

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS

ANA CAROLINA RAFAEL MAIA

**Uma análise de baixo custo computacional para uma turbina
eólica de eixo vertical segundo o modelo MSTM**

São Carlos
2017

ANA CAROLINA RAFAEL MAIA

**Uma análise de baixo custo computacional para uma turbina
eólica de eixo vertical segundo o modelo MSTM**

Monografia apresentada ao Curso de Enge-
nharia Mecânica, da Escola de Engenharia
de São Carlos da Universidade de São Paulo,
como parte dos requisitos para obtenção do
título de Engenheira Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. Hernán Darío Cerón
Muñoz

São Carlos
2017

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

R217u

Rafael Maia, Ana Carolina

Uma análise de baixo custo computacional para uma
turbina eólica de eixo vertical segundo o modelo MSTM /
Ana Carolina Rafael Maia; orientador Hernán Dario Cerón
Muñoz. São Carlos, 2017.

Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) --
Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de
São Paulo, 2017.

1. Energia eólica. 2. Turbinas eólicas. 3. Turbina
eólica de eixo vertical. 4. Aerodinâmica computacional.
5. Modelo de múltiplos tubos. I. Título.

FOLHA DE AVALIAÇÃO

Candidata: Ana Carolina Rafael Maia

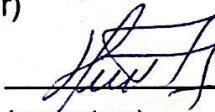
Título: Uma análise de baixo custo computacional para turbinas eólicas de eixo vertical segundo o modelo MSTM

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos da
Universidade de São Paulo
Curso de Engenharia Mecânica.

BANCA EXAMINADORA

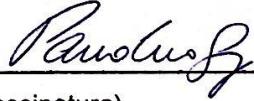
Professor Dr. Hernán Darío Cerón Muñoz (Orientador)

Nota atribuída: Nove e Meio (9,5)


(assinatura)

Professor Dr. Paulo Celso Greco Júnior

Nota atribuída: Oito e Meio (8,5)


(assinatura)

Professor. Dr. Ricardo Afonso Angélico

Nota atribuída: Oito e sete (8,7)


(assinatura)

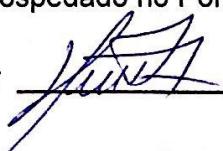
Média: Oito e Nove (8.9)

Resultado: Aprovado

Data: 28/06/2017

Este trabalho tem condições de ser hospedado no Portal Digital da Biblioteca da EESC

SIM NÃO Visto do orientador


(assinatura)

*A minha mãe Claudia pela fé, compreensão,
carinho e apoio incondicional.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pois sem Ele nada é possível.

A minha mãe Claudia, por acreditar no meu potencial e pelo apoio necessário perante as dificuldades da vida desde antes de meu nascimento, além de seu amor incondicional.

Ao meu pai Robson, por me proporcionar minha formação pessoal e acadêmica e ser minha inspiração como exemplo de profissional.

A minha irmã Ana Luisa, por toda a companhia, atenção e carinho, acompanhando cada momento da minha vida.

A minha amiga Beatriz, por estar presente em todos os momentos desde o início da graduação, pelo carinho, paciência e motivação.

Ao meu orientador Dietmar, pela oportunidade de iniciação científica cujo tema direcionou meus caminhos no meio acadêmico e me trouxe uma experiência de vida incrível em Chicago.

A minha orientadora Katherine, pela sua dedicação em ensinar e compartilhar conhecimento durante e após o período de pesquisa.

A minha colega de pesquisa Karina, por todos conselhos, ensinamentos e amizade duradoura.

Ao meu orientador Hernán, por acreditar em meu trabalho e oferecer o suporte para tornar possível a realização desta etapa essencial para minha conclusão de curso.

Aos meus amigos Lahiri e Luís Octávio, pela assistência contínua com lógica, programação e formatação.

Ao meu amigo Lucas Fideles, pela orientação e cooperação durante a revisão desta monografia.

A toda a minha família e amigos, que me proporcionaram alegria, companhia e puderam acompanhar a minha jornada, torcer e comemorar cada conquista comigo.

A todos os professores que participaram da minha formação educacional desde o ingresso na escola, e contribuíram com meu aprendizado para que eu pudesse chegar até aqui.

RESUMO

MAIA, A.C.R. **Uma análise de baixo custo computacional para uma turbina eólica de eixo vertical segundo o modelo MSTM.** 2017. 90p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

Estudos apontam que vários países têm investido muito em energia eólica em relação a outros tipos de energia renovável, em função de seu baixo custo e diversos benefícios. O Brasil apresenta potencial eólico notável e participação significativa na produção mundial de energia eólica, indicando a realização de estudos nessa área. As turbinas eólicas de eixo vertical (VAWT) se tornam vantajosas em relação às turbinas horizontais convencionais (HAWT) em virtude do menor impacto ambiental e melhor funcionamento em condições desfavoráveis, tendo aplicação interessante para áreas urbanas. Neste trabalho, uma VAWT comercial de pequeno porte foi escolhida para análise de rendimento no município de São Carlos, segundo o Modelo de Múltiplos Tubos (MSTM). Com base na comparação com a literatura existente e o catálogo do fabricante, os resultados foram semelhantes quanto à tendência, apresentando variações na escala. O método superestimou os resultados reais em cerca de 70%, em função das simplificações impostas pelo modelo e incertezas nos parâmetros geométricos e operacionais da turbina. O modelo MSTM é simples e de fácil implementação, capaz de produzir curvas de precisão razoável a baixo custo computacional. A turbina escolhida seria capaz de abastecer parte significativa do consumo anual de energia para uso residencial ou acadêmico.

Palavras-chave: Energia eólica. Turbinas. Turbina eólica de eixo vertical (*Vertical axis wind turbine* - VAWT). Aerodinâmica computacional. Modelo de múltiplos tubos (*Multiple Streamtubes Model* - MSTM).

ABSTRACT

MAIA, A.C.R. **A low computational cost analysis for a vertical axis wind turbine according to MSTM**. 2017. 90p. Undergraduate Thesis - Sao Carlos School of Engineering, University of Sao Paulo, Sao Carlos, 2017.

Studies show that many countries have been investing much in wind energy, comparing to other types of renewable energy, due to its low cost and several advantages. Brazil has a remarkable wind potential and owns significant market share in the global wind energy generation, showing evidence of research in this field. Vertical-axis wind turbines (VAWT) become advantageous to traditional horizontal turbines (HAWT) because of their less environment impact and better performance for poor wind conditions, with special application for urban areas. In this work, a standard small VAWT was chosen for power analysis in the city of Sao Carlos, based on the Multiple Streamtubes Model (MSTM). According to comparison to existing literature and the manufacturer's brochure, results were similar in respect to curve trends, with variation in scale. The method overestimated the real results in about 70%, due to the model's simplifications and uncertainties in geometric and operational parameters of the turbine. MSTM is a simple method with easy implementation, capable of producing reasonably accurate curves with low computational cost. The selected turbine could supply significant part of the local annual energy consumption, for home or academic purposes.

Keywords: Wind energy. Turbines. Vertical axis wind turbine (VAWT). Computational aerodynamics. Multiple Streamtubes Model (MSTM).

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Turbina eólica de eixo vertical Quinta20	30
Figura 2 – Macrocirculação das massas de ar	34
Figura 3 – Top 10 países com A) nova capacidade instalada em 2015, B) capacidade acumulada em 2015	35
Figura 4 – Matriz elétrica brasileira em 2016	36
Figura 5 – Área percorrida pelas pás de A) HAWT, B) VAWT	37
Figura 6 – Área percorrida pelas pás de A) HAWT, B) VAWT	38
Figura 7 – Curva de potência para NASA Plumbrook 100 kW	40
Figura 8 – Perfil vertical da velocidade do vento da superfície até altura do vento geotrópico	41
Figura 9 – Comparação entre velocidade de vento observada e estimada em Jumla, Nepal	43
Figura 10 – Mapa do potencial eólico brasileiro	44
Figura 11 – Tipos de turbina eólica: eixo horizontal (A) e eixo vertical (B)	45
Figura 12 – Principais tipos de VAWTs: A) <i>Savonius</i> , B) <i>Darrieus</i> , C) Rotor H	46
Figura 13 – Definição da nomenclatura típica de aerofólio) <i>Savonius</i> , B) <i>Darrieus</i> , C) Rotor H	48
Figura 14 – Geometria da turbina incluindo ciclos frontal e traseiro) <i>Savonius</i> , B) <i>Darrieus</i> , C) Rotor H	49
Figura 15 – Análise cinemática da pá de uma VAWT	50
Figura 16 – Ângulo de passo de uma VAWT	51
Figura 17 – Análise aerodinâmica da pá de uma VAWT	51
Figura 18 – Curva de coeficiente de sustentação	53
Figura 19 – Esquema de discretização do domínio de uma VAWT segundo o método MSTM	55
Figura 20 – Curva característica para diferentes tipos de turbinas eólicas	59
Figura 21 – Coordenadas geográficas do local de instalação da VAWT	61
Figura 22 – Fluxograma do cálculo do fator de interferência	64
Figura 23 – Fluxograma do cálculo da potência	65
Figura 24 – Turbina Aeolos - V 3 kW	67
Figura 25 – Vista do satélite do campus 2 da Universidade de São Paulo em São Carlos	69
Figura 26 – Histograma da velocidade do vento em São Carlos	70
Figura 27 – Coeficiente de sustentação em função do ângulo de ataque, para NACA 0012 e $Re=160000$	71

Figura 28 – Coeficiente de arrasto em função do ângulo de ataque, para NACA 0012 e $Re=160000$	72
Figura 29 – Curva característica de sustentação para o aerofólio NACA 0012	73
Figura 30 – Curva característica de arrasto para o aerofólio NACA 0012	74
Figura 31 – Erro do cálculo do fator de interferência, para $U_{\infty}=2$ m/s e $TSR=2,5$. .	74
Figura 32 – Fator de interferência em cada tubo, para $U_{\infty}=2$ m/s e $TSR=2,5$	75
Figura 33 – Ângulo da trajetória de voo em função da posição azimutal, para $U_{\infty}=2$ m/s e $TSR=2,5$	75
Figura 34 – Velocidade relativa de escoamento em função da posição azimutal, para $U_{\infty}=2$ m/s e $TSR=2,5$	76
Figura 35 – Ângulo de ataque em função da posição azimutal, para $U_{\infty}=2$ m/s e $TSR=2,5$	77
Figura 36 – Ângulo de ataque para diferentes modelos de estol dinâmico, $TSR=2,5$	77
Figura 37 – Coeficiente de sustentação em função da posição azimutal, para $U_{\infty}=2$ m/s e $TSR=2,5$	78
Figura 38 – Coeficiente de arrasto em função da posição azimutal, para $U_{\infty}=2$ m/s e $TSR=2,5$	78
Figura 39 – Coeficiente de torque da pá em função da posição azimutal, para $U_{\infty}=2$ m/s e $TSR=2,5$	79
Figura 40 – Coeficiente de torque da pá para diferentes modelos de estol dinâmico . .	80
Figura 41 – Velocidade de rotação em função da velocidade do vento	81
Figura 42 – Curva de potência em função da velocidade do vento	82
Figura 43 – Curva característica da turbina Aeolos V- 3 kW	83
Figura 44 – Tempo de simulação necessário para o modelo MSTM	84

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Quadro de comparação entre as VAWTs consideradas para a análise	62
Tabela 2 – Parâmetros da turbina Aeolos - V 3 kW	68
Tabela 3 – Dados de vento a 50m de altura para São Carlos	69
Tabela 4 – Comparação entre curvas de potência para turbina Aeolos – V 3 kW . .	82

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	– Associação Brasileira de Energia Eólica
BEM	– Método do Elemento da Pá (<i>Blade Element Method</i>)
DSTM	– Modelo de Múltiplos Tubos Duplos (<i>Multiple Streamtube Model</i>)
GWEC	– Conselho Global de Energia Eólica (<i>Global Wind Energy Council</i>)
HAWT	– Turbina eólica de eixo horizontal (<i>Horizontal-axis wind turbine</i>)
MSTM	– Modelo de Múltiplos Tubos (<i>Multiple Streamtube Model</i>)
SSTM	– Modelo de Tubo Único (<i>Single Streamtube Model</i>)
VAWT	– Turbina eólica de eixo vertical (<i>Vertical-axis wind turbine</i>)
WWEA	– Associação Mundial de Energia Eólica (<i>World Wind Energy Association</i>)

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área percorrida pelo rotor
A_p	Área percorrida em uma posição
AR	Alongamento
A_d	Área total do disco
A_{st}	Área do tubo
A_t	Área total de escoamento
C	Corda do aerofólio
c	Parâmetro de escala da distribuição de Weibull
C_d	Coeficiente de arrasto aerodinâmico
$C_{fx,l}$	Coeficiente de força de propulsão pelo equilíbrio de forças
$C_{fx,m}$	Coeficiente de força de propulsão pela teoria de <i>momentum</i>
C_l	Coeficiente de sustentação aerodinâmico
C_m	Coeficiente de momento aerodinâmico
C_p	Coeficiente de potência
C_{p1}	Coeficiente de potência no ciclo frontal da turbina
C_{p2}	Coeficiente de potência no ciclo traseiro da turbina
C_T	Coeficiente de torque total
C_{Tb}	Coeficiente de torque da pá
D	Força de arrasto
d	Diâmetro do rotor
\hat{d}	Versor na direção da força de arrasto
E	Energia anual produzida
E_c	Energia cinética do ar
F	Força de propulsão

fda	Função probabilidade acumulada da distribuição de Weibull
fdp	Função densidade de probabilidade da distribuição de Weibull
F_n	Força normal
F_r	Força de propulsão axial
F_t	Força tangencial
$F_{x,\text{tubo}}$	Força de propulsão média do tubo
F_x	Força de propulsão na direção horizontal
h	Envergadura das pás
H	Altura do rotor em relação ao solo
$H_{\text{edifício}}$	Altura do edifício
H_{torre}	Altura da torre
i	Índice
\hat{i}	Versor na direção horizontal (x)
\hat{j}	Versor na direção vertical (y)
k	Parâmetro de forma da distribuição de Weibull
K_0	Constante de Von Kármán
L	Força de sustentação
\hat{l}	Versor na direção da força de sustentação
\dot{m}	Vazão mássica de ar
n	Número de pás
N	Velocidade de rotação da turbina
n_{th}	Número de tubos
P	Potência gerada
P_0	Potência do vento à montante da turbina
P_2	Potência do vento à jusante da turbina
P_d	Potência eólica disponível

P_{\max}	Potência máxima
P_t	Potência extraída pela turbina
R	Raio do rotor
Re	Número de Reynolds
S	Área de referência do aerofólio
s	Desvio padrão
T	Torque produzido por uma pá
TSR	Relação de velocidade na ponta da pá (" <i>Tip-speed ratio</i> ")
u	Velocidade do vento na turbina
U_{∞}	Velocidade do vento na entrada dos tubos
u_r	Velocidade relativa de escoamento
u_w	Velocidade de vento na saída dos tubos
v^*	Velocidade na altura de referência
V	Velocidade do vento
v	Velocidade tangencial da pá
\bar{V}	Velocidade média do vento na altura de referência
V_0	Velocidade do vento à montante da turbina
V_1	Velocidade do vento na turbina
V_2	Velocidade do vento à jusante da turbina
V_c	Velocidade de corte
V_e	Velocidade de entrada
V_m	Velocidade média do vento
V_n	Velocidade normal
V_r	Velocidade nominal
\bar{V}_r	Velocidade média do vento no local de instalação
V_t	Velocidade tangencial

\bar{V}_r	Velocidade do vento na altura do rotor
WPD	Fluxo de potência (<i>wind power density</i>)
x	Eixo horizontal do plano cartesiano
y	Eixo vertical do plano cartesiano
z	Altura no ponto de medição
z_0	Rugosidade da superfície
α	Ângulo de ataque
β	Ângulo da trajetória de voo
Γ	Função gama
ΔP	Gradiente de pressão
η	Viscosidade cinemática do ar
η_g	Eficiência do gerador
θ	Posição angular
$\dot{\theta}$	Velocidade angular da turbina
θ_{st}	Posição angular média do tubo
$\theta_{st,1}$	Posição angular do primeiro tubo
λ	Fator de interferência
ρ	Densidade do ar
σ	Fator de bloqueio do rotor (solidity)
$\hat{\tau}$	Versor na direção do torque produzido pela pá

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	29
1.1	Motivação	29
1.2	Objetivos	31
1.2.1	Objetivos específicos	31
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	33
2.1	Energia eólica	33
2.2	Fundamentos teóricos de energia eólica	36
2.3	Estudo do potencial eólico	39
2.4	Turbina eólica de eixo vertical	44
2.5	Aerodinâmica de turbinas de eixo vertical	47
2.6	Modelo de múltiplos tubos (<i>Multiple Streamtubes Model - MSTM</i>)	54
3	MATERIAIS E MÉTODOS	61
3.1	Potencial eólico	61
3.2	Seleção da VAWT	62
3.3	Aquisição de dados de aerofólio	62
3.4	Implementação do método MSTM	63
4	DISCUSSÃO	67
4.1	VAWT	67
4.2	Levantamento do potencial eólico	68
5	RESULTADOS	71
6	CONCLUSÃO	85
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	87

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Atualmente, vários países têm investido no setor de energia renovável, devido aos desafios impostos pelas mudanças climáticas e escassez de recursos energéticos. Torna-se necessário alinhar objetivos políticos, sociais e econômicos para promover uma transição suave para um modelo energético global baseado em energias renováveis ([MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008](#)).

A energia eólica figura como uma alternativa vantajosa para o desenvolvimento sustentável. Esta apresenta diversas vantagens em relação a outras fontes, como baixo custo, independência da água no processo produtivo, decréscimo na emissão de poluentes e aumento da oferta de empregos ([GWEC\(a\), 2016](#)).

Segundo o *Global Wind Energy Council* - GWEC(b) (2016), o crescimento de novos mercados na África, Ásia e América Latina, a estabilidade industrial nos Estados Unidos e o comprometimento de China e Índia na queda nos preços contribuíram para o atual sucesso da energia eólica. Em 2015, essa foi a fonte que forneceu a maior capacidade de geração de energia em novas instalações, em um aumento anual de 22%. Nesse mesmo ano, a capacidade mundial acumulada cresceu 17%.

Estudos realizados mostram a grande disponibilidade de recursos eólicos no território brasileiro. O país é considerado o maior mercado promissor de geração de energia eólica em terra na América Latina. A energia eólica também foi a maior responsável pelo aumento da capacidade de geração de energia no Brasil (39,3%) no ano de 2015 ([GWEC\(b\), 2016](#)). Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica, o objetivo principal da indústria eólica brasileira é continuar desenvolvendo o setor a fim de manter o país entre os 10 líderes mundiais em geração de energia eólica.

Na indústria de turbinas eólicas, a configuração comum de eixo horizontal (*Horizontal-Axis Wind Turbine* - HAWT) tem dominado o mercado por mais de 30 anos, sobretudo no setor de grande porte ([WWEA, 2015](#)). Contudo, a turbina eólica de eixo vertical (*Vertical-Axis Wind Turbine* - VAWT), mostrada na figura 1, é uma tecnologia inovadora competitiva para aplicações de pequeno porte (até 100 kW), principalmente em áreas urbanas e no topo de edifícios ([SEGUPTA, 2017](#)). No ano de 2013, foram instaladas no mundo 870 mil turbinas de pequeno porte, um aumento de 8% em relação ao ano anterior ([WWEA, 2015](#)).

Figura 1: Turbina eólica de eixo vertical Quinta20



Fonte: ([Envergate Energy AG, 2017](#)).

A principal vantagem da VAWT em relação às turbinas tradicionais é o funcionamento independente da orientação do vento. Em áreas urbanas, há variação significativa na direção e velocidade do vento, devido à maior presença de obstáculos. Esta categoria é capaz de operar em velocidades mais baixas e em condições turbulentas, produzindo menor nível de ruído. O posicionamento de seus componentes pesados próximo ao solo também facilita a instalação.

Entretanto, a complexidade aerodinâmica e o baixo desempenho teórico dificultam seu projeto, requerendo alternativas de otimização. Um estudo mostrou que em 2011 apenas 18% dos 327 fabricantes de turbinas eólicas de pequeno porte produziam a configuração de eixo vertical ([WWEA, 2015](#)). Embora a fatia de mercado ainda seja relativamente pequena, vários conceitos e protótipos em níveis acadêmico e industrial têm sido desenvolvidos na última década ([GALINOS, 2015](#)). Neste trabalho, foi feito o estudo de uma turbina eólica de eixo vertical de pequeno porte, baseado no cálculo da potência gerada para uma faixa de condições de operação.

1.2 Objetivos

O objetivo deste trabalho é desenvolver um código para modelagem e análise de rendimento de uma turbina eólica de eixo vertical comercial através da implementação do Modelo de Múltiplos Tubos (*Multiple Streamtubes Model - MSTM*).

