



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

JAKSON GOMES DE OLIVEIRA JUNIOR

**PROJETO DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO VERTICAL TIPO H PARA TESTE
EM TÚNEL DE VENTO**

JOÃO PESSOA – PB

2022



UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

JAKSON GOMES DE OLIVEIRA JUNIOR

**PROJETO DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO VERTICAL TIPO H PARA TESTE
EM TÚNEL DE VENTO**

Dissertação apresentada à Universidade Federal da Paraíba, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica do Centro de Tecnologia, área de concentração em Termofluidos, para a obtenção do grau de Mestre.

Orientador: João Alves de Lima

Área de concentração: Termofluidos

JOÃO PESSOA – PB

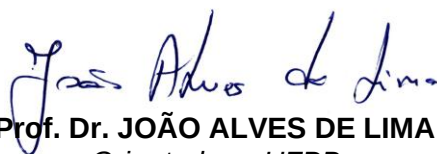
2022

PROJETO DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO VERTICAL TIPO H PARA TESTE EM TÚNEL DE VENTO

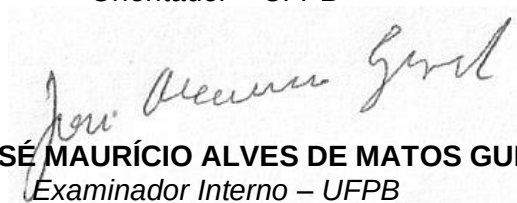
por

JAKSON GOMES DE OLIVEIRA JÚNIOR

Dissertação aprovada em 28 de janeiro de 2022



Prof. Dr. JOÃO ALVES DE LIMA
Orientador – UFPB



Prof. Dr. JOSÉ MAURÍCIO ALVES DE MATOS GURGEL
Examinador Interno – UFPB



Prof. Dr. VICTOR WAGNER FREIRE DE AZEVEDO
Examinador Externo – UFRSA

Catálogo na publicação
Seção de Catalogação e Classificação

048p Oliveira Junior, Jakson Gomes de.
Projeto de uma turbina eólica de eixo vertical tipo
H para teste em túnel de vento / Jakson Gomes de
Oliveira Junior. - João Pessoa, 2022.
83 f. : il.

Orientação: João Alves de Lima.
Dissertação (Mestrado) - UFPB/CT.

1. Rotores eólicos. 2. Rotor-H. 3. Múltiplos tubos
de corrente. 4. Projeto estrutural. 5. Termofluidos. I.
Lima, João Alves de. II. Título.

UFPB/BC

CDU 621.548.5(043)

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador professor João Alves de Lima, pela competência e dedicação ao ofício do ensino, pela amizade e pelo apoio. Aos demais professores do curso de pós-graduação. Aos professores Victor Wagner Freire de Azevedo e José Mauricio Alves de Matos Gurgel por terem aceitado o convite para participar da banca de avaliação. Ao CAPES, pelo apoio financeiro durante a vigência deste curso. A todos os demais que de algum modo contribuíram para este trabalho.

RESUMO

O presente trabalho descreve os procedimentos e desenvolve o projeto completo de uma turbina eólica de eixo vertical, tipo H, tomando como base o modelo hidrodinâmico de múltiplos tubos de corrente em conjunto com um algoritmo de otimização, para se determinar geometrias de rotores que operem na melhor condição de produção de energia. O objetivo principal é projetar um rotor otimizado, em escala, a ser testado em túnel de vento, que seja capaz de suportar os esforços a que estará sujeito em sua condição de coeficiente de potência máximo. O projeto foi realizado para uma série histórica de dados de vento (40 anos) obtidos da estação meteorológica OMM:08798 (Latitude: $-7,1^\circ$; Longitude: $-34,86^\circ$), situada no Laboratório de Energia Solar (LES/UFPB), João Pessoa/PB, Brasil. Uma vez que as dimensões e condições operacionais do túnel de vento onde o rotor será testado são limitadas (Laboratório de Hidráulica – CT/UFPB), análises de similaridade restringiram as dimensões/condições de operação para uma velocidade de escoamento livre no túnel de 15,89 m/s e potência de extração eólica de 25 W. Sob essas condições, adotando-se um perfil aerodinâmico NACA 0025 para o perfil da pá, um rotor de 3 pás e razão de aspecto 2, obteve-se um rotor em escala reduzida, com as seguintes características: solidez/solidicidade = 0,45, raio do rotor = 0,159 m, altura do rotor = 0,318 m, corda do aerofólio = 23,9 mm e velocidade de rotação = 3.243,8 rpm. Para essa geometria, o coeficiente de potência máximo alcançado foi $C_{pmax} = 0,29$ na razão de velocidade de ponta de asa $\lambda_{max} = 3,4$. Para testes no túnel de vento, as pás do rotor foram construídas a partir de impressão 3D, utilizando PLA (Ácido Polilático). De forma simplificada, considerando-se os esforços inerciais do rotor e as forças atuantes nas pás, os seus elementos estruturais (eixo, hastes de ligação pá-eixo e elementos fixadores) foram projetados em alumínio liga 6351-T6. Uma análise computacional estrutural estática 3D foi realizada no *software* Mechanical APDL[®]/ANSYS para verificar se a estrutura projetada seria capaz de suportar os esforços a que estaria sujeita. Adicionalmente, foram realizadas análises modais no mesmo *software* para verificar se as frequências naturais da estrutura estariam distantes da frequência de operação do rotor.

Palavras-chave: Rotores eólicos, Rotor-H, Múltiplos tubos de corrente, Projeto estrutural.

ABSTRACT

The present work develops a complete design of a H-type vertical axis wind turbine, based on the hydrodynamic model of multiple stream tubes in association with an optimization algorithm, to determine rotor geometries that operate in the optimal energy production condition. The main objective is to design an optimized scaled rotor to be tested in a wind tunnel, capable of withstanding the loads it will be subjected to in its maximum power coefficient condition. The project was carried out for a historical series of wind data (40 years) obtained from the meteorological station OMM:08798 (Latitude: -7.1° ; Longitude: -34.86°), located in the Solar Energy Laboratory (LES/ UFPB), João Pessoa/PB, Brazil. Since the dimensions and operational conditions of the wind tunnel where the rotor will be tested are limited (Hydraulics Laboratory - CT/UFPB), similarity analyzes have restricted the dimensions/operating conditions to a free stream velocity in the tunnel of 15.89 m/s and 25 W of wind power extraction. Under these conditions, adopting a NACA 0025 aerodynamic profile for the blade profile, a 3-blade rotor with aspect ratio 2, a reduced-scale rotor was obtained, with the following characteristics: solidity = 0.45, rotor radius = 0.159 m, rotor height = 0.318 m, airfoil chord = 23.9 mm and rotation speed = 3,243.8 rpm. For this geometry, the maximum power coefficient achieved was $C_{p\max} = 0.29$ at the tip speed ratio $\lambda_{\max} = 3.4$. For tests in the wind tunnel, the rotor blades were constructed from 3D printing using PLA (Polylactic Acid). In a simplified, considering the rotor's inertial efforts and the forces acting on the blades, its structural elements (shaft, blade-shaft connection rods and fasteners) were designed in 6351-T6 aluminum alloy. A 3D static structural computational analysis was performed using Mechanical APDL®/ANSYS software to verify if the projected structure would be able to withstand the efforts to which it would be subjected. Additionally, modal analyzes were performed in the same software to verify if the structure's natural frequencies would not coincide to the rotor operating frequency.

Keywords: Wind turbines, H-Rotor, Multiple stream-tubes model, Structural design

SUMÁRIO

CAPÍTULO I.....	14
1 INTRODUÇÃO GERAL	14
1.1 INTRODUÇÃO	14
1.2 OBJETIVO GERAL	16
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
1.4 JUSTIFICATIVA.....	16
CAPÍTULO II.....	18
2 REFERENCIAL TEÓRICO.....	18
2.1 POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO	18
2.2 TURBINAS EÓLICAS	21
2.3 ANÁLISE ESTATÍSTICA DO VENTO	32
2.4 Velocidade Máxima do Vento.....	41
2.5 VARIAÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO COM A ALTURA.....	43
2.6 POTÊNCIA EXTRAÍDA DO VENTO	47
2.7 MODELOS BASEADOS EM MOMENTUM	49
CAPÍTULO III	52
3 DESENVOLVIMENTO DA GEOMETRIA DO ROTOR.....	52
3.1 CONDIÇÕES DO VENTO LOCAL	52
3.2 DART	54
3.3 DIMENSÕES DO ROTOR.....	55
CAPÍTULO IV	62
4 PROJETO E ANÁLISE ESTRUTURAL	62
4.1 HASTES.....	63
4.2 EIXO	65
4.3 ELEMENTOS FIXADORES.....	71
4.4 ANÁLISE ESTRUTURAL E MODAL EM ELEMENTOS FINITOS.....	74
CAPÍTULO V	80
5 CONCLUSÃO.....	80
REFERÊNCIAS	82

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira. (Fonte: Boletim Anual, 2020).....	18
Figura 2 - Principais áreas promissoras para aproveitamento eólico na Paraíba. (Fonte: Back <i>et al.</i> , 2014).....	20
Figura 3 - Componentes de um aerogerador. (Fonte: Rodrigues, 2011)	21
Figura 4 - (a) Turbina eólica de eixo horizontal; (b) Turbina eólica de eixo vertical. (Fonte: Wahl, 2007).....	22
Figura 5 - Rotor de uma pá. (Fonte: Rodrigues, 2011).....	23
Figura 6 – (a) rotor de duas pás; (b) rotor de três pás. (Fonte: Rodrigues, 2011)	24
Figura 7 - Rotor multipás. (Fonte: Rodrigues, 2011)	24
Figura 8 - Direção do vento em turbinas <i>upwind</i> e <i>downwind</i> . (Fonte: Amaral, 2011)	25
Figura 9 - (a) rotor de pás curvas; (b) rotor de pás retas. (Fonte: Tjiu <i>et al.</i> , 2015).....	26
Figura 10 - Variações da turbina Darrieus. (Fonte: Tjiu <i>et al.</i> , 2015).....	27
Figura 11 – Rotor ϕ de três pás com escoras. (Fonte: Tjiu <i>et al.</i> , 2015)	28
Figura 12 – Movimento do rotor Musgrove. (Fonte: Autoria própria, 2022)	29
Figura 13 - Rotor Giromill. (Fonte: Tjiu <i>et al.</i> , 2015).....	30
Figura 14 - Rotor H. (Fonte: Autoria própria, 2022).....	31
Figura 15 – Rotor – H helicoidal. (Fonte: Tjiu <i>et al.</i> , 2015)	31
Figura 16 – Rotor Savonius de duas conchas. (Fonte: Carmo, 2012)	32
Figura 17 - Exemplo de uma função de densidade de probabilidade de Rayleigh. (Fonte: Manwell <i>et al.</i> , 2009).....	35
Figura 18 – Exemplo de curvas de distribuição de Weibull. (Fonte: Vargas, 2015).....	37
Figura 19 - Exemplo do gráfico de uma distribuição de Gumbel. (Fonte: Manwell <i>et al.</i> , 2009).....	42
Figura 20 - Perfil de velocidade experimental. (Fonte: Manwell <i>et al.</i> , 2009)	43
Figura 21 - Esquema do modelo de tubo de corrente único. (Fonte: Islam <i>et al.</i> , 2008)	49
Figura 22 – Esquema do modelo de múltiplos tubos de corrente. (Fonte: Islam <i>et al.</i> , 2008)	50
Figura 23 – Esquema do modelo de múltiplos tubos de corrente duplo. (Fonte: Islam <i>et al.</i> , 2008).....	51
Figura 24 – Distribuição de probabilidade de Weibull para a cidade de João Pessoa a uma altitude de 100m. (Fonte: Autoria própria, 2022).....	53
Figura 25 - Comparação para a curva de performance de uma turbina Darrieus entre os dados de Strickland (1975) e os obtidos com o código DART implementado no presente trabalho. (Fonte: Autoria Própria, 2022)	54
Figura 26 – Variação da performance de um rotor H para vários valores de solidez (Fonte: Brusca <i>et al.</i> , 2014b).	56
Figura 27 – Fluxograma de trabalho do algoritmo otimizador desenvolvido. (Fonte: Autoria própria, 2022)	57
Figura 28 – Comparação do triângulo de velocidades do rotor A e do rotor B. (Fonte: Autoria própria, 2022)	59
Figura 29 - Curva de eficiência (C_p versus λ) do rotor H em estudo. (Fonte: Autoria própria, 2022).....	61
Figura 30 – Diagrama de corpo livre de uma das pás do rotor. (Fonte: Autoria própria, 2022)	64
Figura 31 – Acoplamento do eixo do rotor às paredes do túnel de vento. (Fonte: Autoria própria, 2022)	65

Figura 32 – Decomposição das forças atuantes no perfil em F_x e F_y com relação à posição azimutal θ . (Fonte: Autoria própria, 2022).....	66
Figura 33 – Diagrama dos esforços atuantes no eixo. (Fonte: Autoria própria, 2022)	66
Figura 34 – Método das seções aplicado aos esforços que atuam na direção y, onde (a) representa a Seção 1 e (b) a Seção 2.....	67
Figura 35 - Método das seções aplicado aos esforços que atuam na direção x, onde (a) representa a Seção 1 e (b) a Seção 2.....	69
Figura 36 – Principais dimensões da estrutura do rotor. (Fonte: Autoria própria, 2022)....	73
Figura 37 - Malha não-estruturada de elementos prismáticos com 356001 nós e 222068 elementos. (Fonte: Autoria própria, 2022)	75
Figura 38 – Deformação da estrutura do rotor para uma velocidade de rotação $\omega = 3243$ RPM. (Fonte: Autoria própria, 2022)	76
Figura 39 – Detalhe da deformação de uma pá do rotor para $\omega = 3243$ RPM. (Fonte: Autoria própria, 2022)	76
Figura 40 – Tensão de von-Mises da estrutura do rotor para $\omega = 3243$ RPM. (Fonte: Autoria própria, 2022)	77
Figura 41 – Detalhamento da tensão de von-Mises na região do acoplamento entre a pá e o elemento de ligação. (Fonte: Autoria própria, 2022).....	78
Figura 42 – Três primeiros modos de vibração da estrutura do rotor em escala. (Fonte: Autoria própria, 2022)	79

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Geração eólica e fator de capacidade médios do mês de agosto de 2021.	20
Tabela 2 - Função gama para diferentes valores de k	39
Tabela 3 - Variação dos parâmetros com o fator de forma.	40
Tabela 4 - efeitos de α nas estimativas de densidade de energia eólica em altitudes mais elevadas.	44
Tabela 5 – Valores aproximados do comprimento de rugosidade para vários tipos de terrenos	47
Tabela 6 - Caracterização do vento em João Pessoa, em função da altitude.....	53
Tabela 7 – Geometrias obtidas para quatro valores de razão geométrica h_g	59
Tabela 8 – Dimensões do rotor desenvolvido e do rotor em escala reduzida	60
Tabela 9 – Características do rotor em escala	60
Tabela 10 – Propriedades mecânicas do PLA.	62
Tabela 11 – Propriedades mecânicas do alumínio liga 6351-T6.....	63
Tabela 12 – Resumo das dimensões da estrutura do rotor	73

LISTA DE SÍMBOLOS

$C_{p,Betz}$ - coeficiente de potência de Betz

ρ - densidade do vento

$\bar{P}_V/A$ - densidade média de energia eólica

τ_s - tensão de cisalhamento para rasgamento da rosca

$\dot{m}$ - taxa de variação da massa

$\bar{V}$ - Velocidade média de vento

σ_V - Desvio padrão da velocidade do vento

AR - razão de aspecto

A_t - área sob tração

c - corda das pás

C_p - coeficiente de potência

C_{pmax} - máximo coeficiente de potência

c_v - fator de escala

d_{CM} - distância entre o centro aerodinâmico e o centro de massa

d_p - diâmetro primitivo

d_r - diâmetro raiz

E - energia cinética

E - módulo de elasticidade

$f(V)$ - probabilidade de ocorrência da velocidade V

F_{ct} - força centrífuga

F_{dx} - soma das forças na direção x

F_{dy} - soma das forças na direção y

F_N - força normal

F_T – força tangente

F_x – força na direção x

F_y – força na direção y

H – altura do rotor

h_c – coeficiente de similaridade cinemática

h_g – coeficiente de similaridade geométrica

I – momento de inercia de área

K – constante de Von Karman

k – fator de forma

K_e – fator padrão de energia

m - massa do ar

M_{max} – momento fletor máximo

$m_{pá}$ – massa da pá

N – número de pás

N_h – número de hastes

P – potência

P - potência disponível do vento

p - pressão

P_v – Densidade de potencia

R – raio do rotor

R_A – raio do rotor em escala reduzida

R_B – raio do rotor em escala real

Re – número de Reynolds

r_h – raio da haste

R_x – reação na direção x

R_y – reação na direção y

S_{ys} – limite de escoamento

t - tempo

v – flecha do eixo

v - velocidade do vento

V – Velocidade do vento

V^* - velocidade e atrito

V_0 – velocidade de projeto do rotor

V_∞ - Velocidade de escoamento livre

V_e – velocidades extremas do vento

w – velocidade relativa da pá

x - coordenada horizontal

z - coordenada vertical

z_0 – rugosidade da superfície

z_r – altura de referência

α – expoente da lei de potencia

Γ – função gamma

σ_e - limite de escoamento na tração

τ_0 - tensão de cisalhamento da superfície

τ_{xz} - tensão de cisalhamento na direção de x

λ - razão de velocidade de ponta de asa

λ_{cpmax} - razão de velocidade de ponta de asa que máxima do coeficiente de potência

θ – posição azimutal do rotor

σ - solidez do rotor

σ_M – tensão fletora

σ_{max} – solidez que maximiza o coeficiente de potência

σ_{max} – tensão máxima

σ_{TR} – tensão trativa

ω - velocidade de rotação

CAPÍTULO I

1 INTRODUÇÃO GERAL

1.1 INTRODUÇÃO

O crescimento populacional e o desenvolvimento tecnológico provocaram uma grande demanda por energia. Essa grande demanda levou os países do mundo a expandirem suas matrizes energéticas que, na maioria dos casos, preferem ainda a utilização de fontes fósseis para a geração de energia elétrica (GUARDABASSI, 2006). Porém, a preocupação com os impactos ambientais devido a utilização de tais fontes de energia também tem aumentado. A busca por fontes alternativas e renováveis é maior e novas tecnologias têm surgido a cada ano.

A energia dos ventos, que já é utilizada há bastante tempo, principalmente em embarcações à vela, moinhos e sistemas de elevação de água, se tornou então objeto de estudo para obter uma nova forma viável de produção de energia elétrica. Mais recentemente, essa fonte de energia começou a ser utilizada para fins de produção de energia elétrica (TOLMASQUIM, 2016).

A energia eólica tem ganhado bastante espaço no contexto internacional e nacional devido a políticas de incentivo a esse tipo de fonte alternativa como o PROINFA, por exemplo, que estabeleceu preços atrativos para a implantação da energia eólica, e outras fontes renováveis. A maioria dos parques eólicos são terrestres (*on shore*), mas o número de parques eólicos em mar (*off shore*) tem crescido bastante devido à falta de terreno apropriado e de potencial, em alguns casos (TOLMASQUIM, 2016).

Segundo Wenzell (2007), as turbinas eólicas podem ser classificadas em duas categorias, as de eixo horizontal (TEEH) e as de eixo vertical (TEEV). Cada categoria possui suas vantagens e desvantagens. As TEEHs são mais utilizadas em grandes plantas de geração devido à sua alta eficiência energética, porém precisam de um sistema para ajustar a direção do rotor quando o vento mudar de direção. Os aerogeradores verticais, por outro lado, são mais silenciosos, compactos e podem operar com ventos agindo em qualquer direção, porém possuem baixa performance quando comparados aos de eixo horizontal.

Dessa forma, os aerogeradores verticais são mais apropriados para utilização em sistemas de geração distribuída (geração de energia pelo consumidor final independente da potência) em meio urbano (ALENCAR, 2017).

As análises utilizando CFD (*Computational Fluid Dynamics*) revolucionaram o processo de projetos aerodinâmicos. O CFD é uma ótima ferramenta para otimização de geometrias e minimização de tempo e custo de projeto, pois é capaz de fornecer vários dados necessários ao projeto de forma rápida e barata, reduzindo o número de testes em túnel de vento. Além disso, o método é capaz de otimizar certas características de um projeto já existente e de extrapolar dados adquiridos experimentalmente (JOHNSON, *et al.*, 2003).

Mesmo sendo uma ferramenta poderosa, o CFD ainda possui algumas desvantagens. A principal delas é que ainda existe a necessidade de validação do modelo computacional através de testes experimentais em túnel de vento. Devido à sua característica de ser um método numérico, o CFD pode apresentar valores distorcidos da realidade quando modelado incorretamente. A principal forma de verificar se os resultados do que foi modelado realmente se aproximam e conseguem representar bem a realidade é a comparação com testes experimentais (HERTWIG *et al.*, 2012).

Segundo Johnson, Tinoco e Yu (2003), uma vez que se tem um modelo validado, o mesmo pode ser utilizado para prever o escoamento de fluidos em condições diferentes, porém ainda com certas limitações. Por exemplo, algo que foi modelado e validado para um escoamento considerado incompressível não pode ser utilizado para obter resultados de um escoamento compressível.

Brusca *et al.* (2014a) desenvolveram uma metodologia de projeto de aerogeradores de eixo vertical utilizando o código DART para avaliar a performance de uma série de turbinas em um processo iterativo, de forma a encontrar uma geometria otimizada para as condições de vento local e potência desejada.

Assim, o presente trabalho busca estabelecer uma metodologia de projeto simplificada e otimizada de geradores eólicos verticais em modelos em escala para testes em túnel de vento com o objetivo de fornecer dados para a validação de métodos computacionais utilizados no projeto desse tipo de geradores.

1.2 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho busca desenvolver uma metodologia de projeto de aerogeradores verticais tipo H, tendo como base uma modelagem hidrodinâmica simplificada, implementada como código DART (**DAR**rieus **Turbine model**), associada a um algoritmo de otimização de rotores eólicos, para geração de modelos em escala reduzida para testes em túnel de vento, os quais podem ser utilizados para a validação de modelos computacionais e posterior construção de protótipos em escala real.

