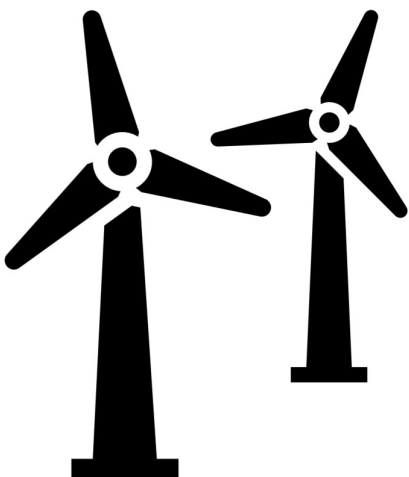




Estudo das Forças Aerodinâmicas de um Sistema Eólico de Produção de Energia Elétrica

JOÃO HENRIQUE VIEIRA SPÍNOLA NUNES
(Licenciado em Engenharia Eletromecânica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica, na Área de Especialização
de Energia, Refrigeração e Climatização

Orientadores:

Doutor Nuno Alexandre Soares Domingues
Doutor Ivan Rodolfo Pereira Garcia de Galvão

Júri:

Presidente: Doutor André Rui Dantas Carvalho

Vogais:

Doutor João Nuno Pinto Miranda Garcia
Doutor Nuno Alexandre Soares Domingues

Dezembro de 2024

Estudo das Forças Aerodinâmicas de um Sistema Eólico de Produção de Energia Elétrica

João Henrique Vieira Spínola Nunes
(Licenciado em Engenharia Eletromecânica)

Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica, na Área de Especialização de Energia, Refrigeração e Climatização

Orientadores:

Doutor Nuno Alexandre Soares Domingues, ISEL/IPL
Doutor Ivan Rodolfo Pereira Garcia de Galvão, ISEL/IPL

Júri:

Presidente: Doutor André Rui Dantas Carvalho, ISEL/IPL

Vogais:

Doutor João Nuno Pinto Miranda Garcia, ISEL/IPL
Doutor Nuno Alexandre Soares Domingues, ISEL/IPL

Dezembro de 2024

Agradecimentos

Agradeço aos meus orientadores, Professor Ivan Rodolfo Pereira Garcia de Galvão e Professor Nuno Alexandre Soares Domingues, pelo apoio prestado, disponibilidade demonstrada em horários extraordinários e pelas sugestões fundamentais para o desenvolvimento deste projeto.

Um agradecimento especial, ao meu pai, Paulo Nunes e à minha mãe Natália Nunes, que, com muito esforço, permitiram que tudo isto se concretizasse, procurando sempre disponibilizar as melhores condições para a minha formação profissional e incentivando a concretizá-las.

Agradeço igualmente à minha namorada Leonila Oliveira e ao meu grande amigo Tiago Alves, pela motivação e apoio ao longo de todo este trajeto. Nunca me deixaram desistir e foram fundamentais para a conclusão deste trabalho.

Quero ainda agradecer a minha família, em especial a minha madrinha Maria José Spínola e a outros tantos que me acompanharam durante este percurso e que, de uma forma ou de outra, contribuíram para todos os resultados que fui capaz de atingir.

Por fim, um agradecimento ao Instituto Superior de Engenharia de Lisboa e ao Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, em particular aos professores dos departamentos de Engenharia Mecânica e Eletromecânica, pelos ensinamentos que me permitiram evoluir academicamente.

Declaração de integridade

Declaro que esta dissertação é o resultado da minha investigação pessoal e independente. O seu conteúdo é original e todas as fontes listadas nas referências bibliográficas foram consultadas e estão devidamente mencionadas no texto. Mais declaro que todas as referências científicas e técnicas relevantes para o desenvolvimento do trabalho estão devidamente citadas e constam das referências bibliográficas.

O autor

João Nunes

Lisboa, 17 de dezembro de 2024

Estudo das Forças Aerodinâmicas de um Sistema Eólico de Produção de Energia Elétrica

Resumo

O Plano Nacional de Energia e Clima, impulsiona à eletrificação do consumo energético. As energias renováveis, são a solução apresentada para esta transformação do panorama energético, com um foco especial na eólica. Este trabalho, tem como objetivo, a compreensão da variação do vento, sobre a capacidade de as turbinas produzirem energia elétrica. No fim do trabalho, pretende-se compreender, qual a magnitude das perdas na produção de energia, devido a variações na direção e intensidade do vento. Para tal, é estudado o processo de produção de energia elétrica, abordando, a origem deste recurso natural e dos elementos que constituem as turbinas eólicas, singularizando os componentes, responsáveis pela produção de energia. Estes elementos, serão abordados em detalhe, analisando os parâmetros a considerar durante o seu design. Resultado de uma análise entre a velocidade a montante e a jusante da turbina, o limite de *Betz*, é referenciado sistematicamente ao longo do trabalho, dado que, define o limite máximo para o rendimento de uma turbina eólica. Com base neste limite, é idealizada uma turbina eólica, cujo design foi otimizado, a fim de, obter um rendimento aproximado ao determinado pelo limite de *Betz*. Para desenvolver o design otimizado, são considerados valores médios para as condições atmosféricas no parque eólico do Paul da Serra na Ilha da Madeira. Com base nestes dados e no estudo das forças mecânicas que atuam nas pás da turbina, é determinada a potência máxima teórica para uma turbina eólica sujeita as condições locais. Por fim, é realizada uma comparação entre as turbinas eólicas instaladas no parque eólico do Paul da Serra e o equipamento cujo design é resultado deste trabalho, onde se verifica, que, o custo de desenvolver equipamentos otimizados para condições particulares, é muito superior ao ganho energético inerente da sua utilização.

Palavras-chave

Turbina eólica; Limite de *Betz*; Coeficiente de Desempenho; Força de sustentação; Triângulo de Velocidades

Study of the Aerodynamic Forces in a Wind Energy Generation System

Abstract

The National Energy and Climate Plan promotes the electrification of energy consumption. Renewable energy sources are presented as the solution for this transformation of the energy landscape, with a particular focus on wind energy. This study aims to understand the variation of wind and its impact on the ability of wind turbines to generate electricity. The goal is to understand the magnitude of electrical energy production losses due to variations in wind direction and intensity. To achieve this, the process of electricity generation will be examined, including the origin of this natural resource and the components that make up wind turbines, with a detailed focus on the parts responsible for energy production. These elements are analyzed in detail, considering the parameters required during their design. Resulting from the analysis of the upstream and downstream wind speeds of the turbine, the Betz limit is systematically referenced throughout the study, as it defines the maximum efficiency a wind turbine can achieve. Based on this limit, a wind turbine is conceptualized, with its design optimized to achieve efficiency close to the theoretical Betz limit. To develop this optimized design, average values for atmospheric conditions at the Paul da Serra wind farm on Madeira Island are considered. Using these data and studying the mechanical forces acting on the turbine blades, the theoretical maximum power output for a wind turbine under local conditions is determined. Finally, a comparison made between the wind turbines installed at the Paul da Serra wind farm and the equipment designed reveals that the cost of developing equipment optimized for specific conditions is significantly higher than the energy gains obtained from its use.

Keywords:

Wind Turbine, Betz Limit, Performance Coefficient, Lift Force, Velocity Triangle

Lista de Símbolos e de siglas

Alfabeto romano

z	Altitude
A	Área
$\dot{m}$	Caudal mássico
c	Chord
C_D	Coeficiente de arrasto
c_L	Coeficiente de <i>lift</i>
C_p	Coeficiente de performance
L	Comprimento de estabilidade de Monin-Obukhov
d	Diâmetro
E	Energia
b	Fator de interferência
D	Força de arrasto
l	Largura
L	<i>Lift</i>
m	Massa
m	Metros
N	Newton
n	Número de pás
P	Potência
r	Raio
R	Raio da turbina eólica
N	Rotações por minuto
v	Velocidade
V	Velocidade absoluta do escoamento
U	Velocidade de rotação da pá
U_∞	Velocidade do fluxo livre
W	Velocidade relativa do escoamento

Alfabeto grego

α_A	Ângulo de ataque, referente ao ângulo entre o fluxo e a lâmina da pá
β	Ângulo de declive da linha da <i>chord</i> da pá em relação ao plano do rotor
γ	Coefficiente de transferência vertical de massa pelo efeito turbulento
κ	Constante de von Kármán $\kappa \approx 0,4$
ε	Coefficiente entre coefficiente de arrasto e <i>lift</i>
ρ	Densidade
Ψ	Função de estabilidade empírica
π	Pi; constante matemática
φ	Phi, representa o angulo entre a velocidade relativa do vento e a velocidade de rotação da pá da turbina
τ	Tensão de corte
u_g	Valor absoluto do vento geostrófico
$\Omega(r)$	Velocidade angular na secção circular de raio r
μ	Viscosidade do fluido

Siglas

IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
HAWT	Turbina eólica com eixo de rotação horizontal
VAWT	Turbina eólica com eixo de rotação vertical

Índice

1.	Introdução	1
2.	Energia eólica	3
2.1.	Origem da energia eólica	3
2.2.	Estratificação da atmosfera em camadas	4
2.2.1.	Camada limite superficial	5
2.2.2.	Perfil vertical do vento	6
2.3.	Energia em função da velocidade do vento	10
2.4.	Deflexão do vento	12
3.	Turbina eólica	15
3.1.	Desenvolvimento histórico	15
3.2.	Constituição	16
3.2.1.	Fundação	17
3.2.2.	Torre	17
3.2.3.	Nacelle	18
3.2.4.	Rotor	18
3.2.5.	Gerador	19
3.3.	Evolução da turbina eólica	19
3.4.	Turbinas com eixo de rotação vertical e horizontal	23
3.5.	Sistema de propulsão	24
4.	Design de uma turbina eólica	26
4.1.	Teorema de <i>Betz</i>	26
4.2.	Coeficiente de performance de uma turbina eólica moderna	29
4.3.	<i>Design</i> das pás	31
4.3.1.	Propulsão por arrasto	31
4.4.2.	Propulsão por impulso	36
4.4.3.	Número de pás	42
5.	Projeto de uma turbina eólica	44

5.1 Regulamentação	44
5.1.1 Norma IEC 61400.....	44
5.2 Caracterização do vento – Estudo do recurso eólico do Paul da Serra	45
5.2.1 Caracterização local.....	45
5.2.1 Medições locais do perfil do vento	46
5.2.2 Perfil vertical do vento	47
5.2.3 Regime de ventos extremos.....	47
5.2.4 Classificação dos locais segundo a norma IEC 61400-1.....	48
5.3 Análise energética	49
5.3.1 Potência máxima real Vestas V52	49
5.3.2 Lei de Betz e Coeficiente de Performance.....	50
5.3.4 Potência máxima teórica Vestas V52	50
5.4 Otimização energética	51
5.4.1 Design das pás	51
5.4.2 Balanço energético.....	57
5.4.3. Balanço financeiro	57
6. Conclusões	59
6.1 Propostas de trabalho futuro	60
Referências bibliográficas	61

Índice de figuras

Figura 2.1 - Circulação Global do Vento.....	4
Figura 2.2 - Variação do Perfil do Vento ao longo da atmosfera.	5
Figura 2.3 - Perfil vertical da temperatura em função da altitude do estado atmosférico.....	6
Figura 2.4 - Perfil de velocidade do vento em função da altitude e rugosidade do terreno.	7
Figura 2.5 - Representação gráfica da equação 2.2.	8
Figura 2.6 - Perfil vertical do vento em função da estabilidade atmosférica.....	9
Figura 2.7 - Influência da topografia do terreno no perfil vertical do vento.	9
Figura 2.8 - Variação da energia disponível em função da velocidade do vento.....	12
Figura 2.9 - Tubo de fluxo da turbina eólica.	13
Figura 3.1 - Turbina Eólica produzida por Charles F. Brush.	15
Figura 3.2 - Turbina Eólica produzida por Poul la Cour.	16
Figura 3.3 - Elementos de uma turbina eólica.	16
Figura 3.4 - Construção da Fundação de uma Turbina Eólica.	17
Figura 3.5 - Elemento da Torre de uma Turbina Eólica.	18
Figura 3.6 - Representação da nacelle de uma turbina eólica e respetivos elementos interiores.	18
Figura 3.7 - Rotor de uma Turbina Eólica de 3 pás.	19
Figura 3.8 - Gerador Elétrico.	19
Figura 3.9 - Evolução do consumo de Energia Elétrica Global entre 1800 e 2022.....	20
Figura 3.10 - Consumo de energia elétrica global e fonte de produção 1900 vs 2021.	20
Figura 3.11 - Produção de Energia Elétrica na Europa e respetiva fonte de produção 03-2023.	21
Figura 3.12 - Percentagem de Energia renovável no consumo energético total da União Europeia.	21
Figura 3.13 - Consumo final de energia por setor na União Europeia em 2021.	22
Figura 3.14 - Evolução das turbinas eólicas.	23
Figura 3.15 - Estrutura turbinas VAWT e HAWT.	24
Figura 3.16 - Propulsão por arrasto vs sustentação.....	25
Figura 4.1 - Fluxo de Vento numa turbina eólica.	26
Figura 4.2 - Coeficiente de performance em função do fator de interferência.	28
Figura 4.3 - Potência Máxima em função do diâmetro do rotor e velocidade do vento.	29
Figura 4.4 - Sistema de propulsão por arrasto num anemómetro.....	32
Figura 4.5 - Princípio de turbina com propulsão por arrasto.....	33
Figura 4.6 - Evolução do C_p em função de λ	36
Figura 4.7 - Design de uma pá de uma turbina eólica com propulsão por efeito de lift.....	36
Figura 4.8 - Representação do triângulo de velocidade da pá.....	38
Figura 4.9 - Triângulo de velocidades.	39
Figura 4.10 - Variação dos triângulos de Velocidades ao longo das pás.....	39
Figura 4.11 - Secção circular da turbina.....	40

Figura 5.1 - Localização Geográfica da área de estudo.	45
Figura 5.2 - Perfil vertical do vento estimado com recurso ao software de simulação WAsP.	47
Figura 5.3 - Curva de potência VESTAS V52.	50
Figura 5.4 - Variação do ângulo ϕ em graus ao longo do raio da pá.	53
Figura 5.5 - Variação velocidade relativa do vento ao longo do raio da pá.	54
Figura 5.6 - Variação de rotação ao longo do raio da pá.	54
Figura 5.7 - Valor da corda da pá ao longo da pá (perfil alar da pá).	56

Índice de tabelas

Tabela 2.1 - Rugosidade de diversos tipos de terreno.....	6
Tabela 3.1 - Especificações Vestas V236-15.0 MW.....	23
Tabela 4.1 - Ângulo de ataque e regime de funcionamento.....	42
Tabela 5.1 - Dados retirados das estações de medição para o período compreendido entre setembro 2005 e agosto de 2006.....	46
Tabela 5.2 - Dados retirados das estações de medição para o período compreendido entre setembro 2005 e agosto de 2006.....	47
Tabela 5.3 - Ocorrências com regimes de vento extremos.....	48
Tabela 5.4 - Classes de Turbinas de acordo com a norma IEC 61400-1:2019.....	48
Tabela 5.5 - Classificação das turbinas instaladas nos locais de estudo de acordo com a norma 61400-1:2019.	49
Tabela 5.6 - Características Vestas V52.....	49
Tabela 5.7 - Balanço energético e financeiro da turbina padrão vs otimizada.....	58

1.Introdução

O consumo excessivo de combustíveis fósseis, para a produção de energia elétrica, aumenta a vulnerabilidade do nosso planeta face as alterações climáticas. A queima deste tipo de combustíveis, resulta na emissão de gases como o NO₂ e CO₂, que, são as principais causas, para a destruição da camada de ozono e consequentemente, aquecimento global. A fim de, combater o uso destes recursos nocivos para o nosso planeta, o Plano Nacional de Energia e Clima, incentiva o uso de energias oriundas de fontes de combustível renovável, dando especial ênfase, a energia eólica. Este estímulo, é reflexo da postura adotada pela União Europeia, que, em 1996, adotou o Livro Verde. Este, previa que as fontes renováveis contribuíssem, para um total de 12%, do PIB da União Europeia até 2010. Anos mais tarde, face a incapacidade de atingir esta ambiciosa meta, o Parlamento Europeu, estabelece, através do Roteiro das Energias Renováveis, uma nova meta, obrigatória, com uma quota de 20% para as energias renováveis, no consumo de energia da União Europeia. São instituídos, apoios financeiros, para projetos que promovam o uso, ou a otimização da produção de energia, através de fontes renováveis. [1-3]

Este trabalho, foca-se na energia eólica e pretende compreender, as perdas inerentes de variações na direção e velocidade do vento, na produção de energia elétrica. Para compreender o efeito deste fenómeno, é estudado o processo de produção de energia elétrica.

O presente documento é composto por 4 capítulos. No primeiro capítulo, é exposta a temática em estudo, introduzindo a energia eólica e a origem o fenómeno do vento. Durante o segundo capítulo, são apresentadas, primeiramente, as turbinas eólicas, realizando uma contextualização histórica onde é abordada a origem destes equipamentos e a sua evolução ao longo dos anos. Este capítulo, debruçar-se-á, sobre os elementos que constituem as turbinas eólicas e as suas respetivas funções, abordando, as distintas tipologias de funcionamento, onde são referidas as vantagens e desvantagens de cada uma. O terceiro capítulo, centra-se no caso de estudo. O início do capítulo, incide, primeiramente sobre o limite de *Betz*, aplicando, as conclusões desenvolvidas pelo cientista *Albert Betz*, à metodologia de cálculo para o design da turbina eólica. Durante o capítulo, são abordados vários subtemas, tais como: o *design* das pás da turbina e os diferentes tipos de sistema de propulsão utilizados. No quarto capítulo, são expostos e discutidos os resultados dos cálculos de dimensionamento das pás da turbina. O início do capítulo, incide sobre a caracterização do parque eólico, que, será utilizado como referência para a instalação da turbina idealizada. Por fim, é desenvolvido o design de uma turbina eólica, otimizada para trabalhar nas condições atmosféricas locais. Este design, é comparado com as turbinas que se encontram instaladas no local, abordando,

a eficiência dos equipamentos e o seu custo de produção. Por fim, no último capítulo, são apresentadas todas as conclusões relevantes sobre o caso de estudo, apresentando, sugestões para futuros trabalhos, que, possam contribuir para a continuidade do tema.

2. Energia eólica

A energia eólica deriva da energia térmica proveniente do sol, devido à sua origem, a energia eólica pode ser considerada como energia gratuita, dado que, não é necessário a queima de combustíveis para que se dê o aproveitamento do seu potencial energético. No entanto, a conversão de energia eólica em energia elétrica está associada aos custos de construção, manutenção e operação de sistemas tais como as turbinas eólicas. Dado isto, o incremento da produção de energia elétrica através da energia eólica ou de outras fontes renováveis, possibilita a transformação do setor energético [4].

2.1. Origem da energia eólica

O aquecimento não homogêneo da atmosfera, resulta num diferencial de temperaturas, causando o deslocamento de massas de ar quente que ascendem na atmosfera. Este movimento gera zonas de baixa pressão junto à superfície, pelo que, simultaneamente, as massas de ar frio deslocam-se para as zonas de baixa pressão. Estas transições entre as massas de ar quente e ar frio resultam no fenómeno denominado de vento [5].

Na figura 2.1, encontra-se representada a ocorrência do fenómeno do vento, bem como as variações de perfil e fatores com influência no mesmo. As ondas de *Rossby*, situadas no eixo oeste, foram identificadas pela primeira vez pelo meteorologista *Carl-Gustaf Arvir Rossby* e caracterizam regimes fortes de vento. Quando estas ondas se movimentam para norte, conduzem massas de ar quente provenientes das zonas tropicais e quando se deslocam para sul resultam no deslocamento de massas de ar frio do ártico [6]. Já as ondas de circulação de *Hadley*, que receberam o seu nome de modo a homenagear *George Hadley* que em 1735 estudou a existência de células de circulação entre hemisférios, estão situadas perto da linha do equador, na qual existe um grande nível de humidade no ar quente [7]. O deslocamento destas massas de ar quente para altitudes superiores leva ao arrefecimento das mesmas. Este arrefecimento reduz a capacidade do ar de reter os altos níveis de humidade, o que por sua vez resulta em chuvas, originando assim chuvas tropicais. Quando a massa de ar quente atinge a estratosfera, esta atua como uma barreira, promovendo o movimento do ar para norte ou sul. As moléculas de água existentes no ar, são mais leves do que as de nitrogénio e oxigénio, como resultado, quando o ar perde toda a sua humidade, torna-se mais denso do que o ar húmido, este fenómeno resulta no deslocamento das massas de ar quente e seco para altitudes inferiores, originando zonas com climas extremamente quentes, como é o caso dos desertos [5, 8].

