

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Lara Cabral Gomes

**PROJETO DAS PÁS DO ROTOR DE UM AEROGERADOR DE  
PEQUENO PORTE PARA A REGIÃO NOROESTE DO RIO GRANDE  
DO SUL**

Santa Maria, RS  
2024

Lara Cabral Gomes

**PROJETO DAS PÁS DO ROTOR DE UM AEROGERADOR DE  
PEQUENO PORTE PARA A REGIÃO NOROESTE DO RIO GRANDE  
DO SUL**

Trabalho de conclusão apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para a obtenção do título de **Bacharel em Engenharia Mecânica**.

Orientador: Prof. Dr. Cesar Gabriel dos Santos

**Lara Cabral Gomes**

**PROJETO DAS PÁS DO ROTOR DE UM AEROGERADOR DE  
PEQUENO PORTE PARA A REGIÃO NOROESTE DO RIO GRANDE  
DO SUL**

Trabalho de conclusão apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Bacharel em Engenharia Mecânica**.

Santa Maria, 26 de julho de 2024

---

**Prof. Cesar Gabriel dos Santos, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

---

**Carlos Eduardo Guex Falcão, Dr. (UFSM)**

---

**Giuliano Demarco, Dr. (UFSM)**

## RESUMO

# PROJETO DAS PÁS DO ROTOR DE UM AEROGERADOR DE PEQUENO PORTE PARA A REGIÃO NOROESTE DO RIO GRANDE DO SUL

AUTOR: Lara Cabral Gomes  
ORIENTADOR: Cesar Gabriel dos Santos

A busca por fontes alternativas de energia tem ganhado grande importância em pautas políticas e científicas em todo o mundo, uma vez que a diversificação no setor energético é uma necessidade diante do agravamento de problemas ambientais causados pela emissão de gases poluentes. Nesse contexto, o aproveitamento eólico para produção de energia elétrica constitui, portanto, uma alternativa para diversos níveis de demanda. Considerando isso, esse trabalho foi desenvolvido com o objetivo de projetar as pás de um aerogerador eólico de pequeno porte, para atender a demanda energética de uma residência, na região noroeste do Rio Grande do Sul. Para atingir tal propósito, as condições regionais de vento foram avaliadas e os perfis aerodinâmicos das pás foram selecionados a partir da literatura. Utilizou-se, então, a metodologia BEM (Blade Element Momentum) para a determinação dos parâmetros geométricos e forças atuantes na pá, bem como para o cálculo da eficiência do rotor eólico. O método BEM consiste em um algoritmo aplicado de modo iterativo, baseado nas teorias de elemento de pá e quantidade de movimento. Para fins de comparação, esse método foi aplicado sem as correções de perdas de ponta de pá e com os fatores de correção de Prandtl e Glauert. O modelo proposto consiste em um rotor de eixo horizontal e três pás, com 3,02 metros de diâmetro, posicionado a uma altura de 15 metros em relação ao solo. Cada pá tem comprimento de 1,36 metros. Para a região da raiz da pá foi selecionado o perfil aerodinâmico S823 e para o comprimento e ponta de pá, o perfil S822. Com os resultados obtidos, o projeto 3D do rotor foi modelado em software CAD.

**Palavras-chave:** Blade Element Momentum. Aerogerador. Energia eólica.

## ABSTRACT

### DESIGN OF THE ROTOR BLADES OF A SMALL WIND GENERATOR FOR THE NORTHWEST REGION OF RIO GRANDE DO SUL

AUTHOR: Lara Cabral Gomes  
ADVISOR: Cesar Gabriel dos Santos

The search for alternative energy sources has taken great importance in political and scientific global circles, since diversification in the energy sector is a necessity due to the severity of environmental problems caused by the emission of polluting gases. In this context, the use of wind to produce electrical energy is, therefore, an alternative for different levels of demand. Considering that, this work was developed with the aim of designing the blades of a small wind turbine to meet the energy demand of a residence, in the northwest region of Rio Grande do Sul. To achieve this objective, regional wind conditions were evaluated and the blade airfoils were selected from the literature. The BEM (Blade Element Momentum) methodology was then used to determine the geometric parameters and forces acting on the blade, as well as to calculate the efficiency of the wind rotor. The BEM method consists of an algorithm applied iteratively, based on the theories of blade element and momentum. For comparison purposes, this method was applied without blade tip loss corrections and with the Prandtl and Glauert correction factors. The proposed model consists of a rotor with a horizontal axis and three blades, 3.02 meters in diameter and positioned at a height of 15 meters in relation to the ground. Each blade is 1.36 meters long. For the blade root region, the airfoil S823 was selected and for the blade length and tip, the airfoil S822. With the results obtained, the 3D design of the rotor was modeled in CAD software.

**Keywords:** Blade Element Momentum. Wind turbine. Wind energy.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução da potência eólica mundial onshore e offshore (GW) e incremento anual (%) no período de 2013 a 2022. ....	14
Figura 2 - Ranking Mundial da Capacidade Total Instalada Onshore. ....	15
Figura 3 – Matriz energética brasileira. ....	16
Figura 4 - Moinho de vento de eixo vertical para moagem de grãos, Afeganistão. ....	19
Figura 5 - Moinho similar ao modelo holandês. ....	20
Figura 6 - Turbina Smith-Putnam. ....	22
Figura 7 - Parque eólico e a comunidade de Xavier. ....	26
Figura 8 - Princípio da conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. ....	27
Figura 9 - Principais componentes aerogerador. ....	28
Figura 10 - Fabricação de uma das pás da turbina americana MOD-2. ....	29
Figura 11 - Evolução de potência das turbinas eólicas. ....	31
Figura 12 – Principais modelos de aerogeradores de eixo vertical. (a) Darrieus; (b) Savonius; (c) Solarwind; (d) Helicoidal; (e) Noguchi; (f) Maglev; (g) Cachrane. ....	32
Figura 13 – Modelo de turbina Darrieus H. ....	33
Figura 14 - Parque eólico com turbinas de três pás. ....	35
Figura 15 - Configuração de rotor upwind e downwind. ....	36
Figura 16 - Dinâmica de formação dos ventos. ....	37
Figura 17 – Influência da rugosidade superficial na velocidade do vento. ....	38
Figura 18 – Escoamento de ar através de um disco rotor. ....	39
Figura 19 - Potência eólico das regiões brasileiras. ....	41
Figura 20 - Mapa de velocidades dos ventos a altura de 50m, no estado do Rio Grande do Sul. ....	42
Figura 21 - Velocidade média anual do vento a 10m de altura. ....	43
Figura 22 - Velocidade média no outono do vento a 10m de altura. ....	43
Figura 23 - Velocidade média no verão do vento a 10m de altura. ....	44
Figura 24 - Velocidade média na primavera do vento a 10m de altura. ....	44
Figura 25 - Velocidade média no inverno do vento a 10m de altura. ....	45
Figura 26 – Nomenclatura dos elementos de um aerofólio. ....	48
Figura 27 - Aerofólios NACA0012, NACA63(2) -215, LS (1) -0417. ....	49
Figura 28 - Perfil aerodinâmico da série NREL indicado para pás de 1m a 5m. ....	50
Figura 29 - Perfil aerodinâmico da série NREL indicado para pás de 5m a 20m. ....	50
Figura 30 - Componentes das forças atuantes em um aerofólio. ....	51
Figura 31 - Princípio de sustentação em um aerofólio. ....	52
Figura 32 - Aerofólio em Stall. ....	53
Figura 33 - Efeito do ângulo de ataque em um aerofólio. ....	54
Figura 34 - Sistema de vórtices. ....	54
Figura 35 - Volume de controle e disco rotor ideal. ....	56
Figura 36 - Relação entre o coeficiente de potência e o fator de indução axial. ....	58
Figura 37 - Relação entre o coeficiente de potência e a razão da velocidade de ponta para diversos tipos de turbinas. ....	59
Figura 38 - Influência do número de pás sobre o coeficiente de potência do rotor. ....	60
Figura 39 - Relação entre o coeficiente de empuxo e o fator de indução axial para diferentes conceitos de rotores. ....	61
Figura 40 - Triângulo de velocidades mostrando a velocidade induzida incidente em uma seção de pá. ....	62
Figura 41 - Relação entre a razão de velocidade de ponta de pá e o valor ótimo de eficiência para uma turbina, considerando o efeito de rotação. ....	63

Figura 42 - Esquema da pá dividida em seções, denominados elementos de pá.....	64
Figura 43 - Volume de controle utilizado no modelo BEM.....	64
Figura 44 - Velocidades em um aerofólio no plano do rotor. ....	64
Figura 45 - Cargas locais em uma pá. ....	65
Figura 46 - Fluxograma método BEM. ....	67
Figura 47 - Média de consumo mensal residencial de energia elétrica. ....	71
Figura 48 - Perfil aerodinâmico S823.....	73
Figura 49 - Gráficos dos coeficientes de sustentação ( $CL$ ) e arrasto ( $CD$ ) para o perfil aerodinâmico S823. (a) Gráfico do coeficiente de sustentação em função do ângulo de ataque ( $\alpha$ ). (b) Gráfico do coeficiente de arrasto em função do ângulo de ataque. (c) Relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto em razão do ângulo de ataque...	73
Figura 50 - Perfil aerodinâmico S822.....	74
Figura 51 - Gráficos dos coeficientes de sustentação ( $CL$ ) e arrasto ( $CD$ ) para o perfil aerodinâmico S822. (a) Gráfico do coeficiente de sustentação em função do ângulo de ataque ( $\alpha$ ). (b) Gráfico do coeficiente de arrasto em função do ângulo de ataque. (c) Relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto em razão do ângulo de ataque...	74
Figura 52 – Pá dividida em 10 elementos.....	76
Figura 53 - Corda em cada elemento de pá. ....	78
Figura 54 - Ângulo de pitch em cada elemento de pá. ....	78
Figura 55 – Solidez em cada elemento de pá. ....	79
Figura 56 – Destaque dos perfis aerodinâmicos que formam a pá.....	79
Figura 57 - Vista isométrica do rotor, com destaque para o ângulo de pitch das pás.....	80
Figura 58 - Vista frontal do rotor, com destaque para a área varrida pelas pás. O diâmetro do rotor é mostrado em milímetros.....	80
Figura 59 - Modelo ilustrativo do rotor 3D. ....	81
Figura 60 – Comparação do ângulo de incidência. ....	82
Figura 61 – Comparação do ângulo de ataque. ....	82
Figura 62 – Comparação da relação $CL/CD$ . ....	83
Figura 63 – Coeficientes $CL$ e $CD$ para a condição sem perdas na ponta de pá.....	83
Figura 64 - Coeficientes $CL$ e $CD$ para a condição com perdas na ponta de pá.....	84
Figura 65 – Comparação do coeficiente de força normal.....	84
Figura 66 - Comparação do coeficiente de força tangencial. ....	85
Figura 67 – Comparação força normal. ....	85
Figura 68 – Comparação da força tangencial. ....	86
Figura 69 – Comparação da velocidade relativa em cada elemento. Fonte: Autor. ....	86
Figura 70 – Comparação da potência gerada em cada elemento de pá. ....	87
Figura 71 – Comparação da potência total produzida pelo rotor.....	87
Figura 72 - Comparação da potência teórica produzida pelo vento e potências calculadas com o método de correção de perdas de ponta de pá e sem a correção. ....	88

## TABELAS

Tabela 1- Fator n para diferentes tipos de superfície.....	39
Tabela 2 - Motivações de compra de aerogeradores de pequeno porte. ....	47
Tabela 3 - Disposição de investimentos. ....	47
Tabela 4 - Velocidade do vento em relação à altura da torre. ....	72
Tabela 5 - Parâmetros iniciais de projeto.....	75
Tabela 6 – Valores de ângulo de pitch, corda e solidez para cada elemento de pá.....	77
Tabela 7 – Coeficientes de correção e valores de indução. ....	89



**LISTA DE SIGLAS**

GWEC	Global Wind Energy Council
ABBEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
CERNE	Centro de Estratégias em Recursos Naturais e Energia
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
SEMC	Secretaria de Energia, Minas e Comunicações do RS
NREL	National Renewable Energy Laboratory
SERI	Solar Energy Research Institute
BEM	Blade Element Momentum
VBA	Visual Basic for Applications
EPE	Empresa de pesquisa energética

## LISTA DE SÍMBOLOS

$H$	Altura (m)
$H_r$	Altura de referência (m)
$V_r$	Velocidade do vento na altura de referência (m/s)
$V$	Velocidade do vento (m/s)
$n$	Expoente da lei de potência
$A$	Área do disco rotor (m <sup>2</sup> )
$\rho$	Massa específica do ar (kg/m <sup>3</sup> )
$P_{vento}$	Potência teórica do vento (W)
$F$	Força em reação ao vento incidente sobre o aerofólio (N)
$L$	Força de sustentação (N)
$D$	Força de arrasto (N)
$M$	Momento (N.m)
$V_0$	Velocidade do vento (m/s)
$C_L$	Coefficiente de sustentação
$C_D$	Coefficiente de arrasto
$C_M$	Coefficiente de momento
$c$	Corda do perfil aerodinâmico (m)
$V_i$	Velocidade induzida (m/s)
$\alpha_e$	Ângulo de ataque efetivo (°)
$\alpha_g$	Ângulo de ataque geométrico (°)
$\alpha_i$	Ângulo de ataque induzido (°)
$V_i$	Velocidade induzida (m/s)
$a$	Fator de indução axial
$a'$	Fator de indução tangencial
$V_0$	Velocidade de corrente livre do vento (m/s)
$V_{rot}$	Velocidade de rotação
$r$	Distância do eixo de rotação da pá (m)
$\omega$	Velocidade angular (rad/s)
$c(r)_{Betz}$	Corda de Betz (m)
$B$	Número de pás do rotor
$R$	Comprimento total da pá do rotor (m)
$\lambda$	Razão de velocidade de ponta de pá (Tip speed ratio)

$F_e$	Força de empuxo (N)
$\dot{m}$	Taxa de fluxo de massa (kg/s)
$C_p$	Coefficiente de potência
$P_{nom}$	Potência nominal do rotor (W)
$C_e$	Coefficiente de empuxo
$X$	Razão local entre a velocidade angular e a velocidade do vento
$\phi$	Ângulo de incidência (°)
$\alpha$	Ângulo de ataque (°)
$\theta$	Ângulo de pitch da pá (°)
$V_{rel}$	Velocidade relativa do vento (m/s)
$P_N$	Força na direção normal (N)
$P_T$	Força na direção tangencial (N)
$C_n$	Coefficiente da força normal
$C_t$	Coefficiente da força tangencial
$\sigma$	Solidez
$c(r)$	Corda local (m)
$F_p$	Fator de correção de Prandtl
$P_{ne}$	Potência necessária (W)
$P_{nom}$	Potência nominal (W)
$D_{rotor}$	Diâmetro do rotor (m)

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>14</b>
1.1	JUSTIFICATIVA .....	16
1.2	OBJETIVOS .....	17
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo geral.....</b>	<b>17</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos específicos .....</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>19</b>
2.1	HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA .....	19
<b>2.1.1</b>	<b>Histórico da energia eólica no Brasil.....</b>	<b>23</b>
2.2	BENEFÍCIOS E IMPACTOS .....	24
2.3	FUNCIONAMENTO E PRINCIPAIS COMPONENTES DO AEROGERADOR ..	27
2.4	CLASSIFICAÇÃO DE AEROGERADORES .....	30
<b>2.4.1</b>	<b>Classificação de potência .....</b>	<b>30</b>
<b>2.4.2</b>	<b>Turbinas de eixo vertical e horizontal .....</b>	<b>31</b>
<b>2.4.3</b>	<b>Turbinas upwind e downwind .....</b>	<b>35</b>
2.5	O VENTO .....	36
<b>2.5.1</b>	<b>Potencial eólico brasileiro .....</b>	<b>40</b>
2.6	GERAÇÃO DE PEQUENO PORTE E MICROGERAÇÃO NO BRASIL.....	46
2.7	AERODINÂMICA DE TURBINAS EÓLICAS .....	48
<b>2.7.1</b>	<b>Aerofólios .....</b>	<b>48</b>
<b>2.7.2</b>	<b>Aerodinâmica bidimensional para aerofólios .....</b>	<b>51</b>
<b>2.7.3</b>	<b>Aerodinâmica tridimensional para aerofólios .....</b>	<b>53</b>
<b>2.7.4</b>	<b>Dimensionamento do aerofólio.....</b>	<b>55</b>
<b>2.7.5</b>	<b>Teoria do momento unidimensional.....</b>	<b>55</b>
<b>2.7.6</b>	<b>Coefficiente de potência, limite de Betz e coeficiente de empuxo.....</b>	<b>58</b>
<b>2.7.7</b>	<b>Efeitos de rotação para uma turbina ideal.....</b>	<b>61</b>
<b>2.7.8</b>	<b>Teoria do momento de elemento de pá .....</b>	<b>63</b>
<b>2.7.9</b>	<b>Fatores de correção para o modelo BEM.....</b>	<b>68</b>
2.7.9.1	Fator de Prandtl .....	68
2.7.9.2	Correção de Glauert .....	68
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>70</b>
3.1	DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS INICIAIS .....	70
3.2	APLICAÇÃO DO MÉTODO BEM .....	75
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES.....</b>	<b>77</b>
4.1	ÂNGULO DE PITCH, COMPRIMENTO DE CORDA E SOLIDEZ.....	77
4.2	PROJETO 3D DAS PÁS .....	79

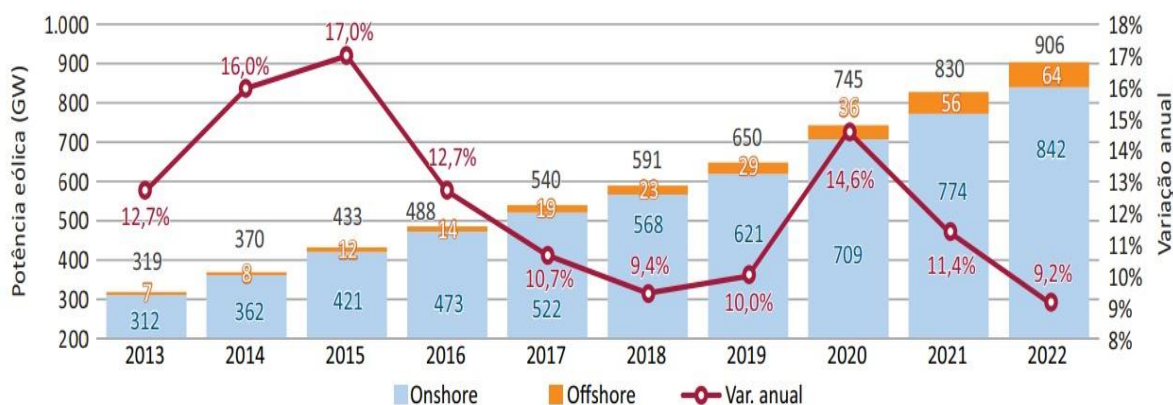
4.3	Ângulo de INCIDÊNCIA .....	81
4.4	ÂNGULO DE ATAQUE, COEFICIENTE DE SUSTENTAÇÃO E ARRASTO .....	82
4.5	COEFICIENTE NORMAL E TANGENCIAL.....	84
4.6	FORÇA NORMAL E TANGENCIAL .....	85
4.7	VELOCIDADE RELATIVA.....	86
4.8	POTÊNCIA.....	87
4.9	COEFICIENTES DE INDUÇÃO E CORREÇÕES.....	88
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>90</b>
5.1	CONCLUSÕES .....	90
5.2	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS .....	91
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>92</b>
	<b>ANEXO A – ALGORITMO VBA PARA CÁLCULO DO MÉTODO BEM SEM CORREÇÃO.....</b>	<b>96</b>
	<b>ANEXO B – ALGORITMO VBA PARA CÁLCULO DO MÉTODO BEM COM CORREÇÃO.....</b>	<b>99</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o incremento da demanda de energia elétrica e a necessidade de minimizar impactos ambientais fomentaram o desenvolvimento e diversificação da matriz energética mundial. Nos anos 1970, após as crises do petróleo de 1973 e 1979, a dependência do uso de combustíveis fósseis tornou-se uma preocupação evidente, tanto pelo fato de serem fontes não renováveis, isto é, limitadas, quanto por gerarem gases nocivos ao meio ambiente. Nesse cenário, a produção de energia a partir de fontes renováveis teve grande incentivo e evolução. Embora a utilização da energia eólica em larga escala tenha começado nos anos de 1980, essa fonte energética vem ganhando cada vez mais destaque em todo o mundo entre as fontes alternativas de geração de energia (PINTO, 2014).

De acordo com Global Wind Energy Council (GWEC), a geração eólica alcançou 906GW de potência mundial instalada em 2022. As usinas onshore representam 92,9% desse total, enquanto as usinas offshore tem 7,1% de participação. No período entre 2013 a 2022, a capacidade instalada mundial de produção de energia eólica evoluiu a uma taxa média de 12,3% ao ano, como mostra a Figura 1 (ETENE, 2023).

Figura 1 - Evolução da potência eólica mundial onshore e offshore (GW) e incremento anual (%) no período de 2013 a 2022.



Fonte: ETENE, 2023.

No Brasil, os investimentos na diversificação da matriz energética vêm aumentando nos últimos anos (GUESSE, 2016). Em 2022, o Brasil estava na sexta posição no ranking mundial de capacidade eólica instalada, de acordo com os dados elaborados pelo GWEC. China, Estados Unidos e Alemanha configuram, atualmente, como os países com maior capacidade eólica

instalada, como é possível notar na Figura 2, a qual apresenta o ranking mundial (ABEEÓLICA, 2022).

Figura 2 - Ranking Mundial da Capacidade Total Instalada Onshore.

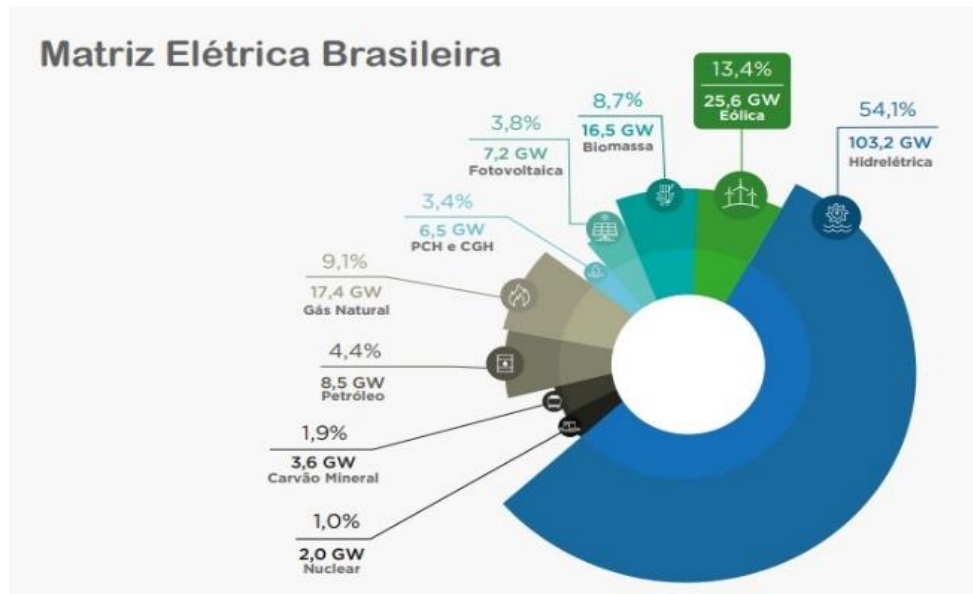


Fonte: Boletim Anual ABEEOLICA, 2022.

A região nordeste brasileira apresenta a maior capacidade de produção de energia eólica. De acordo com dados do Centro de Estratégias em Recursos Naturais e Energia (CERNE), a região produz 86% de toda energia eólica gerada no país. O estado do Rio Grande do Norte se destaca como maior produtor de energia eólica, com 364 parques eólicos e 6,7 GW de capacidade instalada (CERNE, 2019).

Segundo o boletim anual da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA), o Brasil contava no final de 2020 com 686 usinas eólicas e 17,75 GW de potência eólica instalada, apresentando um crescimento de 14,89% de potência em relação ao ano de 2019. Assim, em 2020, a fonte eólica representava 10,13% da matriz energética brasileira (ABEEÓLICA, 2020). Já em 2021, foram instalados 7,5 GW de potência e a energia eólica foi a que mais cresceu, representando 50,91% da nova capacidade instalada no ano (ABEEÓLICA, 2021). Em 2022, foram implementados 109 novos parques eólicos, totalizando 4,05 GW de nova capacidade. Naquele ano, a fonte eólica atingiu uma participação de 13,4% da matriz elétrica brasileira, como mostra a Figura 3.

Figura 3 – Matriz energética brasileira.



Fonte: ABEEÓLICA, 2022.

Analisando as perspectivas para o futuro, a fonte eólica mostra-se bastante promissora, em razão do aumento da competitividade da tecnologia dos aerogeradores e da crescente apreensão em função das mudanças climáticas (ETENE, 2023). O mercado brasileiro de energia eólica segue, portanto, em expansão, com grande destaque para o segmento de aerogeradores de grande porte.

Nesse contexto, no presente trabalho foi desenvolvido o projeto das pás de um rotor de aerogerador de pequeno porte, voltado para utilização residencial. Para isso, adotou-se o método BEM (Blade Element Theory) para o dimensionamento da geometria da pá e cálculo dos esforços atuantes e potência convertida. O algoritmo do método BEM foi escrito em linguagem de programação com o auxílio da ferramenta Visual Basic for Applications (VBA), complemento que integra o software Microsoft Excel. Com os resultados obtidos, foi utilizado um software CAD para modelagem 3D das pás do rotor.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

Diante do panorama de grandes mudanças climáticas globais, as fontes renováveis de energia elétrica vêm ganhando grande destaque como forma de minimizar os impactos ambientais. Atualmente, o setor de energia é o principal responsável pelo aumento das emissões dos gases do efeito estufa, devido a utilização de combustíveis fósseis (IPCC, 2007). O



aproveitamento da energia eólica para geração de energia elétrica apresenta-se, portanto, como uma importante fonte de energia alternativa.

Nos últimos anos, a tecnologia utilizada na geração eólica de energia elétrica avançou significativamente. Isso ocorreu graças aos incentivos governamentais, às crises energéticas ligadas ao petróleo e a escassez hídrica, fatores que motivaram o desenvolvimento desse mercado (HATJE, 2018). Desde 2009, a indústria de energia eólica de grande porte apresentou crescente expansão no Brasil, com a instalação de diversos parques eólicos, especialmente na região nordeste e sul (CRUZ, 2015).

Todavia, enquanto o setor de energia eólica de grande porte apresenta-se cada vez mais consolidado, o segmento de pequeno porte ainda é embrionário no país, contando apenas com projetos pontuais. No Brasil, ainda há poucas empresas atuando na fabricação e comercialização de turbinas eólicas voltadas para sistema de geração residencial, as quais oferecem poucos modelos para o mercado consumidor. Em contrapartida, há um desejo dos consumidores em adquirir aerogeradores de pequeno porte, com o objetivo, majoritariamente, de obter uma redução na conta de energia elétrica e incentivos governamentais (CRUZ, 2015). Além disso, a minigeração e microgeração de energia apresentam vantagens estratégicas, como a redução de perdas associadas a transmissão e a possibilidade de instalação em locais remotos que não são atendidos por concessionárias de energia elétrica (VERDUM, 2013).

Pelos motivos expostos, conclui-se que estudos relacionados a aerogeradores de pequeno porte para geração residencial são não só importantes, mas também necessários.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo geral

O presente trabalho de conclusão de curso tem por objetivo geral realizar o dimensionamento das pás de um aerogerador de pequeno porte, capaz de suprir a demanda energética residencial.

### 1.2.2 Objetivos específicos

Os objetivos específicos do trabalho são:

- Identificar as características e parâmetros necessários para o dimensionamento do rotor de um aerogerador residencial para a região noroeste do estado do Rio Grande do Sul;
- Definir o modelo matemático para o dimensionamento das pás do rotor;

- Realizar o memorial de cálculo do dimensionamento;
- Realizar o modelamento geométrico das pás em software CAD;
- Apresentar as especificações técnicas do rotor.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA

Os esforços humanos para aproveitar a energia provinda dos ventos para bombear água, moer grãos e movimentar embarcações marítimas datam mais de dois milênios (BURTON, 2001). Acredita-se que os primeiros moinhos de vento foram construídos na mesopotâmia, há cerca de 1700 a.C., com o objetivo de bombear água. O projeto mais antigo documentado data de 200 a.C. Nesse período, os persas utilizavam moinhos de vento para moer grãos. Essas primeiras máquinas eram de eixo vertical, com velas feitas de junco ou madeira (CUSTÓDIO, 2009).

Nos países budistas da Ásia central, por volta de 400 d.C, foram encontrados registros de rodas de oração tracionadas pelo vento e pela água (PINTO, 2014). De acordo com Hau (2005), a primeira informação sobre moinhos de vento proveniente de fontes históricas confiáveis data o ano de 644 d.C. Esse registro trata de moinhos de eixo vertical, na região de Seistan, atual leste do Irã. Alguns moinhos similares sobreviveram ao tempo e podem ser vistos no Afeganistão, como ilustra a Figura 4.

Figura 4 - Moinho de vento de eixo vertical para moagem de grãos, Afeganistão.



Fonte: Hau, 2005.

Aproveitando a tecnologia desenvolvida pelos persas, os chineses projetaram, por volta de 1000 d. C, moinhos de eixo vertical que utilizavam o vento independente de sua direção. Essa característica hoje é uma das principais vantagens dos geradores de eixo vertical.

Nessa configuração, não era necessário redirecionar o vento, uma vez que a pedra de moer era fixada no eixo, nem utilizar uma caixa de engrenagens para aumentar a velocidade de rotação (CUSTÓDIO, 2009).

O moinho de vento com eixo de rotação horizontal, tradicionalmente conhecido, provavelmente surgiu na Europa (HAU, 2005). Segundo Pinto (2014), as primeiras referências documentadas de moinhos europeus são de 1105, na França, e 1180, na Inglaterra. Ambas as construções eram utilizadas para bombear água e moer grãos. Conhecidos por moinhos de torre, contavam com um mecanismo de engrenagem de madeira, o qual transmitia o movimento horizontal do eixo para o movimento vertical da pedra que era utilizada para moer grãos. A grande inovação apresentada por essa configuração era o fato de utilizar a força de sustentação para girar o rotor, atingindo uma maior velocidade e, por conseguinte, uma maior eficiência em relação aos moinhos de eixo vertical. Do período medieval até o século XVII, observou-se o desenvolvimento de diversos tipos de moinhos de vento, os quais já mostravam avanços baseados em conhecimentos empíricos (CUSTÓDIO, 2009; PINTO, 2014). Consoante Hau (2005), durante o século XVI, na Holanda, foram realizadas melhorias decisivas nos moinhos, levando a um novo conceito construtivo conhecido por “Moinho Holandês”. A construção desses moinhos era mais fácil por utilizar madeira, ao invés de pesadas pedras para moer grãos (CUSTÓDIO, 2009). A Figura 5 mostra um moinho similar ao modelo holandês.

Figura 5 - Moinho similar ao modelo holandês.



Fonte: Hau, 2005.