Objetiva-se também a realização de análises modais e estruturais (através do software ANSYS Mechanical APDL) de propostas de modelos de rotores obtidos com a metodologia de projeto previamente desenvolvida.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Obter dimensões geométricas básicas de rotores (altura, raio e corda) e velocidade de rotação, a partir do modelo DART e do algoritmo de otimização desenvolvido por Brusca *et al.* (2014a), para determinada condição de vento;
- Obter geometrias em escala reduzida a partir de análise de similaridade utilizando os dados anteriores;
- Extrair geometrias otimizadas a partir de análise modal;
- Desenvolver análises estruturais simplificadas e comparar com resultados computacionais para construção dos modelos em escala;
- Construir modelos em escala utilizando impressora 3D, para testes em túnel de vento;

1.4 JUSTIFICATIVA

O Brasil tem investido grandes quantias em geração eólica pois é uma fonte limpa e possui grande potencial energético em seu território. Por outro lado, as turbinas eólicas de eixo vertical ainda são pouco utilizadas devido a sua baixa eficiência energética. Mesmo com uma baixa eficiência, as TEEVs ainda apresentam um bom potencial de geração distribuída. Assim, trabalhos que proporcionem uma melhoria da performance desses aerogeradores e do conhecimento científico são necessários.

A análise da performance de aerogeradores muitas vezes requer o seu estudo utilizando túneis de vento. Os túneis de vento são uma importante ferramenta no desenvolvimento de projetos de turbinas eólicas, porém, muitas vezes eles apresentam limitações físicas que conseqüentemente impõem também limitações ao projeto do rotor em estudo. A alternativa a esse problema é a utilização de rotores em escala obtidos utilizando análises de similaridade que garantem que os resultados obtidos com o rotor em escala reduzida podem ser extrapolados para o rotor em escala real.

Outro ponto importante é a capacidade de desenvolvimento de tecnologia e aprimoramento do conhecimento científico nacional, visto que boa parte do *know-how* aplicado no país ainda possui fontes internacionais. Dessa forma, o presente trabalho pode contribuir para reduzir custos inerentes à utilização de aerogeradores para geração distribuída.

CAPÍTULO II

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO

Segundo o Boletim Anual (2020), até o final do ano de 2020 o Brasil possuía em seu território cerca de 686 usinas que somadas, totalizavam 17,75 GW de potência eólica instalada, a qual correspondia à 10,1% de participação na matriz elétrica brasileira no dado período, como pode ser visto na Figura 1.

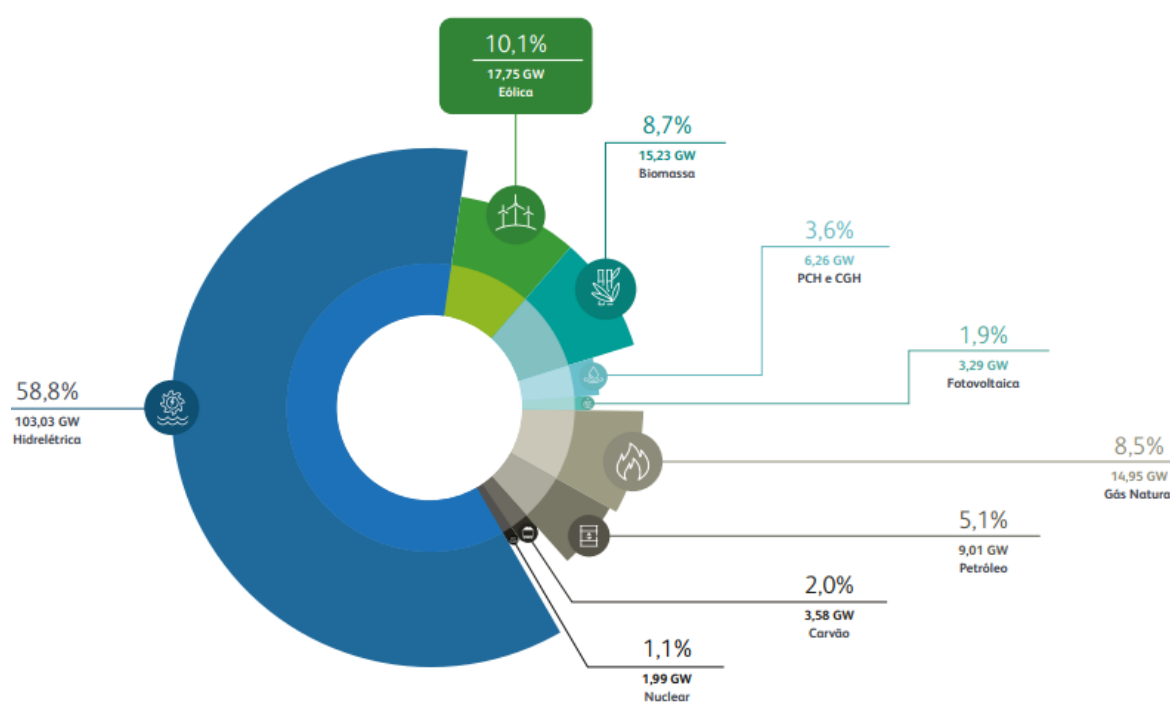


Figura 1 - Matriz elétrica brasileira. (Fonte: Boletim Anual, 2020)

A Figura 1 mostra o quanto cada fonte de energia colabora com a geração de energia na matriz elétrica do Brasil. Liderando em primeiro lugar estão as tradicionais hidrelétricas, com uma participação de 58,8% (correspondente a 103,03 GW). Em segundo lugar se encontra a energia eólica, que como já apresentado anteriormente, colabora com 17,75 GW, destes, 17,16 GW corresponde a energia produzida por parques que operam comercialmente

e o restante (0,58 GW) é produzida em parques que ainda se encontram em fase de teste (BOLETIM ANUAL, 2020).

Mesmo com todos os obstáculos decorrentes da pandemia, em 2020 a energia eólica foi a que mais cresceu como fonte de geração de energia elétrica, sendo que dos 5,32 GW de potência instalados, a energia eólica contribuiu com 43,17% (BOLETIM ANUAL, 2020).

Dados do Boletim Anual (2020) apontam que 94,40% da energia que o subsistema do Nordeste (considera os estados da região Nordeste, exceto o Maranhão) consumiu veio da Eólica, ou seja, a energia eólica supre quase que completamente a demanda de energia no Nordeste. Esse fenômeno ocorre apenas no subsistema do Nordeste pois é o que mais recebeu investimento na instalação de parques eólicos.

Dos cinco estados brasileiros que mais produziram energia no ano de 2020, quatro são do Nordeste, sendo eles a Bahia que ocupa o primeiro lugar tendo produzido 16,22 TWh, O Rio Grande do Norte é o estado que ocupa a segunda posição do ranking com uma contribuição de 15,59 TWh. Em terceiro lugar está o estado do Ceará com 5,95 TWh e em último lugar, o Rio Grande do Sul contribuindo com 5,81 TWh (BOLETIM ANUAL, 2020).

Embora o estado da Paraíba não esteja entre os que mais geram energia, Back *et al.* (2014) mostram que com investimento a Paraíba pode contribuir de maneira significativa na geração de energia elétrica pois possui uma capacidade instalável de aproximadamente 10,2 GW a 120 m de altura e possui locais em que as velocidades médias atingem valores superiores a 7,5 m/s. Com isso, estima-se que a produção energética do estado pode chegar a 43,3 TWh/ano. Esse valor é 9 vezes maior que o necessário para atender a demanda total de consumo de energia elétrica do estado, tendo como base os dados do ano de 2013 em que a Paraíba consumiu 4,8 TWh/ano.

Back *et al.* (2014) mostram quais são as áreas do estado que possuem maior potencial eólico, sendo as mais indicadas para instalações de parques eólicos, são elas: Mataraca, Curimataú, Serra da Borborema, Seridó Oriental, Seridó Ocidental, Serra do Teixeira e São João do Tigre e Camalaú. A Figura 2 mostra a localização dessas áreas.

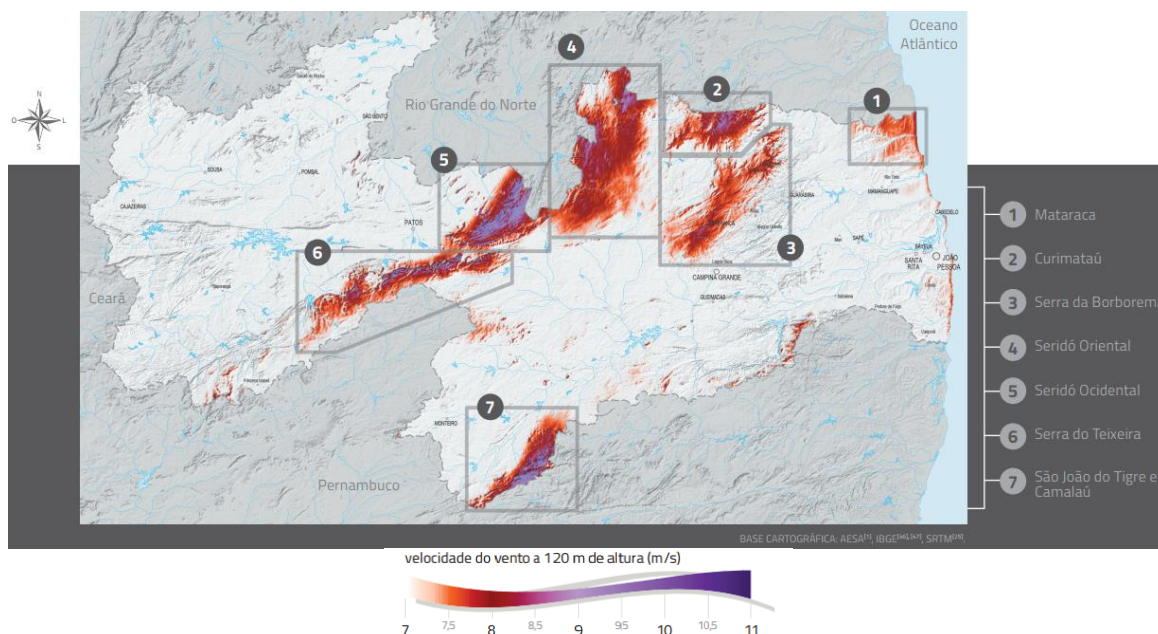


Figura 2 - Principais áreas promissoras para aproveitamento eólico na Paraíba. (Fonte: Back *et al.*, 2014)

Dados do Boletim Mensal de Geração Eólica (2021) mostra que até o mês de agosto, a Paraíba possuía 169,80 MW de potência instalada cujo fator de capacidade médio corresponde a 45,81% como mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Geração eólica e fator de capacidade médios do mês de agosto de 2021.

Estado	Potência Instalada (MW)	Expansão no ano (MW)	Geração Verificada (MW med)	Fator Capacidade Médio (%)
BA	5.150,65	535,21	3.267,86	63,45%
CE	2.205,53	268,80	1.101,41	49,94%
MA	426,00	0,00	257,24	60,39%
PB	169,80	169,80	77,78	45,81%
PE	619,24	-0,28	327,33	52,86%
PI	2.314,55	244,35	1548,56	66,91%
RN	5.498,11	827,31	3.408,00	61,99%
RS	1.724,39	0,00	596,62	34,60
SC	222,00	0,00	83,92	37,80%
SIN	18.330,26	2.045,19	10.668,73	58,20%

Fonte: Boletim Mensal de Geração Eólica, 2021.

Analisando a Tabela 1, nota-se que a Paraíba é o estado que possui a menor potência instalada mesmo os estudos tendo mostrado que o estado é promissor e que possui áreas com potencial eólico relevante. Por isso, é importante que sejam realizados estudos que mostrem

a viabilidade de instalação no estado de modo que os investidores se sintam atraídos, invistam no estado e assim contribuam positivamente para sua melhoria econômica.

2.2 TURBINAS EÓLICAS

Formalmente, turbina eólica é o nome dado ao equipamento cuja finalidade é extrair a energia cinética proveniente dos ventos e transforma-la em energia mecânica. Posteriormente, um gerador acoplado à turbina será o responsável por converter a energia mecânica em energia elétrica. A junção entre turbina, sistema de orientação, caixa de multiplicação de velocidade, sistema de segurança e gerador elétrico é chamado de aerogerador (PINTO, 2014; AMARAL, 2011). A Figura 3 mostra os principais componentes de um aerogerador.

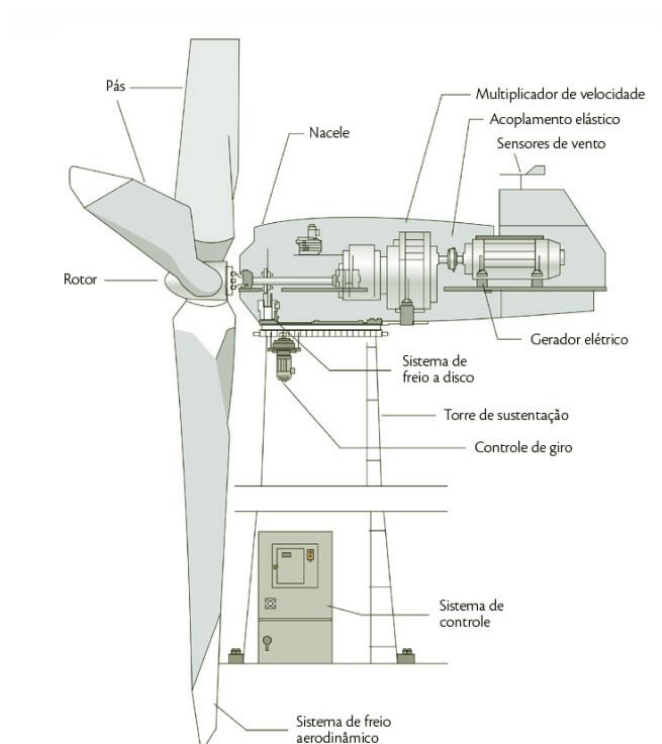


Figura 3 - Componentes de um aerogerador. (Fonte: Rodrigues, 2011)

Saad e Asmuin (2014) explicam que o rotor, ou turbina eólica, é a união do cubo do rotor com as pás que são conectadas ao cubo. Como já falado anteriormente, rotor é o componente que extrai a energia cinética do vento, fazendo surgir uma força nas pás que produzirá um torque no eixo.

As turbinas eólicas são amplamente utilizadas em diversas aplicações que dependem de sua dimensão e geometria. Por exemplo, turbinas pequenas podem ser utilizadas para realizar atividades simples como carregar baterias, enquanto alguns países usam conjuntos de turbinas de grandes dimensões (parques eólicos) para gerar eletricidade em grande escala com o intuito de substituir cada vez mais a utilização de combustíveis fósseis. Isso ocorre porque os estudos apontam que entre a energia eólica, fotovoltaica, carvão e gás, geotérmica e hídrica, a energia eólica é a que apresenta as menores porcentagens de emissão de gases relacionados ao efeito estufa, é a que demanda o menor consumo de água e é a que causa menos impactos sociais (KHAN, 2018).

Wahl (2007) divide as turbinas quanto a posição de seu eixo, sendo chamadas de turbina eólica de eixo horizontal (TEEH) as que possuem o eixo horizontal e turbina eólica de eixo vertical (TEEV) a que possui um eixo vertical, como mostra a Figura 4.

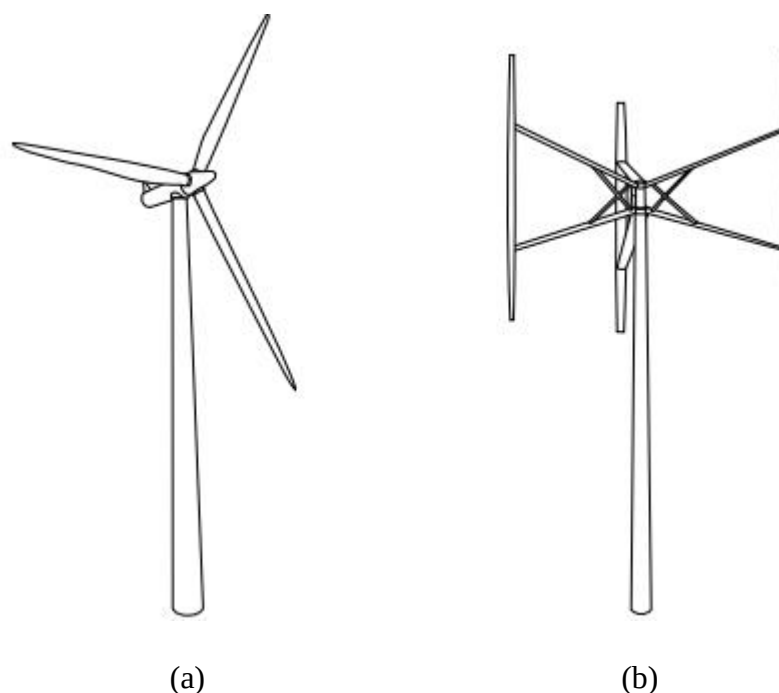


Figura 4 - (a) Turbina eólica de eixo horizontal; (b) Turbina eólica de eixo vertical. (Fonte: Wahl, 2007)

As seções seguintes explicam com mais detalhes o funcionamento dessas turbinas.

2.2.1 Turbina Eólica de Eixo Horizontal

O design das turbinas eólicas de eixo horizontal é baseado nos antigos moinhos de vento e nela o eixo do rotor é posicionado no topo da torre e é paralelo à direção do vento. Para isso, é necessário que a turbina possua um sistema de orientação de forma que o rotor esteja sempre posicionado corretamente, que em turbinas de pequenas dimensões pode ser um simples catavento, já em turbinas grandes deve-se instalar um sensor de vento acoplado a um servo motor (KHAN, 2018; SAAD e ASMUIN, 2014).

Algumas das vantagens que esse tipo de turbina possui é que seu rendimento e eficiência são maiores que as das turbinas eólicas de eixo vertical, isso faz com que sejam mais utilizadas comercialmente, no entanto possuem um custo mais elevado. Outra vantagem é que elas possuem torres muito altas, fazendo com que a turbina seja instalada em alturas bem elevadas onde o vento atinge velocidades maiores. Ao mesmo tempo que a altura da torre é uma vantagem, ela também é uma desvantagem pois por possuírem dimensões tão grandes, dificulta o seu transporte e sua instalação (AMARAL, 2011; PINTO, 2014).

Segundo Amaral (2011), as TEEHs se apresentam de diversas formas, podendo ter apenas uma pá, duas, três, quatro ou ser classificada como multipás. O rotor de uma pá, como mostra a Figura 5, é o que possui o menor custo em relação as turbinas eólicas de eixo horizontal, mas por possuir apenas uma pá, seu movimento é desbalanceado sendo necessário a adição de um contrapeso cujo objetivo é reduzir as vibrações provenientes do seu movimento (RODRIGUES, 2011).

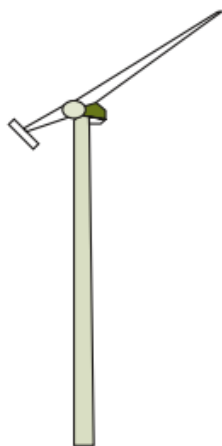


Figura 5 - Rotor de uma pá. (Fonte: Rodrigues, 2011)

Os rotores com duas e três pás são os mais utilizados atualmente, entretanto cada um possui suas particularidades. O de duas pás tem uma geometria mais simples e barata que o de três pás, no entanto o de três pás distribui melhor as tensões durante o movimento de rotação das pás e com isso ganha maior estabilidade (AMARAL, 2011). O rotor com duas e três pás pode ser visto na Figura 6.

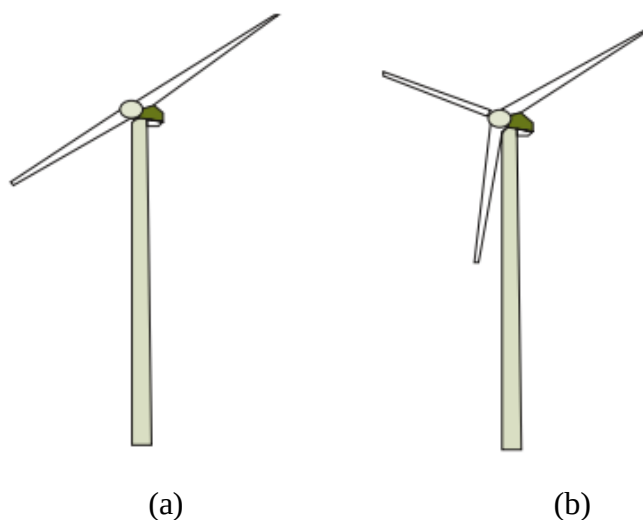


Figura 6 – (a) rotor de duas pás; (b) rotor de três pás. (Fonte: Rodrigues, 2011)

O rotor multipás (Figura 7) não é indicado para geração de eletricidade pois ele não performa bem em altas velocidades (o contrário do rotor de duas e três pás), sua área de aplicação é em bombeamento de água. Uma característica deste rotor é que mesmo que esteja sob condições de vento com baixas velocidades, ele possui uma boa relação torque de partida/área de varredura do rotor (RODRIGUES, 2011).



Figura 7 - Rotor multipás. (Fonte: Rodrigues, 2011)

Uma outra maneira de classificar as turbinas eólicas de eixo horizontal é quanto ao posicionamento do rotor em relação à torre. Se o rotor é posicionado antes da torre, fazendo com que o vento passe primeiro pela parte dianteira do rotor antes de passar pela torre, tem-se a configuração *upwind*. No entanto, se o vento incidir por trás do rotor a configuração é chamada *downwind* (AMARAL, 2011) ;(PINTO, 2014). A Figura 8 ilustra as duas configurações.

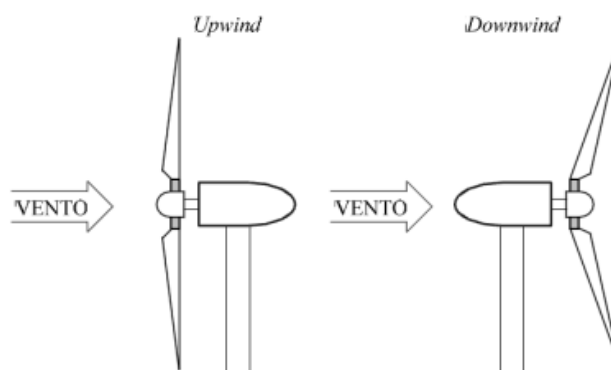


Figura 8 - Direção do vento em turbinas *upwind* e *downwind*. (Fonte: Amaral, 2011)

Entre as duas configurações, a *upwind* é a mais utilizada pois na *downwind* ocorre uma série de problemas. Embora a configuração *downwind* não necessite de um sistema de orientação para manter o rotor alinhado com a direção do vento, ela pode enfrentar sérios problemas estruturais (fadiga das pás) se entrar em contato com ventos fortes pois suas pás serão empurradas para frente fazendo com que se dobrem e consequentemente reduza sua área de varredura além de produzir altos ruídos. Uma maneira de contornar esse problema é utilizar um material mais rígido nas pás e incliná-las um pouco para frente. Embora a configuração *upwind* não enfrente os problemas apresentados na *downwind*, elas necessitam estar sempre alinhadas com a direção do vento e para isso precisam de um sistema de orientação do rotor (KHAN, 2018);(AMARAL, 2011);(PINTO, 2014).

