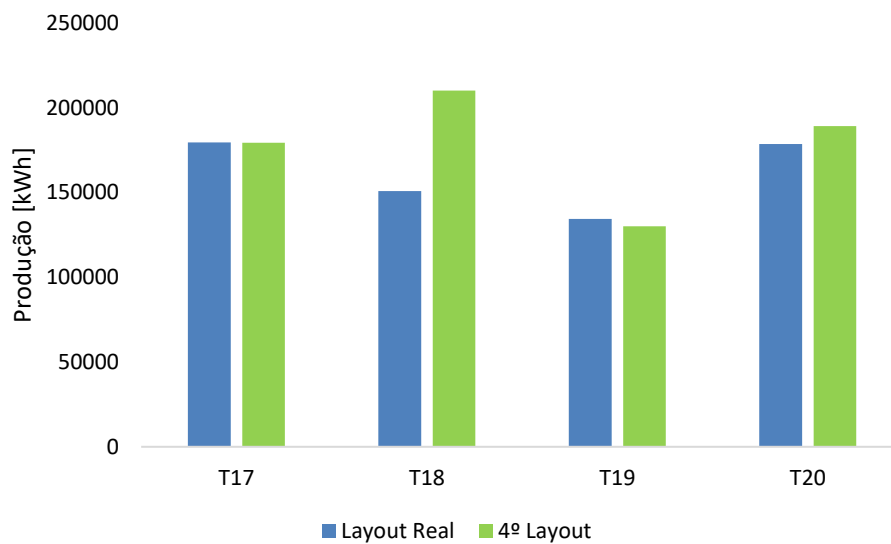


Figura Ap. 14 - Comparação da produção gerada em cada turbina do layout real e da 4ª tentativa de um novo layout.

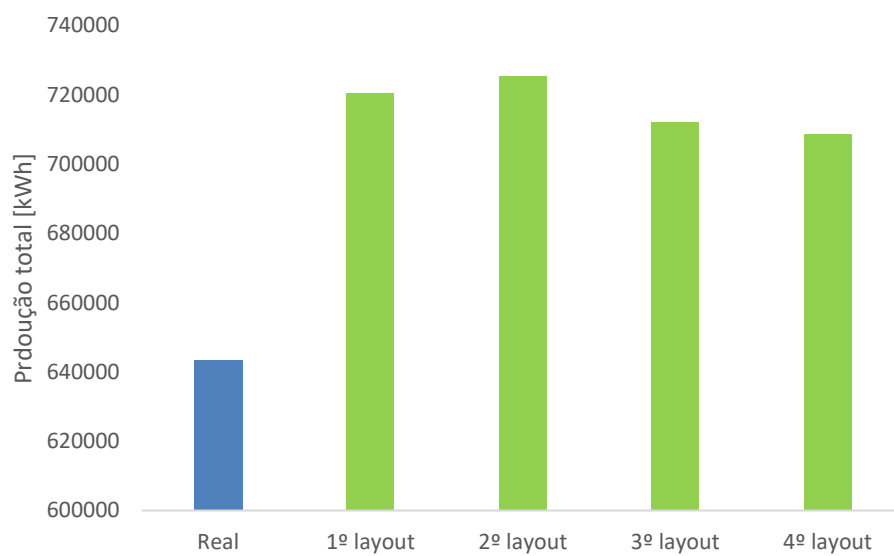


Figura Ap. 15 – Comparação da produção gerada no parque eólico para cada layout.

APÊNDICE G – COMPARAÇÃO DO LAYOUT OTIMIZADO COM OS DADOS DO VORTEX

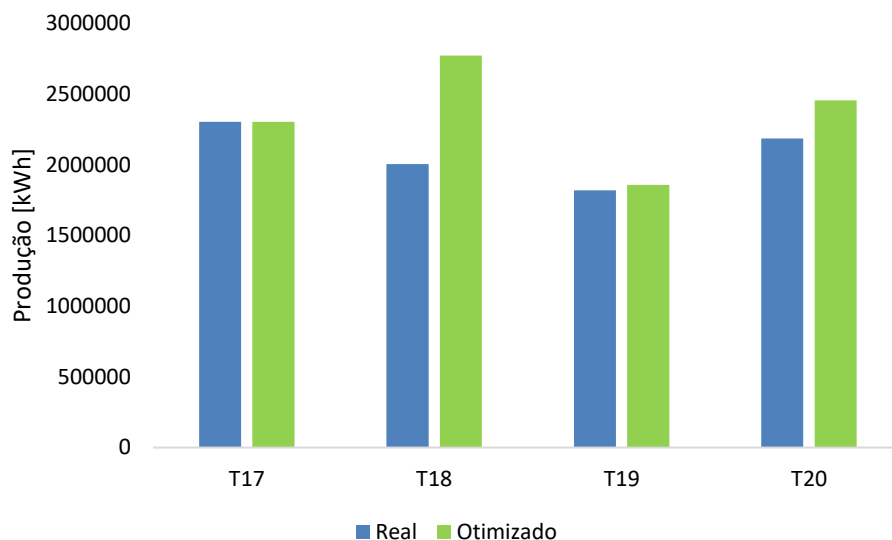


Figura Ap. 16 – Comparação dos resultados simulados da produção com os dados do Vortex do layout real e o otimizado.

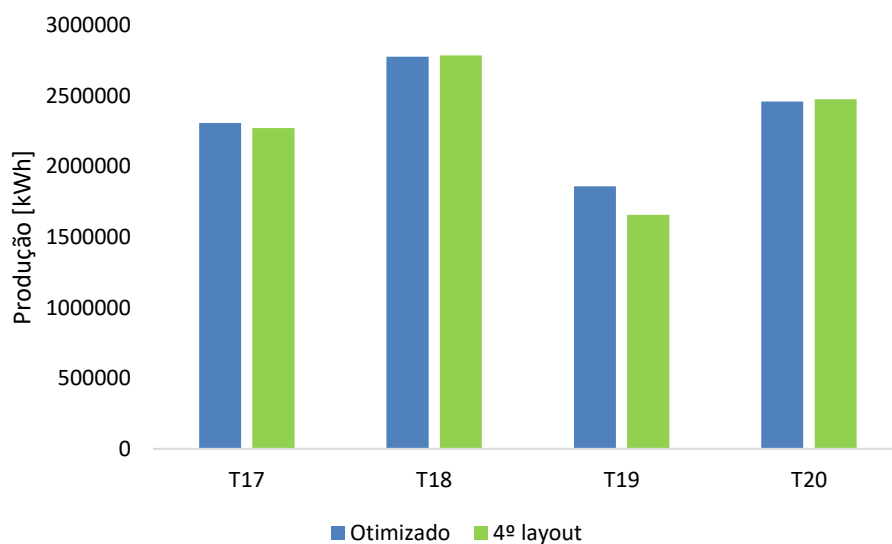


Figura Ap. 17 - Comparação dos resultados simulados da produção com os dados do Vortex do 4º layout e o otimizado.