Nos séculos XVII e XVIII, imigrantes holandeses levaram a tecnologia dos moinhos de vento para as colônias americanas. Dessa forma, no século XIX, houve um intenso crescimento de moinhos de vento nos Estados Unidos, utilizados principalmente para bombear água (HAU, 2005). Todavia, após a Revolução Industrial, com o advento da máquina a vapor, o número de moinhos de vento começou a diminuir (PINTO, 2014).

Somente no fim do século XIX, surgiram os primeiros sistemas que utilizavam a energia extraída do vento para gerar energia elétrica. O primeiro gerador eólico de energia elétrica foi construído em 1887, pelo escocês James Blyth em sua casa de férias. O equipamento foi construído com 10m de altura, eixo vertical e era utilizado para carregar acumuladores que alimentavam a iluminação da casa de Blyth. Merece destaque também o gerador de Charles Brush, construído em Cleveland, Estados Unidos. A máquina de Brush contava com um eixo horizontal, 144 pás, quase 17 metros de diâmetro e 18,3 metros de altura. Em 1891, Poul La Cour desenvolveu a primeira turbina eólica com a aplicação de princípios aerodinâmicos, o que possibilitou alcançar uma velocidade maior no rotor e, conseqüentemente, maior eficiência em comparação a outros modelos do período. La Cour teve grande contribuição para as pesquisas relacionadas a geração eólica, sendo, possivelmente, o primeiro a realizar testes seguindo princípios científicos. Com base nos estudos de Poul La Cour, surgiram turbinas eólicas mais modernas, entre elas: as turbinas de eixo horizontal, denominadas Smith-Putnam, Gedser e Hutter e as turbinas de eixo vertical, Darrieus e Savonius (CUSTÓDIO, 2009; PINTO, 2014).

Nos anos de 1900, com o desenvolvimento da rede elétrica, os estudos voltados para o aproveitamento da energia eólica avançaram em diversos países. Assim, o uso de aerogeradores de pequeno porte se popularizou nos Estados Unidos, principalmente em fazendas e localidades rurais isoladas. Na Rússia, por outro lado, destacava-se o investimento em aerogeradores de grande e médio porte conectados diretamente na rede de distribuição elétrica (DUTRA, 2008).

Segundo Dutra (2008), um dos primeiros passos para o desenvolvimento de aerogeradores de grande porte para geração de energia elétrica foi dado na Rússia, em 1931. O aerogerador denominado Balaclava foi a primeira tentativa bem sucedida de um aerogerador de corrente alternada conectado a uma usina termelétrica. O equipamento possuía capacidade de 100kW e produzia, em média, 280.000kWh por ano. Outros projetos mais ambiciosos de turbinas eólicas foram desenvolvidos após o modelo Balaclava, entretanto, a utilização da energia eólica não avançou substancialmente nesse período. Apesar da perspectiva promissora da fonte eólica, a competitividade econômica de outras tecnologias, como os combustíveis fósseis, contribuiu para o abandono de projetos eólicos de grande porte.

Durante a Segunda Guerra Mundial, em contrapartida, a escassez de combustíveis impulsionou o desenvolvimento de turbinas eólicas de médio e grande porte. Nesse período, os Estados Unidos construíram o maior aerogerador projetado até então, chamado de aerogerador Smith-Putnam, apresentado na Figura 6. Esse equipamento pesava cerca de 16 toneladas, possuía capacidade de gerar 1,25MW de potência e seu rotor tinha, em média, 53 metros de diâmetro orientado downwind. O aerogerador Smith-Putnam entrou em funcionamento em outubro de 1941, mas, infelizmente, após quatro anos de operação quebrou-se por fadiga (DUTRA, 2008).

Figura 6 - Turbina Smith-Putnam.



Fonte: Custódio, 2009.

Nos primeiros anos da Segunda Guerra Mundial, a Dinamarca apresentou grande crescimento em relação a utilização da energia eólica, se destacando em relação aos outros países da Europa. A companhia F.L Smidth foi pioneira no desenvolvimento de aerogeradores de pequeno porte, na faixa de 45kW (DUTRA, 2008).

Na França, entre os anos de 1958 a 1966, também foram projetados vários aerogeradores de grande porte e houve grande empenho em pesquisas de aerogeradores ligados à rede elétrica. Entre os modelos construídos nessa época, merecem destaque três deles, os quais foram construídos com eixo horizontal e três pás. O primeiro modelo apresentava 30 metros de diâmetro de pá, potência de 800kW e funcionou satisfatoriamente nos anos de 1958 a 1963. Já o segundo aerogerador apresentava 21 metros de diâmetro e operava com uma potência de 132kW. Essa turbina operou com sucesso durante 3 anos. O terceiro aerogerador operou por apenas sete meses, com potência de 1.085kW e rotor de 35 metros (DUTRA, 2008).

A Alemanha, por sua vez, ganhou notoriedade entre os anos de 1955 e 1968. Nesse período, foi projetado e operado, na Alemanha, um modelo de turbina eólica com maior número de inovações tecnológicas da época, as quais ainda podem ser vistas nos modelos atuais. O equipamento em questão possuía 34 metros de diâmetro de rotor e operava com potência de 100kW. O grande diferencial desse aerogerador estava em seu rotor, constituído de materiais compostos e duas pás a jusante da torre. Dessa forma, por apresentar um rotor mais leve, os esforços nos rolamentos foram reduzidos, diminuindo, conseqüentemente, os problemas por fadiga (DUTRA, 2008).

Concomitantemente ao desenvolvimento de turbinas eólicas de eixo horizontal, surgiram projetos de turbinas de eixo vertical, as quais utilizam a força de arrasto do vento para impulsionar o giro do rotor. Em 1924, surgiu a turbina Savonius na Finlândia. Esse equipamento era utilizado, principalmente, para moagem de grãos e bombeamento de água. Sua principal característica e vantagem em relação às demais é a operação em baixas velocidades aliada a elevados torques. Em meados de 1927, originou-se na França outro conceito de turbina de eixo vertical, denominada turbina de Darrieus. Esse tipo de turbina não necessita de um sistema de direcionamento em relação ao vento, porém necessita de um sistema auxiliar para sua partida. Uma vez que o gerador elétrico e a caixa de engrenagens de turbinas de eixo vertical são colocadas no solo, o peso da estrutura é reduzido, significativamente, em comparação com as turbinas de eixo horizontal (CUSTÓDIO, 2009).

Apesar de todo potencial promissor, a utilização da energia eólica não foi amplamente difundida, uma vez que essa foi preterida em relação à utilização dos combustíveis fósseis.

### **2.1.1 Histórico da energia eólica no Brasil**

Em 1992, foi instalado o primeiro aerogerador no Brasil, no arquipélago de Fernando de Noronha. O equipamento foi resultado de uma parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), com financiamento do instituto dinamarquês de pesquisa Folkecenter (ABEEOLICA, 2024). Essa turbina possuía um gerador com potência de 75 kW, rotor de 17 metros de diâmetro e torre de 23 metros de altura. Contudo, nos anos seguintes, a produção de energia eólica não apresentou crescimento expressivo devido, principalmente, a falta de políticas públicas incentivadoras e ao custo elevado da tecnologia (ANEEL, 2008).

Em 2001, em meio à crise de energia, foi lançado o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA), por meio da medida provisória 2.198-3. Por meio dessa medida, criou-

se a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, a qual definia diretrizes para programas de enfrentamento da crise energética, incentivando a geração de energia elétrica eólica (GOUVEA, 2018). Esse programa, todavia, não atingiu os resultados esperados e foi substituído pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA. Este último, não só incentivou a diversificação da matriz energética com a utilização de fontes renováveis, como também contribuiu com o desenvolvimento da indústria brasileira de componentes e turbinas eólicas, já que exigia conteúdo nacional para os equipamentos (ABEEOLICA, 2024).

De acordo com Gouvea (2018), o PROINFRA ganhou força e foi relançado pelo Decreto 5.025/2004. Com o objetivo de aumentar a concorrência entre os participantes do setor elétrico e, conseqüentemente, possibilitar uma redução da tarifa aos consumidores, o governo iniciou a contratação de fontes de energia renováveis por meio de leilões. Simultaneamente a essa iniciativa, o governo ofereceu um pacote de estímulos ao setor, como por exemplo a redução de tributos e financiamentos a longo prazo. O primeiro leilão de comercialização de energia ocorreu no fim de 2009, voltado exclusivamente para a geração de energia eólica. Neste leilão, foram contratados 1,8 GW de potência instalada em projetos eólicos (ABEEOLICA, 2024).

A partir desses avanços, a energia eólica passou a representar um percentual relevante tanto na matriz elétrica quanto na indústria brasileira, tornando-se cada vez mais competitiva em relação as outras fontes energéticas. Isso se mostra ao analisarmos a potência eólica total instalada no país ao longo dos anos: em 2003, havia 22 MW; já em 2008, a potência instalada era de 273 MW; em 2016, a capacidade instalada era de 10,7 GW. Atualmente, a energia eólica é a fonte de energia renovável que mais cresceu nos últimos anos. Em 2022, foram instalados 7,97 GW de potência originada de energia eólica, representando 51,03% da nova capacidade instalada no ano (ANEEL, 2008; GOUVEA, 2018; ABEEOLICA, 2022).

## 2.2 BENEFÍCIOS E IMPACTOS

Segundo Jha (2010), em comparação com outras fontes de energia, a tecnologia de turbinas eólicas oferece acessibilidade, operação livre de poluição e baixa manutenção. Entre os benefícios dessa fonte de energia, pode-se citar a independência energética dos usuários com turbinas eólicas residenciais; entrega de energia elétrica de forma sustentável e eficiente com menor custo; fornecimento de energia elétrica em locais remotos, onde os serviços da rede elétrica não estão disponíveis. Além disso, caso seja necessário desfazer a instalação do



aerogerador, é possível que isso seja feito facilmente e sem deixar nenhum efeito visível onde o equipamento estava alocado.

Todavia, Hau (2005) destaca que no presente momento é impossível discutir a utilização dos recursos eólicos sem considerar os impactos ambientais. Turbinas eólicas não poluem a atmosfera lançando gases com dióxido de carbono, enxofre ou hidrocarbonetos. Além disso, tal fonte de energia não gera resíduos radioativos como a energia nuclear, causando problemas para geração atual e futura. Ainda assim, há impactos causados pela geração de energia eólica que devem ser cuidadosamente avaliados e mitigados.

O impacto visual é um dos pontos negativos na produção de energia a partir do vento. A instalação de turbinas eólicas de grande porte constitui uma alteração na paisagem, que apesar de subjetiva, deve ser considerada. Em algumas regiões, esse fato pode ser considerado um transtorno, pois pode causar diminuição em atividades turísticas e prejuízos na economia global (DA SILVA, 2013; PINTO, 2014).

A emissão de ruído é outro fator que gera incômodo a população e a fauna próxima a turbinas eólicas. Aerogeradores produzem dois tipos de ruído: ruído aerodinâmico das pás e ruído mecânico. O ruído aerodinâmico é determinado pelo som aerodinâmico das pás devido ao escoamento do vento. Assim, o nível de ruído varia com a velocidade do vento, a eficiência dos sistemas de controle, número de turbinas e características do local. Já o ruído mecânico é gerado pelo maquinário na nacelle, o que pode ser reduzido com técnicas de isolamento acústico (DA SILVA, 2013; PINTO, 2014).

Consoante Pinto (2014), o impacto total da energia eólica em pássaros, morcegos e outros animais é consideravelmente menor comparado a outras fontes de energia. Observações em parques eólicos constataram que pássaros de espécies locais têm a capacidade de perceber a presença dos aerogeradores e desviar deles. Porém, essa capacidade não é observada em pássaros de espécies migratórias, os quais acabam sendo mortos ao colidir com as turbinas (HAU, 2005). De acordo com diversos estudos, é possível solucionar esse problema com análises minuciosas do local de instalação das turbinas (DA SILVA, 2013).

Turbinas eólicas podem ainda interferir nas transmissões de ondas eletromagnéticas, afetando sinais de rádio e televisão. Estudos realizados nos Estados Unidos com diversas turbinas mostraram que a intensidade dos efeitos da interferência pode ser atribuída ao conceito técnico da turbina e a topografia individual de cada local. Pás fabricadas em aço causaram maiores interferências em comparação a pás de materiais compostos de fibra de vidro e madeira. Ainda assim, com o planejamento adequado é possível facilmente contornar essa situação (PINTO, 2014).

Brannstrom et al. (2017) discute em seu trabalho as consequências negativas de preterir estudos sobre aspectos sociais e características geográficas do local que se pretende instalar um parque eólico. Assim, Brannstrom et al. (2017) discorre sobre conflitos ocorridos no litoral do estado do Ceará, destacando alguns dos impactos da fase de implantação de parques eólicos, como o desmatamento da vegetação nativa, soterramento de lagoas naturais, aplainamento de dunas e modificação das propriedades dos solos. Há também um impacto social, o qual envolve a diminuição das áreas de extrativismo vegetal e animal, devido as alterações nos ecossistemas litorâneos.

Como exemplo de conflito entre os habitantes locais e a instalação de parque eólico, pode-se citar o caso da comunidade de Xavier, localizada no Ceará, a qual sofreu diversas consequências negativas originadas da instalação do parque eólico inaugurado em 2009. Durante a implantação do parque eólico adjacente a comunidade, uma série de condutas equivocadas de engenharia civil causou a destruição de lagoas interdunares de grande importância para a atividade de pesca da região. Isso ocasionou a redução sistemática dos níveis de segurança alimentar da comunidade local. Brannstrom et al. (2017) conclui o estudo de campo na comunidade Xavier ressaltando a importância do envolvimento do poder público, da esfera privada e comunidade local para propor soluções aos desafios vinculados a utilização de recursos renováveis como fonte de energia elétrica. O caso em questão evidencia a necessidade de um planejamento detalhado dos impactos nas comunidades tradicionais, bem como no meio ambiente, com o objetivo de reduzir problemas sociais, econômicos e ambientais. A Figura 7 mostra a comunidade de Xavier e as turbinas eólicas instaladas na comunidade.

Figura 7 - Parque eólico e a comunidade de Xavier.

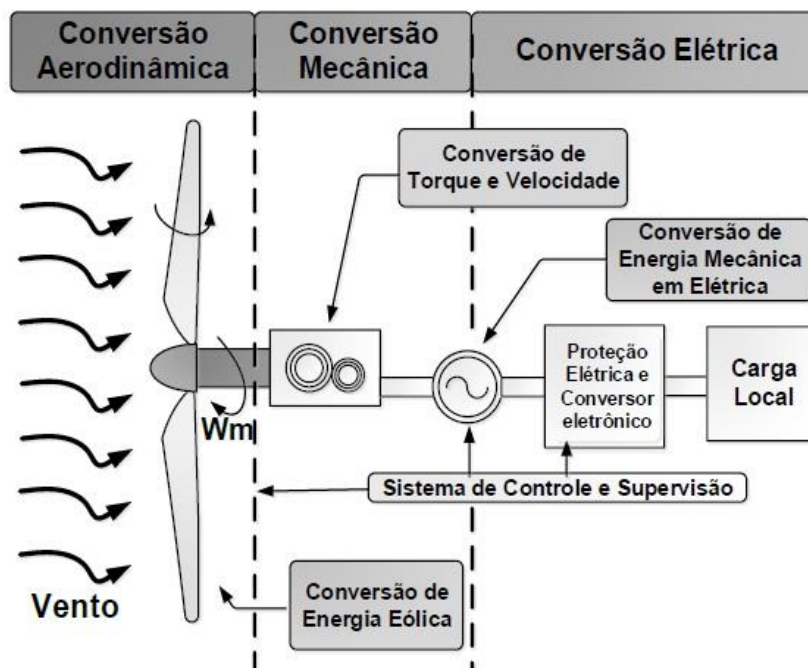


Fonte: Brannstrom, 2017.

### 2.3 FUNCIONAMENTO E PRINCIPAIS COMPONENTES DO AEROGERADOR

Pinto (2014) define aerogeradores como equipamentos que absorvem parte da energia cinética dos ventos, transformando-a em energia mecânica, a qual é convertida em energia elétrica por meio de um gerador elétrico acoplado. Esse processo de transformação pode ser dividido em duas etapas: primeiramente, a turbina converte a energia cinética disponível no vento em energia mecânica; na sequência, o gerador converte a energia mecânica recebida em energia elétrica, a qual é transmitida para a rede da concessionária. A Figura 8 ilustra esquematicamente cada etapa.

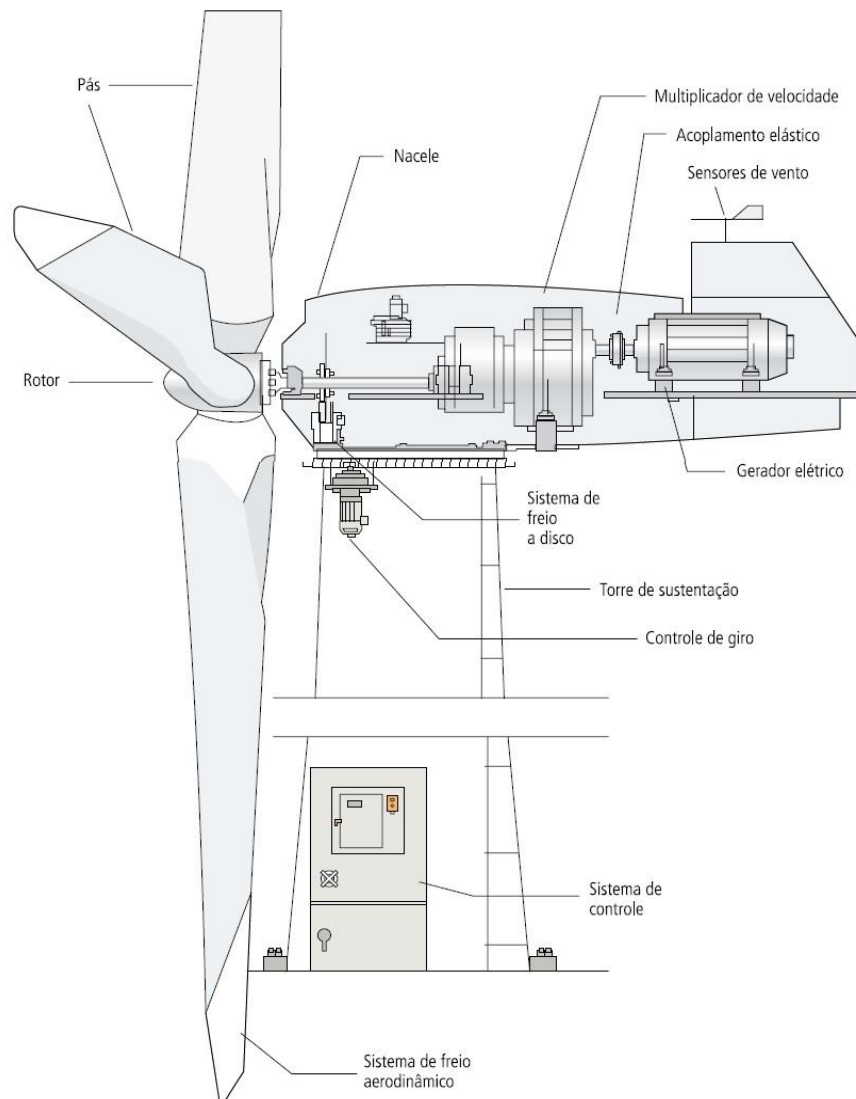
Figura 8 - Princípio da conversão da energia cinética do vento em energia elétrica.



Fonte: Martinello, 2015.

Em geral, os aerogeradores são compostos por três componentes básicos: o rotor com as pás, a nacelle e a torre (GOUVEA, 2018). A Figura 9 apresenta os componentes de um aerogerador.

Figura 9 - Principais componentes aerogerador.



Fonte: ANEEL, 2005.

O rotor, geralmente, é composto pelo cubo, também chamado de hub e por uma ou mais pás, projetadas para capturar a energia do vento e convertê-la em energia mecânica. As pás do rotor consistem nos aerofólios que interagem com o vento. A geometria e as dimensões das pás são determinantes para o desempenho da turbina eólica, assim como a escolha adequada dos materiais de fabricação para sua resistência estrutural (MANWELL, 2002). Os conhecimentos e tecnologias da indústria aeronáutica foram amplamente utilizados em benefício do desenvolvimento de materiais e configurações de aerofólios para as pás. Até por volta de 1915, o material empregado nas pás era madeira com uma cobertura de tecido. Este material, porém, apresentava alguns problemas relativos à durabilidade e à manutenção necessária. Já no começo dos anos 1980, o aço foi o material predominantemente empregado nas pás das grandes turbinas

eólicas (PINTO, 2014). O aço convencional apresenta valores de rigidez extraordinariamente elevados e tem um custo relativamente baixo. Porém, a utilização desse material implica em diversas dificuldades para executar os perfis aerodinâmicos e torções das pás durante o processo produtivo. Ainda assim, o aço foi empregado na fabricação experimental de grandes turbinas como a alemã Growian, a sueca WTS-75 e a americana MOD-2, esta última mostrada na Figura 10 (HAU, 2005).

Figura 10 - Fabricação de uma das pás da turbina americana MOD-2.



Fonte: Hau, 2005.

No final dos anos 1960, os materiais compostos por fibras de alta qualidade reforçadas surgiram, impulsionados pela grande demanda da indústria de aviação e aeroespacial. Atualmente, a fibra de vidro é a mais utilizada na construção de pás. Esse tipo de fibra apresenta resistência elevada, porém seu módulo específico de elasticidade não é tão alto. Por esse motivo, esse material não têm uma rigidez muito alta e, portanto, há restrições em sua utilização em pás de grande porte (PINTO, 2014). Quanto as técnicas de fabricação, os aerogeradores se beneficiaram dos métodos desenvolvidos pela indústria náutica (HAU, 2005).

O gerador é o componente utilizado para converter a energia mecânica em energia elétrica. Em geral, as turbinas eólicas utilizam geradores assíncronos ou síncronos. No

acoplamento da turbina com o gerador há uma caixa multiplicadora ou redutora, a qual existe em função das diferenças de velocidade entre a turbina e a gerador (PINTO, 2014).

Já a nacela é o compartimento no qual é conectado o rotor da turbina. Essa estrutura abriga internamente vários sistemas de controle e o gerador. A maior complexidade tecnológica se encontra nesse componente do aerogerador (GOUVEA, 2018). Por esse motivo, durante o projeto dessa estrutura é importante atentar para a seleção do material e o design utilizado, os quais devem oferecer proteção contra ruídos, alterações bruscas de temperatura e umidade. Na atualidade, na maioria das turbinas eólicas é utilizado material compósito, reforçado com fibra de vidro (HAU, 2005).

A torre tem a função de sustentar o rotor e a nacela, elevando o conjunto à altura definida em projeto. Pode ser fabricada em diversos materiais, como metal e concreto. Em comparação com as outras estruturas que compõem o aerogerador, a torre é a que requer menor desenvolvimento tecnológico (GOUVEA, 2018).

## 2.4 CLASSIFICAÇÃO DE AEROGERADORES

### 2.4.1 Classificação de potência

De acordo com a sua potência nominal, os aerogeradores podem ser classificados como pequenos, médios e de grande porte (OKITA, 2017). Consoante Pinto (2014), tem-se ainda as microturbinas, com potência de saída menor que 100 W.

As microturbinas estão disponíveis comercialmente, são eficientes, simples e podem ser facilmente instaladas. Tais turbinas podem ser utilizadas para carregar baterias de carros elétricos, fornecer energia para iluminação e também para abastecer residências localizadas em locais remotos, onde a energia elétrica não é oferecida por uma concessionária de energia (PINTO, 2014).

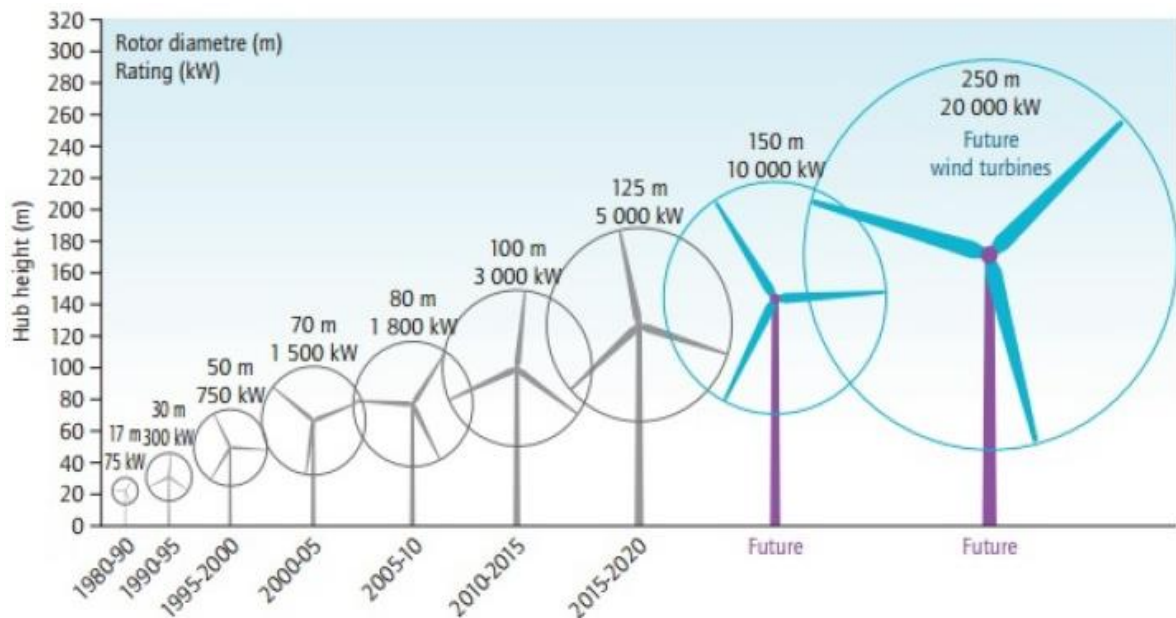
Geradores de pequeno porte são aqueles que produzem até 20 kW de potência e, em geral, possuem dispositivos mais baratos e compactos. Pode-se citar a empresa suíça Suzion como uma das principais fornecedoras de turbinas eólicas de pequeno porte. Tais modelos são indicados para uso residencial e regiões remotas (JHA, 2011).

Segundo Jha (2011), as turbinas de médio porte são máquinas de potência nominal entre 20 e 250kW e são indicadas para aplicações em que as turbinas de pequena escala ou de grande porte não oferecem a melhor relação custo-benefício a longo prazo. Esses modelos são mais

versáteis e podem ser utilizados com ou sem conexão a uma rede central de bombeamento de água e fornecimento de energia elétrica para pequenas comunidades (DA SILVA, 2013).

As turbinas de grande porte possuem capacidade de gerar mais de 250 kW de potência. Em geral, esse tipo de turbina é projetado para produzir de 1,5 MW a 4 MW (OKITA, 2017). Segundo Da Silva (2013), essas turbinas são notavelmente mais caras que as de médio e pequeno porte. Excluindo os custos de instalação e acessórios adicionais, os custos por kW gerado varia de 1,5 a 2,1 dólares. Assim, uma turbina de 1,5 MW custa por volta de três milhões de dólares. Turbinas de grande porte são utilizadas, principalmente, em parques e fazendas eólicas, para geração distribuída. A Figura 11 mostra a evolução dos aerogeradores ao longo dos anos, relacionando a potência gerada ao tamanho do rotor e da torre.

Figura 11 - Evolução de potência das turbinas eólicas.



Fonte: Okita, 2017.

#### 2.4.2 Turbinas de eixo vertical e horizontal

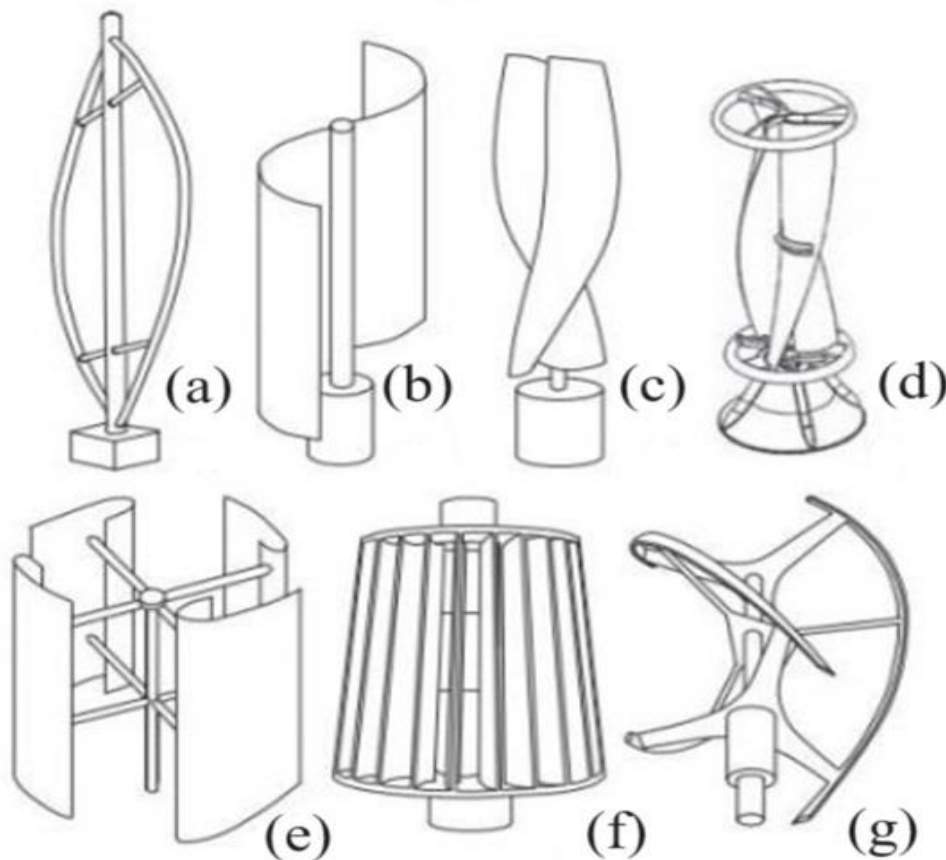
Quanto as características construtivas, Hau (2005) classifica os aerogeradores de acordo com a posição do eixo e do rotor. Pode-se, portanto, classificar as turbinas eólicas em turbinas de eixo vertical ou turbinas de eixo horizontal.

Turbinas eólicas de eixo vertical são aquelas em que o eixo de rotação está orientado na mesma direção que a torre de sustentação e, conseqüentemente, perpendicular à direção de incidência do vento. Da mesma forma que as turbinas de eixo horizontal, as turbinas de eixo

vertical podem ser acionadas tanto por forças de sustentação quanto de arrasto (HAU, 2005). Devido a orientação de seu eixo, máquinas desse tipo não precisam de nenhum mecanismo de controle para ajustá-las a direção do vento e operam com velocidade de vento baixas, a partir de 2 m/s (COTIA, 2015). Outra vantagem dessa configuração é o fato de que a estrutura da nacele pode ser instalada junto ao solo, facilitando as operações de manutenção (PINTO, 2014). Por outro lado, aerogeradores de eixo vertical têm como desvantagens os baixos valores de razão de velocidade de ponta de pá (Tip Speed Ratio), incapacidade de partida própria e impossibilidade de controle da potência de saída. Além disso, esse tipo de turbina apresenta, em geral, menor potência gerada por unidade de área de captação de vento (HAU, 2005).

As principais configurações de turbinas de eixo vertical são as turbinas Savonius, Darrieus e Darrieus H. A Figura 12 apresenta algumas variações de turbinas de eixo vertical.