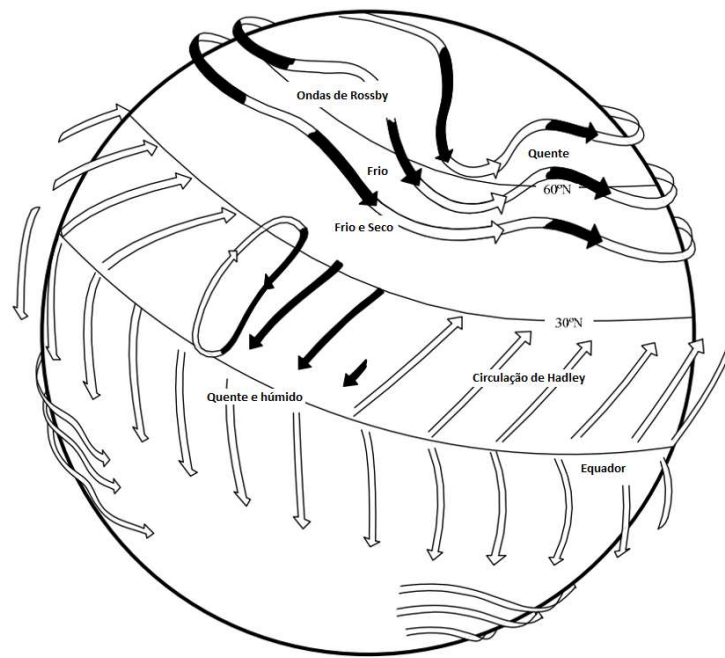


Figura 2.1 - Circulação Global do Vento, (adaptado de [9]).

2.2. Estratificação da atmosfera em camadas

De forma a compreender os esforços sentidos ao longo do plano vertical, uma turbina eólica e o valor total de energia disponível num determinado fluxo de ar, é necessário estudar as alterações do perfil do vento com a variação da altitude. A atmosfera pode ser dividida em camadas, sendo a camada inferior denominada de camada limite ou *boundary layer*. O fluxo de ar que circula nesta camada é influenciado pela topografia do terreno, variação de pressão e temperatura [9, 10].

Nas camadas superiores à limite, a influência da topografia do terreno perde relevância, sendo a sua influência no vento considerada como nula. Posto isto, a turbulência nos ventos que sopram paralelamente às linhas de pressão constante, denominados de geostróficos e situados acima da camada limite é considerada como nula. A análise da figura 2.2, confirma a existência de uma camada entre os ventos geostróficos e o solo, onde a velocidade do vento varia significativamente em função da altitude. O atrito resultante da rugosidade da superfície conduz a perdas de energia cinética no fluxo de ar. Estas variações provocam variações de pressão e temperatura o que, por sua vez, leva a alterações na densidade do fluxo. Todas estas variações provocam um movimento ascendente de camadas de ar, resultando em trocas turbulentas dentro do escoamento [9].

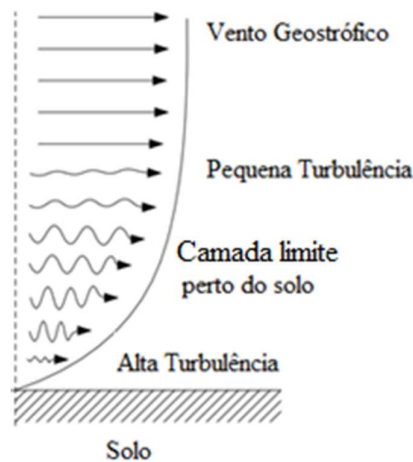


Figura 2.2 - Variação do Perfil do Vento ao longo da atmosfera (adaptado de [9]).

Como foi referido anteriormente, o perfil da camada limite varia consoante as condições atmosféricas e rugosidade do terreno, pelo que para um determinado local de instalação o limite da camada pode variar entre 100 m de altitude ou 2000 m de altitude. No entanto, é ponderada uma altura média de 1000 m [9].

2.2.1. Camada limite superficial

É denominada de camada limite superficial o fluxo de ar que circula diretamente acima do solo. A sua altura é determinada com base numa aproximação, sendo considerada como 10% da altura total da camada limite atmosférica.

A variação da velocidade do vento devido ao aumento na altitude em relação ao solo é definida como o perfil vertical do vento. A definição deste perfil é fundamental para determinar o potencial energético da instalação de uma turbina bem como o seu rendimento. Além da importância no estudo energético da turbina, o conhecimento do perfil do vento é fundamental de modo a dimensionar a estrutura adequadamente, sendo essencial para determinar as cargas resultantes do fluxo de ar ao longo da estrutura [9].

A variação do perfil do vento em função da temperatura da massa de ar é caracterizada em três estados de estabilidade atmosférica, atmosfera estável, neutra e instável.

Na situação instável, a camada de ar mais próxima do solo encontra-se mais quente devido à temperatura do solo. Este aquecimento leva à diminuição da densidade do ar, resultando na ascensão de massas de ar e consequente aumento da turbulência [9].

Para uma atmosfera estável, a temperatura perto do solo é inferior à das camadas acima, assim, a densidade do ar é superior junto ao solo, promovendo pequenas transferências de fluxos de ar. A turbulência é próxima de nula, resultando num gradiente significativo na gama de velocidades do vento [9].

Por sua vez, a situação neutra, tal como o nome indica, reflete as situações em que o perfil de temperatura é adiabático. Neste caso, o perfil vertical do vento é independente da temperatura, variando apenas devido ao atrito com a superfície. A variação da temperatura, em função da altitude e tipo de atmosfera é representada na figura 2.3 [9].

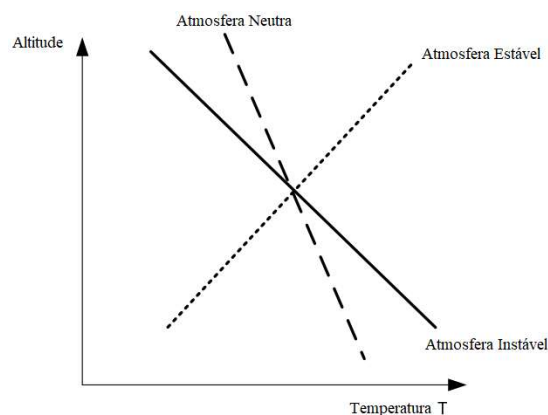


Figura 2.3 - Perfil vertical da temperatura em função da altitude do estado atmosférico (adaptado de [9]).

2.2.2. Perfil vertical do vento

Em condições atmosféricas neutras, é possível obter uma aproximação à velocidade do vento ao longo do seu perfil vertical, em situações onde o tipo de terreno é conhecido e semelhante ao longo da área em análise. Esta aproximação é possível através da seguinte equação, que representa as medições em 3 alturas diferentes, no ponto 0, 1 e 2 [9]:

$$v_2(z_2) = v_1(z_1) \cdot \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad [m/s] \quad (2.1)$$

Onde:

- v Velocidade [m/s]
- z Altitude [m]

Sendo conhecida a rugosidade do terreno z_0 , é possível determinar a velocidade do vento v_2 para determinada altura z_2 , sendo que, para tal, é necessário medir a velocidade v_1 a uma determinada altura z_1 de referência. Os valores de rugosidade z_0 podem ser estimados através da tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Rugosidade de diversos tipos de terreno (adaptado de [9]).

Tipo de Terreno	Z_0 em m
Água calma ou desertos	0,0001 – 0,001
Terrenos agrícolas	0,03
Terreno com baixa vegetação	0,1
Florestas	0,3 – 1,6
Subúrbios, construção de prédios planos	1,5
Centro de cidades	2,0

Para análises mais exatas, o valor da rugosidade da superfície pode ser determinado analiticamente, no entanto, é necessário medir dois valores de velocidade do vento a diferentes alturas. Com o conhecimento destes valores, a rugosidade do terreno pode ser determinada com o auxílio da seguinte equação:

$$\frac{v_2}{\ln z_2 - \ln z_0} = \frac{v_1}{\ln z_1 - \ln z_0} \quad (2.2)$$

Recorrendo à equação 2.2, é determinado o valor da rugosidade do terreno, a simplificação realizada é representada na figura 2.5. Este valor pode ser, posteriormente, aplicado na equação 2.1, obtendo, assim, uma aproximação do perfil de velocidade do vento. De notar que, para obter um valor aproximado da rugosidade real do terreno, é fundamental que as velocidades v_1 e v_2 sejam medidas com um diferencial de altura superior a 20m. A figura 2.4 representa a variação da velocidade do vento em função da altitude e rugosidade do terreno, salientando a gama de velocidades do vento nos diferentes tipos de terrenos.

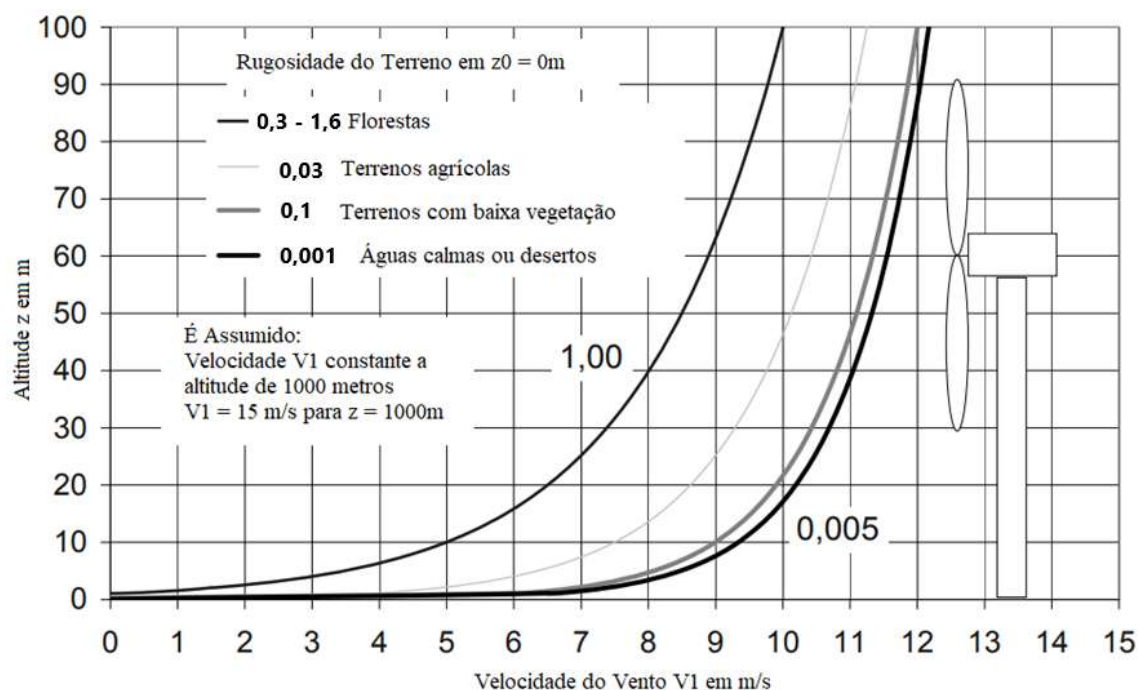


Figura 2.4 - Perfil de velocidade do vento em função da altitude e rugosidade do terreno (adaptado de [9]).

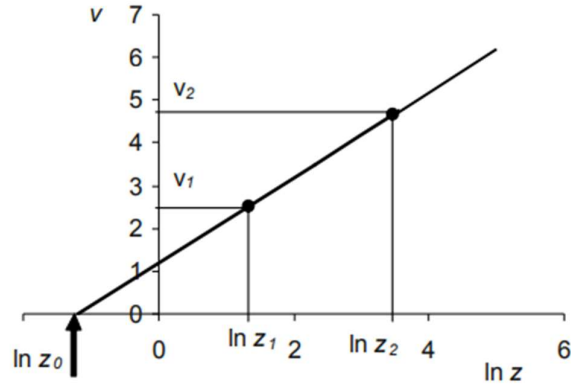


Figura 2.5 - Representação gráfica da equação 2.2 [4].

Como anteriormente mencionado, o uso das equações 2.1 e 2.2 só é válido em situações em que são consideradas condições atmosféricas neutras, com uma superfície relativamente plana e rugosidade semelhantes ao longo da área de estudo. Nos casos em que se verifica um gradiente de temperatura nas camadas da atmosfera, torna-se necessário a introdução de um fator de correção que represente o fluxo vertical de ar provocado pela variação da temperatura. Deste modo, são utilizados os seguintes fatores:

- τ Representa a tensão de corte. [Pa]
- μ Velocidade de fricção do ar [m/s]
- κ Constante de *von Kármán*, considerada como $\kappa \approx 0,4$, descreve a distribuição da velocidade longitudinal num fluido turbulento próximo de uma fronteira.
- Ψ Função de estabilidade empírica, considera o efeito da estratificação térmica. Positivo para uma atmosfera estável e negativo para instável, o seu valor é determinado de diferentes formas de acordo com a situação atmosférica em estudo. [adimensional]
- L Comprimento de estabilidade de *Monin-Obukhov*, parâmetro que descreve o fluxo vertical de massa devido às forças de atrito e sustentação. Este valor pode ser obtido diretamente através de anemômetros ultrassônicos ou através da medição da temperatura do ar a diferentes altitudes. [m]

Assim, a equação que define a velocidade do vento em função da altitude passa a ser representada da seguinte forma [9]:

$$v(z) = \frac{\mu}{\kappa} \cdot \left(\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) - \Psi \left(\frac{z}{L} \right) \right) \quad [m/s] \quad (2.3)$$

A equação 2.3 resulta em diferentes valores de velocidade para diferentes tipos de terreno. A variação destes valores é, aproximadamente, representada na figura 2.6, sendo que, o

impacto da topografia do terreno no sentido do escoamento é representado na figura 2.7, onde a existência de uma variação significativa no declive, resulta numa depressão do ar, o que, por sua vez, origina uma separação do ar e consequente perda de velocidade [9].

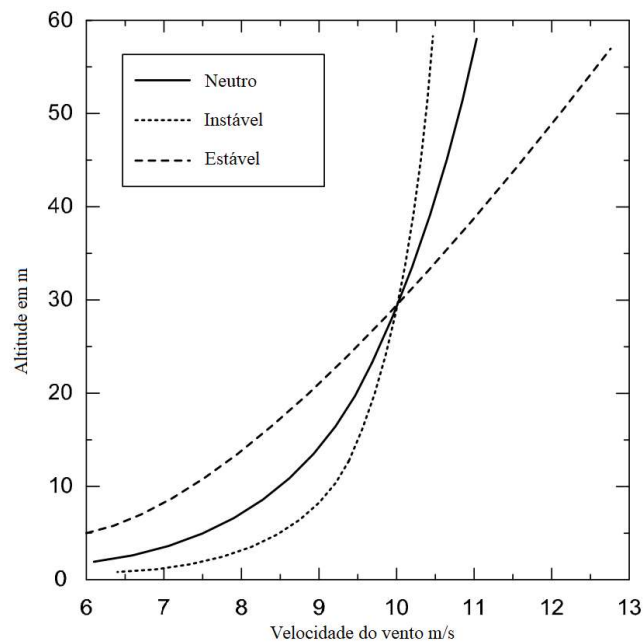


Figura 2.6 - Perfil vertical do vento em função da estabilidade atmosférica (adaptado de [9]).

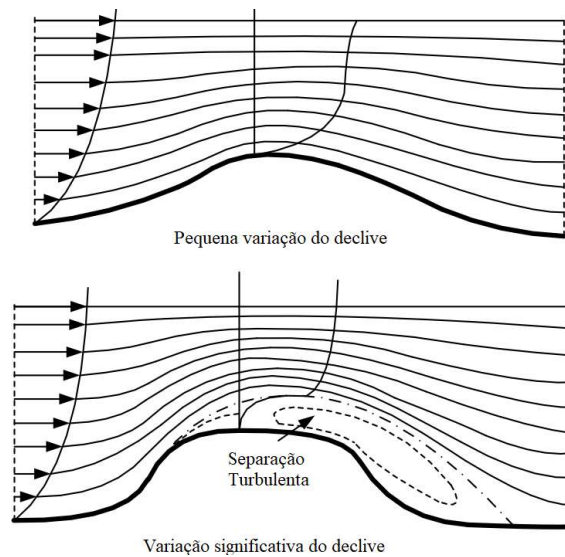


Figura 2.7 - Influência da topografia do terreno no perfil vertical do vento (adaptado de [9]).

A camada superior, de limite superficial é denominada por camada de *Ekman*. Nesta camada, o perfil do vento começa a ser influenciado pela força de *Coriolis*. A velocidade do vento, tendo em conta o efeito da força de *Coriolis* pode ser determinada analiticamente através da seguinte equação:

$$v(z) \approx u_g \cdot \sqrt{(1 - 2e^{-\gamma z}) \times \cos(\gamma z) + e^{-2\gamma z}} \quad [m/s] \quad (2.4)$$

Onde:

- u_g Valor absoluto do vento geostrófico [m/s]
- γ Coeficiente de transferência vertical de massa pelo efeito turbulento

Na equação 2.4 são introduzidas as variáveis u_g e γ , sendo que estas representam o valor absoluto do vento geostrófico e o coeficiente de transferência vertical de massa pelo efeito turbulento. O valor determinado através da equação 2.4 é uma aproximação do valor real, uma vez que a equação assume um valor constante de γ . Este valor pode sofrer alterações devido à variação da rugosidade da superfície ou estratificação da atmosfera [9].

2.3. Energia em função da velocidade do vento

A velocidade do vento é o parâmetro mais importante para a definição da energia cinética disponível e que é aproveitada através do movimento da pá, dado que, quanto maior a velocidade do vento, maior a quantidade de energia cinética disponível. Isto pode ser confirmado através da equação da energia disponível no ar em movimento [9]:

$$E = \frac{m \cdot V^2}{2} \quad [J] \quad (2.5)$$

Onde:

- E Energia cinética [J]
- m Massa [kg]
- V Velocidade [m/s]

Consultando a expressão 2.5, é possível verificar o que acima se refere, dado que, a velocidade se encontra elevada ao quadrado, sendo, assim, o elemento que irá causar maiores variações no valor final da energia disponível. O potencial energético de uma coluna de ar, que não se encontre obstruída e que esteja em movimento a uma velocidade constante, é definido pela variação da sua energia cinética por unidade de tempo, a equação 2.6 determina este potencial [11].

$$P = \frac{dE}{dt} \quad [W] \quad (2.6)$$

Substituindo a expressão da energia cinética 2.5, na expressão do potencial energético, 2.6, temos a expressão 2.7:

$$P = \frac{d}{dt} \left(\frac{mV^2}{2} \right) \quad [W] \quad (2.7)$$

A derivação da equação 2.7 resulta que:

$$P = \frac{1}{2} \left(2mV \frac{dV}{dt} + V^2 \frac{dm}{dt} \right) [W] \quad (2.8)$$

Considerando uma velocidade constante para o vento,

$$\frac{dV}{dt} = 0$$

Consequentemente, a equação que quantifica o potencial energético de uma coluna de ar pode ser representada em função da sua velocidade e do seu caudal mássico, resultando na seguinte expressão:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} V^2 [W] \quad (2.9)$$

Onde:

- $\dot{m}$ Caudal mássico [kg/s]

Considerando uma área A para a coluna de ar, podemos representar o seu fluxo mássico da seguinte forma:

$$\dot{m} = \rho AV [kg/s] \quad (2.10)$$

Onde:

- ρ Densidade [kg/m³]
- A Área [m²]

Substituindo a equação 2.10, na equação 2.9, obtém-se a equação que define o potencial energético de uma coluna de ar em função da velocidade, densidade e área transversal da coluna de ar.

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 [W] \quad (2.11)$$

Consultando a equação 2.11, verifica-se, mais uma vez, que a velocidade é o parâmetro cuja variação irá ter maior impacto no valor final do potencial energético disponível. A variação da potência em função da velocidade do vento é representada na figura 2.8.