1.2.1 Objetivos específicos

- Levantamento do potencial eólico na região de instalação
- Seleção de uma turbina comercial adequada para a região de instalação
- Verificação das características aerodinâmicas da pá
- Obtenção da curva de potência em função da velocidade do vento
- Obtenção da curva característica (C_p x TSR)
- Estimativa da produção anual de energia na região de instalação

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Energia eólica

A questão energética é um dos assuntos de maior importância no mundo atual, pois o desenvolvimento econômico e a qualidade de vida estão relacionados ao consumo de energia. O aumento na demanda global em função da melhoria dos padrões de vida sugere um planejamento energético baseado na eficiência e uso de energias renováveis para um desenvolvimento sustentável (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008).

As fontes de energia renováveis são recursos naturais ativos permanentemente ou facilmente regenerados, como água, luz, vento e o sol. Os combustíveis fósseis, como carvão e petróleo, são recursos não-renováveis, encontrados em reservas finitas na natureza. Embora amplamente usados para geração de eletricidade desde a revolução industrial, tais recursos também são conhecidos por causarem grande impacto ambiental, como poluição.

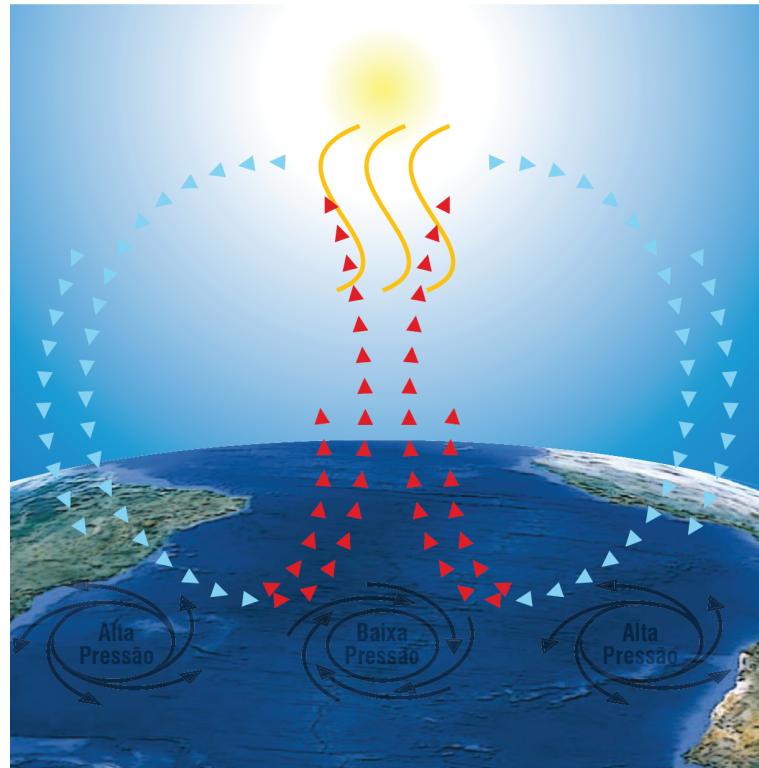
A crise econômica do petróleo e a ameaça das mudanças climáticas nas décadas de 1970 e 1980 contribuíram para a discussão mundial sobre o uso de energias renováveis. Após o acordo de Paris em 2015, a condição climática é considerada o fator mais importante, além do custo, para a adoção de políticas de desenvolvimento de energia renovável (GWEC(a), 2016).

Um dos tipos de energia renovável é a energia eólica, proveniente da energia cinética contida no escoamento de ar. O deslocamento ocorre de zonas de alta pressão para zonas adjacentes de baixa pressão (figura 2), com velocidades proporcionais ao gradiente de pressão. É uma obtenção indireta da energia do sol, pois o vento é produzido pelo aquecimento heterogêneo da atmosfera. Essa não-uniformidade é causada, entre outros fatores, pela orientação dos raios solares e movimentos da Terra (DUTRA, 2008).

A energia eólica começou a ser utilizada pela humanidade há mais de 3000 anos para atividades dependentes de geração de grande força mecânica, como moagem de grãos e bombeamento de água (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008). Também teve grande importância durante o período colonial, para a movimentação das embarcações europeias nas grandes navegações.

Segundo o GWEC(a) (2016), o preço das turbinas eólicas diminuiu quase um terço desde 2009. A energia eólica em terra é uma das fontes mais competitivas no planeta, gerando energia com custo de US\$ 0,04 por kWh em alguns projetos. Esse valor corresponde a 77% do valor da energia de combustíveis fósseis na Europa, Oriente Médio e África. As pesquisas da instituição apontam que, com as políticas vigentes, o preço médio da energia eólica em terra deve cair 26% até 2025.

Figura 2: Macrocirculação das massas de ar

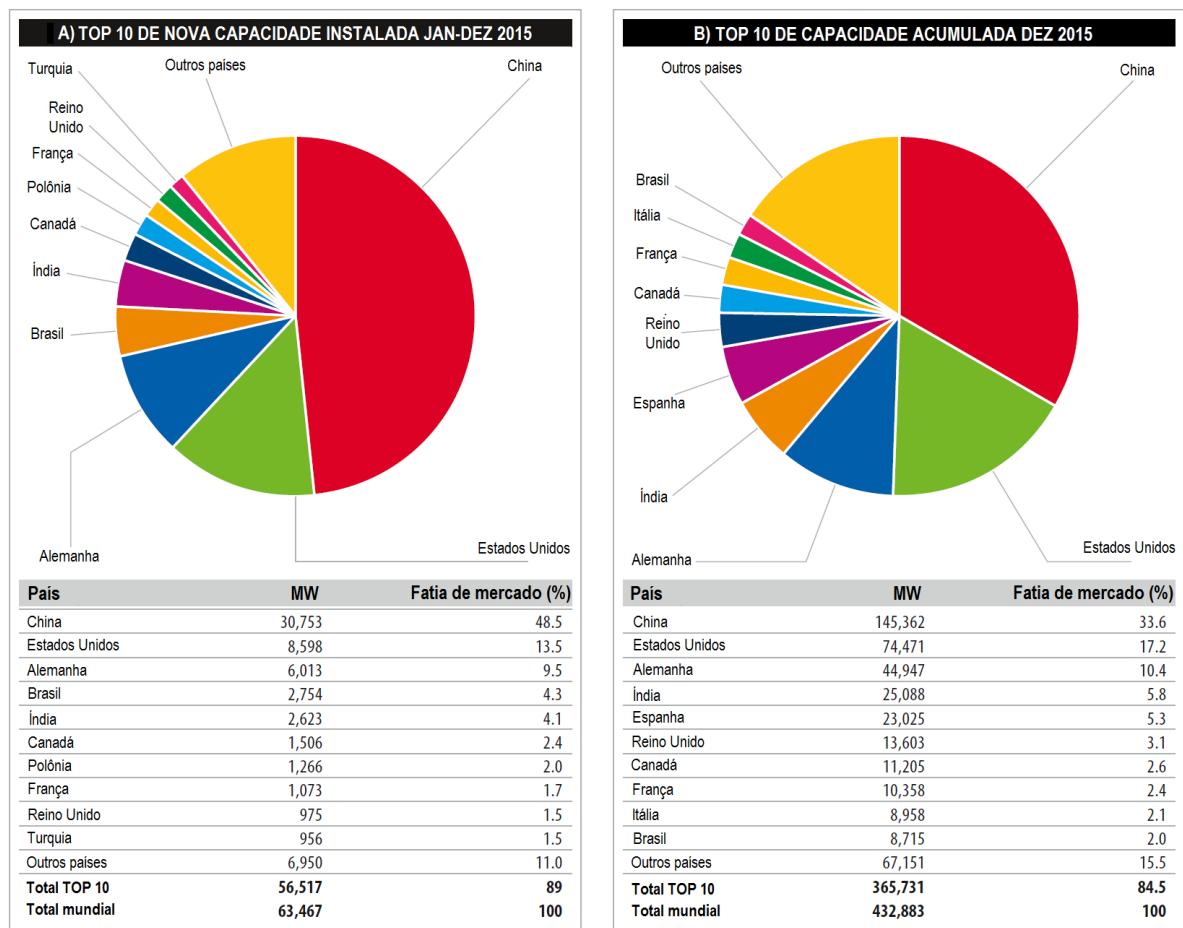


Fonte: ([Governo do Estado de São Paulo\(a\), 2012](#)).

A energia eólica é a fonte que apresenta o melhor custo-benefício para a redução da emissão de dióxido de carbono. As emissões globais de CO₂ permaneceram estáveis pela segunda vez consecutiva em 2015, apesar do crescimento da economia ([GWEC\(b\), 2016](#)). No Brasil, a energia eólica em 2016 evitou a emissão de CO₂ equivalente à quantidade produzida pela frota da cidade de São Paulo ([ABEEÓLICA, 2016](#)).

Segundo o [GWEC\(a\) \(2016\)](#), a energia eólica é responsável por aproximadamente 4% da oferta de eletricidade do mundo, principalmente nos países desenvolvidos. A indústria eólica está presente atualmente em mais de 80 países, incluindo 28 com pelo menos 1 GW de capacidade instalada. Desses, 17 estão na Europa, 4 na Ásia e Pacífico, 3 na América do Norte, 3 na América Latina, além da África do Sul (figura 3). Em 2016, o Brasil se juntou ao grupo dos 10 países com mais de 10 GW de capacidade acumulada em cada.

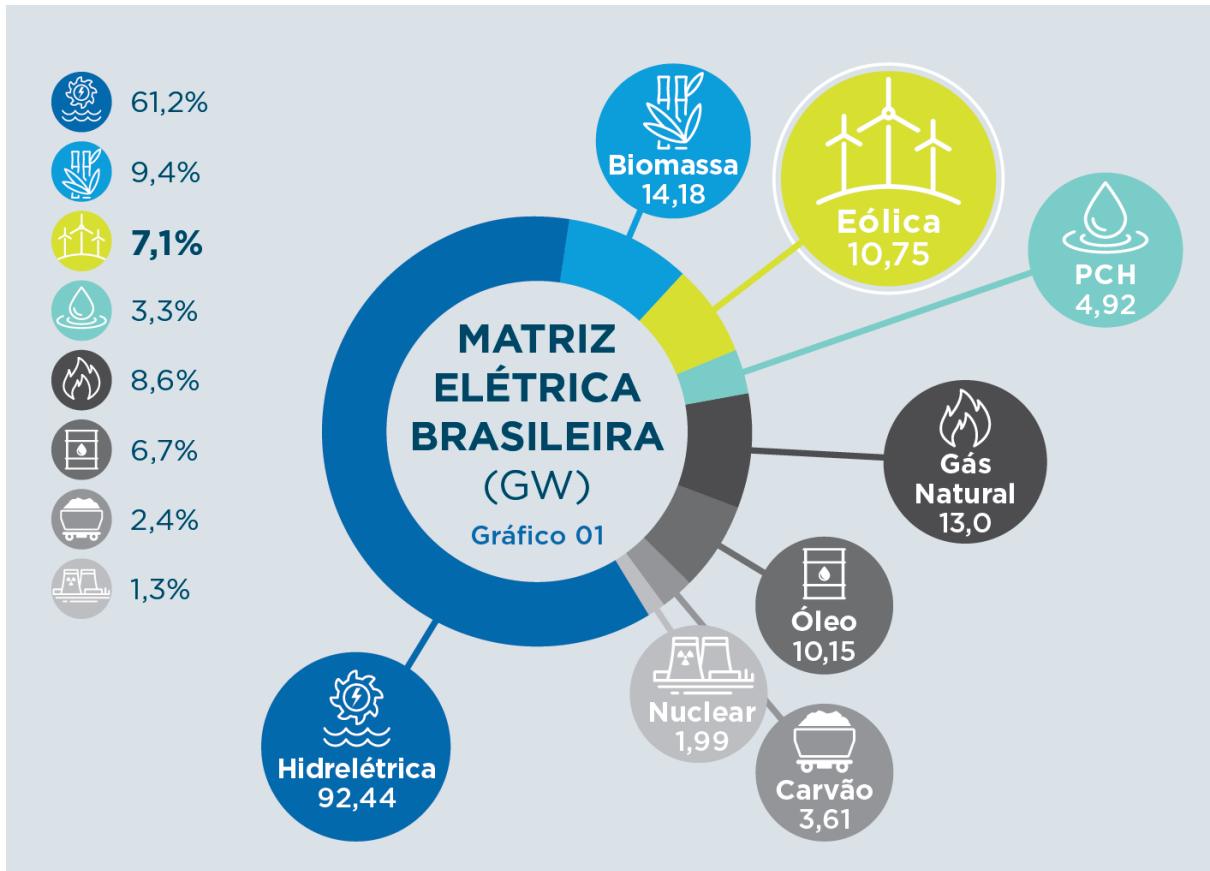
Figura 3: Top 10 países com A) nova capacidade instalada em 2015, B) capacidade acumulada em 2015



Fonte: Adaptado de ([GWEC\(b\), 2016](#)).

No Brasil, a fonte eólica é atualmente responsável por apenas 7,1% da matriz energética (figura 4). Entretanto, esta foi a segunda maior contribuinte de novas instalações em 2016 (21,35%), após a fonte hidroelétrica (60,15%) ([ABEEÓLICA, 2016](#)). O Brasil obteve a quarta posição em nova capacidade instalada no período de 2015, seguido apenas por China, Estados Unidos e Alemanha ([GWEC\(b\), 2016](#)).

Figura 4: Matriz elétrica brasileira em 2016



Fonte: (ABEEÓLICA, 2016).

2.2 Fundamentos teóricos de energia eólica

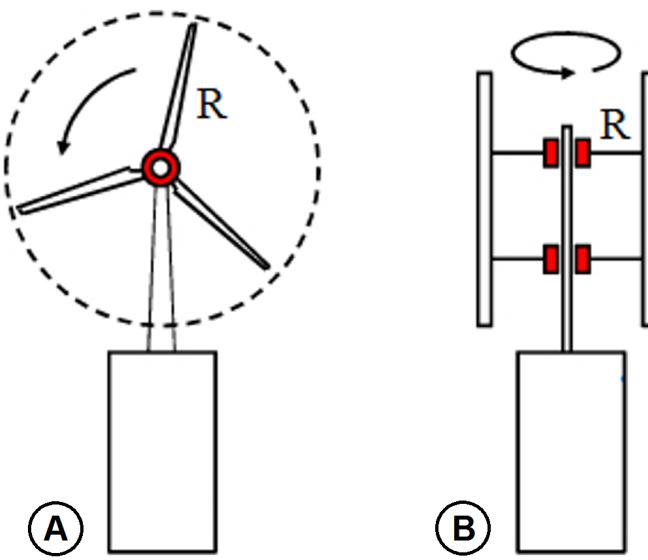
A energia elétrica produzida por turbinas eólicas é resultante da extração de energia cinética do ar em movimento. A determinação da eficiência de uma turbina eólica ideal, conhecida mundialmente como limite de Betz, é atribuída a três importantes cientistas europeus no século XX: Lanchester, Betz e Joukosky (OKULOV; KUIK, 2012). A teoria de Betz foi desenvolvida com base em HAWTs, porém também é aplicada no estudo de VAWTs.

A teoria de Betz considera a turbina como um disco atuador, sendo baseada nas leis de conservação de mecânica dos fluidos (massa, *momentum* e energia). A turbina eólica é substituída por um disco permeável com carga distribuída de forma a produzir a mesma propulsão no dispositivo real (OKULOV; KUIK, 2012). O disco atuador é descrito pela área percorrida A pelas pás da turbina durante sua operação segundo a equação 2.1, onde R é o raio da turbina. Este está localizado no plano frontal para HAWT, e superior para

VAWT (figura 5).

$$A = \pi R^2 \quad (2.1)$$

Figura 5: Área percorrida pelas pás de A) HAWT, B) VAWT



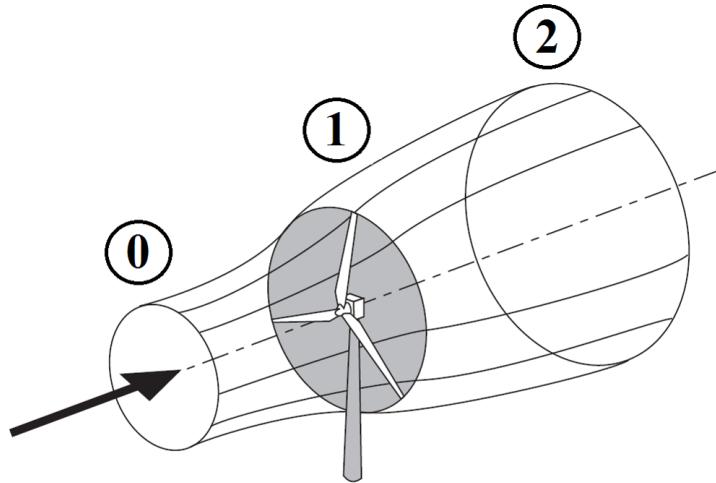
Fonte: Adaptado de ([AKIMOTO; TANAKA; UZAWA, 2011](#)).

Segundo Burton et al. (2011), para haver remoção de energia cinética pelo disco nessa região, a massa de ar que passa pelo rotor deve desacelerar. Assumindo que essa fração do ar permaneça separada da porção não afetada pela turbina, uma superfície limite é criada e estendida à montante e à jusante formando um tubo circular. Pela lei da conservação da massa, não havendo passagem de ar pela fronteira, a vazão mássica de ar \dot{m} é a mesma em qualquer posição ao longo da linha de corrente no tubo, mostrada na equação 2.2, onde V é a velocidade média de escoamento.

$$\dot{m} = \rho A V = cte \quad (2.2)$$

Uma vez que o ar contido no tubo desacelera, mas não é comprimido, a área da seção circular do tubo deve expandir. São analisadas três seções transversais em regiões distintas quanto ao comportamento do fluido: montante (0), turbina (1) e jusante (2), observadas na figura 6.

Figura 6: Área percorrida pelas pás de A) HAWT, B) VAWT



Fonte: Adaptado de (BURTON T., 2011).

A potência eólica disponível P_d em uma região é expressa pela equação 2.3, na qual ρ é a densidade do ar. A potência extraída pela turbina P_t é proporcional à redução de energia cinética do ar no escoamento entre as regiões 0 e 2 no tempo, segundo a equação 2.4 (WALLACE, 2014), onde V_0 , V_1 e V_2 são as velocidades de escoamento à montante, na turbina e à jazante, respectivamente. A partir da aplicação da lei conservação de *momentum*, uma força de propulsão axial resultante F_r é causada pela diferença na quantidade de movimento do ar, de acordo com a equação 2.5.

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (2.3)$$

$$P_t = \frac{1}{2} \rho A V_1 (V_0^2 - V_2^2) \quad (2.4)$$

$$F_r = \rho A V_1 (V_0 - V_2) \quad (2.5)$$

Para as hipóteses consideradas de escoamento em regime permanente, incompressível, sem atrito, e ao longo de uma linha de corrente, a equação de Bernoulli pode ser usada para o balanço de energia entre os estados 0 e 2 (FOX; MCDONALD; PRITCHARD, 1998). Nota-se que ambas estão situadas à mesma altura em relação ao solo, devido ao rotor horizontal. A diferença de pressão do escoamento ΔP obtida em função da diferença de velocidades é expressa pela equação 2.6. Esse gradiente de pressão provoca a mesma força de propulsão axial no escoamento (WALLACE, 2014), segundo a equação 2.7.

$$\Delta P = P_2 - P_0 = \frac{1}{2} \rho (V_0^2 - V_2^2) \quad (2.6)$$

$$F_r = \Delta PA = \frac{1}{2}\rho A(V_0^2 - V_2^2) \quad (2.7)$$

A combinação das equações de força segundo as leis de conservação de energia e de *momentum* resulta na velocidade do ar na turbina em termos das velocidades nas regiões adjacentes, descrita na equação 2.8. A potência extraída é reexpressa na equação 2.9 em termos da razão entre velocidades dos estados inicial e final.

$$V_1 = \frac{1}{2}(V_0 + V_2) \quad (2.8)$$

$$P_t = \frac{1}{2}\rho AV^3 \left(\frac{\left(1 + \frac{V_2}{V_0}\right)^2 \left(1 - \frac{V_2}{V_0}\right)}{2} \right) \quad (2.9)$$

O valor máximo da potência extraída pode ser encontrado pela derivada da função em relação à razão de velocidades. A velocidade do vento no estado 2 é obtida em função da velocidade no estado 0, dado meteorológico de entrada para o projeto de turbinas eólicas (equação 2.10). Portanto, a máxima potência do vento que pode ser extraída por uma turbina eólica ideal $P_{máx}$ é descrita na equação 2.11.

$$V_2 = \frac{V_0}{3} \quad (2.10)$$

$$P_{máx} = 0,593 \left(\frac{1}{2}\rho AV_0^3 \right) \quad (2.11)$$

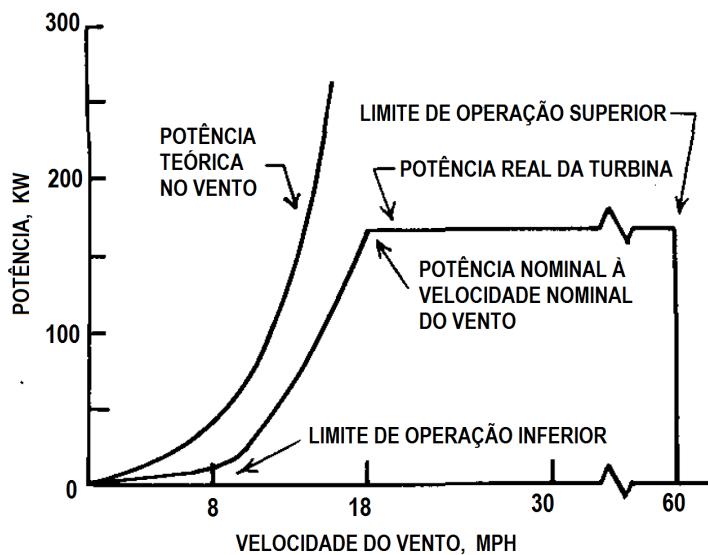
O coeficiente da equação é denominado limite de Betz e indica que uma turbina ideal é capaz de extrair até 59,3% da energia cinética do vento para a conversão em trabalho útil. Este valor teórico é uma constante e não depende do tipo de transformador de energia (OKULOV; KUIK, 2012). Entretanto, efeitos do número finito de pás, arrasto, esteira atrás do rotor e perdas nas pontas das pás (*tip loss*) foram desconsiderados na teoria de Betz. Na prática, uma turbina real é capaz de extrair uma fração ainda menor da energia eólica disponível (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010).