Figura 12 – Principais modelos de aerogeradores de eixo vertical. (a) Darrieus; (b) Savonius; (c) Solarwind; (d) Helicoidal; (e) Noguchi; (f) Maglev; (g) Cackrane.



Fonte: Pinto, 2014.



A turbina de Savonius foi desenvolvida em 1929, por Sigurd Johannes Savonius. Nesse conceito, as pás da turbina são formadas por dois semicilindros, fixados em um disco em cada uma de suas extremidades, ligados a um eixo. Essa turbina é de baixa rotação, de alto torque e tem como princípio de funcionamento forças de arrasto (PINTO, 2014).

Consoante Pinto (2014), a turbina Darrieus, patenteada em 1931 pelo engenheiro francês Georges Jean Marie Darrieus, foi a única máquina de eixo vertical que obteve certo grau de sucesso comercial. Nesse modelo, o rotor é composto, geralmente, por duas ou três pás, as quais apresentam curvatura em forma de catenária. Uma variação desse modelo é a Darrieus H, composta por pás retas sustentadas por suportes presos a uma torre, mostrada na Figura 13 (HAU, 2005).

Figura 13 – Modelo de turbina Darrieus H.



Fonte: Hau, 2005.

Por fim, Hau (2005) conclui que as turbinas eólicas de eixo vertical ainda têm um potencial de desenvolvimento que não foi esgotado. Apesar dos coeficientes de potência mais baixos em relação as turbinas de eixo horizontal, os custos de instalação potencialmente mais

baixos podem compensar essa desvantagem. Em todo caso, isso exigirá um longo período de desenvolvimento tecnológico.

Hau (2005) define as turbinas eólicas de eixo horizontal como aquelas em que as pás do rotor giram em torno do eixo. Este modelo, no presente momento, é o mais difundido, por apresentar as seguintes vantagens:

- O formato das pás do rotor pode ser otimizado, com o objetivo de alcançar a máxima sustentação aerodinâmica;
- Uma vez que o rotor é instalado no alto da torre, é possível acessar maiores velocidades de vento;
- Melhor controle devido ao ajuste do ângulo de passo;
- Pelo controle do ângulo das pás, é possível controlar a velocidade do rotor e a saída de potência. Esse controle garante de forma eficiente também a proteção da estrutura contra excesso de velocidades;

Contudo, conforme Pinto (2014), as desvantagens dessa configuração são:

- Dificuldade de instalação de torres com altura elevada;
- Dificuldade no transporte dos equipamentos e componentes;
- Exigência de um sistema de controle para posicionar as pás na direção do vento;

As turbinas de eixo horizontal podem ainda ser classificadas quanto ao número de pás. A maioria das turbinas eólicas modernas utilizadas para gerar eletricidade possui três pás, porém há turbinas que utilizam multipás, duas pás ou até mesmo apenas uma.

Turbinas multipás são majoritariamente utilizadas para bombear água em áreas rurais. Nesses projetos, o rotor apresenta uma grande área voltada para o vento, o que possibilita a operação em baixa velocidade e elevado torque. Entretanto, esse tipo de turbina opera com velocidade rotacional consideravelmente menor do que as turbinas com menor número de pás. Isso acontece da seguinte forma: à medida que o número de rotações por minuto (rpm) da turbina aumenta, a turbulência causada por uma pá impacta na eficiência da pá seguinte. Portanto, turbinas com menos pás podem girar mais rapidamente, sem que a interferência das pás entre si se torne excessiva (PINTO, 2014).

Quanto as turbinas de uma única pá, verificou-se ao longo do tempo diversas desvantagens. Consoante Pinto (2014), nesse modelo é necessário adicionar uma massa com a função de contrapeso e sua eficiência aerodinâmica é bastante reduzida em razão das perdas na ponta de pá.

A vantagem das turbinas com três pás consiste no fato de que o momento polar de inércia em relação à partida é constante e independente da posição azimutal do rotor. Essa característica contribui para uma operação relativamente suave, mesmo durante a partida da turbina. Em rotores com duas pás, o momento de inércia é menor quando as pás estão verticais do que quando estão na horizontal. Por conta desse “desequilíbrio”, a maioria das turbinas de duas pás utiliza um rotor oscilante. A configuração com mais de três pás pode resultar também em um rotor com momento de inércia independente da posição, entretanto raramente utiliza-se mais de três pás, principalmente pelos elevados custos de produção envolvidos (MANWELL, 2002). A Figura 14 mostra um parque eólico com turbinas de três pás.

Figura 14 - Parque eólico com turbinas de três pás.

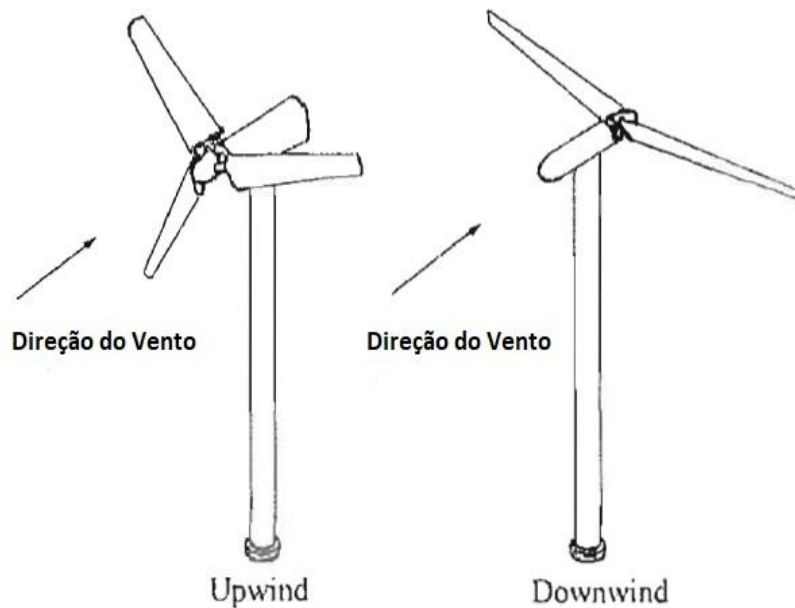


Fonte: Dutra, 2008.

### 2.4.3 Turbinas upwind e downwind

As turbinas de eixo horizontal podem ainda ser classificadas segundo a posição do rotor em relação ao vento: upwind ou downwind, conforme ilustra a Figura 15 (MANWELL, 2002).

Figura 15 - Configuração de rotor upwind e downwind.



Fonte: Manwell, 2002.

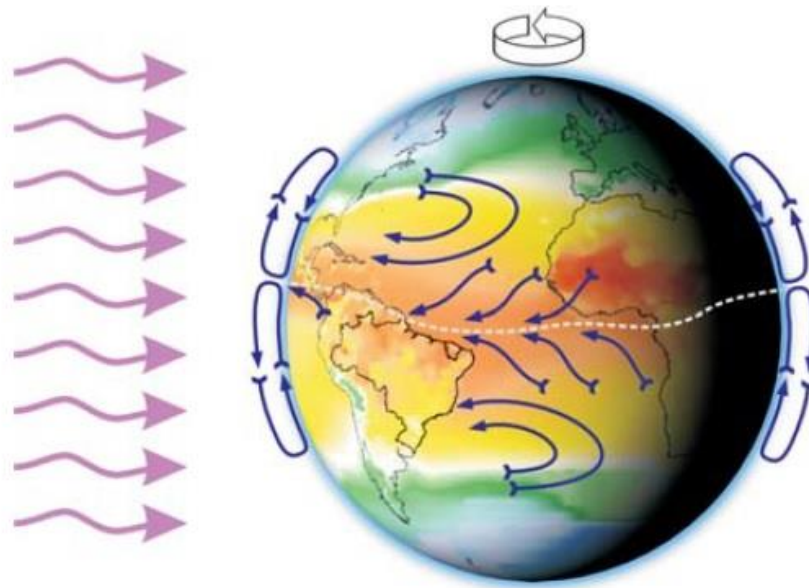
Na concepção construtiva upwind, o rotor fica posicionado na frente da nacelle, permitindo que o vento incida diretamente na parte dianteira da área de varredura da turbina. Já no modelo downwind, o rotor é posicionado atrás da nacelle. Por esse motivo, essa última configuração apresenta a desvantagem do efeito sombra: no curto momento em que a pá passa atrás da torre, o fluxo de vento é reduzido, fazendo com que a pá flexione. Com isso, tem-se um aumento de ruído, uma diminuição do potencial de saída e maior potencial de falha por fadiga, pela flexão da pá. Por outro lado, a vantagem de turbinas downwind é o fato dessas se orientarem na direção do vento sem a necessidade de um sistema de controle para isso. Esse sistema se faz necessário nas turbinas upwind, porém elas operam mais suavemente e fornecem maior potência (PINTO, 2014).

## 2.5 O VENTO

A energia eólica pode ser definida como aquela obtida através da energia cinética gerada pela migração das massas de ar provocada pelas diferenças de temperatura existentes na superfície terrestre (ANEEL, 2008). Segundo Manwell (2002), os ventos globais são causados por diferenças de pressão na superfície da Terra, devido ao aquecimento desigual do planeta pela radiação solar. Entre outros fatores que explicam esse aquecimento não uniforme, pode-se citar a orientação dos raios solares e os movimentos da Terra. As regiões tropicais recebem os

raios solares quase que perpendicularmente e por esse motivo são regiões de maior temperatura do que as regiões polares. Dessa forma, o ar quente que está nas baixas altitudes das regiões tropicais tende a ascender, sendo substituído por massas de ar mais frio provenientes das regiões polares. Assim, com o deslocamento de massas de ar, tem-se a formação dos ventos (DUTRA, 2007). A Figura 16 representa a dinâmica de formação dos ventos.

Figura 16 - Dinâmica de formação dos ventos.



Fonte: Cepel, 2011.

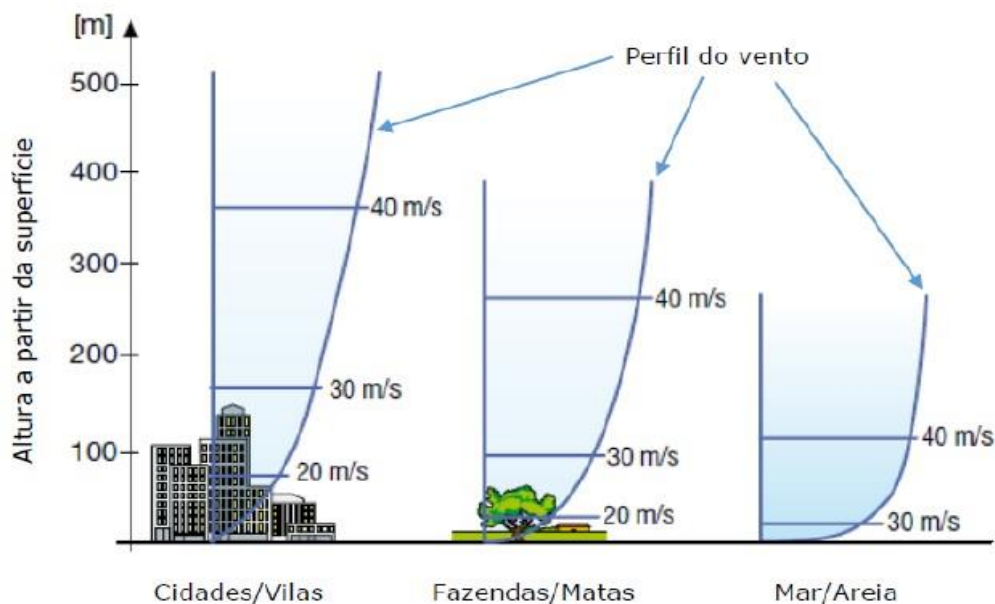
Além do fenômeno de geração dos ventos descrito anteriormente, tem-se também os ventos locais, originados por outros mecanismos específicos. Devido a condições locais, os ventos de determinadas regiões adquirem características individuais. Um exemplo da manifestação local de ventos é a dinâmica observada em vales e montanhas. Durante o dia, o ar aquecido ascende nas encostas da montanha e o ar mais frio desce sobre o vale para substituir o ar que subiu (DUTRA, 2007).

Segundo Oliveira (2019), em um intervalo de horas ou dias as condições do vento podem, portanto, variar bastante. Todavia, em termos estatísticos, quando avaliamos períodos que compreendem meses e anos, os ventos tendem a apresentar um comportamento que segue tendências sazonais e diurnas bem definidas, permitindo prognosticar padrões e aproveitá-los como uma fonte confiável para a produção de energia.

Além disso, Dutra (2007) destaca a importância de analisar fatores regionais quando se for avaliar o local no qual se deseja instalar aerogeradores, já que as características do vento

podem variar significativamente em curtas distâncias. A altura e rugosidade da área em que o aerogerador será alocado influenciam diretamente nas variações da velocidade do vento. Essa característica do vento se justifica pela camada limite atmosférica, a qual é definida como a camada de ar diretamente acima da superfície da terra em que os efeitos dessa superfície, como atrito, aquecimento e resfriamento, são percebidos em escalas consideravelmente menores (OLIVEIRA, 2019). Na Figura 17, pode-se observar a influência da rugosidade superficial na velocidade do vento.

Figura 17 – Influência da rugosidade superficial na velocidade do vento.



Fonte: Oliveira, 2019.

Para determinar a velocidade de vento em uma altura específica, considerando uma velocidade de vento a uma altura de referência, Fadigas (2011) propõe a equação:

$$V = V_r \left( \frac{H}{H_r} \right)^n \quad (1)$$

na qual  $H$  é a altura desejada,  $H_r$  é a altura de referência,  $V_r$  é a velocidade do vento na altura de referência,  $V$  é a velocidade do vento na altura desejada e  $n$  é o expoente da lei de potência. Os valores de  $n$  são dados de acordo com as características do terreno e são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1- Fator n para diferentes tipos de superfície.

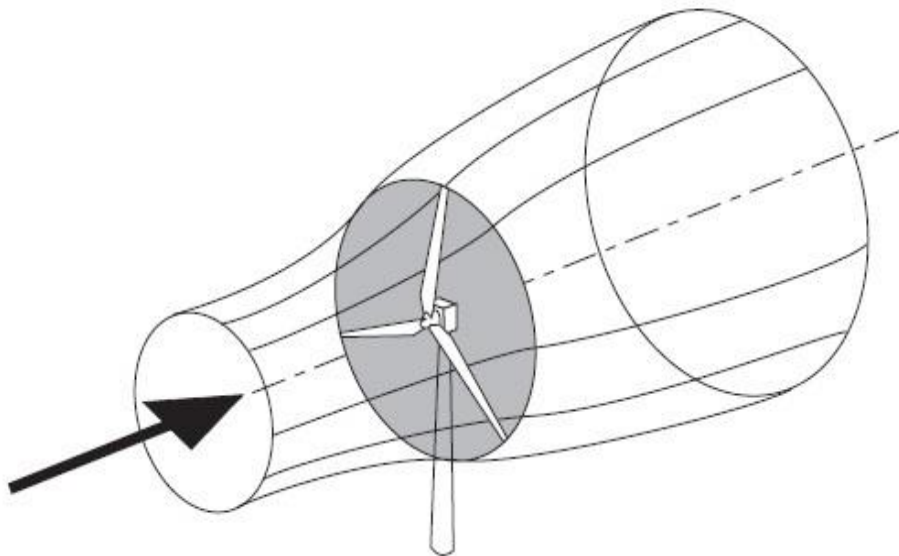
<i>Descrição do Terreno</i>	<i>Fator n</i>
Superfície lisa, lago ou oceano	0,10
Gramma baixa	0,14
Vegetação rasteira (até 0,3m), árvores ocasionais	0,16
Arbustos, árvores ocasionais	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22 – 0,24
Áreas residenciais	0,28 – 0,40

Fonte: Fadigas, 2011.

Por conta desses fatores, é indicado instalar turbinas eólicas em alturas elevadas, com o objetivo de minimizar a influência negativa das condições de relevo nos valores de velocidade do vento. Nessa condição, é possível obter um melhor aproveitamento energético (OLIVEIRA, 2019).

Posto isso, é fundamental calcular a energia potencial do vento e sua capacidade de produção de energia, de acordo com o local que se deseja instalar o aerogerador (PINTO, 2014). Para isso, Manwell (2002) determina um fluxo de massa de ar ( $dm/dt$ ), o qual passa através de um disco rotor de área A, como mostra a Figura 18.

Figura 18 – Escoamento de ar através de um disco rotor.



Fonte: Burton, 2001.

A partir da equação da continuidade da mecânica dos fluídos, a vazão mássica do escoamento de ar é dada por:

$$\frac{dm}{dt} = \rho AV \quad (2)$$

na qual  $\rho$  é a massa específica do ar,  $A$  é a área do disco rotor e  $V$  é a velocidade do vento, considerada uniforme.

Para esse fluxo, a energia cinética por unidade do tempo, isto é, a potência teórica do vento, é:

$$P_{\text{vento}} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} V^2 = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (3)$$

Manwell (2002) conclui da análise da Equação 3 que a potência do vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento e diretamente proporcional a massa específica do ar e a área varrida pelo rotor.

### 2.5.1 Potencial eólico brasileiro

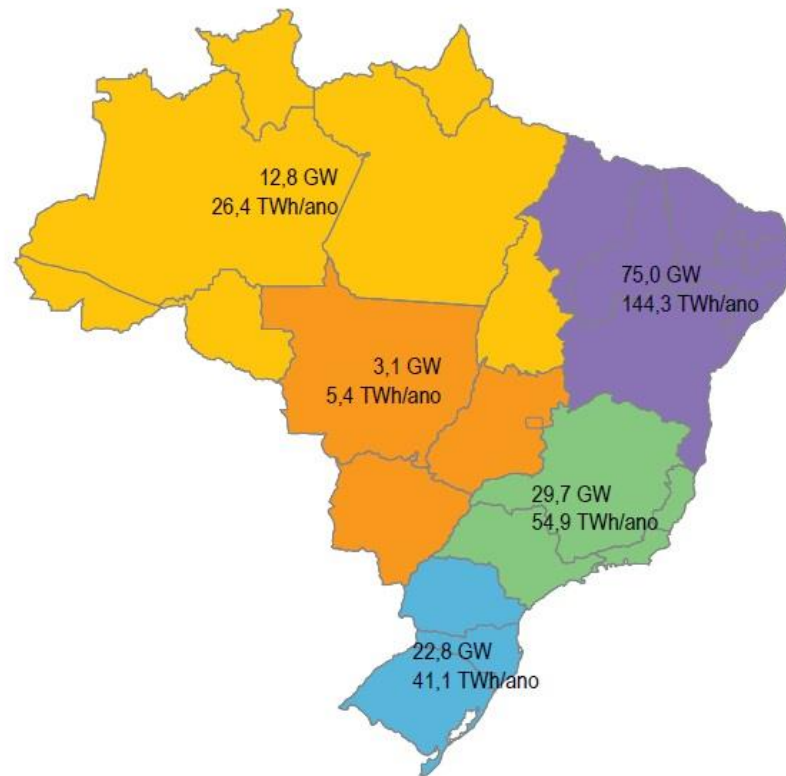
A obtenção de energia elétrica através da energia dos ventos pressupõe a existência de condições naturais específicas e favoráveis. A avaliação destas conjunturas requer, desse modo, trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre a velocidade e o regime dos ventos, determinando o potencial eólico de certa região (ANEEL, 2008).

O Brasil apresenta condições muito favoráveis para o aproveitamento eólico: o país apresenta uma presença de ventos duas vezes superior à média mundial e volatilidade (oscilação da velocidade) de apenas 5%. Segundo estimativas da ANEEL (2008), o Brasil tem um potencial de geração de energia eólica de 143 mil MW.

A Figura 19 mostra os potenciais eólicos das 5 regiões brasileiras. A região Nordeste é a de maior potencial, avaliado em 75 GW. Já o Sudeste apresenta um potencial de 29,7 GW, com destaque para o Vale do Jequitinhonha. A região Sul conta com um potencial de 22,8 GW (ANEEL, 2008).



Figura 19 - Potência eólica das regiões brasileiras.



Fonte: ANEEL, 2008.

Consoante Pianezzola (2006), a busca por estudos sobre o potencial eólico em diversas regiões para estimativa do potencial energético dos ventos resulta em mapas e atlas eólicos. O potencial eólico brasileiro para aproveitamento energético tem sido objeto de estudo desde os anos de 1970 (CEPEL, 2001).

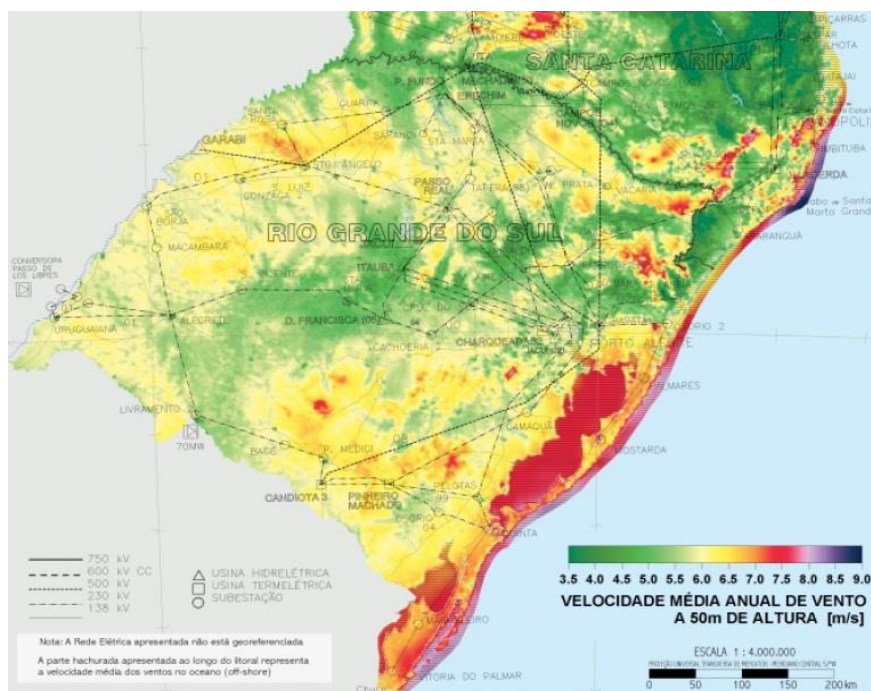
Em 1998, a primeira versão do Atlas Eólico da Região Nordeste do Brasil foi lançada pelo Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE). A continuidade desse trabalho deu origem ao Panorama do Potencial Eólico no Brasil, o qual tinha como objetivo analisar dados de ventos, elaborar mapas eólicos e descrever modelos atmosféricos. Em 2001, o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica (CRESESB/CEPEL) lançou o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Para o desenvolvimento desse atlas, utilizou-se o software MesoMap de modelamento numérico dos ventos de superfície, que simula a dinâmica dos regimes de vento, considerando características de vegetação, de relevo, de utilização do solo e interações térmicas entre a superfície terrestre e a atmosfera (PIANEZZOLA, 2006).

A primeira edição do Atlas Eólico do Estado do Rio Grande do Sul foi publicada em 2002, pela Secretaria de Energia, Minas e Comunicações do Rio Grande do Sul (SEMC). Para a elaboração desse atlas foram utilizados os dados anemométricos de 21 torres com alturas de

40 a 50 metros, instaladas em locais estrategicamente selecionados. Com o auxílio do MesoMap e simulações computacionais dos principais processos físicos atuantes na movimentação da atmosfera, realizou-se os modelos para interpolação dos regimes de ventos para o restante do estado do Rio Grande do Sul. Os mapas resultantes apresentam o potencial eólico sazonal e anual por quilômetro quadrado do Rio Grande do Sul, para as alturas de 50 metros, 75 metros e 100 metros. O atlas apresenta também outros dados relacionados ao vento, como frequência, velocidades e direções anuais, potencial eólico offshore, fator de forma Weibull e incertezas nas velocidades médias (PIANEZZOLA, 2006).

De acordo com a publicação, o estado mostra um potencial muito alto de 15,84 GW, para áreas com ventos a partir de 7,0m/s, na altura de 50 metros e fator de capacidade de 29% e um potencial de geração de 41.69 TWh/ano (PINTO, 2014). A Figura 20 mostra as velocidades de ventos anuais no estado do Rio Grande do Sul.

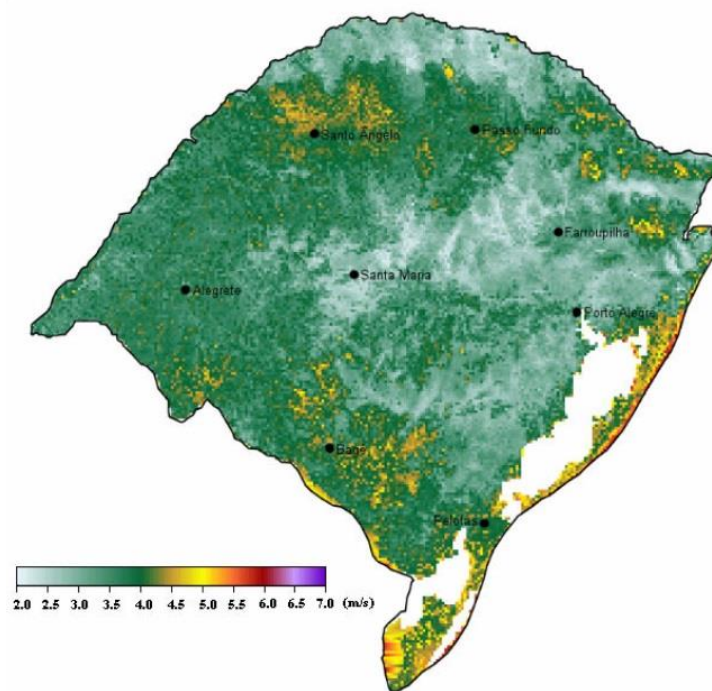
Figura 20 - Mapa de velocidades dos ventos a altura de 50m, no estado do Rio Grande do Sul.



Fonte: CEPEL, 2001.

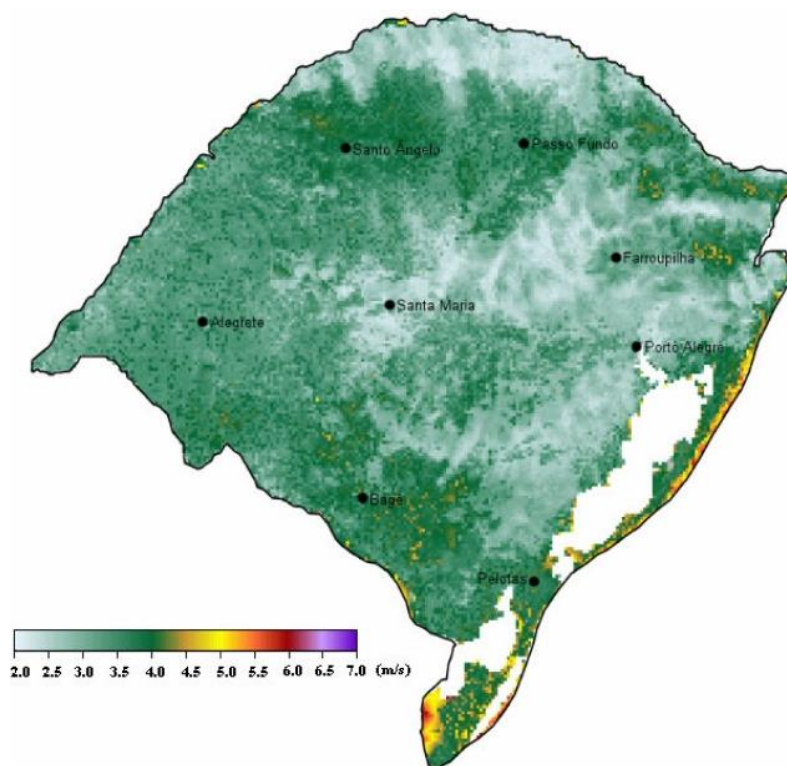
Pianezzola (2006) estima o valor de velocidade do vento anual e para as quatro estações do ano, para a altura de 10 metros, no Rio Grande do Sul. As Figuras 21, 22, 23, 24 e 25 mostram os mapas obtidos nesse estudo.

Figura 21 - Velocidade média anual do vento a 10m de altura.



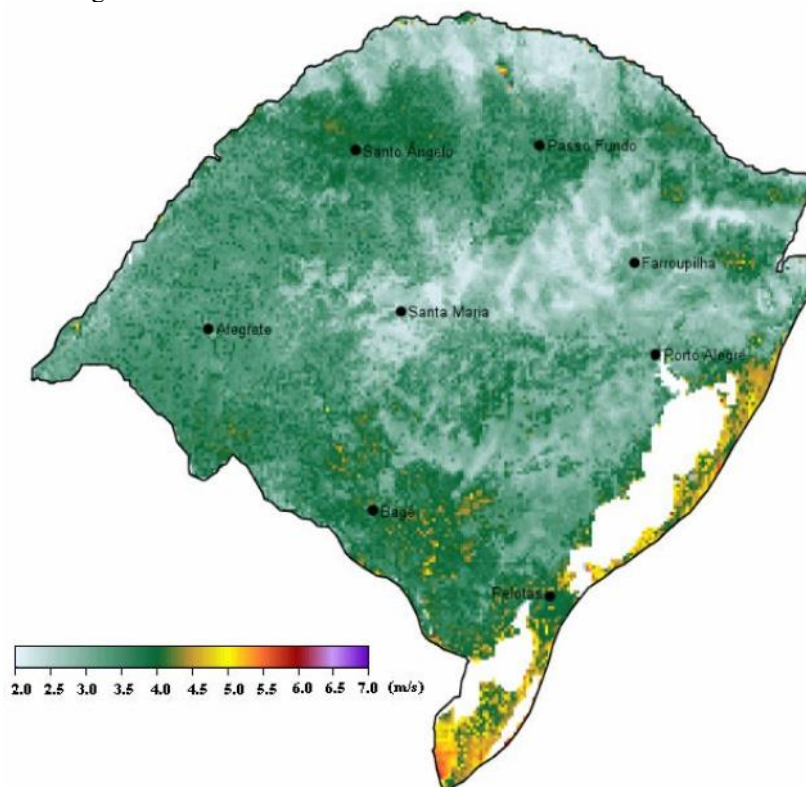
Fonte: Pianezzola, 2006.

Figura 22 - Velocidade média no outono do vento a 10m de altura.



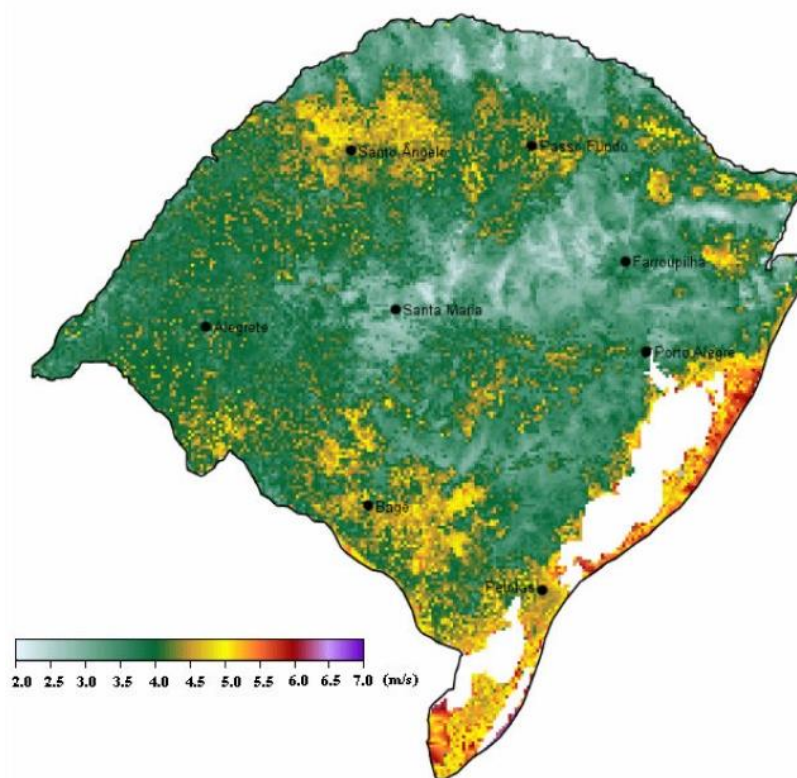
Fonte: Pianezzola, 2006.