2.2.2 TURBINA EÓLICA DE EIXO VERTICAL

Turbina eólica de eixo vertical (TEEV) é o nome dado a turbinas que possuem o eixo de rotação perpendicular à direção do vento, ou seja, seu eixo tem a mesma direção da torre (CARMO, 2012).

Uma das principais vantagens desse tipo de turbina é que ela não precisa de um sistema de orientação que a mantenha na direção do vento pois seu funcionamento independe da direção do vento. Isso torna interessante a sua aplicação em locais que possuem ventos com direções variáveis. Outra vantagem é que elementos importantes do aerogerador, gerador e caixa de engrenagens por exemplo, podem ser colocados próximos ao solo facilitando tanto sua instalação quanto sua manutenção. No entanto, isso também se torna uma desvantagem pois se os equipamentos são instalados no solo, então a base da torre será maior e ocupará mais espaço que poderia ser utilizado para o cultivo (KHAN, 2018) ;(AMARAL, 2011).

Além dos pontos já citados, há também o fato das TEEVs produzirem menos ruído que as TEEHs e possuírem menor custo devido sua estrutura menos complexa. Uma das principais desvantagens é quando as pás da turbina são instaladas próximas ao solo, onde há ventos mais fracos e turbulentos que acabam diminuindo a eficiência da extração energética da turbina e também aumenta a tensão em sua estrutura. Para evitar esse problema, recomenda-se que as pás sejam instaladas em grandes alturas para que fiquem longe do solo e alcancem maiores velocidades de vento (AMARAL, 2011); (PINTO, 2014).

Entre os diversos tipos de turbinas eólicas de eixo vertical existentes, serão apresentadas a seguir as mais conhecidas.

O rotor Darrieus foi desenvolvido em 1925 na França por um engenheiro aeronáutico francês chamado Georges Jean Marie Darrieus, mas só foi patenteado em 1931 nos Estados Unidos. Sua patente apresentava duas configurações, uma que a turbina possuía pás curvas e na outras as pás retas, conforme mostrado na Figura 9 (TJIU *et al.*, 2015).

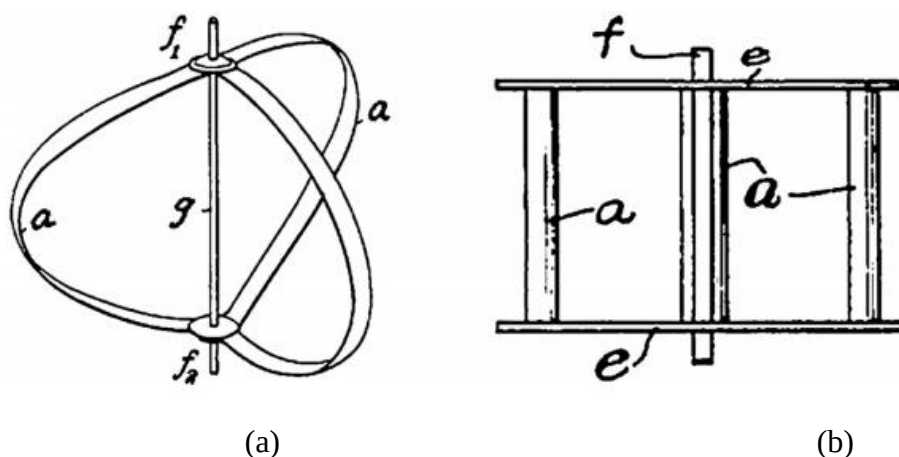


Figura 9 - (a) rotor de pás curvas; (b) rotor de pás retas. (Fonte: Tjiu *et al.*, 2015)

A partir dessas duas configurações, surgiram diversas outras. Por exemplo, do rotor de pás curvas (chamado de rotor-Phi ou batedor de ovos) surgiu a versão em que a turbina era fixada por fios e fixada na torre. Do rotor de pás retas, surgiram a versão diamante, delta, V/Y, Giromill, Musgrove e etc, como mostra a Figura 10 (TJIU *et al.*, 2015).

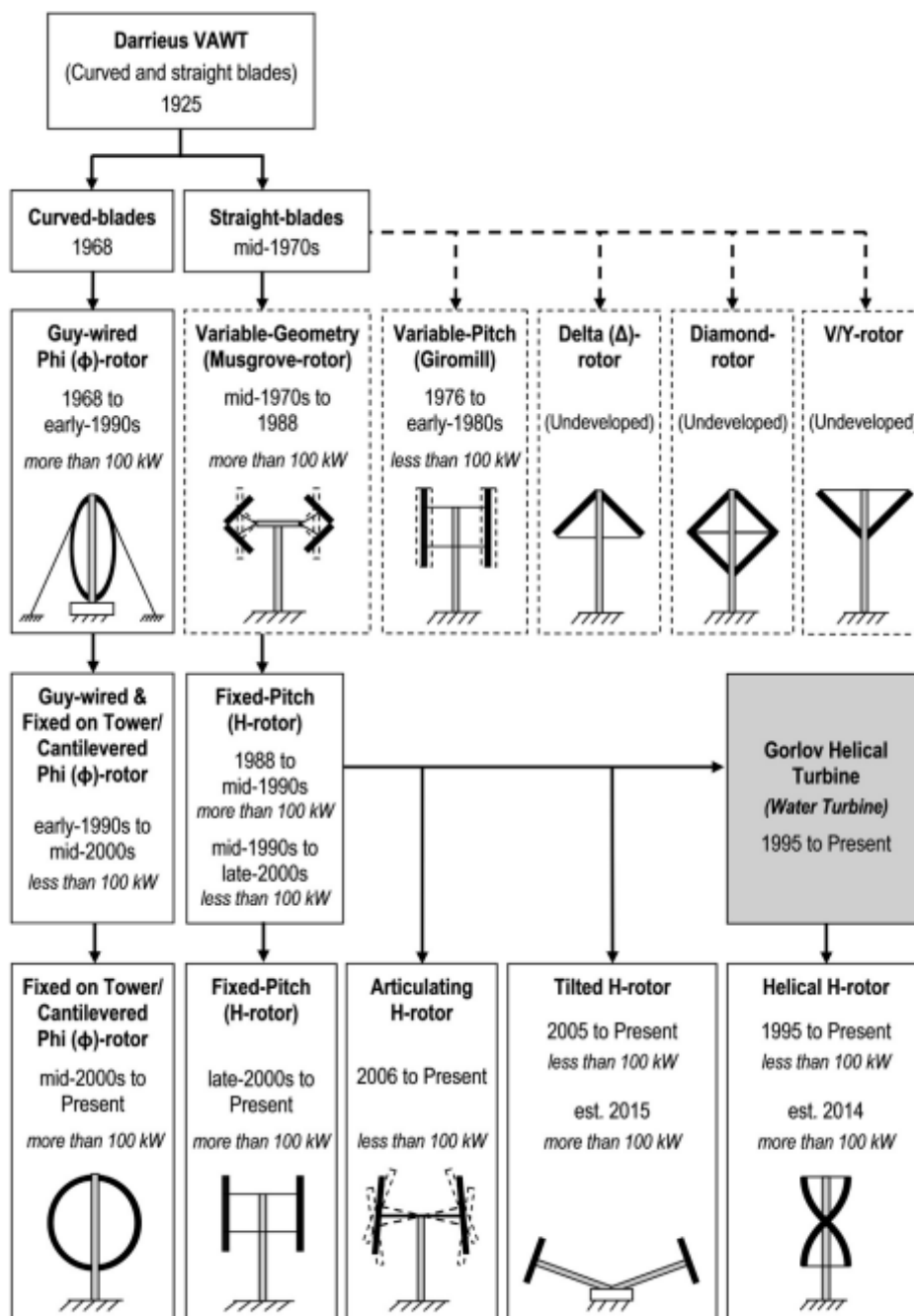


Figura 10 - Variações da turbina Darrieus. (Fonte: Tjiu *et al.*, 2015)

Entre os modelos apresentados na Figura 10, os que mais se destacaram foram o rotor Phi (ϕ), Musgovre, Giromill, rotor – H e o rotor – H helicoidal.

Inicialmente o rotor – ϕ foi construído contendo duas ou três pás e possuíam escoras em formato de X (Figura 11) que tinha como função reforçar a estrutura do rotor. Porém, as escoras trouxeram alguns problemas para o escoamento. Ao passar por elas, o escoamento sofria uma perturbação além de produzir um arrasto parasita. A adição de escoras também aumentava o custo da estrutura. Devido aos problemas trazidos por elas, logo foram retiradas nos projetos posteriores. Passaram então a utilizar apenas os cabos de sustentação que eram instalados no topo do rotor e sua outra extremidade era presa ao solo. Mesmo com essas melhorias, o rotor – ϕ não obteve muito sucesso comercialmente pois as falhas apareceram desde o primeiro rotor de grande escala. Tratava-se de um rotor de 224 KW fabricado pela Dominion Aluminium Fabricators, após apenas um ano de operação, o rotor desabou devido a falhas estruturais (TJIU *et al.*, 2015).

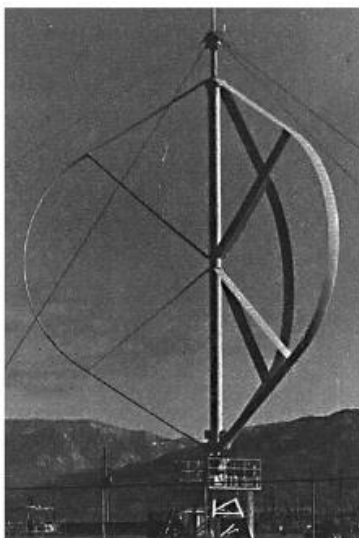


Figura 11 – Rotor ϕ de três pás com escoras. (Fonte: Tjiu *et al.*, 2015)

Outras empresas também construíram rotores – ϕ com diversos diâmetros e diferentes capacidades de geração de energia, no entanto todos continuaram apresentando problemas estruturais. Um deles ocorreu em 1980, em uma turbina que possuía 12,8 m de diâmetro. A turbina atingiu um excesso de velocidade e com isso a coluna do rotor se dobrou. No ano seguinte, uma turbina de 25 m de diâmetro da mesma empresa, caiu devido a um

erro no software do controlador que falhou no momento que deveria acionar o freio quando a turbina ficou exposta a um vento forte (TJIU *et al.*, 2015).

A maior turbina eólica de eixo vertical do tipo Darrieus foi um rotor – ϕ chamado Eole. Eole foi construído no Canadá e possuía 96 m de altura e 64 m de diâmetro. O rotor possuía uma potência nominal de 4 MW, porém foi limitado a produzir 2,5 MW para que sua vida útil fosse prolongada. Operou com sucesso durante cinco anos (1988-1993), porém sua estrutura sofreu danos consideráveis durante uma tempestade. Reparar os danos iria custar muito para a empresa, por isso optou-se por utilizar o rotor apenas como um ícone do turismo na cidade (TJIU *et al.*, 2015).

Já o rotor Musgrove foi desenvolvido pelo engenheiro aeronáutico chamado Peter Musgrove na década de 1970. O rotor Musgrove é uma variação do rotor Darrieus de pás retas e o que difere um do outro é que o rotor Musgrove possui a capacidade de mudar sua forma fazendo com que tanto a área varrida do rotor quanto a força de sustentação sejam reduzidas, como mostra a Figura 12 (TJIU *et al.*, 2015).

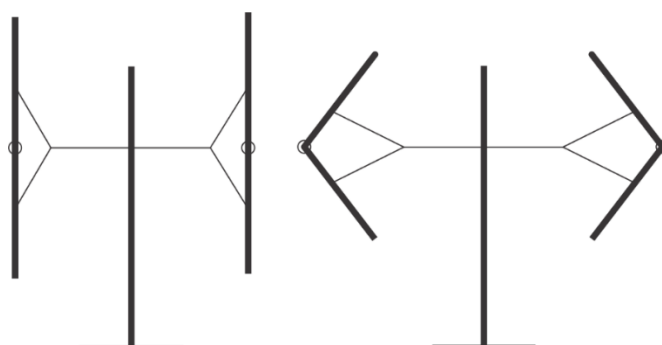


Figura 12 – Movimento do rotor Musgrove. (Fonte: Autoria própria, 2022)

Como mostrado na Figura 12, o rotor Musgrove possui as pás retas no formato da letra H, porém quando se faz necessário, suas pás se movimentam de modo que tomam o formato de uma seta dupla “ $\leftrightarrow$ ”.

O rotor Giromill, assim como o Musgrove, foi desenvolvida na década de 1970, porém o primeiro foi criado nos Estados Unidos e o segundo no Reino Unido. Esse rotor também é uma variação do Darrieus de pás retas e o que o difere é que este possui um controle do ângulo de ataque das pás (TJIU *et al.*, 2015). Um exemplo deste rotor pode ser visto na Figura 13 a seguir.

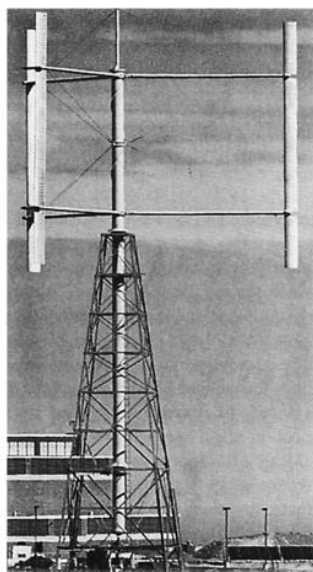


Figura 13 - Rotor Giromill. (Fonte: Tjiu *et al.*, 2015)

O mecanismo de controle permite que o ângulo de ataque das pás seja mantido aproximadamente constante, de modo que em uma metade da revolução o ângulo fica positivo e na outra metade negativo. Por essa razão, o rotor giromill consegue alcançar os maiores valores de coeficiente de potência, chegando até 0,5. Entretanto, o mecanismo de controle do ângulo implica em mais custos para a fabricação, fato este que impede a fabricação deste rotor em grande escala (TJIU *et al.*, 2015).

Apesar de possuir uma estrutura mais simples que os rotores Musgrove e Giromill, o rotor-H (Figura 14) só foi proposto alguns anos após. As experiências com o rotor Musgrove mostraram que o mecanismo que permitia a mudança de forma do rotor era dispensável, sendo apenas um custo desnecessário, uma vez que ao atingir altas velocidades o rotor de pás retas entra em estol aerodinâmico impedindo assim que as pás atinjam maiores velocidades. Por este motivo, a mesma empresa responsável por construir as turbinas Musgrove (VAWT Ltd.) fabricou o rotor-H denominado VAWT – 850. Sua construção começou em 1988 e foi concluída em agosto de 1990, possuindo 38 m de diâmetro e uma potência nominal de 500 kW (TJIU *et al.*, 2015).

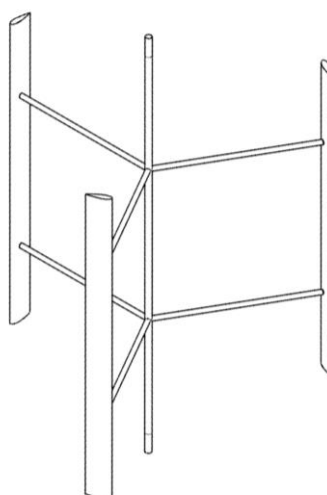


Figura 14 - Rotor H. (Fonte: Autoria própria, 2022)

O rotor-H helicoidal (Figura 15) foi desenvolvido pelo professor A. M. Gorlov em 1995 e é também uma variação do rotor – H. Inicialmente a turbina tinha a proposta de funcionar como uma turbina de água, uma vez que o professor Gorlov era um especialista em energia hidrelétrica, no entanto sua patente mostrava que a turbina poderia ser aplicada em outros sistemas, dentre elas o hidropneumático, hídrico, eólico e o de energia das ondas (TJIU *et al.*, 2015).



Figura 15 – Rotor – H helicoidal. (Fonte: Tjiu *et al.*, 2015)

A solidez da turbina é a característica principal que indica em qual meio a turbina será utilizada, tendo maiores valores de solidez quando projetada para o funcionamento hídrico (TJIU *et al.*, 2015).

No geral, as turbinas Darrieus de pás retas possuem eficiência maior que as de pás curvas visto que elas possuem uma área de secção transversal maior. Entretanto, elas possuem uma desvantagem em relação as de pás curvas, sua estrutura é submetida a maiores esforços (CARMO, 2012).

O rotor Savonius (Figura 16) foi criado pelo engenheiro finlandês Sigurd Johannes Savonius no ano de 1922 e ao contrário dos rotores Darrieus que utilizam a força de sustentação como força motriz, o rotor Savonius utiliza a força de arrasto (CARMO, 2012) ;(KHAN, 2018).

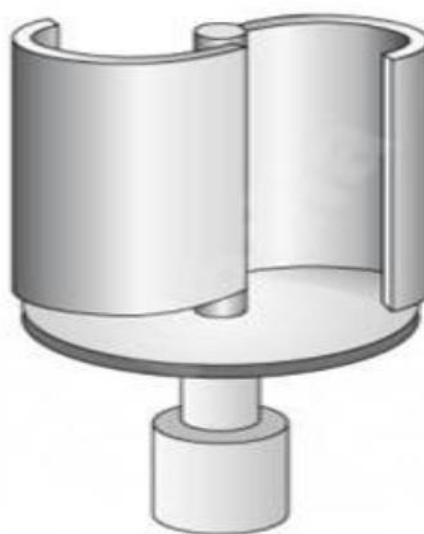


Figura 16 – Rotor Savonius de duas conchas. (Fonte: Carmo, 2012)

Um exemplo de aplicação do rotor Savonius é no ventilador Flettner, criado pelo engenheiro aeronáutico alemão Anton Flettner. Esse ventilador é um dispositivo de resfriamento bastante utilizado nos tetos de vans e ônibus e a função do rotor Savonius nesse dispositivo é acionar o exaustor (KHAN, 2018).

2.3 ANÁLISE ESTATÍSTICA DO VENTO

Para que uma turbina seja instalada em um determinado local, primeiro deve ser feita uma análise estatística dos dados de vento disponíveis para que o potencial de energia eólica do local e a produção de energia da turbina sejam determinados. Existem várias técnicas que podem ser usadas para realizar essa análise (MANWELL *et al.*, 2009).

Manwell *et al.* (2009) explicam que se o projetista possuir todas as medições de séries temporais do local e altura que ele deseja instalar sua turbina, então não há necessidade de utilizar técnicas estatísticas para aquele local, a análise estatística só é usada quando não há dados suficientes para aquele local em específico.

Em uma análise estatística que tenha a intenção de prever o comportamento do vento, a distribuição de probabilidade é a ferramenta utilizada. Uma distribuição de probabilidade mostra qual a probabilidade de ocorrer um determinado valor de uma variável, que para este estudo é a velocidade do vento e ela é constituída por duas funções: a função de densidade de probabilidade e a função de densidade cumulativa (MANWELL *et al.*, 2009).

2.3.1 Função Densidade de Probabilidade

Segundo Manwell *et al.* (2009), a função de densidade de probabilidade, $f(V)$, indica qual será a frequência que irá ocorrer as diferentes velocidades do vento, em outras palavras, considerando duas velocidades diferentes, V_a e V_b , a função de densidade de probabilidade indica a probabilidade de ocorrência de uma determinada velocidade do vento, dentro desse intervalo, através da equação a seguir:

$$f(V_a \leq V \leq V_b) = \int_{V_a}^{V_b} f(V) dV \quad (2.1)$$

A área sob a curva da função de densidade de probabilidade é determinada pela expressão abaixo:

$$\int_0^{\infty} f(V) dV = 1 \quad (2.2)$$

Se a função $f(V)$ for conhecida, é possível calcular a velocidade média do vento ($\bar{V}$) e o desvio padrão da velocidade do vento (σ_V).

A velocidade média do vento é dada pela Equação (2.3):

$$\bar{V} = \int_0^{\infty} V f(V) dV \quad (2.3)$$

E o desvio padrão da velocidade do vento é dado pela Equação (2.4):

$$\sigma_V = \sqrt{\int_0^{\infty} (V - \bar{V})^2 f(V) dV} \quad (2.4)$$

Outra variável importante para ser determinada é a densidade média de energia eólica disponível ($\bar{P}_V/A$), esta é dada pela Equação (2.5) a seguir:

$$\bar{P}_V/A = (1/2) \rho \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV = (1/2) \rho \bar{V}^3 \quad (2.5)$$

2.3.2 Função de Distribuição Cumulativa

Manwell *et al.* (2009) explica que a função de distribuição cumulativa, representada por $F(V)$, indica qual será a fração de tempo ou qual será a probabilidade de que a velocidade do vento seja menor ou igual a uma determinada velocidade do vento (V). Em outras palavras, a função de distribuição cumulativa, $F(V)$, será igual a probabilidade de que ocorra uma velocidade V' menor ou igual à uma velocidade V ($V' \leq V$), que é dada pela seguinte equação:

$$F(V) = \int_0^V f(V') dV' \quad (2.6)$$

Se a função de distribuição cumulativa for derivada, seu resultado será a função de densidade de probabilidade, portanto:

$$f(V) = \frac{dF(V)}{dV} \quad (2.7)$$

2.3.3 Distribuições de Probabilidade Comumente Usadas

As distribuições de probabilidade mais utilizadas para analisar os dados de velocidade de vento são: distribuição de Rayleigh e distribuição de Weibull. Em resumo, a distribuição de Rayleigh é mais simples por usar apenas um parâmetro que é a velocidade média do vento. A distribuição de Weibull é mais sofisticada pois se baseia em dois

parâmetros, deste modo, consegue representar com maior fidelidade o comportamento do vento. As duas distribuições são do tipo ‘skew’ pois elas não são definidas para o valor 0, apenas para valores maiores que ele (MANWELL *et al.*, 2009).

2.3.4 Distribuição de Rayleigh

Como já falado anteriormente, a distribuição de Rayleigh é uma distribuição simples pois ela usa apenas a velocidade média do vento para representar o seu comportamento (MANWELL *et al.*, 2009). A equação que representa a função de densidade de probabilidade da distribuição de Rayleigh é dada por:

$$f(V) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{V}{\bar{V}^2} \right) \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}} \right)^2 \right] \quad (2.8)$$

E a equação que determina a função de distribuição cumulativa para a distribuição de Rayleigh é dada pela Equação (2.9) a seguir:

$$F(V) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{\bar{V}} \right)^2 \right] \quad (2.9)$$

Um exemplo de como é o gráfico utilizando a distribuição de Rayleigh pode ser visto na Figura 17.