A variação da área transversal da coluna de ar também provoca variações no potencial energético disponível. No entanto, uma vez que esta área é obtida através da expressão da área do círculo, o seu efeito é inferior ao existente na variação da velocidade.

$$A = \frac{\pi d^2}{4} \text{ [m}^2\text{]} \quad (2.12)$$

Onde:

- d Diâmetro [m]

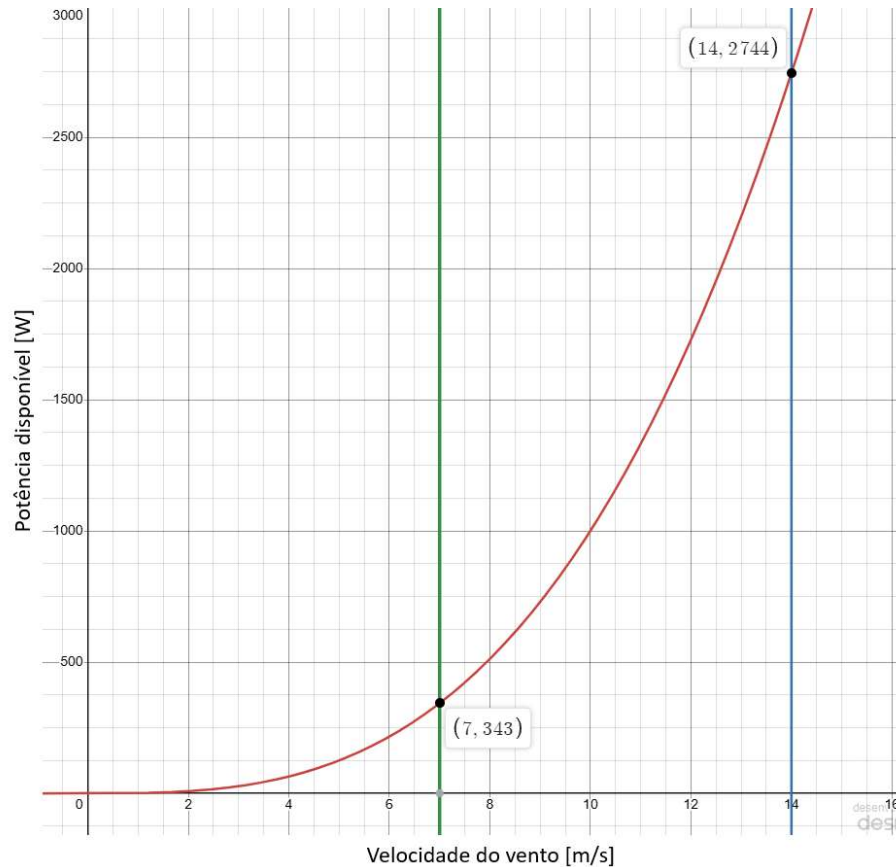


Figura 2.8 - Variação da energia disponível em função da velocidade do vento.

A consulta do gráfico da figura 2.8 indica que para uma velocidade de 7 m/s, a energia disponível é de 343 W. No entanto, quando a velocidade é de 14 m/s, obtém-se 2744 W, isto é o equivalente a 8 vezes a energia obtida inicialmente.

2.4. Deflexão do vento

A fim de compreender o efeito que a desaceleração do vento tem no escoamento e qual o cenário ideal para maximizar a produção de energia, é necessário estudar o tubo de fluxo, do escoamento que atravessa uma turbina eólica, é representado na figura 2.9.

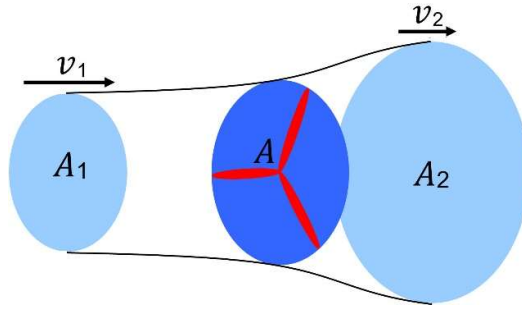


Figura 2.9 - Tubo de fluxo da turbina eólica [8].

A figura 2.9, reflete a simplificação do tubo de fluxo de uma turbina. Nesta simplificação, em que o vento que se desloca da esquerda para a direita, é notória a deflexão existente na sua aproximação à turbina. Num cenário real, a deflexão do ar ocorre já antes deste embater nas pás da turbina, devido ao atrito gerado que resulta num aumento de pressão do ar em torno das pás. Devido a este efeito, pode concluir-se, que é impossível aproveitar toda a energia disponível no vento. O dimensionamento do tubo de fluxo da turbina é realizado analiticamente, através do estudo da variação da velocidade do vento que atravessa a turbina.

A equação do balanço mássico de um escoamento dita que, o caudal de um escoamento em regime estacionário, é constante ao longo de um determinado volume de controlo. Deste modo, conclui-se que o caudal mássico à entrada é idêntico ao caudal mássico à saída.

$$\dot{m}_{in} = \dot{m}_{out} = \rho A_{in} V_{in} = \rho A_{out} V_{out} = cte \quad [kg/s] \quad (2.13)$$

Onde:

- $\dot{m}_{in}$ caudal mássico à entrada [kg/s]
- $\dot{m}_{out}$ caudal mássico à saída [kg/s]
- V_{in} Volume à entrada [m³]
- V_{out} Volume à saída [m³]
- A_{in} Área à entrada [m²]
- A_{out} Área à saída [m²]

Numa turbina eólica, os valores de Mach, mais elevados, são atingidos nas extremidades das pás. O valor de Mach, cujo nome foi atribuído em honra do físico Ernst Mach, define a relação entre a velocidade do objeto e a velocidade do som [12]. Os valores mais elevados são atingidos nas turbinas de grandes dimensões, sendo que valores atualmente registados são inferiores a Mach 0,3. Admitindo-se que a velocidade do escoamento nunca atinge valores

superiores a Mach 0.3, é possível concluir que o escoamento que atravessa uma turbina eólica é incompressível na sua totalidade. [13]

No caso de um escoamento incompressível, o volume específico do ar mantém-se inalterado ao longo do escoamento, deste modo, as únicas propriedades com influência no valor do caudal são a área e a velocidade do escoamento.

$$\dot{m}_{in} = \dot{m}_{out} = A_{in}V_{in} = A_{out}V_{out} = cte \quad [kg/s] \quad (2.14)$$

Formulando a expressão anterior em função da variação da área ocupada pelo escoamento obtém-se a seguinte expressão:

$$A_{in} = \frac{\dot{m}_{in}}{\rho V_{in}} ; A_{out} = \frac{\dot{m}_{out}}{\rho V_{out}} \quad [m^2] \quad (2.15)$$

Como foi referido anteriormente, o aproveitamento da energia cinética existente no vento, para a produção de energia mecânica através do movimento forçado das pás, requer a desaceleração do vento. Dado isto, conclui-se, que a velocidade do vento será inferior após as pás da turbina. Considerando o caudal constante e aplicando a expressão anterior, tem-se que [11]:

$$A \uparrow = \frac{\dot{m}}{\rho V \downarrow} \quad [m^2] \quad (2.16)$$

3. Turbina eólica

A turbina eólica é um equipamento que tem como finalidade principal o aproveitamento da energia cinética disponível no vento para a produção de energia elétrica. Esta energia mecânica é utilizada para acionar um transformador que, por sua vez, irá produzir energia elétrica. Neste capítulo, é estudada a evolução das turbinas eólicas desde a sua origem, bem como o papel da energia eólica no panorama energético da União Europeia.

3.1. Desenvolvimento histórico

A tecnologia presente nas turbinas eólicas já é utilizada há mais de 3000 anos, onde as primeiras versões tiveram aplicabilidade na agricultura, em moinhos cujo intuito era auxiliar a bombagem de água ou a moagem de sementes e cereais. No entanto, os primeiros exemplos do uso da energia do vento, são os barcos à vela, sendo estimado que o primeiro exemplar possua mais de 7000 anos [4].

A aplicação desta tecnologia para produção de energia elétrica surge no século XIX através do cientista Americano *Charles F. Brush*, que, em 1887, constrói o que é considerado ser a primeira turbina eólica dedicada à geração de energia elétrica, representada na figura 3.1. Construída no quintal da sua mansão, esta turbina eólica possuía um rotor com 17m de diâmetro, constituído por 144 pás e uma vela com 168 m² de superfície. Apesar das suas dimensões, a energia de pico produzida por esta turbina era cerca de 12 kW [12, 14].

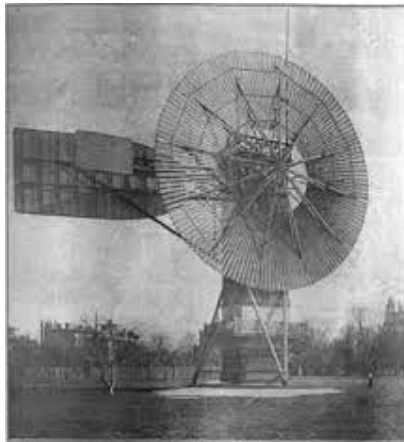


Figura 3.1 - Turbina Eólica produzida por Charles F. Brush [15].

Em 1899, o cientista *Poul la Cour* realiza um estudo que visa o melhoramento do conceito desenvolvido por *Charles F. Brush* e durante este estudo, descobre que o uso de um número inferior de pás no rotor traduz-se num aumento de eficiência e de energia produzida, sendo que o seu design é considerado o primeiro exemplar de uma turbina eólica moderna [15]. Este design é representado na figura 3.2.



Figura 3.2 - Turbina Eólica produzida por Poul la Cour [16].

No ano 1919, resultante de um estudo realizado pelo físico *Albert Betz* é determinada a Lei de *Betz*, que define que uma turbina eólica consegue converter um máximo de 59% da energia cinética em mecânica [17].

3.2. Constituição

Os elementos que constituem uma turbina eólica encontram-se representados na figura 3.3:

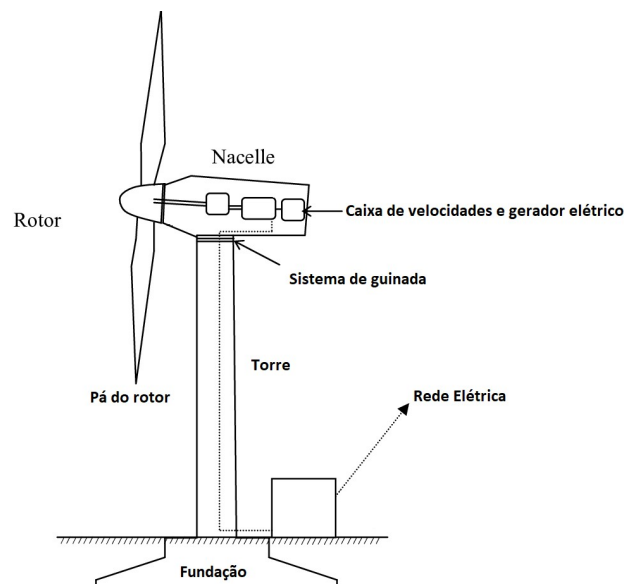


Figura 3.3 - Elementos de uma turbina eólica adaptado [18].

Os elementos apresentados são elementos que atualmente estão presentes na esmagadora maioria das turbinas existentes no mercado, no entanto, estas podem apresentar

elementos adicionais, específicos ao espaço de instalação, sejam estes sensores ou equipamentos de conversão e otimização energética.

Todos os equipamentos possuem uma determinada secção de instalação, sendo que as estruturas principais do equipamento são a fundação, a torre, *nacelle*, o rotor e o gerador. As secções, cujo design possui maior influência no desempenho energético do equipamento, são a *nacelle*, o rotor e o gerador, sendo a torre e a fundação projetadas de modo a assegurar a instalação da turbina.

3.2.1. Fundação

Dada a natureza das estruturas das turbinas eólicas, cujo perfil típico é caracterizado por estruturas de grandes cargas e dimensões, as fundações das turbinas são projetadas de modo a transferir as cargas para o solo. No entanto, aliada à necessidade de resistir às forças exercidas pelo peso da estrutura, existe a necessidade de resistir às forças geradas pelo movimento das pás da turbina e pelo vento.

A fundação mais comum nas turbinas terrestres ou *Onshore* é a fundação por gravidade, representada na figura 3.4. Este tipo de fundação visa o uso de grandes quantidades de betão espalhado por uma estrutura de aço de grandes dimensões.



Figura 3.4 - Construção da Fundação de uma Turbina Eólica [19].

3.2.2. Torre

A torre é o elemento responsável pela ligação entre a fundação e a *nacelle* da turbina eólica, sendo sujeita a esforços significativos, o que torna o design deste elemento fundamental para a integridade física da instalação. Assim, é necessária uma análise dinâmica de toda a estrutura da turbina, tendo em consideração o efeito da rotação das pás, antes de iniciar o design desta estrutura. Devido à exigência e rigor necessário nestas análises, são utilizadas técnicas mais simplificadas para o estudo inicial do projeto, de modo a determinar a viabilidade do mesmo.

A esmagadora maioria das torres utilizadas são construídas a partir de aço, no entanto, o betão também é utilizado para a construção destas estruturas. A figura 3.5 representa o içamento de uma determinada secção da estrutura da torre de uma turbina eólica.



Figura 3.5 - Elemento da Torre de uma Turbina Eólica [20].

3.2.3. Nacelle

Representada na figura 3.6, a *nacelle* de uma turbina eólica corresponde à estrutura responsável por armazenar elementos tais como a caixa de velocidades, gerador e o sistema de travão. Tem como finalidade a proteção destes equipamentos.

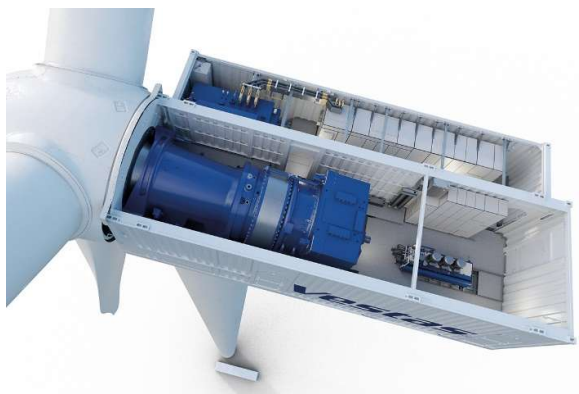


Figura 3.6 - Representação da nacelle de uma turbina eólica e respetivos elementos interiores [21].

3.2.4. Rotor

O rotor da turbina é o elemento da turbina responsável pela ligação física ao gerador e é constituído pelo cubo e pelas pás da turbina. A montagem do rotor de uma turbina é representada pela figura 3.7, sendo que nesta o rotor ainda se encontra livre das pás da turbina.



Figura 3.7 - Rotor de uma Turbina Eólica de 3 pás [22].

3.2.5. Gerador

O gerador de uma turbina eólica é o elemento responsável por converter a energia mecânica, proveniente do movimento das pás do rotor, em energia elétrica. O rendimento do gerador é fundamental na determinação da energia elétrica produzida pela turbina. A figura 3.8 representa um exemplo simplificado de um gerador elétrico.



Figura 3.8 - Gerador Elétrico [23].

3.3. Evolução da turbina eólica

Desde o aparecimento da primeira turbina eólica dedicada à produção de energia elétrica, é notório o crescimento no consumo de eletricidade. Este crescimento é representado nas figuras 3.9 e 3.10, sendo o consumo energético atual aproximadamente, 1450% superior ao existente em 1900. No entanto, apenas 2,76% desta energia é produzida através da energia cinética existente no vento, sendo que 12% de energia elétrica é proveniente de fontes renováveis [24]. O 28º encontro da COP (Conferência das Partes) realizado em 2023 nos Emirados Árabes Unidos, celebrou um acordo entre os países pertencentes, para triplicar a capacidade da energia renovável e duplicar a sua eficiência energética até 2030 [25].

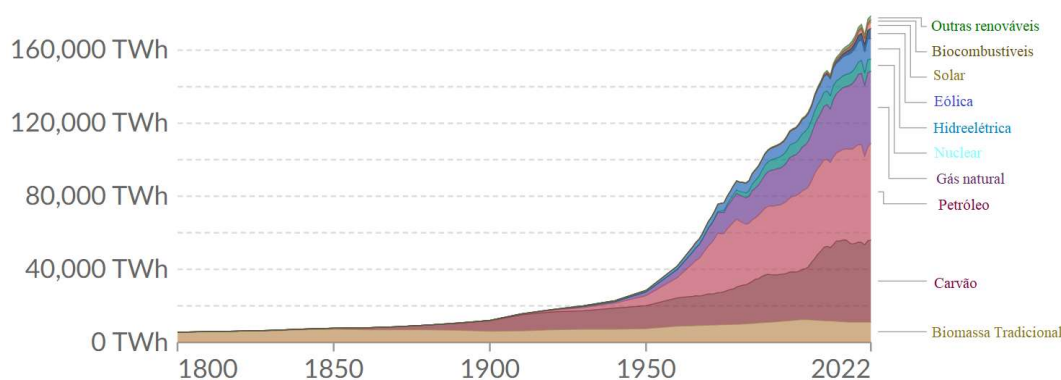


Figura 3.9 - Evolução do consumo de Energia Elétrica Global entre 1800 e 2022 [26].

1900		2021	
Outras renováveis	0 terawatt-hours	Outras renováveis	2,373 terawatt-hours
Biocombustíveis	0 terawatt-hours	Biocombustíveis	1,140 terawatt-hours
Energia solar	0 terawatt-hours	Energia solar	2,702 terawatt-hours
Energia eólica	0 terawatt-hours	Energia eólica	4,872 terawatt-hours
Energia hídrica	47 terawatt-hours	Energia hídrica	11,183 terawatt-hours
Energia nuclear	0 terawatt-hours	Energia nuclear	7,031 terawatt-hours
Gás natural	64 terawatt-hours	Gás natural	40,375 terawatt-hours
Petróleo	181 terawatt-hours	Petróleo	51,170 terawatt-hours
Carvão	5,728 terawatt-hours	Carvão	44,473 terawatt-hours
Biomassas tradicionais	6,111 terawatt-hours	Biomassas tradicionais	11,111 terawatt-hours
Total	12,131 terawatt-hours	Total	176,431 terawatt-hours

Figura 3.10 - Consumo de energia elétrica global e fonte de produção 1900 vs 2021 [26].

A necessidade de aumentar a percentagem de energia oriunda de fontes renováveis aparece, numa primeira fase, devido ao impacto dos gases com efeito de estufa e aquecimento global. Em 20 de Novembro de 1996, é adotado o Livro Verde, marcando, assim, o primeiro passo na implementação de energias provenientes de fontes renováveis. Este livro, produzido pelos membros do Parlamento Europeu, visava atingir um total de 12% na contribuição das fontes de energias renováveis para o PIB da União Europeia até 2010. Em 2007, e face à incapacidade de atingir as metas propostas em 1996, o Parlamento Europeu implementa uma nova meta de 20% de energias renováveis no consumo energético global da União Europeia em 2020. A mais recente diretiva, emitida a 11 de dezembro de 2018, implementa uma meta de 55% para a redução nas emissões de gases com efeito de estufa, com o objetivo de uma Europa climaticamente neutra em 2050. Na figura 3.11, encontram-se representados os valores de energia elétrica produzida pelas diversas fontes de combustível renovável ou não renovável, onde se verifica a dominância dos combustíveis fósseis em relação às energias renováveis [1-3].



Figura 3.11 - Produção de Energia Elétrica na Europa e respetiva fonte de produção 03-2023 (adaptado de [27]).

A figura 3.10, indica que, face aos valores globais de 2021, a União Europeia apresenta um cenário muito mais encorajador para as energias renováveis, com cerca de 22% da energia total consumida proveniente de fontes renováveis, sendo que 43% da produção de energia elétrica europeia é oriunda de fontes renováveis [28]. No entanto, nem todos os países apresentam o mesmo índice de energia produzida através de fontes renováveis, sendo este diferencial representado na figura 3.12.

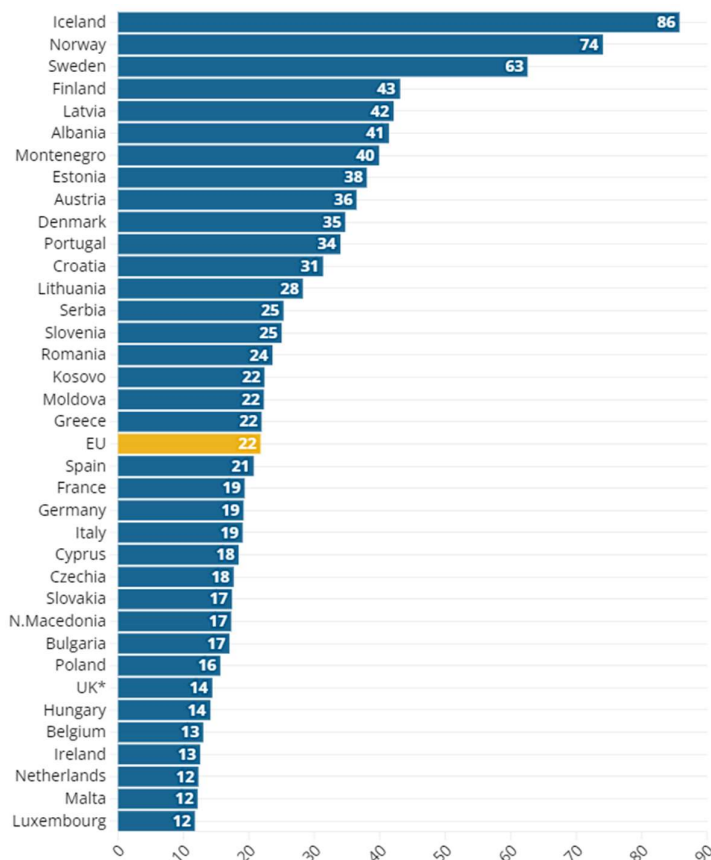


Figura 3.12 - Percentagem de Energia renovável no consumo energético total da União Europeia [29].