Figura 23 - Velocidade média no verão do vento a 10m de altura.



Fonte: Pianezzola, 2006.

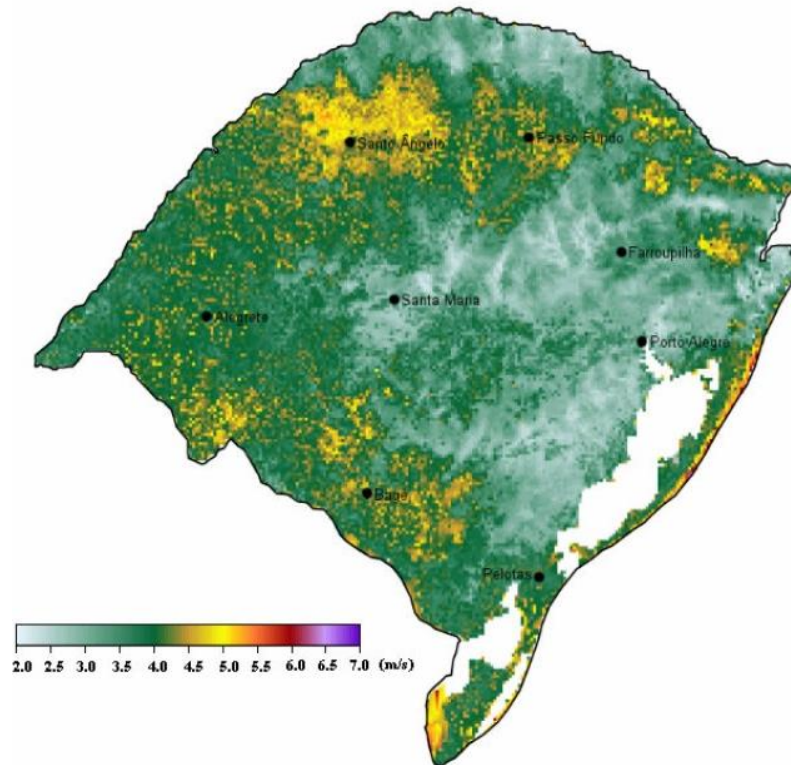
Figura 24 - Velocidade média na primavera do vento a 10m de altura.



Fonte: Pianezzola, 2006.



Figura 25 - Velocidade média no inverno do vento a 10m de altura.



Fonte: Pianezzola, 2006.

Analisando a Figura 21, percebe-se que a velocidade média anual do vento no noroeste do estado do Rio Grande do Sul pode chegar a 5 m/s. Nota-se nas Figuras 22, 23, 24 e 25 que o fator sazonalidade interfere na velocidade média do vento nessa região. Durante a primavera e inverno, a velocidade do vento é de, aproximadamente 5 m/s nessa região, enquanto que no outono e verão a velocidade média é de 4 m/s.

Pinto (2014) destaca as áreas mais favoráveis para empreendimentos eólicos no estado do Rio Grande do Sul:

- Coxilha de Santana: com ventos médios anuais na faixa de 7 a 7,5 m/s nos pontos mais elevados.
- Escudo Rio-Grandense: áreas de estepes, com ventos médios anuais entre 7 e 8 m/s nas maiores elevações.
- Litoral Sul: extensa área de planície costeira com dunas e baixa rugosidade, plantações de arroz e pastagens, com ventos médios anuais entre 7 e 8 m/s a 50 metros de altura.
- Planalto das missões: área com estepes, atividades agrícolas e floresta fixa com ventos médios anuais ao redor de 7 m/s nas maiores elevações.

- Serra Gaúcha: área de floresta araucária e campos gramíneos-lenhosos, com ventos médios anuais entre 7 e 7,5 m/s nas maiores elevações.

- Costa da Lagoa dos Patos: área de vegetação plana, de restinga, com dunas e ventos médios anuais de 7 a 8 m/s.

Em 2023, 83% da energia gerada no Rio Grande do Sul era de origem renovável e o Estado ocupava a quinta posição no país em capacidade instalada de energia eólica. Assim, o Rio Grande do Sul possuía 1.836 MW instalados em 80 parques eólicos em nove municípios. O complexo eólico de Osório se destaca no estado do Rio Grande do Sul, compreendendo três parques: Sangradouro, Osório e Índios, conectados a uma única subestação. O parque localiza-se no município de Osório, foi inaugurado em 2007, com 75 turbinas eólicas e 150 MW (PINTO, 2014).

## 2.6 GERAÇÃO DE PEQUENO PORTE E MICROGERAÇÃO NO BRASIL

No Brasil, a geração de energia eólica através de geradores de pequeno porte e microturbinas ainda está em uma fase de desenvolvimento inicial, apesar de apresentar grande potencial de crescimento (GUESSE, 2016).

A aprovação da resolução da ANEEL nº 482/2012, em 2012, foi um grande marco para fomentar o crescimento do mercado de microgeração e minigeração de energia elétrica distribuída (ANEEL, 2022). Em 2023, essa resolução normativa foi revogada pela resolução ANEEL nº 1.059, a qual tem por objetivo aprimorar as regras para conexão e faturamento de centrais de microgeração e minigeração distribuída em sistemas de distribuição de energia elétrica. De acordo com essa resolução, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis. Além disso, é possível fornecer o excedente de energia elétrica produzido para a rede de distribuição de sua região, o qual pode ser compensado posteriormente. Ainda consoante a resolução, denomina-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada de até 75 kW e minigeração aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 3 MW.

Segundo a pesquisa realizada por Pereira (2015), sobre a percepção de potenciais consumidores de aerogeradores de pequeno porte, aproximadamente 74% dos entrevistados responderam que teriam interesse em adquirir esse tipo de equipamento. A principal motivação indicada pelos entrevistados foi a redução no valor da conta de energia elétrica, representando 54% dos motivos apontados. Tais resultados corroboram, portanto, com a importância de os órgãos públicos promoverem iniciativas que incentivem a geração de energia através de fontes

renováveis. Entre tais incentivos, pode-se citar algumas medidas como abatimento em imposto de renda, desoneração tributária, metas de mercado e compras públicas sustentáveis (PEREIRA, 2015). Na Tabela 2 abaixo, tem-se as motivações indicadas na pesquisa de Pereira (2015).

Tabela 2 - Motivações de compra de aerogeradores de pequeno porte.

<i><b>Motivação</b></i>	<i><b>Porcentagem (%)</b></i>
Redução na conta de energia elétrica	54
Redução de emissão de gases de efeito estufa	18
Preço	8
Fácil instalação e manutenção	4
Independência energética	4
Teste experimental para centro de pesquisa	2
Geração distribuída	2
Backup de rede básica	2
Pesquisa	2
Estratégico	2
Interesse pessoal	2

Fonte: Pereira, 2015.

Pereira (2015) apresenta ainda a relevância da disposição de investimento dos potenciais consumidores. Do total dos entrevistados, 61% indicaram a intenção de investir até R\$ 10.000 em tecnologia eólica para geração de energia. A Tabela 3 sintetiza a disposição de investimento dos entrevistados.

Tabela 3 - Disposição de investimentos.

<i><b>Investimento</b></i>	<i><b>Porcentagem (%)</b></i>
Até R\$ 10.000,00	61,2
Acima de R\$ 10.000,00 até R\$ 15.000,00	8,2
Acima de R\$ 15.000,00 até R\$ 30.000,00	8,2
Acima de R\$ 30.000,00 até R\$ 60.000,00	2,0
Acima de R\$ 60.000,00 até R\$ 100.000,00	0,0
Acima de R\$ 100.000,00 até R\$ 1.000.000,00	2,0
Não sei/ Não quero responder	18,4

Fonte: Pereira, 2015.

Os resultados mostrados na Tabela 3 são essenciais para entender a disposição de investimento dos potenciais consumidores e as expectativas de mercado. Os dados reforçam a necessidade de as empresas fornecedoras conseguirem fabricar aerogeradores de pequeno porte com preços mais acessíveis, avançando em inovação, no aprimoramento do serviço de manutenção e em eficiência operacional. Para atingir esses objetivos, é crucial a parceria entre empresas privadas e instituições públicas de pesquisa e desenvolvimento (Pereira, 2015).

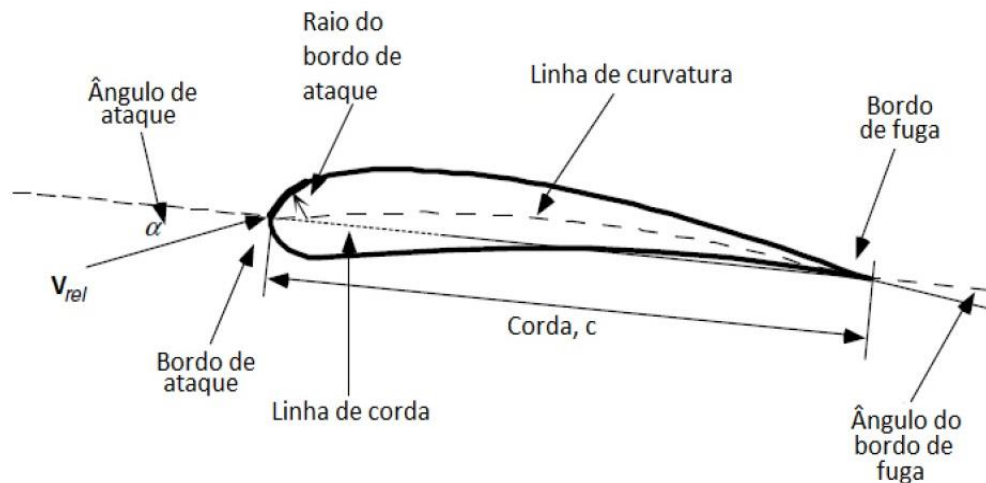
## 2.7 AERODINÂMICA DE TURBINAS EÓLICAS

### 2.7.1 Aerofólios

O processo de conversão da energia eólica por um aerogerador depende da interação entre as pás do rotor e o vento (MANWELL, 2002). As pás de um aerogerador têm o formato de aerofólio em suas seções transversais. Pinto (2014) define aerofólios como estruturas com formas geométricas específicas usadas para gerar forças mecânicas, as quais surgem devido ao movimento relativo entre o aerofólio e o fluido que o circula. A escolha do aerofólio é um dos pontos de início para o projeto, uma vez que suas características são determinantes para prever o desempenho aerodinâmico do aerogerador (OLIVEIRA, 2019).

Segundo Manwell (2009), um aerofólio se caracteriza por vários elementos, entre eles a linha de curvatura, o bordo de ataque, a linha de corda, a corda, a espessura e o ângulo de ataque. A Figura 26 abaixo ilustra cada um desses elementos.

Figura 26 – Nomenclatura dos elementos de um aerofólio.



Fonte: Manwell, 2009.

A linha de curvatura é o local geométrico que representa a divisão entre a superfície inferior e superior do aerofólio. O bordo de ataque localiza-se no início da linha de curvatura e o bordo de fuga ao final. Ligando os dois bordos em linha reta tem-se a linha de corda. A espessura é a medida perpendicular à linha de corda, entre a superfície inferior e superior do aerofólio. O ângulo de ataque é definido como o ângulo entre a velocidade relativa do vento e a linha de corda (MANWELL, 2002).

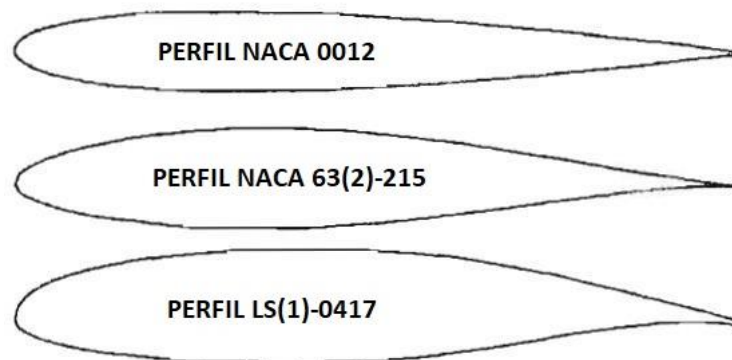
Entre 1927 e 1932 foram realizados os primeiros trabalhos de aerofólios para aeronaves pelo Instituto de Pesquisa em Aerodinâmica em Gottingen, na Alemanha (PINTO, 2014). Nos primeiros projetos de aerogeradores, os rotores eólicos utilizavam aerofólios desenvolvidos



para as asas de aeronaves, devido a semelhança de geometria. Dessa forma, nos anos de 1970 e início de 1980, os perfis aerodinâmicos das séries NACA 44xx e 230xx foram adotados em turbinas eólicas por apresentarem altos coeficientes de sustentação e baixos coeficientes de arrasto e momento.

As características de desempenho desejáveis para aviões não são, entretanto, necessariamente satisfatórias para turbinas eólicas. Dessa forma, é importante considerar o efeito da rugosidade superficial na interação entre o perfil aerodinâmico das pás de um aerogerador e o escoamento de ar. O desgaste operacional, a adesão de partículas às pás e o processo de fabricação das pás são exemplos de fatores que podem gerar deformações superficiais, tornando o efeito da rugosidade superficial relevante (DE CARVALHO, 2023). Por esse motivo, em 1980, o modelo NASA LS (1) MOD passou a ser utilizado em projetos americanos e britânicos, uma vez que apresentava menor sensibilidade ao efeito da rugosidade no bordo de ataque em comparação com os modelos NACA 44XX e NACA 230xx (MANWELL, 2002; DA SILVA, 2013; DE FREITAS, 2021). A Figura 27 apresenta os perfis NACA0012, NACA63(2)-215, LS(1)-0417 utilizados em rotores eólicos.

Figura 27 - Aerofólios NACA0012, NACA63(2) -215, LS (1) -0417.



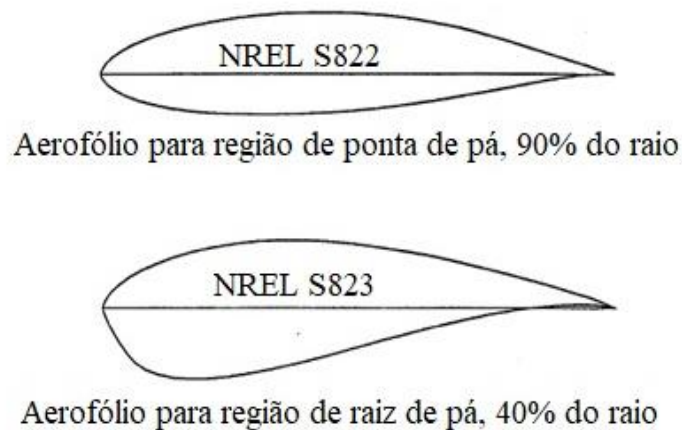
Fonte: Adaptado de Manwell, 2002.

Segundo Tangler e Somers (1995), os aerofólios das séries NACA 44xx, NACA 23xxx, NACA 63xxx e NASA LS (1) sofrem notável perda de performance devido aos efeitos da rugosidade no bordo de ataque. A rugosidade é responsável, ainda, pela redução do coeficiente de sustentação máximo ao longo do comprimento da pá do rotor, aumentando o arrasto no perfil.

Em 1984, com o objetivo de minimizar tais perdas, a National Renewable Energy Laboratory (NREL) em conjunto com a Solar Energy Research Institute (SERI) desenvolveram famílias de aerofólios específicas para turbinas eólicas. Os perfis dessas famílias são

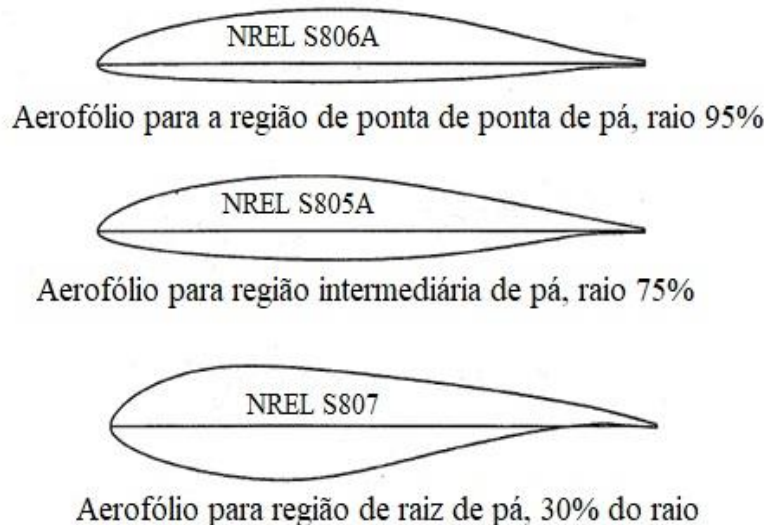
denominados NREL e satisfazem as condições de performance de turbinas controladas tanto por stall, quanto por pitch. Os perfis aerodinâmicos NREL foram desenvolvidos em 7 famílias, totalizando 23 aerofólios, sendo alguns deles adequados apenas para a base das pás, para projetos em que há variação do perfil aerodinâmico ao longo desta. Ademais, os perfis são projetados de acordo com o tamanho do rotor da turbina e sua capacidade de gerar energia eólica. A Figura 28 mostra os perfis da série NREL desenvolvidos para turbinas pequenas de 2 a 20 kW e com pás de 1 a 5 metros. Já a Figura 29 mostra os aerofólios para turbinas de tamanho médio de 20 a 100 kW e pás de 5 a 10 metros.

Figura 28 - Perfil aerodinâmico da série NREL indicado para pás de 1m a 5m.



Fonte: Adaptado de Tangler e Somers, 1995.

Figura 29 - Perfil aerodinâmico da série NREL indicado para pás de 5m a 20m.



Fonte: Adaptado de Tangler e Somers, 1995.

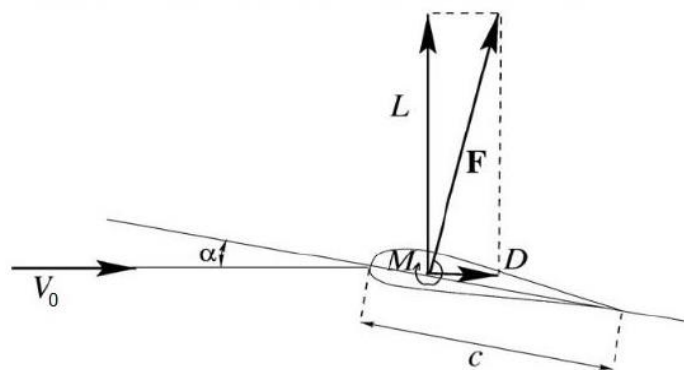
Tangler e Somers (1995) apontam, ainda, que o aperfeiçoamento das características de performance dos perfis aerodinâmicos para valores adequados de espessura do perfil e número de Reynolds garantem um ganho energético anual significativo, podendo chegar até 35% em turbinas controladas por stall.

Segundo Bastianon (2008), na escolha de um perfil aerodinâmico para projetos de turbina eólica busca-se para as características aerodinâmicas coeficiente de sustentação elevado e, em contrapartida, baixo coeficiente de arrasto. Para aplicações em aerogeradores, o coeficiente de sustentação deve alcançar o valor máximo de forma suave para evitar picos abruptos com a variação em função do ângulo de ataque e, conseqüentemente, prevenir vibrações causadas pela queda brusca de sustentação (DE FREITAS, 2021). Bastianon (2008) destaca também que é necessário conciliar parâmetros aerodinâmicos com a resistência estrutural da pá, uma vez que a busca por coeficientes aerodinâmicos ideais resulta em perfis muito finos, os quais não resistem as tensões sofridas pelas pás de aerogeradores. Para solucionar tal impasse, Manwell (2002) sugere adotar um perfil de alta eficiência na região da ponta de pá e uma versão do mesmo perfil com maior espessura. Assim, é possível atender as demandas estruturais, minimizando os prejuízos de eficiência aerodinâmica.

### 2.7.2 Aerodinâmica bidimensional para aerofólios

O comportamento aerodinâmico de uma pá sob a passagem de um escoamento de ar pode ser estudado através de uma perspectiva bidimensional (HANSEN, 2015). Nessa análise, em reação ao vento incidente sobre o aerofólio surge uma força ( $F$ ). Essa força pode ser decomposta em duas componentes: uma perpendicular a velocidade do vento, denominada sustentação ( $L$ ) e uma paralela chamada de arrasto ( $D$ ), como ilustra a Figura 30.

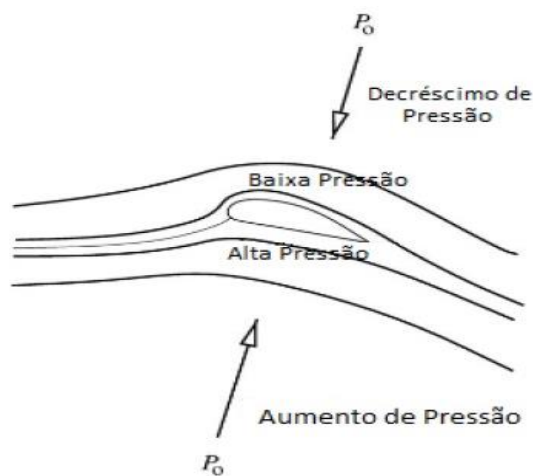
Figura 30 - Componentes das forças atuantes em um aerofólio.



Fonte: Hansen, 2015.

O escoamento de ar sobre um aerofólio produz uma distribuição de forças sobre sua superfície, devido a um gradiente de pressão. Na superfície convexa do perfil aerodinâmico, a velocidade do fluxo de ar aumenta, resultando em uma região com pressão abaixo da pressão atmosférica, enquanto que na parte inferior do aerofólio a pressão é maior que a pressão atmosférica. A diferença de pressão entre essas duas regiões resulta na força de sustentação (HANSEN, 2015). A Figura 31 ilustra o princípio de sustentação.

Figura 31 - Princípio de sustentação em um aerofólio.



Fonte: Hansen, 2015.

Já a força de arrasto deve-se as forças de atrito viscoso que surgem da interação do escoamento de ar com o aerofólio (MANWELL, 2002).

Para se obter o melhor desempenho em uma turbina eólica, a relação entre a componente de sustentação e a de arrasto ( $L/D$ ) deve ser a máxima possível.

Os coeficientes de sustentação e arrasto por unidade de corda são descritos pelas equações:

$$c_l = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho V_0^2 c} \quad (4)$$

$$c_d = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho V_0^2 c} \quad (5)$$

nas quais  $c$  é a corda do perfil aerodinâmico e  $V_0$  a velocidade do vento. Além dos coeficientes de sustentação e arrasto, há também a componente de momento ( $M$ ), localizada a uma distância de um quarto da corda do bordo de ataque. Essa componente faz com que o aerofólio gire no sentido horário, gerando um momento positivo.

$$c_m = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho V_0^2 c^2} \quad (6)$$

Os valores do coeficiente de sustentação apresentam crescimento linear com o ângulo de ataque até certo limite. Após esse valor, o coeficiente de sustentação passa a diminuir e o coeficiente de arrasto aumenta significativamente. Esse fenômeno é denominado stall e está essencialmente relacionado a geometria do aerofólio (PINTO, 2014). Segundo Manwell (2002), o stall pode ser caracterizado por três regimes. No primeiro, o escoamento de ar está colado na superfície superior do aerofólio e a força de sustentação aumenta conforme o ângulo de ataque, ao passo que a força de arrasto se mantém relativamente baixa. Já no segundo regime, ocorre o início da separação da camada limite do escoamento no bordo de fuga, o valor máximo do coeficiente de sustentação é alcançado e vórtices são gerados. Por conseguinte, há uma diminuição da sustentação e aumento gradativo do arrasto. No último tipo de regime, o aerofólio encontra-se em completo stall, a separação do escoamento de ar acontece no bordo de ataque, resultando em uma perda substancial da sustentação. A Figura 32 ilustra esse fenômeno.



Fonte: Manwell, 2002.

### 2.7.3 Aerodinâmica tridimensional para aerofólios

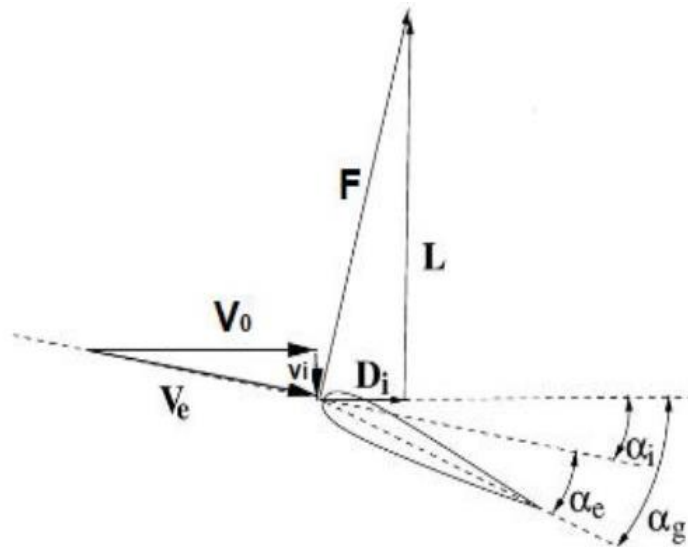
Ao analisar a interação do escoamento de ar com o aerofólio do ponto de vista tridimensional, Hansen (2015) observa que o valor de sustentação é reduzido em comparação a análise bidimensional, em contrapartida o valor do arrasto aumenta, por influência de um componente denominado arrasto induzido.

Segundo Hansen (2015), em um escoamento de ar na extremidade de uma asa finita, como as pás de uma turbina eólica ou asas de um avião, observa-se a formação de uma trilha de vórtices no bordo de fuga do aerofólio. Esse conjunto de vórtices gera uma velocidade induzida ( $V_i$ ), característica de um fenômeno denominado downwash. Nessa região do escoamento, o ângulo de ataque é alterado, tendo o seu valor reduzido, conforme descreve a equação:

$$\alpha_e = \alpha_g - \alpha_i \quad (7)$$

na qual  $\alpha_e$  é o ângulo de ataque efetivo,  $\alpha_g$  é o ângulo de ataque geométrico e  $\alpha_i$  é o ângulo de ataque induzido. A Figura 33 ilustra esquematicamente as forças de sustentação e arrasto, os componentes de velocidade e ângulo de ataque.

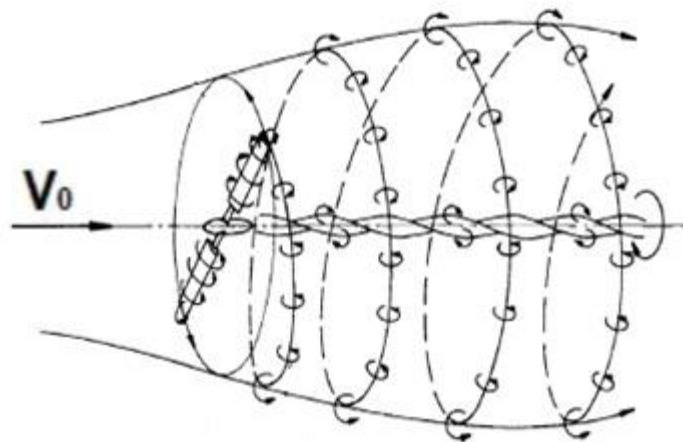
Figura 33 - Efeito do ângulo de ataque em um aerofólio.



Fonte: Hansen, 2015.

O movimento de rotação das pás do aerogerador favorece também o surgimento de um sistema de vórtices, orientados em um padrão helicoidal, atrás do rotor, como está representado na Figura 34.

Figura 34 - Sistema de vórtices.



Fonte: Hau, 2005.

Esse sistema de vórtices induz na turbina eólica uma componente axial de velocidade, oposta a velocidade do vento, e uma componente tangencial, oposta a rotação das pás. A velocidade induzida ( $V_i$ ) nessa direção é especificada através de um fator de indução, conhecido como fator de indução axial ( $a$ ), o qual influencia a velocidade de vento não perturbada  $V_0$ . Assim, temos que:

$$V_i = (1 - a)V_0 \quad (8)$$

A componente tangencial localiza-se na extremidade do rotor, onde atuam os efeitos de ponta de pá. Os vórtices estão orientados de forma linear ao longo do eixo do rotor. Desse modo, a velocidade de rotação ( $V_{rot}$ ) é descrita pela equação:

$$V_{rot} = (1 + a')\omega r \quad (9)$$

na qual  $\omega$  é a velocidade angular e  $r$  a distância do eixo de rotação.

#### 2.7.4 Dimensionamento do aerofólio

Para determinar o comprimento de corda dos aerofólios ao longo das pás, Gundtoft (2009) deduz uma equação a partir das relações de forças e ângulos presentes no aerofólio na presença de um escoamento de ar. Tal equação é denominada corda de Betz e é dada por:

$$C(r)_{Betz} = \frac{16\pi R}{9BC_L} \frac{1}{\lambda \sqrt{\lambda^2 \left(\frac{r}{R}\right)^2 + \frac{4}{9}}} \quad (10)$$

na qual  $R$  é o comprimento total da pá,  $B$  o número de pás do rotor e  $\lambda$  é a razão de velocidade de ponta de pá.

A razão de velocidade de ponta de pá (Tip speed ratio) é a relação entre a velocidade linear na ponta da pá e a velocidade do vento  $V_0$  e pode ser descrita pela equação:

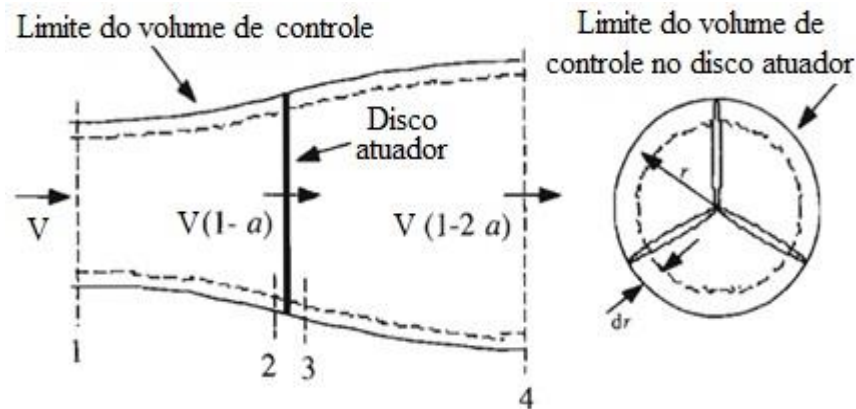
$$\lambda = \frac{\omega R}{V_0} \quad (11)$$

#### 2.7.5 Teoria do momento unidimensional

Segundo Hansen (2015), utilizando a teoria do momento unidimensional é possível analisar o comportamento do vento e do rotor, estabelecendo relações entre as variáveis de velocidade de vento, força de empuxo e potência absorvida. Para esse estudo, Hansen (2015) faz as seguintes considerações: o escoamento estudado é estacionário, incompressível, sem atrito e não há ação de força externa; o rotor é um disco permeável, ideal, sem perdas por atrito.