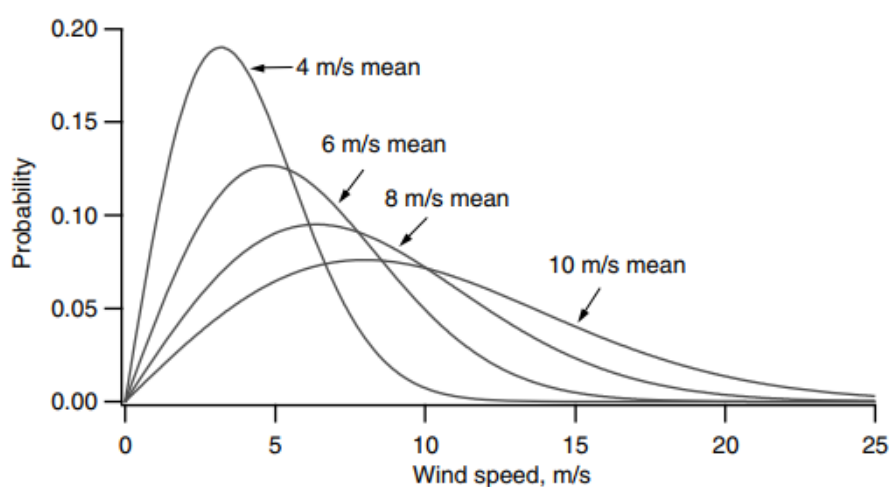


Figura 17 - Exemplo de uma função de densidade de probabilidade de Rayleigh. (Fonte: Manwell *et al.*, 2009)

A figura acima mostra uma função de densidade de probabilidade de Rayleigh utilizando diferentes velocidades médias do vento. Por meio da figura é possível perceber que a curva que possui a maior velocidade média do vento (10 m/s) é a que fornece a maior probabilidade de ocorrência de altas velocidades (MANWELL *et al.*, 2009).

2.3.5 Distribuição Estatística de Weibull

A função de densidade de probabilidade de Weibull tem como finalidade prever as variações de velocidade que ocorrem durante o ano. Essa função foi desenvolvida pelo físico sueco Wallodi Weibull por volta da década de 1930 e é dada pela Equação 2.10 (BURTON *et al.*, 2001; DALMAZ, 2007).

$$f(V) = \left(\frac{k}{c_v} \right) \left(\frac{V - V_0}{c_v} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V - V_0}{c_v} \right)^k \right] \quad (2.10)$$

Analisando a equação acima, nota-se que ela depende basicamente de três parâmetros que são: o fator de forma k , fator de escala c e o parâmetro de localização V_0 .

Segundo Dalmaz (2007), o parâmetro de localização é o menor valor da grandeza em estudo, no presente caso é a velocidade do vento, logo, o menor valor para a velocidade do vento é $V_0 = 0$. Desta forma, a Equação 2.11 se torna:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c_v} \right) \left(\frac{V}{c_v} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{V}{c_v} \right)^k \right] \quad (2.11)$$

onde $f(V)$ é o número de ocorrências de velocidade dentro do intervalo V e $V + dV$ (DALMAZ, 2007).

O fator de forma (k) é um parâmetro adimensional e positivo que geralmente vai de 1,5 a 3, podendo chegar a valores maiores que 6 na região Nordeste (analisando a distribuição mensal) (DALMAZ, 2007). Este parâmetro estabelece a forma da curva da função de densidade de probabilidade de Weibull e quanto maior seu valor mais estreita será a curva da distribuição, indicando que haverá maior regularidade na velocidade dos ventos (VARGAS, 2015).

O fator de escala (c) aqui é dado em m/s, uma vez que sua unidade varia de acordo com a grandeza estudada. Este parâmetro influencia no deslocamento da curva, de modo que altos valores de c deslocam a curva para velocidades mais altas, sendo assim, é preferível que tanto o fator de forma quanto o de escala possuam valores elevados (DALMAZ, 2007; ALENCAR, 2017).

Um exemplo prático do significado desta função é demonstrado considerando uma situação em que a velocidade V e o fator de escala c são iguais, ou seja, $V = c$. Neste caso, o resultado será $f(V = c) = 0,632$, ou seja, 63,2% das velocidades de vento medidas em determinado local são inferiores ao valor de c (DALMAZ, 2007).

A Figura 18 mostra exemplos de curvas de distribuição de Weibull para vários fatores de forma e escala.

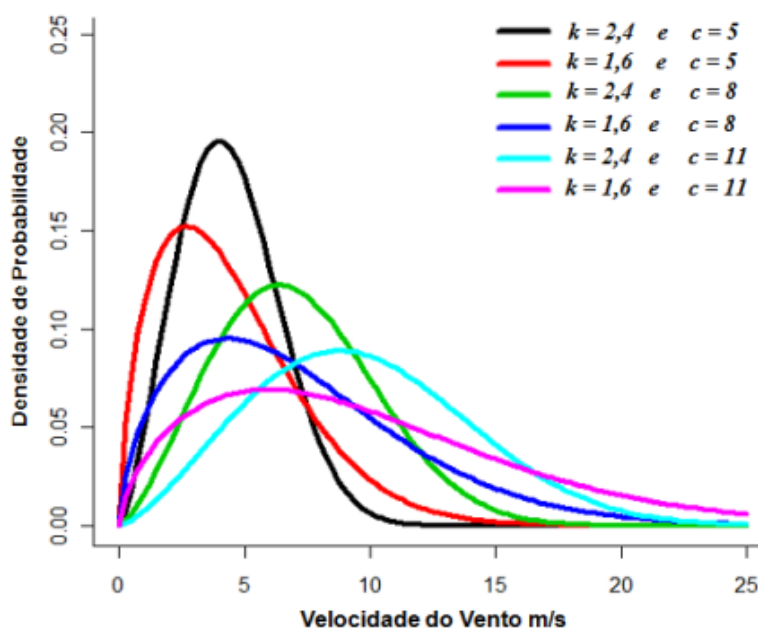


Figura 18 – Exemplo de curvas de distribuição de Weibull. (Fonte: Vargas, 2015)

Para encontrar a função de distribuição cumulativa de Weibull, basta integrar a Equação 2.11 como mostrado a seguir:

$$F(V) = \int_0^V f(V) dV = 1 - \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^k \right] \quad (2.12)$$

Onde:

$F(V)$ – fração acumulada de ocorrência de valores menores que V .

Uma outra função de interesse é a função da confiabilidade, $R(V)$ que segundo Dalmaz (2007) indica o intervalo de tempo em que a velocidade do vento é maior que V . A função da confiabilidade é dada por:

$$R(V) = 1 - F(V) \quad (2.13)$$

2.3.6 Métodos para o cálculo dos parâmetros da distribuição de Weibull

Como foi visto anteriormente, a distribuição de Weibull depende de dois parâmetros: do fator de forma e do fator de escala. Nesta seção serão mostrados alguns métodos utilizados para determinar os valores destes parâmetros.

Os dois parâmetros são funções da velocidade média ($\bar{V}$) e do desvio padrão da velocidade (σ_V) e devem ser determinados de forma separada (SCHMITZ, 2020).

Sabe-se que a variância da função de densidade de probabilidade de Weibull é dada pela seguinte equação:

$$\sigma_V^2 = \bar{V}^2 \left[\frac{\Gamma(1 + 2/k)}{\Gamma^2(1 + 2/k)} - 1 \right] \quad (2.14)$$

Onde $\Gamma(x)$ é chamada de função gama, sendo $x = (1 + 2/k)$ e $\Gamma(x) = \int_0^\infty e^{-t} t^{x-1} dt$

A partir da função gama é feita uma aproximação utilizando uma série de expansão desenvolvida por Jamil em 1994:

$$\Gamma(x) = (\sqrt{2\pi x}) (x^{x-1}) (e^{-x}) \left(1 + \frac{1}{12x} + \frac{1}{288x^2} - \frac{139}{51840x^3} + \dots \right) \quad (2.15)$$

A equação que relaciona a velocidade média do vento com o fator de escala, o fator de forma e a função gama é dada pela seguinte expressão:

$$\bar{V} = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (2.16)$$

Na Tabela 2 são mostrados diversos valores da função gama para diferentes fatores de forma:

Tabela 2 - Função gama para diferentes valores de k .

k	$\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)$	k	$\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)$
1,7	0,892245	2,6	0,888210
1,8	0,889287	2,7	0,889283
1,9	0,887363	2,8	0,890451
2,0	0,886227	2,9	0,891690
2,1	0,885694	3,0	0,892980
2,2	0,885625	3,5	0,899747
2,3	0,885915	4,0	0,906402

Fonte: Back *et al.*, 2013

Segundo Schmitz (2020), geralmente a velocidade média do vento e a variância são parâmetros conhecidos pois são obtidas através de medições do local de estudo. Então, juntando a equação da variância e da velocidade média, um sistema de duas equações é formado, tendo k e c como variáveis a serem encontradas. Encontrar essas variáveis não é um processo simples, mas existem algumas aproximações que podem ser feitas para determinar seus respectivos valores. Manwell *et al.* (2009), citam em seu trabalho três métodos para determinar k e c :

(I) O método analítico/empírico desenvolvido por Justus em 1978:

Se o fator de forma de encontra no intervalo $1 \leq k < 10$, pode ser usada a equação a seguir para determinar seu valor:

$$k = \left(\frac{\sigma_v}{\bar{V}} \right)^{-1.086} \quad (2.17)$$

Em seguida, pode-se encontrar c utilizando a seguinte relação:

$$c = \frac{\bar{V}}{\Gamma(1+1/k)} \quad (2.18)$$

(II) *O método empírico desenvolvido por Lysen em 1983:*

A equação do método anterior (Eq. 2.17) é utilizada para encontrar k , mas a variável c é determinada por meio da seguinte equação:

$$\frac{c}{\bar{V}} = (0.568 + 0.433/k)^{-1/k} \quad (2.19)$$

(III) *Método gráfico: Log – Log Plot desenvolvido por Rohatgi e Nelson em 1994:*

A utilização desse método acontece da seguinte forma: em um gráfico que possui a velocidade do vento (V) no eixo x e o log da função cumulativa $F(V)$ no eixo y traça-se uma reta onde sua inclinação é o fator de forma (k). Após isso traça-se uma reta horizontal que intercepte a posição em que $F(V)$ seja igual a 0.632 para que se obtenha uma estimativa do fator de escala (c) no eixo x .

Manwell *et al.* (2009) explicam que caso os fatores de forma e escala sejam conhecidos, pode-se encontrar o valor esperado do cubo da velocidade do vento, $\bar{V}^3$, é determinado pela equação abaixo:

$$\bar{V}^3 = \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV = c^3 \Gamma(1 + 3/k) \quad (2.20)$$

O fator padrão de energia, representado por K_e , nada mais é do que o valor esperado do cubo da velocidade dividido pela velocidade média do vento ao cubo (MANWELL *et al.*, 2009), conforme mostrado na equação a seguir:

$$K_e = \frac{\bar{V}^3}{(\bar{V})^3} = \frac{\Gamma(1 + 3/k)}{\Gamma^3(1 + 1/k)} \quad (2.21)$$

A Tabela 3 a seguir mostra como os fatores $\frac{\sigma_V}{\bar{V}}$ e K_e variam com o fator de forma, k :

Tabela 3 - Variação dos parâmetros com o fator de forma.

k	$\sigma_U/\bar{U}$	K_e
1,2	0,837	3,99
2	0,523	1,91
3	0,363	1,40
5,0	0,229	1,15

Fonte: Manwell *et al.*, 2013

A tabela acima mostra que para a distribuição de Rayleigh ($k = 2$), $\frac{\sigma_v}{\bar{v}}$ é 0.523 e K_e é 1.91.

2.4 Velocidade Máxima do Vento

A velocidade média é o principal fator analisado quando se quer instalar uma turbina eólica em um determinado local, porém é muito importante que se analise também a velocidade máxima que o vento pode atingir naquele local (vento extremo) pois a turbina deve ser projetada para resistir aos esforços provocados pela velocidade que foi projetada e por velocidades maiores que essa (MANWELL *et al.*, 2009).

O vento extremo é definido como o maior valor de uma velocidade do vento dentro um determinado intervalo de tempo e possui uma probabilidade anual de ocorrência de $1/N$ anos (MANWELL *et al.*, 2009). Por exemplo, se for considerado para analisar a probabilidade de ocorrência de um vento extremo em um intervalo de 10 minutos por um período de 50 anos, tem-se os seguintes cálculos:

$$\frac{1}{N} = \frac{1}{(6*24*365*50)} = 3.8*10^{-7} \quad (2.22)$$

Determinar as velocidades extremas do vento (V_e) por meio de medições locais é extremamente complicado devido ao tempo que leva essas medições, que geralmente é preciso dados de muitos anos para determinar a ocorrência de velocidades extremas, porém juntando um modelo estatístico com medições em curtos períodos de tempo, é possível determinar sua ocorrência com boa precisão (MANWELL *et al.*, 2009).

A distribuição de Gumbel é o modelo que tem sido mais utilizado quando pretende-se determinar as velocidades extremas do vento em um determinado intervalo de tempo (MANWELL *et al.*, 2009). A Equação (2.23) a seguir mostra a função de densidade de probabilidade para a distribuição de Gumbel:

$$f(V_e) = \frac{1}{\beta} \exp\left(\frac{-(V_e - \mu)}{\beta}\right) \exp\left(-\exp\left(\frac{-(V_e - \mu)}{\beta}\right)\right) \quad (2.23)$$

Onde:

$$\mu = \bar{V}_e - 0.577\beta \quad (2.24)$$

$\bar{V}_e$: é a média de um conjunto de velocidades extremas

$$\beta = (\sigma_e \sqrt{6}) / \pi \quad (2.25)$$

σ_e : é o desvio padrão do conjunto de velocidades extremas

Um exemplo de como é a forma gráfica da função de densidade de probabilidade de Gumbel é mostrado na Figura 19, tendo como média do conjunto de velocidades extremas igual a 10 m/s e o desvio padrão do conjunto igual a 4 m/s.

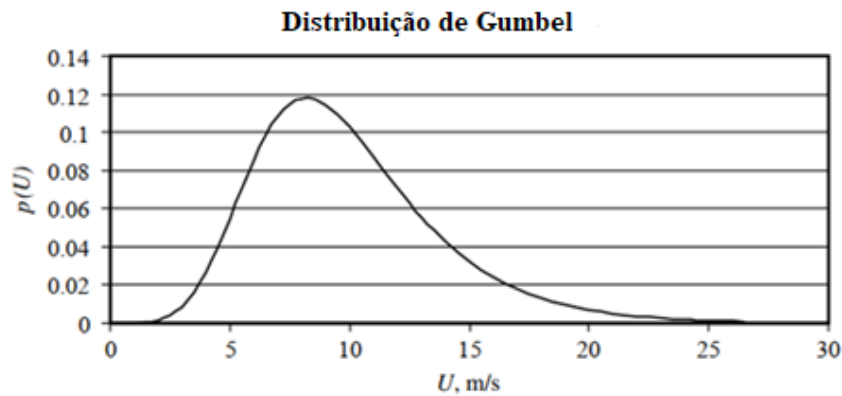


Figura 19 - Exemplo do gráfico de uma distribuição de Gumbel. (Fonte: Manwell *et al.*, 2009)

A função de distribuição cumulativa para a distribuição de Gumbel é dada pela seguinte equação:

$$F(V_e) = \exp\left(-\exp\left(\frac{-(V_e - \mu)}{\beta}\right)\right) \quad (2.26)$$

Pegando como exemplo um caso em que se queira determinar qual a maior velocidade de vento em um intervalo de 10 minutos e por um período de 50 anos, U_{e50} , primeiro deve-se encontrar qual a maior velocidade do vento em um intervalo de 10 minutos

para cada ano ou para cada série de ano, poderia ser feito primeiro para uma série de 10 anos por exemplo. Com isso a velocidade média e o desvio padrão do conjunto podem ser determinados para em seguida calcular os parâmetros β e μ . Após isso, usa-se a função de distribuição cumulativa de Gumbel para encontrar qual seria o valor máximo da velocidade do vento esperada. O valor máximo da velocidade do vento é então determinado pela função da confiabilidade, que neste caso é dada por (MANWELL *et al.*, 2009):

$$1 - F(V_e) = \frac{1}{N} \quad (2.27)$$

$$1 - F(V_e) = \frac{1}{50} = 0.02 \quad (2.28)$$

2.5 VARIAÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO COM A ALTURA

Segundo Castro (2009), o atrito presente na superfície terrestre influencia diretamente na velocidade do vento, de modo que quanto mais próximo do solo, menores serão as velocidades encontradas. Além do espaço, outra grandeza que influencia da variação de velocidade é o tempo como mostra a Figura 20.

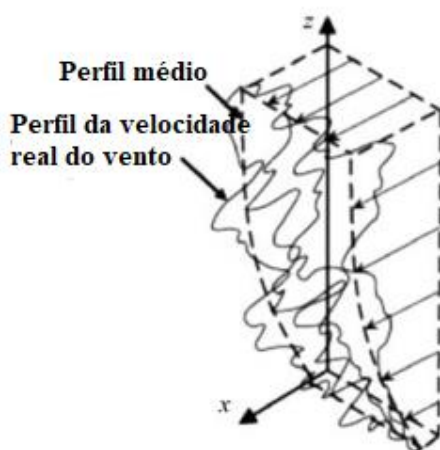


Figura 20 - Perfil de velocidade experimental. (Fonte: Manwell *et al.*, 2009)

Na Figura 20 nota-se claramente como a velocidade média aumenta com a altura. Só a partir de uma altura de aproximadamente 2000 metros é que o atrito deixa de interferir na velocidade (CASTRO, 2009).

Manwell *et al.* (2009) explicam que conhecer a influência da rugosidade da superfície na velocidade do vento é necessária para o projeto do rotor, para isso deve-se

utilizar um modelo matemático que modele o perfil vertical da velocidade do vento. Nas seções seguintes serão apresentados os dois modelos matemáticos mais utilizados para essa finalidade que são a Lei logarítmica de Prandtl (utilizada neste trabalho) e a Lei da potência.

2.5.1 Lei da Potência

Segundo Manwell *et al.* (2009), a Lei de Potência é um modelo mais simplificado, embora muito utilizado, e possui a finalidade de representar o perfil de velocidade do vento. A Lei de Potência é representada pela Equação (2.29):

$$\frac{V(z)}{V(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2.29)$$

onde:

$V(z)$: velocidade do vento na altura z (m/s)

$V(z_r)$: velocidade do vento na altura de referência z_r (m/s)

α : expoente da lei de potência

Embora os primeiros trabalhos publicados indiquem que α é igual a $1/7$, sabe-se que isso só se aplica em determinadas condições, uma vez que na realidade α é uma quantidade variável pois fatores como a altitude, tipo de terreno, hora do dia, temperatura, velocidade do vento, etc, influenciam em seu valor. Dito isto, alguns valores podem ser vistos na Tabela 4 (MANWELL *et al.*, 2009):

Tabela 4 - Efeitos de α nas estimativas de densidade de energia eólica em altitudes mais elevadas.

	$\alpha = 0,1$	$\alpha = 1/7$	$\alpha = 0,3$
U_{30m} (m/s)	5,58	5,85	6,95
P/A (W/m ²)	106,4	122,6	205,6
% de aumento acima de 10 m	39,0	62,2	168,5

Fonte: Manwell *et al.*, 2009

Ao longo dos anos, buscou-se metodologias com o objetivo de determinar o valor de α , entretanto a comunidade científica relata que a busca por métodos complicados tira a principal vantagem da Lei da Potência que é ser um método simples (MANWELL *et al.*, 2009). No entanto, existem métodos empíricos que objetivam determinar o seu valor, e os mais disseminados no meio científico serão apresentados a seguir.

2.5.2 Correlação para o expoente da lei de potência em função da velocidade e altura

Em 1978, Justus propôs uma expressão (Equação 2.30) que relaciona o expoente α com uma velocidade e altura de referência (V_r e z_r respectivamente) (MANWELL *et al.*, 2009). A equação tem a seguinte forma:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \ln(V_r)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{z_r}{10}\right)} \quad (2.30)$$

2.5.3 Correlação dependente da rugosidade da superfície

A expressão matemática que relaciona o expoente alfa e a rugosidade da superfície (z_0) foi desenvolvida por Counihan em 1975 (MANWELL *et al.*, 2009). A expressão pode ser vista a seguir:

$$\alpha = 0.096 \log_{10} z_0 + 0.016 (\log_{10} z_0)^2 + 0.24 \quad (2.31)$$

Desde que z_0 se encontre no intervalo: $0,001 \text{ m} < z_0 < 10 \text{ m}$.

2.5.4 Lei Logarítmica de Prandtl

Segundo Manwell *et al.* (2009), essa abordagem utiliza uma combinação da metodologia teórica e empírica pois se baseia no escoamento da camada limite e em dados atmosféricos.

Sabendo que a equação de momentum próxima a superfície da Terra é dada por:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial z} \tau_{xz} \quad (2.32)$$

Onde:

x : coordenada horizontal

z : coordenada vertical

p : pressão

τ_{xz} : tensão de cisalhamento na direção de x cuja normal coincide com z

A partir de uma análise da Equação (2.32) percebe-se que a pressão independe da coordenada z , então integrando a mesma, tem-se:

$$\tau_{xz} = \tau_0 + z \frac{\partial p}{\partial x} \quad (2.33)$$

Onde:

τ_0 : tensão de cisalhamento da superfície

Utilizando a teoria do comprimento de mistura de Prandtl e desprezando o gradiente de pressão (pois é muito pequeno perto da superfície) a tensão de cisalhamento será dada por:

$$\tau_{xz} = \rho l^2 \left(\frac{\partial V}{\partial z} \right)^2 \quad (2.34)$$

Onde:

ρ : densidade do ar

V : componente horizontal da velocidade

l : comprimento da mistura

Substituindo a equação (2.34) na (2.33) tem-se:

$$\frac{\partial V}{\partial z} = \frac{1}{l} \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}} = \frac{V^*}{l} \quad (2.35)$$

Onde o termo V^* é a velocidade de atrito dada por:

$$V^* = \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}} \quad (2.36)$$

Considerando que a superfície seja lisa ($l = kz$) e sabendo que a constante de Von Karman (k) é 0,4 e integrando a equação (2.35) de z_0 a z obtêm-se a equação (2.37) conhecida como lei logarítmica de Prandtl:

$$V(z) = \frac{V^*}{K} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (2.37)$$

A variável z_0 é o comprimento característico da rugosidade do solo que pode ser encontrado em tabelas como mostra a Tabela 5.