As energias renováveis estão aliadas de diversos benefícios, possuindo a capacidade de revolucionar economias. Do ponto de vista económico, o principal benefício das energias

renováveis é a descentralização da produção de energia elétrica. Além do impacto direto na quantidade de energia elétrica importada ou exportada por cada país, promove a criação de postos de trabalho e fortalecimento de economias.

O desenvolvimento de novas tecnologias é o mais recente catalisador na necessidade do aumento da produção de energia elétrica através de fontes renováveis, sendo a economia do hidrogénio o melhor exemplo. A possibilidade de desenvolver esta economia não só permite a criação de mais postos de trabalho especializados, como a de resolver o problema ambiental proveniente dos meios de transporte. Tal como é representado na figura 3.13, em 2021, este setor era responsável por 29,2% do consumo energético total na União Europeia. O desenvolvimento de novos combustíveis com capacidade de sustentar o setor dos transportes permite revolucionar a economia global [24, 28].

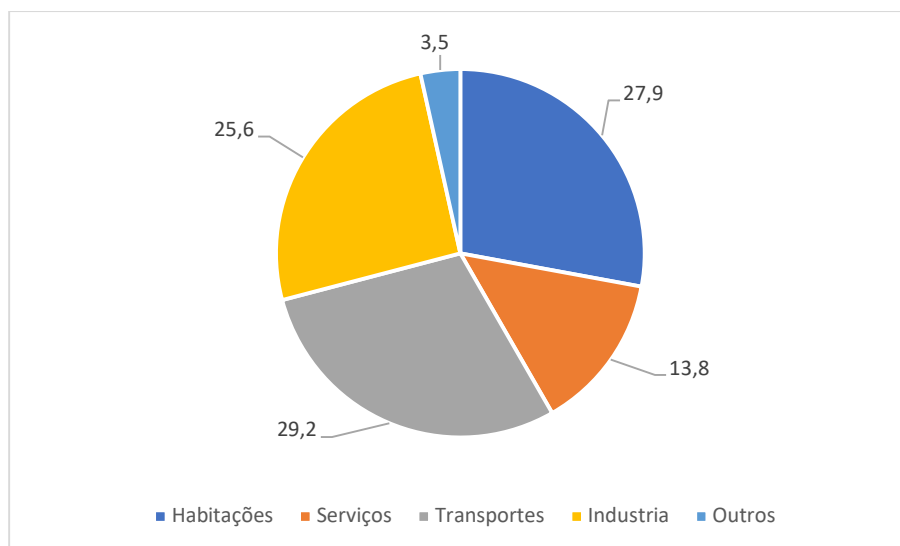


Figura 3.13 - Consumo final de energia por setor na União Europeia em 2021 (adaptado de [30]).

Toda esta análise confirma o crescimento contínuo na produção de energia proveniente de fontes renováveis e a necessidade de promover cada vez mais este tipo de tecnologia. Este crescimento só é possível com a implementação de um maior número de equipamentos capazes de produzir energia elétrica através de fontes renováveis. No entanto, para que estas instalações sejam sustentáveis, é indispensável que ocorra o desenvolvimento tecnológico das mesmas, a fim de reduzir o volume de equipamentos necessários para satisfazer a necessidade energética.

A evolução da turbina eólica tem acompanhado o constante aumento no consumo e produção de energia elétrica, verificando-se um aumento gradual da potência e rendimento das turbinas. O aumento verificado na potência das turbinas é acompanhado do aumento do diâmetro do rotor.

A primeira turbina eólica, projetada por *Charles F. Brush* em 1887, possuía um diâmetro do rotor de cerca de 17m, com uma capacidade de pico de 12 kW equivalente a 0,08% dos 15.000 kW produzidos pela turbina eólica mais potente da atualidade. Esta turbina, é o modelo V236-15.0 MW, produzida pela empresa dinamarquesa Vestas, com 236m de diâmetro do rotor, possui um rotor 14 vezes superior ao da turbina desenvolvida por *Charles F. Brush* [31, 32]. As principais características desta turbina são apresentadas na figura 3.14, sendo que a figura 3.15 representa a evolução das turbinas eólicas.

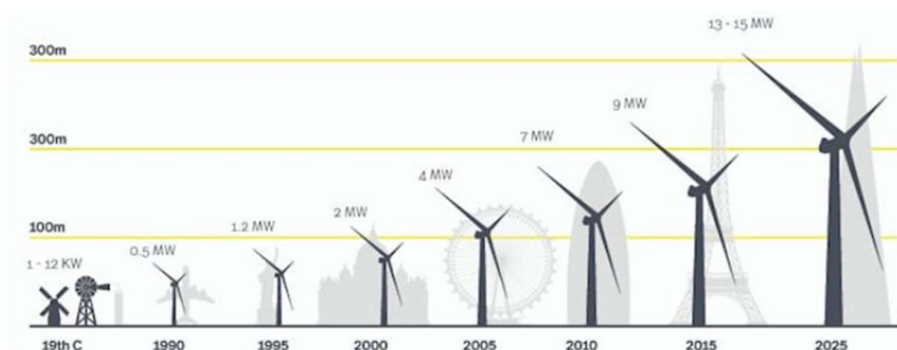


Figura 3.14 - Evolução das turbinas eólicas [22].

Tabela 3.1 - Especificações Vestas V236-15.0 MW Adaptado [31].

Vestas V236-15.0 MW	
Potência nominal	15 000 kW
Velocidade do vento a jusante da turbina	3 m/s
Velocidade do vento a montante da turbina	31 m/s
Diâmetro do rotor	236 m
Área de varredura	43 742 m ²

3.4. Turbinas com eixo de rotação vertical e horizontal

A primeira classificação das turbinas é realizada em função da orientação do veio de transmissão e do eixo de rotação. Existem duas variações no design de turbinas, as turbinas de eixo vertical VAWT (*Vertical Axis Wind Turbine*) e as de eixo horizontal HAWT (*Horizontal*

Axis Wind Turbine). A figura 3.16 representa as diferenças entre a estrutura da turbina VAWT e HAWT [32].

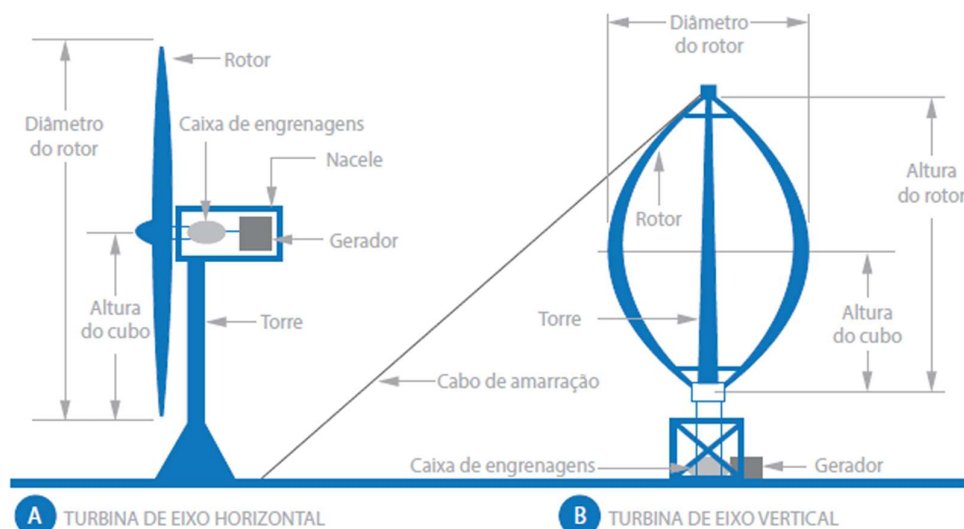


Figura 3.15 - Estrutura turbinas VAWT e HAWT [32].

Vantagens de uma turbina do tipo VAWT vs HAWT

1. Possibilidade de posicionar no solo os equipamentos pesados, tais como o gerador e caixa de velocidades.
2. Não requerem a existência de um sistema para a orientação das pás do rotor na direção do vento (sistema de guinada).
3. Menores cargas devido ao posicionamento de equipamentos pesados no solo.

Desvantagens de uma turbina do tipo VAWT vs HAWT

1. A velocidade do vento é inferior mais perto do solo.
2. A eficiência global é inferior.
3. A turbina não é capaz de arrancar com a força do vento, devido ao seu baixo torque, sendo necessário um motor de arranque.

3.5. Sistema de propulsão

O design das pás da turbina pode ser realizado de modo a propulsionar movimento devido ao arrasto ou impulso. A figura 3.17 representa a grande diferença entre os mecanismos de propulsão por arrasto e de sustentação, sendo esta, a metodologia implementada para o aproveitamento da força exercida pelo vento na estrutura [30]. Representada à esquerda, está uma turbina movida por arrasto, o mecanismo é semelhante ao de um barco à vela, com as pás da turbina a girar no sentido da direção do vento, atuando como barreira que oferece resistência à circulação do vento, tal como, a vela do barco. Este

mecanismo é penalizado quando a orientação do vento não é no sentido das pás, efeito que reduz a força produzida pela massa de ar que embate na pá. Outra desvantagem é o efeito de travão produzido pela pá que se desloca no sentido contrário ao do vento, reduzindo a eficiência do equipamento. À direita na figura, está representada uma turbina movida por impulso, onde as pás não se movimentam no sentido da direção do vento. O perfil das pás varia ao longo do seu comprimento de forma a maximizar o aproveitamento da energia disponível do vento e minimizar o efeito de atrito. Esta variação ocorre em função do ângulo de ataque α [31, 33].

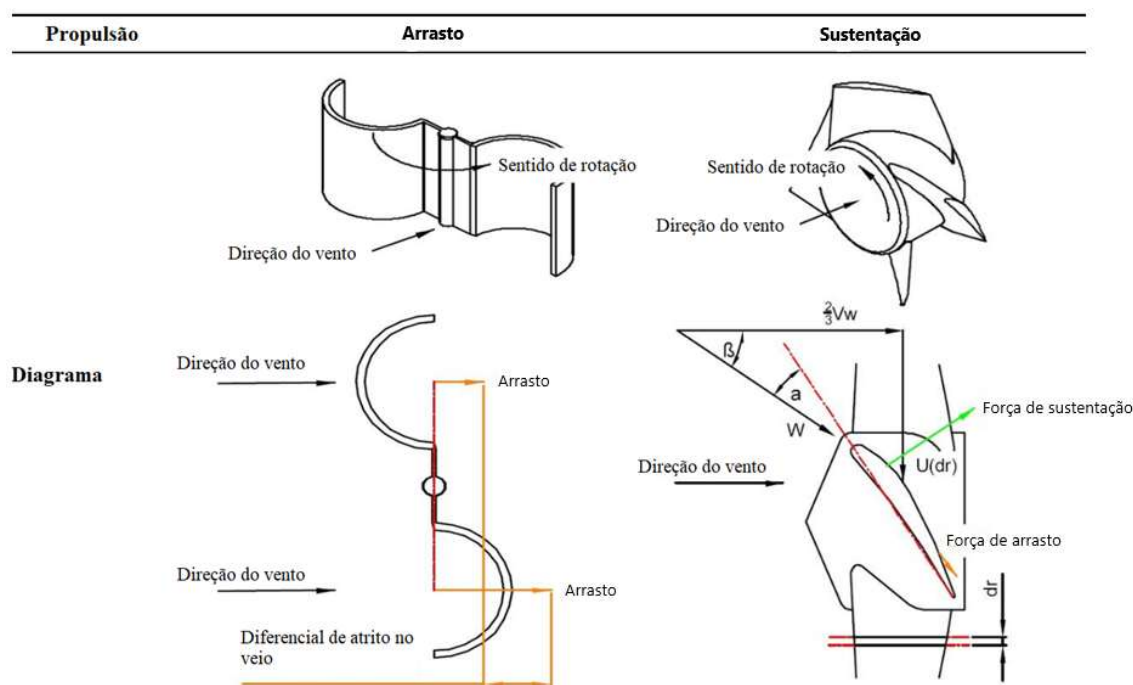


Figura 3.16 - Propulsão por arrasto vs sustentação (adaptado de [34]).

4.Design de uma turbina eólica

O teorema de *Betz* mencionado anteriormente, determina o limite teórico de eficiência de conversão de energia para as turbinas eólicas. Este teorema, conhecido por limite de *betz*, afirma que nenhuma turbina pode aproveitar mais do que 59,3% da energia cinética contida no vento que passa através da sua de varredura. Através do estudo da travagem ideal do vento nas pás de uma turbina eólica, o teorema de *Betz* conclui que, quanto maior for a desaceleração do vento nas pás da turbina, maior será a energia mecânica produzida [17]. Contudo, o aprofundamento deste estudo revela que esta situação não é linear. Caso o fosse, seria plausível concluir que o cenário ideal para a produção de energia, resultaria numa velocidade nula do vento à saída da turbina, dado que, este seria o valor que iria resultar num maior diferencial de velocidade e, conseqüentemente, numa maior desaceleração do vento. No entanto, um valor nulo de velocidade do vento à saída da turbina iria resultar num escoamento onde o caudal é nulo, e, sem a existência de caudal, não ocorre o movimento das pás do rotor, resultando num cenário em que não ocorre a produção de energia mecânica.

4.1. Teorema de *Betz*

O teorema de *Betz* declara que não é possível, para uma turbina eólica, converter mais do que 59,3% da energia cinética disponível no vento. Este aspeto, foi comprovado pelo cientista *Albert Betz* através da equação do potencial energético disponível numa coluna de ar [14]. A equação do potencial energético indica a energia total disponível no escoamento, no entanto, o valor que reflete a energia mecânica produzida é obtido através do diferencial da energia cinética do vento. Este diferencial energético é representado na figura 4.1, na qual, é representada a variação da área por onde flui o escoamento, sendo a área a montante da turbina representada por A_1 e a área a jusante representada por A_2 [17].

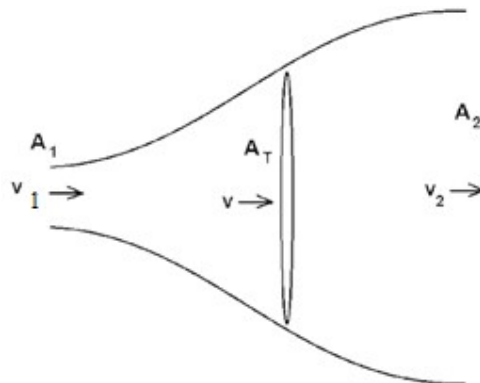


Figura 4.1 - Fluxo de Vento numa turbina eólica Adaptado de [35].

Para determinar a energia mecânica produzida, *Albert Betz* considera a variação na velocidade do escoamento, resultando na seguinte equação [17]:

$$P = \rho A V^2 (V_1 - V_2) \quad [W] \quad (4.1)$$

A velocidade V é considerada como um valor médio entre as velocidades do vento a montante e a jusante da turbina eólica, representadas na figura 4.1 por V_1 e V_2 respetivamente. Apesar da turbina atuar como um travão e ser este o efeito de desaceleração do vento que promove o movimento das pás, este nunca poderá resultar num vento a jusante da turbina igual a 0, dado que tal significaria que o caudal de ar que passa pela turbina seria também 0 [17].

Temos que:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (V_1^2 - V_2^2) (V_1 + V_2) \quad [W] \quad (4.2)$$

O coeficiente de performance da turbina define a fração de energia mecânica que pode ser extraída de um certo valor de energia cinética, presente num caudal de vento desobstruído. O seu valor é obtido através da divisão das equações 2.11 (considerando a energia cinética a montante da turbina eólica, pelo que será representada como P_0 , correspondendo a potência inicial) e 4.2, resultando na seguinte equação [17]:

$$C_p = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \rho A (V_1^2 - V_2^2) (V_1 + V_2)}{\frac{1}{2} \rho A V^3} \quad (4.3)$$

De modo a obter uma relação adimensional do coeficiente de performance é aplicado um fator de interferência (b), obtido através da relação entre a velocidade a jusante (V_2) e a montante (V_1) da turbina eólica.

$$b = \frac{V_2}{V_1} \quad (4.4)$$

Aplicando o fator de interferência à equação 4.3, resulta que:

$$C_p = \frac{\left[\frac{1}{4} \rho A V_1^3 (1 - b^2) (1 + b) \right]}{\frac{1}{2} \rho A V_1^3} \quad (4.5)$$

$$= \frac{1}{2} (1 - b^2) (1 + b) \quad (4.6)$$

Onde:

- C_p Coeficiente de desempenho
- b Fator de interferência

A figura 4.2, representa graficamente a equação 4.6, a análise do gráfico permite concluir que o valor máximo de coeficiente de performance corresponde a aproximadamente 59%, indicando que apenas esta percentagem de energia cinética disponível no vento, poderá ser aproveitada para a produção de energia mecânica. Para este valor percentual, o fator de interferência (b) é de aproximadamente 0,33.

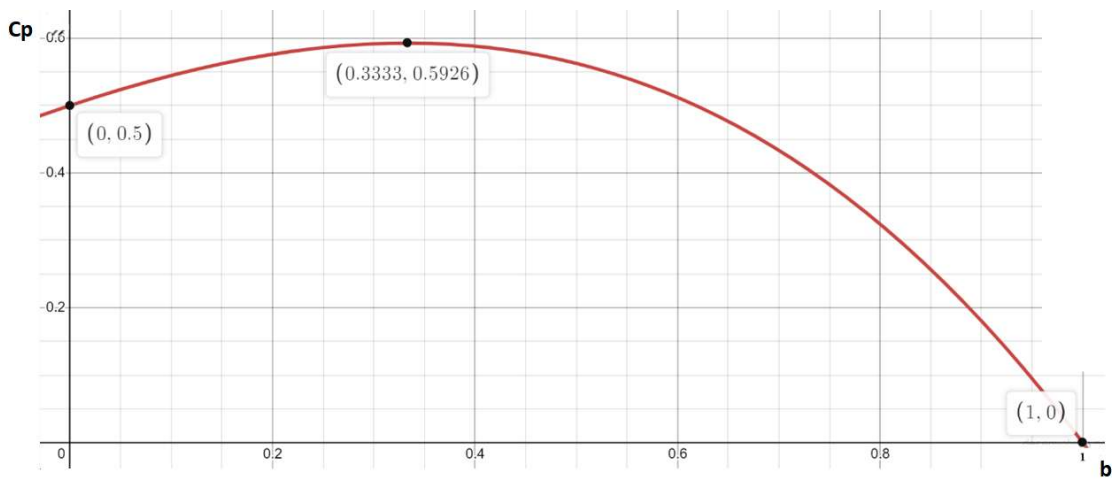


Figura 4.2 - Coeficiente de performance em função do fator de interferência.

A análise do gráfico permite também concluir que, o valor de fator de interferência ideal é de 0.333, sendo este valor, equivalente a $\frac{1}{3}$. Aplicando este valor à equação 4.4, é obtida a seguinte relação de velocidades [17].

$$b = \frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{3} \quad (4.7)$$

$$V_2 = \frac{1}{3} V_1$$

Através das premissas do limite de *Betz*, é possível determinar a potência máxima desenvolvida pela turbina através da relação de velocidades ótima obtida na equação 4.2.

$$\begin{aligned} P_{max} &= \frac{1}{4} \rho A (V_1^2 + V_2^2) (V_1 - V_2) = \\ &= \frac{1}{4} \rho A \left(V_1^2 + \frac{V_1^2}{9} \right) \left(V_1 - \frac{V_1}{3} \right) = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{1}{4} \rho A V_1^3 \left[\left(1 + \frac{1}{9}\right) \left(1 - \frac{1}{3}\right) \right] = \\
&= \frac{8}{27} \rho A V_1^3 \quad [W]
\end{aligned} \tag{4.8}$$

Substituindo A pela equação da área do rotor, têm-se que:

$$\begin{aligned}
P_{max} &= \frac{8}{27} \frac{\pi d^2}{4} \rho V_1^3 = \\
&= \frac{2}{27} \cdot \pi d^2 \cdot \rho V_1^3 \quad [W]
\end{aligned} \tag{4.9}$$

A figura 4.3 representa a variação da potência máxima extraída pela turbina eólica em função do diâmetro do seu rotor e velocidade do vento. Verifica-se que tanto o aumento do diâmetro, como da velocidade do vento, contribuem para o aumento da potência máxima da turbina.