Manwell (2002), considera para a análise um volume de controle, limitado por uma linha superior, uma linha inferior e duas secções transversais. O sentido do escoamento é da esquerda para a direita e a turbina eólica está localizada entre as linhas 2 e 3, como mostra a Figura 35.

Figura 35 - Volume de controle e disco rotor ideal.



Fonte: Adaptado de Manwell, 2002.

As forças e as condições de fluxo nas pás de uma turbina eólica podem ser descritas considerando a conservação do momento, uma vez que a força é a variação do momento. Logo, aplicando o princípio da conservação linear do momento no volume de controle, temos que a força resultante é o empuxo, o qual representa a força que o vento exerce sobre o rotor da turbina eólica (MANWELL, 2002). Tem-se então:

$$F_e = V_1(\rho AV)_1 - V_4(\rho AV)_4 \quad (12)$$

na qual  $\rho$  é a massa específica do ar,  $A$  é a área da seção transversal,  $V$  é a velocidade do ar e os índices subscritos indicam os valores em cada seção transversal.

Segundo o princípio da conservação da massa, no volume de controle tem-se:

$$(\rho AV)_1 = (\rho AV)_4 = \dot{m} \quad (13)$$

na qual  $\dot{m}$  é a taxa de fluxo de massa. Combinando as Equações 12 e 13:

$$F_e = \dot{m}(V_1 - V_4) \quad (14)$$

A força de empuxo é positiva, portanto, a velocidade  $V_4$  depois do rotor é menor que a velocidade  $V_1$ .

Considerando as premissas iniciais, é possível aplicar o teorema de Bernoulli, considerando dois volumes de controle: da seção transversal 1 até 2 e da seção 3 até 4, conforme a Figura 35. Dessa forma:



$$p_1 + \frac{1}{2}\rho V_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho V_2^2 \quad (15)$$

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho V_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho V_4^2 \quad (16)$$

Nas equações 15 e 16, assume-se que as pressões ( $p$ ) são iguais a montante e a jusante ( $p_1 = p_4$ ) e a velocidade através do rotor permanece a mesma ( $V_2 = V_3$ ).

A força de empuxo pode também ser tratada como resultante das forças que atuam no rotor. Logo, temos:

$$F_e = A_2(p_2 - p_3) \quad (17)$$

Substituindo as equações 15 e 16 na equação 17, chega-se a seguinte expressão para o empuxo:

$$F_e = \frac{1}{2}\rho A_2(V_1^2 - V_4^2) \quad (18)$$

Por fim, igualando as equações 12 e 18, conclui-se:

$$V_2 = \frac{V_1 + V_4}{2} \quad (19)$$

A velocidade percebida no rotor é, portanto, a média das velocidades percebidas a montante e a jusante. Pode-se, então, definir um fator de indução axial ( $a$ ) que representa a fração de diminuição de velocidade.

$$a = \frac{V_1 - V_2}{V_1} \quad (20)$$

$$V_2 = V_1(1 - a) \quad (21)$$

$$V_4 = V_1(1 - 2a) \quad (22)$$

Sendo assim, a velocidade do vento observada no rotor é a combinação da velocidade de corrente livre do vento com a influência da velocidade induzida.

À medida que o fator de indução axial aumenta de 0, a velocidade do vento atrás do rotor desacelera cada vez mais. Caso o fator  $a$  assumo o valor de  $a = 1/2$ , o vento diminui para velocidade zero e a teoria simples não é mais aplicável.

A potência de saída e o empuxo podem ser obtidos pelas equações:

$$P = \frac{1}{2}\rho AV^3 4a(1 - a)^2 \quad (23)$$

$$F_e = \frac{1}{2}\rho AV^2 [4a(1 - a)] \quad (24)$$

### 2.7.6 Coeficiente de potência, limite de Betz e coeficiente de empuxo

Segundo o estudo publicado, em 1920, pelo físico alemão Albert Betz, a conversão máxima da energia cinética do vento em energia mecânica através de um aerogerador é de, aproximadamente, 59,3% (PINTO, 2014).

A performance de uma turbina eólica pode ser mensurada a partir do seu coeficiente de potência ( $C_p$ ), descrito pela equação:

$$C_p = \frac{\text{Potência Nominal do Rotor}}{\text{Potência Teórica do Vento}} = \frac{P_{nom}}{\frac{1}{2}\rho V^3 A} \quad (25)$$

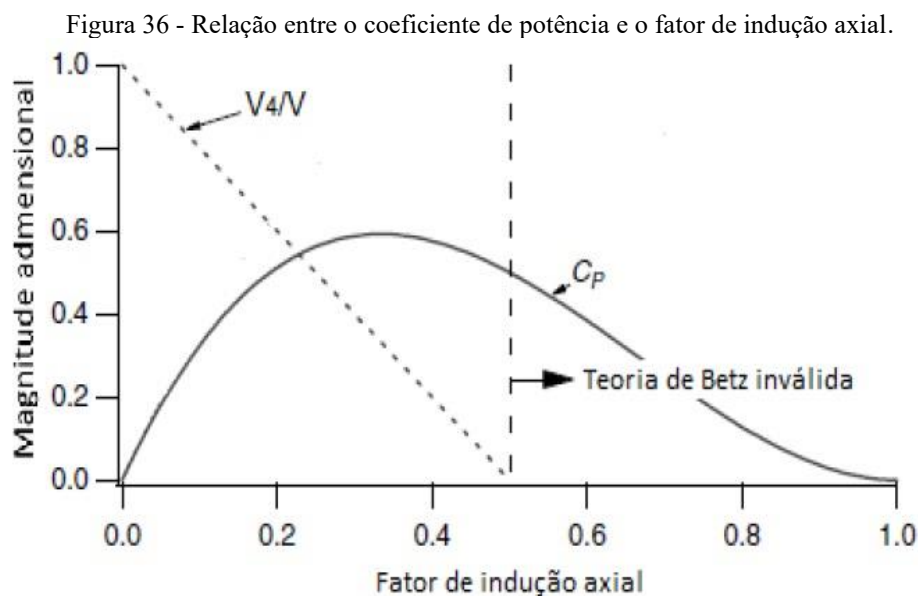
O coeficiente de potência expressa a fração de potência de vento extraída pelo rotor. Substituindo a Equação 23 na Equação 25, chegamos à equação:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (26)$$

O valor máximo de  $C_p$  é obtivo quando  $a = 1/3$ . Para esse valor,  $C_p$  assume seu valor máximo dado por:

$$C_p = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad (27)$$

A Figura 36 mostra a relação entre o coeficiente de potência e o fator de indução axial.

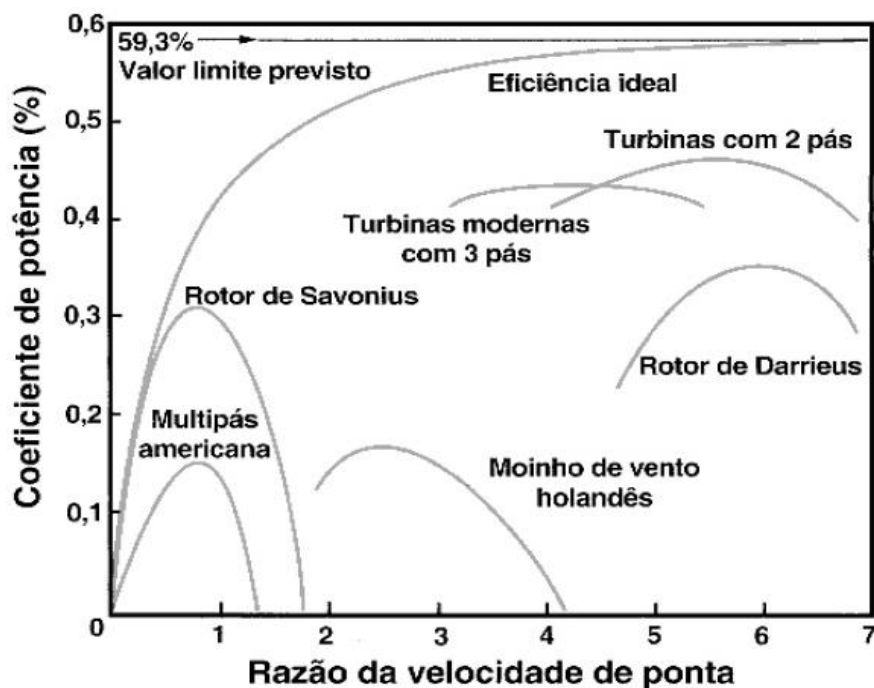


Fonte: Oliveira, 2019.

Pinto (2014) ressalta que o limite de 59,3% de conversão da energia cinética do vento se refere ao limite aerodinâmico. No processo de conversão da energia mecânica em energia elétrica, realizado pelo gerador, há também perdas. Ainda consoante Pinto (2014), as turbinas atuais operam com coeficiente de potência em uma faixa de 45% a 50%.

Na Figura 37 é possível ver um comparativo de desempenho entre diferentes modelos de turbinas eólicas em relação ao coeficiente de potência ( $C_p$ ) e da razão de velocidade de ponta de pá. A partir da Figura 37, observa-se que as turbinas multipás americanas giram relativamente devagar, enquanto que rotores de duas a três pás apresentam uma maior velocidade de giro, com a razão de velocidade de ponta de pá ótima na faixa de quatro a seis e máxima eficiência entre 40% e 50% (PINTO, 2014).

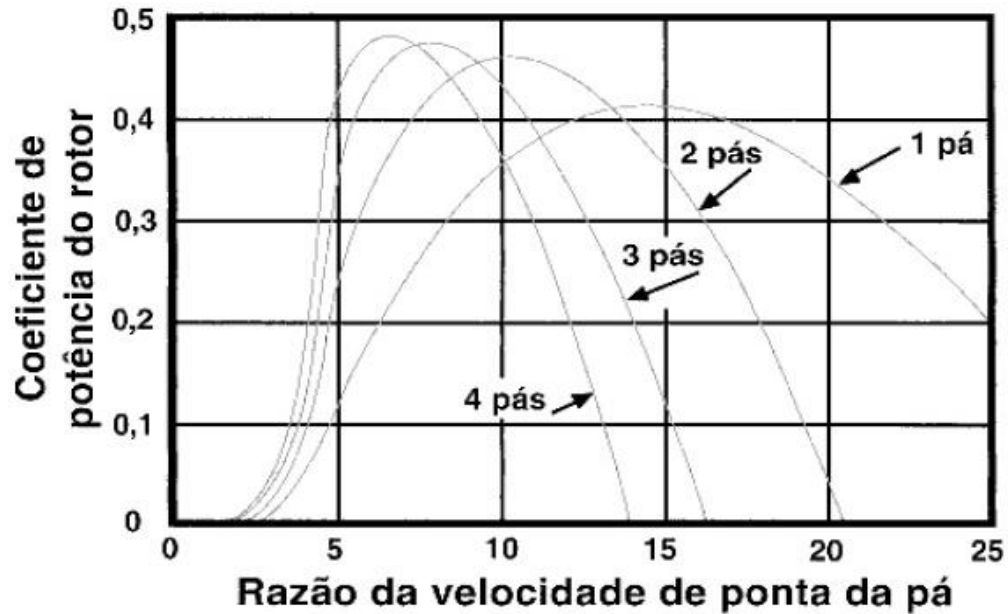
Figura 37 - Relação entre o coeficiente de potência e a razão da velocidade de ponta para diversos tipos de turbinas.



Fonte: Pinto, 2014.

Já a Figura 38 destaca a influência da quantidade de pás no coeficiente de potência. Teoricamente, o coeficiente de potência aumenta conforme o número de pás aumenta. Porém, rotores com um grande número de pás diminuem o coeficiente de potência. A razão de velocidade de ponta de pá vai depender do número de pás de uma turbina. Para um rotor de três pás, o desempenho ótimo ocorre para valores de  $\lambda$  entre 7 e 8. Já para rotores de duas pás, o coeficiente de potência atinge seu valor máximo quando  $\lambda$  está em torno de 10 (PINTO, 2014).

Figura 38 - Influência do número de pás sobre o coeficiente de potência do rotor.



Fonte: Pinto, 2014.

Da mesma forma que a potência, o empuxo de uma turbina pode ser caracterizado pelo coeficiente de empuxo. Tem-se, então:

$$C_e = \frac{\text{Força de Empuxo}}{\text{Força Dinâmica}} = \frac{F_e}{\frac{1}{2}\rho V^2 A} \quad (28)$$

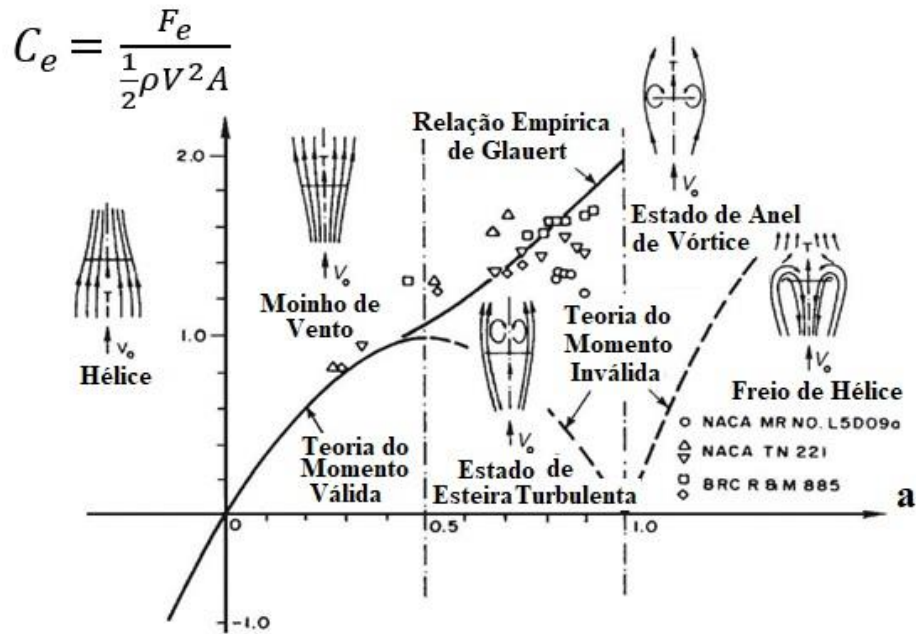
Relacionando o coeficiente de empuxo com o fator de indução axial:

$$C_e = 4a(1 - a) \quad (29)$$

Para uma turbina ideal, o coeficiente de empuxo ( $C_e$ ) assume valor máximo quando o fator de indução axial ( $a$ ) é igual a 0,5. Entretanto, para isso ocorrer a velocidade do vento atrás do rotor deve ser zero, tornando a teoria inválida, uma vez que não haveria um escoamento de ar através do rotor nessa condição (MANWELL, 2002). Além disso, consoante Hansen (2015), a Equação 29 somente é válida quando o fator de indução axial é menor que 0,4, já que para valores maiores a velocidade após o rotor seria negativa.

A Figura 39 mostra a relação entre o coeficiente de empuxo e o fator de indução axial para diferentes conceitos de rotor.

Figura 39 - Relação entre o coeficiente de empuxo e o fator de indução axial para diferentes conceitos de rotores.



Fonte: Adaptado de Hansen, 2015.

### 2.7.7 Efeitos de rotação para uma turbina ideal

Na teoria do momento linear para uma turbina ideal, assume-se que os efeitos de rotação das pás da turbina não são transmitidos para o escoamento de ar. No caso de uma turbina eólica real é necessário aprofundar o estudo, considerando que a passagem de ar pelo rotor provoca o giro das pás. Em consequência desse movimento, surge na parte de trás do rotor uma região de esteira rotativa (OLIVEIRA, 2019). Em um rotor de uma turbina eólica, o escoamento de ar atrás do rotor gira na direção oposta ao rotor, em reação ao torque exercido pelo escoamento no rotor (MANWELL, 2002).

Hansen (2015) expressa as seguintes equações para cálculo da potência total convertida e coeficiente de potência da turbina, considerando os efeitos da esteira rotativa:

$$P = 4\pi\rho\omega^2 V_0 \int_0^R a'(1-a)r^3 dr \quad (30)$$

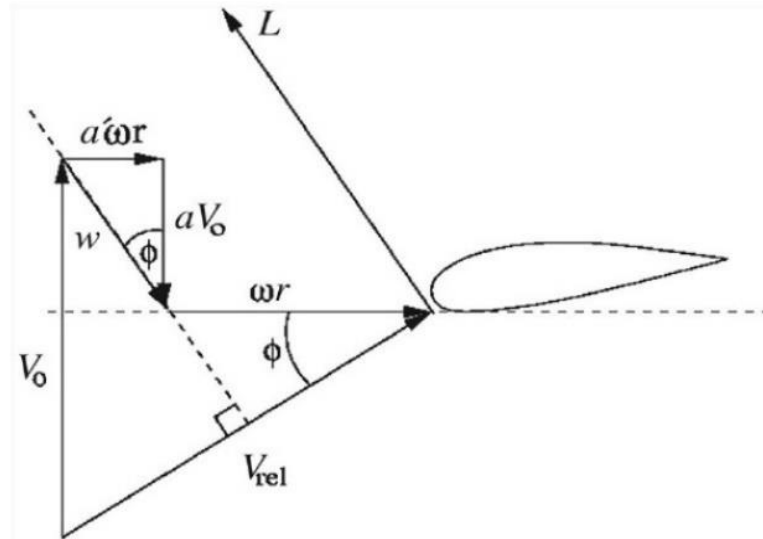
$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1-a)x^3 dx \quad (31)$$

A variável  $x$  é a razão local entre a velocidade angular e a velocidade do vento, descrita por:

$$x = \frac{\omega r}{V_0} \quad (32)$$

Hansen (2015) mostra ainda formas de relacionar variáveis a partir do triângulo de velocidades agindo em um perfil aerodinâmico de uma pá, representado pela Figura 40.

Figura 40 - Triângulo de velocidades mostrando a velocidade induzida incidente em uma seção de pá.



Fonte: Hansen, 2015.

Observando as componentes da Figura 40, pode-se relacionar o ângulo de incidência com os fatores de indução axial e tangencial. Assim, tem-se a equação:

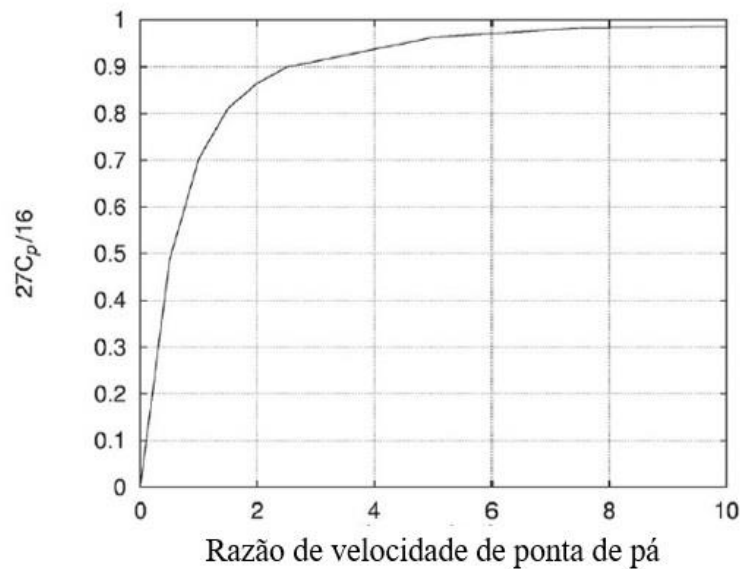
$$\tan\phi = \frac{(1-a)V_0}{(1+a')\omega r} \quad (33)$$

Hansen (2015) conclui também que a relação ótima entre os fatores de indução pode ser obtida pela equação:

$$a' = \frac{1-3a}{4a-1} \quad (34)$$

Das equações expostas, constata-se que em relação a velocidade angular, a turbina eólica atinge valores ótimos quando o fator de indução axial tende a 1/3. Logo, os princípios explorados nesse tópico são condizentes com a teoria do momento para o rotor ideal. A Figura 41 apresenta o desempenho ótimo de aerogeradores com o efeito de rotação. Nessa figura, observa-se que as perdas devido a rotação são menores conforme o valor da razão de velocidade de ponta de pá aumenta, a partir do valor de 6 (HANSEN, 2015).

Figura 41 - Relação entre a razão de velocidade de ponta de pá e o valor ótimo de eficiência para uma turbina, considerando o efeito de rotação.



Fonte: Adaptado de Hansen, 2015.

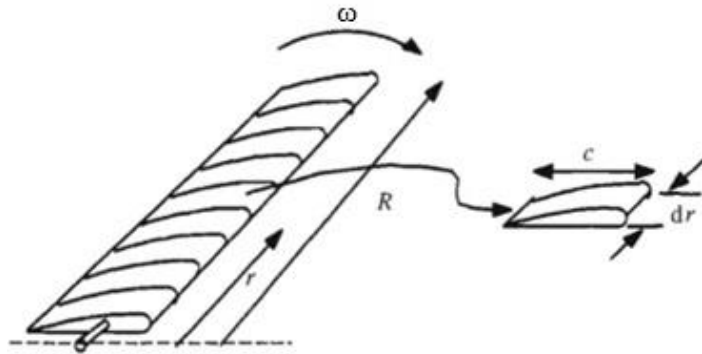
Manwell (2002) conclui que o efeito da esteira rotativa resulta em uma menor capacidade de extração de energia do vento em comparação a modelos sem esse efeito. Além disso, a energia cinética extra na região de esteira da turbina eólica, em geral, será maior se o torque gerado for maior. Ainda de acordo com Manwell (2002), turbinas eólicas com baixa velocidade de rotação e alto torque experimentam maiores perdas decorrentes do efeito de esteira em relação a máquinas eólicas de alta velocidade com baixo torque.

### 2.7.8 Teoria do momento de elemento de pá

O cálculo do desempenho do rotor de uma turbina eólica e a eficiência aerodinâmica das pás é apresentado por Manwell (2002) com a teoria do momento de elemento de pá (Blade Element Momentum). Na teoria do momento unidimensional, a geometria do rotor não é considerada, isto é, o número de pás do rotor, a torção das pás, a corda do aerofólio e o perfil aerodinâmico não são analisados nesse método.

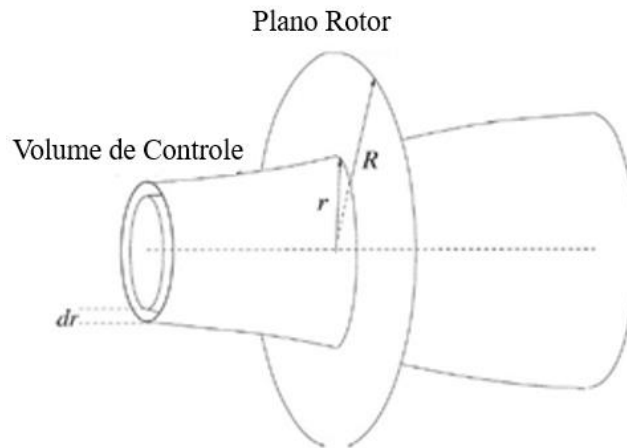
Na teoria BEM, a pá é dividida em várias seções, denominadas elementos de pá, como mostra a Figura 42. Nessa teoria, assume-se as seguintes premissas: não há interação aerodinâmica entre os elementos de pá; a força das pás sobre o fluxo é constante em cada elemento e, por isso, tem-se um rotor com um número infinito de pás (HANSEN, 2015). É também definido nessa metodologia um volume de controle, como apresentado na Figura 43.

Figura 42 - Esquema da pá dividida em seções, denominados elementos de pá.



Fonte: Adaptado de Manwell, 2002

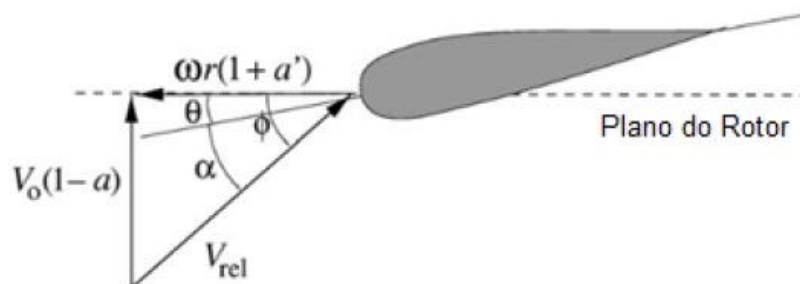
Figura 43 - Volume de controle utilizado no modelo BEM.



Fonte: Adaptado de Hansen, 2015.

Inicialmente, Hansen (2015) analisa as relações de velocidade do vento incidente no aerofólio, de acordo com a Figura 44.

Figura 44 - Velocidades em um aerofólio no plano do rotor.



Fonte: Adaptado de Hansen, 2015.



Conforme a Figura 44, o ângulo de ataque pode ser descrito pela equação:

$$\alpha = \phi - \theta \quad (35)$$

na qual  $\theta$  é o ângulo de pitch da pá, situado entre a corda e o plano de rotação do rotor, e  $\phi$  é o ângulo de incidência, localizado entre o plano de rotação do rotor e a velocidade relativa  $V_{rel}$ .

Ainda segundo a Figura 44, depreendem-se as equações:

$$\tan\phi = \frac{(1-a)V_0}{(1+a')\omega r} \quad (36)$$

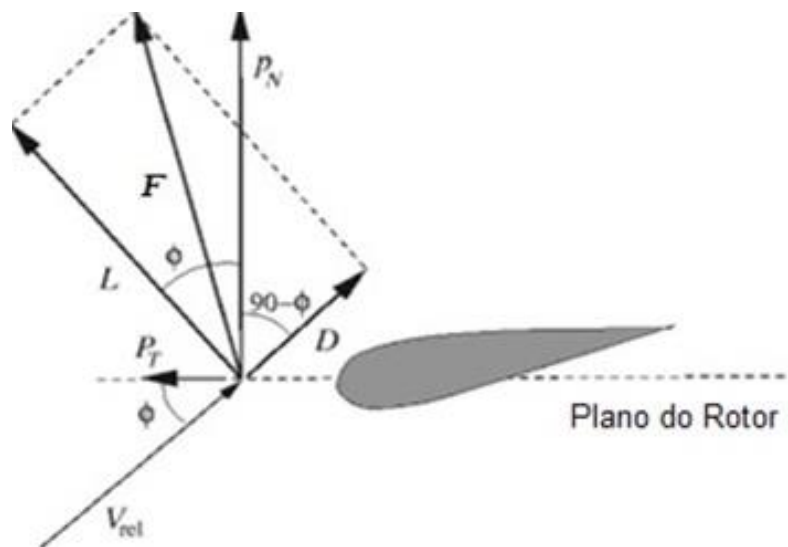
$$V_{rel}\sin\phi = V_0(1-a) \quad (37)$$

$$V_{rel}\cos\phi = \omega r(1+a') \quad (38)$$

Da mesma forma, Hansen (2015) analisa as forças atuantes no aerofólio, mostradas na

Figura 45. Por definição, a força de sustentação é perpendicular a velocidade relativa do vento e a força de arrasto é paralela a essa mesma velocidade.

Figura 45 - Cargas locais em uma pá.



Fonte: Adaptado de Hansen, 2015.

Utilizando as Equações 4 e 5, podemos descrever as forças de sustentação e arrasto com as equações:

$$L = \frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c C_L \quad (39)$$

$$D = \frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c C_D \quad (40)$$

nas quais  $c$  é a corda do perfil aerodinâmico.

A fim de obter as forças normal e tangencial, as forças de sustentação e arrasto são decompostas conforme as equações:

$$P_N = L \cos \phi + D \sin \phi \quad (41)$$

$$P_T = L \sin \phi - D \cos \phi \quad (42)$$

nas quais  $P_N$  é a força na direção normal e  $P_T$  é a força na direção tangencial da componente resultante F.

A força normal e a força tangencial podem ser escritas em função de seus respectivos coeficientes:

$$C_n = \frac{P_N}{\frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c} \quad (43)$$

$$C_t = \frac{P_T}{\frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c} \quad (44)$$

A solidez é outro parâmetro que deve ser calculado. Pinto (2014) define solidez como a razão entre a área total da pá e a área varrida pela pá. Assim, Hansen (2015) caracteriza esse parâmetro através da equação:

$$\sigma = \frac{c(r)B}{2\pi r} \quad (45)$$

na qual B denota o número de pás,  $c(r)$  a corda local e  $r$  é a posição radial do volume de controle, mostrado na Figura 43.

A força normal e o torque no volume de controle para o elemento  $dr$  são dadas pelas seguintes equações, considerando  $P_N$  e  $P_T$  forças por comprimento:

$$dT = B P_N dr \quad (46)$$

$$dM = r B P_T dr \quad (47)$$

Substituindo as equações 43 e 37 na equação 46, tem-se a força de empuxo:

$$dT = \frac{1}{2} \rho B \frac{V_0^2 (1-a)^2}{\sin^2 \phi} c C_n dr \quad (48)$$

Da mesma forma, relacionando as equações 37 e 38 com a equação 47, tem-se o momento:

$$dM = \frac{1}{2} \rho B \frac{V_0 (1-a) \omega r (1+a')}{\sin \phi \cos \phi} c C_t r dr \quad (49)$$

A potência é obtida pela expressão:

$$dP = \omega dM \quad (50)$$

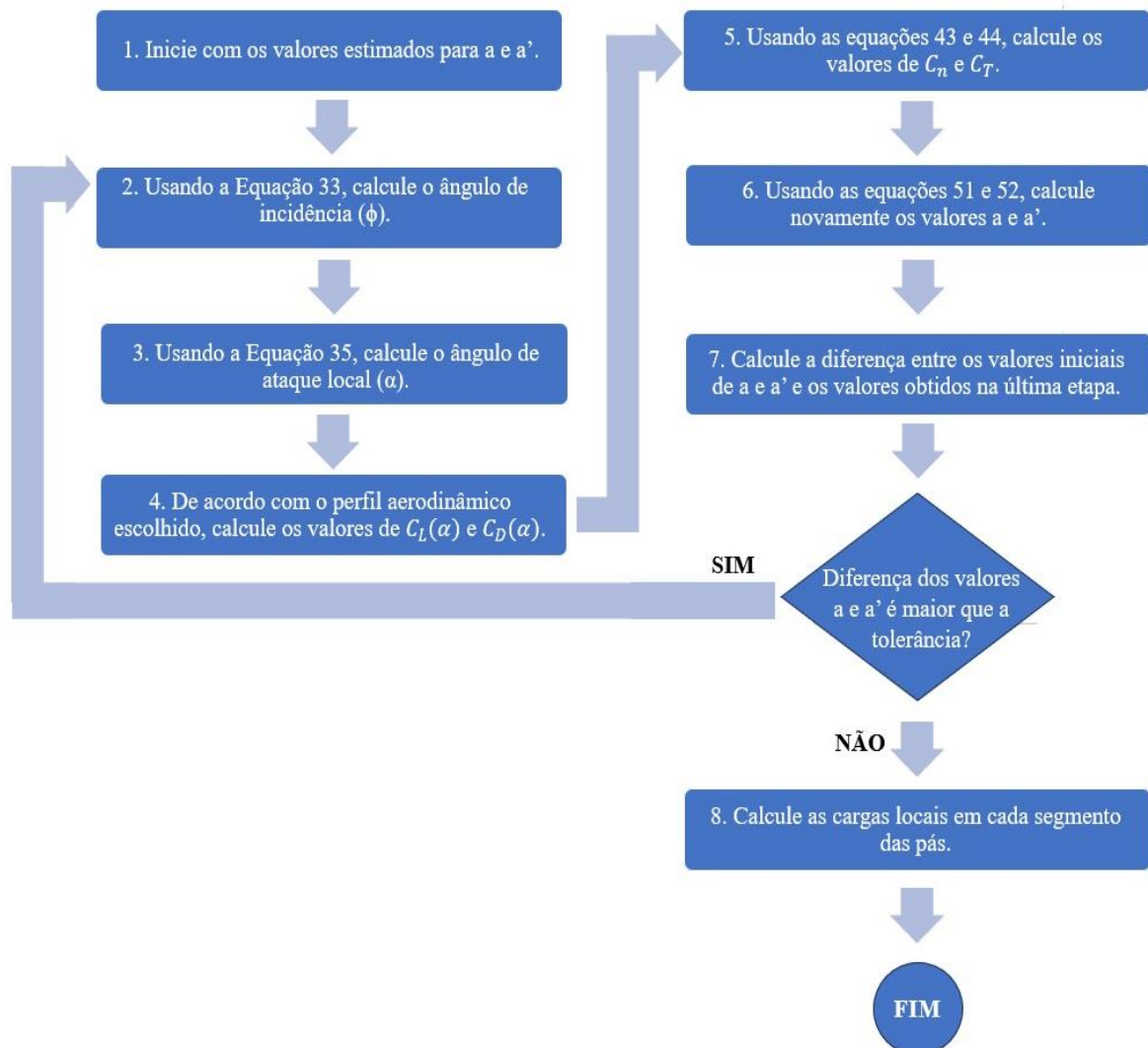
Por fim, Hansen (2015) define as seguintes equações para o cálculo dos fatores de indução axial e tangencial:

$$a = \frac{1}{\frac{4\text{sen}^2\phi}{\sigma C_n} + 1} \quad (51)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4\text{sen}\phi\text{cos}\phi}{\sigma C_T} - 1} \quad (52)$$

Hansen (2015) conclui sintetizando o modelo BEM como um algoritmo que pode ser resumido em 8 etapas, conforme apresenta o fluxograma da Figura 46. Assim, o método é aplicado de forma iterativa para obter os resultados finais das cargas locais nos segmentos das pás (OLIVEIRA, 2019). Como os diferentes volumes de controle são considerados de forma independente, cada elemento pode ser tratado separadamente.