2.3 Estudo do potencial eólico

No projeto de turbinas eólicas, o levantamento do potencial eólico na região de instalação é indispensável para se avaliar os recursos disponíveis para geração de energia elétrica. O comportamento do vento permite determinar os limites de operação da turbina e otimizar seu rendimento, definindo as velocidades de entrada, nominal e de corte (figura 7).

A velocidade de entrada (*cut-in*) V_e é o valor mínimo necessário para que haja produção de energia, sendo o limite de operação inferior. A potência aumenta com a velocidade do vento até a velocidade nominal V_r , na qual é produzida a potência nominal especificada pelo fabricante. A partir deste ponto, a potência é mantida constante até a velocidade de corte (*cut-off*) V_c no limite de operação superior, onde ocorre interrupção do sistema a fim de evitar danos estruturais (SILVA, 2011).

Figura 7: Curva de potência para NASA Plumbrook 100 kW



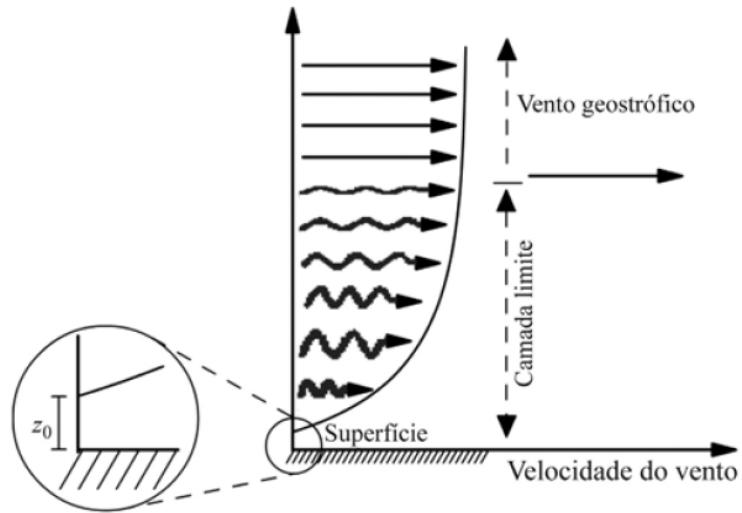
Fonte: Adaptado de (PUTHOFF; SIROCKY, 1974).

O vento em um determinado local é caracterizado pela sua direção e intensidade. Uma forma de medição é o uso de torres meteorológicas com anemômetros e outros sensores situados a uma altura fixa do solo. Na indústria eólica, a altura de 50m é considerada padrão. Para turbinas de pequeno porte, também pode ser utilizada a referência de 10m (HUGHES, T.(a), 2000).

Segundo (DUTRA, 2008), o deslocamento do ar sobre a superfície da terra forma uma camada limite, que se estende com escoamento turbulento em seu interior a alturas superiores às turbinas (figura 8). A lei logarítmica, descrita pela equação 2.12, é um modelo de representação da velocidade de escoamento dentro da camada limite que considera os efeitos turbulentos e de rugosidade, onde k_0 é a constante de Vón Kármán (MONTEZANO, 2012). A partir de uma altura de referência z , cuja velocidade de referência v^* é conhecida, a velocidade do vento na altura do rotor pode ser estimada em função da rugosidade z_0 .

$$V(z) = \frac{1}{k_0} v^* \ln \frac{z}{z_0} \quad (2.12)$$

Figura 8: Perfil vertical da velocidade do vento da superfície até altura do vento geotrópico



Fonte: ([MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008](#)).

Ainda segundo Dutra (2008), os procedimentos para avaliar o potencial eólico local devem considerar os parâmetros regionais que influenciam o regime dos ventos, como clima, relevo, sazonalidade, altitude, rugosidade do terreno, e presença de obstáculos. Os ventos ocorrem principalmente devido à variação de densidade do ar com a temperatura, variação da incidência de raios solares com a latitude e inclinação do eixo terrestre.

Para o cálculo de geração de energia eólica, são requeridos dados que informem a frequência de ocorrência de velocidades do vento continuamente, por um intervalo de tempo mínimo de um ano ([Governo do Estado de São Paulo\(a\), 2012](#)). O fluxo de potência WPD é uma medida quantitativa da energia cinética do ar disponível, definida pela equação 2.13. É o cálculo da potência média anual disponível por metro quadrado de área percorrida por uma turbina eólica, tabelado para diferentes alturas em relação ao solo ([HUGHES, T.\(b\), 2000](#)).

$$WPD = \frac{1}{2} \rho V^3 \quad (2.13)$$

A modelagem da velocidade do vento na indústria eólica consiste em ajustar os dados reais de um histograma em uma curva de distribuição estatística. A função de Weibull é a mais usada no setor eólico por fornecer o melhor ajuste para as velocidades de vento observadas ao redor do mundo ([AMRI et al., 2015](#)). Essa função consiste em uma distribuição flexível e de forma fechada, devido a estimativa de apenas dois parâmetros de forma simples ([OUARDA et al., 2015](#)).

As funções probabilidade acumulada fda e densidade de probabilidade fdp para a distribuição estatística de Weibull são dadas pelas equações 2.14 e 2.15, respectivamente

(JUSTUS; HARGRAVES; YALCIN, 1976). O parâmetro de escala c determina a posição da curva de acordo com a velocidade média, sendo expresso em dimensão de velocidade. O fator de forma adimensional k representa fisicamente a dispersão dos valores em torno da velocidade média (Governo do Estado de São Paulo(a), 2012).

$$fda(V) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (2.14)$$

$$fdp(V) = \left(\frac{k}{c}\right)\left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (2.15)$$

Existem diversos métodos para estimar os parâmetros da função de Weibull. Segundo Kidmo et al. (2015), o método empírico ou do desvio padrão é dado pelas equações 2.16 e 2.17, onde s é o desvio padrão dos dados, V_m a velocidade média e Γ a função gama. A densidade de potência de uma série temporal de velocidade de vento segundo a distribuição de Weibull é expressa pela equação 2.18.

$$k = \left(\frac{s}{V_m}\right)^{-1,086} \quad (2.16)$$

$$c = \frac{V_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.17)$$

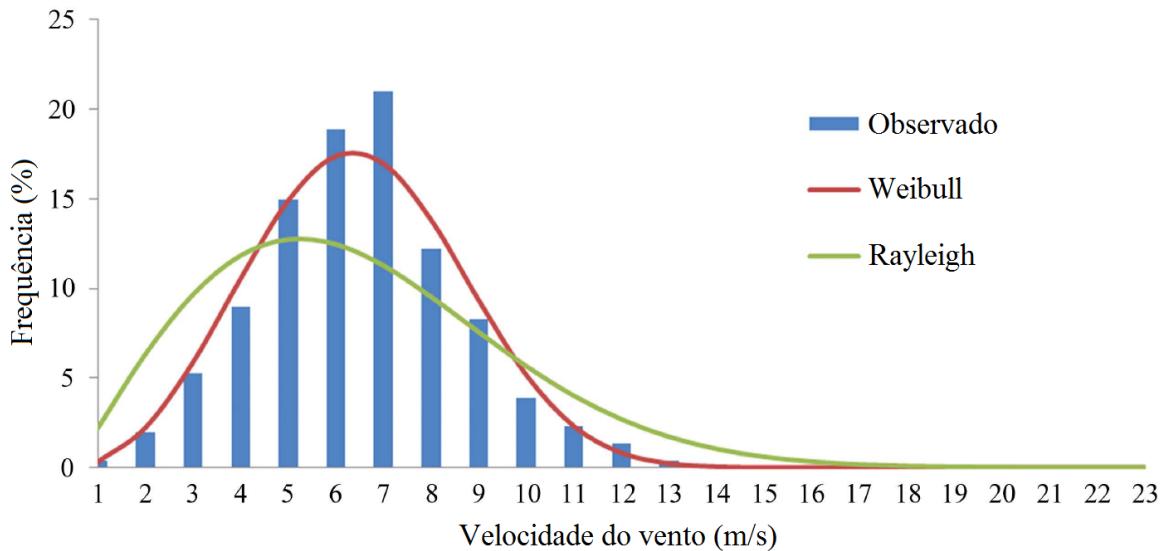
$$WPD = \frac{1}{2}\rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right) \quad (2.18)$$

De acordo com o (Governo do Estado de São Paulo(a), 2012), existem casos particulares da função de Weibull. Quando o fator de forma é unitário, a distribuição torna-se exponencial. A função de Rayleigh é um caso especial para $k = 2$ (figura 9). Esta tem sido muito utilizada em locais de média-latitude, como Estados Unidos e Europa. Os dados brasileiros se ajustam melhor à função original, mas a função de Rayleigh torna-se uma boa estimativa inicial quando apenas a velocidade média é conhecida.

A partir da curva de distribuição da velocidade do vento, os dados podem ser visualizados na forma de histograma, como mostrado na figura 9. São definidas faixas de operação (*bins*) de largura constante, descritas pela velocidade média atuante e probabilidade cumulativa de cada faixa. Por meio dessa discretização, a energia anual E produzida por uma turbina eólica pode ser calculada com base no histórico de vento (equação 2.19) (WALLACE, 2014).

$$E = \int_0^\infty 8760 \frac{\text{horas}}{\text{ano}} f(V) P(V) dV \approx 8760 \sum_{i=1}^n f_i(V) P_i(V) \quad (2.19)$$

Figura 9: Comparação entre velocidade de vento observada e estimada em Jumla, Nepal

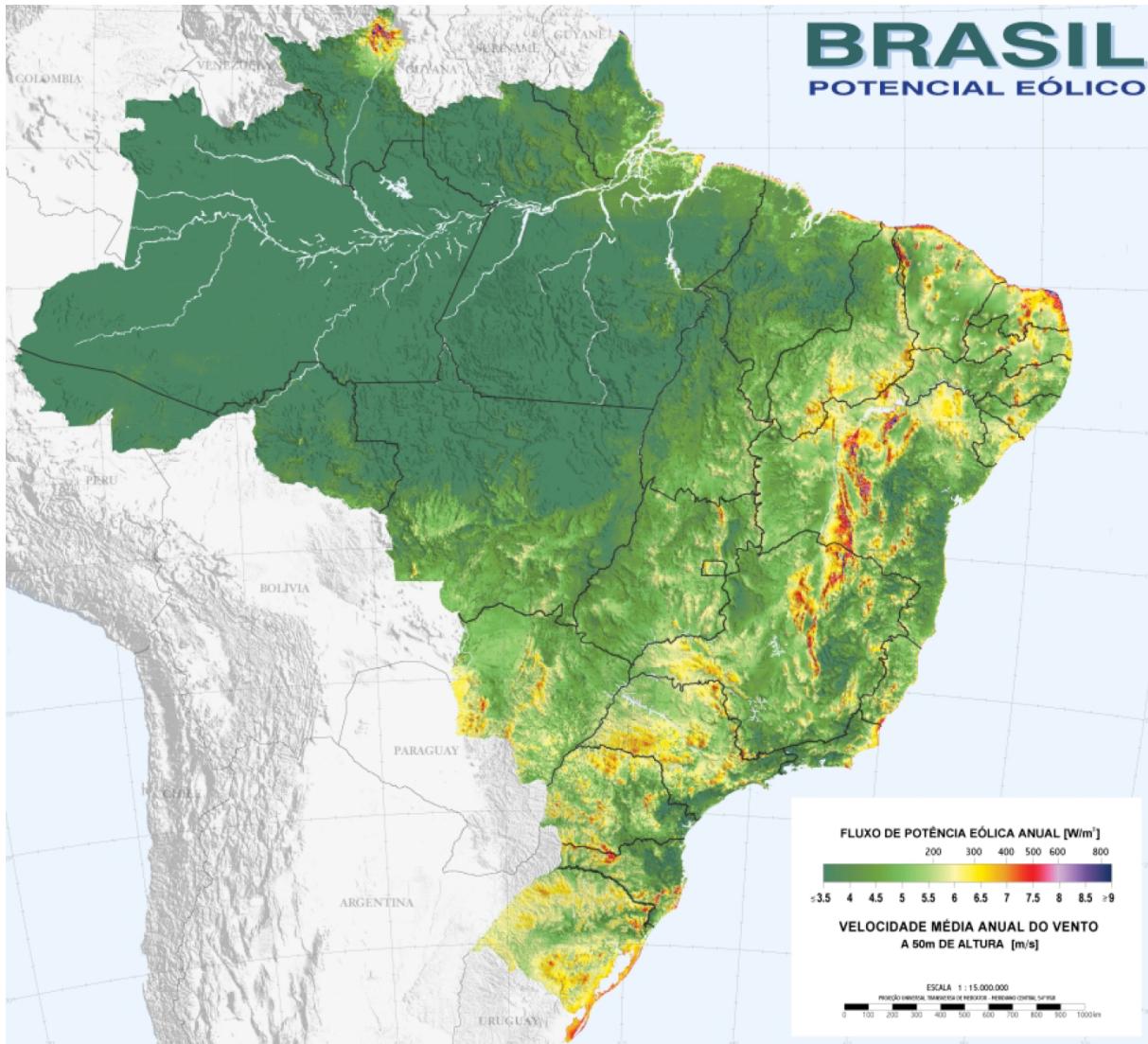


Fonte: Adaptado de ([PARAJULI, 2016](#)).

Um importante instrumento de suporte aos estudos de aproveitamento da energia eólica no Brasil é o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Esta ferramenta utiliza o *software MesoMap*, que modela e simula a dinâmica atmosférica dos regimes de vento brasileiros baseados em medidas meteorológicas realizadas entre os anos de 1983 e 1999 ([AMARANTE et al., 2001](#)). O resumo anual do potencial eólico brasileiro com base na velocidade média e fluxo de potência do vento pode ser visualizado na figura 10.

O mapa meteorológico permite identificar as áreas de maior potencial eólico para instalação de turbinas. Essas se encontram na faixa litorânea entre as regiões Norte e Nordeste, na região Sul e no interior da região Sudeste. Destacam-se ainda os estados do Rio Grande do Sul, Ceará, Rio Grande do Norte, interior da Bahia e norte de Minas Gerais. O potencial eólico brasileiro é estimado em 143 GW, sendo mais de 50% desse potencial localizado na região Nordeste ([AMARANTE et al., 2001](#)).

Figura 10: Mapa do potencial eólico brasileiro



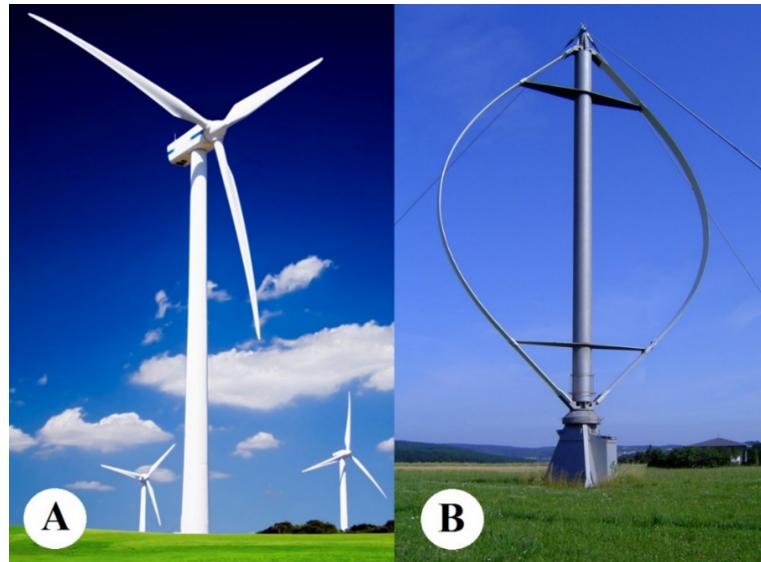
Fonte: ([AMARANTE et al., 2001](#)).

2.4 Turbina eólica de eixo vertical

A turbina eólica é um equipamento eletromecânico destinado a extração e conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. As turbinas eólicas possuem um conjunto de pás que rotacionam ao redor de um eixo conectado a um gerador elétrico. Este dispositivo converte e transmite a energia elétrica para várias localidades através de uma rede de distribuição. Em geral, utilizam-se pás rígidas de madeira, alumínio ou fibra de vidro reforçada ([FALANI, 2014](#)).

As turbinas eólicas são classificadas de acordo com a orientação do eixo em que o rotor gira. Existem duas categorias principais de turbinas eólicas: de eixo horizontal (HAWT) e de eixo vertical (VAWT) (figura 11).

Figura 11: Tipos de turbina eólica: eixo horizontal (A) e eixo vertical (B)



Fonte: Adaptado de ([KRAFT, 2017](#)) e ([Autor Desconhecido, 2017](#)).

As turbinas eólicas de eixo horizontal possuem eixo de rotação paralelo ao vento incidente. Seu princípio de operação é predominante de forças de sustentação, semelhante ao conceito de moinhos de vento. Elas constituem-se de rotores do tipo hélice com pás de perfil aerodinâmico. Os rotores de três pás são mais comuns devido à estabilidade e boa relação entre coeficiente de potência, custo de instalação e velocidade de rotação. Para altas velocidades médias e maior tolerância ao ruído, são usadas 1 ou 2 pás ([MÜLLER, 2015](#)).

Os aerogeradores horizontais são o tipo mais utilizado na indústria, em função de sua boa resistência mecânica e rendimento de até 45% ([MÜLLER, 2015](#)). Entretanto, apresentam a limitação de uso do vento incidente apenas na direção do eixo do rotor. Segundo Ragheb (2011), ventos em outras direções não podem ser convertidos em potência útil, causando até desgaste estrutural em casos extremos. Essa característica exige mecanismos capazes de permitir que o disco varrido pelas pás esteja sempre em posição perpendicular ao vento, contribuindo para o custo elevado.

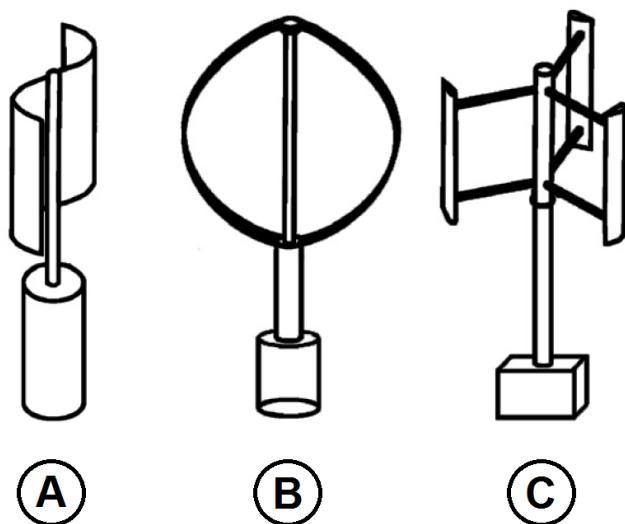
As turbinas eólicas de eixo vertical apresentam o eixo de rotação perpendicular ao terreno onde são instaladas. Esta categoria opera em velocidades mais baixas e possui melhor comportamento para regimes de vento reduzido ou turbulento. Dessa forma, emitem menos ruído, sendo mais seguras e destinadas a regiões urbanas e semi-urbanas. A instalação e manutenção são facilitadas pelo posicionamento dos componentes pesados próximo ao solo, como o gerador.

Apesar de apresentarem eficiência inferior aos aerogeradores convencionais, as VAWTs são capazes de aproveitar o vento proveniente de qualquer direção. São adequadas

para áreas onde a direção do vento varia significantemente devido à combinação de efeitos meteorológicos, como em regiões urbanas.

Uma vez que o escoamento não é sempre perpendicular ao disco, como no caso das turbinas horizontais, a modelagem aerodinâmica torna-se mais complexa (MÜLLER, 2015). Esta categoria é subdividida em três tipos básicos de acordo com a forma do rotor e características de operação: Darrieus, Savonius e rotor H (figura 12) (BITSCH J., 2011).

Figura 12: Principais tipos de VAWTs: A) *Savonius*, B) *Darrieus*, C) Rotor H



Fonte: Adaptado de (KOZAK, 2014).