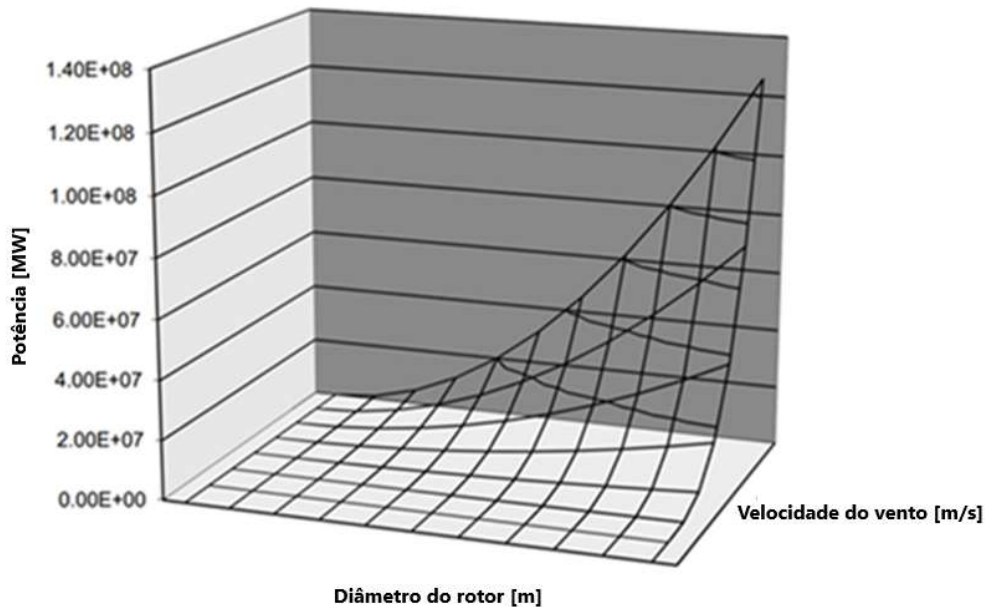


Figura 4.3 - Potência Máxima em função do diâmetro do rotor e velocidade do vento (adaptado de [17]).

4.2. Coeficiente de performance de uma turbina eólica moderna

Como foi referido no capítulo 3.3, relativo à Evolução da Turbina Eólica, o coeficiente de performance da turbina V236-15.0 MW não é disponibilizado pelo fabricante. No entanto, com base no Teorema de Betz e nos valores da velocidade do vento a montante e a jusante da turbina para a sua potência de pico, é possível determinar o coeficiente de performance máximo do equipamento. Estes valores estão disponibilizados nas especificações técnicas do equipamento, sendo que estes podem ser consultados na tabela 3.1. Verifica-se, que, para uma potência de pico de 15 MW, que a velocidade do vento a jusante da turbina, é de 3 m/s,

sendo a velocidade a montante de 31 m/s. Aplicando estes valores às equações 4.6 e 4.7, tem-se que:

$$C_p = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \left(\frac{3}{31}\right)^2\right) \cdot \left(1 + \frac{3}{31}\right) = 0,5432 \quad (4.10)$$

Este valor é muito próximo ao valor máximo de coeficiente de performance determinado através do limite de *Betz*, sendo aproximadamente 0,05% inferior. Nota-se, contudo, que este valor é apenas teórico e não reflete o rendimento global do equipamento.

Potência máxima teórica da turbina Vestas V236-15.0 MW

A potência máxima teórica pode ser determinada através da equação 4.8.

$$\begin{aligned} P &= \frac{1}{4} \rho A (V_1^2 - V_2^2) (V_1 + V_2) [W] \\ &= \frac{1}{4} \cdot 1,293 \cdot 43\,742 \cdot (31^2 - 3^2) \cdot (31 + 3) [W] \\ &= 457\,775 [kW] \end{aligned}$$

Potência máxima ideal da turbina Vestas V236-15.0 MW

De modo a determinar a potência máxima ideal é necessário considerar a relação de velocidades ideal determinada no limite de *Betz*. Deste modo, o valor de potência máxima ideal pode ser determinado através da equação 4.9.

$$\begin{aligned} P_{max} &= \frac{8}{27} \rho A V_1^3 [W] \\ &= \frac{8}{27} \cdot 1,293 \cdot 43\,742 \cdot 31^3 [W] \\ &= 499\,239 [kW] \end{aligned}$$

Rendimento teórico Vestas V236-15.0 MW

Através da relação entre a potência máxima teórica e a potência máxima ideal do equipamento é possível determinar o rendimento teórico.

$$\begin{aligned} \eta_{teórico} &= \frac{P_{max\,teórica}}{P_{max\,Ideal}} \cdot 100 \\ &= \frac{457\,775\,251}{499\,238\,955} \cdot 100 \\ &= 91,69\% \end{aligned}$$

4.3. Design das pás

O design das pás é realizado de acordo com o método de propulsão selecionado. Os dois métodos existentes, oferecem rendimentos máximos distintos, sendo que, a propulsão por impulso é considerada a mais vantajosa. O método selecionado para o design das pás deverá sempre corresponder ao método cujo rendimento máximo teórico é mais elevado.

Durante a análise do limite de *Betz*, realizada no capítulo 4.1, verificou-se que o valor ideal para o diferencial de velocidades a montante e a jusante das pás da turbina seria de $\frac{1}{3}$. Utilizando este valor como referência, é possível determinar qual o rendimento máximo teórico extraído de cada um dos métodos de propulsão.

4.3.1. Propulsão por arrasto

De modo a compreender o funcionamento da propulsão por arrasto, é fundamental entender o conceito de arrasto. O arrasto (ou *drag*) de um corpo que se encontra imerso num fluxo de fluido é definido como a força exercida pelo corpo numa direção paralela à do fluxo do fluido. Em fluidos cuja velocidade de circulação é pouco significativa, o efeito de arrasto pode ser atribuído às tensões de corte viscosas e friccionais que ocorrem no fluido. Estas tensões ocorrem devido à inexistência de movimento relativo nas paredes do corpo. *Isaac Newton* demonstrou que a tensão de corte τ em determinado ponto de um corpo é proporcional à velocidade transversal nesse mesmo local [36]:

$$\tau = \mu \frac{du}{dy} \quad [Pa] \quad (4.11)$$

Onde:

- τ Tensão de corte [Pa]
- μ Viscosidade dinâmica do fluido [Pa·s]

Sendo que a constante de proporcionalidade é a viscosidade do fluido dinâmica.

Utilizando a teoria desenvolvida por *Isaac Newton*, *Sir George Stokes* determinou a força de arrasto numa esfera [36].

$$D = 3\pi\mu U d \quad [N] \quad (4.12)$$

Onde:

- U Velocidade do fluxo do fluido [m/s]
- μ Viscosidade dinâmica do fluido [Pa·s]
- d Diâmetro [m]

O coeficiente de arrasto ou (*Drag Coefficient*) pode ser determinado através da expressão desenvolvida por *Sir George Stokes*, considerando o número de *Reynolds*, que representa a relação entre a força de inércia por unidade de volume de fluido acelerado por uma pressão e a força viscosa do volume de fluido resistente ao movimento [36].

A relação $C_D = \frac{24}{Re}$ é válida em situações em que o número de *Reynolds* apresenta valores inferiores a 1, correspondente a escoamentos laminares, onde predominam as forças viscosas sobre as forças inerciais. Considerando um escoamento com regime laminar, a força de arrasto pode ser representada através da seguinte expressão:

$$D = 3\pi\mu U d = \left[24 \left(\frac{\mu}{\rho U d}\right)\right] \cdot \left[\frac{1}{2}\rho U^2\right] \cdot \left[\frac{\pi d^2}{4}\right] \quad [N] \quad (4.13)$$

$$C_D = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho U^2 A} \quad (4.14)$$

Numa turbina movida a propulsão por arrasto, que se move a dada velocidade angular Ω existem perdas associadas à força exercida na direção contrária à do movimento desejado nas pás da turbina. Este efeito pode ser visualizado na figura 4.4.

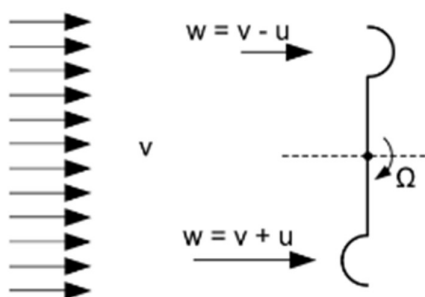


Figura 4.4 - Sistema de propulsão por arrasto num anemómetro [8].

Considerando que V corresponde à velocidade do vento a montante da pá da turbina e U corresponde à velocidade das pás das turbinas, é possível concluir que a velocidade relativa do vento (W), varia de acordo com a orientação do vento em relação à pá da turbina.

De modo a combater este efeito, em turbinas com propulsão por arrasto, é comum o uso de barreiras dimensionadas em função do raio da turbina (R) e que visam a redução do efeito de atrito nas pás durante o seu movimento de retorno. O efeito da utilização destas barreiras é representado na figura 4.5.

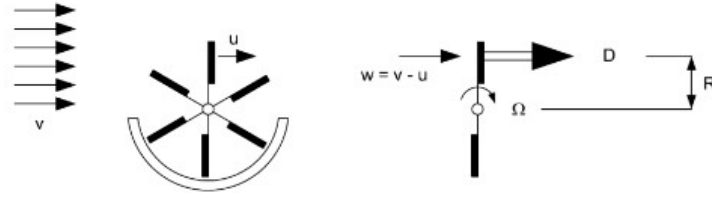


Figura 4.5 - Princípio de turbina com propulsão por arrasto [9].

Neste caso, a força de arrasto exercida nas pás da turbina é obtida reescrevendo a equação 4.14.

$$D = [C_D] \cdot \left[\frac{1}{2} \rho W^2 \right] \cdot \left[\frac{\pi d^2}{4} \right] \quad [N] \quad (4.15)$$

Onde:

- W velocidade relativa do vento [m/s]

Com recurso à equação 4.15, e aplicando a mesma a equação 4.16, é possível determinar a potência desenvolvida pela turbina, no entanto, é necessário considerar a velocidade das pás.

$$\begin{aligned} P &= D \cdot U \quad [W] \\ &= [C_D] \cdot \left[\frac{1}{2} \rho W^2 \right] \cdot \left[\frac{\pi d^2}{4} \right] \cdot U = \\ &= C_D \cdot \left[\frac{1}{2} \rho (V - U)^2 \right] \cdot A \cdot U = \\ &= \frac{\rho}{2} A \cdot [C_D \cdot (V - U)^2 \cdot U] = \\ &= \frac{\rho}{2} A \cdot C_D \cdot \left[V \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right) \right]^2 \cdot U = \\ &= \frac{\rho}{2} A \cdot C_D \cdot \left[V^2 \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right)^2 \right] \cdot U \cdot \frac{V}{V} = \\ &= \frac{\rho}{2} A \cdot C_D \cdot \left[V^3 \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right)^2 \right] \cdot \frac{U}{V} = \\ &= \frac{\rho}{2} A V^3 \cdot \left[C_D \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right)^2 \cdot \frac{U}{V} \right] \end{aligned} \quad (4.16)$$

Onde:

- C_D Coeficiente de arrasto
- V Velocidade absoluta do escoamento [m/s]

Do desenvolvimento da equação no interior dos parênteses, resulta a equação do coeficiente de performance da turbina, ou seja, a porção de energia do vento que será convertida em energia mecânica [9].

$$D = [C_D] \cdot \left[\frac{1}{2} \rho W^2 \right] \cdot A \text{ [N]} \quad (4.17)$$

Sendo $W = V - U$: (figura 4.4)

$$\left[C_D \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right)^2 \cdot \frac{U}{V} \right] \quad (4.18)$$

Substituindo na equação 4.17:

$$\begin{aligned} & \left[\frac{D}{\frac{1}{2} \rho W^2 A} \cdot \frac{U}{V} \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right)^2 \right] \\ &= \left[\frac{D \cdot U}{\frac{1}{2} \rho (V - U)^2 A} \cdot \frac{1}{V} \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right)^2 \right] = \\ &= \left[\frac{P}{\frac{1}{2} \rho A} \cdot \frac{1}{(V - U)^2} \cdot \frac{1}{V} \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right)^2 \right] = \\ &= \left[\frac{P}{\frac{1}{2} \rho A V} \cdot \frac{1}{\left(V \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right) \right)^2} \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right)^2 \right] = \\ &= \left[\frac{P}{\frac{1}{2} \rho A V} \cdot \frac{1}{V^2 \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right)^2} \cdot \left(1 - \frac{U}{V} \right)^2 \right] = \\ &= \left[\frac{P}{\frac{1}{2} \rho A V^3} \cdot \frac{\left(1 - \frac{U}{V} \right)^2}{\left(1 - \frac{U}{V} \right)^2} \right] = \\ &C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A V^3} = \\ &P = \frac{\rho}{2} A V^3 C_p \text{ [W]} \end{aligned} \quad (4.19)$$

Onde:

- P Potência [W]
- Cp Coeficiente de desempenho, define a eficiência aerodinâmica do rotor [adimensional]

Durante a análise do teorema de *Betz* realizada anteriormente, verificou-se que, o valor máximo de coeficiente de performance corresponde a, aproximadamente, 59%. Assim sendo, é expectável que o coeficiente de performance de uma turbina com propulsão por arrasto seja inferior ao valor determinado, de acordo com o teorema de *Betz*.

O coeficiente de performance é determinado de acordo com a relação entre a velocidade da extremidade da pá e a velocidade do vento. Dado isto, a equação 4.16 tem de estar estruturada de modo a considerar esta relação.

$$\begin{aligned}
 P &= D \cdot U \text{ [W]} \\
 D \cdot U &= \frac{\rho}{2} A V^3 C_p = \\
 C_p &= \frac{[C_D] \cdot [(V - U)^2] \cdot U}{V^3} = \\
 &= \frac{[C_D] \cdot \left[V \cdot \left(1 - \frac{U}{V}\right)\right]^2 \cdot U}{V^3} = \\
 &= \frac{[C_D] \cdot V^2 \cdot \left(1 - \frac{U}{V}\right)^2 \cdot U}{V^3} = \\
 &= [C_D] \cdot \left(1 - \frac{U}{V}\right)^2 \cdot \frac{U}{V} = \\
 \text{Se } \lambda &= \frac{U}{V} \\
 C_p &= [C_D] \cdot (1 - \lambda)^2 \cdot \lambda
 \end{aligned} \tag{4.20}$$

Considerando o coeficiente de arrasto de uma superfície circular, $C_d = 1,11$, temos que [9]:

$$C_p = 1,11 \cdot (1 - \lambda)^2 \cdot \lambda \tag{4.21}$$

A figura 4.6 representa a evolução do coeficiente de desempenho em função de λ .

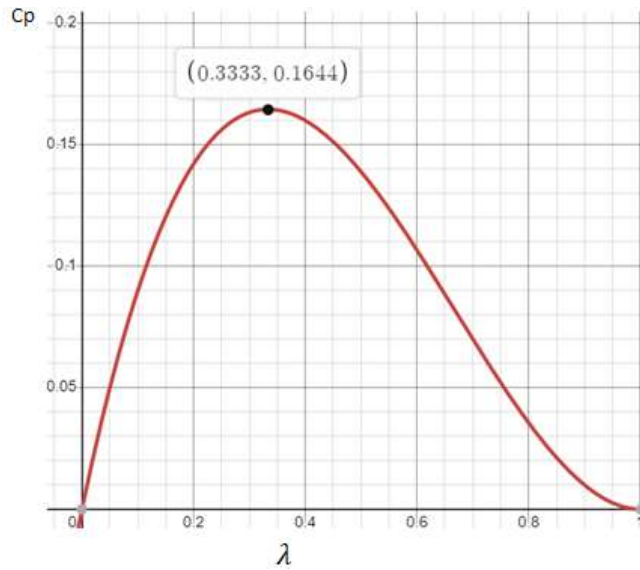


Figura 4.6 - Evolução do C_p em função de λ .

Verifica-se que o valor obtido para o coeficiente de performance da turbina eólica com propulsão por atrito é inferior ao valor determinado pelo limite de *Betz*, sendo que, na turbina com propulsão por atrito, apenas 16% da energia cinética existente no vento é transformada em energia mecânica.

4.4.2. Propulsão por impulso

Nos corpos com propulsão por impulso, existe propulsão através do efeito de arrasto resultante do perfil do corpo. No entanto, é somada à força resultante do efeito de arrasto uma força de sustentação, que é definida em função do ângulo de ataque do corpo através do qual ocorre escoamento. A figura 4.7 representa o efeito da força de sustentação e de arrasto na superfície da pá. O efeito destas forças irá variar de acordo com os restantes parâmetros representados na imagem, sendo estes, a corda da pá c (é a largura da pá em determinada secção), o ângulo de ataque da pá α_A e a velocidade relativa do vento W .

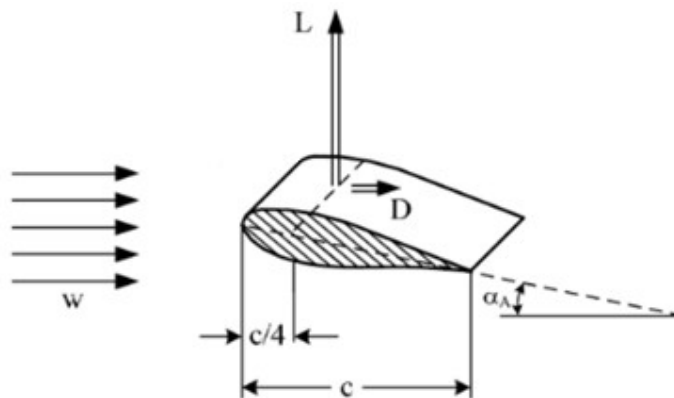


Figura 4.7 - Design de uma pá de uma turbina eólica com propulsão por efeito de lift (adaptado de [9]).

A força de sustentação pode ser determinada através da seguinte equação [9]:

$$L = c_L \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A \cdot W^2 \quad [N] \quad (4.22)$$

Onde:

- c_L Coeficiente de *lift*
- L Força de sustentação [N]
- A Área da pá [m²]
- D Força de arrasto [N]
- α_A Ângulo de ataque [°]
- W Velocidade relativa do vento [m/s]
- c Corda da pá [m]

O coeficiente de *lift* representa a eficiência aerodinâmica da pá da turbina, ou seja, define a capacidade da superfície de converter o fluxo de ar em força de sustentação. Este valor é determinado através de simulações em túnel de vento. De modo a obter a força de sustentação exercida na superfície da pá, é necessário considerar o ângulo de ataque α_A existente na pá. A área correspondente à força de sustentação é determinada de acordo com a largura e comprimento da superfície da pá. A largura da secção irá corresponder à secção do raio do rotor que se encontra em estudo [9].

$$L = c_L \cdot \frac{\rho}{2} \cdot c(r) \cdot W^2 \cdot \alpha_A \quad [N] \quad (4.23)$$

Onde:

- α_A Ângulo de ataque [°]

Deste modo, o movimento da turbina é resultante do somatório entre a força de sustentação e a força de arrasto, no entanto, a força de arrasto é perpendicular à velocidade relativa do vento e a força de sustentação é paralela, assim sendo, é necessário realizar a decomposição destas forças de modo a obter a força tangencial e axial.

Força Tangencial [9]:

$$F_y = \frac{\rho}{2} \cdot W^2 \cdot c(r) \cdot [c_L \sin \varphi - c_D \cos \varphi] \quad [N] \quad (4.24)$$

Força Axial [9]:

$$F_x = \frac{\rho}{2} \cdot W^2 \cdot c(r) \cdot [c_L \cos \varphi + c_D \sin \varphi] \quad [N] \quad (4.25)$$

Onde:

- $c(r)$ Corda da pá em função do raio rotor [m]
- φ Ângulo entre as velocidades U e W [°]

Triângulos de velocidades

Os triângulos de velocidade representam a relação entre as velocidades do vento do vento incidente na pá e a velocidade tangencial da pá, resultando assim na velocidade relativa do vento. O estudo dos triângulos de velocidades das pás da turbina é fundamental para determinar o valor da velocidade relativa do vento, sem este estudo torna-se incalculável o valor da força de sustentação e arrasto gerada na pá da turbina. A figura 4.8 representa o triângulo de velocidades da turbina com propulsão por impulso.

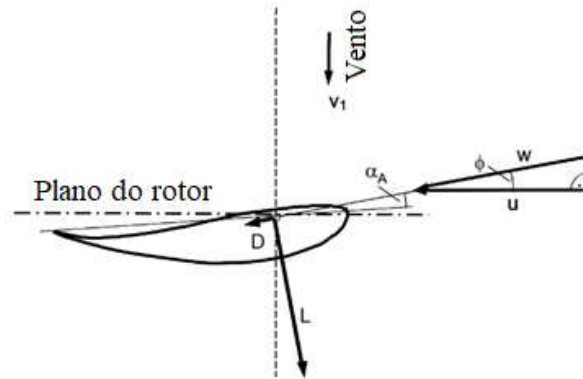


Figura 4.8 - Representação do triângulo de velocidade da pá Adaptado de [9].