Figura 46 - Fluxograma método BEM.



Fonte: Autor.

### 2.7.9 Fatores de correção para o modelo BEM

Com o objetivo de obter melhores resultados, é necessário aplicar duas correções ao modelo de BEM: o fator de Prandtl de perdas nas pontas de pá e a correção de Glauert.

#### 2.7.9.1 Fator de Prandtl

O fator de Prandtl de perdas nas pontas de pá corrige o modelo de um rotor com número infinito de pás. O sistema de esteiras de vórtices se comporta de maneira diferente em um rotor com número finito de pás, em comparação a um rotor com número infinito de pá. Desse modo, Prandtl calculou um fator de correção, dado pela equação:

$$F_p = \frac{2}{\pi} \cos^{-1}(ef) \quad (53)$$

na qual o termo  $f$  é descrito pela equação:

$$f = \frac{B}{2} \frac{R-r}{r \sin \phi} \quad (54)$$

As equações corrigidas dos fatores de indução axial e tangencial são, então:

$$a = \frac{1}{\frac{4F \sin^2 \phi}{\sigma C_n} + 1} \quad (55)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4F \sin \phi \cos \phi}{\sigma C_t} - 1} \quad (56)$$

Posto isso, o algoritmo do BEM deve ser ajustado, adicionando o fator de correção. Assim, as Equações 51 e 52 devem ser substituídas pelas Equações 55 e 56.

#### 2.7.9.2 Correção de Glauert

Para os casos em que o fator de indução axial assume valores maiores que 0,2 até 0,4, a teoria do momento simples não é válida. Hansen (2015) aponta, então, relações empíricas entre o coeficiente de empuxo ( $C_e$ ) e o fator de indução axial ( $a$ ) que podem ser utilizadas para obter resultados adequados a projetos de aerogeradores:

$$C_e = \begin{cases} 4a(1-a)F & a \leq a_c \\ 4(a_c^2 + (1-2a_c)a)F & a > a_c \end{cases} \quad (57)$$

Esta última equação foi desenvolvida por Spera (1994), para o cálculo do coeficiente de

empuxo, no qual o valor de  $a$  é calculado a partir de  $a_c$ , estimado em aproximadamente 0,2.

Dessa forma, a equação para o fator de indução axial, para  $a < a_c$ , permanece igual Equação 55, anteriormente apresentada.

Já para valores de  $a > a_c$ , tem-se:

$$a = \frac{1}{2} [2 + K(1 - 2a_c) - \sqrt{(K(1 - 2a_c) + 2)^2 + 4(Ka_c^2 - 1)}] \quad (58)$$

na qual  $K$  é dado por:

$$K = \frac{4F \text{sen}^2 \phi}{\sigma C_n} \quad (59)$$

Isto posto, para calcular corretamente a influência das velocidades induzidas, deve-se substituir no passo 6 do algoritmo BEM as equações 51 e 52 pela equação 55 ou 58, conforme a condição do fator de indução axial (OLIVEIRA, 2019).

### 3 METODOLOGIA

O objetivo principal do presente estudo é apresentar o projeto das pás do rotor de um aerogerador de pequeno porte para aplicação residencial.

Para atingir esse objetivo, primeiramente, definiu-se os parâmetros iniciais de projeto, conforme o procedimento geral indicado por Manwell (2002) para o projeto de rotores para condições específicas. Após essa etapa, seguiu-se a metodologia BEM no projeto das pás, utilizando o recurso de programação Visual Basic for Applications (VBA), do software Excel, para escrever o algoritmo. Os algoritmos descritos nos trabalhos de Oliveira (2019) e Neto (2019) foram utilizados como referência. Por fim, modelou-se as pás do rotor em software CAD, de acordo com os resultados obtidos.

#### 3.1 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS INICIAIS

Segundo Manwell (2002), deve-se iniciar o projeto de uma turbina eólica definindo a aplicação desta. Assim, como já foi mencionado anteriormente, o propósito principal desse trabalho é realizar o dimensionamento das pás do rotor de uma turbina eólica capaz de abastecer a demanda energética de uma residência.

Após essa primeira definição, foi necessário determinar alguns parâmetros iniciais de projeto, como a orientação do eixo do rotor (horizontal ou vertical), a posição do rotor (upwind ou downwind) e o número de pás. Além desses parâmetros, Guesse (2016) destaca a importância de estabelecer a média mensal de energia elétrica consumida pela residência, a altura de instalação do aerogerador, o diâmetro do rotor e a velocidade do vento local.

Para Manwell (2002), a decisão da orientação do rotor da turbina é, provavelmente, a mais importante no design de uma turbina eólica. Considerando as vantagens e desvantagens de turbinas de eixo horizontal e vertical previamente expostas, optou-se nesse trabalho pela concepção de eixo horizontal.

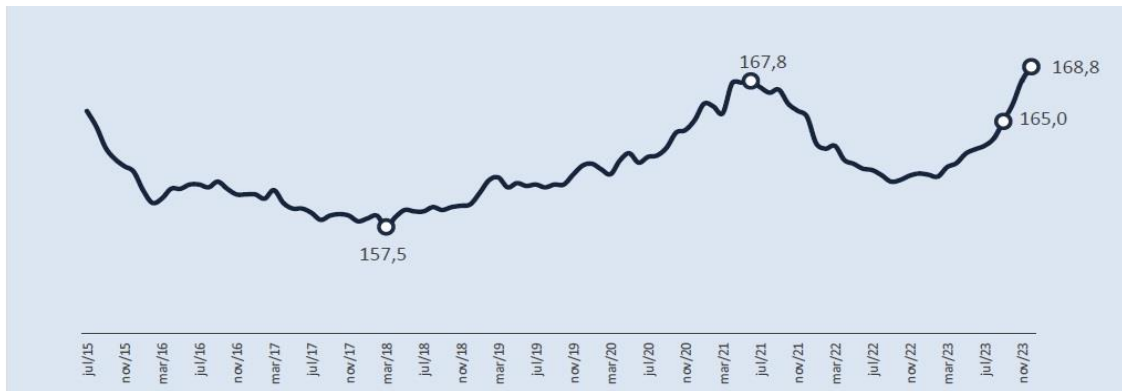
Turbinas de eixo horizontal podem adotar tanto o conceito upwind quanto downwind. Nesse projeto, escolheu-se o conceito upwind de rotor.

Quanto ao número de pás, decidiu-se por utilizar no projeto três pás, conforme o que foi escolhido em trabalhos com aplicação similar, como em Guesse (2016), Da Silva (2013) e Oliveira (2019).

Para definir o consumo médio mensal de energia elétrica, foram utilizados os dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), publicados no boletim de consumo de eletricidade

referentes ao quarto trimestre de 2023. A Figura 47 mostra a média de consumo residencial mensal, de julho de 2015 a dezembro de 2023. No mês de dezembro 2023, registrou-se o maior valor de consumo mensal médio de 168,8kWh/mês do período apresentado na Figura 47 (EPE, 2024).

Figura 47 - Média de consumo mensal residencial de energia elétrica.



Fonte: EPE, 2024.

Segundo a resolução normativa da ANEEL N° 1.031, não é possível realizar diretamente a venda da energia elétrica excedente gerada em residências, contudo o excedente energético pode gerar descontos nas próximas contas de energia do consumidor. Desse modo, o ideal é projetar um sistema com capacidade de produzir energia sobressalente em alguns meses e em outros não, para que o desconto seja aplicado (GUESSE, 2016). Logo, foi estabelecido o valor de 160 kWh/mês como a capacidade de geração de energia para a turbina desse trabalho. Da Silva (2013) indica utilizar para fins de cálculo um valor de potência levemente superior, a fim de contabilizar perdas nos componentes da turbina e em sua conexão à rede. Posto isso, foi acrescido o valor de 10% à potência nominal. A potência necessária do rotor foi calculada, então, pelas equações:

$$P_{ne} = 1,1P_{nom} \quad (60)$$

$$P_{nom} = \frac{160 \times 1000}{30 \times 24} = 222,22 \text{ W} \quad (61)$$

$$P_{ne} = 1,1P_{nom} = 1,1 \times 222,22 = 244,44 \text{ W} \quad (62)$$

nas quais  $P_{ne}$  é a potência necessária e  $P_{nom}$  é a potência nominal.

Uma vez definida a capacidade de geração de energia, foi necessário analisar a velocidade do vento na região escolhida, em diferentes alturas, para definir a altura adequada da torre (GUESSE, 2016). Na Figura 20, mostrada na revisão bibliográfica, observa-se que na região noroeste do Rio Grande do Sul há pontos em que a velocidade anual média é de 6,5 m/s

a 50 metros de altura. Utilizando a Equação 1 para calcular a velocidade do vento em diferentes alturas, o valor do fator  $n$  de 0,14, 50 metros de altura de referência e 6,5 m/s como velocidade na altura de referência, foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 4:

Tabela 4 - Velocidade do vento em relação à altura da torre.

<i>Velocidade do vento (m/s)</i>	<i>Altura (m)</i>
4,70	5
5,18	10
5,32	12
5,49	15
5,58	17
5,71	20
5,79	22
5,89	25

Fonte: Autor.

Analisando as velocidades e alturas da Tabela 4, definiu-se a altura de 15 metros para a torre, a qual corresponde a velocidade de vento ( $V_0$ ) 5,49 m/s.

O próximo passo, então, foi a definição do coeficiente de potência ( $C_p$ ) e a razão de velocidade de ponta de pá ( $\lambda$ ). Para o projeto proposto, utilizou-se o valor de 8 para a razão de velocidade de ponta de pá, a fim de obter o valor ótimo de, aproximadamente, 0,48 para o coeficiente de potência, conforme mostra a Figura 38. Wenzel (2007) aponta que há fatores que interferem no coeficiente de potência e, conseqüentemente, impactam na potência da turbina. Assim, de maneira conservativa, usou-se nos cálculos de projeto 70% do valor máximo do coeficiente de potência. Nos cálculos, foi adotado o valor de 1,225kg/m<sup>3</sup> para a massa específica do ar ( $\rho$ ).

Dessa forma, utilizando a Equação 3 e a Equação 25, calculou-se a área do rotor ( $A$ ):

$$C_p = \frac{\text{Potência Necessária } (P_{ne})}{\text{Potência Teórica do Vento } (P_{vento})} \quad (63)$$

$$P_{vento} = \frac{P_{ne}}{C_p} = \frac{244,44}{0,336} = 727,51 \text{ W} \quad (64)$$

$$P_{vento} = \frac{\rho A V_0^3}{2} \quad (65)$$

$$A = \frac{2P_{vento}}{\rho V_0^3} = \frac{2 \times 727,51}{1,225 \times (5,49)^3} = 7,18 \text{ m}^2 \quad (66)$$

Uma vez conhecida a área do rotor, foi possível calcular o diâmetro do rotor ( $D_{rotor}$ ):

$$A = \pi r^2 = \pi \left( \frac{D_{rotor}}{2} \right)^2 \quad (67)$$

$$D_{rotor} = 2 \sqrt{\frac{A}{\pi}} = 3,02 \text{ m} \quad (68)$$



Segundo Oliveira (2019), para determinar o tamanho da pá do rotor, deve-se considerar um decréscimo de 10% do raio total, pois há um raio de base da pá dado pela presença do hub. O valor do raio encontrado foi, portanto, 1,36 metros.

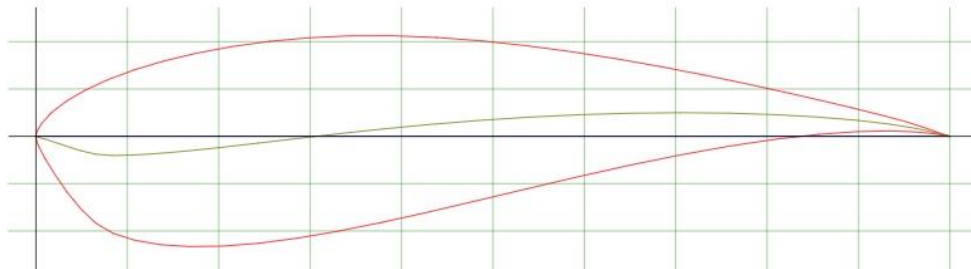
Com os parâmetros calculados e definidos anteriormente, calculou-se a velocidade angular do aerogerador ( $\omega$ ) utilizando a Equação 11:

$$\omega = \frac{\lambda V_0}{R} = \frac{8 \times 5,49}{1,36} = 32,28 \text{ rad/s} \quad (69)$$

A escolha do modelo de aerofólio é crucial para o projeto. Seguindo as recomendações de Tangler e Somers (1995) para turbinas de pequeno porte, com produção na faixa de 2 a 20kW, foi selecionado o perfil S823 para a região da raiz da pá e o perfil S822 para o corpo e ponta da pá. A

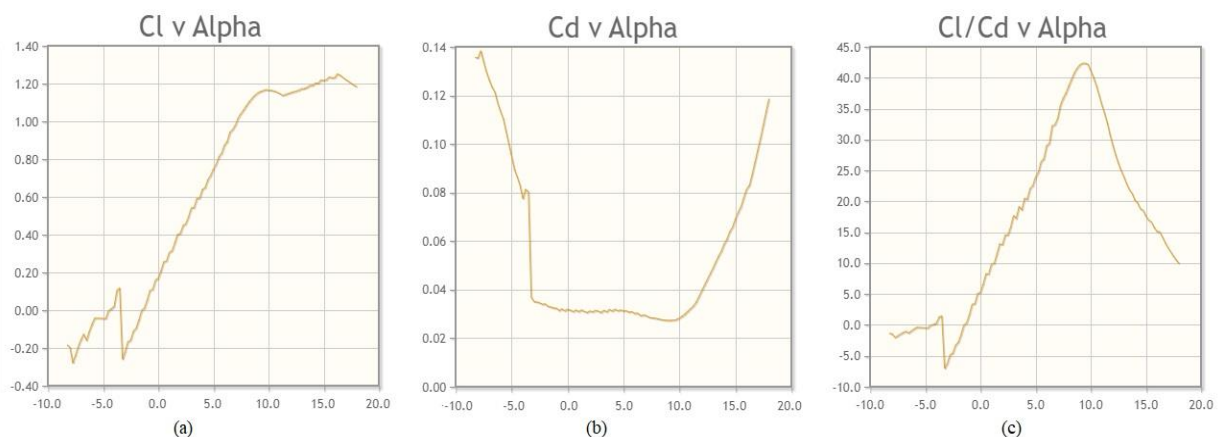
Figura 48 apresenta o perfil S823 e a Figura 49 mostra os coeficientes de sustentação e de arrasto em função do ângulo de ataque e a relação entre esses coeficientes para o perfil S823.

Figura 48 - Perfil aerodinâmico S823.



Fonte: Airfoiltools, 2024.

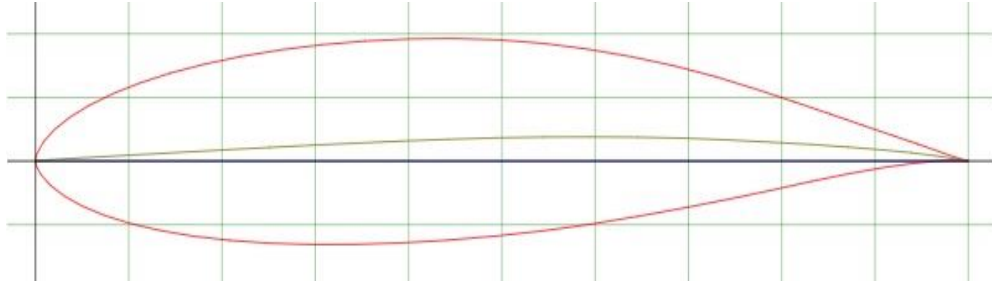
Figura 49 - Gráficos dos coeficientes de sustentação ( $C_L$ ) e arrasto ( $C_D$ ) para o perfil aerodinâmico S823. (a) Gráfico do coeficiente de sustentação em função do ângulo de ataque ( $\alpha$ ). (b) Gráfico do coeficiente de arrasto em função do ângulo de ataque. (c) Relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto em razão do ângulo de ataque.



Fonte: Airfoiltools, 2024.

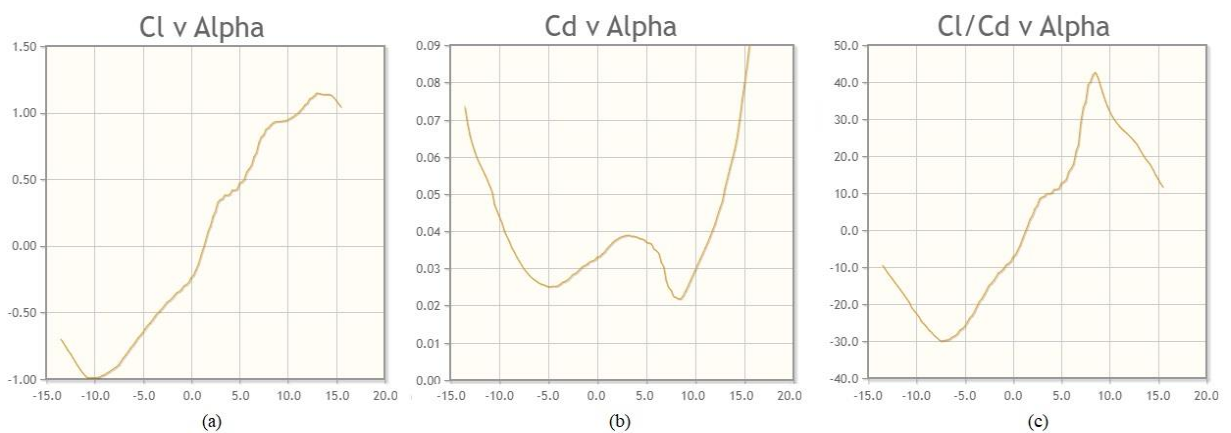
A Figura 50 apresenta o perfil S822 e a Figura 51 mostra os coeficientes de sustentação e de arrasto em função do ângulo de ataque e a relação entre esses coeficientes para o perfil S822.

Figura 50 - Perfil aerodinâmico S822.



Fonte: Airfoiltools, 2024.

Figura 51 - Gráficos dos coeficientes de sustentação ( $C_L$ ) e arrasto ( $C_D$ ) para o perfil aerodinâmico S822. (a) Gráfico do coeficiente de sustentação em função do ângulo de ataque ( $\alpha$ ). (b) Gráfico do coeficiente de arrasto em função do ângulo de ataque. (c) Relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto em razão do ângulo de ataque.



Fonte: Airfoiltools, 2024.

A partir do banco de dados do Airfoil Tools (2024)<sup>1</sup> foram retiradas as informações de desempenho de sustentação e arrasto para os perfis aerodinâmicos selecionados, considerando o valor de 100.000 para o número de Reynolds. Com o auxílio do software CurveExpert, foram geradas as funções polinomiais de terceiro grau que descrevem o comportamento dos coeficientes de sustentação e arrasto desses perfis.

Para o perfil S823, o valor da relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto cresce até atingir o valor de 42,33 para o ângulo de ataque de 9,5°. Porém, para

<sup>1</sup> Site [www.airfoiltools.com](http://www.airfoiltools.com)

ângulos de ataque maiores que esse valor, há uma queda acentuada no valor dessa razão. Assim, definiu-se o ângulo de ataque máximo em  $9,5^\circ$  para o perfil S823. Para o perfil S822, a razão entre o coeficiente de sustentação e de arrasto atinge seu valor máximo de 42,69 para o ângulo de ataque de  $8,5^\circ$ . Para ângulos de ataque maiores que esse valor, a relação  $C_L/C_D$  decresce gradualmente.

Por fim, a Tabela 5 apresenta os parâmetros iniciais de projeto.

Tabela 5 - Parâmetros iniciais de projeto.

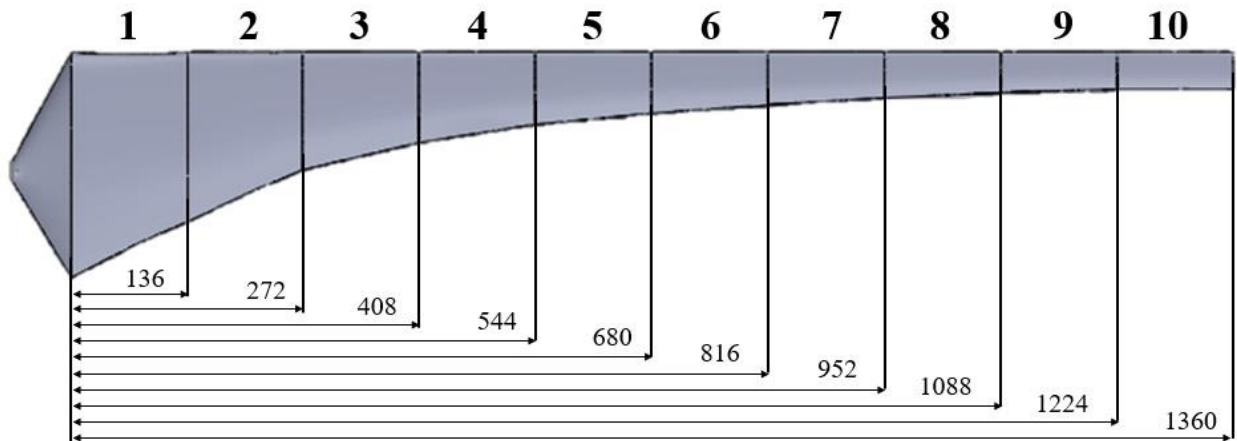
<b><i>Parâmetros Iniciais de Projeto</i></b>	
Potência Necessária ( $P_{ne}$ )	244,44 W
Potência Nominal ( $P_{nom}$ )	222,22 W
Altura do rotor do aerogerador (H)	15 m
Número de pás (B)	3
Massa específica do ar ( $\rho$ )	1,225 kg/m <sup>3</sup>
Velocidade do Vento ( $V_0$ )	5,49 m/s
Coeficiente de Potência ( $C_p$ )	0,336
Razão de velocidade de ponta de pá ( $\lambda$ )	8
Área do rotor (A)	7,18 m <sup>2</sup>
Diâmetro do Rotor (D)	3,02 m
Raio da pá (R)	1,36 m
Velocidade de rotação do aerogerador ( $\omega$ )	32,28 rad/s
Modelo do aerofólio 1 para a raiz da pá	Perfil S823
Ângulo de ataque para $C_{L1}$	$9,5^\circ$
Valor do coeficiente de sustentação para $\alpha_1$	1,1620
Modelo do aerofólio 2 para a corpo e ponta de pá	Perfil S822
Ângulo de ataque para $C_{L2}$	$8,5^\circ$
Valor do coeficiente de sustentação para $\alpha_2$	0,9256

Fonte: Autor.

### 3.2 APLICAÇÃO DO MÉTODO BEM

Uma vez definidos os parâmetros iniciais de projeto, foi aplicado o método BEM, conforme descrito na revisão bibliográfica. Assim, a pá foi dividida 10 em seções para analisar a dinâmica da passagem do vento em cada uma delas, conforme mostra a Figura 52.

Figura 52 – Pá dividida em 10 elementos.



Fonte: Autor.

Para cada uma das seções foi, primeiramente, calculado os parâmetros que definem as características geométricas do aerofólio. Para o cálculo da corda de cada elemento utilizou-se a Equação 10 e para a solidez, a Equação 45. Para o primeiro elemento, foi adotado o perfil S823 e para os demais o perfil S822.

Já para o ângulo de Pitch foi utilizada a Equação 70 mostrada abaixo, indicada por Manwell (2002) para o projeto de turbinas eólicas pelo processo iterativo BEM.

$$\theta(r) = \tan^{-1} \left( \frac{2R}{3r\lambda} \right) - \alpha \quad (70)$$

Com esses resultados, deu-se início a etapa iterativa do método BEM, conforme o algoritmo descrito no referencial teórico. Nesse trabalho, para fins comparativos, o algoritmo BEM foi aplicado para a condição sem a correção de perdas de ponta de pá e com as correções de Prandtl e de Glauert.

Para realizar o projeto 3D das pás do rotor, foi necessário obter os pontos que descrevem o perfil de cada seção da pá, com o auxílio da função “airfoil plotter” do site Airfoil Tools. A partir dessas coordenadas geométricas, realizou-se a modelagem 3D das pás no software CAD.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nessa seção, os resultados obtidos com a aplicação do método BEM e o modelo 3D da pá são apresentados e discutidos.

### 4.1 ÂNGULO DE PITCH, COMPRIMENTO DE CORDA E SOLIDEZ

Os valores para cada elemento de pá correspondentes ao ângulo de pitch, a corda e a solidez constam na Tabela 6. Os resultados são apresentados em função do parâmetro  $r/R$ , o qual representa a razão da distância até o eixo de rotação da pá de cada elemento e o raio total da pá.

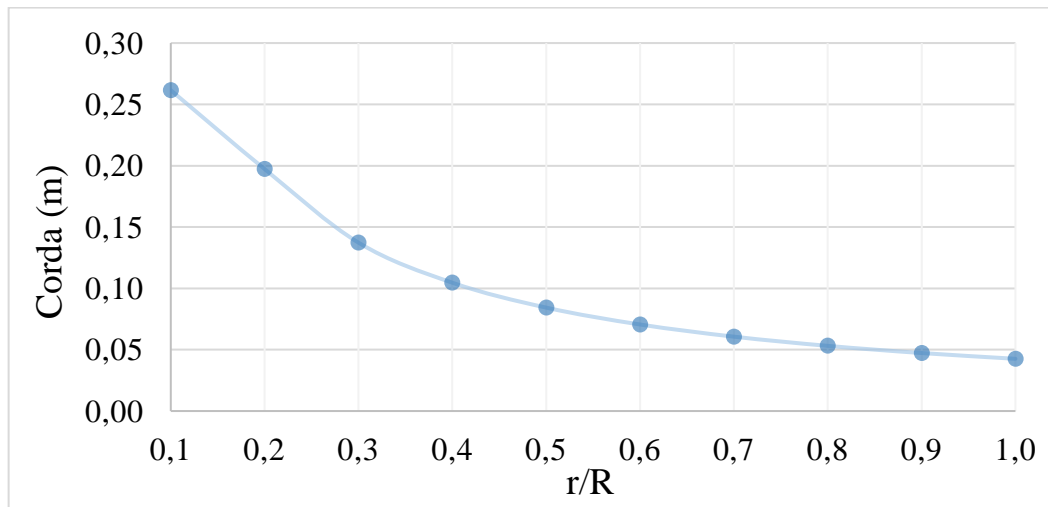
Tabela 6 – Valores de ângulo de pitch, corda e solidez para cada elemento de pá.

<i>Elemento</i>	<i>r/R</i>	<i>Ângulo de Pitch - <math>\theta</math> (°)</i>	<i>Corda - c (m)</i>	<i>Solidez - <math>\sigma</math></i>
		<i>Equação 70</i>	<i>Equação 10</i>	<i>Equação 45</i>
1	0,10	30,30	0,26	0,92
2	0,20	14,12	0,19	0,35
3	0,30	7,02	0,13	0,16
4	0,40	3,27	0,10	0,09
5	0,50	0,96	0,08	0,06
6	0,60	-0,59	0,07	0,04
7	0,70	-1,71	0,06	0,03
8	0,80	-2,55	0,05	0,02
9	0,90	-3,21	0,04	0,02
10	1,00	-3,74	0,04	0,01

Fonte: Autor.

A Figura 53 apresenta os valores de corda para cada elemento de pá. Analisando esses resultados, nota-se uma diminuição do comprimento de corda na ponta da pá de aproximadamente 84% em relação a corda da raiz. Tal comportamento se justifica pelo fato de a base da pá ser a região responsável por suportar os esforços mais intensos.

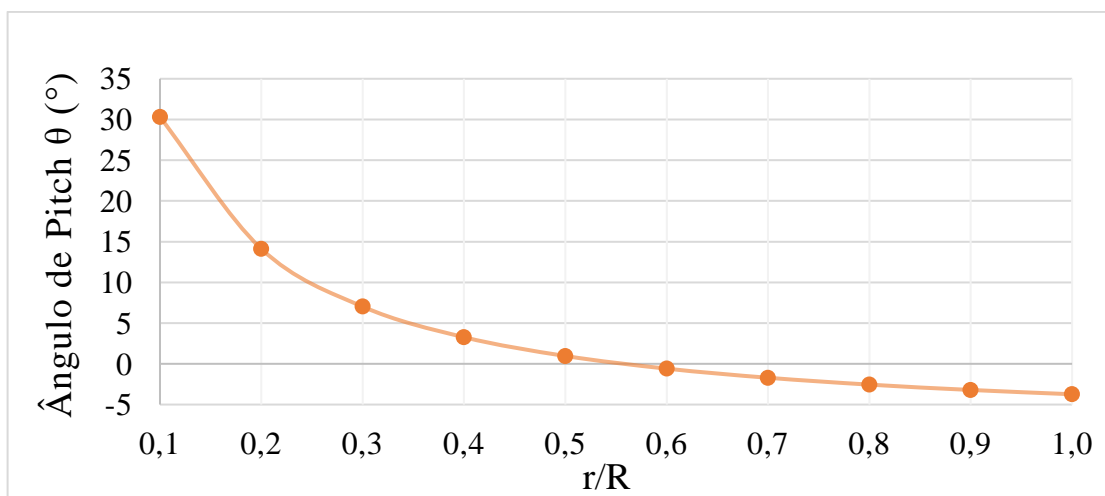
Figura 53 - Corda em cada elemento de pá.