O tipo *Savonius*, patenteado em 1929, é um modelo mais simples e de construção robusta (ISLAM; TING; FARTAJ, 2008). O rotor é feito de duas ou mais metades de cilindro ou chapas curvas conectadas ao eixo vertical em direções opostas (BITSCH J., 2011). A pressão do ar é o principal mecanismo responsável pelo giro da turbina. O princípio de operação baseia-se na menor resistência ao ar da parte convexa traseira, induzindo forças de arrasto.

A vantagem da turbina *Savonius* é a propriedade de início automático (*self-starting*) de rotação a partir do vento, podendo ser usada em conjunto com outras turbinas para permitir arranques a baixas velocidades (SILVA, 2011). Entretanto, este tipo não é capaz de operar em velocidades acima do vento incidente, devido ao princípio de arrasto. São destinadas a uso amador ou profissional em baixa escala, instrumentos de medição, em locais de difícil manutenção ou submersas. Apresentam eficiência relativamente baixa, em até 25% (ISLAM; TING; FARTAJ, 2008).

O tipo *Darrieus*, patenteado em 1931, foi a primeira turbina vertical aerodinâmica, movida predominantemente por forças de sustentação (ISLAM; TING; FARTAJ, 2008). É

constituída de duas ou três pás curvas conectadas ao eixo vertical nas extremidades. O perfil aerodinâmico das pás é semelhante a uma asa. O princípio de operação considera a velocidade da pá como um múltiplo da velocidade do vento, resultando em um vento aparente em diferentes ângulos de incidência durante um ciclo (BITSCH J., 2011).

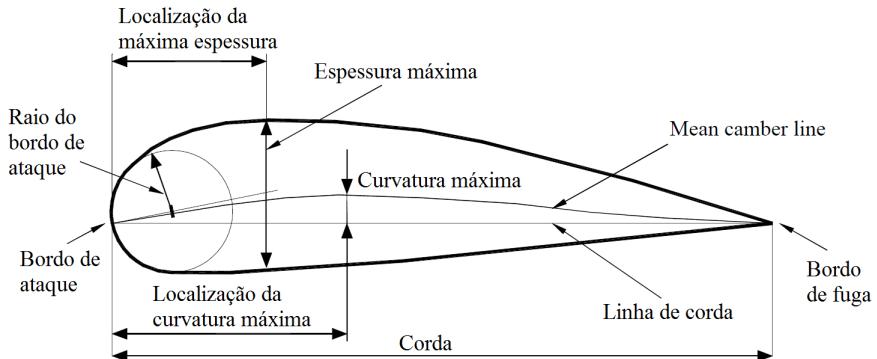
A turbina *Darrieus* é o modelo mais considerado em projetos com requisito de potência máxima, devido ao seu rendimento de 30% a 40% (HELM, 2011). Embora tenha sido muito investigada com grandes protótipos para a produção em larga escala, a dificuldade e o custo associados à manufatura da complexa geometria das pás limitaram seu êxito comercial (SILVA, 2011). Desta forma, a patente original sofreu algumas modificações devido às características negativas iniciais, como alto nível de ruído e vibrações, levando à fadiga eventual das pás (BITSCH J., 2011).

O rotor H é uma variação da turbina *Darrieus*, desenvolvida na década de 1970 (ISLAM; TING; FARTAJ, 2008). O mecanismo de funcionamento é o mesmo, porém houve alteração na geometria das pás para facilitar a produção e o transporte, diminuindo os custos (SILVA, 2011). Esse modelo consiste em pás verticais alinhadas radialmente e conectadas ao eixo por suportes horizontais. Apesar de terem sido pouco comercializadas e destinadas a uso de baixa escala, apresentam bom potencial industrial, porém pouco explorado, devido as menores tensões atuantes na pá (RAGHEB, 2011). Atualmente, é uma tecnologia em grande desenvolvimento (SILVA, 2011).

2.5 Aerodinâmica de turbinas de eixo vertical

As pás de uma turbina eólica apresentam formato de aerofólio, obtido pela seção transversal de uma asa gerada com o corte de um plano perpendicular. A nomenclatura das principais partes de um aerofólio pode ser visualizada na figura 13. Vários estudos realizados para VAWTs com rotor H consideraram aerofólios desenvolvidos e testados pela NACA, como NACA 0012, 0015 e 0018 (ISLAM; TING; FARTAJ, 2008).

Figura 13: Definição da nomenclatura típica de aerofólio) A) Savonius, B) Darrieus, C) Rotor H



Fonte: Adaptado de (GUNDTÖFT, 2009).

A análise aerodinâmica de turbinas de eixo vertical considera parâmetros de projeto importantes que influenciam seu comportamento. O alongamento (*aspect ratio*) AR é uma medida da altura do rotor h em relação ao seu diâmetro (equação 2.20). O aumento do alongamento favorece a captação de ventos mais intensos em grandes altitudes e diminui o valor relativo das perdas nas extremidades das pás. Para $AR > 3$, estas são desprezíveis (SILVA, 2011).

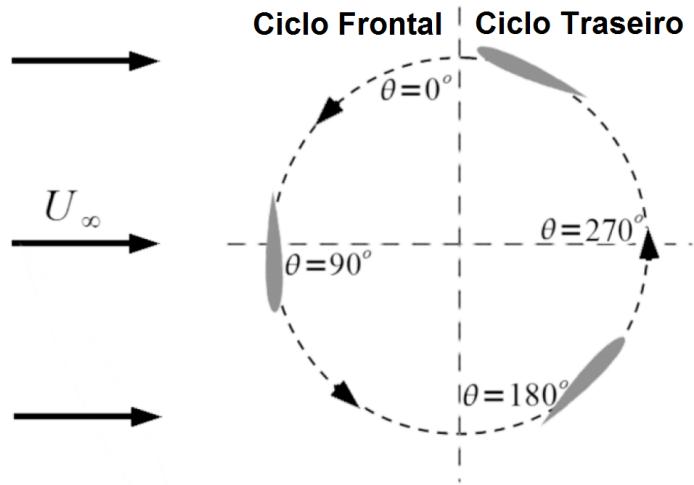
$$AR = \frac{h}{2R} \quad (2.20)$$

O fator de bloqueio (*solidity*) do rotor σ é um dos parâmetros iniciais mais importantes para o projeto. Este pode ser definido como a razão entre o comprimento total ocupado pelas pás e o diâmetro disco (equação 2.21), onde n é o número de pás e C é a corda do aerofólio (VALLVERDÚ, 2014). Para a produção de energia elétrica, são usadas turbinas com baixos valores em função de baixo torque e alta velocidade exigidos (SILVA, 2011).

$$\sigma = \frac{nC}{2R} \quad (2.21)$$

Para a análise aerodinâmica individual de uma pá, a vista superior da geometria de uma turbina de eixo vertical é apresentada na figura 14. O sistema de referência adotado considera a posição angular inicial θ na qual a pá está alinhada na direção do escoamento de livre velocidade U_∞ , porém em sentido contrário. Desta forma, o ciclo de revolução é separado em duas partes de comportamentos distintos: frontal e traseiro.

Figura 14: Geometria da turbina incluindo ciclos frontal e traseiro) *Savonius*, B) *Darrieus*, C) Rotor H



Fonte: Adaptado de (KOZAK, 2016).

Para cada posição azimutal, observa-se que a velocidade do vento incide na pá em ângulos diferentes. A rotação da pá em relação ao eixo do rotor provoca uma velocidade induzida v na pá, alinhada com a mesma e tangencial à trajetória, porém em sentido contrário, de acordo com a equação 2.22, onde N é a velocidade de rotação da turbina em rotações por minuto (rpm).

$$v = \dot{\theta}R = \frac{2\pi NR}{60} \quad (2.22)$$

A relação de velocidade da ponta da pá (*Tip-Speed Ratio*) TSR representa a operação da turbina em função das condições de vento impostas. É definida na equação 2.23 como a razão entre a velocidade induzida e de escoamento livre (MÜLLER, 2015). Este parâmetro indica também se o princípio de operação de uma turbina é baseado em arrasto ou sustentação. Enquanto valores acima da unidade representam sustentação, valores abaixo da unidade representam arrasto predominante (SILVA, 2011).

$$TSR = \frac{\dot{\theta}R}{U_\infty} \quad (2.23)$$

O parâmetro TSR dependente do tipo de perfil usado e número de pás, afetando diretamente a potência produzida. É necessário encontrar o valor ótimo que maximize a eficiência e o retorno do investimento. Entretanto, quanto maior o valor, o nível de ruído e as forças centrífugas serão mais altos, exigindo maior resistência mecânica nas pás (SILVA, 2011).

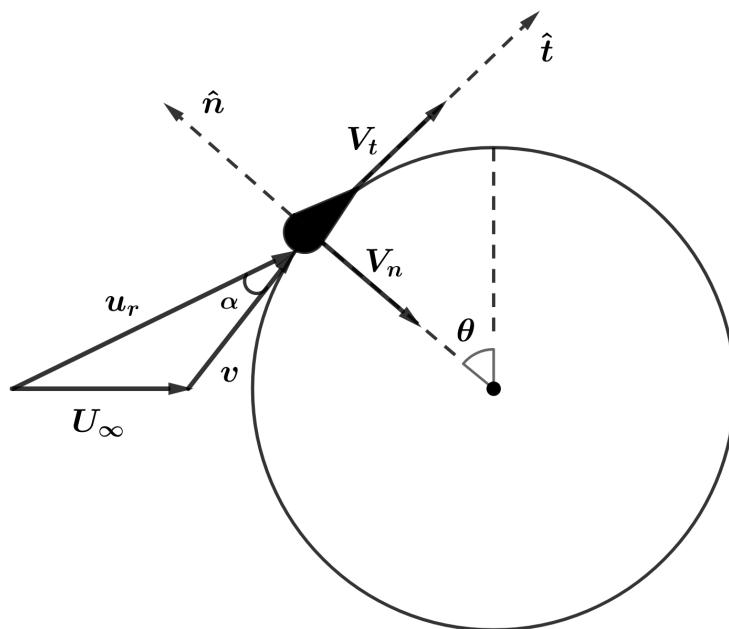
A velocidade relativa, ou aparente de escoamento, u_r é resultante de ambas componentes principais de velocidade (figura 15). Para uma posição angular qualquer, a velocidade relativa do escoamento pode ser escrita em função das componentes de velocidade normal V_n e tangencial V_t , segundo as equações 2.24, 2.25 e 2.26.

$$V_t(\theta) = v + U_\infty \cos \theta \quad (2.24)$$

$$V_n(\theta) = U_\infty \sin \theta \quad (2.25)$$

$$u_r(\theta) = \sqrt{V_t^2(\theta) + V_n^2(\theta)} = U_\infty \sqrt{\text{TSR}^2 + 2\text{TSR} \cos \theta + 1} \quad (2.26)$$

Figura 15: Análise cinemática da pá de uma VAWT



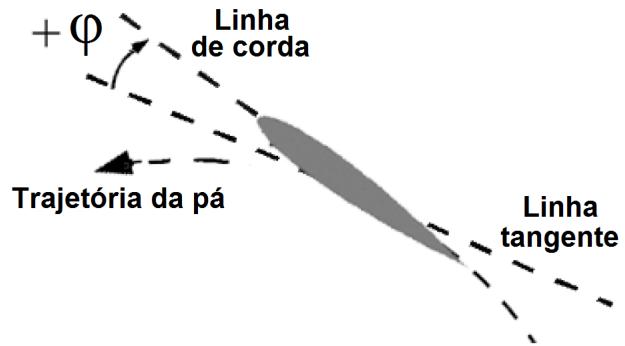
Fonte: Autora (2017).

O ângulo de ataque α é definido como o ângulo entre a velocidade relativa e a corda do aerofólio, sendo calculado em função das componentes normal e tangencial da velocidade relativa (equação 2.27). Essa é uma variável importante na análise aerodinâmica, pois está diretamente relacionada aos dados de aerofólio e à distribuição de forças aerodinâmicas. Seu perfil varia de maneira periódica em relação ao ângulo azimutal. Nota-se que o valor máximo é apenas função de TSR e ocorre para múltiplos ímpares do ângulo reto.

$$\alpha(\theta) = \tan^{-1} \frac{V_n}{V_t} = \tan^{-1} \frac{\sin \theta}{\cos \theta + \text{TSR}} \quad (2.27)$$

O ângulo de passo (*pitch*) ϕ pode ser definido como o ângulo da corda da pá em relação à trajetória circular, cujo perfil é definido de acordo com o projeto (figura 16). Pela convenção, um ângulo positivo significa um giro para fora (*tow-out*) (KOZAK, 2014). O controle do ângulo de passo é usado como mecanismo de ajuste de ângulo de ataque para otimização da eficiência.

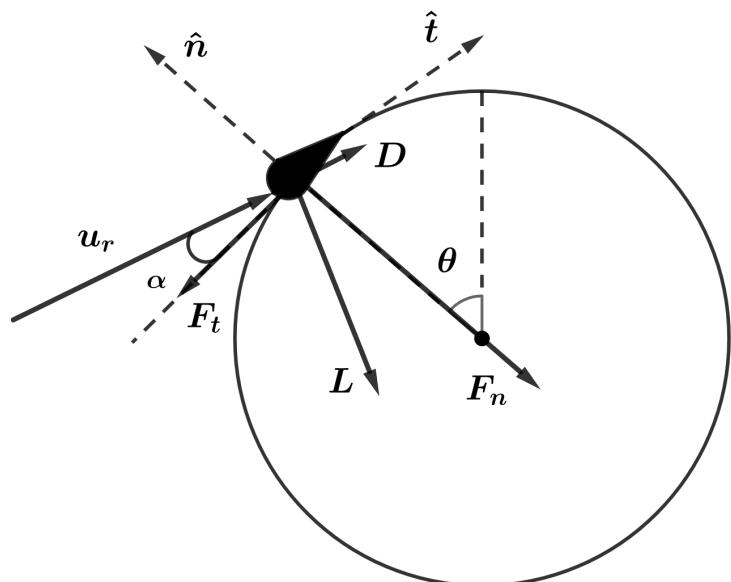
Figura 16: Ângulo de passo de uma VAWT



Fonte: Adaptado de (KOZAK, 2016).

As distribuições de pressão e tensão de cisalhamento sobre a superfície de um corpo se movendo através de um fluido geram uma força e um momento aerodinâmico resultante neste objeto (ANDERSON, 1991). Na análise aerodinâmica da pás, força resultante é convenientemente decomposta em forças de sustentação e arrasto (figura 17).

Figura 17: Análise aerodinâmica da pás de uma VAWT



Fonte: Autora (2017).

A força de sustentação L é a componente perpendicular à velocidade relativa do escoamento. Ela é causada pela diferença de pressão entre o intradorso e o extradorso do aerofólio. A força de arrasto D é a componente atuando no mesmo sentido, porém em direção oposta ao escoamento. É a força de resistência ao movimento causada pela pressão e atrito do ar.

O arrasto de atrito ocorre devido a tensão de cisalhamento na superfície e aumenta com a viscosidade. Para escoamentos turbulentos, esse também varia em função da rugosidade da superfície (CENGEL et al., 2008). O arrasto de pressão é função da área frontal e gradiente de pressão entre a parte frontal e traseira de um objeto, sendo pequeno em aerofólios.

O momento (*pitching moment*) M atua no plano contendo as forças de arrasto e sustentação, ou seja, no plano vertical para um escoamento horizontal. É definido positivo no sentido de aumentar a incidência do aerofólio, ou elevar o bordo de ataque. O comprimento de referência usado em seu cálculo é a corda do aerofólio.

As forças de sustentação, arrasto e o momentos aerodinâmico são expressos em função da pressão dinâmica e dos coeficientes correspondentes C_l , C_d e C_m , descritos nas equações 2.28, 2.29 e 2.30, onde S é a área de referência do aerofólio. Estes são parâmetros adimensionais que variam em função da geometria e orientação do aerofólio, além das características do escoamento.

$$C_l = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho SV^2} \quad (2.28)$$

$$C_d = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho SV^2} \quad (2.29)$$

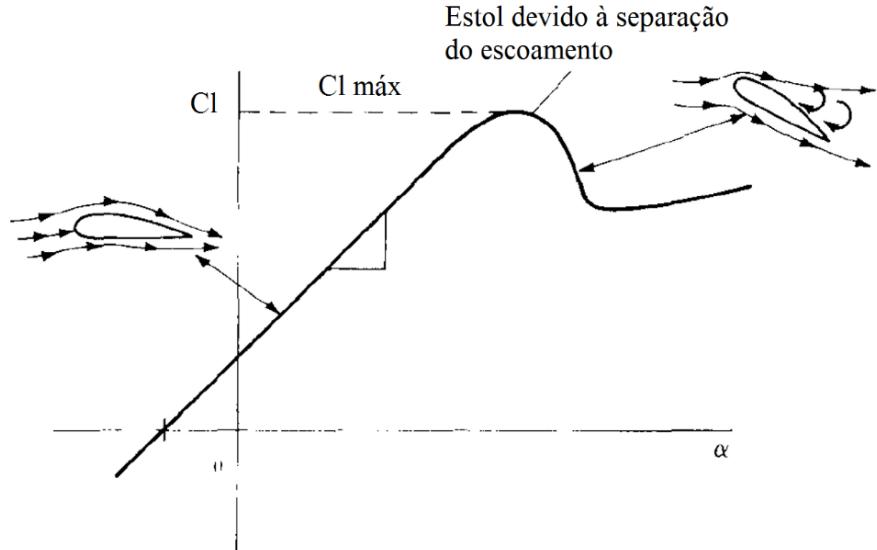
$$C_m = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho SV^2 C} \quad (2.30)$$

Segundo Cengel et al. (2008), os aerofólios são projetados para gerar sustentação e minimizar o arrasto. O coeficiente de sustentação apresenta comportamento linear com o ângulo de ataque até a região pré-estol (figura 18). A partir desse ponto, ocorre separação do escoamento. Esse fenômeno é indesejável na prática, pois provoca redução significativa do coeficiente de sustentação. Logo, baixos valores de ângulo de ataque abaixo da região de estol são preferíveis.

A força resultante nas direções normal F_n e tangencial F_t pode ser obtida pela soma das componentes correspondentes de arrasto e sustentação (equações 2.31 e 2.32). A força tangencial é a força motora responsável pela rotação das pás, considerada na análise da VAWT. Por meio da integração da mesma em uma revolução completa, o torque e a

potência podem ser obtidos. Entretanto, este não é um cálculo analítico, uma vez que dependerá de dados externos discretos de aerofólios.

Figura 18: Curva de coeficiente de sustentação



Fonte: Adaptado de ([ANDERSON, 1991](#)).

$$F_t(\alpha) = L \sin \alpha - D \cos \alpha = \frac{1}{2} \rho A u_r^2 (C_L \sin \alpha - C_D \cos \alpha) \quad (2.31)$$

$$F_n(\alpha) = L \sin \alpha + D \cos \alpha = \frac{1}{2} \rho A u_r^2 (C_L \sin \alpha + C_D \cos \alpha) \quad (2.32)$$

O coeficiente de potência C_P (equação 2.33) é um índice que representa a porcentagem da potência do vento extraída pelas pás do rotor em relação à potência máxima disponível no vento, onde A_t é a área total de escoamento. A curva característica de uma turbina eólica é descrita em termos do coeficiente de potência em função de TSR , válida para regimes de rotação constante ou não ([WALLACE, 2014](#)). De acordo com a teoria de Betz, o valor de C_p não pode ultrapassar o limite de Betz (0,593).

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A_t U_\infty^3} \quad (2.33)$$

Entretanto, a teoria de Betz assume hipóteses de fluido homogêneo e incompressível, sem resistência e número infinito de pás. Em casos reais, ocorrem perdas associadas a resistência aerodinâmica e à rotação transmitida ao escoamento. Na prática, o valor máximo obtido é inferior a 45% ([ISLAM; TING; FARTAJ, 2008](#)).

2.6 Modelo de múltiplos tubos (*Multiple Streamtubes Model - MSTM*)

Os modelos do tipo "tubos" (*Streamtubes Models*) são baseados na teoria de *momentum* e no "Método do Elemento da Pá" (*Blade Element Method - BEM*). Esse último considera a análise individual das forças aerodinâmicas de uma pá durante um ciclo de rotação. A metodologia resultante é de fácil e rápida implementação, sendo útil para pré-análises e interpretações qualitativas, fornecendo boa aproximação da performance, especialmente para baixos valores de *TSR* ([VALLVERDÚ, 2014](#)).