Tabela 5 – Valores aproximados do comprimento de rugosidade para vários terrenos

Descrição do terreno	z_0 (mm)
Bastante suave, gelo ou lama	0,01
Mar aberto e calmo	0,20
Mar agitado	0,50
Superfície nevada	3,00
Gramado	8,00
Pastagem	10,00
Campo	30,00
Cultivo	50,00
Algumas árvores	100,00
Várias árvores	250,00
Florestas	500,00
Subúrbio	1500,00
Centro de cidade com prédios altos	3000,00

Fonte: Manwell *et al.*, 2009.

A lei logarítmica de Prandtl é muito utilizada quando se faz necessário extrapolar a velocidade do vento de uma altura de referência (z_r) para uma altura qualquer. Para isso, usa-se a seguinte relação:

$$\frac{V(z)}{V(z_r)} = \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) / \ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right) \quad (2.38)$$

2.6 POTÊNCIA EXTRAÍDA DO VENTO

Segundo Vargas (2015), a energia eólica pode ser definida como sendo a energia cinética do vento, ou seja, é a energia contida nas massas de ar em movimento. Portanto, a energia cinética será dada por:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.39)$$

Onde:

E : energia cinética (joules)

m : massa do ar (kg)

v : velocidade do vento (m/s)

Marques (2004) explica que geralmente, quando se trata de turbina eólica a potência é mais interessante para avaliação, logo:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 \quad (2.40)$$

Onde:

P : potência disponível do vento (W)

t : tempo (s)

$\dot{m}$: taxa de variação da massa

Sendo que a taxa de variação da massa é dada por:

$$\dot{m} = \rho A \frac{dx}{dt} = \rho A v \quad (2.41)$$

Onde:

ρ : densidade do ar

A : área de varredura (m²)

Substituindo a Equação (2.41) na Equação (2.40), obtém-se uma nova relação para a potência:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.42)$$

Ainda segundo Marques (2004), uma turbina eólica não possui a capacidade de absorver 100% da energia disponível no vento, pois infringe a lei da continuidade. O máximo de energia que uma turbina pode absorver e transformar em energia mecânica é definida pela Lei de Betz, que foi desenvolvida por Betz e Glauert em 1926. Desta forma, a potência máxima que uma turbina eólica pode extrair do vento é:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_{p,Betz} \quad (2.43)$$

Onde $c_{p,Betz}$ é o coeficiente de potência de Betz que possui um valor máximo igual a 16/17 que equivale a aproximadamente 59,3%. Este valor é chamado de Limite de Betz e

significa que se durante todo o processo em que a turbina extrai a energia presente no vento não houver perdas, apenas 59,3% deste poderá ser convertida em energia mecânica posteriormente.

2.7 MODELOS BASEADOS EM MOMENTUM

Segundo Silva (2011), os modelos momentum são o tubo de corrente único, múltiplos tubos de corrente e múltiplos tubos de corrente duplo. Todos estes modelos possuem uma característica em comum, fundamentam-se no cálculo da velocidade induzida a partir da variação do momento linear do escoamento livre. No entanto, quando se trata de altos valores da razão de velocidade de ponta de asa (λ) e da solidicidade (σ), não é indicada a aplicação dos modelos momentum.

2.7.1 Tubo de Corrente Único

O modelo de tubo único de corrente foi desenvolvido por Templin em 1974 e é o mais simples entre os modelos momentum. Este modelo considera que a turbina está contida dentro de um único tubo de corrente (Figura 21) e a velocidade induzida (V_a) é considerada constante em todo o tubo (ISLAM *et al.*, 2008).

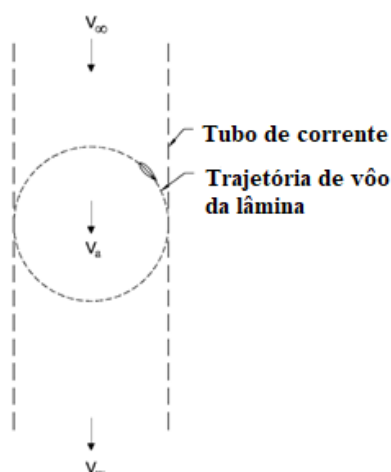


Figura 21 - Esquema do modelo de tubo de corrente único. (Fonte: Islam *et al.*, 2008)

O modelo tem como objetivo definir o coeficiente de potência do rotor e o cálculo da velocidade induzida é realizado igualando a força de arrasto à mudança no momento axial do rotor (PATEL e KEVAT, 2013; ISLAM *et al.*, 2008).

2.7.2 Múltiplos Tubos de Corrente

Segundo Islam *et al.* (2008), o modelo de múltiplos tubos de corrente foi inicialmente proposto por Wilson e Lissaman no ano de 1974. O modelo é uma melhoria do anterior e tinha como proposta dividir o volume varrido do rotor em uma série de tubos de corrente paralelos, adjacentes e aerodinamicamente independentes, como mostra a Figura 22.

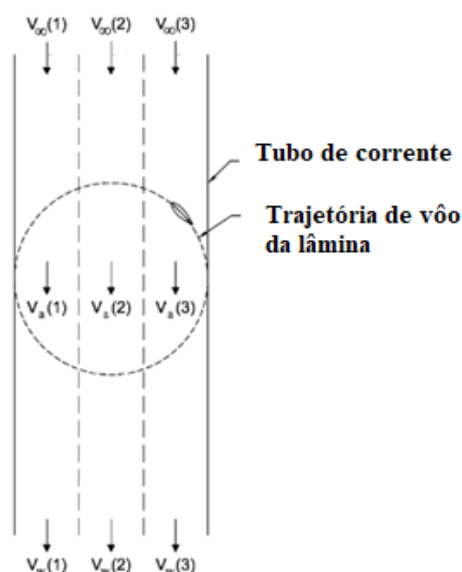


Figura 22 – Esquema do modelo de múltiplos tubos de corrente. (Fonte: Islam *et al.*, 2008)

Em cada um dos tubos de corrente são aplicadas a teoria do elemento de pá e da quantidade de movimento para calcular a velocidade induzida, considerando que o escoamento é incompressível e invíscido. Como consequência das considerações, aparece apenas a força de sustentação no cálculo da velocidade induzida (ISLAM *et al.*, 2008).

No ano seguinte, Strickland (1975) propôs um modelo de mesmo nome, porém o cálculo da velocidade induzida era realizado em cada tubo de corrente igualando as forças aerodinâmicas que agem sobre a pá (incluindo o arrasto do perfil) à mudança no momento do fluido, que dá origem a uma distribuição não uniforme de velocidades. Um outro diferencial foi a adição do efeito do cisalhamento do vento nos cálculos (ISLAM *et al.*, 2008).

O que diferencia os modelos propostos é que Wilson e Lissaman utilizam apenas a força de sustentação para o cálculo da velocidade induzida, enquanto Strickland considera também a força de arrasto além de adicionar o efeito do cisalhamento do vento. Como

consequência do aumento da complexidade dos cálculos, a convergência do modelo de Strickland é mais lenta (ISLAM *et al.*, 2008).

O presente trabalho considerou a abordagem desenvolvida por Strickland, em que os efeitos da força de sustentação e arrasto são computados.

2.7.3 Múltiplos Tubos de Corrente Duplo

Este modelo é uma melhoria do modelo de múltiplos tubos de corrente e foi desenvolvido por Paraschivoiu em 1981 (ISLAM *et al.*, 2008). Possui a mesma proposta do modelo anterior, porém com a diferença de que o cálculo da velocidade induzida é feito separadamente para a parte à montante e à jusante do rotor, como mostra a Figura 23 (PARASCHIVOIU, 1981).

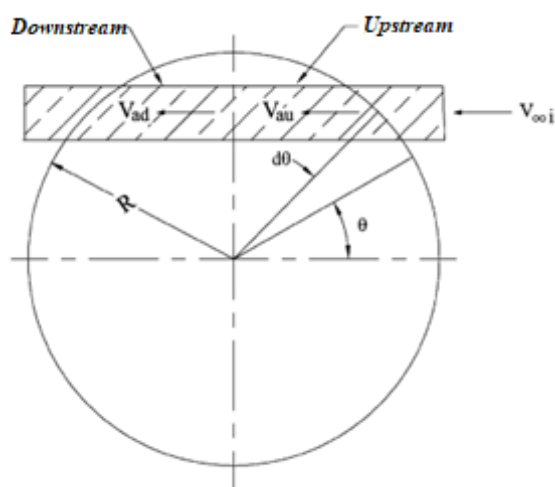


Figura 23 – Esquema do modelo de múltiplos tubos de corrente duplo. (Fonte: Islam *et al.*, 2008)

O modelo considera que o domínio é dividido em vários tubos de corrente, mas as velocidades induzidas que ocorrem à montante e à jusante são calculadas de formas distintas. O modelo não leva em consideração os efeitos de turbulência (Paraschivoiu, 1988)

CAPÍTULO III

3 DESENVOLVIMENTO DA GEOMETRIA DO ROTOR

O projeto de um rotor eólico envolve o estudo de vários parâmetros ligados ao ambiente onde o rotor irá operar e ao escoamento ao seu redor. Iniciando pela análise das condições do vento local para caracterizar o vento no qual o rotor irá operar e em seguida os dados serão utilizados para dimensionar uma geometria otimizada para essas condições de vento.

Uma vez que o rotor deverá ser testado em túnel de vento, foi realizado também uma análise de similaridade de forma a se obter um rotor em escala reduzida capaz de operar dentro das condições do túnel de vento.

3.1 CONDIÇÕES DO VENTO LOCAL

O estudo das condições de vento local foi iniciado utilizando uma série de 40 anos de dados históricos da velocidade média diária de vento na cidade de João Pessoa. Os dados foram coletados na Estação meteorológica OM:08798 (Latitude: $-7,1^\circ$, Longitude: $-34,86$) situada no Laboratório de Energia Solar, LES/UFPB.

Os dados de velocidade do vento foram então extrapolados para uma altura de 100 m utilizando a Lei de Prandtl (Equação 2.37) considerando uma rugosidade para um subúrbio, que não possui construções tão altas (Tabela 5).

A função de densidade de probabilidade de Weibull (Seção 2.3.5) foi utilizada para se obter uma distribuição probabilística da velocidade do vento para as alturas de 7,43 m e 100 m de altitude.

A análise revelou uma velocidade média do vento local de 3,07 m/s a uma altura de 7,43 m com uma probabilidade de ocorrência de cerca de 32,38%. A densidade de potência eólica a essa altura é de 25,71 W/m² com um teor médio anual de energia disponível de 221,21 kWh/m²ano. Deve-se lembrar que a turbina eólica não é capaz de aproveitar essa

energia devido a sua incapacidade de converter toda a energia cinética dos ventos (limite de Betz).

A Tabela 6 mostra os dados do vento local em outras altitudes (utilizando a Lei de Prandtl) até a altitude de 100 m, que será a altitude de estudo do rotor. Assim, para os estudos subsequentes considerou-se uma velocidade de escoamento livre de 5,56 m/s.

Tabela 6 - Caracterização do vento em João Pessoa, em função da altitude (baseada em dados históricos entre 1977 e 2017).

Altura - z (m)	Velocidade Média - V_{med} (m/s)	Probabilidade de Ocorrência - f (%)	Densidade de Potência - P_v (W/m ²)	Teor de Energia Anual - TEA (kWh/m ² .ano)
7,43	3,07	32,38	25,71	221,21
25	4,23	23,49	67,27	589,36
50	4,89	20,31	104,13	912,15
75	5,28	18,82	130,90	1.146,66
100	5,56	17,89	152,44	1.335,40

Fonte: Pontes, 2021

A Figura 24 mostra a distribuição de probabilidade de Weibull para uma altitude de 100 m. É possível notar que a velocidade de máxima probabilidade de ocorrência (5,56 m/s) tem uma probabilidade de ocorrência de 24,9%.

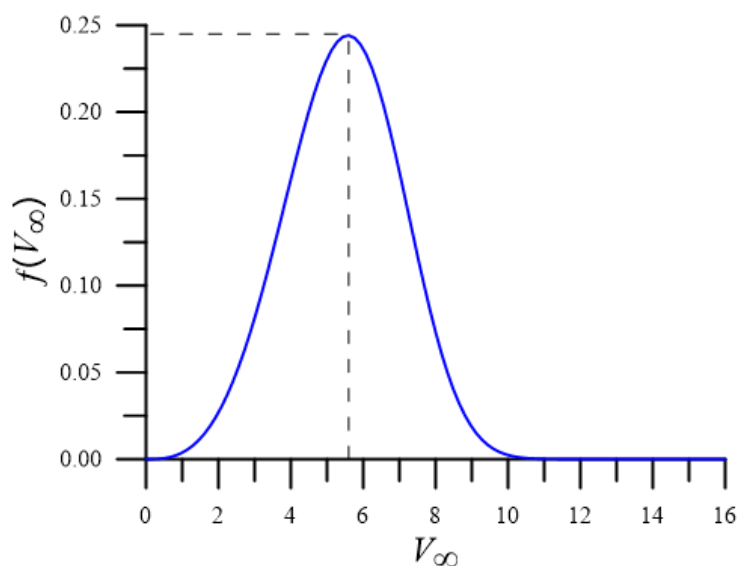


Figura 24 – Distribuição de probabilidade de Weibull para a cidade de João Pessoa a uma altitude de 100m. (Fonte: Autoria própria, 2022)

3.2 MODELO DART

O Modelo DART (DARrieus Turbine) é um código desenvolvido por Strickland (1975) que utiliza o modelo de múltiplos tubos de corrente para prever a performance de rotores Darrieus com um bom nível de precisão. O algoritmo possui rápida convergência e baixo custo computacional sendo uma ótima ferramenta para o projeto inicial de aerogeradores.

O código desenvolvido por Strickland foi reescrito para a utilização no presente trabalho. Ele utiliza como dados de entrada a solidez do rotor, a razão de aspecto, o número de Reynolds, o número de pás, a potência do rotor, a velocidade de escoamento livre, e os dados aerodinâmicos do perfil das pás.

O principal resultado do método é a curva do coeficiente de potência C_p versus razão de velocidade de ponta de asa λ . De forma a validar o código reescrito neste trabalho foi optado por reproduzir os resultados obtidos por Strickland (1975) utilizando as mesmas condições dadas ($s = 0,27$ e $Re = 0.3 \times 10^6$).

A Figura 25 mostra a verificação do resultado obtido com código aplicado nesse trabalho e os resultados obtidos por Strickland (1975) em seu trabalho para a turbina de formato Troposkien cujos dados estão em seu trabalho.

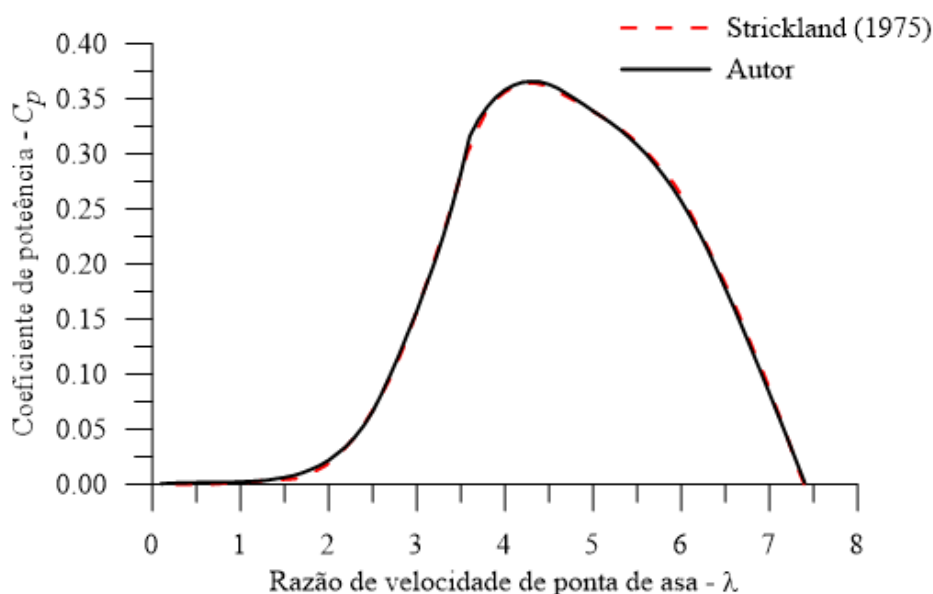


Figura 25 - Comparação para a curva de performance de uma turbina Darrieus entre os dados de Strickland (1975) e os obtidos com o código DART implementado no presente trabalho. (Fonte: Autoria Própria, 2022)

Observa-se que a curva de performance $C_p \times \lambda$ obtida coincide com os dados obtidos por Strickland em seu trabalho, de forma que o código implementado pode ser considerado confiável para a prosseguir com os estudos do rotor que é objeto de estudo do presente trabalho.

3.3 DIMENSÕES DO ROTOR

O dimensionamento do rotor seguirá um processo de otimização de rotores para as condições de vento dadas, onde será possível obter o raio, altura, corda e velocidades de operação do rotor. Para essa análise, foi escolhido utilizar o perfil NACA 0025 para as pás do rotor. Em seguida, uma análise de similaridade será feita para se obter as dimensões do rotor em escala reduzida a ser testado em túnel de vento.

3.3.1 Algoritmo de Otimização de Geometria

Brusca *et al.* (2014a) desenvolveram uma metodologia para estudar a influência da razão de aspecto (AR) no desempenho do rotor H. Para avaliar essa relação, seria necessário o desenvolvimento de várias geometrias de rotores, variando a razão de aspecto e estudando o impacto na curva de potência da turbina. Assim, eles desenvolveram um algoritmo capaz de gerar uma geometria de rotor otimizada para fornecer o máximo coeficiente de potência para as condições desejadas.

Ainda segundo Brusca *et al.* (2014a) o projeto de uma TEEV de pás retas requer a avaliação da curva de performance ($C_p \times \lambda$) como função da solidez (σ) do rotor. Variando a solidez do rotor é possível encontrar a curva de performance que fornece o maior coeficiente de potência, como pode ser visto na Figura 26.

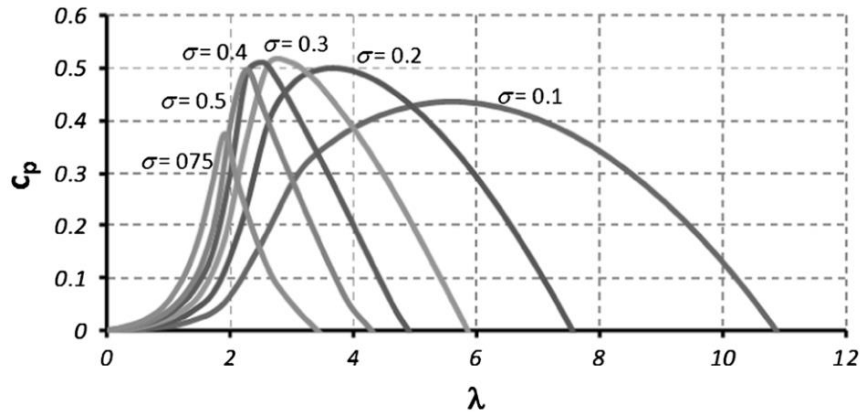


Figura 26 – Variação da performance de um rotor H para vários valores de solidez
(Fonte: Brusca *et al.*, 2014b).

Assim, uma vez que a solidez é definida como $\sigma = Nc/R$ a corda pode ser escrita como uma função da solidez, número de pás e raio do rotor (Equação 3.1).

$$c = \frac{\sigma_{cp\max} R}{N} \quad (3.1)$$

onde $\sigma_{cp\max}$ é a solidez que produz o máximo coeficiente de potência.

O raio do rotor pode ser calculado como uma função da potência de um rotor vertical (Equação 3.2).

$$R = \sqrt{\frac{P}{\rho V_0^3 A R C_p}} \quad (3.2)$$

onde P é a potência desejada para o rotor, V_0 é a velocidade de projeto do rotor, AR é a razão de aspecto e C_p é o coeficiente de potência.

De forma a simplificar os cálculos, o número de Reynolds deve ser aproximado pelo seu valor médio. Dessa forma, segundo Brusca *et al.* (2014a), o número de Reynolds será independente da posição angular. Essa aproximação substitui a velocidade relativa da pá (w) pela velocidade tangente da pá (ωR). Assim, o número médio de Reynolds por ser aproximado pela Equação (3.3).

$$Re = \frac{c V_0 \lambda_{cp\max}}{\nu} \quad (3.3)$$

O algoritmo então procede da seguinte forma (Figura 27), primeiramente são informados dados como potência desejada do rotor P , a velocidade de escoamento livre V_∞ , o número de pás, e a razão de aspecto desejada AR ; em seguida o valor do número médio de Reynolds é assumido como 5×10^6 ; o DART é então utilizado para avaliar a performance de algumas turbinas variando a solidicidade de forma a encontrar qual a solidicidade que maximiza o coeficiente de potência.

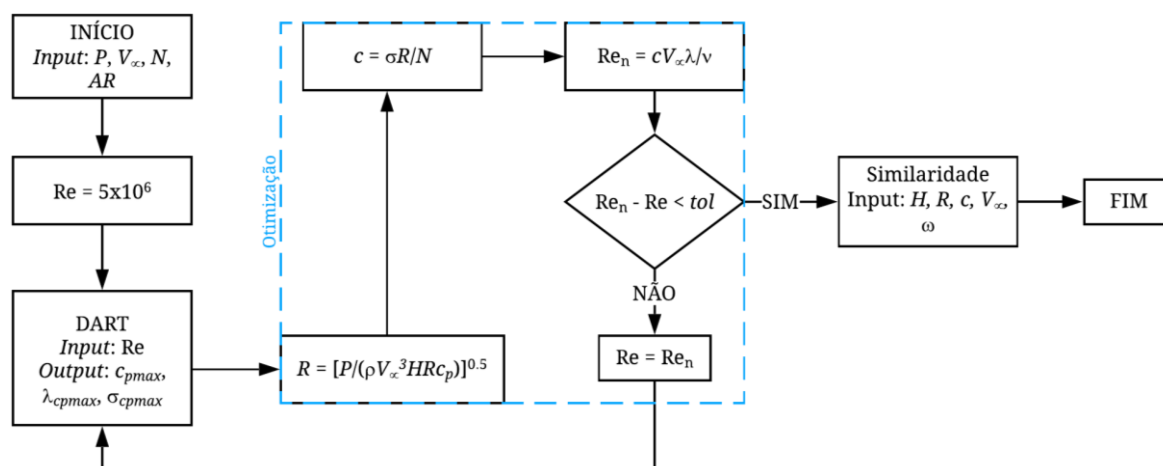


Figura 27 – Fluxograma de trabalho do algoritmo otimizador desenvolvido. (Fonte: Autoria própria, 2022)

Os dados da curva (c_{pmax} , λ_{max} e σ_{max}) que possui máximo coeficiente de potência são utilizados nas Equações (3.1) e (3.2) para calcular as dimensões do rotor (raio e corda das pás). Com os dados da corda do rotor, um novo número de Reynolds Re_n é calculado e caso o valor absoluto da diferença $Re_n - Re$ seja maior que um dado valor de tolerância tol os novos dados do rotor são novamente informados ao DART e o processo se repete até que o critério de tolerância seja satisfeito.