Fonte: Autor.

Da mesma forma que a corda, o ângulo de pitch decresce, gradualmente, da raiz até a ponta de pá, variando de  $30,3^\circ$  a  $-3,74^\circ$ , conforme é mostrado na Figura 54.

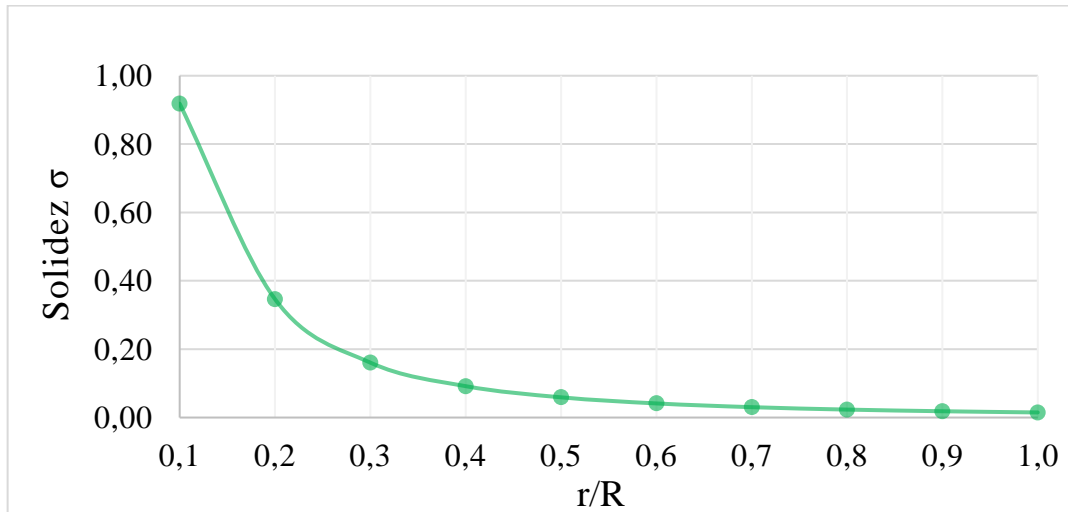
Figura 54 - Ângulo de pitch em cada elemento de pá.



Fonte: Autor.

O parâmetro de solidez é dado pela razão entre a área das pás e a área total do rotor. Dessa definição, conclui-se que os valores de solidez devem ser menores que 1, já que a área da seção da pá não pode ser maior que a área do rotor. Esse é um dos motivos que faz ser necessário adotar um perfil de maior espessura na região da base da pá, pois perfis indicados para o corpo e ponta da pá podem retornar valores de solidez inconsistentes. Como pode ser observado na Tabela 6, os valores obtidos para esse parâmetro variam de 0,92 a 0,01, conforme o determinado em teoria. A Figura 55 apresenta a solidez calculada em cada elemento da pá.

Figura 55 – Solidez em cada elemento de pá.

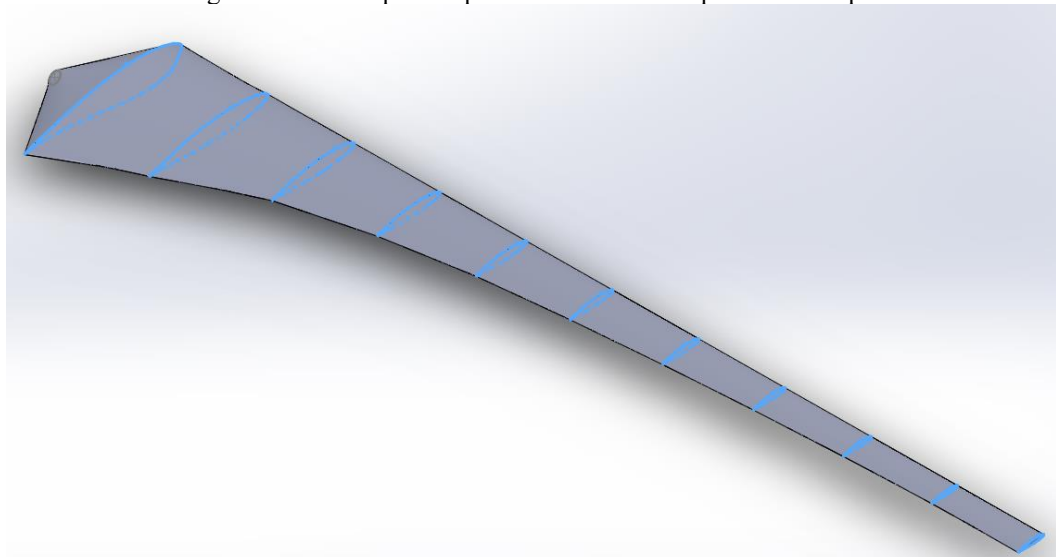


Fonte: Autor.

## 4.2 PROJETO 3D DAS PÁS

A Figura 56 apresenta o modelo 3D da pá, com os perfis aerodinâmicos que a formam em destaque. Fica evidente na figura, a redução progressiva da corda da raiz até a ponta da pá.

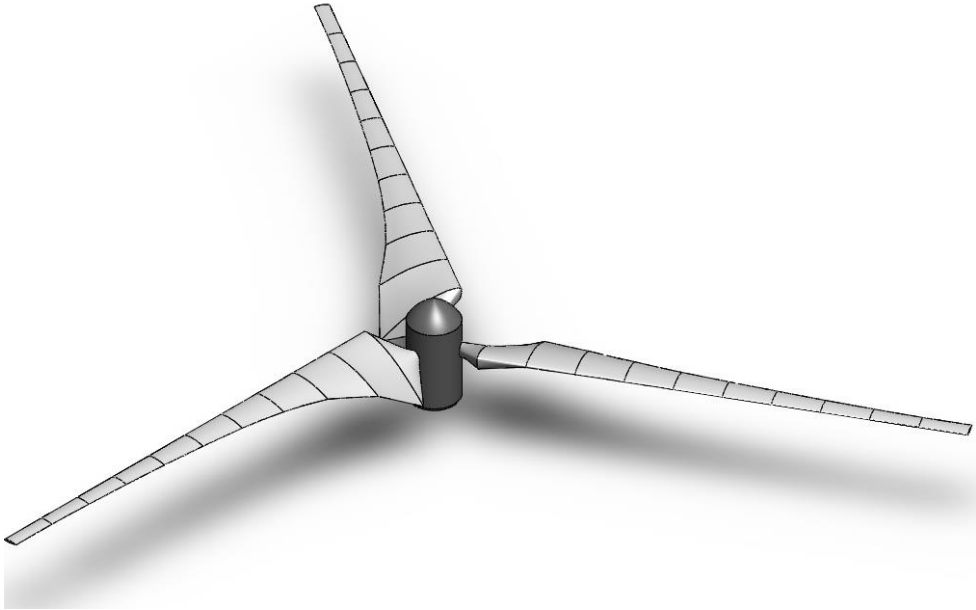
Figura 56 – Destaque dos perfis aerodinâmicos que formam a pá.



Fonte: Autor.

Na Figura 57 é apresentado, de forma ilustrativa, o modelo 3D do rotor. Nessa figura, é possível observar a torção de cada elemento da pá, a qual corresponde ao ângulo de pitch. Os resultados expostos na Tabela 6, ficam, assim, notórios na figura, uma vez que a torção na raiz é mais acentuada e diminui ao longo do comprimento da pá.

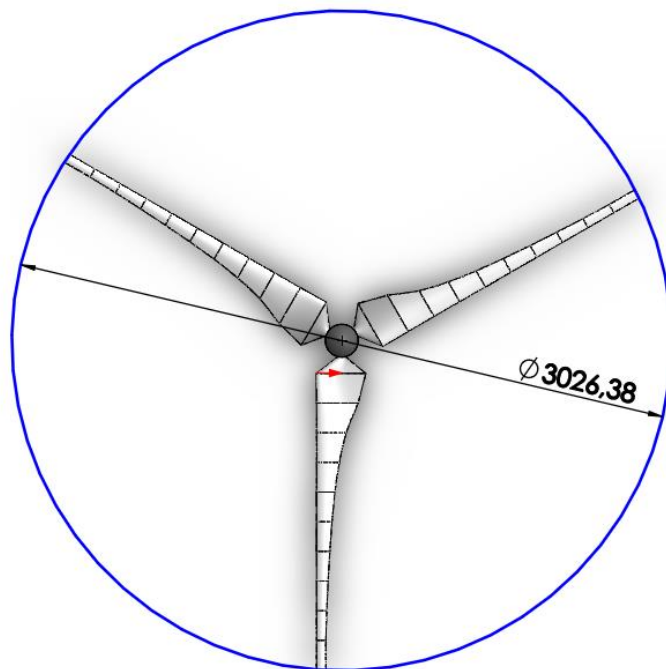
Figura 57 - Vista isométrica do rotor, com destaque para o ângulo de pitch das pás.



Fonte: Autor.

Já a Figura 58 mostra a vista frontal do rotor, na qual pode-se observar o diâmetro e a área varrida pelo rotor.

Figura 58 - Vista frontal do rotor, com destaque para a área varrida pelas pás. O diâmetro do rotor é mostrado em milímetros.



Fonte: Autor.



Por fim, a Figura 59 expõe a vista isométrica do rotor.

Figura 59 - Modelo ilustrativo do rotor 3D.



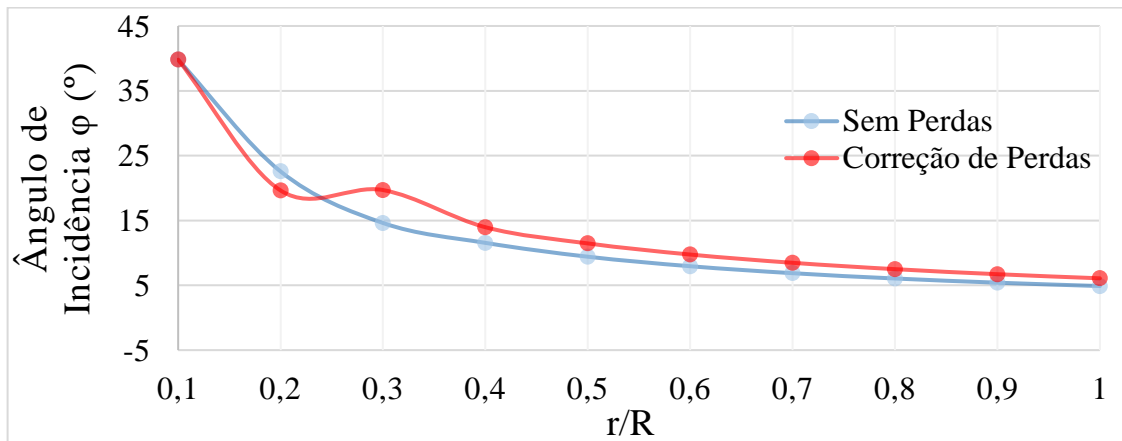
Fonte: Autor.

### 4.3 ÂNGULO DE INCIDÊNCIA

O ângulo de incidência é o principal parâmetro no cálculo das contribuições de cada elemento de pá, já que influencia nos coeficientes de sustentação, de arrasto, normal e tangencial (WENZEL, 2007).

O gráfico mostrado na Figura 60 apresenta a comparação dos valores do ângulo de incidência sem a correção de perdas de ponta de pá e com a correção de perdas. Uma vez que a distribuição da pressão sobre a pá é diretamente proporcional ao ângulo de incidência, da análise do gráfico depreende-se que há uma pressão bastante elevada na raiz da pá, a qual tende a diminuir ao longo do comprimento dessa (OLIVEIRA, 2019).

Figura 60 – Comparação do ângulo de incidência.



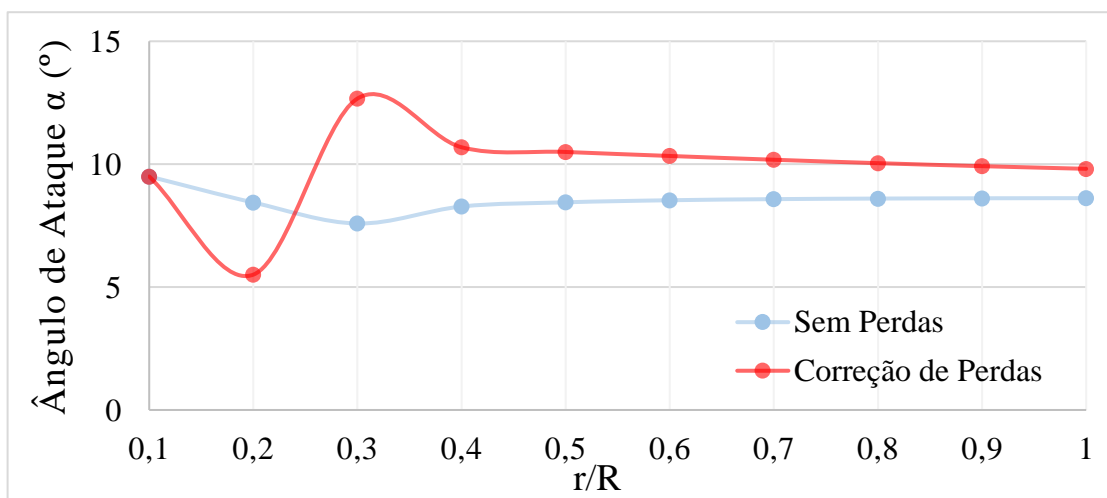
Fonte: Autor.

#### 4.4 ÂNGULO DE ATAQUE, COEFICIENTE DE SUSTENTAÇÃO E ARRASTO

A variação do ângulo de incidência impacta nos valores do ângulo de ataque de cada elemento de pá e, conseqüentemente, nos coeficientes de sustentação e arrasto.

A região próxima a raiz da pá é uma região crítica para o ângulo de ataque. Percebe-se no gráfico da Figura 61 que há uma variação mais significativa do primeiro para o segundo elemento, tanto no método com correção de perdas quanto no método sem a correção. Isso é explicado pela mudança do perfil aerodinâmico. A partir do quarto elemento, observa-se variações menores em relação ao ângulo de ataque, indicando que o aerofólio opera com valores satisfatórios de sustentação.

Figura 61 – Comparação do ângulo de ataque.

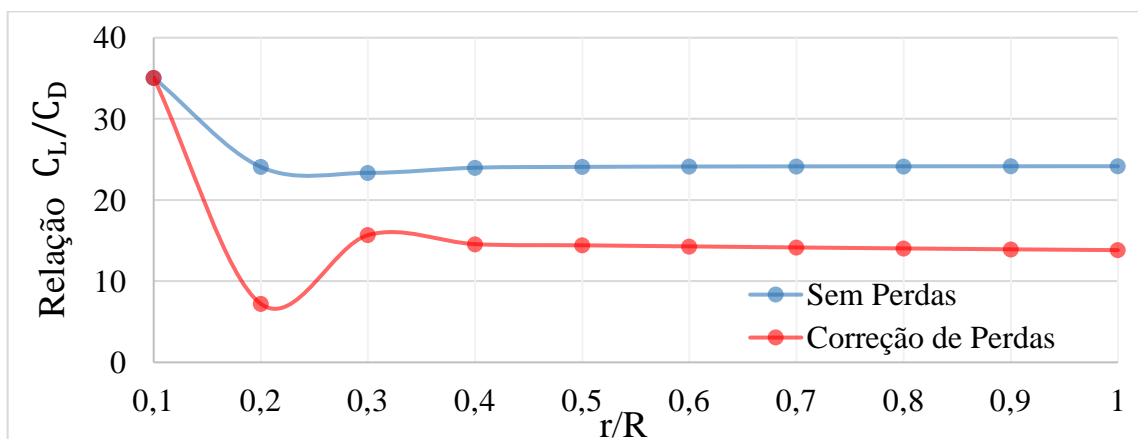


Fonte: Autor.

Ao analisar a relação  $C_L/C_D$  apresentada na Figura 62 e os coeficientes de sustentação e arrasto mostrados nas Figura 63 e Figura 64, percebe-se que quanto maior a sustentação em relação ao arrasto, maior será a razão entre esses dois coeficientes. Entretanto, essa relação não tem, necessariamente, influência direta nos resultados de potência do aerogerador, uma vez que a potência depende também de outros fatores.

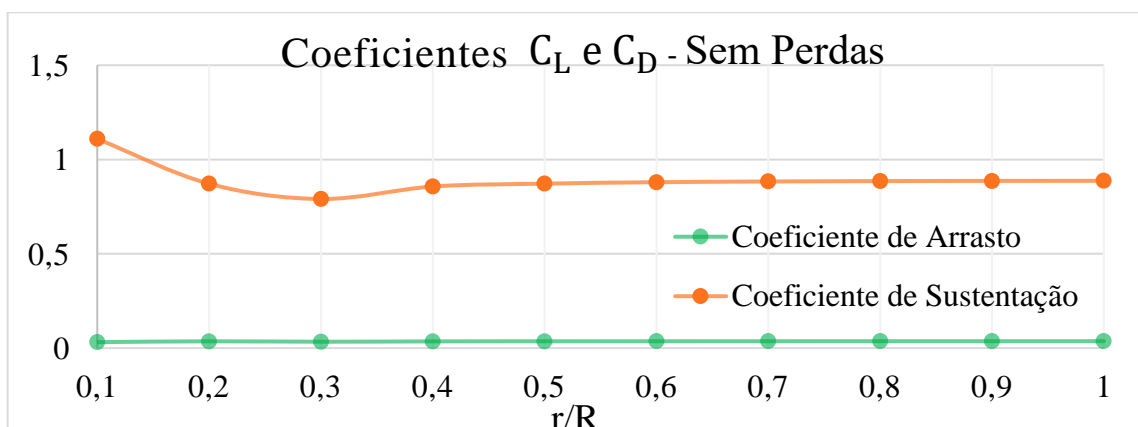
Observando a Figura 63, nota-se que para a condição desconsiderando as perdas, há um decréscimo no valor de  $C_L$  após o primeiro elemento, seguido de um acréscimo após o terceiro elemento. Para a condição que considera as perdas de ponta de pá, percebe-se, da mesma forma, que o valor de  $C_L$  sofre uma redução depois do primeiro elemento. Entretanto, os valores de  $C_L$  crescem a partir do segundo elemento. Em ambos os casos, a relação  $C_L/C_D$  a partir do terceiro elemento mantém valores praticamente constantes, indicando essa região como a de melhor desempenho da turbina eólica (OLIVEIRA, 2019).

Figura 62 – Comparação da relação  $C_L/C_D$ .



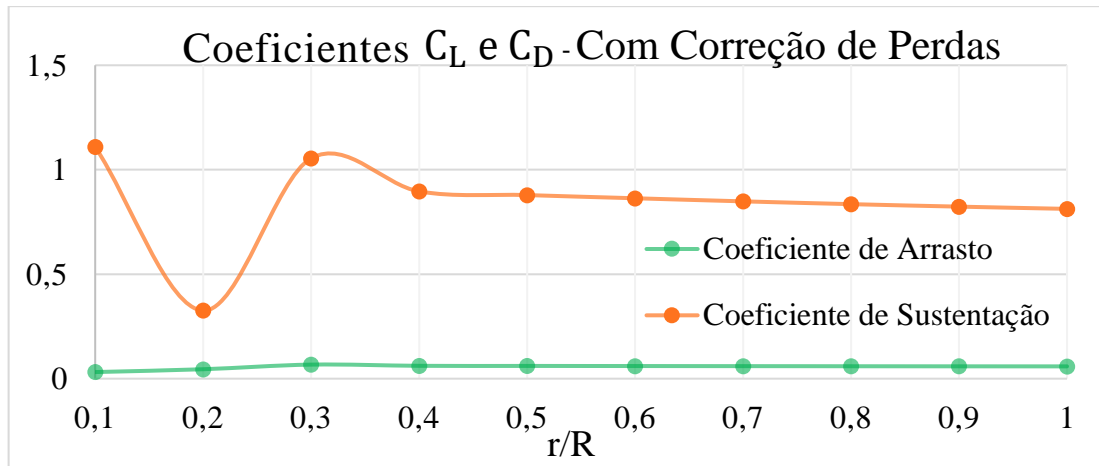
Fonte: Autor.

Figura 63 – Coeficientes  $C_L$  e  $C_D$  para a condição sem perdas na ponta de pá.



Fonte: Autor.

Figura 64 - Coeficientes  $C_L$  e  $C_D$  para a condição com perdas na ponta de pá.



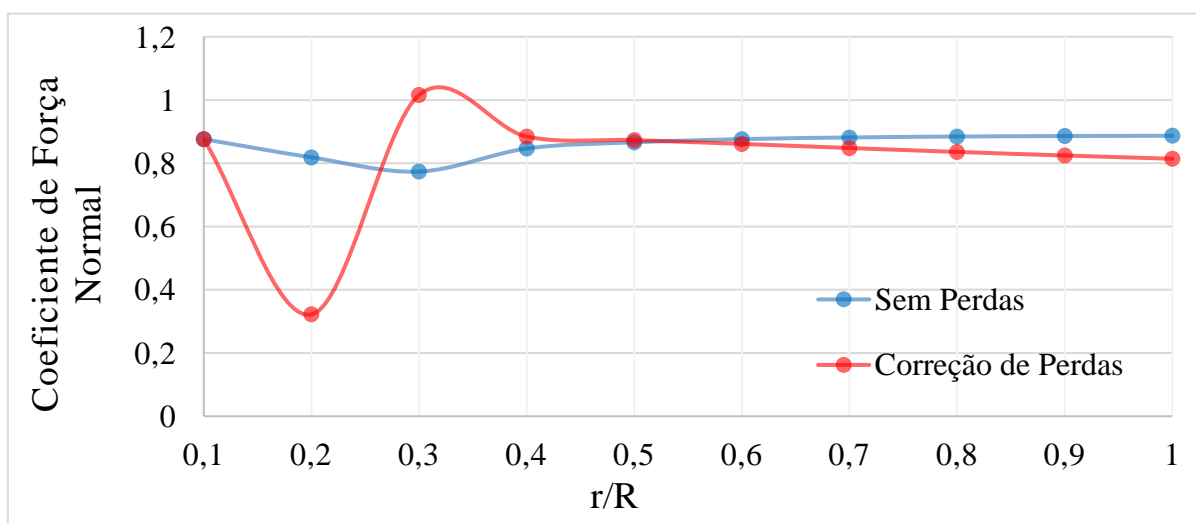
Fonte: Autor.

#### 4.5 COEFICIENTE NORMAL E TANGENCIAL

Os coeficientes de sustentação e arrasto podem ser decompostos no sentido normal e no tangencial em função do ângulo de incidência. Assim, tem-se os coeficientes normais ( $C_N$ ) e tangenciais ( $C_T$ ) apresentados, respectivamente, nas Figuras 65 e 66.

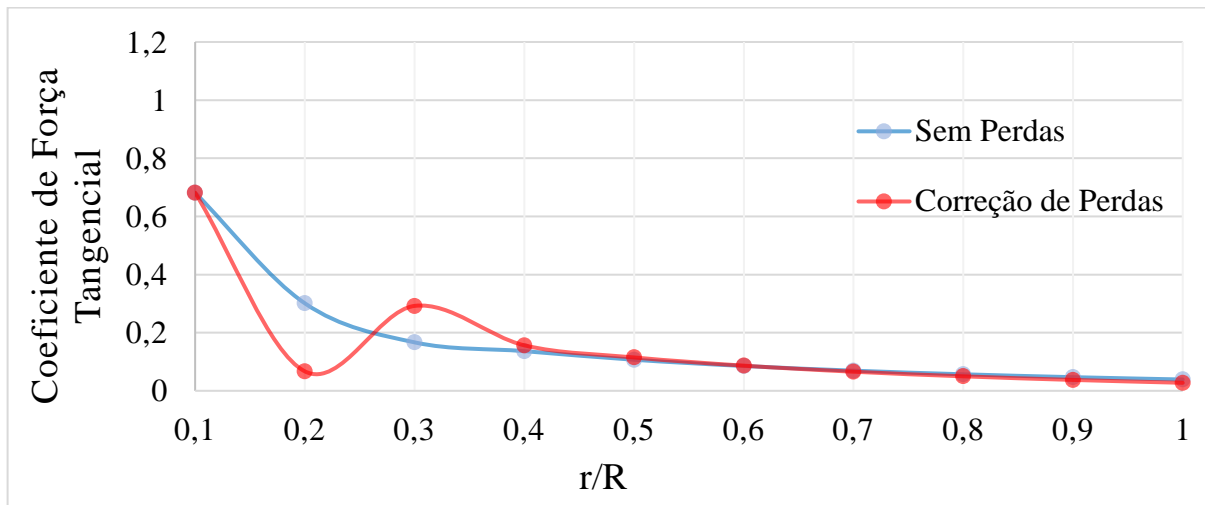
Para a análise dos resultados obtidos pela aplicação do método BEM, o coeficiente de maior interesse é o tangencial, uma vez que esse parâmetro está relacionado diretamente a potência produzida por cada elemento de pá.

Figura 65 – Comparação do coeficiente de força normal.



Fonte: Autor.

Figura 66 - Comparação do coeficiente de força tangencial.



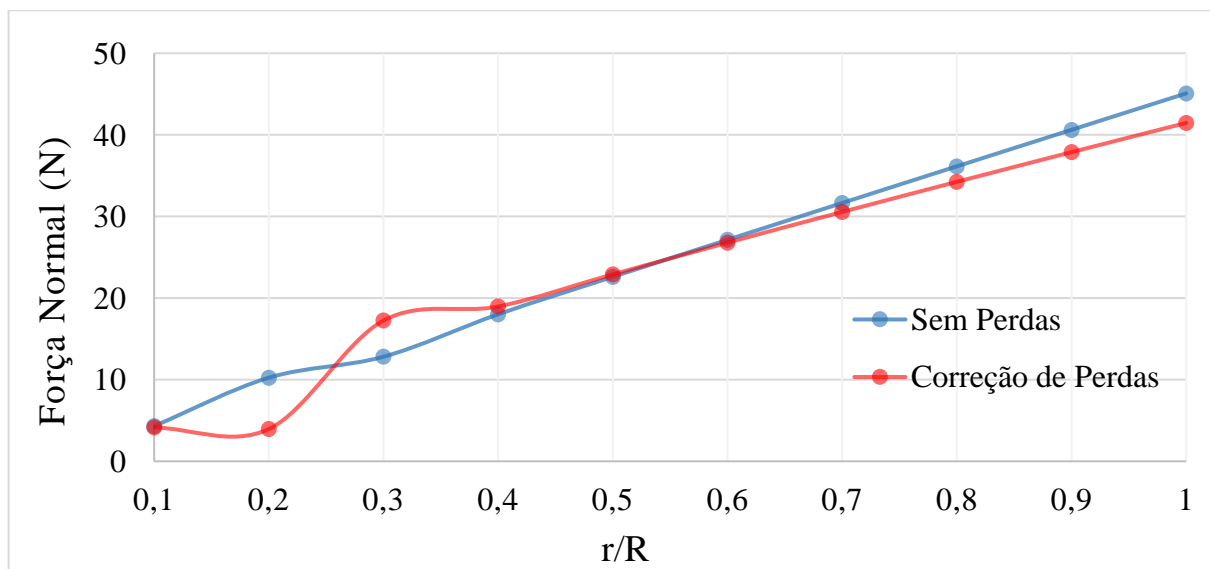
Fonte: Autor.

#### 4.6 FORÇA NORMAL E TANGENCIAL

As forças normais e tangenciais são as forças que atuam aerodinamicamente nas pás da turbina eólica. A componente de força tangencial gera a potência da turbina, enquanto a força normal produz a força de empuxo (OLIVEIRA, 2019).

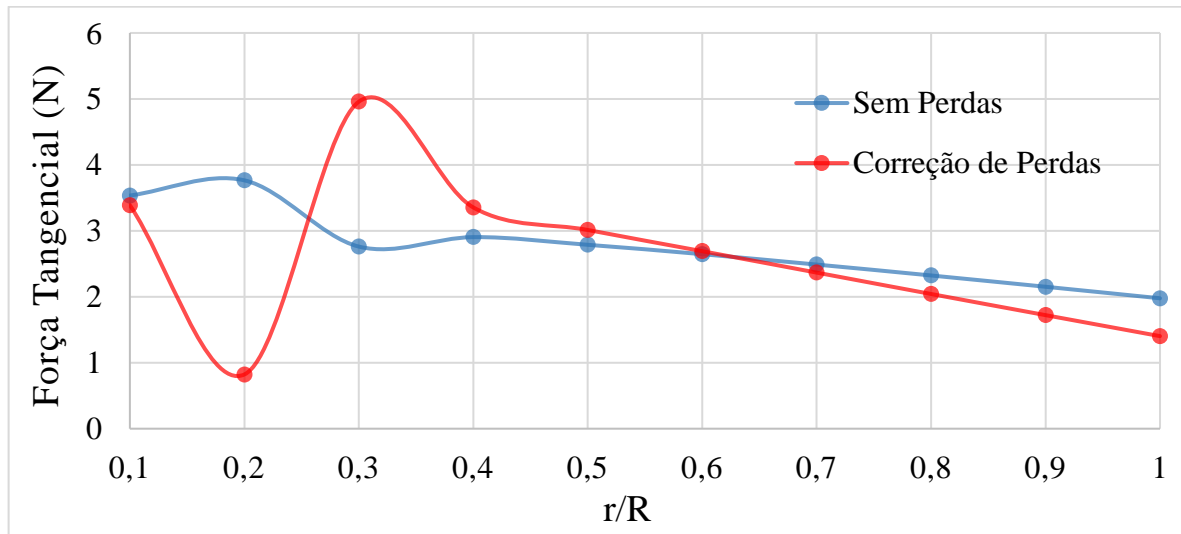
A Figura 67 mostra a força normal para a condição com a correção de perdas de ponta de pá e sem a correção. Já a Figura 68 apresenta os resultados da força tangencial.

Figura 67 – Comparação força normal.



Fonte: Autor.

Figura 68 – Comparação da força tangencial.

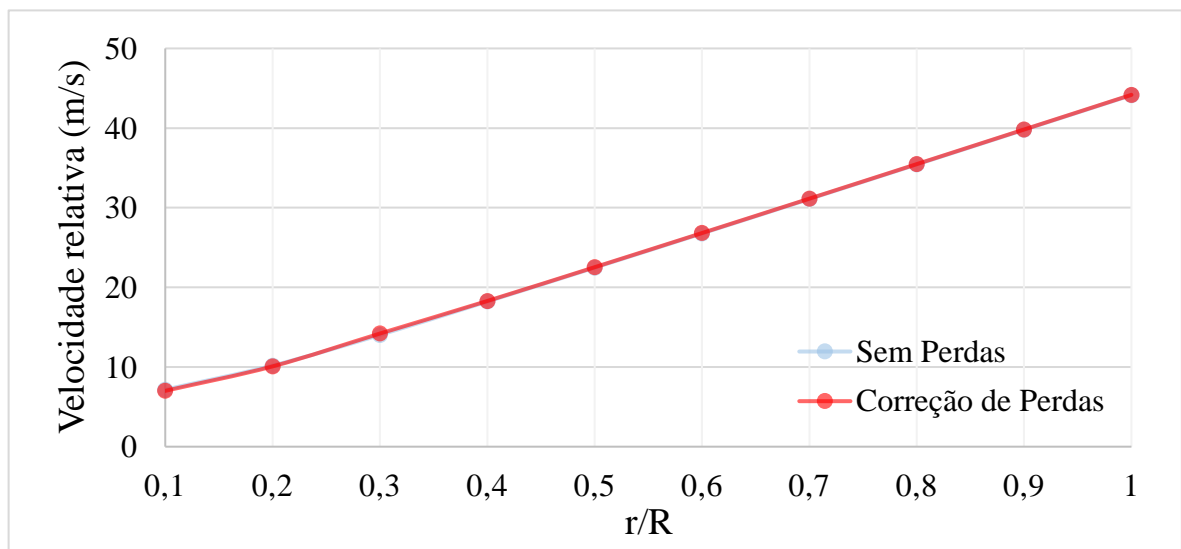


Fonte: Autor.