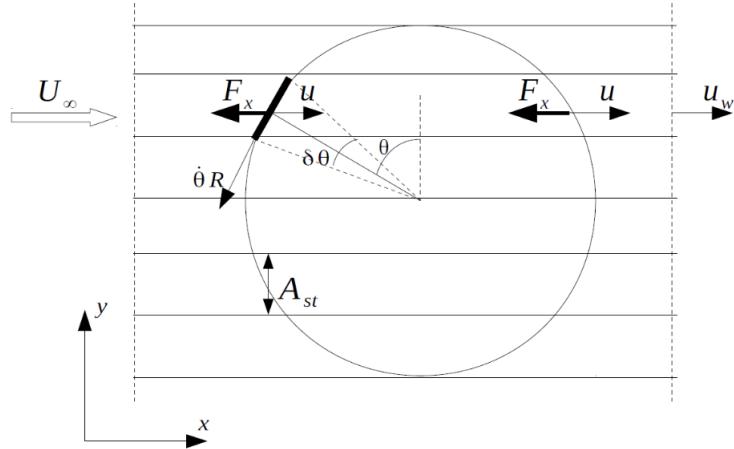
A principal vantagem do método de "tubos" é o baixo custo computacional com erro razoável devido à simplicidade, comparada a simulações de elementos finitos ou modelagem de vórtices ([VALLVERDÚ, 2014](#)). Entretanto, o procedimento depende de dados empíricos de aerofólios como entrada. Esses consistem em curvas dos coeficientes de arrasto e sustentação em função do ângulo de ataque, obtidas por testes em túneis de vento ou simulações.

Existem ainda diferentes versões do método, seguindo o mesmo princípio, porém variando de acordo com a discretização do domínio da turbina. As principais metodologias são: Modelo de Único Tubo (*Single Streamtubes Model - SSTM*), Modelo de Múltiplos Tubos (*Multiple Streamtubes Model - MSTM*) e Modelo de Múltiplos Tubos Duplos (*Double Multiple Streamtubes Model - DSTM*) ([VALLVERDÚ, 2014](#)).

O modelo SSTM é o mais simples, considerando a turbina como um disco atuador posicionado em um único tubo. O modelo MSTM propõe uma divisão do domínio em múltiplos tubos para melhor representação da variação das quantidades dinâmicas no ciclo. O modelo DMST acrescenta um outro disco atuador ao domínio, dividindo a turbina em partes frontal e traseira.

No modelo MSTM, o domínio do disco atuador é dividido em um número finito de tubos conectando as fronteiras de entrada e saída, paralelos à velocidade de escoamento para qualquer posição azimutal (figura 19). Todas as componentes da velocidade perpendiculares aos tubos são desprezados, definindo o problema como unidimensional na direção horizontal (*x*). Portanto, desprezando os efeitos térmicos, não há transferência de massa, *momentum* ou energia entre tubos adjacentes ([VALLVERDÚ, 2014](#)).

Figura 19: Esquema de discretização do domínio de uma VAWT segundo o método MSTM



Fonte: Adaptado de ([VALLVERDÚ, 2014](#)).

Definido um número de tubos n_{th} , pode ser calculado o comprimento do arco $\Delta\theta$ correspondente a cada tubo, equivalente ao intervalo de posições azimutais (equação 2.34). Cada tubo pode acessado pela sua coordenada angular média θ_{st} segundo a equação 2.36, a partir da coordenada definida para o primeiro tubo $\theta_{st,1}$ (equação 2.35).

$$\Delta\theta = \frac{\pi}{n_{th}} \quad (2.34)$$

$$\theta_{st,1} = \frac{\Delta\theta}{2} \quad (2.35)$$

$$\theta_{st,i} = \theta_{st,1} + (i - 1)\Delta\theta, \quad 0 < i \leq n_{th} \quad (2.36)$$

Para um número de tubos suficientemente elevado, a largura de cada tubo pode ser aproximada pelo comprimento de arco correspondente. Desta forma, a área de um tubo A_{st} pode ser expressa segundo a equação 2.37. Ainda, a área percorrida A_p até uma dada posição é dada pela equação 2.38, sendo a área total do disco A_d igual ao seu diâmetro para o ciclo completo (equação 2.39). Nota-se que como a turbina é aproximada como um problema bidimensional, na dimensão das quantidades dinâmicas falta uma ordem de unidade de distância ([VALLVERDÚ, 2014](#)).

$$A_{st} = R\Delta\theta \sin \theta_{st,1} \quad (2.37)$$

$$A_p(\theta) = R\Delta\theta \sin \theta \quad (2.38)$$

$$A_d = 2R \quad (2.39)$$

O ângulo da trajetória de vôo β em uma dada posição é definido como o ângulo formado entre a corda e o eixo horizontal (equação 2.40). Esta definição é importante para representar a componente de cada quantidade dinâmica no eixo horizontal. Ainda, para fins de implementação, Vallverdú (2014) sugere o cálculo do ângulo de ataque para uma posição segundo a equação 2.41.

$$\beta(\theta) = \arctan \left(\frac{\text{TSR} \sin \theta}{\frac{u}{U_\infty} + \text{TSR} \cos \theta} \right) \quad (2.40)$$

$$\alpha(\theta) = \text{mod} \left(\frac{\pi + \beta - \theta}{2\pi} \right) - \pi \quad (2.41)$$

O método MSTM consiste em aplicar cada equação governante de mecânica dos fluidos, na forma integral, em cada um dos domínios definidos pelos tubos. As equações 2.42, 2.43 e 2.44 descrevem a conservação da massa, *momentum* e energia, respectivamente. A força resultante na direção horizontal é representada por F_x , sendo u e u_w as velocidades de escoamento na turbina e na saída dos tubos, respectivamente, de acordo com a figura 19.

$$\dot{m} = \rho u A \quad (2.42)$$

$$\dot{m}(u_w - U_\infty) = -F_x \quad (2.43)$$

$$\frac{1}{2} \dot{m}(u_w^2 - U_\infty^2) = -F_x u \quad (2.44)$$

O fator de interferência λ (equação 2.45) é uma medida da redução da velocidade de escoamento próxima à turbina, causada pela perturbação do mesmo devido à presença da pá. No método MSTM, cada tubo apresenta um fator de interferência próprio, em função da inclinação média da pá em suas posições. Combinando esse conceito com as equações governantes, a equação 2.46 é definida para o cálculo da velocidade de escoamento u em cada tubo.

$$\lambda = \frac{u}{U_\infty} \quad (2.45)$$

$$u = U_\infty(2\lambda - 1) \quad (2.46)$$

A força de propulsão resultante em cada tubo $C_{fx,m}$, paralela ao mesmo, é calculada segundo a teoria de *momentum* por meio da combinação das equações governantes. Essa é expressa como uma fração da força máxima que seria obtida sem qualquer redução na velocidade de escoamento (equação 2.47), segundo o coeficiente de força de propulsão dado pela equação 2.48. No entanto, devido à inadequação do método unidirecional para baixos fatores de interferência, típicos de altos TSR, Glauert (1935) propôs uma correção linear, descrita na equação 2.49.

$$C_{fx,m} = \frac{F_x}{\frac{1}{2}\rho A_{st}U_\infty^2} \quad (2.47)$$

$$C_{fx,m} = 4\lambda(1 - \lambda), \lambda \geq 43/60 \quad (2.48)$$

$$C_{fx,m} = \frac{1849}{900} - \frac{26}{15}\lambda, \lambda < 43/60 \quad (2.49)$$

A mesma força de propulsão para uma dada posição pode ser calculada por um equilíbrio de forças na direção do escoamento a partir da força resultante F exercida na pá (equação 2.50). Esta é expressa em termos dos coeficientes de arrasto e sustentação, segundo a equação 2.51. Nota-se que as direções das coordenadas x e y são representadas pelos versores \hat{i} e \hat{j} , respectivamente.

$$F(\theta) = (D \cos \beta - L \sin \beta)\hat{i} + (D \sin \beta + L \cos \beta)\hat{j} \quad (2.50)$$

$$F_x(\theta) = F(\theta)\hat{i} = \frac{1}{2}\rho C u_r^2 (C_D \cos \beta - C_L \sin \beta) \quad (2.51)$$

Para obter a força média atuante em cada tubo, a força de propulsão obtida pelo equilíbrio de forças é integrada ao longo de um ciclo, considerando o número de pás (equação 2.52). Esta integral pode ser resolvida por meio de uma aproximação de série de Taylor de primeira ordem (VALLVERDÚ, 2014). A força de propulsão média em cada tubo $F_{x,st}$ também é representada em termos do coeficiente de propulsão pelo equilíbrio de forças $C_{fx,l}$, como fração da força máxima (equação 2.53).

$$F_{x,st} = \frac{n}{2\pi} \int_{\theta_{st} - \delta\theta/2}^{\theta_{st} + \delta\theta/2} F_x(\theta) d\theta = \frac{n\Delta\theta}{2\pi} F_x(\theta_{st}) \quad (2.52)$$

$$C_{fx,l} = \frac{F_{x,st}}{\frac{1}{2}\rho C U_\infty^2} = \frac{\sigma}{\pi \sin \theta_{st,1}} \frac{u_r^2}{U_\infty^2} (C_D \cos \beta - C_L \sin \beta) \quad (2.53)$$

A convergência do modelo MSTM consiste em acoplar as duas equações obtidas para o coeficiente de força de propulsão pelos dois métodos (equações equação 2.48 ou 2.49

e 2.53), a fim de encontrar a solução para o fator de interferência em cada tubo. Desta forma, todas as variáveis dependentes da velocidade de escoamento podem ser reobtidas para o cálculo da potência.

O torque T_b produzido por cada pá é calculado a partir da força total exercida pelo vento na mesma, em função das componentes de arrasto e sustentação (equação 2.54) e descrito pelo coeficiente correspondente C_{tb} para uma dada posição (equação 2.55). Uma vez que a orientação das forças de arrasto, sustentação – e consequentemente, do torque, variam com a posição, são introduzidos versores \hat{l} , \hat{d} e $\hat{\tau}$ em tais direções, para simplificação dos cálculos (equações 2.56, 2.57 e 2.58).

$$T_b(\theta) = RF(\theta).\hat{\tau} = R(L\hat{l} + D\hat{d})\hat{\tau} \quad (2.54)$$

$$C_{tb}(\theta) = \frac{T_b(\theta)}{\frac{1}{2}\rho C U_\infty^2 R} = \frac{u_r^2}{U_\infty^2} (C_L \hat{l} + C_D \hat{d}) \hat{\tau} \quad (2.55)$$

$$\hat{l} = -\sin \beta \hat{i} + \cos \beta \hat{j} \quad (2.56)$$

$$\hat{d} = \cos \beta \hat{i} + \sin \beta \hat{j} \quad (2.57)$$

$$\hat{\tau} = -\cos \beta \hat{i} - \sin \beta \hat{j} \quad (2.58)$$

Para turbinas com pás equidistantes, o coeficiente de torque instantâneo C_t obtido por todas as pás é descrito pela equação 2.59. Nota-se que cada uma das pás produzirá o mesmo perfil de torque, porém com diferença de fase (equação 2.60). Portanto, a curva de coeficiente de torque instantâneo apresentará periodicidade de $2\pi/n$.

$$C_t(\theta) = \frac{\sigma}{n} \sum_{i=1}^n C_{Tb,i} \left(\theta + \frac{i-1}{n} 2\pi \right) \quad (2.59)$$

$$\theta_{i+1} = \theta_i + \frac{2\pi}{n} \quad (2.60)$$

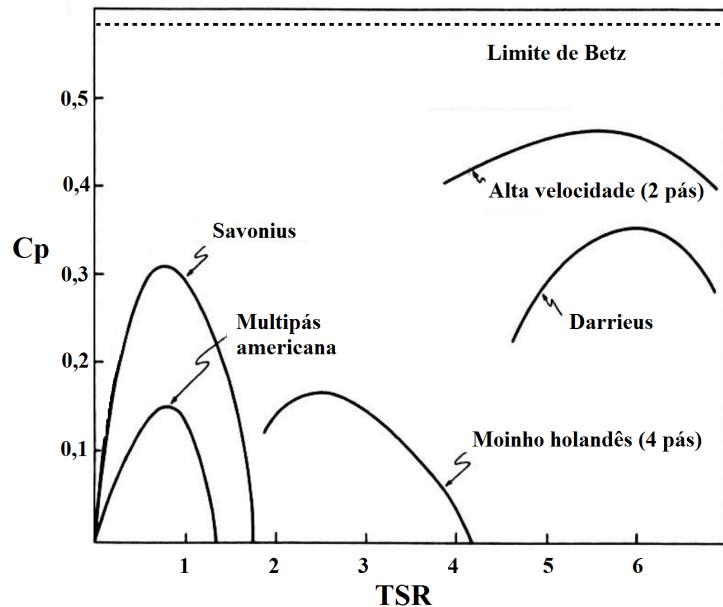
A potência gerada é expressa pelo coeficiente adimensional correspondente C_p (equação 2.61). Este é calculado pela soma da média da potência instantânea no ciclo frontal C_{p1} e no ciclo traseiro C_{p2} (equação 2.62). Gráficos de curvas características para diferentes conceitos de VAWTs são apresentados na figura 20. Nota-se que a área total de escoamento em turbinas verticais é descrita pela equação 2.63

$$C_p = C_{p1} + C_{p2} \quad (2.61)$$

$$C_{p1} = C_{p2} = \frac{\sigma \text{TSR}}{2\pi} \int_0^\pi C_{Tb}(\theta) d\theta \quad (2.62)$$

$$A_t = 2hR \quad (2.63)$$

Figura 20: Curva característica para diferentes tipos de turbinas eólicas



Fonte: (RAGHEB, 2011).

Inicialmente, o método de "tubos" não considera efeitos turbulentos como interação de esteiras, importantes em altos TSR , ou a influência de estol dinâmico, dominante para baixos TSR (VALLVERDÚ, 2014). Entretanto, modificações para contabilizar tais efeitos podem ser introduzidas na implementação do código, segundo métodos de correção presentes na literatura.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

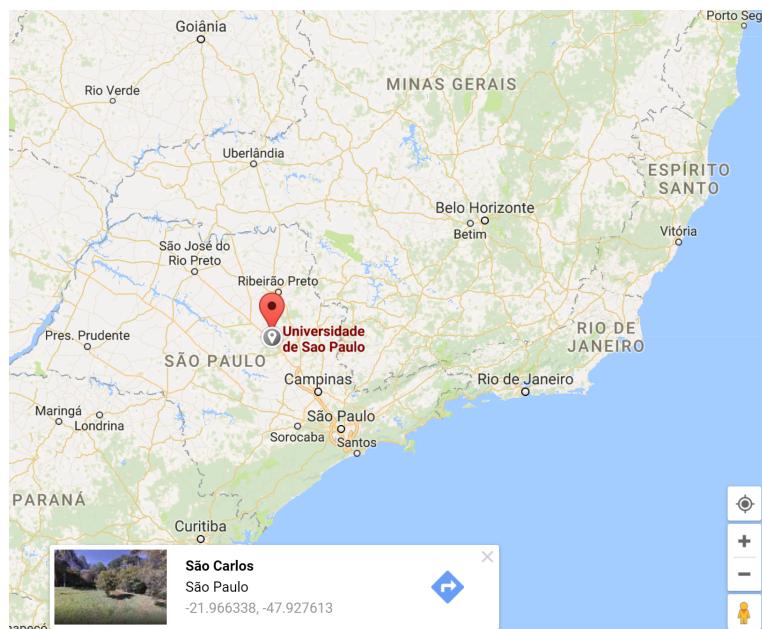
3.1 Potencial eólico

Segundo a análise do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE et al., 2001), a região central do Estado de São Paulo apresenta boas condições meteorológicas para geração de energia elétrica. No interior paulista, o município de São Carlos figura como importante centro industrial e de pesquisa, com a economia fundamentada nos setores: agropecuário, industrial e acadêmico (Prefeitura de São Carlos, 2017). Ainda, a cidade é a 13^a maior do interior do estado em número de habitantes (IBGE, 2017).

Com base na disponibilidade de recursos e demanda de energia mencionados, o município de São Carlos foi considerado para a região de operação da VAWT a ser analisada. O local escolhido para instalação foi o campus 2 da Universidade de São Paulo, devido à alta atividade científica em região de terreno favorável, aberto e com pouca obstrução.

As coordenadas geográficas do local de instalação foram obtidas por meio da ferramenta *Google Maps* (figura 21). Para obtenção de dados de vento locais, as mesmas foram inseridas no serviço de consulta à base de dados fornecido pelo CRESESB (2014).

Figura 21: Coordenadas geográficas do local de instalação da VAWT



Fonte: Autora (2017).

3.2 Seleção da VAWT

Para a seleção da VAWT, foi considerado o modelo rotor H. A geometria de pás verticais faz com que esta configuração seja a que mais se aproxima da hipótese considerada no método MSTM (diâmetro do rotor constante). Portanto, a distância de qualquer seção da pá ao centro do rotor é a mesma.

Para a aplicação desejada, foram consideradas VAWTs de pequeno porte (até 100 kW). O principal critério considerado para seleção é baixa velocidade de entrada, para aproveitamento compatível com as velocidades médias observadas no local de instalação, em relação ao restante do território. O segundo critério adotado é a capacidade nominal de geração de energia elétrica, em relação às dimensões da turbina.

Foram analisados diversos fabricantes de VAWTs, entre os quais os associados presentes no relatório *Small Wind World Report* (WWWEA, 2015). As características dos quatro modelos considerados para a análise são apresentadas na tabela 1. Considerando a menor velocidade inicial de operação e a melhor relação peso-potência entre as opções apresentadas, foi selecionada a turbina Aeolos - V 3 kW. Este é o modelo disponível de maior capacidade para montagens em edifícios (Aeolos Wind Energy, 2017).

Tabela 1: Quadro de comparação entre as VAWTs consideradas para a análise

Fabricante	Aeolos	Ropatec	Sauer	Envergate
Modelo	V – 3 kW	SA 40	–	Quinta20
Capacidade nominal (kW)	3	10	1,5	20
Velocidade cut-in (m/s)	1,5	4,5	4	–
Velocidade nominal (m/s)	11	–	11	6
Velocidade cut-off (m/s)	52,5	25	45	22
Massa (kg)	106	4250	382	–
Altura do rotor (m)	3,6	18	3,96	19,5
Diâmetro do rotor (m)	3	7	2,31	5
Ruído (dB)	45	40	–	43

Fonte: (Aeolos Wind Energy, 2017), (Envergate Energy AG, 2017), (ROPATEC, 2017), (Sauer Energy, 2017).

3.3 Aquisição de dados de aerofólio

Na ausência de informação à respeito do perfil aerodinâmico das pás da turbina Aeolos - V 3 kW, foi adotado o aerofólio comercial simétrico NACA 0012. Este é um dos sete aerofólios simétricos sugeridos para uso em turbinas de eixo vertical, cujos dados aerodinâmicos foram testados e publicados por *Sandia National Laboratories* (SHELDahl; KLIMAS, 1981). A base de dados dessa publicação será usada como referência na análise.

3.4 Implementação do método MSTM

A implementação do método MSTM foi feita no *software* MATLAB. O código desenvolvido foi dividido em duas etapas principais: cálculo do fator de interferência e cálculo da potência, cujos algoritmos estão descritos nas figuras 22 e 23, respectivamente. O funcionamento do código envolve a entrada de parâmetros geométricos da turbina, dados de aerofólio e condições operacionais. Como resultado, são obtidos gráficos bidimensionais para as quantidades aerodinâmicas e as curvas característica (C_p x TSR) e de potência em função da velocidade do vento.