Os triângulos de velocidade das pás sofrem alterações ao longo do perfil das mesmas. Isto ocorre devido à variação da velocidade de rotação ao longo da pá, sendo que a velocidade de rotação na extremidade da pá é superior à da base. A velocidade de rotação da pá é representada pela letra U e pode ser determinada do seguinte modo:

$$U(r) = \frac{N \cdot 2\pi}{60} \cdot r \quad [\text{m/s}] \quad (4.26)$$

Onde:

- r Raio [m]
- N Número de rotações por minuto [rpm]

Considerando a turbina ideal, a velocidade à saída das pás da turbina pode ser determinada através da sua velocidade a jusante da turbina, recorrendo aos princípios estabelecidos pelo limite de *Betz*, que indica que, a relação ideal entre a velocidade à entrada e à saída da turbina é de $\frac{1}{3}$, logo $V_2 = \frac{1}{3} V_1$.

Conhecida a velocidade absoluta do vento à saída do rotor e a velocidade de rotação da pá é possível determinar o valor do ângulo φ . A figura 4.9 representa a relação entre as diferentes velocidades e o ângulo φ .

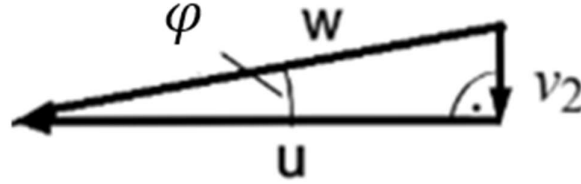


Figura 4.9 - Triângulo de velocidades [9].

$$\tan \varphi = \frac{V_2}{U} \quad (4.27)$$

O triângulo de velocidades é concluído determinando a velocidade relativa do vento.

$$W = \frac{\frac{1}{3} \cdot V_1}{\sin \varphi} \text{ [m/s]} \quad (4.28)$$

A velocidade relativa só pode ser determinada deste modo em situações onde o triângulo de velocidades seja idêntico ao representado na figura 4.9. Nos triângulos em que o ângulo entre a velocidade de rotação das pás e a velocidade à saída não é de 90° , isto já não se verifica. No entanto, uma vez que a velocidade V_2 foi determinado considerando o cenário ideal ou ótimo, é válido considerar esta representação para o triângulo de velocidades. O ângulo φ varia ao longo da pá, esta variação ocorre devido ao aumento da velocidade de rotação da pá U , que aumenta ao longo do raio, sendo que a velocidade V_2 se mantém constante. Por sua vez, a velocidade relativa do vento W varia com a variação da velocidade de rotação e o ângulo φ . Estas variações nos triângulos de velocidade ao longo da pá estão representadas na figura 4.10, onde estão representados 3 triângulos de velocidades, sendo que a velocidade de rotação da pá e a velocidade relativa aumentam ao longo do raio.

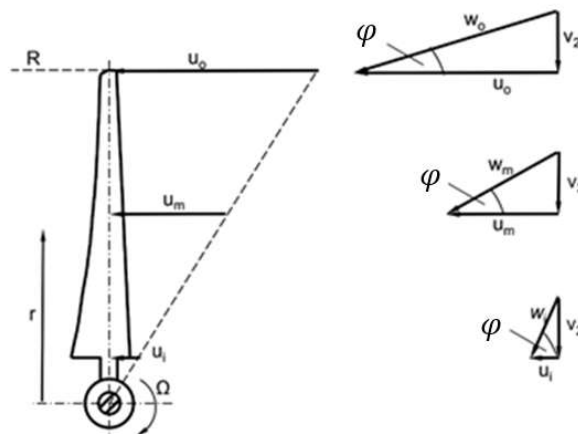


Figura 4.10 - Variação dos triângulos de Velocidades ao longo das pás [9].

Design ideal da pá de acordo com o Teorema de Betz

Durante o capítulo 4.1, determinou-se que a potência máxima extraída de uma secção circular é determinada pela equação 4.9:

$$P_{max} = \frac{8}{27} \cdot \pi r^2 \cdot \rho V_1^3 \quad [W]$$

O rotor deve ser construído de modo que cada secção circular da turbina extraia a potência máxima do vento [9]. A figura 4.11 representa a secção circular dr da turbina para um determinado raio r .

$$dP_{max} = \frac{8}{27} \cdot \rho V_1^3 \cdot (2\pi r \, dr) \quad (4.29)$$

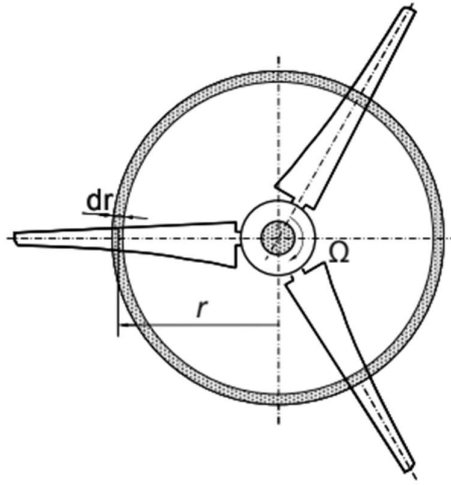


Figura 4.11 - Secção circular da turbina [9].

O valor da potência extraída em determinado ponto, é obtido em função do número de pás existentes no rotor, a componente tangencial das forças de sustentação e de *arrasto* (F_y) e a velocidade angular na secção circular r . A componente tangencial das forças é obtida através da derivada no ponto.

$$P = n \cdot F_y \cdot U(r) \quad [W] \quad (4.30)$$

Onde:

- n Número de pás
- $U(r)$ Velocidade de rotação da pá no ponto com raio r [m]

Uma vez que é considerado o cenário ideal, é admissível considerar que o perfil aerodinâmico da pá está muito próximo da relação *lift*/arrasto ótima, sendo que, nesta situação, o coeficiente de arrasto é pouco significativo. Deste modo, a força de sustentação é a única cuja

contribuição é significativa para a componente tangencial das forças. Assim sendo, a equação 4.24 pode ser simplificada [7]:

$$F_y = L = \frac{\rho}{2} \cdot c_L \cdot W^2 \cdot [c \cdot r] \cdot \sin \varphi \quad [N] \quad (4.31)$$

Onde:

- c Corda da pá [m]

A derivação da expressão 4.31 determina a força num ponto a um determinado raio da pá.

$$dF_y = \frac{\rho}{2} \cdot c_L \cdot W^2 \cdot [c(r)dr] \cdot \sin \varphi \quad [N]$$

A potência mecânica produzida passa assim a ser determinada do seguinte modo:

$$d\dot{P} = n \cdot U(r) \cdot \left[\frac{\rho}{2} \cdot c_L \cdot W^2 \cdot [c(r)dr] \cdot \sin \varphi \right] \quad [W] \quad (4.32)$$

Uma vez que a equação 4.32 reflete o cenário ideal, esta pode ser igualada à equação 4.29 que reflete o design ideal da pá de acordo com o teorema de *Betz*, para o qual, o rendimento é máximo. Da relação entre estas equações, surge a equação que define a corda (c) do design ideal da pá de uma turbina. Reescrevendo a equação em função do raio r do rotor da turbina, é possível determinar os valores de c ao longo do rotor.

$$\begin{aligned} dP_{max} &= dP \\ \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot V_1^3 \cdot (2\pi r dr) &= n \cdot U(r) \cdot \left[\frac{\rho}{2} \cdot c_L \cdot W^2 \cdot [c(r)dr] \cdot \sin \varphi \right] = \\ c(r) &= \frac{1}{n} \cdot \frac{16}{27} \cdot \frac{2\pi r}{c_L} \cdot \frac{V_1^3}{W^2 \cdot U(r) \cdot \sin \varphi} \quad [m] \end{aligned} \quad (4.33)$$

Este parâmetro será utilizado para o projeto da pá, sendo a velocidade máxima de rotação na extremidade da pá será definida consoante os limites sonoros impostos no local de instalação. O valor selecionado é o valor máximo que assegura o comprimento da regulamentação imposta sobre os limites sonoros.

Utilizando as relações extraídas dos triângulos de velocidades:

$$U = W \cos \varphi \quad [m/s] \quad (4.34)$$

O coeficiente de *lift* é selecionado durante o projeto da pá da turbina. Este valor pode variar ao longo do perfil da pá, no entanto, é prática comum a seleção de valores próximos da melhor relação *lift*/arrasto. Estes valores estão situados entre os seguintes intervalos [9]:

$$\varepsilon = \frac{C_L}{C_D} \approx \varepsilon_{max} \quad \begin{cases} C_L = 0,6 \text{ a } 1,2 \\ \alpha_A = 2^\circ \text{ a } 6^\circ \end{cases} \quad (4.35)$$

Onde:

- ε Relação entre o coeficiente de *arrasto* e sustentação

A seleção do número de pás no rotor é realizada de acordo com a resistência mecânica dos materiais utilizados, juntamente com os custos de projeto, produção e manutenção. Conhecido o comprimento da pá, é necessário determinar o ângulo total de torção da pá. Este valor é determinado através da equação seguinte [9]:

$$\beta(r) = \varphi(r) - \alpha(r) \quad (4.36)$$

Onde:

- β Ângulo de declive da linha da *corda* da pá em relação ao plano do rotor

Através da relação de velocidades de design selecionada para a extremidade da pá da turbina é possível determinar o ângulo φ para uma determinada velocidade relativa W a um determinado raio r do rotor, sendo que o ângulo φ também pode ser determinado através do triângulo de velocidades das pás da turbina, sendo que, neste caso é necessário o conhecimento de rotação da pá e a velocidade absoluta de saída do vento.

$$\varphi(r) = \arctan\left(\frac{v_2}{U}\right) \quad (4.37)$$

O valor do ângulo de ataque da pá, é selecionado de acordo com o coeficiente de *lift* pretendido para o projeto da pá da turbina. De um modo geral, o regime de funcionamento dos perfis alares, que é definido em função do ângulo de ataque, pode ser dividido em três zonas de funcionamento representadas na figura 4.12.

Tabela 4.1 - Ângulo de ataque e regime de funcionamento [34].

Ângulo de ataque α	Regime
$-15^\circ < \alpha < 15^\circ$	Linear
$15^\circ < \alpha < 30^\circ$	Desenvolvimento de perda
$30^\circ < \alpha < 90^\circ$	Travão

4.4.3. Número de pás

Na sua vasta maioria, as turbinas eólicas atuais são do tipo HAWT, ou seja, de eixo horizontal e possuem 2 ou 3 pás, sendo que existem exceções à regra, com empresas especializadas na construção de turbinas com apenas uma pá. A seleção do número de pás adequadas para determinada turbina eólica, deve ser realizada com consideração nos seguintes parâmetros:

1. Performance
2. Cargas
3. Custo do rotor
4. Impacto no custo da caixa de velocidades
5. Poluição sonora
6. Impacto visual

Alguns destes fatores são influenciados pela velocidade de rotação das pás e rigidez do rotor. O estudo da relação ideal entre estes fatores e o número de pás é fundamental para a seleção do design adequado.

Relação entre o número, velocidade de rotação e perfil das pás

O impacto do número de pás da turbina na velocidade de rotação e comprimento das pás, de uma máquina otimizada pode ser determinado através da seguinte equação [36]:

$$Nc(\mu) \left(\frac{\Omega \cdot R}{U_\infty} \right)^2 = \frac{16 \cdot \pi \cdot R}{9 \cdot C_1 \cdot \mu} \quad (4.38)$$

Onde:

- U_∞ Velocidade de fluxo livre [m/s]

Assumindo que o ângulo de ataque da pá varia de forma a manter um coeficiente de *lift* constante e recorrendo à equação 4.38, é possível verificar que, existindo uma redução do número de pás do rotor de três para duas pás, é necessário que um aumento de 22,5% para velocidade de rotação ou de 50% do comprimento da pá, de modo a manter o cenário ótimo para a velocidade do vento considerada [36].

Limites sonoros

De modo a atingir o *output* energético das turbinas de três pás, surge a necessidade de recorrer a velocidades de rotação superiores nas turbinas de duas pás. Oriundo do incremento na velocidade de rotação, surge, o aumento no ruído causado pelo movimento das pás. O ruído causado pela rotação das pás das turbinas eólicas é limitado pelo regulamento local [38, 39]. Estas restrições sonoras, tornam as turbinas de duas pás uma opção menos aliciante em situações *onshore* em que o local de instalação do equipamento se situa perto de zonas habitadas [36]. Os valores de limite sonoros impostos podem variar com o local de instalação.

5. Projeto de uma turbina eólica

De modo a realizar o projeto de uma turbina eólica, é fundamental conhecer o local destinado à instalação da mesma, dado que, só é possível desenvolver uma turbina otimizada para determinado espaço, a partir do conhecimento das características do local. Os dados relevantes para a realização do projeto são a gama de velocidades e direções típicas do vento, no local em estudo. Estes valores são obtidos com recurso a anemómetros.

Com a gama de valores referentes à velocidade do vento já definida, é necessário realizar o estudo dos esforços a que turbina estará sujeita. A energia cinética que resultará nestes esforços é determinada com o auxílio das equações estudadas durante os capítulos 2 e 4.

Conhecendo o valor de energia cinética que o equipamento terá de suportar, é necessário determinar o tipo de turbina eólica que será instalada. Os diversos tipos de turbina, oferecem diferentes características de instalação e funcionamento, no entanto, a esmagadora maioria das turbinas utilizadas a nível industrial, são horizontais, com três pás instaladas no rotor.

Os fabricantes de turbinas eólicas têm de assegurar que as turbinas têm capacidade de resistir a ventos extremos. De modo a reduzir as forças exercidas na estrutura, existe a tendência de utilizar um número reduzido de pás, no entanto, existe a necessidade de equilibrar um número de pás reduzido com a eficiência do equipamento, dado que, com a diminuição do número de pás existe o aumento da energia cinética necessária para induzir movimento no rotor.

Este capítulo visa o desenvolvimento de um projeto para uma turbina eólica a instalar na ilha da Madeira, numa área onde já existem instalados três parques eólicos. É realizado com recurso a dados provenientes de um estudo conduzido pela Agência Regional de Energia e Ambiente da Região Autónoma da Madeira [37]. Os parques eólicos já instalados no local serão utilizados como referência, nomeadamente no seu *output* energético e eficiência dos equipamentos instalados. Durante a realização deste estudo é tido em consideração as normas em vigor e atualizadas, para os projetos de aerogeradores.

5.1 Regulamentação

5.1.1 Norma IEC 61400

A norma IEC 61400, publicada pela Comissão Internacional Eletrotécnica, determina um conjunto de requisitos para a realização de projetos de construção e implementação de turbinas eólicas, com a finalidade de garantir o dimensionamento adequado às condições do local de instalação [38]. A norma é dividida em diferentes standards internacionais, sendo os de maior importância para o design das turbinas a norma IEC 61400-1 e IEC61400-2. A norma

IEC 61400-1 é responsável pela avaliação do âmbito dos projetos, avaliação de locais de instalação, análise de esforços e integridade estrutural, sistemas de controlo, instalações elétricas, entre outras. A norma IEC 61400-2 foca-se nos mesmos parâmetros, no entanto, tem o seu foco nas turbinas de pequenas dimensões [35, 39].

Dado que as turbinas instaladas no local de estudo, são turbinas de dimensões significativas, é realizado o enquadramento das mesmas na norma IEC 61400-1. Em 2023 foi lançada a versão atualizada desta norma através da diretiva IEC TS 61400-30:2023, no entanto, o acesso à mesma não é gratuito. Dado isto, será utilizada a norma mais atualizada, cujo acesso é gratuito ou disponibilizado para fins académicos.

5.2 Caracterização do vento – Estudo do recurso eólico do Paul da Serra

Este subcapítulo, tem foco na caracterização do vento no parque eólico do Paul da Serra, de modo a definir o potencial energético do vento disponível. Os dados apresentados durante este capítulo, foram obtidos com base num estudo realizado em 2006 pela Agência Regional da Energia e Ambiente da Região Autónoma da Madeira.

5.2.1 Caracterização local

O local de estudo trata-se de uma zona planáltica situada na ilha da madeira, com uma altitude média de 1.500 m e altura máxima de 1.640 m. Trata-se de uma zona privilegiada no que diz respeito ao seu potencial do recurso eólico, devido a fenómenos de aceleração do escoamento atmosférico, resultantes de pendentes acentuadas no terreno em redor. Estas acelerações resultam em velocidades elevadas do vento nas zonas com altitudes superiores. No entanto, apesar deste aumento na velocidade do vento contribuir para o aumento da energia mecânica potencial do escoamento, a elevada altitude resulta numa diminuição da densidade do ar, que por sua vez, conduz a uma diminuição da energia cinética do escoamento [37]. O local de estudo está assinalado na figura 5.1.

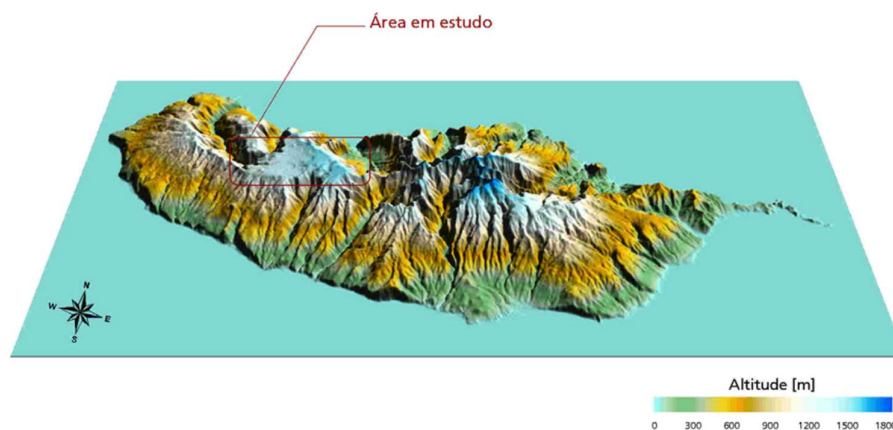


Figura 5.1 - Localização Geográfica da área de estudo [37].

O solo é composto essencialmente por vegetação rasteira e maciços rochosos. Como base para a análise das características locais do vento e da superfície, a rugosidade característica atribuída foi de 0,05m, valor que está de acordo com a tabela 2.1 e que se enquadra, nos terrenos com baixa vegetação [8, 37]. A informação cartográfica que está na base dos cálculos efetuados para determinar o recurso eólico consiste num mapa digital com uma área abrangente de 800 km², com cotas entre os 0 e os 900 m [39].

Neste local estão diversos parques eólicos, no entanto, será considerado como referência o mais recente, onde estão instalados 3 aerogeradores da marca VESTAS sendo o modelo dos mesmos o V52, com uma potência unitária de 850 kW e diâmetro de 52m. As especificações deste modelo serão tidas como referência ao longo do desenvolvimento deste capítulo, de modo, a avaliar se o equipamento se encontra otimizado e quantificar, caso exista, a quantidade de energia cinética que não é transformada em energia mecânica [37-43].

5.2.1 Medições locais do perfil do vento

Com recurso às sete estações de medição instaladas no local em estudo, foram obtidos os dados representados nas tabelas 5.1 e 5.2. A maioria destas estações realizam medições da velocidade e direção do vento, utilizando como referência dois patamares de altitude do solo distintos. Em alguns casos, são também realizadas medições à temperatura, pressão atmosférica e a humidade. 1º local de estudo PORT322 – Fonte do Juncal

Tabela 5.1 - Dados retirados das estações de medição para o período compreendido entre setembro 2005 e agosto de 2006 [37].

PORT322 – Fonte do Juncal			
Altura de medição [m]	60	30	
Número de dias medidos	365		
Disponibilidade [%]	100	100	
Velocidade média [m/s]	7,3	6,7	
Distribuição de Weibull	A [m/s]	8,3	7,6
	k	1,84	1,83
Intensidade turb. (V<5m/s) [m/s]	11,5	12,6	
Intensidade turb. (14<V<15m/s) [m/s]	12,8	14,4	
Velocidade máxima [m/s]	30,2	27,9	
Rajada máxima [m/s]	41,0	39	
Temperatura [°C]	9,6		
Pressão [Pa]	84,871		
Humidade [%]	76,6		

2º local de estudo PORT323 – Pico Gordo

Tabela 5.2 - Dados retirados das estações de medição para o período compreendido entre setembro 2005 e agosto de 2006 [37].