#### 4.7 VELOCIDADE RELATIVA

A Figura 69 apresenta a velocidade relativa em cada elemento de pá. Como pode ser observado no gráfico, os valores desse parâmetro crescem gradativamente da região da raiz até a ponta da pá, tanto para a condição sem perdas quanto para a condição com correção de perdas de ponta de pá.

Figura 69 – Comparação da velocidade relativa em cada elemento.

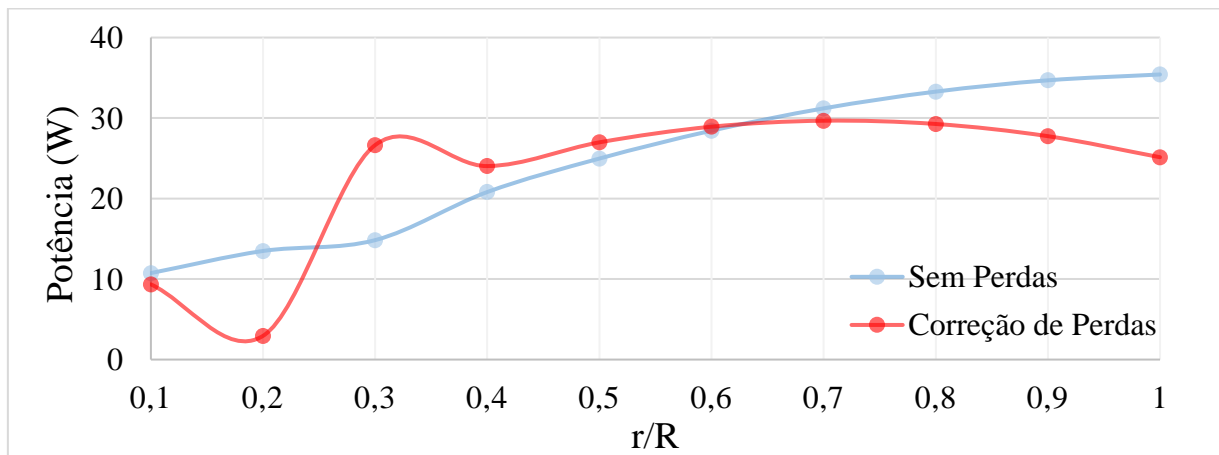


Fonte: Autor.

## 4.8 POTÊNCIA

A Figura 70 mostra a potência produzida em cada elemento de pá. Somando a contribuição de cada elemento, tem-se a potência total do rotor. Observando o gráfico, nota-se que para a situação com correção de perdas, após o sétimo elemento o valor da potência gerada decresce gradualmente, conforme esperado de acordo com a teoria.

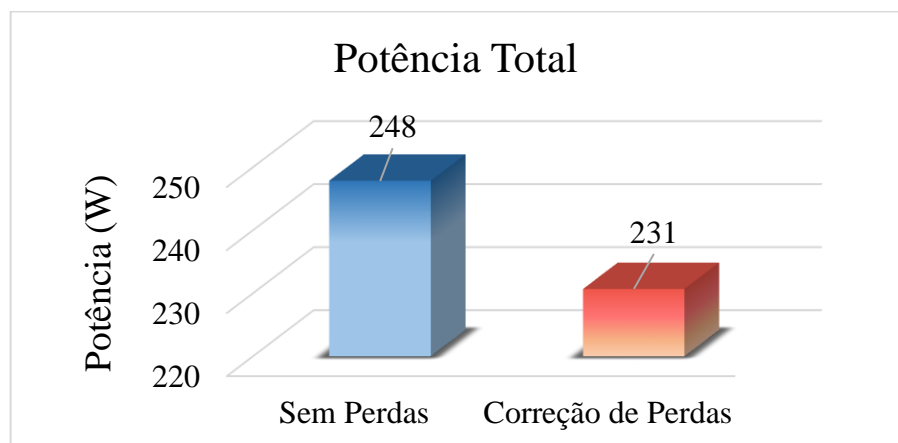
Figura 70 – Comparação da potência gerada em cada elemento de pá.



Fonte: Autor.

A Figura 71 mostra a potência total produzida pelo rotor. A condição desconsiderando as perdas de ponta de pá produz 248 W, enquanto a condição com a correção de Glauert produz 231 W. Em ambas as situações, a potência nominal de 222 W inicialmente definida é atendida, ainda que se tenha perdas associadas ao gerador elétrico. Como era esperado, a condição com correção de perdas de ponta de pá produz 7% a menos de potência comparado a condição sem correção.

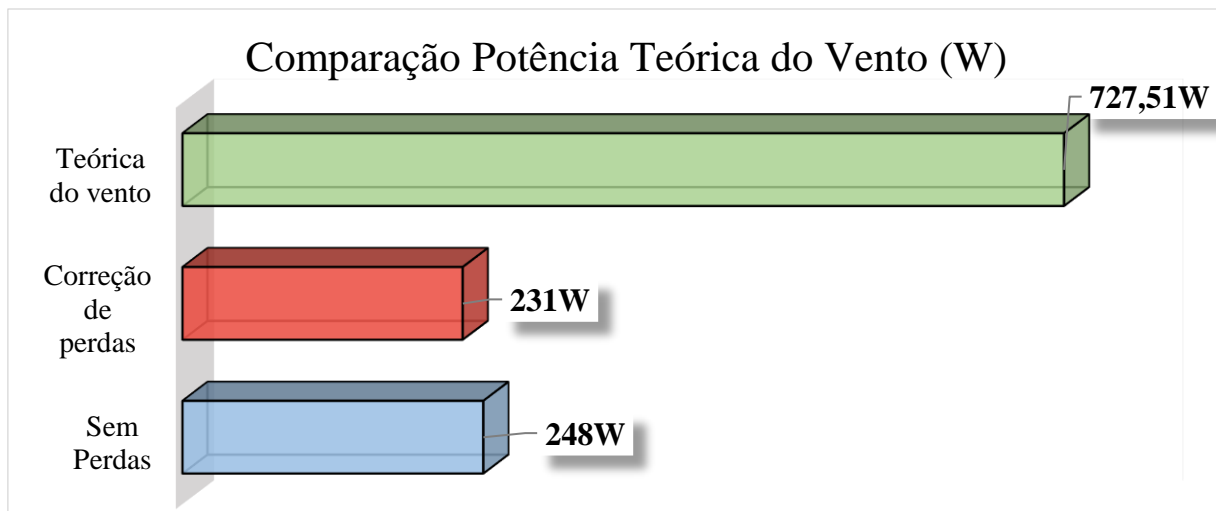
Figura 71 – Comparação da potência total produzida pelo rotor.



Fonte: Autor.

Uma vez obtidos os valores de potência, pode-se recalculá-lo o coeficiente de potência ( $C_p$ ). Para o método BEM aplicado sem a correção de perdas de ponta de pá, o valor do coeficiente de potência é 0,34. Já para o método com a correção de perdas, o coeficiente de potência calculado é de 0,32. A Figura 72 mostra uma comparação da potência produzida nas duas condições com a potência teórica do vento, anteriormente calculada.

Figura 72 - Comparação da potência teórica produzida pelo vento e potências calculadas com o método de correção de perdas de ponta de pá e sem a correção.



Fonte: Autor.

De acordo com o limite de Betz, de aproximadamente 0,593, a potência máxima que pode ser obtida com o rotor projetado é de 431,41 W. A potência total obtida para a condição sem correção, representa, então, 57% da potência limite de Betz. Já a potência total calculada com os fatores de correção corresponde a 53% da potência máxima de Betz. Posto isso, conclui-se que há ainda oportunidades de otimização a fim de se obter melhor aproveitamento da potência do vento.

#### 4.9 COEFICIENTES DE INDUÇÃO E CORREÇÕES

A Tabela 7 mostra os valores encontrados para os fatores de indução axial e tangencial para o método BEM sem correção de perdas e com a correção de perdas nas pontas de Prandtl e Glauert. Os fatores de indução axial obtidos são bastante próximos ao valor ótimo de Betz, para a condição sem correção de perdas. Entretanto, como é apresentado na Tabela 7, esses valores são maiores que 0,2. Por esse motivo, foi necessário aplicar os fatores de correção de



ponta de Prandtl e de Glauert, seguindo as indicações que constam na revisão bibliográfica desse trabalho.

Tabela 7 – Coeficientes de correção e valores de indução.

<i>Elemento</i>	<i>Sem Correções</i>		<i>Coeficientes de Perdas nas Pontas de Prandtl</i>			<i>Correção de Glauert</i>	
	<i>a</i>	<i>a'</i>	<i>f</i>	<i>F<sub>p</sub></i>	<i>K</i>	<i>a</i>	<i>a'</i>
1	0,332	0,468	21,224	1,571	3,160	0,239	0,254
2	0,325	0,079	17,864	1,571	6,355	0,131	0,012
3	0,328	0,028	10,386	1,571	4,373	0,186	0,024
4	0,327	0,016	9,329	1,571	4,500	0,181	0,010
5	0,324	0,010	7,550	1,571	4,797	0,172	0,006
6	0,322	0,006	5,910	1,571	5,059	0,164	0,003
7	0,319	0,004	4,365	1,571	5,282	0,157	0,002
8	0,317	0,003	2,878	1,570	5,471	0,152	0,001
9	0,316	0,002	1,427	1,568	5,627	0,148	0,001
10	0,314	0,002	0,000	1,560	5,737	0,145	0,001

Fonte: Autor.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 5.1 CONCLUSÕES

No Brasil, a energia eólica é uma das fontes de energia renovável que mais cresceu nos últimos anos e é possível afirmar que a indústria eólica de grande porte já está consolidada no cenário energético nacional. Entretanto, a indústria de pequeno porte ainda encontra dificuldades em se popularizar, apesar do apreciável potencial eólico brasileiro, de incentivos governamentais e da existência de um potencial mercado consumidor para esse segmento. Essa perspectiva promissora, motivou o estudo apresentado nesse trabalho.

Assim, o presente trabalho teve como objetivo projetar as pás de uma turbina eólica de pequeno porte, para atender a demanda energética residencial, na região noroeste do Rio Grande do Sul. Para isso, foi necessário, inicialmente, analisar as condições do vento na região e definir os parâmetros iniciais de projeto, como a altura do rotor, os perfis aerodinâmicos utilizados e o diâmetro do rotor. Após essa etapa, aplicou-se a metodologia BEM, tanto para a condição sem correção de perdas de ponta de pá, quanto para a condição com as correções de Prandtl e de Glauert. Para ambas as situações, os resultados obtidos foram coerentes com a teoria exposta na revisão bibliográfica.

Os cálculos de solidez e de corda para cada elemento de pá comprovaram ser imprescindível a utilização de um aerofólio específico para a base da pá. A utilização do perfil S822 nessa região resultaria em uma inconsistência de projeto, já que a solidez assumiria um valor maior que 1. De modo similar, na região da raiz da pá, o comprimento da corda do perfil aerodinâmico apresenta o maior valor, uma vez que nessa região os esforços são mais elevados. Esse valor diminui ao longo do comprimento de pá, até atingir seu valor mínimo na ponta.

Quanto a potência produzida, para a situação sem os fatores de perda, a potência total obtida foi de 248 W, enquanto que para a condição que considera as correções de perdas na ponta de pá, o resultado da potência total é de 231 W. Para ambas as situações, alcançou-se o objetivo de projetar uma turbina com potência nominal de, no mínimo, 222,22 W. Ainda assim, há oportunidades de otimização das pás, uma vez que a potência limite de Betz calculada para o rotor é 431,41 W.

Conclui-se, então, que apesar do impacto negativo da sazonalidade na velocidade dos ventos na região noroeste, é possível projetar um aerogerador para uso residencial nessa região.

## 5.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Devido à complexidade que envolve o projeto de aerogeradores e os diversos campos disciplinares que estão englobados, há aspectos que não foram abordados nesse trabalho. Sugere-se, em vista disso, alguns estudos que poderão complementar e aprimorar o projeto de pás apresentado:

- Estudo de viabilidade econômica da fabricação de um aerogerador com as pás projetadas nesse trabalho.
- Estudo da velocidade do vento e impacto da sazonalidade no potencial eólico na região noroeste do Rio Grande do Sul.
- Estudo do impacto social e ambiental da instalação de um aerogerador residencial na região noroeste do estado do Rio Grande do Sul.
- Estudo de desenvolvimento e otimização de perfis aerodinâmicos mais eficientes.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 2 ed. Brasília, 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atlas de energia elétrica do Brasil**. 3 ed. Brasília, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Micro e minigeração distribuída**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em: 27 abr. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa ANEEL N° 1.031, de 26 de julho de 2022**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221031.pdf>. Acesso em: 25 mai. 2024.

AIRFOILTOOLS. **NREL's S822 Airfoil (s822-nr)**. Disponível em: <http://www.airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=s822-nr>. Acesso em: 25 mai. 2024.

AIRFOILTOOLS. **NREL's S823 Airfoil (s823-nr)**. Disponível em: <http://www.airfoiltools.com/airfoil/details?airfoil=s823-nr>. Acesso em: 25 mai. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **Boletim anual de geração eólica: 2020**. São Paulo, 2021. Disponível em: [https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/04/PT\\_Boletim-Anual-de-Geracao\\_2020.pdf](https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/04/PT_Boletim-Anual-de-Geracao_2020.pdf). Acesso em: 15 abril 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **Boletim anual de geração eólica: 2021**. São Paulo, 2022. Disponível em: [https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/07/ABEEOLICA\\_BOLETIMANUAL-2021\\_PORT.pdf](https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/07/ABEEOLICA_BOLETIMANUAL-2021_PORT.pdf). Acesso em: 15 abril 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **Boletim anual de geração eólica: 2022**. São Paulo, 2023. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/06/Boletim-de-Geracao-Eolica-2022.pdf>. Acesso em: 15 abril 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEÓLICA). **O setor**. <https://abeeolica.org.br/energia-eolica/o-setor/>. Acesso em: 21 abr. 2024.

BEZERRA, Francisco Diniz. **Caderno Setorial ETENE – Energia eólica**. 2023. Escritório técnico de estudos econômicos do Nordeste. Disponível em: [https://bnb.gov.br/s482-dspace/bitstream/123456789/1781/1/2023\\_CDS\\_288.pdf](https://bnb.gov.br/s482-dspace/bitstream/123456789/1781/1/2023_CDS_288.pdf). Acesso em: 24 mai. 2024.

BRANNSTROM, Christian *et al.* **Perspectivas geográficas nas transformações do litoral brasileiro pela energia eólica**. Revista brasileira de geografia. 2018.

BURTON, Tony et al. **Handbook of wind energy**. 1 ed. New York, 2001.

CEPEL, 2001. **Atlas do potencial eólico brasileiro**. Ed. CEPEL, Rio de Janeiro, RJ.

COTIA, Frederico Coutinho Guimarães. **Uso de tecnologias fotovoltaicas e aerogeradores para geração de energia no meio urbano**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

CRUZ, Daniel Tavares. **Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: Proposta para desenvolvimento do setor**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2015.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009.

DA SILVA, Amanda Briggs. **Projeto aerodinâmico de turbinas eólicas**. 2013. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Escola politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2013.

DE CARVALHO, Fabio Eduardo Ferraz. **Estudo de escoamentos turbulentos em torno de corpos rombudos e esbeltos de superfície hidraulicamente lisa ou rugosa utilizando o método de vórtices discretos**. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, SP, 2023.

DE FREITAS, Allef Lucas T. A. **Otimização de perfis aerodinâmicos aplicados em aerogeradores do tipo TEEH utilizando algoritmo genético**. 2021. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2021.

DUTRA, Ricardo. **Energia eólica: princípios e tecnologia**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Boletim trimestral de consumo de eletricidade**. 2024. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-483/topico-680/Boletim%20Trimestral%20de%20Consumo%20de%20Eletricidade%20ANO%20IV%20-%20N%C2%BA16\\_rev1.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-483/topico-680/Boletim%20Trimestral%20de%20Consumo%20de%20Eletricidade%20ANO%20IV%20-%20N%C2%BA16_rev1.pdf). Acesso em: 16 mai. 2024.

FADIGAS, Eliane A. Faria Amaral. **Energia eólica**. 1ª ed. Editora Manole Ltda, Barueri, SP, 2011.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, GWEC. **Global wind report 2022**. Disponível em: VILLENA, J.E.N. Tecnologia de Energia Eólica. Centro de Tecnologia do Gás e Energias Renováveis – CTGÁS-ER, 2015.

GOUVÊA, Renato Luiz Proença de; SILVA, Paulo Azzi da. **Desenvolvimento do setor eólico no Brasil**. R. BNDES, Rio de Janeiro, v. 25, n. 49, p. 81-118, junho 2018. Disponível em: [https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/16081/1/PRArt\\_Desenvolvimento%20do%20setor%20e%C3%B3lico%20no%20Brasil\\_compl.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/16081/1/PRArt_Desenvolvimento%20do%20setor%20e%C3%B3lico%20no%20Brasil_compl.pdf). Acesso em: 24 abril 2024.

GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. **Energia eólica**. Disponível em: <https://investrs.rs.gov.br/conteudo/interna/onde-investir/energias-renovaveis/energia-eolica/>. Acesso em: 18 mai. 2024.

GUESSE, Marina Latini. **Dimensionamento de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte aplicado a residências**. 2016. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Macaé, RJ, 2016.

GUNDTOFT, S. **Wind Turbines**. University College of Aarhus, 2009.

HANSEN, Martin O. L. **Aerodynamics of wind turbines**. 3 ed. 2015.

HATJE, Airton Enrique. **Desenvolvimento de molde para pás de turbina eólica de pequenas proporções**. 2018. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Panambi, 2018.

HAU, Erich. **Wind turbines: fundamentals, technologies, application, economics**. 2 ed. Berlin, 2005.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). **Climate change 2007: synthesis report**. Valência. 2007. Disponível em: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4\\_syr\\_full\\_report.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4_syr_full_report.pdf) . Acesso em 05 jun. 2024.

JHA, A. H. **Wind turbine technology**. CRC Press, Boca Raton, Florida. 2011.

LAMARCA, Bernardo Arruda. **Projeto de aerogerador tripá para pequena comunidade no litoral do nordeste brasileiro**. 2018. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2018.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, L. A. **Wind energy explained: theory, design and application**. 2 ed. Wiley, 2002.

MARTINELLO, Diana. **Sistema de emulação de aerogeradores para aplicação em geração distribuída de energia elétrica**. 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, PR, 2015.

NETO, João Maria Bezerra. **Projeto aerodinâmico e impressão 3D das pás de um aerogerador de eixo horizontal de baixa potência**. 2019. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2019.

OLIVEIRA, Fernando Victor Mesquita. **Projeto de um aerogerador de baixa escala com intensificador de potência**. 2019. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2019.

OKITA, Willian Minoru. **Simulação numérica do desempenho aerodinâmico de aerogeradores de eixo horizontal**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2017.

PEREIRA, M. G., MONTEZANO, B. E. M., DUTRA, R. M. 2015. **Mercado de energia eólica de pequeno porte no Brasil: percepção do potencial consumidor**. Disponível em:

[https://cresesb.cepel.br/app/download/MAPP\\_Informe\\_tecnico\\_01-Percepcao\\_dos\\_Potenciais\\_Consumidores\\_v01.pdf](https://cresesb.cepel.br/app/download/MAPP_Informe_tecnico_01-Percepcao_dos_Potenciais_Consumidores_v01.pdf)  
Acesso em: 28 abr. 2024.

PIANEZZOLA, Gilberto. **Mapas de complementaridade dos potenciais solar e eólico no estado do Rio Grande do Sul**. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2006.

PINTO, Milton de Oliveira. **Fundamentos de energia eólica**. 1 ed. Rio de Janeiro, LTC, 2014.

RIBEIRO, Paula Faria. **Desenvolvimento da indústria eólica no Brasil nos últimos 20 anos**. 2020. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, MG, 2020.

SECRETARIA DE ENERGIA, MINAS E COMUNICAÇÕES DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. **Atlas eólico do Rio Grande do Sul**. Porto Alegre, RS, 2014.

SPERA, David A. **Wind turbine technology**. New York, ASME Press. 1994.

VASJALIYA, Naishadh G. **Fluid-structure interaction and multidisciplinary design analysis optimization of composite wind turbine blade**. 2013.

VERDUM, Valdirene. **Projeto de aerogerador com segurança inerente para aplicação urbana**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2013.

TANGLER, J. L.; SOMERS, D. M. **NREL airfoil families for HAWTs**. National Renewable Energy Laboratory, 1995. NREL/TP-442-7109.

WENZEL, Guilherme Munchen. **Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal**. 2007. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, 2007.

WOOD, David. **Small wind turbines: analysis, design and application**. Springer, 2011.

## ANEXO A – ALGORITMO VBA PARA CÁLCULO DO MÉTODO BEM SEM CORREÇÃO

Sub Algoritmo BEM Sem Correção ()

```

Dim AP As Single
Dim ri As Single
Dim S As Single
Dim c As Single
Dim cont As Integer
r = Range("G5")
V0 = Range("G6")
B = Range("G8")
Pi = Range("G10")
TipS = Range("G11")
ATQ = Range("G12")
CL = Range("G13")
w = Range("G14")
cont = 4
tol = 0.0005
a1 = 0.000001
a2 = 0.000001

Recalc:
Do
ri = Cells(cont, 10)

'Cálculo do Ângulo de Pitch - AP'
AP = Atn((2 * r) / (3 * ri * TipS)) - (ATQ * (0.0174533))
Cells(cont, 11).Value = AP * (180 / Pi)

'Cálculo da Corda de Betz'
x1 = (16 * Pi * r) / (9 * B * CL)
x2 = (TipS) ^ 2
x3 = (ri / r) ^ 2
c = x1 * (1 / (TipS * Sqr(x2 * (x3) + (4 / 9))))
Cells(cont, 12).Value = c

'Solidez'
Cells(cont, 13).Select
S = (c * B) / (2 * Pi * ri)
Cells(cont, 13).Value = S

'Cálculo do Ângulo de Incidência'
fi = (Atn(((1 - a1) * V0) / ((1 + a2) * w * ri))) * (180 / Pi)
Cells(cont, 14).Value = fi

'Cálculo do Ângulo de ataque – Perfil S823'
Cells(cont, 15).Select
Cells(cont, 15).Formula = Cells(cont, 14) - Cells(cont, 11)

```



```
If Cells(cont, 15) > 9.5 Then
Cells(cont, 15) = 9.5
End If
```

'Cálculo do Coeficiente de Arrasto – Perfil S823'

```
CD = (0.03584513) + (-0.0065618 * Cells(cont, 15)) + (0.0007204 * (Cells(cont, 15) ^ 2)) +
(-0.00000804 * (Cells(cont, 15) ^ 3))
Cells(cont, 16).Value = CD
```

'Cálculo do Coeficiente de Sustentação – Perfil S823'

```
CL1 = (0.2135209) + (0.09319331 * Cells(cont, 15)) + (0.00301956 * (Cells(cont, 15) ^ 2)) +
(-0.00030551 * (Cells(cont, 15) ^ 3))
Cells(cont, 17).Value = CL1
```

'Cálculo do Ângulo de ataque – Perfil S822'

```
Cells(cont, 15).Select
Cells(cont, 15).Formula = Cells(cont, 14) - Cells(cont, 11)
```

'Cálculo do Coeficiente de Arrasto – Perfil S822'

```
CD = (0.02587568) + (-0.00037112 * Cells(cont, 15)) + (0.00017873 * (Cells(cont, 15) ^ 2)) +
+ (0.00000119 * (Cells(cont, 15) ^ 3))
Cells(cont, 16).Value = CD
```

'Cálculo do Coeficiente de Sustentação – Perfil S822'

```
CL1 = (-0.14639603) + (0.12885072 * Cells(cont, 15)) + (0.0017633 * (Cells(cont, 15) ^ 2)) +
+ (-0.00032473 * (Cells(cont, 15) ^ 3))
Cells(cont, 17).Value = CL1
```

'Cálculo do Coeficiente Normal'

```
CN = (c11 * Cos((fi / 57.2958))) + (cd * Sin((fi / 57.2958)))
Cells(cont, 18).Formula = CN
```

'Cálculo do Coeficiente Tangencial (cx=ct)'

```
CT = (c11 * Sin((fi / 57.2958))) - (cd * Cos((fi / 57.2958)))
Cells(cont, 19).Value = CT
```

'Cálculo do Coeficiente de Indução Axial (a)'

```
a1_novo = (1) / (((4 * ((Sin((fi / 57.2958))) ^ 2)) / (S * CN)) + 1)
Cells(cont, 25).Value = a1_novo
```

'Cálculo do Coeficiente de Indução Tangencial (a)'

```
a2_novo = (1) / (((4 * Sin(fi / 57.2958) * Cos(fi / 57.2958)) / (S * CT)) - 1)
Cells(cont, 26).Value = a2_novo
```

```
erro_a1 = a1_novo - a1
```

```
erro_a2 = a2_novo - a2
```

```
a1 = a1_novo
```

```
a2 = a2_novo
```

```
Loop While (error_a1 > tol) And (error_a2 > tol)
```

```
cont = cont + 1
If (cont > 13) Then
Exit Sub
Else
GoTo Recalc
End If

End Sub
```

## ANEXO B – ALGORITMO VBA PARA CÁLCULO DO MÉTODO BEM COM CORREÇÃO

Sub Algoritmo \_BEM \_Correção \_K ()

Dim AP As Single

Dim ri As Single

Dim S As Single

Dim c As Single

Dim cont As Integer

r = Range("G5")

V0 = Range("G6")

B = Range("G8")

Pi = Range("G10")

TipS = Range("G11")

ATQ = Range("G12")

CL = Range("G13")

w = Range("G14")

a1 = 0.000001

a2 = 0.000001

tol = 0.0005

cont = 4

ac = 0.2

Recalc:

Do

ri = Cells(cont, 10)

'Cálculo do Ângulo de Pitch - AP'

AP = Atn((2 \* r) / (3 \* ri \* TipS)) - (ATQ \* (0.0174533))

Cells(cont, 11).Value = AP \* (180 / Pi)

'Cálculo da Corda de Betz'

x1 = (16 \* Pi \* r) / (9 \* B \* CL)

x2 = (TipS) ^ 2

x3 = (ri / r) ^ 2

c = x1 \* (1 / (TipS \* Sqr(x2 \* (x3) + (4 / 9))))

Cells(cont, 12).Value = c

'Solidez'

Cells(cont, 13).Select

S = (c \* B) / (2 \* Pi \* ri)

Cells(cont, 13).Value = S

'Cálculo do Ângulo de Incidência'

fi = (Atn(((1 - a1) \* V0) / ((1 + a2) \* w \* ri))) \* (180 / Pi)

Cells(cont, 14).Value = fi

'Cálculo do Ângulo de ataque – Perfil S823'

Cells(cont, 15).Select

Cells(cont, 15).Formula = Cells(cont, 14) - Cells(cont, 11)  
 If Cells(cont, 15) > 9.5 Then  
 Cells(cont, 15) = 9.5  
 End If

'Cálculo do Coeficiente de Arrasto – Perfil S823'

CD = (0.03584513) + (-0.0065618 \* Cells(cont, 15)) + (0.0007204 \* (Cells(cont, 15) ^ 2)) +  
 (-0.00000804 \* (Cells(cont, 15) ^ 3))  
 Cells(cont, 16).Value = CD

'Cálculo do Coeficiente de Sustentação – Perfil S823'

CL1 = (0.2135209) + (0.09319331 \* Cells(cont, 15)) + (0.00301956 \* (Cells(cont, 15) ^ 2)) +  
 (-0.00030551 \* (Cells(cont, 15) ^ 3))  
 Cells(cont, 17).Value = CL1

'Cálculo do Ângulo de ataque – Perfil S822'

Cells(cont, 15).Select  
 Cells(cont, 15).Formula = Cells(cont, 14) - Cells(cont, 11)

'Cálculo do Coeficiente de Arrasto – Perfil S822'

CD = (0.02587568) + (-0.00037112 \* Cells(cont, 15)) + (0.00017873 \* (Cells(cont, 15) ^ 2)) +  
 + (0.00000119 \* (Cells(cont, 15) ^ 3))  
 Cells(cont, 16).Value = CD

'Cálculo do Coeficiente de Sustentação – Perfil S822'

CL1 = (-0.14639603) + (0.12885072 \* Cells(cont, 15)) + (0.0017633 \* (Cells(cont, 15) ^ 2)) +  
 + (-0.00032473 \* (Cells(cont, 15) ^ 3))  
 Cells(cont, 17).Value = CL1

'Cálculo do Coeficiente Normal'

CN = (CL1 \* Cos((fi / 57.2958))) + (CD \* Sin((fi / 57.2958)))  
 Cells(cont, 18).Formula = CN

'Cálculo do Coeficiente Tangencial (cx=ct)'

CT = (cl1 \* Sin((fi / 57.2958))) - (CD \* Cos((fi / 57.2958)))  
 Cells(cont, 19).Value = CT

'Coeficiente f e Fz'

f = (B / 2) \* ((r - ri) / (ri \* Sin(fi / 57.2958)))

Cells(cont, 25).Value = f

e = Exp(-f)

Fz = (2 / Pi) \* Atn(-(e / 57.2958) / Sqr(-(e / 57.2958) \* (e / 57.2958) + 1)) + 2 \* Atn(1)

Cells(cont, 26).Value = Fz

'Cálculo do Fator de Glauert (K)'

K = (4 \* Fz \* (Sin(fi / 57.2958) ^ 2)) / (S \* CN)

Cells(cont, 27).Value = K

t1 = (ac ^ 2)

t2 = 4 \* (K \* t1 - 1)

t3 = 2 \* ac

```

t4 = K * (1 - t3)
t5 = (t4 + 2) ^ 2
t6 = Sqr(t5 + t2)
t7 = K * (1 - t3)
a1_novo = (0.5) * (2 + t7 - t6)
Cells(cont, 28).Value = a1_novo

```

```

'Cálculo do Coeficiente de Indução Tangencial Corrigido (a)'
a2_novo = (1) / (((4 * Fz * Sin((fi / 57.2958)) * Cos((fi / 57.2958)))) / (S * CT)) - 1)
Cells(cont, 29).Value = a2_novo

```

```

erro_a1 = a1_novo - a1
erro_a2 = a2_novo - a2
a1 = a1_novo
a2 = a2_novo

```

```

Loop While (error_a1 > tol) And (error_a2 > tol)
cont = cont + 1
If (cont > 13) Then
Exit Sub
Else
GoTo Recalc
End If

```

```

End Sub

```