Figura 22: Fluxograma do cálculo do fator de interferência

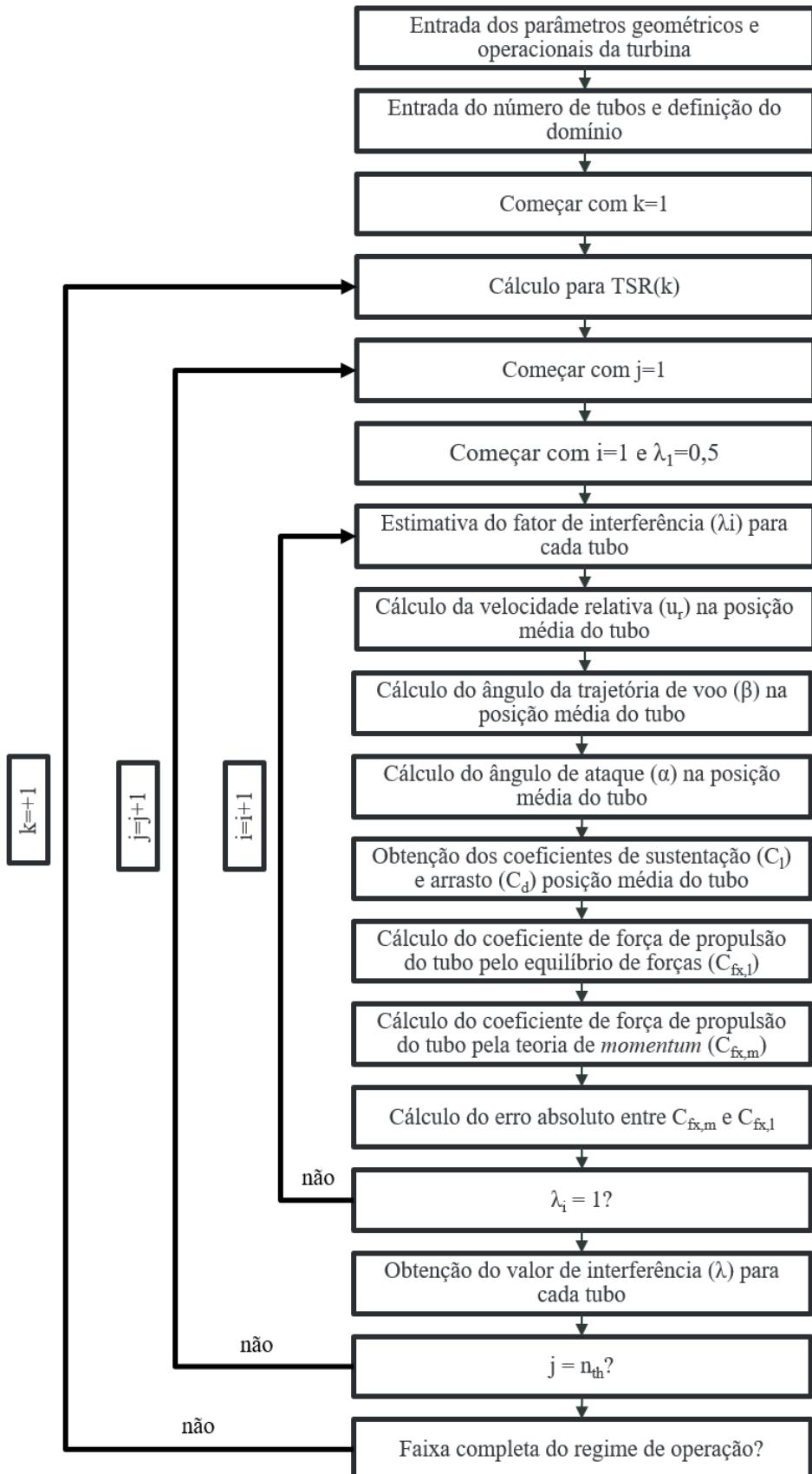
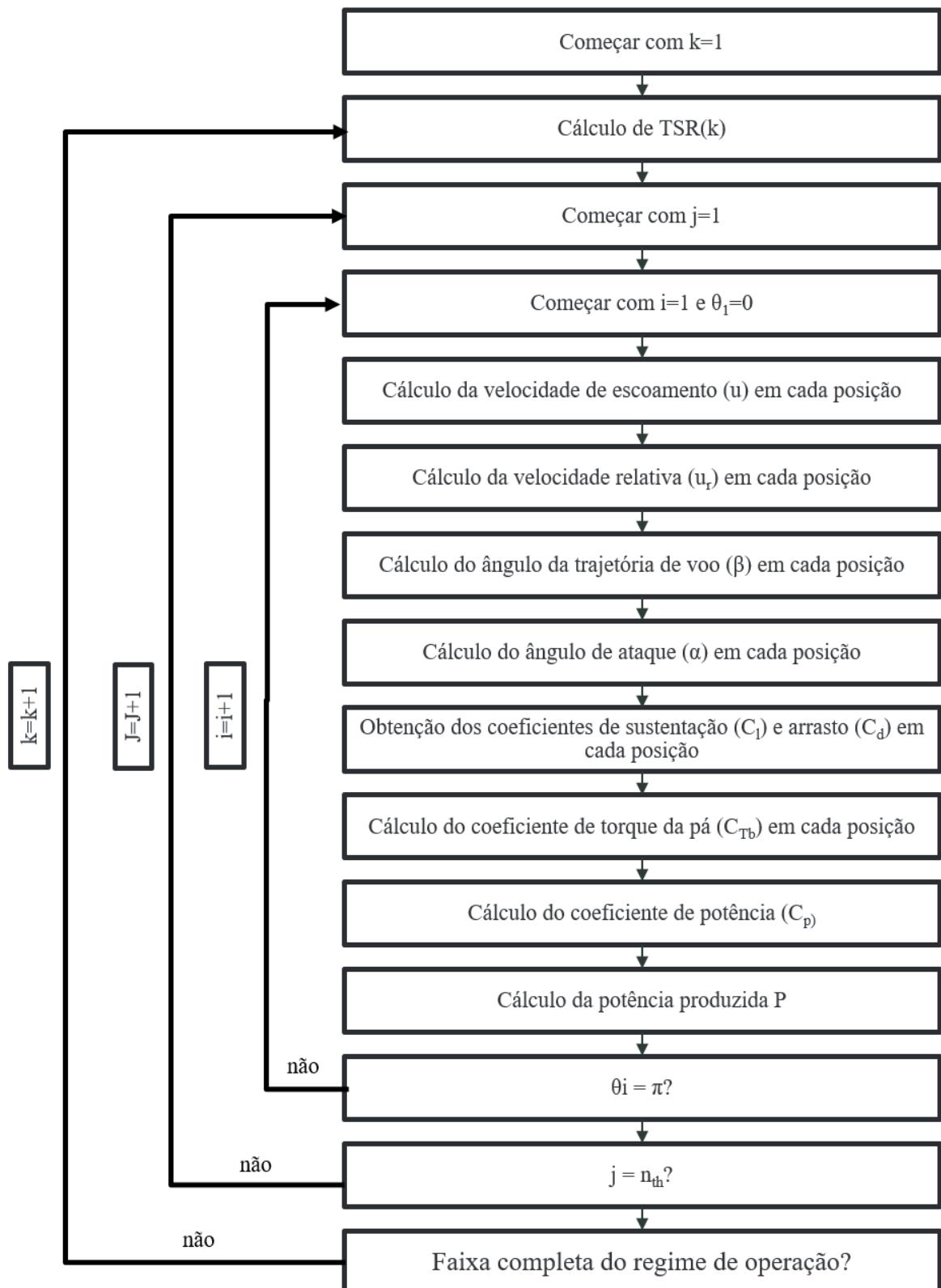


Figura 23: Fluxograma do cálculo da potência



Fonte: Autora (2017).

4 DISCUSSÃO

4.1 VAWT

Os parâmetros geométricos da VAWT Aeolos - V 3 kW (figura 24) relacionados ao rotor foram obtidos do catálogo fornecido pelo fabricante. A partir das dimensões disponíveis e das características geométricas da turbina, foram adotados os dados relativos às pás. Do mesmo catálogo, são especificadas as velocidades de entrada, nominal e de corte, além da eficiência do gerador, computada diretamente no cálculo da potência. Os resultados são apresentados na tabela 2.

Figura 24: Turbina Aeolos - V 3 kW



Fonte: Adaptado de ([Aeolos Wind Energy, 2017](#)).

Os parâmetros de operação serão ajustados de acordo com a disponibilidade eólica local. A fim de obter uma maior velocidade de vento incidente, foi escolhida a versão de torre para montagem em edifícios (*roof-mount*) com a altura mais alta fornecida pelo fabricante.

Tabela 2: Parâmetros da turbina Aeolos - V 3 kW

Medida	Dimensão
Número de pás (n)	3
Corda do aerofólio (C)	0,7 m
Diâmetro do rotor (d)	3 m
Envergadura (h)	8,4 m
Altura da torre (H_{torre})	6 m
Velocidade de entrada (V_e)	1,5 m/s
Velocidade nominal (V_n)	11 m/s
Velocidade de corte (V_c)	50 m/s
Eficiência do gerador (η_g)	0,96

Fonte: ([Aeolos Wind Energy, 2017](#)).

4.2 Levantamento do potencial eólico

A vista do satélite para o campus 2 da Universidade de São Paulo em São Carlos indica um terreno majoritariamente plano, com obstruções ocasionais (figura 25). A superfície do local de instalação pode ser classificada quanto à rugosidade no Atlas Eólico Europeu como classe 2. A rugosidade sugerida z_0 foi obtida (equação 4.1) considerando o terreno como do tipo planície com algumas construções e árvores ([DUTRA, 2008](#)).

$$z_0 = 0,03m \quad (4.1)$$

Considerando a instalação da turbina sobre o topo de um edifício universitário pequeno (até 5 andares), a altura do mesmo $H_{edifício}$ é estimada na equação 4.2. Desta forma, a altura do centro do rotor em relação ao solo H foi calculada, segundo a equação 4.3.

$$H_{edifício} \approx 20m \quad (4.2)$$

$$H = H_{edifício} + H_{torre} + R \approx 27,8m \quad (4.3)$$

Na tabela 3, é mostrado o potencial eólico anual da cidade de São Carlos, disponibilizando medidas dos parâmetros de distribuição de Weibull. Com base nesses dados, foi construído um histograma da velocidade do vento convertido para a altura do rotor (figura 26), de acordo com a lei logarítmica. Velocidades inferiores à velocidade de entrada foram desconsideradas. A velocidade média do vento no local de instalação \bar{V}_r é calculada pela equação 4.4 a partir da velocidade média na altura de referência \bar{V} .

$$\bar{V}_r = \bar{V} \frac{\log(H/z_0)}{\log(50/z_0)} = 5,6m/s \quad (4.4)$$

Figura 25: Vista do satélite do campus 2 da Universidade de São Paulo em São Carlos



Fonte: Autora (2017).

Tabela 3: Dados de vento a 50m de altura para São Carlos

Medida	Média anual
Velocidade média do vento (V)	6,07 m/s
Fator de escala (c)	6,84 m/s
Fator de forma (k)	2,44
Densidade de potência (WPD)	222 W/m ²

Fonte: ([CRESESB, 2014](#)).

As propriedades do ar (equações 4.5 e 4.6) foram adotadas segundo as condições normais de temperatura e pressão para o município de São Carlos ([KROOS, 2017](#)). Foi considerada a altitude média local de 856 m ([Prefeitura de São Carlos, 2017](#)), somada à altura calculada para o rotor. As variações dessas propriedades foram desprezadas para análise.

$$\rho = 1,124 \text{ kg/m}^3 \quad (4.5)$$

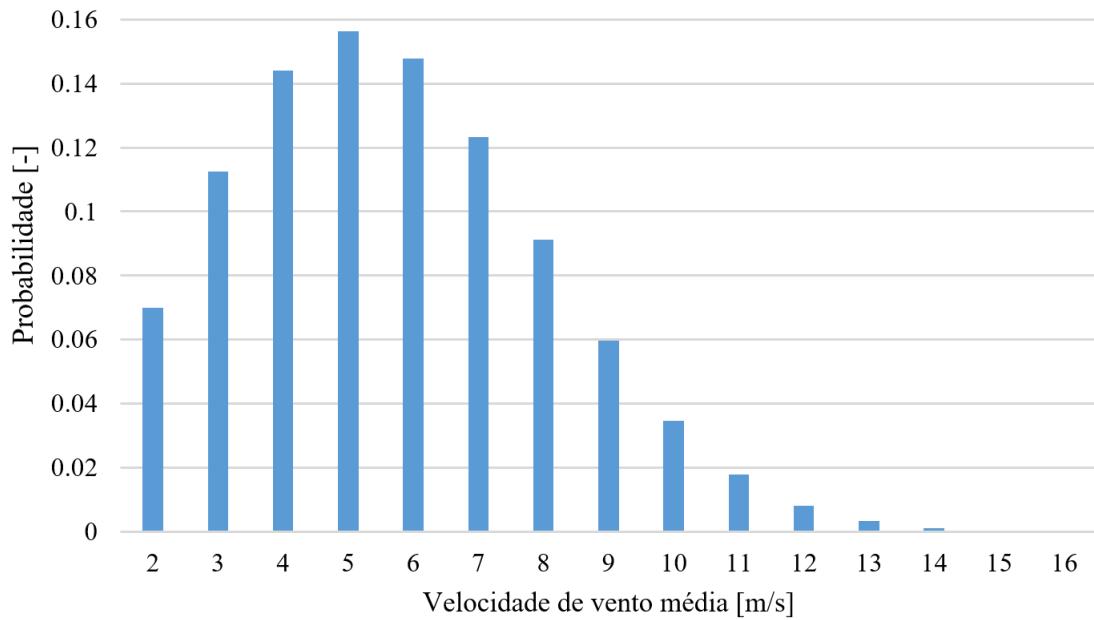
$$\eta = 1,761 \cdot 10^{-5} \text{ Ns/m}^2 \quad (4.6)$$

Para a obtenção dos dados do aerofólio NACA 0012 nas condições de operação, foi calculado o número de Reynolds a partir da velocidade nominal V_n (equação 4.7). Embora

o perfil de velocidade do vento em São Carlos seja relativamente menor, foi adotado um valor mediano dentro da faixa de operação da turbina.

$$Re = \frac{\rho V_n C}{\eta} \approx 1,4 \cdot 10^5 \quad (4.7)$$

Figura 26: Histograma da velocidade do vento em São Carlos



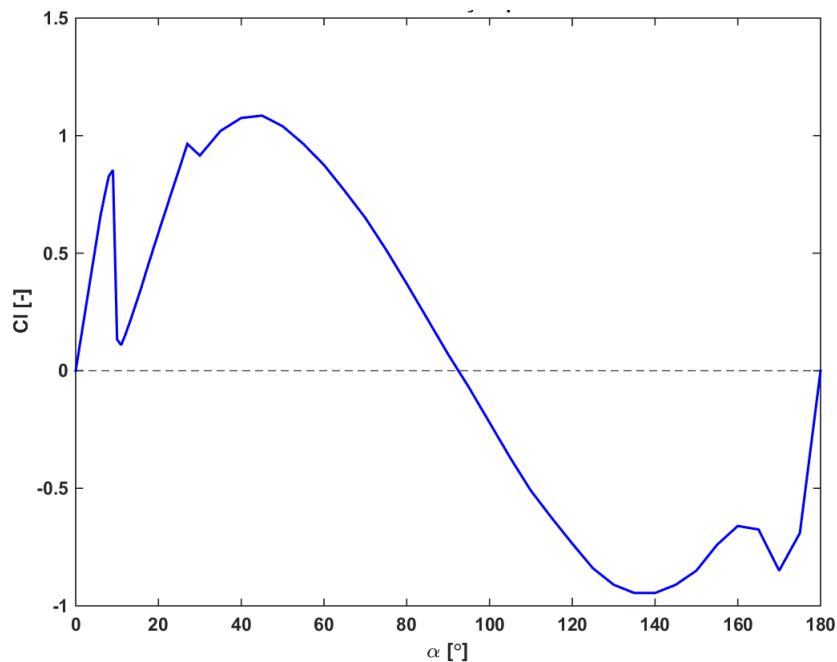
Fonte: Autora (2017).

5 RESULTADOS

Os resultados obtidos por meio da implementação do modelo MSTM para análise de rendimento da turbina Aeolos - V 3 kW em São Carlos são descritos pelos gráficos a seguir. A validação das etapas de cálculo intermediárias consiste na comparação com resultados presentes na literatura, para as mesmas condições de operação. A dissertação de Vallverdú (2014) foi utilizada como referência, sendo um dos estudos publicados na área com maior detalhamento quanto ao processo.

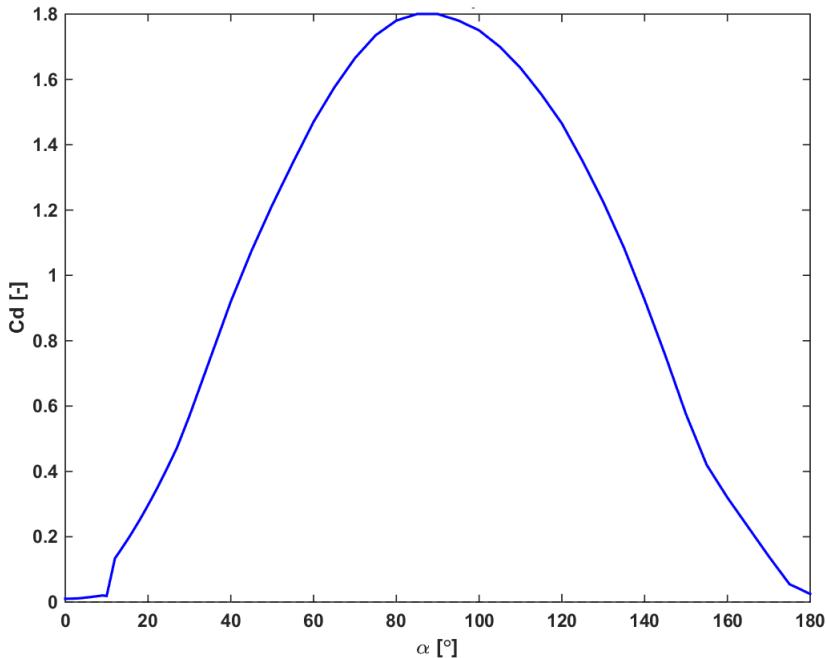
Primeiramente, foi verificada a interpolação correta para as curvas características de sustentação e arrasto (figuras 27 e 28). Os dados experimentais foram obtidos de ensaios em túneis de vento para o aerofólio NACA 0012, medido em intervalos de ângulo de ataque entre 1 grau e 5 graus ([SHELDahl; KLIMAS, 1981](#)). Foi utilizada a tabela mais próxima para o número de Reynolds médio calculado. O método de interpolação adotado foi do tipo *spline*, baseado em interpolações cúbicas de valores de pontos vizinhos.

Figura 27: Coeficiente de sustentação em função do ângulo de ataque, para NACA 0012 e $Re=160000$



Fonte: Autora (2017).

Figura 28: Coeficiente de arrasto em função do ângulo de ataque, para NACA 0012 e $Re=160000$



Fonte: Autora (2017).

O resultado das interpolações foi verificado com base no ajuste das curvas realizado pelos autores dos ensaios, disponíveis para valores próximos do número de Reynolds (figuras 29 e 30). Observa-se que as curvas obtidas são bem próximas das curvas reais, apresentando apenas diferenças mais acentuadas na região de estol, que ocorre a partir de cerca de 10° .

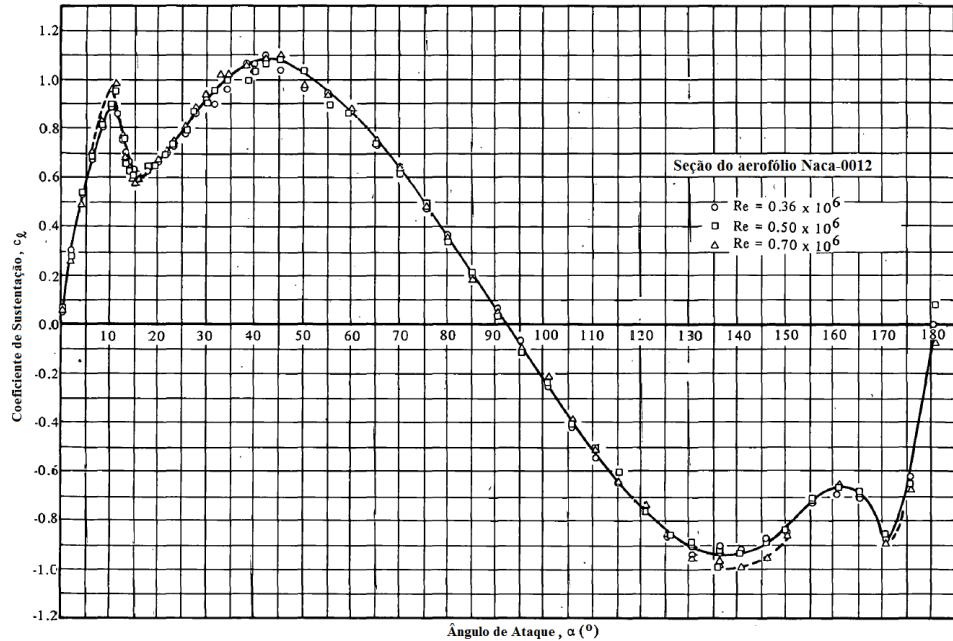
Para a análise do ângulo de ataque e coeficiente de torque da pá, foi adotado $TSR=2,5$ de acordo com a literatura (VALLVERDÚ, 2014). A velocidade de escoamento utilizada foi $U_\infty=2$ m/s, considerando uma faixa de valores analisada para a curva de potência. Para essa condição de baixa velocidade de vento, próxima ao limite de operação inferior (1,5 m/s), a velocidade de rotação da turbina é cerca de 10% do limite de operação (320 rpm).

O domínio da turbina foi dividido em 100 tubos. O espaçamento entre as posições foi fixado em 1° , de acordo com o espaçamento mínimo das curvas características. Foi considerada a possibilidade de 10000 valores possíveis para o fator de interferência, entre 0,5 e 1. Esta escolha justifica-se uma vez que valores menores que 0,5 inverteriam o sentido da velocidade do vento no rotor.

O critério adotado para a convergência foi o erro absoluto entre os coeficientes de força de propulsão obtidos pelos dois métodos, em razão da comparação direta entre quantidades cujas magnitudes esperadas são próximas da unidade. A figura 31 mostra que

os erros obtidos foram baixos para região média do ciclo, sendo maiores para os tubos nas regiões de início e fim do mesmo.