PORT322 – Pico Gordo			
Altura de medição [m]	60		30
Número de dias medidos		365	
Disponibilidade [%]	88		88
Velocidade média [m/s]	7,3		6,9
Distribuição de Weibull	A [m/s]	7,9	7,2
	k	1,33	1,25
Intensidade turb. ($V < 5$ m/s) [m/s]	13,2		13,9
Intensidade turb. ($14 < V < 15$ m/s) [m/s]	12,6		12,5
Velocidade máxima [m/s]	34,2		35,3
Rajada máxima [m/s]	42,0		41,7
Temperatura [°C]		10,1	
Pressão [Pa]		88,318	
Humidade [%]		89,0	

5.2.2 Perfil vertical do vento

Com recurso aos dados obtidos através das estações de medição e ao software de simulação WASP, *Wind Atlas Analysis and Application Program*, foi estimado um perfil de velocidades do vento nos dois locais, estando este representado na figura 5.4 [37].

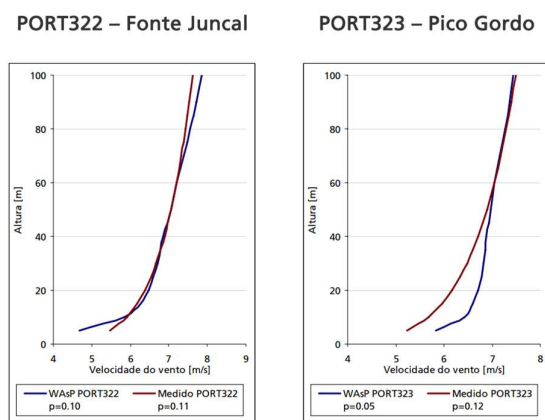


Figura 5.2 - Perfil vertical do vento estimado com recurso ao software de simulação WASP [37].

5.2.3 Regime de ventos extremos

A velocidade máxima esperada para os locais de medição no prazo de 50 anos, foi determinada com base em todas as ocorrências com velocidades superiores a 25 m/s. O estudo deste tipo de eventos é fundamental para o dimensionamento dos esforços a que o equipamento estará sujeito. Os resultados obtidos estão representados na figura 5.3 [38].

Tabela 5.3 - Ocorrências com regimes de vento extremos [37].

Estação	Altura [m]	Período de dados	Limite do valor extremo [m/s]	Nº de ocorrências extremas	Vel. Máx. registada [m/s]	Vel. Máx. a 50 anos [m/s]
PORT210	40	Jul01 a Jun04	25	240	30,1	41,4
PORT212	40	Set01 a Ago06	25	169	27,2	32,0
PORT322	60	Set 05 a Ago06	25	35	30,2	36,0
PORT323	60	Set 05 a Ago07	25	542	34,2	43,8

Apesar do estudo realizado considerar velocidades máximas de 43.8 m/s, no dia 16 de janeiro de 2024, a depressão Irene que atingiu a Ilha da Madeira, resultou em rajadas com velocidades máximas de 143 km/h equivalente a 39,72 m/s, (valor medido na estação meteorológica do chão do Areeiro) [42].

5.2.4 Classificação dos locais segundo a norma IEC 61400-1

De modo a adequar o design da turbina à regulamentação em vigor, é fundamental que seja realizado o enquadramento do local em função das normas em vigor. Este enquadramento é realizado com consideração aos seguintes parâmetros, velocidade do vento, média anual e máxima num prazo de 50 anos, considerando também a intensidade de turbulência para ventos na classe dos 15 m/s, para uma altitude equivalente à do eixo do aerogerador. A regulamentação considerada será a **IEC 61400-1:2019**, estando os valores de referência para a legislação e para o local em estudo representados nas tabelas 5.4 e 5.5, respetivamente [37, 40, 45].

Tabela 5.4 - Classes de Turbinas de acordo com a norma IEC 61400-1:2019 [45].

Classe da turbina eólica		I	II	III
V _{Média}	(m/s)	10	8,5	7,5
V _{Referência}	(m/s)	50	42,5	37,5
A+	I _{referência}		0,18	
A+	I _{referência}		0,16	
B	I _{referência}		0,14	
C	I _{referência}		0,12	

Tabela 5.5 - Classificação das turbinas instaladas nos locais de estudo de acordo com a norma 61400-1:2019 [45].

Estação de referência	Altura [m]	$I_{\text{referência}}$	Vel. Máx. a 50 anos [m/s]	Velocidade méd. anual [m/s]	Classificação do local
PORT210	65	12,5	41,4	7,9	II _B
PORT322	65	12,8	36	8,3	II _B
POER323	65	12,6	43,8	8	I _B
POER212	65	9	32	8,5	II _C

5.3 Análise energética

O estudo energético segue as premissas do quarto capítulo, onde é considerado o estado da arte, que visa o estudo do potencial energético do vento na produção de energia elétrica. Todos os conceitos abordados neste capítulo terão como base as condições atmosféricas determinadas no capítulo 5.2. O valor atribuído à densidade do ar será o valor retirado das estações de medição, presente nas figuras 5.2 e 5.3, sendo este $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ [37].

5.3.1 Potência máxima real Vestas V52

A tabela 5.3 apresenta as principais características da turbina Vestas V52 e a figura 5.6 representa a curva de potência do equipamento.

Tabela 5.6 - Características Vestas V52 [46].

Características Vestas V52	
Potência Máxima	850 kW
Diâmetro	52 m

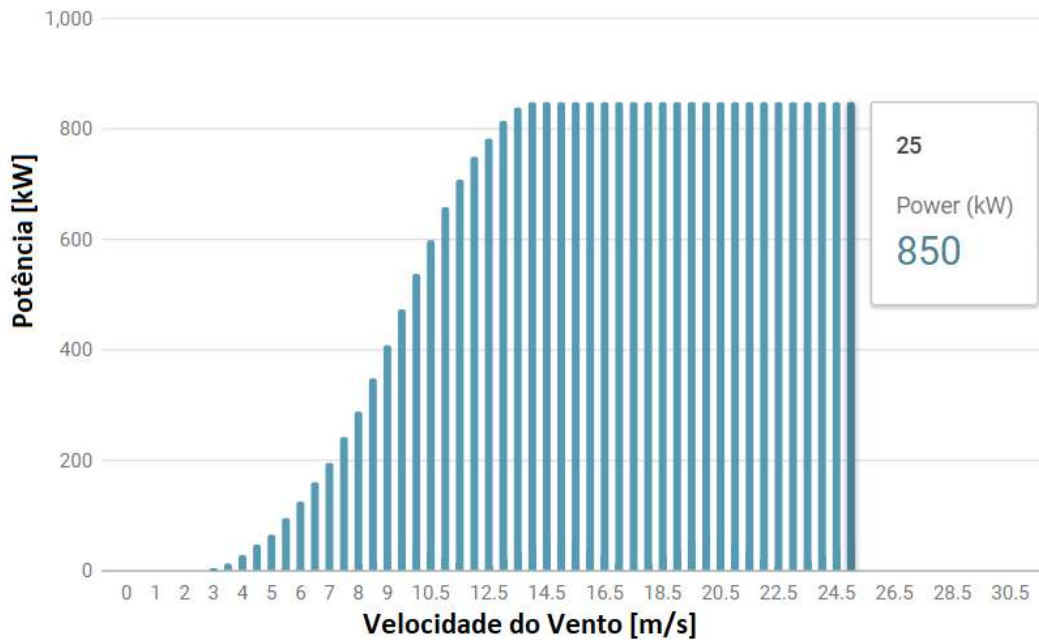


Figura 5.3 - Curva de potência VESTAS V52 Adaptado de [47].

5.3.2 Lei de Betz e Coeficiente de Performance

O estudo da Lei de Betz determinou que para um coeficiente de performance máximo de 0,5926, a velocidade a montante da turbina tem de ser aproximadamente três vezes superior à velocidade a jusante da mesma. Recorrendo à equação 4.4, que define a relação entre a velocidade a jusante e montante da turbina e tendo base nos valores de velocidades média apresentados na tabela 5.2, é possível determinar qual seria a velocidade V_2 ideal.

$$V_2 = \frac{1}{3} V_1 \text{ [m/s]}$$

$$V_1 = \frac{7,9 + 8,3 + 8 + 8,5}{4} = 8,15 \text{ m/s}$$

$$V_2 = \frac{1}{3} \cdot 8,15 = 2,72 \text{ m/s}$$

Verifica-se que, para uma velocidade do vento de 8,15 m/s a velocidade ideal do vento após a turbina, para o qual a conversão de energia cinética em energia mecânica estaria maximizada, seria de 2,72 m/s.

5.3.3 Potência máxima teórica Vestas V52

Com base nos valores de velocidade obtidos anteriormente e no diâmetro do rotor fornecido nas especificações da turbina Vestas V52, é possível determinar qual seria a potência máxima teórica do equipamento. Para tal, é aplicada a equação 4.9 [31]:

$$\begin{aligned}
 P_{max} &= \frac{2}{27} \cdot \pi D^2 \cdot \rho V_1^3 \quad [W] \\
 &= \frac{2}{27} \cdot \pi \cdot 52^2 \cdot 1,225 \cdot 8,15^3 \quad [W] \\
 &= 417,28 \quad [kW]
 \end{aligned}$$

A curva de potência fornecida pelo fabricante da turbina eólica indica uma potência de 290 kW para uma velocidade do vento de 8 m/s e 350 kW para uma velocidade do vento de 8,5 m/s. Com base nestes valores, recorrendo a uma interpolação linear, é possível obter um valor aproximado da potência real para uma velocidade do vento de 8,15 m/s.

$$x = 308 \quad [kW]$$

Com base na potência máxima teórica e a aproximação à potência efetiva, é possível determinar um valor aproximado da performance do equipamento comparativamente a potencia máxima teórica.

$$\begin{aligned}
 y &= \frac{P_{curva \ de \ potência}}{P_{máx}} \cdot 100 \\
 &= \frac{308}{417,28} \cdot 100 \\
 y &= 73,8\%
 \end{aligned} \tag{5.1}$$

O valor obtido de 73,8% representa a performance global do equipamento, no entanto, existem perdas energéticas nos equipamentos de conversão de energia mecânica em energia elétrica, bem como perdas de atrito nos veios e transmissões do equipamento. Não é indicado pelo fabricante o rendimento do equipamento.

5.4 Otimização energética

Este capítulo do trabalho é focado otimização do potencial energético da turbina eólica. Serão abordados os paramentos que influenciam o rendimento do equipamento, determinando os valores para os quais estes ficam aproximados do cenário ideal. Por fim é realizada uma comparação energética e financeira entre o cenário ideal e o cenário real do local.

5.4.1 Design das pás

Os esforços exercidos sobre a estrutura da turbina eólica, estão diretamente associados à força exercida sobre as pás e ao movimento da mesma. Para tal, o design das mesmas antecede toda a análise de esforços. Este estudo tem como base as

deduções retiradas do capítulo 4.4, no qual, se verificou que a propulsão por impulso é a metodologia mais adequada para a maximização da produção de energia.

Considerando a propulsão por impulso, verificou-se que a força de impulso ou *lift* que atua na pá da turbina pode ser determinada com base na equação 4.23.

$$L = c_L \cdot \frac{\rho}{2} \cdot c(r) \cdot W^2(r) \cdot \alpha_A \quad [N]$$

No capítulo 3.4.2. foi estipulado que para um regime linear do movimento da pá, o ângulo de ataque deve estar situado no intervalo entre -15° e 15°, sendo que o intervalo que minimiza o efeito da força de atrito está situado entre os 2° e os 6°, com um coeficiente de *lift* entre 0,6 e 1,2. Visto que, o objetivo é maximizar a eficiência do equipamento, é fundamental que os valores obtidos estejam situados entre estes intervalos. Como foi referido no capítulo 4, valores situados neste intervalo resultam num impacto da força de atrito considerado desprezável, uma vez que, o seu valor é muito inferior ao da força de *lift*, com isto verifica-se a equação 4.31, na qual, o efeito da força de atrito é desprezado:

$$F_y = L = \frac{\rho}{2} \cdot c_L \cdot W^2(r) \cdot c(r) \cdot \sin \varphi \quad [N]$$

Como ponto de começo para o estudo, serão consideradas 3 pás (n=3), sendo este o número de pás utilizadas pela vasta maioria das turbinas eólicas no mercado. O segundo parâmetro a definir é a velocidade máxima de rotação da extremidade da pá. Este valor é definido com base nas regulamentações de limites sonoros em vigor no local de instalação. Devido à falta deste dado e de modo a aproximar este estudo ao cenário real, será utilizado o valor disponibilizado pelo fabricante da turbina instalada no local, 85 m/s [6, 44].

Recorrendo à equação 4.37 é possível obter uma expressão que permite definir o ângulo $\varnothing$ em função do valor do raio.

$$\tan \varphi(r) = \frac{V_2}{U(r)}$$

Para $r = 26$ m, $U = 85$ m/s, recorrendo a equação 5.2 que define a velocidade de rotação da pá ao longo do raio da turbina, temos que:

$$\begin{aligned} U(r) &= \frac{N \cdot 2\pi}{60} \cdot r \quad [m/s] \\ 85 &= \frac{N \cdot 2\pi}{60} \cdot 26 \\ N &= \frac{85 \cdot 60}{2\pi \cdot 26} \\ &= 31,22 \text{ rpm} \end{aligned} \tag{5.2}$$

$$\varphi(r) = \tan^{-1} \left(\frac{V_2}{U(r)} \right)$$

$$= \tan^{-1} \left(\frac{V_2}{\frac{N \cdot 2\pi}{60} \cdot r} \right)$$

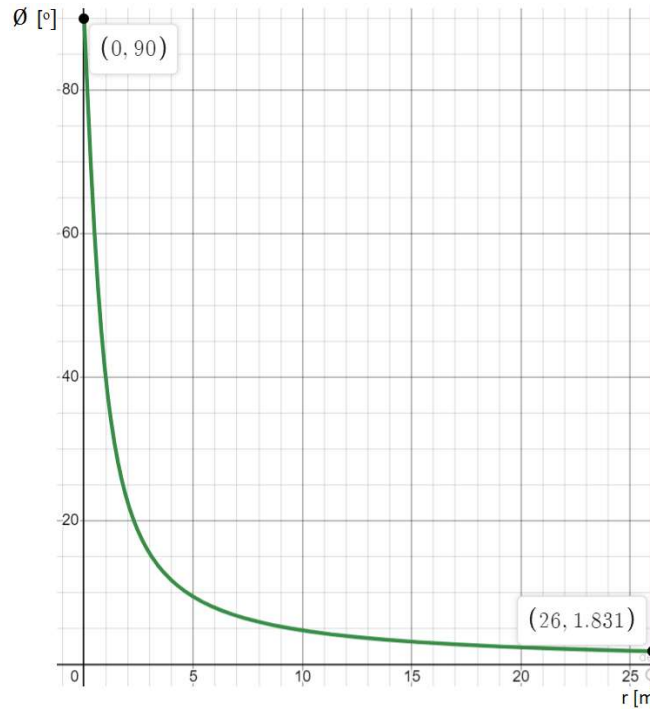


Figura 5.4 - Variação do ângulo $\varnothing$ em graus ao longo do raio da pá.

Através da análise dos triângulos de velocidade presentes na figura 4.10 e com base nas relações trigonométricas, conclui-se que a velocidade relativa pode ser determinada através dos valores do ângulo $\varnothing$ e da velocidade V_2 . Considerando a equação 4.28 e reescrevendo a mesma em função do raio da turbina:

$$W(r) = \frac{\frac{1}{3} \cdot V_1}{\sin \varphi(r)} \text{ [m/s]}$$

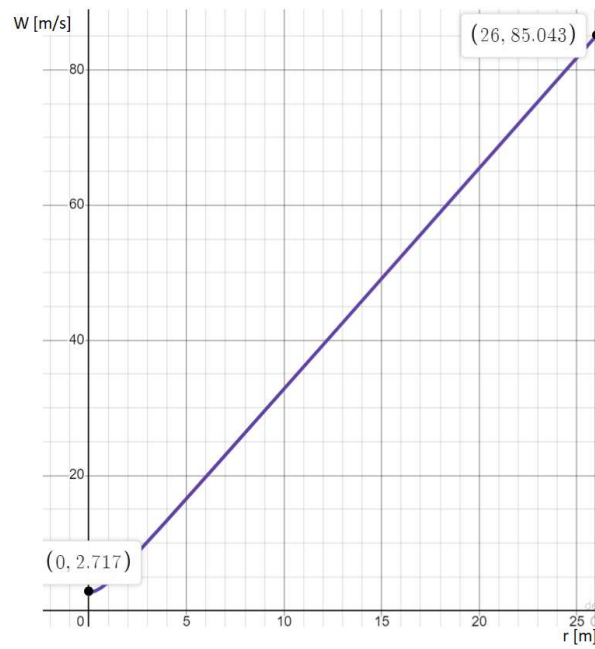


Figura 5.5 - Variação velocidade relativa do vento ao longo do raio da pá.

Recorrendo novamente a equação 5.2 é possível determinar a variação da velocidade de rotação da pá ao longo do raio da turbina.

$$U(r) = \frac{N \cdot 2\pi}{60} \cdot r \quad [\text{m/s}]$$

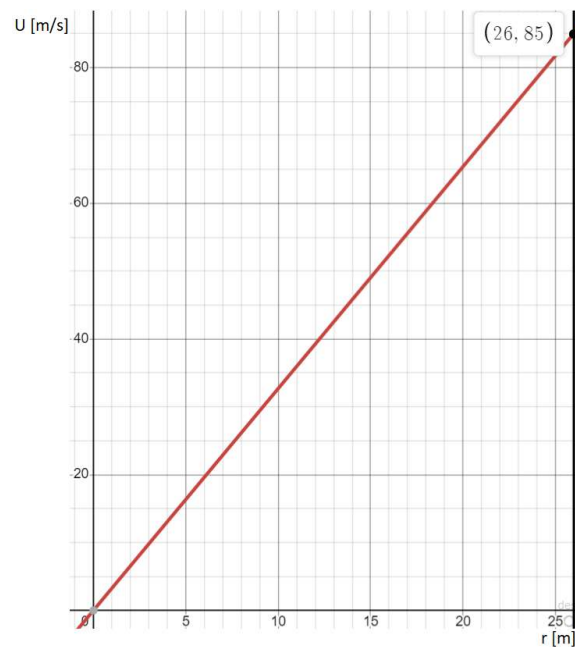


Figura 5.6 - Variação de rotação ao longo do raio da pá.

Reescrevendo a equação 4.31 de modo a determinar a variação da força de *lift* ao longo do raio do rotor obtém-se a seguinte equação:

$$L(r) = \frac{\rho}{2} \cdot c_L \cdot W^2(r) \cdot c(r) \cdot \sin \varphi(r) \quad [N]$$

O *chord* da pá e o coeficiente de *lift* não são fundamentais para o cálculo da força de *lift*, uma vez que, acabam por se anular na equação. Isto verifica-se substituindo a variável $c(r)$ pela equação 4.33, na equação 4.31:

$$\begin{aligned} c(r) &= \frac{1}{n} \cdot \frac{16}{27} \cdot \frac{2\pi r}{c_L} \cdot \frac{V_1^3}{W^2(r) \cdot U(r) \cdot \sin \varphi(r)} \quad [m] \\ L(r) &= \frac{\rho}{2} \cdot c_L \cdot W^2(r) \cdot c(r) \cdot \sin \varphi(r) \quad [N] \\ &= \frac{\rho}{2} \cdot \cancel{W^2(r)} \cdot \cancel{\sin \varphi(r)} \cdot \cancel{c_L} \cdot \left[\frac{1}{n} \cdot \frac{16}{27} \cdot \frac{2\pi r}{\cancel{c_L}} \cdot \frac{V_1^3}{\cancel{W^2(r)} \cdot U(r) \cdot \cancel{\sin \varphi(r)}} \right] \\ &= \frac{\rho}{2} \cdot \left[\frac{1}{n} \cdot \frac{16 \cdot 2\pi r}{27} \cdot \frac{V_1^3}{U(r)} \right] \\ &= \frac{\rho}{2} \cdot \left[\frac{1}{n} \cdot \frac{16 \cdot 2\pi r}{27} \cdot \frac{V_1^3}{\left(\frac{N \cdot 2\pi}{60} \cdot r\right)} \right] \\ &= \frac{\rho}{2} \cdot \left[\frac{1}{n} \cdot \frac{16 \cdot 2\pi}{27} \cdot \frac{V_1^3}{\left(\frac{N \cdot 2\pi}{60}\right)} \right] \\ &= \frac{1,225}{2} \cdot \left[\frac{1}{3} \cdot \frac{16 \cdot 2\pi}{27} \cdot \frac{(8,15)^3}{\left(\frac{31,22 \cdot 2\pi}{60}\right)} \right] \\ L &= 125,88 \quad [N] \end{aligned}$$

A equação 4.32 permite determinar a potência produzida pela turbina para as condições em estudo. Esta é determinada em função do número de pás, a velocidade de rotação ao longo do raio da pá e pela força de *lift* exercida na estrutura da pá.

$$\begin{aligned} dP &= n \cdot U(r) \cdot L \quad [W] \\ dP &= \int_0^{26} 3 \cdot \frac{31,22 \cdot 2\pi}{60} \cdot r \cdot 125,88 \, dr \\ P &= 417,26 \quad [kW] \end{aligned} \tag{5.3}$$

O valor obtido é muito próximo da potência máxima teórica determinada no capítulo 5.3.2, sendo que o diferencial existente é, provavelmente, fruto de arredondamentos nos cálculos. Verifica-se deste modo que, a utilização de todas as condições teóricas valida os resultados anteriormente obtidos. Confirma-se também, que a turbina instalada no local, não está otimizada para as condições locais, sendo que o rendimento do equipamento determinado no capítulo 5.3.4 é de, aproximadamente, 73,8%.