Ao final desse processo serão conhecidos dados do rotor otimizado para as condições impostas, como: altura H , raio R , corda das pás c , velocidade de rotação do rotor para máxima produção de energia ω e a curva de performance $C_p \times \lambda$.

3.3.2 Estudo de Similaridade

Uma vez que o túnel de vento que é objeto de estudo possui limitações físicas, tanto em dimensões quanto em velocidade máxima faz-se necessário um estudo de similaridade

com o objetivo de gerar um rotor em escala capaz de operar dentro das limitações do túnel de vento. O tamanho do túnel e sua velocidade máxima foram fatores limitantes quanto a potência desejada e as dimensões máximas que o modelo em escala poderia atingir, devendo ser menor que a seção do equipamento.

Brusca *et al.* (2014b) desenvolveram uma metodologia de análise aplicada a turbinas eólicas. Nomeando o rotor A como sendo o rotor em escala e o rotor B sendo o rotor em tamanho real, para que haja a similaridade entre esses dois rotores se deve observar três aspectos: a semelhança geométrica, cinemática e dinâmica.

Segundo Brusca *et al.* (2014b), para que haja similaridade geométrica entre dois aerogeradores, seus raios devem se relacionar segundo a Equação (3.4),

$$R_A = h_g R_B \quad (3.4)$$

onde R_A é o raio do rotor em escala e R_B é o raio do rotor em tamanho real.

A similaridade cinemática exige que os triângulos de velocidade em seções homólogas devam ser geometricamente similares. Isto é, todas as velocidades devem se relacionar segundo um coeficiente de similaridade cinemática h_c , que é o inverso do coeficiente de similaridade geométrica h_g como pode-se ver na Equação (3.5) (BRUSCA *et al.*, 2014b).

$$\frac{(V_\infty)_B}{(V_\infty)_A} = h_c = \frac{1}{h_g} \quad (3.5)$$

Para que haja semelhança dinâmica, os números de Reynolds e os ângulos de ataque das pás devem ser iguais (BRUSCA *et al.*, 2014b). A Figura 28 mostra que a igualdade de ângulos de ataque das pás leva à conclusão de que $\theta_A = \theta_B$ para que a similaridade dinâmica seja satisfeita.

A análise de similaridade se inicia variando a razão geométrica h_g entre 0,25 e 0,5 de forma a se produzir diversas configurações geométricas com o objetivo de selecionar uma geometria que se adeque às condições operacionais do túnel de vento (Tabela 7).

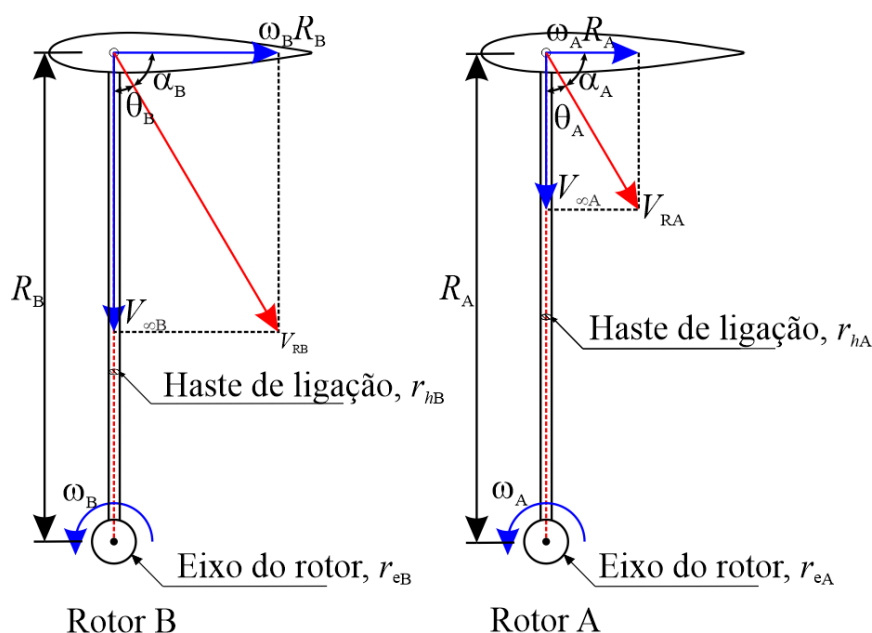


Figura 28 – Comparação do triângulo de velocidades do rotor A e do rotor B. (Fonte: Autoria própria, 2022)

Tabela 7 – Geometrias obtidas para quatro valores de razão geométrica h_g .

Geometria	Razão geométrica h_g	Raio do rotor R (m)	Altura do rotor H (m)	Corda das pás c (cm)	Velocidade de rotação ω (RPM)
1	0,25	0,1136	0,2271	1,70	6.357,85
2	0,30	0,1363	0,2726	2,04	4.410,17
3	0,35	0,1590	0,3180	2,36	3.243,80
4	0,4	0,1817	0,3634	2,73	2.483,53

Fonte: Autoria própria, 2022

Observa-se na tabela acima, que quanto menor é a razão geométrica, menores são as dimensões dos rotores obtidos e maiores são suas respectivas velocidades de rotação. Uma vez que o túnel de vento possui uma seção quadrada 40x40 cm, a geometria a ser selecionada deve ter dimensões menores de que a seção do túnel de vento. Nota-se que todas as quatro configurações atendem a esse requisito, porém a geometria de número 4 possui dimensões muito próximas as paredes do túnel.

A velocidade de rotação também é um dado muito importante a ser avaliado. Ela impacta diretamente nos esforços inerciais a que a estrutura do rotor estará sujeita e quanto maiores os esforços, mais robusta deverá ser a estrutura do rotor, acarretando em uma maior

influência da geometria no escoamento sobre as pás. Logo, busca-se uma geometria que minimize a velocidade de rotação.

Observando esses aspectos anteriormente citados, a configuração que melhor se adequa ao túnel de vento é a de número 3 ($h_g = 0,35$) pois não possui dimensões muito próximas às do túnel de vento como a geometria 4 e sua velocidade de rotação é menor que as geometrias 1 e 2. A Tabela 8 faz uma comparação das dimensões do rotor em tamanho real e em escala reduzida.

Tabela 8 – Dimensões do rotor desenvolvido e do rotor em escala reduzida

	Projeto	Modelo em escala
H (m)	0,909	0,318
R (m)	0,454	0,159
c (m)	6,75	2,36
ω (RPM)	397,4	3243,8
V_∞ (m/s)	5,56	15,9

Fonte: Autoria própria, 2022

A Tabela 9 mostra as características principais do rotor em escala obtido através dessa metodologia. O código DART foi empregado também para analisar o desempenho do rotor obtido. Os resultados dessa análise são exibidos na Figura 29. Percebe-se que o rotor atinge o coeficiente de potência máximo $C_{pmax} = 0,29$ em $\lambda_{max} = 3,4$. O código evidenciou uma característica dos rotores de eixo vertical: a dificuldade de os mesmos realizarem auto partida. Isso é evidenciado na curva em baixos valores de razão de velocidade de ponta de asa, onde se percebe valores negativos de coeficiente de potência.

Tabela 9 – Características do rotor em escala

Perfil	NACA 0025
Razão de aspecto	2
Solidez ou Solidicidade	0,45
Número de pás	3
Raio (cm)	15,9
Altura (cm)	31,8
Corda (mm)	23,9
Velocidade de rotação (RPM)	3.243,8

Fonte: Autoria própria, 2022

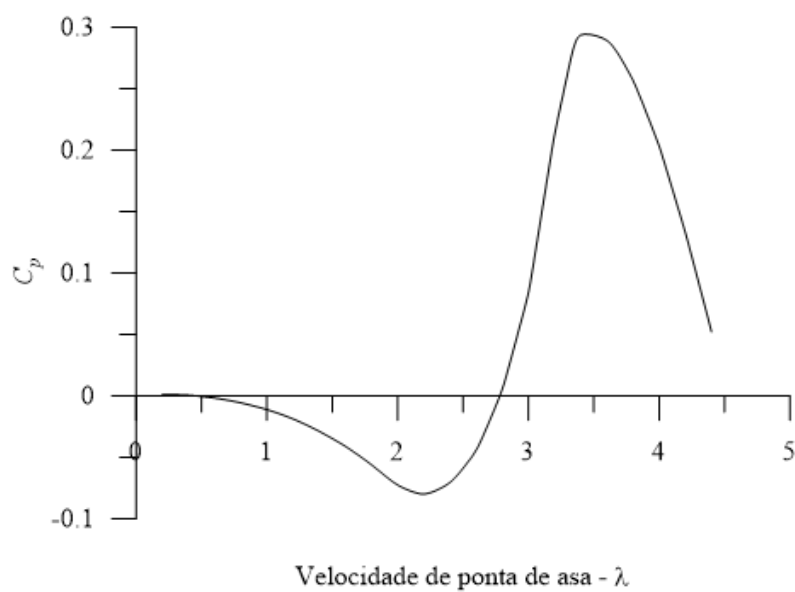


Figura 29 - Curva de eficiência (C_p versus λ) do rotor H em estudo. (Fonte: Autoria própria, 2022)

CAPÍTULO IV

4 PROJETO E ANÁLISE ESTRUTURAL

Uma vez obtidos os dados geométricos do rotor, são necessários estudos estruturais para o dimensionamento do eixo do rotor e dos elementos de ligação entre ele e as pás e os elementos de ligação. Objetiva-se aqui, uma análise simplificada da estrutura, uma vez que o objeto de estudo é o protótipo em escala reduzida. Para facilitar uma futura seleção de rolamentos e simplificar as análises do eixo e das hastes de ligação, foi escolhido realizar a análise estrutural com o rotor posicionado com o eixo na horizontal, posição a ser testada no túnel de vento.

Visando a precisão construtiva, foi definido que as pás do rotor serão construídas por impressão 3D utilizando o PLA como material pois este apresenta melhores propriedades mecânicas que os outros materiais comumente usados para esse tipo de impressão. As propriedades do PLA (fornecidas pelo fabricante) são exibidas na Tabela 10.

Tabela 10 – Propriedades mecânicas do PLA.

Propriedade	Valor
Resistência a tração	21 kPsi
Alongamento na ruptura	160%
Módulo Elástico	560 kPsi
Resistência ao impacto IZOD	0,3 J/m

Fonte: Autoria própria, 2022

Para a estrutura do rotor, optou-se por utilizar alumínio liga 6351-T6 para a construção do eixo e das hastes de ligação pois esta é uma liga de baixa densidade, boa resistência mecânica, boa disponibilidade no mercado e baixo custo.

A Tabela 11 a seguir mostra as propriedades do alumínio liga 6351-T6 fornecidas pelo fabricante.

Tabela 11 – Propriedades mecânicas do alumínio liga 6351-T6.

Propriedade	Valor
Limite de escoamento	260 MPa
Limite de resistência a tração	300 MPa
Alongamento	10%
Densidade	2,75 g/cm ³
Módulo de elasticidade	68,7 GPa

Fonte: Autoria própria, 2022

4.1 HASTES

A Figura 30 mostra os esforços atuantes nas extremidades dos elementos de ligação. Optou-se por fixar as pás em seus respectivos centros de massa para minimizar a possibilidade de a força centrífuga devido à rotação F_{ct} (Equação 4.1) provocar um momento na extremidade do elemento de ligação.

$$F_{ct} = m_{pá} \omega R \quad (4.1)$$

O momento máximo na extremidade da haste pode ser calculado pela Equação 4.2, observando que o peso P da pá será adicionado paralelamente à haste de ligação já que o rotor está na horizontal,

$$M_{\max} = - \frac{F_N d_{CM} + F_T}{N_h} \quad (4.2)$$

onde F_N e F_T são os esforços aerodinâmicos máximos obtidos a partir do DART, d_{CM} é a distância do ponto de aplicação dessas forças (que foi assumido em 25% da corda) até o ponto de fixação da pá e N_h é o número de elementos de ligação de cada pá.

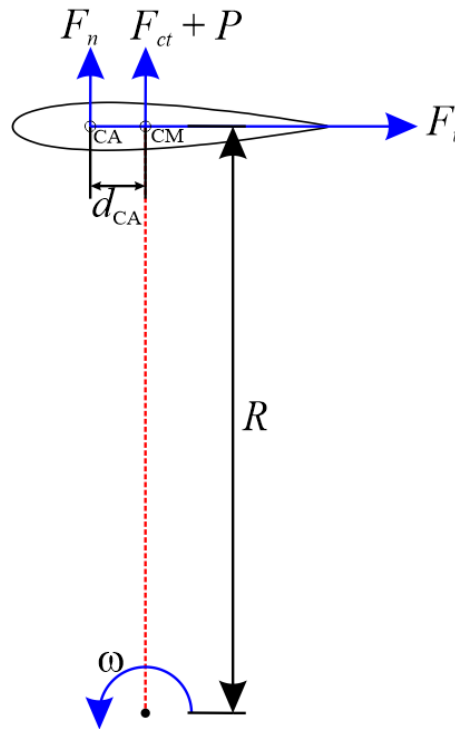


Figura 30 – Diagrama de corpo livre de uma das pás do rotor. (Fonte: Autoria própria, 2022)

Utilizando o método da superposição, pode-se relacionar a tensão máxima a que as hastes estão sujeitas igualando à soma da tensão trativa σ_{TR} com a tensão máxima devido ao momento σ_M , como mostra a Equação (4.3). Pode-se observar na Figura 30 que o peso P da pá é adicionado paralelamente à haste de ligação já que o rotor está na horizontal, considerando o pior caso em que essa força se soma às outras (HIBBELER, 2010). A partir desse ponto, o índice A referente ao modelo será omitido para melhor visualização das equações. Assim,

$$\sigma_{TR} + \sigma_M = \frac{F_{ct} + P + F_N}{AN_h} + \frac{M_{\max} r_h}{I} = \sigma_{\max} \quad (4.3)$$

A partir da definição de momento de inércia de área (Equação 4.4) e da área da seção transversal da haste (Equação 4.5), um polinômio de terceiro grau é obtido para o raio da haste (Equação 4.6) uma vez que as demais variáveis são determinadas a partir das equações anteriores e σ_e é a tensão máxima de escoamento do material selecionado.

$$I = \frac{\pi r_h^4}{4} \quad (4.4)$$

$$A = \pi r_h^2 \quad (4.5)$$

$$\frac{\pi r_h^3}{4} \sigma_e - \frac{(F_{ct} + P + F_N)r}{4N_h} - M_{\max} = 0 \quad (4.6)$$

A Equação. 4.6 é uma equação do terceiro grau, cujas raízes fornecerão o valor do raio da haste de ligação. Esse processo resultou em um raio da haste de ligação $r_h = 1,20$ mm, porém como forma de facilitar a construção, o raio adotado para o projeto foi o raio de um varão de alumínio com valor mais próximo de r_h . Dessa forma, o raio final do eixo será $r_h = 3,17$ mm que corresponde a uma haste de 1/8”.

4.2 EIXO

Uma vez obtido o raio das hastes de ligação, procede-se para o dimensionamento do eixo do rotor. O eixo será acoplado às paredes do túnel de vento como mostra a Figura 31. Assumindo que o rotor é balanceado, as forças que irão atuar no eixo será o peso da estrutura completa e a força aerodinâmica resultante das forças atuantes em cada pá.

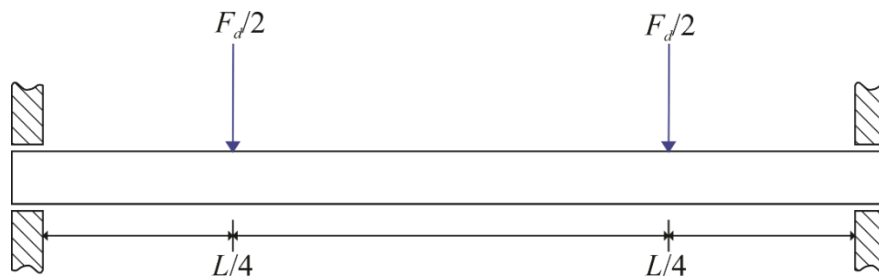


Figura 31 – Acoplamento do eixo do rotor às paredes do túnel de vento. (Fonte: Autoria própria, 2022)

Para cada posição azimutal cada pá produz uma força resultante da soma das forças normal (F_N) e tangente (F_T). Essas forças podem ser decompostas em x e y (Figura 32)

utilizando o ângulo azimutal como referência. Utilizando o método da superposição se pode encontrar a equação da flecha v do eixo na direção x e na direção y .

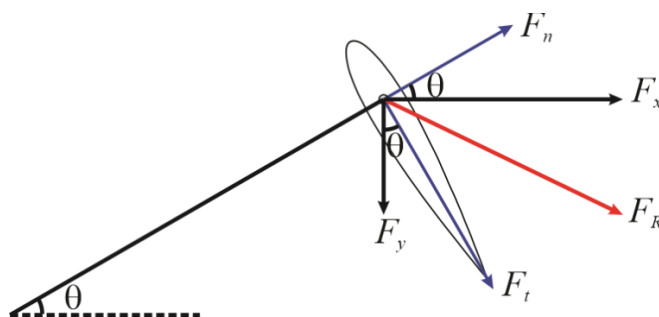


Figura 32 – Decomposição das forças atuantes no perfil em F_x e F_y com relação à posição azimutal θ . (Fonte: Autoria própria, 2022)

Para o dimensionamento do eixo do rotor é necessário determinar o momento fletor M atuante no eixo para os esforços atuantes nas direções x e y (Figura 33), avaliados pelo método das seções, como mostra a Figura 34.

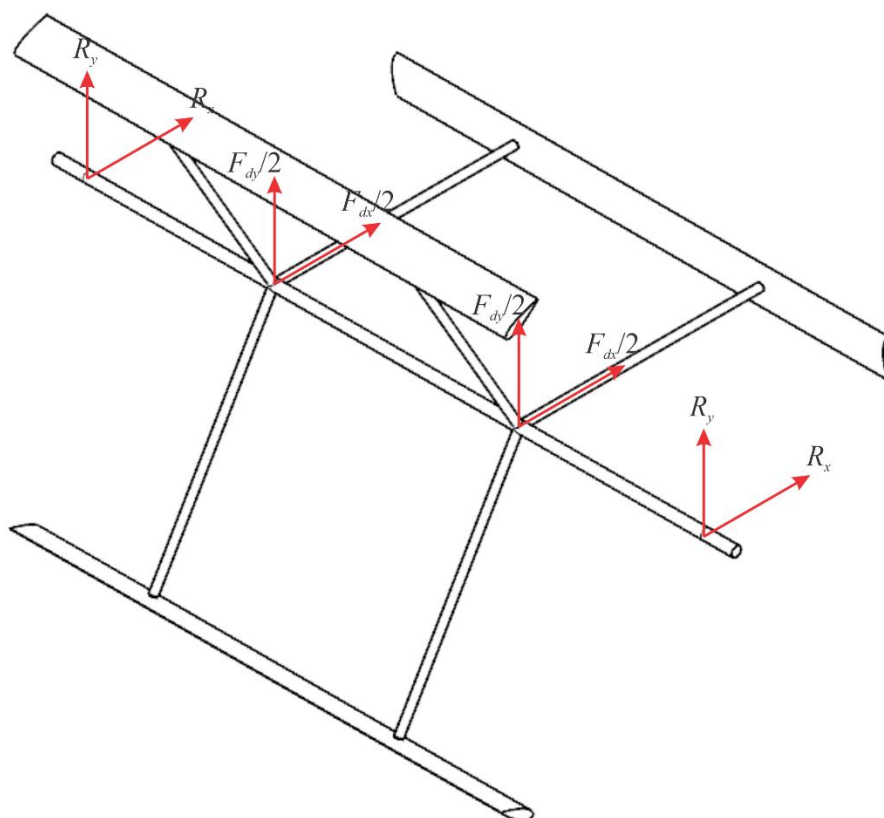


Figura 33 – Diagrama dos esforços atuantes no eixo. (Fonte: Autoria própria, 2022)

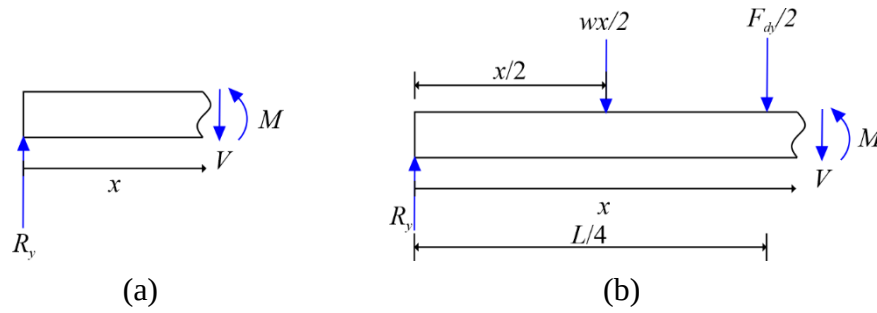


Figura 34 – Método das seções aplicado aos esforços que atuam na direção y, onde (a) representa a Seção 1 e (b) a Seção 2.

Uma vez que o carregamento no rotor é simétrico, pode-se inferir que o deslocamento máximo, assim como a tensão máxima ocorrerá no centro do eixo (seção 2). Começando a análise pelos esforços que agem na direção y, temos:

$$M(x_1) = R_x x_1 - w \frac{x_1^2}{2} \quad (4.7)$$

$$M(x_2) = R_x x_2 - w \frac{x_2^2}{2} - F_{dy} \left(x_2 - \frac{L}{4} \right) \quad (4.8)$$

onde $F_{dy} = P + F_y$, $R = F_{dy}/2$ e w é a densidade linear da liga de alumínio do eixo.