Figura 29: Curva característica de sustentação para o aerofólio NACA 0012



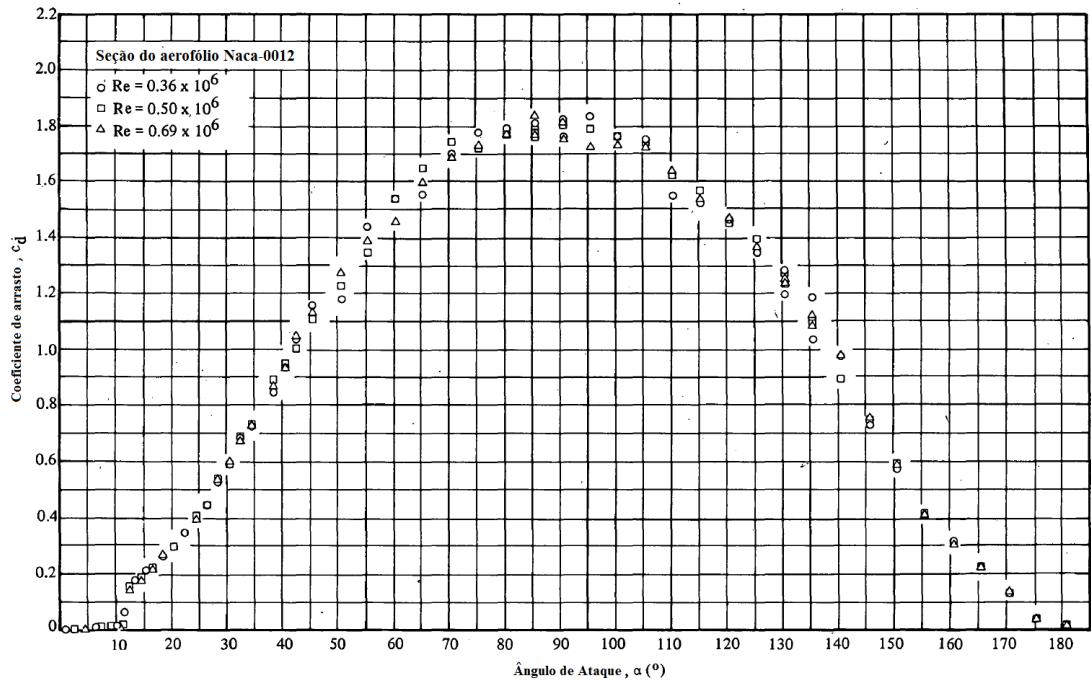
Fonte: Adaptado de ([SHELDahl; KLIMAS, 1981](#)).

O gráfico do fator de interferência para cada tubo, nas condições adotadas, é mostrado na figura 32. A curva resultante é contínua e crescente durante uma revolução. Nota-se que os valores se mantiveram próximos ao limite inferior nos primeiros tubos, onde o movimento da pá ocorre no sentido oposto ao escoamento. Para os últimos tubos, onde o movimento da pá é impulsionado pelo vento, o fator de interferência ficou próximo da unidade, indicando menor perturbação em relação ao restante do ciclo.

O gráfico do ângulo da trajetória de voo (figura 33) descreve a inclinação da pá ao longo de uma revolução, apresentando comportamento crescente e aproximadamente linear em relação à posição azimutal. Nas posições inicial e final de ambos ciclos tem-se $\beta = 0$, uma vez que a pá está alinhada com a velocidade do vento. Variações no perfil ocorrem devido a variações na velocidade do vento no rotor causadas pelo fator de interferência.

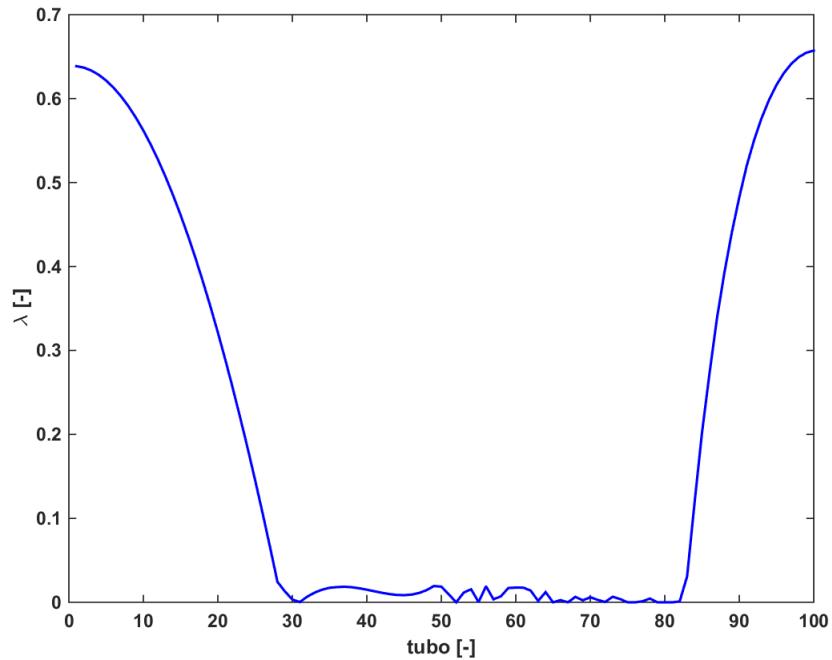
Para o cálculo do ângulo de ataque segundo a equação proposta por Vallverdú (2014), é necessário que β esteja restringido em $[-\pi/2, +\pi/2]$. Foi utilizada uma função para o arco tangente com esse domínio. Logo, há uma descontinuidade na intersecção dos ciclos. Para o caso real, o ângulo cresceria de forma linear na parte traseira até atingir 360° .

Figura 30: Curva característica de arrasto para o aerofólio NACA 0012



Fonte: Adaptado de (SHELDahl; KLIMAS, 1981).

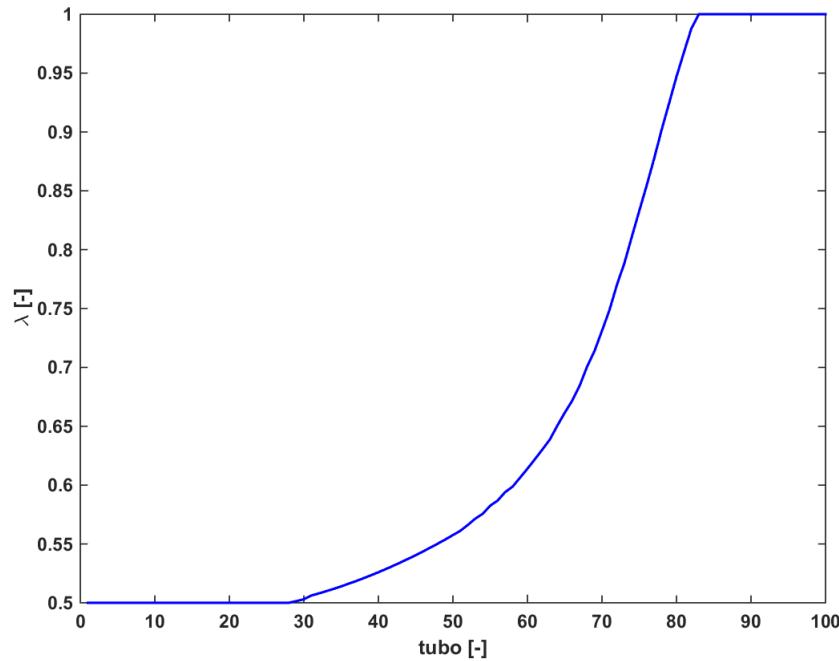
Figura 31: Erro do cálculo do fator de interferência, para $U_\infty=2$ m/s e TSR=2,5



Fonte: Autora (2017).

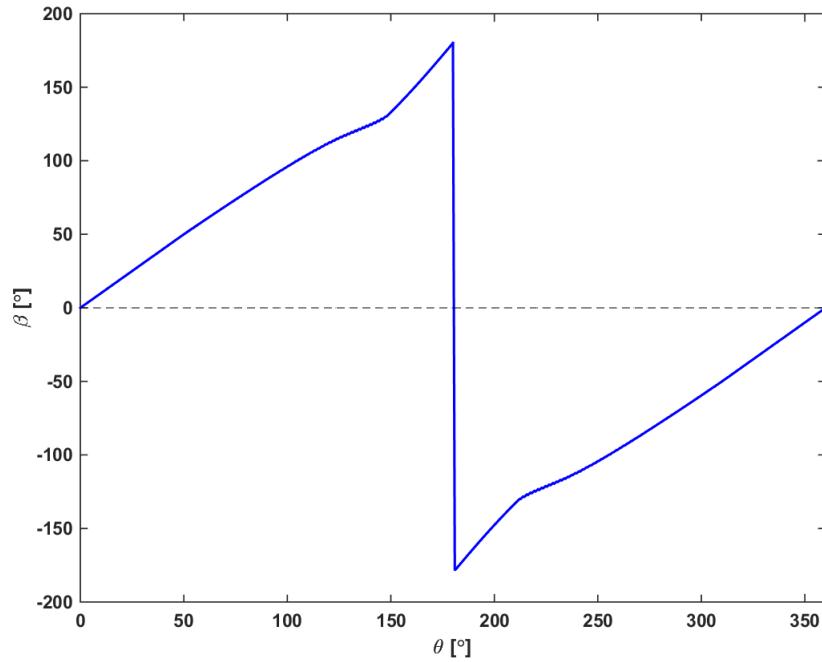
Na composição da velocidade relativa de escoamento, o vetor da velocidade do vento é constante. A velocidade induzida na pá é oposta a velocidade tangencial e varia em

Figura 32: Fator de interferência em cada tubo, para $U_{\infty}=2$ m/s e TSR=2,5



Fonte: Autora (2017).

Figura 33: Ângulo da trajetória de voo em função da posição azimutal, para $U_{\infty}=2$ m/s e TSR=2,5

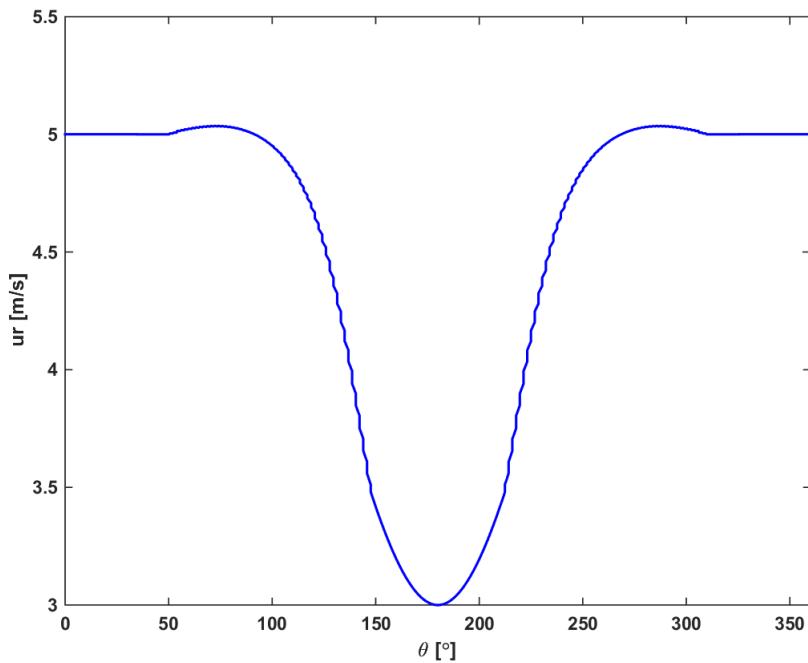


Fonte: Autora (2017).

direção com a posição azimutal de forma senoidal. Desta forma, a velocidade resultante apresenta o perfil sinuoso mostrado na figura 34. Esta curva é afetada também pelas

variações na velocidade devido ao fator de interferência em cada tubo, mais significativas para o começo do ciclo frontal.

Figura 34: Velocidade relativa de escoamento em função da posição azimutal, para $U_\infty=2$ m/s e TSR=2,5



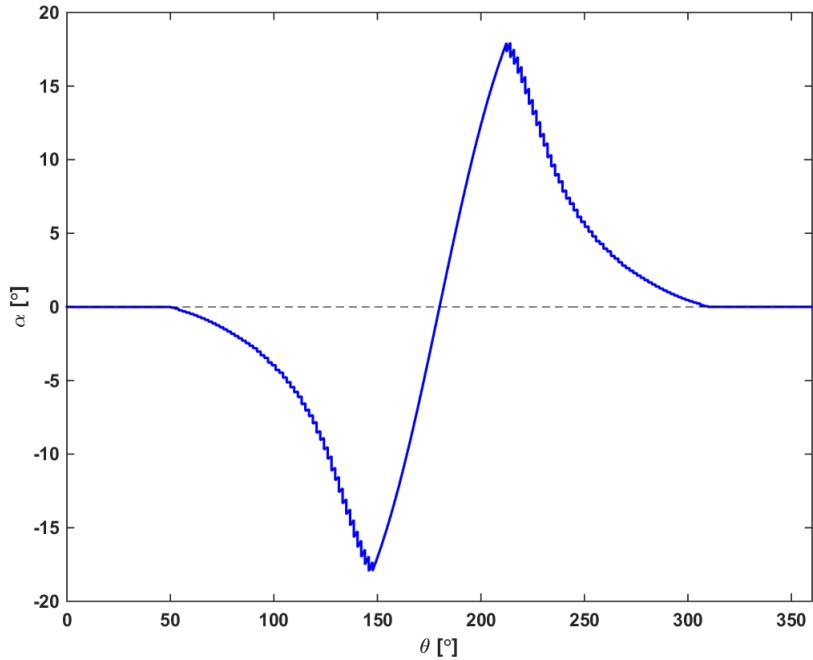
Fonte: Autora (2017).

Na convenção adotada, são considerados positivos o sentido de giro anti-horário e o deslocamento horizontal para a direita. Na posição inicial e final de uma revolução, as velocidades estão alinhadas no mesmo sentido, sendo suas contribuições adicionadas. Na intersecção dos ciclos frontal e traseiro, as velocidades estão alinhadas em sentidos opostos, resultando em menor módulo para a velocidade relativa.

O gráfico obtido para o ângulo de ataque em função da posição é mostrado na figura 35. Observa-se a ocorrência de valores de ângulos de ataque na região de estol nas porções médias dos ciclos frontal e traseiro. Ainda, os valores encontrados no começo do ciclo frontal foram bem baixos, em função do decréscimo significativo da velocidade de escoamento causado pelos baixos valores do fator de interferência nessa região.

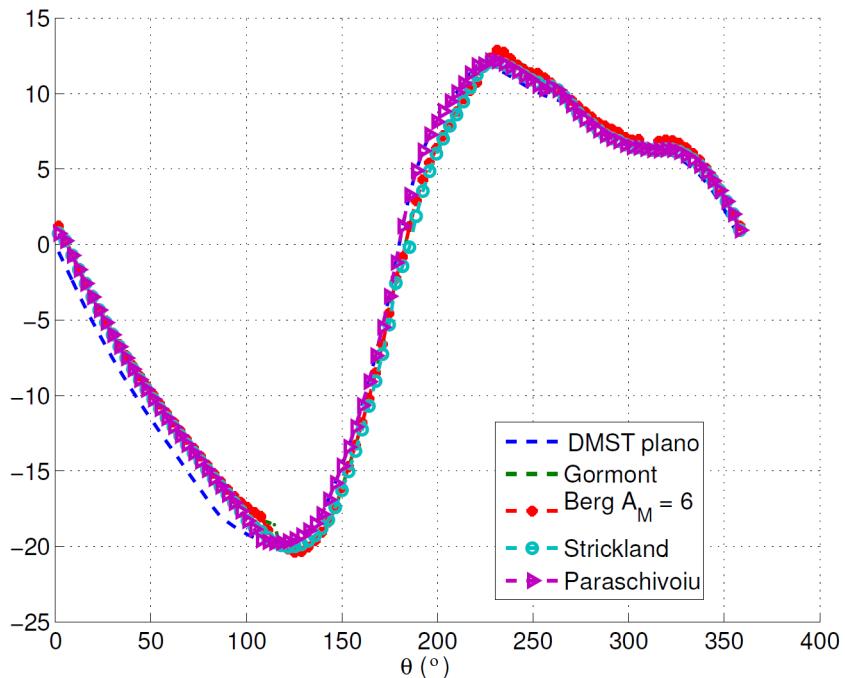
A figura 36 apresenta o perfil de ângulo de ataque obtido por Vallverdú (2014), considerando vários modelos existentes para o estol dinâmico. Ressalta-se que esse estudo considera uma velocidade do vento maior (10 m/s) e ainda envolve a presença de um mecanismo de controle de ângulo de passo (*pitch control*), responsável por manter parte dos valores do ângulo de ataque inferiores à região de estol.

Figura 35: Ângulo de ataque em função da posição azimutal, para $U_{\infty}=2$ m/s e TSR=2,5



Fonte: Autora (2017).

Figura 36: Ângulo de ataque para diferentes modelos de estol dinâmico, TSR=2,5

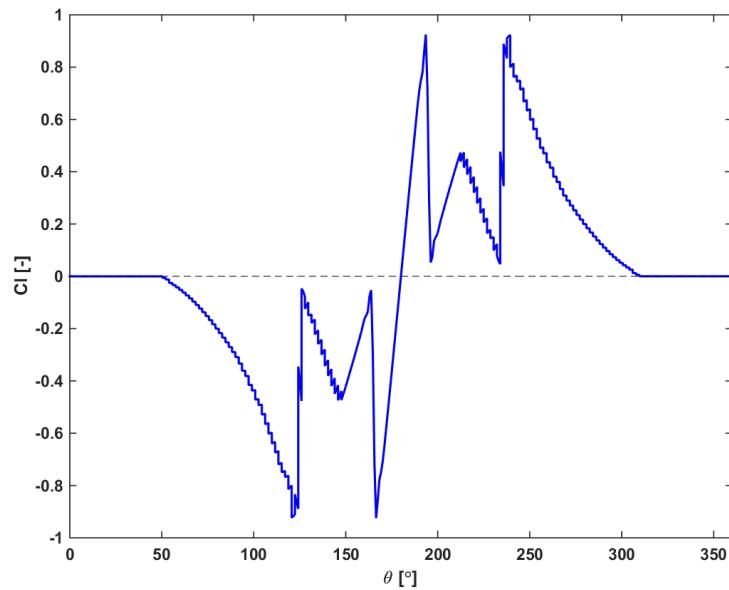


Fonte: Adaptado de (VALLVERDÚ, 2014).

A partir do perfil obtido para o ângulo de ataque, são descritas as curvas dos coeficientes de sustentação e arrasto ao longo de uma revolução nas figuras 37 e 38,

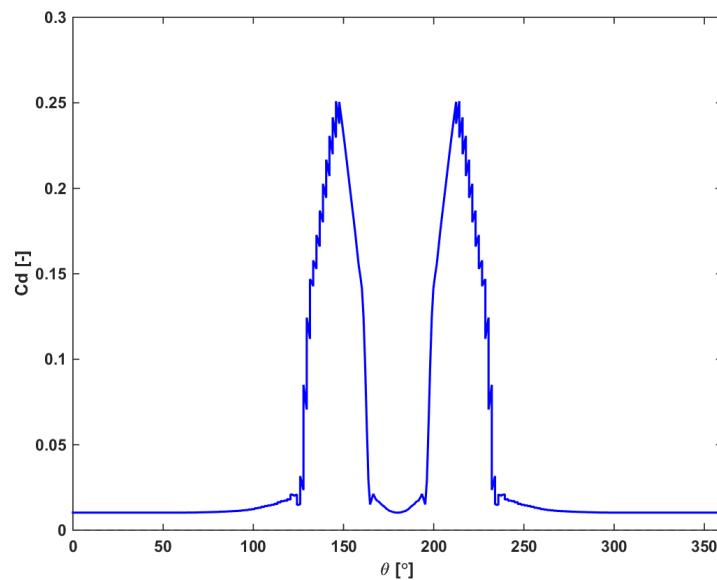
respectivamente.

Figura 37: Coeficiente de sustentação em função da posição azimutal, para $U_{\infty}=2$ m/s e TSR=2,5



Fonte: Autora (2017).

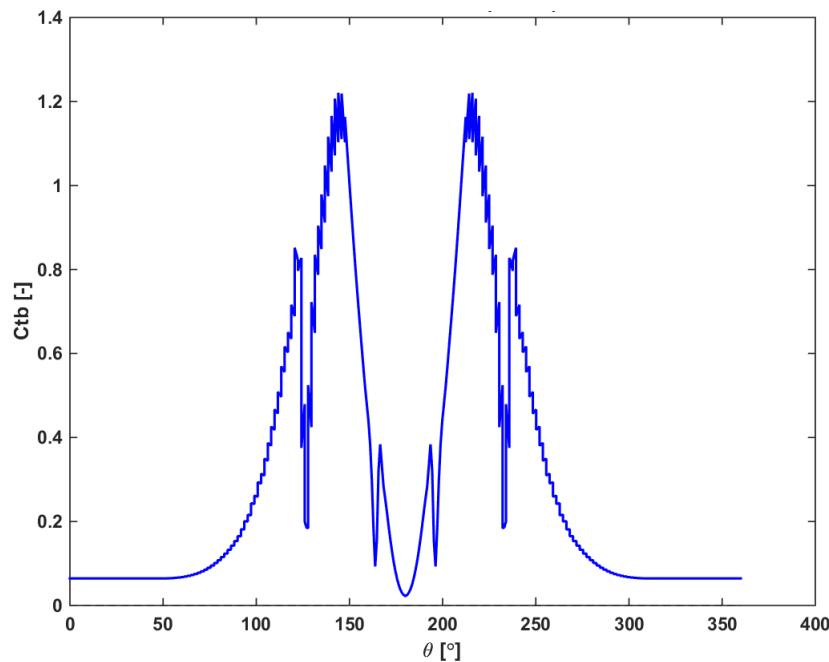
Figura 38: Coeficiente de arrasto em função da posição azimutal, para $U_{\infty}=2$ m/s e TSR=2,5



Fonte: Autora (2017).