Dado isto, é necessário definir qual o perfil alar da pá ideal para o local em estudo. No entanto, este cálculo, só é possível quando o coeficiente de *lift* é conhecido. Este valor é determinado através de simulações em túneis de vento ou em *software*. Uma vez determinado o valor de coeficiente de *lift*, o perfil alar da pá é determinado. Não sendo possível realizar estas simulações, foi adotado um valor de coeficiente de *lift* pertencente ao intervalo representado na equação 4.35, sendo que estes são os valores mais próximos da relação sustentação/arrasto ideal [7]. Substituindo na equação 4.33 os valores determinados anteriormente para a velocidade relativa do vento, força de sustentação e o ângulo ϕ , ao longo do raio da turbina é possível determinar o perfil alar da pá. A figura 5.10, representa o perfil alar ideal para a pá.

$$c_L = \left(\frac{(0,6 + 1,2)}{2} \right) = 0,9 \quad (5.4)$$

$$L(r) = \frac{1,225}{2} \cdot 0,9 \cdot W^2(r) \cdot c(r) \cdot \sin \phi(r)$$

$$c(r) = \frac{125,88}{\frac{1,225}{2} \cdot 0,9 \cdot W^2(r) \cdot \sin \phi(r)} [m]$$

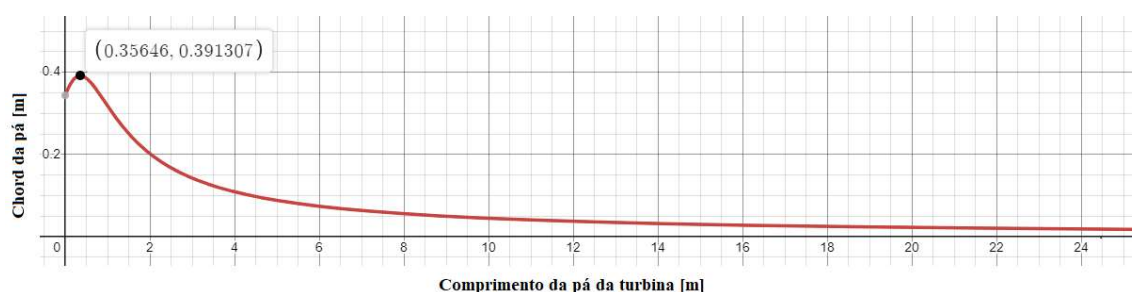


Figura 5.7 - Valor da corda da pá ao longo da pá (perfil alar da pá).

A figura 5.10, representa o perfil alar ideal para a pá de uma turbina a instalar no local em estudo. No entanto, apesar do perfil representado maximizar o rendimento do equipamento, é expectável que uma pá com estas dimensões não tenha capacidade de resistir aos esforços mecânicos exercidos sobre a estrutura. A secção da pá onde o valor da corda da pá é superior, apresenta uma dimensão de apenas 0.3 m, o que, dados os 26 metros

de comprimento e a velocidade de rotação de 85 m/s na sua extremidade, solicitava a utilização de um material extremamente resistente para resistir à força de torção exercida na estrutura.

5.4.2 Balanço energético

A comparação entre o valor de potência máxima determinado para a turbina otimizada, 417,28 kW e o valor retirado da curva de potência do fabricante da turbina Vestas V52, 308 kW revela uma diferença significativa entre o output energético do equipamento instalado no local e o potencial teórico do mesmo para as condições do local de instalação 109,26 kW.

O rendimento determinado para a turbina instalada no local, relativamente ao potencial da turbina otimizada, é de 73,99%. No entanto, o potencial energético para a turbina otimizada, foi determinado considerando um cenário ideal, onde todas as perdas energéticas existentes nas engrenagens da turbina eólica, gerador elétrico e atrito são desprezados, enquanto o valor apresentado na curva de potência do equipamento é o seu output energético real. É expectável que se todas as perdas mencionadas fossem consideradas no equipamento otimizado, o rendimento do equipamento instalado no local seria superior.

5.4.3. Balanço financeiro

O custo de cada turbina Vestas V52 850kW não é disponibilizado pelo fabricante, no entanto, dado que se trata de um modelo fabricado em 2006 [48], é possível encontrar vários exemplares disponíveis no mercado de usados, sendo o valor mais comum para este equipamento, aproximadamente 120.000€ [49]. É expectável que a data da instalação do equipamento este valor fosse muito superior. O relatório financeiro da Vestas de 2022, apresenta o valor de 960.000€/MW para o preço de venda das turbinas da marca [50]. Considerando o valor apresentado no relatório financeiro, o custo atual para cada turbina do modelo V52 850kW seria de 816.000€.

$$\begin{aligned} \text{Custo Vestas V52} &= \frac{\text{Potência} * \text{€/MW}}{\text{MW}} \\ &= 816.000\text{€} \end{aligned} \tag{5.5}$$

A produção de uma turbina cujo design seria singular para as condições locais, como é o caso da turbina otimizada projetada no capítulo 5.4.1, levaria a um crescimento exponencial no preço de venda de cada equipamento, dado que, os custos de design e produção do equipamento seriam diluídos por um número de exemplares vendidos, muito inferior. Considerando o rendimento obtido de 135,15% o custo de cada turbina otimizada

não poderia ultrapassar os 1.029.710,40€, para que o custo por cada kW de energia extraído não ultrapassasse o valor tabelado pelo fabricante.

No parque eólico do local em estudo, estão instaladas 3 turbinas do modelo Vestas V52 [41, 44], cujo custo, com base nos preços divulgados em 2022 [50], seria de 2.448.000€. Considerando os 308 kW retirados da curva de potência do equipamento, o custo por kW seria de 2.649,35€. Por sua vez, se for considerado o valor €/MW divulgado pelo fabricante, as turbinas otimizadas cujo output seria 417,26 kW, custariam 3.089.131,20€, o equivalente a 2.467,79€ por kW, menos 181,56€/kW que o equipamento atualmente instalado no local.

Como foi referido anteriormente, o custo de produção de uma turbina desenvolvida especificamente para determinadas condições, seria consideravelmente superior ao de um modelo padrão, pelo que é expectável que o valor por kW fosse superior neste equipamento. Desprezando a possibilidade deste valor ser superior ao tabelado pelo fabricante, as turbinas otimizadas teriam um incremento de 641.131,20€ em relação ao custo do modelo padrão. Este valor corresponde a 79% do custo de uma turbina padrão.

Tabela 5.7 - Balanço energético e financeiro da turbina padrão vs otimizada.

	Turbinas Vestas V52		Turbina otimizada	
Potência Individual da Turbina	308	kW	417,26	kW
Unidades Instaladas	3	4	2	3
Potência Total [kW]	924	1232	834,52	1251,78
Custo dos Equipamentos	2.448.000,00	3.264.000,00	2.059.420,80	3.089.131,20
	€	€	€	€
Custo por kW	2.649,35 €		2.467,79 €	

Dado os sobrecustos expectáveis na produção da turbina otimizada, teria de ser realizado um balanço financeiro onde estes fossem considerados, estudando a possibilidade de instalar 4 turbinas padrão no lugar das 3 otimizadas ou 2 turbinas otimizadas no lugar das 3 turbinas padrão que foram instaladas no local. Além do custo dos equipamentos, teria de ser considerado os custos de transporte, instalação, manutenção e operação. É expectável que o output energético real da turbina otimizada, seja inferior aos 417,26 kW determinados, pelo que as perdas de atrito existentes nas pás da turbina e engrenagens da caixa de velocidades, teriam de ser também consideradas, juntamente com o rendimento do gerador elétrico.

6. Conclusões

A problemática que o aquecimento global acarreta na sociedade contemporânea, incentiva a procura de soluções e alternativas que otimizem os sistemas de produção de energia elétrica através de fontes renováveis. As restrições legislativas impostas pela União Europeia, visam uma redução significativa no impacto ambiental, através da transformação do panorama energético europeu.

Considerando as atuais preocupações com a redução na emissão de gases com efeito de estufa, o presente trabalho final de mestrado, tinha o objetivo de compreender, as perdas na produção de energia elétrica, através do recurso eólico, em situações, em que, ocorrem variações na direção e velocidade do vento. A fim de atingir o resultado, foi comparada uma turbina real com uma turbina ideal. Durante esta comparação não foram consideradas as perdas elétricas de forma isolada, mas sim as perdas globais, tanto na conversão de energia cinética para mecânica quanto de mecânica para elétrica, pelo que, como foi referido anteriormente, teriam de ser consideradas as perdas por atrito nas transmissões do veio da turbina e as perdas elétricas que ocorrem no gerador.

Através de alterações no *design* das pás da turbina, verificou-se que existe a possibilidade aumentar a potência da turbina, no entanto, este aumento de eficiência não se iria traduzir num rendimento idêntico ao da turbina com o *design* ideal, dado que, teriam de ser consideradas as perdas mencionadas no paragrafo anterior. Contudo, um design mais adequado iria contribuir para o aumento da energia elétrica produzida. De modo a verificar a viabilidade das alterações ao *design* da turbina seria necessário realizar ferramentas a avançadas de calculo, tais como, CFD e túneis de vento. No entanto, verificou-se, que, o custo de produção e utilização de equipamentos, cujo *design* é realizado considerando apenas uma pequena gama de velocidades do vento, torna inviável este tipo de projetos, sendo que, existe maior benefício no uso de um maior número de equipamentos *standard*.

Verifica-se que a turbina instalada no local poderia ser realizada, ainda que com a limitação de ter sido desprezadas as perdas por atrito nas pás da turbina, sendo que o valor real da potência do equipamento projetado, seria inferior ao determinado. Outra limitação que afeta a potência do equipamento e consequentemente o seu rendimento, é a inexistência de dados relativos, ao rendimento do gerador elétrico utilizado na turbina Vestas V52, que, foi utilizada como referência para a comparação com a turbina otimizada. No entanto, todas estas limitações, contribuíram para o aumento da discrepância entre o rendimento real da turbina otimizada e o rendimento determinado, pelo que, se o valor determinado já resulta numa inviabilidade do uso deste equipamento, é expectável que a situação, seja apenas agravada quando consideradas todas as perdas existentes numa situação real.

6.1 Propostas de trabalho futuro

Devido as limitações enfrentadas durante a realização deste trabalho, o resultado, não reflete com total precisão, o diferencial entre a potência de um equipamento otimizado e um equipamento comercializado. Por outro lado, poderiam ter sido abordadas diferentes soluções, para o aumento de eficiência de uma turbina sujeita a variações na direção do vento, sendo uma, o uso de sistemas de guinada, que permitem a orientação do rotor na direção do vento. Em resultado dos pontos referenciados, passo a apresentar algumas propostas para trabalhos que possam melhorar ou complementar os estudos e análises efetuadas:

- Estudar as perdas por atrito nas pás da turbina, analisando as variações causadas no triângulo de velocidades e variação na potência do equipamento.
- Análise da utilização do sistema de guinada, para a redução das perdas inerentes de diferentes direções do vento.
- Estudo, do uso de diferentes relações da caixa de velocidades associada ao gerador, para o aumento do torque produzido quando as pás da turbina estão sujeitas a baixas velocidades de rotação.

Referências bibliográficas

- [1] European Commission. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions; European Commission: Bruxelas, 2017.
- [2] European Commission. Renewable Energy Road Map: Renewable Energies in the 21st Century: Building a More Sustainable Future; COM (2006) 848 Final; European Commission: Bruxelas, 2007.
- [3] European Parliament and Council. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources; 2009/28/EC; European Union: Bruxelas, 2009.
- [4] U.S. Energy Information Administration. History of Wind Power. Disponível em <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/history-of-wind-power.php> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [5] Harvard School of Engineering and Applied Sciences. Hadley Circulation. Disponível em <https://groups.seas.harvard.edu/climate/eli/research/equable/hadley.html> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [6] Kornhuber, K.; Petoukhov, V.; Karoly, D.; Petri, S.; Rahmstorf, S.; Coumou, D. Summertime Planetary Wave Resonance in the Northern and Southern Hemispheres. *J. Climate* 2017, 30 (16), 6363–6374. DOI: 10.1175/JCLI-D-16-0703.1.
- [7] National Oceanic and Atmospheric Administration. Rossby Waves. Disponível em <https://oceanservice.noaa.gov/facts/rossby-wave.html> (Acesso a Agosto 2024).
- [8] MinuteEarth. The Role of Cells in Hadley Circulation. Disponível em <https://www.britannica.com/video/185630/role-cells-extent-Hadley-rainforests-deserts> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [9] Gash, R.; Twele, J. *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*, 2nd ed.; Springer: Heidelberg Dordrecht Londres, Nova York, 2011.
- [10] National Aeronautics and Space Administration. Boundary Layer. Disponível em <https://www.grc.nasa.gov/www/k-12/BGP/boundlay.html> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [11] University of Leipzig. Energy Fundamentals. Disponível em <https://home.uni-leipzig.de/energy/energy-fundamentals/15.htm> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [12] National Aeronautics and Space Administration. Mach Number. Disponível em <https://www.grc.nasa.gov/www/k-12/airplane/mach.html> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [13] Gouveia, P. Tubeira; Turbomáquinas, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa
- [14] U.S. Energy Information Administration. History of Wind Power. Disponível em <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/history-of-wind-power.php> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [15] U.S. Nuclear Regulatory Commission. Safety Evaluation Report. Disponível em <https://www.nrc.gov/docs/ML1036/ML103620043.pdf> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [16] Francis-Legg, H. Poul La Cour. Mills Archive. Disponível em <https://new.millsarchive.org/2022/02/17/poul-la-cour/> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [17] Betz, A. *Wind Energy Conversion Theory*; Ragheb, M., Ed.; 2021.
- [18] Should have DOI or full citation details: Xu, Y.; Gao, H.; Wu, C.; Chen, Y.; Lyu, H.; Zhou, Q. Analysis of Wind Turbine Equipment Failure and Intelligent Operation and Maintenance Research. *Sustainability* 2023, 15(10), 8333. <https://doi.org/10.3390/su15108333>.
- [19] CJR Renewables. Grajewo Wind Farm. Disponível em <https://www.cjr-renewables.com/pl/grajewo-wind-farm-with-4-concrete-foundations/>. (Acesso a Junho 25, 2024).
- [20] Stromsta, K.-E. U.S. Wind Boom Faces New Threat from Proposed Tower Tariffs. *Greentech Media*, Julho 31, 2019

- [21] de Vries, E. Vestas Rethinks Wind Turbine Design with Modularised Nacelle Concept. Windpower Monthly, Maio 18, 2023.
- [22] Demurtas, G. Wind Turbine Hub Design: Which Is Best? LinkedIn. Disponível em <https://www.linkedin.com/pulse/wind-turbine-hub-design-which-best-giorgio-demurtas> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [23] Carriveau, R. Advances in Wind Power; InTech: Rijeka, Croácia, 2012.
- [24] European Parliament. Report on the EU's Renewable Energy Progress (2013/2035(INI)); European Parliament: Brussels, 2013. Disponível em: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/A-7-2013-0035_PT.html (Acesso a Maio 16, 2024).
- [25] Darby, S. J.; Hammond, G. P.; Wu, J. Stocktaking Global Warming: The Outcomes of the 2023 Dubai Climate Summit (COP28). Proc. Inst. Civ. Eng., Energy 2024, 177 (5), 193–204.
- [26] Energy Institute. Statistical Review of World Energy 2023; Energy Institute: Londres, 2023
- [27] Eurostat. Energy Statistics: Latest Trends from Monthly Data. Available at https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_latest_trends_from_monthly_data (Acesso a Maio 16, 2024).
- [28] European Parliament. Technical Study; European Parliament: Brussels, 2013. Disponível em: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/fiches_techniques/2013/050704/04A_FT\(2013\)050704_PT.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/fiches_techniques/2013/050704/04A_FT(2013)050704_PT.pdf) (Acesso a Maio 16, 2024).
- [29] Limb, L. Which European Countries Use the Most Renewable Energy? Eurostat. Disponível em <https://www.euronews.com/green/2023/01/20/which-european-countries-use-the-most-renewable-energy#:~:text=More%20than%20a%20fifth%20of,the%20first%20decrease%20ever%20recorded> (Acesso a Maio 16, 2024).
- [30] Eurostat. Final Energy Consumption by Sector, EU, 2021. Disponível em https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/b/b1/Final_energy_consumption_by_sector%2C_EU%2C_2021%2C_%28%25_of_total%2C_based_on_terajoules%29.PNG (Acesso a Maio 16, 2024).
- [31] Vestas. Offshore Product Brochure. Disponível em <https://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/OffshoreProductBrochure/v236-150-mw-brochure/?page=6> (Acesso a Maio 16, 2024).
- [32] Brunel. How Wind Turbines Have Evolved. Disponível em <https://www.brunel.net/en/blog/renewable-energy/how-wind-turbines-have-evolved> (Acesso a Maio 25, 2024).
- [33] Miritz, S. Design de Difusor Aerodinâmico para Turbina Eólica de Eixo Vertical; Tese de Mestrado Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brazil, 2019.
- [34] Schubel, P. J.; Crossley, R. J. Wind Energy and the Environment. MDPI. Disponível em <https://www.mdpi.com/1996-1073/5/9/3425> (Acesso a Maio 25, 2024).
- [35] Blackwood, M. Maximum Efficiency of a Wind Turbine. Undergrad. J. Math. Model. One + Two 2016, 6(2), Article 2.
- [36] Burton, T.; Sharpe, D.; Jenkins, N.; Bossanyi, E. Wind Energy Handbook; Wiley: 2001.
- [37] Agência Regional da Energia e Ambiente da Região Autónoma da Madeira. Estudo do Recurso Eólico em Paul da Serra. Disponível em https://aream.pt/files/2016/05/Estudo_recurso_eolico_Paul_Serra.pdf (Acesso a Maio 25, 2024).
- [38] Hansen, M. O. L. Aerodynamics of Wind Turbines, 3rd ed.; Routledge: New York, 2015.
- [39] Davy, J. L.; Burgemeister, K.; Hillman, D. Wind Turbine Sound Limits: Current Status and Recommendations Based on Mitigating Noise Annoyance. J. Acoust. Soc. Am. 2018, 140, 40–52.
- [40] IEC Web Store. IEC 61400-1, 3rd ed. Disponível em https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61400-1%7Bed3.0%7Den.pdf (Acesso a Maio 25, 2024).

- [41] Boyce, K. Evolution in Safety. Wind Systems. Disponível em <https://www.windsystemsmag.com/evolution-in-safety/> (Acesso a Maio 25, 2024).
- [42] Energias Endógenas de Portugal. Parques Eólicos em Portugal 2023. Disponível em <https://www.apren.pt/contents/documents/portugal-parques-eolicos-2023.pdf> (Acesso a Maio 25, 2024).
- [43] Associação Produtores Independentes de Energias Renováveis da Madeira. WindMAD. Disponível em <https://apieram.pt/winmad/> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [44] Ferreira, A. Vento Forte Derrubou Torre Eólica no Paul da Serra. Diário de Notícias. Disponível em <https://www.dnoticias.pt/2024/1/17/390461-vento-forte-derrubou-torre-eolica-no-paul-da-serra/#> (Acesso a Junho 25, 2024).
- [45] IEC Web Store. IEC 61400-1, 4th ed. Disponível em https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61400-1%7Bed4.0.RLV%7Den.pdf (Acesso a Maio 25, 2024).
- [46] Wind-Turbine-Models. Vestas V52. Disponível em <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/71-vestas-v52> (Acesso a Junho 20, 2024).
- [47] The Wind Power. Vestas V52-850. Disponível em https://www.thewindpower.net/turbine_en_27_vestas_v52-850.php (Acesso a Junho 20, 2024).
- [48] Vestas Wind Systems. General Specification Vestas V52-850 kW, 2006.
- [49] WindTurbines-MarketPlace. Wind Turbines Marketplace. Disponível em <https://windturbines-marketplace.com/catalog.php?subCategoryId=358&view=offers> (Acesso a Setembro 10, 2024).
- [50] S&P Global. Vestas Hikes Wind Turbine Prices to Highest in the Last Decade. Disponível em <https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/vestas-hikes-wind-turbine-prices-to-highest-in-last-decade-71615845> (Acesso a Setembro 10, 2024).