Uma vez que o torque gerado pelas pás é muito baixo, as tensões geradas pelo torque podem ser desprezadas. Assim, o eixo será dimensionado para uma flecha máxima. Utilizando a relação da Equação (4.9) se pode chegar à equação da flecha do eixo.

$$EI \frac{d^2 v}{dx^2} = M(x) \quad (4.9)$$

Aplicando essa formulação para cada seção e integrando uma vez, temos a inclinação θ do eixo no ponto x . Integrando mais uma vez, chega-se à equação da flecha v . Utilizando esses conceitos, chega-se nas Equações (4.10), (4.11), (4.12), e (4.13).

$$EI\theta_y(x_1) = R\frac{x_1^2}{2} - w\frac{x_1^3}{6} + c_1 \quad (4.10)$$

$$EIv_y(x_1) = R\frac{x_1^3}{6} - w\frac{x_1^4}{24} + c_1x_1 + c_2 \quad (4.11)$$

$$EI\theta_y(x_2) = R\frac{x_2^2}{2} - w\frac{x_2^3}{6} - F_{dy}\left(\frac{x_2^2}{2} + L\frac{x_2}{4}\right) + c_3 \quad (4.12)$$

$$EIv_y(x_2) = R\frac{x_2^3}{6} - w\frac{x_2^4}{24} - F_{dy}\left(\frac{x_2^3}{6} - L\frac{x_2^2}{8}\right) + c_3x_2 + c_4 \quad (4.13)$$

A solução das equações acima exige a determinação das constantes de integração c_1, c_2, c_3, c_4 . Para isso, cada equação deve ser avaliada em seus respectivos contornos, onde a inclinação e flecha são conhecidos.

Para a seção 1, sabe-se que o engate do eixo nas paredes do túnel será feito por um rolamento cilíndrico. Logo, em $x_1 = 0 \rightarrow \theta_1 = 0$ e $v_1 = 0$, o que leva ao resultado de $c_1 = c_2 = 0$. Já para a seção 2, pode-se utilizar o princípio da continuidade para encontrar as constantes de integração. Assim, em $x_1 = x_2 = L/4$, $\theta_2 = \theta_1$ e $v_2 = v_1$. Logo, as Equações (4.14) e (4.15) representam os valores encontrados para c_3 e c_4 .

$$c_3 = -R\frac{L^2}{16} + w\frac{L^3}{48} - F_{dy}\frac{L^2}{32} \quad (4.14)$$

$$c_4 = F_{dy}\frac{L^3}{384} + R\frac{L^3}{64} - w\frac{L^4}{192} \quad (4.15)$$

Assim, a equação da flecha obtida para a seção 2 pode ser vista abaixo,

$$EIv_y(x_2) = R\frac{x_2^3}{6} - w\frac{x_2^4}{24} - F_{dy}\left(\frac{x_2^3}{6} - L\frac{x_2^2}{8}\right) + \left(w\frac{L^3}{48} - R\frac{L^2}{16} - F_{dy}\frac{L^2}{32}\right)x_2 + F_{dy}\frac{L^3}{384} + R\frac{L^3}{64} - w\frac{L^4}{192} \quad (4.16)$$

onde:

$$R = w \frac{L}{2} + F_{dy} \quad (4.17)$$

$$w = \rho_{al} \pi r_e^2 \quad (4.18)$$

$$I = \frac{\pi}{4} r_e^4 \quad (4.19)$$

Para analisar o deslocamento no eixo x o mesmo procedimento deve ser realizado, porém, considerando os esforços na direção x (Figura 35).

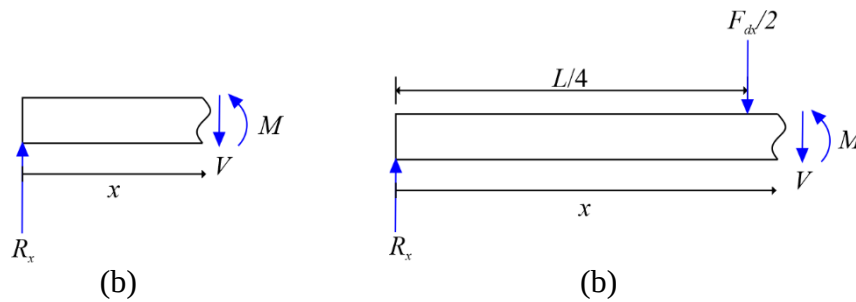


Figura 35 - Método das seções aplicado aos esforços que atuam na direção x, onde (a) representa a Seção 1 e (b) a Seção 2.

O momento fletor da seção 1 e da seção 2 é mostrado nas Equações (4.20) e (4.21), respectivamente, onde $F_{dx} = F_x$.

$$M_x(x_1) = R_x x_1 \quad (4.20)$$

$$M_x(x_2) = R_x x_2 - \frac{F_{dx}}{2} (x_2 - L/4) \quad (4.21)$$

Dessa forma, as equações da inclinação e da flecha das seções 1 e 2 serão dadas pelas Equações (4.22), (4.23), (4.24) e (4.25), respectivamente.

$$EI \theta_x(x_1) = R_x \frac{x_1^2}{2} + c_1 \quad (4.22)$$

$$EI v_x(x_1) = R_x \frac{x_1^3}{6} + c_1 x_1 + c_2 \quad (4.23)$$

$$EI\theta_x(x_2) = R_x \frac{x_2^2}{2} - \frac{F_x}{2} \left(\frac{x_2^2}{2} - \frac{L}{4} x_2 \right) + c_3 \quad (4.24)$$

$$EIv_x(x_2) = R_x \frac{x_2^3}{6} - \frac{F_x}{2} \left(\frac{x_2^3}{6} - \frac{L}{8} x_2^2 \right) + c_3 x_2 + c_4 \quad (4.25)$$

A determinação das constantes de integração segue o mesmo procedimento anterior. Em $x_1 = 0 \rightarrow \theta_1 = 0$ e $v_1 = 0$, o que leva ao resultado de $c_1 = c_2 = 0$. Já para a seção 2, pode-se utilizar o princípio da continuidade para encontrar as constantes de integração. Assim, em $x_1 = x_2 = L/4$, $\theta_2 = \theta_1$ e $v_2 = v_1$. Assim, as Equações (4.26) e (4.27) representam os valores encontrados para c_3 e c_4 .

$$c_3 = -\frac{F_{dx} L^2}{64} \quad (4.26)$$

$$c_4 = \frac{5F_{dx} L^3}{768} \quad (4.27)$$

Assim, a equação da flecha para os esforços em x é escrita como:

$$EIv_x(x_2) = R_x \frac{x_2^3}{6} - \frac{F_{dx}}{2} \left(\frac{x_2^3}{6} - \frac{L}{8} x_2^2 \right) - \frac{F_{dx} L^2}{64} x_2 + \frac{5F_{dx} L^3}{768} \quad (4.28)$$

Pelo método da superposição, a flecha total será o vetor cujo módulo é dado pelas componentes x e y como mostra a Equação (4.29):

$$EIv(x_2) = \sqrt{(v_x)^2 + (v_y)^2} \quad (4.29)$$

O objetivo dessa metodologia é obter um determinado raio do eixo r_e para uma determinada flecha máxima v . Uma vez que a densidade linear do eixo w depende do raio do eixo, a Equação (4.29) é implícita. Assim, o seguinte procedimento foi adotado para resolvê-la.

Um chute inicial r_0 foi dado para o raio do eixo r_e e com isso a densidade linear do eixo pode ser calculada, completando as informações do carregamento sobre o eixo. Dessa forma, um novo raio r_n é calculado de acordo com os esforços calculados. Caso a diferença entre os dois raios r_0 e r_n seja maior do que 1×10^{-6} m, r_n se torna o novo chute para calcular a densidade linear. O processo se repete até que a condição de convergência de 1×10^{-6} m seja atingida.

Esse processo resultou em um raio do eixo $r_e = 5,38$ mm, porém como forma de facilitar a construção, o raio adotado para o projeto foi o raio de um varão de alumínio com valor mais próximo de r_e . Dessa forma, o raio final do eixo será $r_e = 6,35$ mm que corresponde a uma haste de $\frac{1}{2}$ ".

4.3 ELEMENTOS FIXADORES

Os elementos de ligação das pás ao eixo, assim como o próprio eixo, serão construídos em liga de alumínio 6351-T6. A escolha do alumínio se deve a sua boa disponibilidade, baixo custo, baixa densidade e boa resistência mecânica.

A fixação das pás nas hastes de ligação foi optada por ser feita através de parafusos ISO 7380 classe 10.9 (que possuem resistência a tração de 1000 N/mm^2 e resistência ao escoamento de 900 N/mm^2 de acordo com sua classe) pois apresentam boa disponibilidade, baixo custo e boas propriedades mecânicas. Para se determinar a carga que um dado diâmetro de rosca suporta, Norton (2013) sugere o uso da Equação (4.30), onde A_t é a área sob tração e F é a carga axial de tração.

$$\sigma_t = \frac{F}{A_t} = \frac{F_{ct} + P + F_N}{A_t} \quad (4.30)$$

A área sob tração pode ser calculada através da Equação (4.31), onde d_p e d_r são o diâmetro primitivo e diâmetro raiz da rosca, respectivamente.

$$A_t = \frac{\pi}{4} \left(\frac{d_p + d_r}{2} \right)^2 \quad (4.31)$$

Os diâmetros primitivo e raiz são calculados pelas Equações (4.32) e (4.32), onde d é o diâmetro externo da rosca e p é o passo da rosca em mm.

$$d_p = d - 0,649519p \quad (4.32)$$

$$d_r = d - 1,226869p \quad (4.33)$$

O comprimento mínimo da rosca está associado à quantidade de filetes de rosca necessários para suportar os esforços de cisalhamento na rosca, gerados pela força de tração no elemento. Segundo Norton (2013), a tensão de cisalhamento para rasgamento de rosca τ_s pode ser calculada pela Equação (4.34), onde F é a carga axial de tração e A_s é a área sob cisalhamento (que pode ser calculada pelas Equações (4.35) ou (4.36) dependendo se a análise é da rosca externa ou interna, respectivamente).

$$\tau_s = \frac{F}{A_s} \quad (4.34)$$

$$A_s = \pi n d_r w_i p \quad (4.35)$$

$$A_s = \pi n d w_o p \quad (4.36)$$

O fabricante da liga de alumínio não fornece o limite de escoamento no cisalhamento, então para esse caso Norton (2013) propõe a Equação (4.37) para estimar o limite de escoamento no cisalhamento S_{ys} de um dado material como função de seu limite de escoamento na tração σ_e .

$$S_{ys} = 0,577\sigma_e \quad (4.37)$$

O tamanho do parafuso selecionado foi o M2 e a tensão de tração calculada para cada um deles foi igual a 230,4 N/mm², valor muito abaixo dos 900 N/mm² da sua resistência ao escoamento. Para o parafuso, apenas dois filetes de rosca foram necessários para suportar os esforços de cisalhamento. Já na outra extremidade, o acoplamento com o *hub* exige apenas um único filete de rosca. Assim qualquer número de filetes maiores que os citados garantem

que os esforços de cisalhamento serão bem suportados. A Tabela 12 e a Figura 36 mostram então as dimensões obtidas para a estrutura no rotor.

Tabela 12 – Resumo das dimensões da estrutura do rotor

Estrutura	Dimensão
Raio das hastes - r_h	3,17 mm
Raio do eixo - r_e	6,35 mm
Diâmetro dos parafusos	2 mm

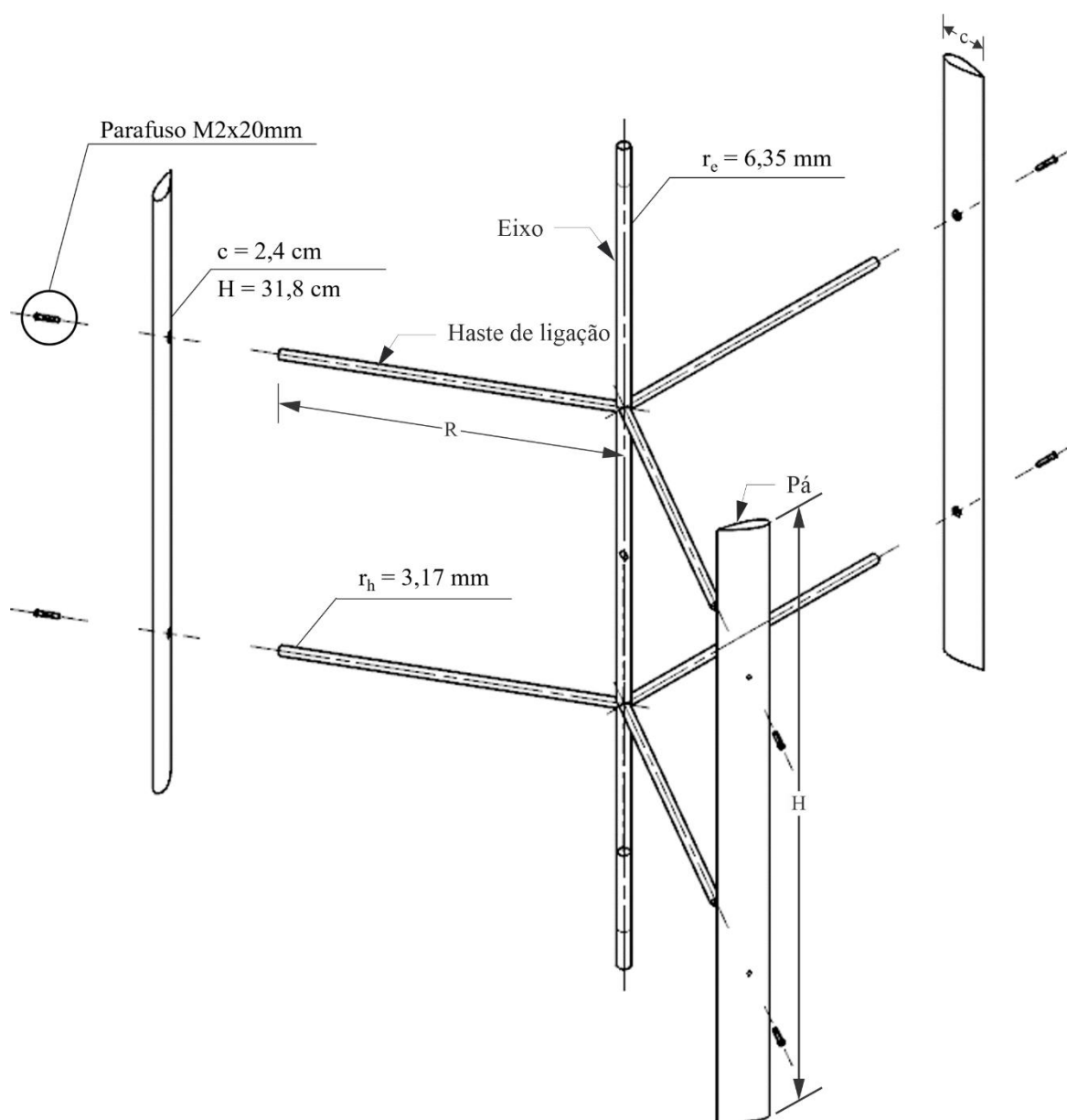


Figura 36 – Principais dimensões da estrutura do rotor. (Fonte: Autoria própria, 2022)

4.4 ANÁLISE ESTRUTURAL E MODAL ATRAVÉS DO MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS

Uma boa forma de avaliar o desempenho da estrutura projetada para o rotor antes de construí-lo é a utilização de ferramentas computacionais. Essas ferramentas são capazes de fornecer dados de forma simples e eficiente sobre os esforços na estrutura, a deformação e os modos de vibração.

Nesse estudo, a modelagem da estrutura do rotor foi realizada utilizando o ANSYS Mechanical APDL. Para isso, foi gerada uma malha não-estruturada de elementos prismáticos (Figura 37) com 356001 nós e 222068 elementos. De forma a simplificar a análise, foram modelados apenas os elementos principais do rotor (eixo, hastes de ligação e pás) sem considerar os elementos fixadores (parafusos, porcas, etc.).

As pás foram conectadas às hastes de ligação utilizando uma interface que mantém os elementos fixos um ao outro. Os esforços inerciais do rotor foram introduzidos a partir da velocidade rotacional do rotor, onde a partir desse dado o software calcula automaticamente as forças inerciais. A aceleração da gravidade também foi considerada agindo na direção -y.

A Figura 38 mostra a deformação dos elementos do rotor em seu estado de máxima geração de potência ($\omega = 3243$ RPM). Por serem construídas a partir de um material bem maleável (PLA), as pás apresentam a maior deformação total atingindo uma deformação máxima nas pontas das pás igual a 25,9 mm. O resto da estrutura não sofreu deformação significativa ($< 2,8$ mm), incluindo o eixo que foi projetado para uma deformação máxima de 1 mm. Como a folga entre as pás e as paredes do túnel é de 41 mm a deformação das pás está dentro do limite exigido.

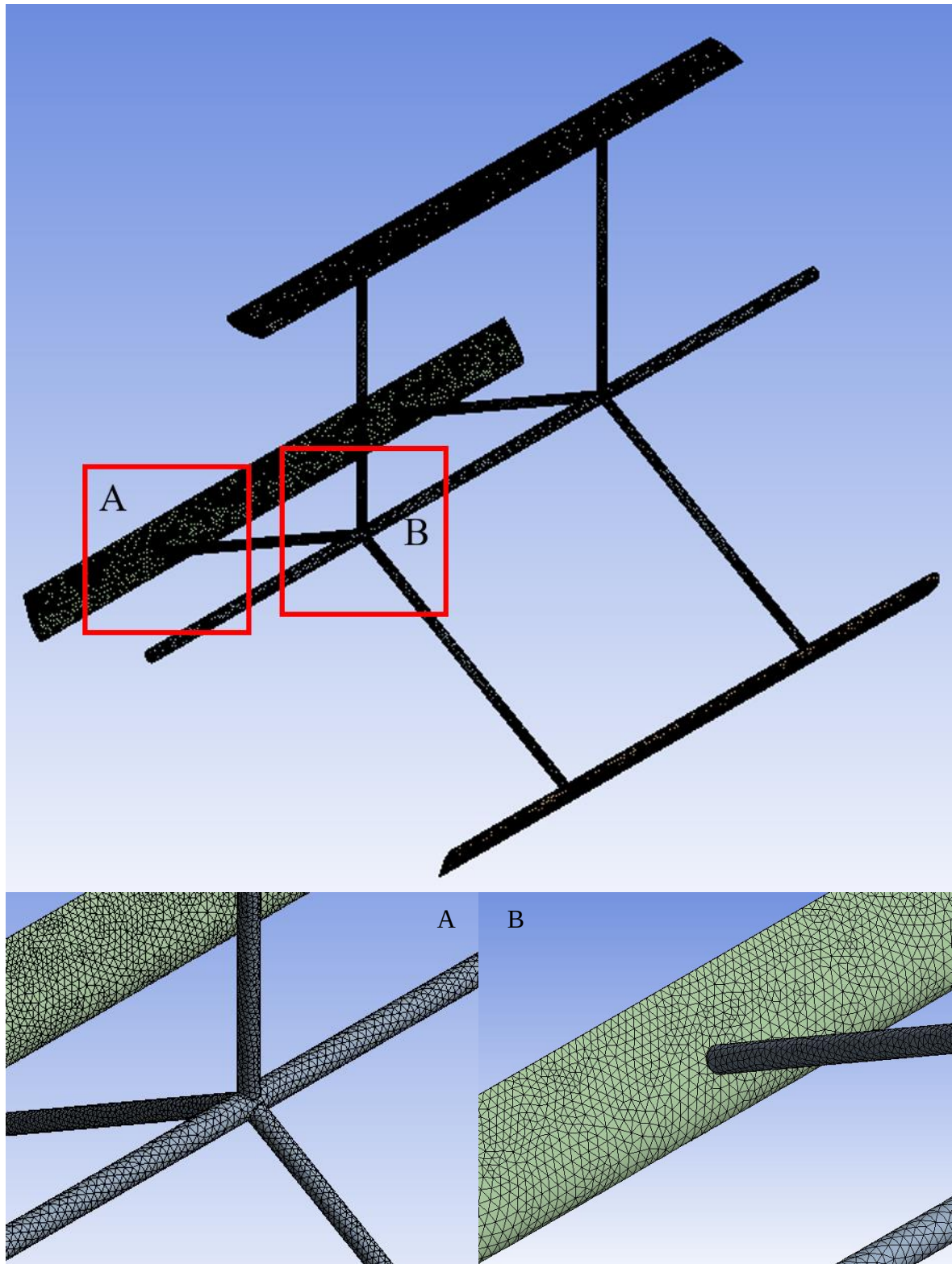


Figura 37 - Malha não-estruturada de elementos prismáticos com 356001 nós e 222068 elementos. (Fonte: Autoria própria, 2022)

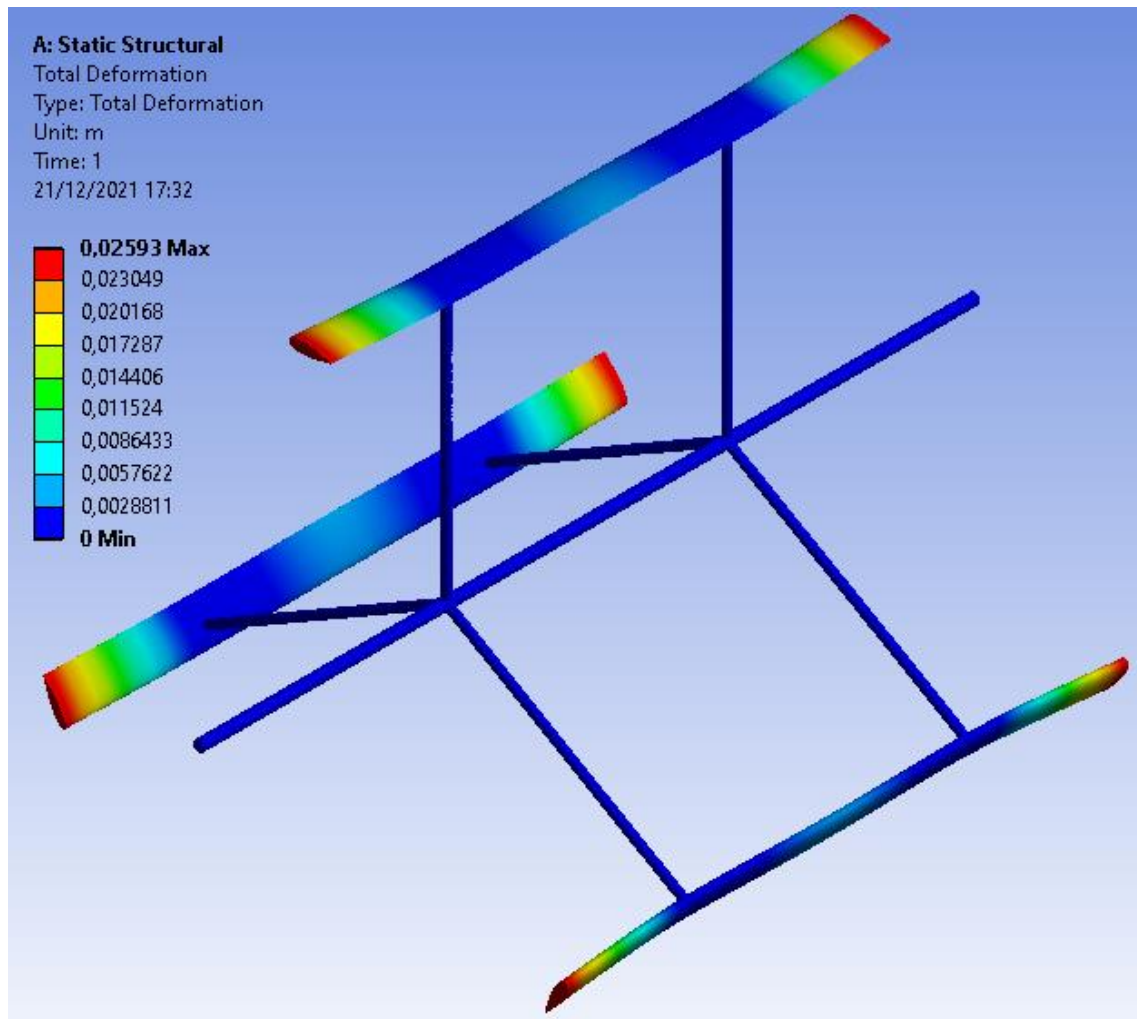


Figura 38 – Deformação da estrutura do rotor para uma velocidade de rotação $\omega = 3243$ RPM. (Fonte: Autoria própria, 2022)

A Figura 39 mostra em mais detalhes o sentido da deformação das pás, que ocorre principalmente devido às forças inerciais do rotor.

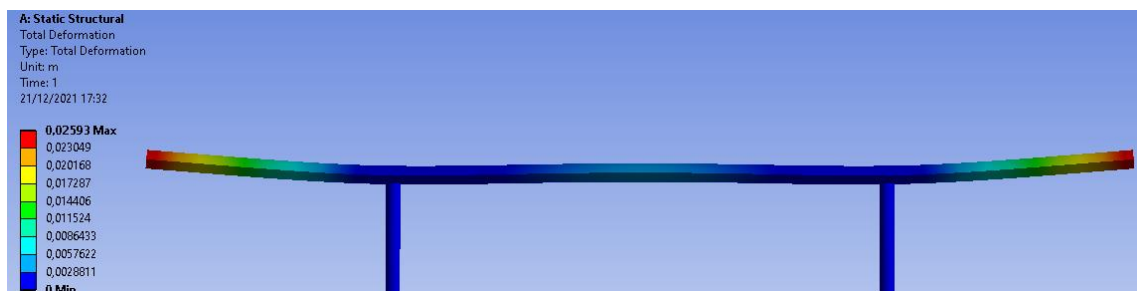


Figura 39 – Detalhe da deformação de uma pá do rotor para $\omega = 3243$ RPM. (Fonte: Autoria própria, 2022)

A tensão de von-Mises é capaz de fornecer uma visão geral das tensões no rotor. A Figura 40 mostra que as maiores tensões na estrutura do rotor se encontram no acoplamento das pás aos elementos de ligação. Nota-se também tensões de menor intensidade no acoplamento das hastes de ligação e o eixo. A maior tensão registrada foi de 319,3 MPa e a menor foi de 143,52 Pa.

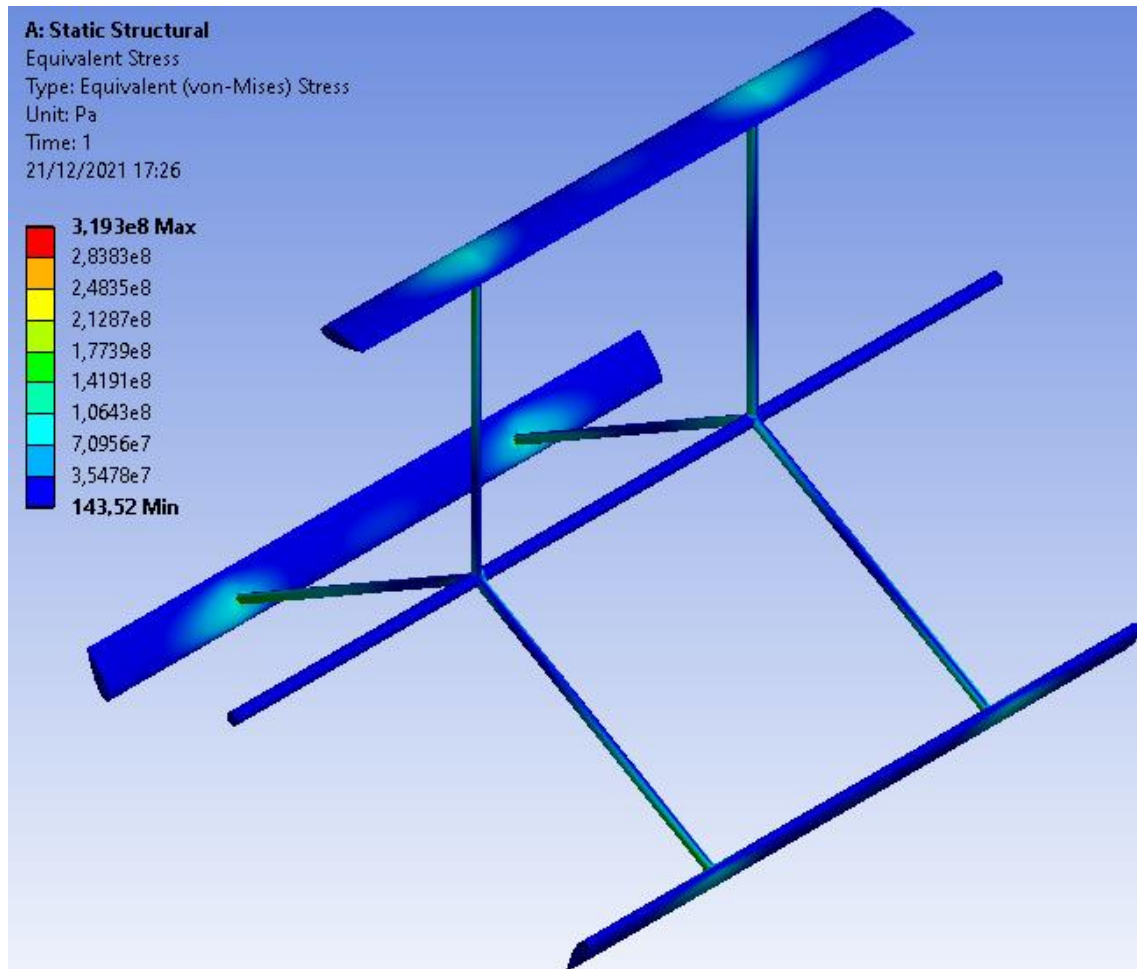


Figura 40 – Tensão de von-Mises da estrutura do rotor para $\omega = 3243$ RPM. (Fonte: Autoria própria, 2022)

O detalhe do acoplamento das pás é mostrado na Figura 41. Por ser um local concentrador de tensões já era esperado que as maiores tensões fossem encontradas nesse ponto do rotor. Nesse ponto do rotor, a tensão pode atingir valores de até 283,83 MPa.

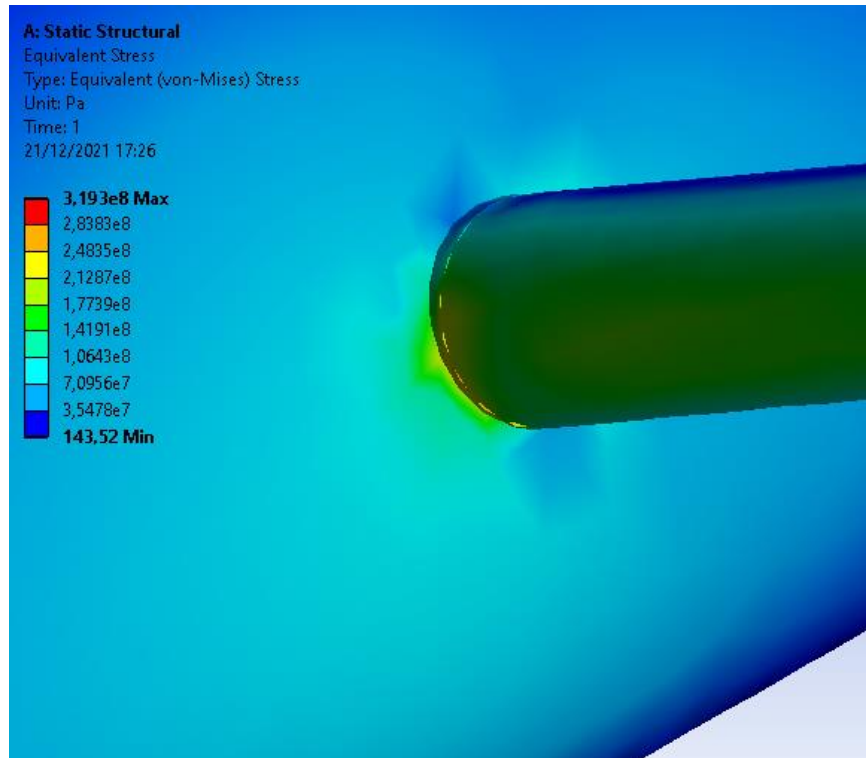


Figura 41 – Detalhamento da tensão de von-Mises na região do acoplamento entre a pá e o elemento de ligação. (Fonte: Autoria própria, 2022)

Além de avaliar os esforços e a deformação da estrutura é importante verificar se o rotor opera a uma velocidade de rotação próxima às frequências naturais de sua estrutura. Utilizando a mesma malha usada para realizar as análises estruturais e também o modelo de volumes finito foi possível estimar os modos de vibração da estrutura do rotor em escala reduzida. A Figura 42 mostra os três primeiros modos de vibração do rotor que ocorrem es frequências de 20,71 Hz (a), 22,35 Hz (b), e 24,63 Hz (c). Essas frequências correspondem a velocidades de rotação de 1242,6 RPM, 1341 RPM e 1477,8 RPM, respectivamente. Uma vez que o rotor em escala é projetado para uma velocidade de rotação nominal de 3243 RPM, os três primeiros modos de vibração estão distantes da velocidade de operação do rotor.

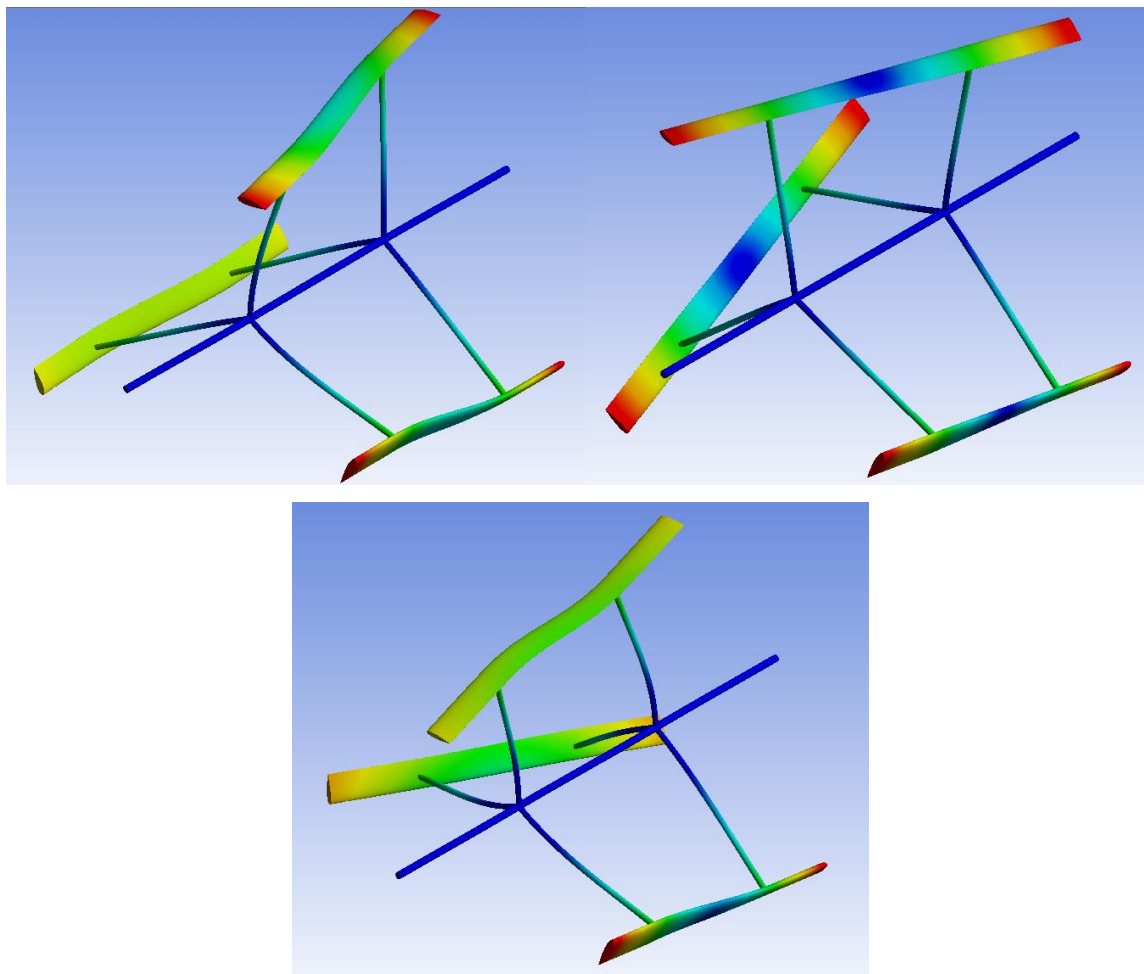


Figura 42 – Três primeiros modos de vibração da estrutura do rotor em escala. (Fonte: Autoria própria, 2022)

CAPÍTULO V

5 CONCLUSÕES

Este trabalho mostrou o estudo e desenvolvimento de uma metodologia para o dimensionamento de um rotor eólico tipo H. Utilizando uma série histórica de dados de vento da cidade de João Pessoa/PB, foi possível caracterizar o vento da região por meio de uma análise probabilística. Essa análise revelou uma velocidade média de vento de 5,56 m/s a uma altitude de 100 m.

As dimensões do rotor foram obtidas utilizando um algoritmo desenvolvido por Brusca et al. (2014a) que é capaz de dimensionar um rotor otimizado para as condições de vento e potência desejada. Esse algoritmo utiliza o DART para obter a curva de performance do rotor que apresentou um coeficiente máximo de potência $C_{pmax} = 0,24$ para um $\lambda = 3$ fornecendo uma potência de 25 W.

Uma análise de similaridade foi realizada para obter as dimensões do rotor em escala reduzida capaz de operar dentro das limitações do túnel de vento do Laboratório de Hidráulica – CT/UFPB.

Foi realizado um projeto estrutural para dimensionar uma estrutura para o rotor em escala reduzida capaz de resistir aos esforços durante a sua operação. Foi possível dimensionar o eixo, elementos de ligação e os elementos fixadores do rotor. Para validar a estrutura obtida, foram realizadas análises estruturais por meio do software ANSYS Mechanical APDL de modo a verificar se a estrutura resistiria realmente aos esforços.

Uma análise modal também foi feita para se verificar a possibilidade de a estrutura entrar em estado de ressonância durante sua operação. Verificou-se que as três primeiras frequências naturais da estrutura estavam distantes da frequência de operação do rotor, validando a segurança da estrutura.

O trabalho então obteve sucesso em dimensionar um rotor em escala reduzida capaz de ser testado em túnel de vento dentro das condições impostas pelo túnel e pelas condições de vento local.

Sugere-se também no futuro o estudo desse rotor no túnel de vento para avaliar sua performance de maneira experimental e confrontá-los com os resultados numéricos obtidos com o DART e com métodos mais avançados como o método de volumes finitos.

REFERÊNCIAS

- ALENCAR, Filipe Vanderlei. ESTUDO COMPUTACIONAL DE AEROGERADORES DE EIXO VERTICAL. 2017. 72 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2017.
- AMARAL, Bianca Mesquita. **MODELOS VARX PARA GERAÇÃO DE CENÁRIOS DE VENTO E VAZÃO APLICADOS À COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA**. 2011. 155 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ppg em Engenharia Elétrica, Puc-Rio - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.
- BACK, Alexander Clasen; SILVA, Fabiano de Jesus Lima da; CATANI, Fábio; ESTANTE, Frederico Eduardo da Cunha; LIMA, Guilherme Guebur; VIOLATO, Gustavo Oliveira; AMARANTE, Odilon A. Camargo do; ANDRADE, Paulo Emiliano Piá de; FREITAS, Ramon Moraes de; LIMA NETO, Vicente Ferrer Correia. **Atlas eólico do estado da Paraíba**. Campina Grande: Camargo Schubert Engenheiros Associados, 2014
- BACK, Alexander Clasen; SILVA, Fabiano de Jesus Lima da; CATANI, Fábio; ESTANTE, Frederico Eduardo da Cunha; LIMA, Guilherme Guebur; VIOLATO, Gustavo Oliveira; ARAÚJO, James Lenzi de; AMARANTE, Odilon Antônio Camargo do; ANDRADE, Paulo Emiliano Piá de; FREITAS, Ramon Moraes de. **Atlas Eólico: Bahia**. Bahia: Camargo Schubert, 2013.
- BOLETIM ANUAL. [S.L.]: Associação Brasileira de Energia Eólica, 2020. Anual. Disponível em: http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/PT_Boletim-Anual-de-Gera%C3%A7%C3%A3o_2020.pdf. Acesso em: 20 out. 2021.
- BOLETIM MENSAL DE GERAÇÃO EÓLICA**. [S.L.]: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021. Mensal.
- BRUSCA, S., LANZAFAME, R. and MESSINA, M., 2014a. “Design of a vertical-axis wind turbine: how the aspect ratio affects the turbine’s performance”. **International Journal of Energy and Environmental Engineering**, Vol. 5, pp. 333–340.
- BRUSCA, S., LANZAFAME, R. and MESSINA, M., 2014b. “Flow similitude laws applied to wind turbines through blade element momentum theory numerical codes”. **International Journal of Energy and Environmental Engineering**, Vol. 5, pp.313–322.
- BURTON, Tony; SHARPE, David; JENKINS, Nick; BOSSANYI, Ervin. **Wind Energy Handbook**. West Sussex: John Wiley & Sons, Ltd, 2001.
- CARMO, Diogo Manuel F. G. Molarinho. **Projeto de uma turbina eólica de eixo vertical para aplicação em meio urbano**. 2012. 62 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2012.
- CASTRO, Rui M. G. **Introdução à Energia Eólica**. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa, 2009.

- DALMAZ, Alessandro. **ESTUDO DO POTENCIAL EÓLICO E PREVISÃO DE VENTOS PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE EM SANTA CATARINA**. 2007. 193 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.
- GUARDABASSI, Patricia Maria. **SUSTENTABILIDADE DA BIOMASSA COMO FONTE DE ENERGIA PERSPECTIVAS PARA PAÍSES EM DESENVOLVIMENTO**. 2006. 126 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.
- HERTWIG, Denise; EFTHIMIOU, George C.; BARTZIS, Jhon G.; LEITL, Bernd. CFD-RANS model validation of turbulent flow in a semi-idealized urban canopy. **Journal Of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics**. Elsevier, p. 61-72. out. 2012.
- HIBBELER, R.C., 2010. **Resistência dos Materiais**. Pearson Prentice, São Paulo, 7th edition.
- JOHNSON, Forrester T.; TINOCO, Edward N.; YU, N. Jong. THIRTY YEARS OF DEVELOPMENT AND APPLICATION OF CFD AT BOEING COMMERCIAL AIRPLANES, SEATTLE. **American Institute Of Aeronautics And Astronautics. Washington**, jan. 2003.
- KHAN, Md. Tanvir. **Numerical Study on a Single-bladed Darrieus Wind Turbine. Beau Bassin: Lambert Academic Publishing, 2018.**
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L.. **Wind Energy Explained: Theory, design and application**. 2. ed. Chichester: Wiley, 2009.
- MARQUES, Jefferson. **Turbinas Eólicas: modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação**. 2004. 158 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.
- NORTON, R.L., 2013. **Projeto de Máquinas: uma abordagem integrada**. Bookman, Porto Alegre, 4th edition.
- PARASCHIVOIU, Ion. **Double-multiple streamtube model for studying vertical-axis wind turbines**. *Journal Of Propulsion And Power*, [S.L.], v. 4, n. 4, p. 370-377, jul. 1988. **American Institute of Aeronautics and Astronautics (AIAA)**.
- PARASCHIVOIU, Ion. **DOUBLE-MULTIPLE STREAMTUBE MODEL FOR DARRIEUS WIND TURBINES**. Varennes: Institut de Recherche D'Hydro - Québec, 1981.
- PATEL, Mr. Bhavesh; KEVAT, Vishal. **PERFORMANCE PREDICTION OF STRAIGHT BLADED DARRIEUS WIND TURBINE BY SINGLE STREAMTUBE MODEL**. *International Journal of Advanced Engineering Technology*, [S.L.], v. 4, n. 2, p. 86-89, jun. 2013.
- PINTO, Milton de Oliveira. **Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda, 2014.
- RODRIGUES, Paulo Roberto. **Energias Renováveis: energia eólica**. [S.L.]: Jelare, 2011.

- SAAD, Magedi Moh M.; ASMUIN, Norzelawati. Comparison of Horizontal Axis Wind Turbines and Vertical Axis Wind Turbines. **Journal Of Engineering**, [S.L.], v. 4, n. 8, p. 27-30, ago. 2014.
- SCHMITZ, Sven. Aerodynamic of wind turbines: a physical basis for analysis and design. Hoboken: John Wiley & Sons, Ltd, 2020.
- SILVA, Guilherme Botelho de Oliveira e. **Desenvolvimento de uma turbina eólica de eixo vertical**. 2011. 114 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Aeroespacial, Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2011.
- STRICKLAND, James H. **The Darrieus Turbine**: a performance prediction model using multiple streamtube. Albuquerque: Sandia Laboratories, 1975. 37 p.
- TJIU, Willy; MARNOTO, Tjukup; MAT, Sohif; RUSLAN, Mohd Hafidz; SOPIAN, Kamaruzzaman. Darrieus vertical axis wind turbine for power generation I: assessment of darrieus vawt configurations. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 75, p. 50-67, mar. 2015. Elsevier BV.
- TOLMASQUIM, Mauricio T. Energia Renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2016. 452 p.
- VARGAS, Soraida Aguilar. **Previsão da distribuição da densidade de probabilidade da Geração de Energia Eólica usando técnicas não paramétricas**. 2015. 191 f. Tese (Doutorado) - Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- WAHL, Mats. **Designing an H-rotor type Wind Turbine for Operation on Amundsen-Scott South Pole Station**. Uppsala: Uppsala Universitet, 2007. 73 p.
- WENZEL, Guilherme München. Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal. 2007. 76 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.