A figura 39 mostra o coeficiente de torque produzido por uma pá. Ressalta-se que os valores obtidos podem ser maiores que a unidade, em função da mesma característica apresentada pelos coeficientes de arrasto e sustentação, ou ainda negativos (VALLVERDÚ, 2014). De acordo com a simetria das propriedades para ciclos frontal e traseiro proposta pelo modelo MSTM, o coeficiente de torque é idêntico para ambas partes da turbina.

Figura 39: Coeficiente de torque da pá em função da posição azimutal, para $U_{\infty}=2\text{m/s}$ e $\text{TSR}=2,5$



Fonte: Autora (2017).

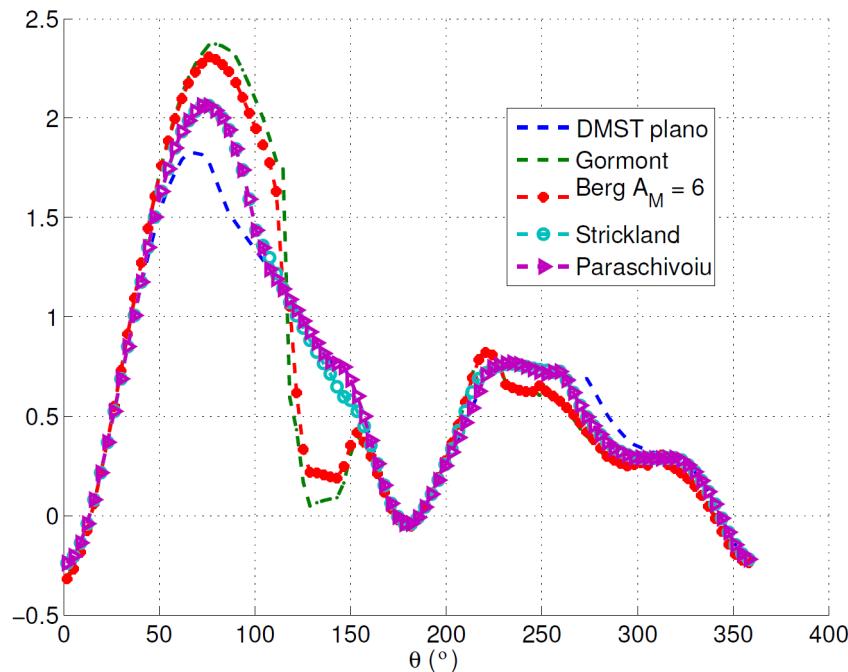
Na figura 40, é apresentada a curva de coeficiente de torque da pá resultante do trabalho de (VALLVERDÚ, 2014). Nota-se que as curvas são bem semelhantes na a região frontal da turbina. Porém, uma vez que esse trabalho se trata de um modelo DSTM, a inserção de um segundo disco atuador resulta em um perfil diferente para a parte traseira.

Segundo Vallverdú (2014), o aumento de TSR faz com o escoamento atinja gradualmente a parte traseira com menos energia, devido à maior extração pela parte frontal. Para algum TSR , a parte traseira para de produzir potência e passa a retornar energia ao escoamento, podendo admitir valores negativos de coeficiente de torque no modelo.

A comparação entre as curvas mostra que ambas curvas apresentam um perfil crescente, com um máximo em torno do ponto médio do ciclo frontal e valores mínimos nas extremidades dos ciclos. Para a curva obtida, há uma descontinuidade próxima aos pontos de 120° e 160° , onde ocorre também descontinuidade na sustentação e aumento do arrasto. A figura 35 indica que entre estas posições foi atingida a região de estol.

Para a curva de potência em função da velocidade do vento, foi considerada uma faixa significativa de velocidades apresentada no catálogo da turbina Aeolos – V 3 kW, entre 2 e 16 m/s. O incremento entre os pontos foi escolhido como 1 m/s, de acordo com o comprimento das faixas do histograma. Na ausência de informações sobre o perfil de velocidade de rotação da turbina, algumas considerações foram feitas a respeito de *TSR*.

Figura 40: Coeficiente de torque da pá para diferentes modelos de estol dinâmico

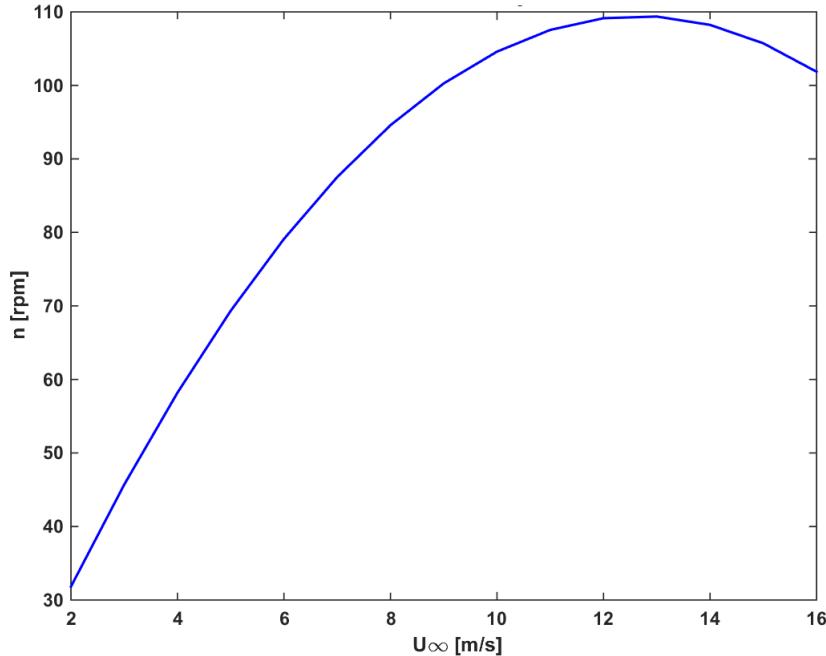


Fonte: Adaptado de (VALLVERDÚ, 2014).

Na hipótese de *TSR* constante, a velocidade de rotação aumentaria proporcionalmente com a velocidade do vento, podendo ultrapassar o limite máximo especificado. Para o caso de rotação constante, o valor de *TSR* poderia estar situado fora faixa de operação para a turbina, cujos dados não foram informados. Desta forma, ambas considerações foram descartadas.

Para a análise, foi considerada a faixa de valores de *TSR* entre 1 e 2,5, típica de operação de VAWTs e adequada para simulação do método BEM (KOZAK, 2016). Para incrementos de *TSR* decrescentes em relação à velocidade do vento, a combinação desses parâmetros resulta no perfil de rotação indicado na figura 41. Observa-se que os valores de rotação obtidos estão limitados em cerca de 1/3 da máxima permitida, considerando velocidades de vento muito inferiores ao limite superior de operação (50 m/s).

Figura 41: Velocidade de rotação em função da velocidade do vento

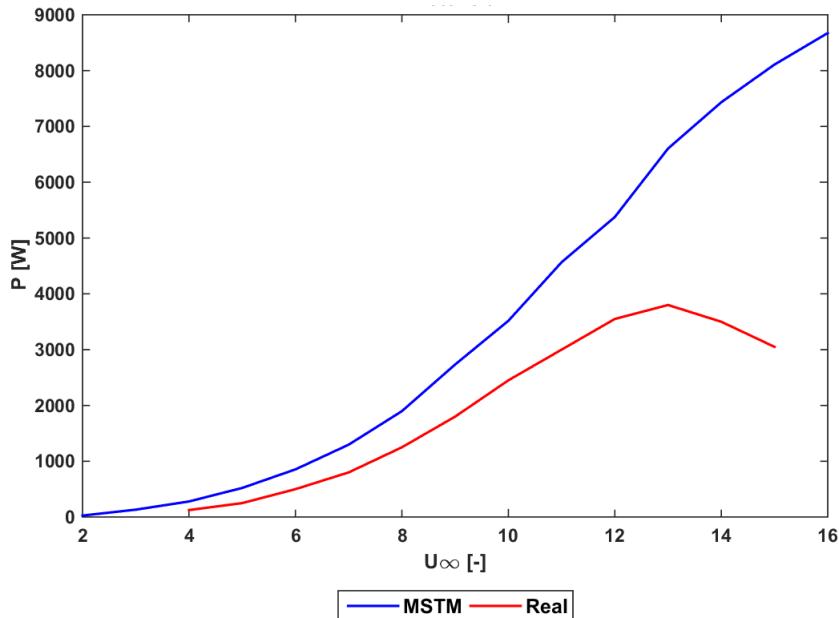


Fonte: Autora (2017).

A comparação entre as curvas de potência em função da velocidade do vento é apresentada na figura 42. Embora existam diferenças em relação à escala, as curvas são semelhantes quanto à tendência, até o ponto de potência máxima. A potência extraída pela VAWT é crescente com a velocidade do vento, como esperado em função da maior energia disponível. Para o caso real, existe um pico de máximo, em 13 m/s, não observado para o modelo MSTM na faixa adotada.

Para a validação da curva de potência, foram escolhidos os pontos de potência mínima, nominal e máxima, além de um ponto próximo à velocidade média no local de instalação (tabela 4). Conclui-se que o modelo superestima a potência gerada para toda a faixa de operação, sendo o erro relativo mínimo na velocidade nominal (52%) e máximo na velocidade mínima. Nos demais pontos, foi observado um erro na ordem de 70%.

Figura 42: Curva de potência em função da velocidade do vento



Fonte: Autora (2017).

Tabela 4: Comparação entre curvas de potência para turbina Aeolos – V 3 kW.

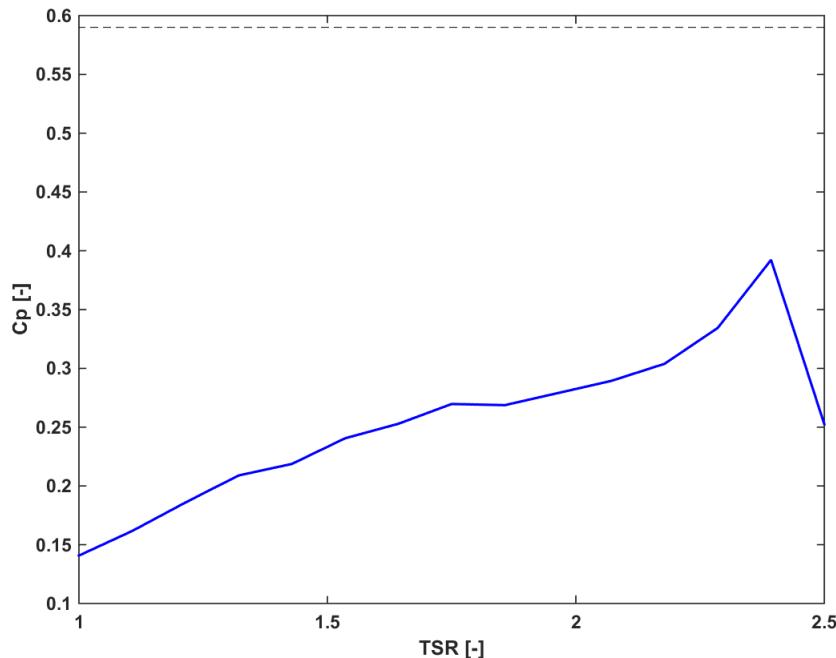
Potência	Mínima	Baixa	Nominal	Máxima
Velocidade [m/s]	4	6	11	13
Potência obtida [W]	279,542	854,351	4566,338	6603,823
Potência real [W]	125	500	3000	3800
Erro relativo [-]	1,236	0,708	0,522	0,738

Fonte: Autora (2017).

Finalmente, para a obtenção da curva característica da turbina Aeolos – V 3 kW (figura 43), foi considerado o mesmo regime de operação discutido anteriormente. O coeficiente de potência é crescente até atingir um valor máximo em aproximadamente $TSR=2,4$; no qual a velocidade do vento é $U_{\infty}=3$ m/s. A curva manteve-se inferior ao limite de Betz para toda a região de operação, verificando a teoria abordada.

Para avaliação da energia anual produzida no local de instalação, o catálogo da turbina Aeolos – V 3 kW apresenta uma tabela de geração de energia anual em função da velocidade média do vento. Para cada faixa de operação denotada pelo histograma obtido de São Carlos (figura 26), foi calculada a energia produzida a partir da velocidade média de vento atuante.

Figura 43: Curva característica da turbina Aeolos V- 3 kW



Fonte: Autora (2017).

A estimativa para a energia anual produzida em São Carlos é 9125,8 kWh. Considerando a velocidade do vento média local (5,6 m/s), é possível comparar a energia produzida por meio de uma interpolação entre os valores disponíveis do catálogo (6820 kWh), resultando em um erro relativo de 33,8%. Para fins acadêmicos, a potência média correspondente (1,041 kW) de uma VAWT Aeolos V - 3 kW seria capaz de alimentar 3 computadores simultaneamente ([EFLUL, 2017](#)).

O consumo de energia elétrica anual total do município de São Carlos em 2016 é avaliado em 878,415 TWh ([Governo do Estado de São Paulo\(b\), 2017](#)). Considerando a população de 243.756 habitantes no mesmo ano ([IBGE, 2017](#)), o consumo médio per capita é de 3603,533 kWh. Portanto, a instalação de uma turbina Aeolos V – 3 kW no município de São Carlos seria capaz de abastecer aproximadamente uma residência de 3 moradores.

Para análise de desempenho do código quanto ao custo computacional, foi considerado o tempo necessário para executar a simulação responsável pelos resultados desejados. Para a análise da faixa de operação considerada, as frações de tempo das funções principais estão descritas na figura 44. O tempo próprio é computado apenas pela função em questão e o tempo total inclui as funções dentro da mesma.

Figura 44: Tempo de simulação necessário para o modelo MSTM

<u>Função</u>	<u>Chamadas</u>	<u>Tempo total</u>	<u>Tempo próprio</u>	Tempo total (banda escura = tempo próprio)
MSTM	1	1213.350 s	51.038 s	
getliftdrag	1509000	1152.092 s	584.444 s	
interp1	3018000	567.648 s	387.645 s	
interp1>parseinputs	3018000	180.003 s	134.774 s	
interp1>sanitycheckmethod	3018000	45.229 s	45.229 s	
saveas	13	8.949 s	0.023 s	
print	13	8.866 s	0.003 s	
graphics\private\alternatePrintPath .	13	8.730 s	1.729 s	

18-Jun-2017 19:49:55

Fonte: Autora (2017).

De acordo com a figura 44, o tempo total gasto foi de aproximadamente 20 minutos, compatível com a previsão de alguns minutos suposta pela literatura, para a metade do número de tubos (VALLVERDÚ, 2014). Entretanto, observa-se que a maioria do tempo total foi destinado aos cálculos dos coeficientes das curvas características (*getliftdrag*), sendo metade apenas para a função de interpolação (*interp1*).

6 CONCLUSÃO

A fonte eólica figura como uma solução viável e competitiva para geração de energia, devido à grande oferta de recursos aliada ao baixo custo e pouco impacto ambiental. Os estudos apresentados demonstram a atual situação favorável do mercado mundial, em relação a outras fontes renováveis. Além do potencial eólico notável e distribuído, a expressiva participação do Brasil na produção de energia eólica mundial indica a realização de estudos e investimentos nessa área.

As VAWTs se tornam vantajosas em relação às turbinas convencionais, sobretudo para aplicações urbanas ou de pequeno porte, em virtude do funcionamento em condições de vento variáveis ou desfavoráveis, além da menor perturbação no ambiente de instalação. Embora sua modelagem aerodinâmica seja complexa, o modelo MSTM é capaz de fornecer resultados suficientemente precisos com baixo custo computacional, exigindo conhecimentos básicos em programação para sua implementação.

De maneira geral, os critérios adotados corresponderam com os resultados do catálogo em um tempo aceitável de simulação. As aproximações e incrementos utilizados foram satisfatórios para produzir curvas contínuas com precisão adequada. As hipóteses para os parâmetros geométricos e operacionais renderam resultados comparáveis aos reais. Com base nos critérios adotados, a turbina escolhida é viável para o local de instalação e seria capaz de abastecer parte significativa do consumo local de energia.

Para todos os gráficos foi obtida simetria nos ciclos frontal e traseiro, como proposto pelo modelo MSTM. As curvas apresentaram semelhanças quanto à tendência, ainda que com algumas descontinuidades e diferenças na escala. O modelo superestimou os resultados em toda a faixa de operação escolhida. A divergência dos valores está associada primeiramente à incerteza dos parâmetros de entrada, além dos erros inerentes às simplificações do modelo.

Na faixa de operação adotada, a curva característica apresentou perfil crescente com um ponto de máximo, mantendo-se abaixo do limite de Betz, como proposto pela teoria. Nota-se a grande influência do fator de interferência no cálculo de todas as quantidades, exigindo um estudo mais aprofundado a respeito do mesmo.

Para trabalho futuro, considera-se a implementação do modelo DSTM para representar o comportamento da parte traseira. Metodologias existentes na literatura podem ser usadas para a correção dos efeitos de estol dinâmico e interação de esteiras. Para uma melhor validação, testes em túneis de vento poderiam ser feitos. Finalmente, podem ser feitas modificações na estrutura do código para facilitar a interação do usuário quanto à modificação de entradas e saídas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEEÓLICA. **Boletim anual de geração de energia eólica 2016**. 2016. Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/05/424_Boletim_Anual_de_Geracao_Eolica_2016_Alta.pdf>. Acesso em: 14 de junho de 2017.

Aeolos Wind Energy. **Aeolos - V 3 kW Brochure**. 2017.

AKIMOTO, H.; TANAKA, K.; UZAWA, K. Floating axis wind turbines for offshore power generation—a conceptual study. **Environmental Research Letters**, IOP Publishing, Tóquio, v. 6, n. 4, p. 044017, 2011.

AMARANTE, O. A. et al. Atlas do potencial eólico brasileiro. In: **Atlas do potencial eólico brasileiro**. [S.l.]: Ministerio de Minas e EnergiaEletrobras, 2001.

AMRI, F. et al. Toward an evolutionary multi-criteria model for the analysis and estimation of wind potential. **Journal of Power and Energy Engineering**, Scientific Research Publishing, Tóquio, v. 3, n. 11, p. 14, 2015.

ANDERSON, J. D. **Fundamentals of aerodynamics**. [S.l.]: Tata McGraw-Hill Education, 1991.

Autor Desconhecido. **Darrieus Wind Turbine**. 2017. Disponível em: <https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/d/d4/Darrieus_rotor001.jpg>. Acesso em: 22 de abril de 2017.

BITSCH J., D.-R. N. J. G. Q. C. S. S. **Modeling of a vertical axis wind turbine with respect to pitching angle and wing profiles**. 2011.

BURTON T., S.-D. J. N. B. E. **Wind energy handbook**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011.

CENGEL, Y. A. et al. **Fundamentals of Thermal-Fluid Sciences**. [S.l.]: McGraw-Hill New York, NY, 2008.

CRESESB. **Potencial Eólico - Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. 2014. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=atlas_eolico>. Acesso em: 24 de abril de 2017.

DUTRA, R. Energia eólica: Princípios e tecnologia. **Rio de Janeiro: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Britto**, 2008.

EFLUL. **Consumidores – Tabela de Consumo de Aparelhos**. 2017. Disponível em: <<http://www.eflul.com.br/consumidores/tabela-de-consumo>>. Acesso em: 17 de junho de 2017.

Envergate Energy AG. **Products: Quinta20** . 2017. Disponível em: <<http://www.envergate.com/en/products/quinta20.html>>. Acesso em: 14 de junho de 2017.

FALANI, S. Y. A. d. **Prospecção tecnológica para geração de energia eólica**. 2014. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2014.

FOX, R. W.; MCDONALD, A. T.; PRITCHARD, P. J. **Introduction to fluid mechanics.** [S.l.]: John Wiley & Sons New York, 1998. v. 5.

GALINOS, C. **Study of Design Load Cases for Multi-Megawatt Onshore Vertical Axis Wind Turbines.** 2015. Dissertação (Mestrado) — Delft University of Technology, 2015.

Governo do Estado de São Paulo(a). **Atlas eólico do estado de São Paulo.** 2012. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas_eolico_SP.pdf>. Acesso em: 24 de abril de 2017.

Governo do Estado de São Paulo(b). **Anuário de energéticos por município - Estado de São Paulo.** 2017. Disponível em: <http://dadosenergeticos.energia.sp.gov.br/portalcev2/intranet/BiblioVirtual/diversos/anuario_energetico_municipio.pdf>.

GUNDOFT, S. Wind turbines. **University College of Aarhus**, 2009.

GWEC(a). **Global Energy Outlook 2016.** 2016. Disponível em: <<http://www.gwec.net/publications/global-wind-energy-outlook/global-wind-energy-outlook-2016/>>. Acesso em: 29 de abril de 2017.

GWEC(b). **Global Wind Report 2015: Annual Market update.** 2016. Disponível em: <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/vip/GWEC-Global-Wind-2015-Report_April-2016_22_04.pdf>. Acesso em: 22 de abril de 2017.

HELM, S. R. Simulations of vertical axis wind turbine blades. 2011.

HUGHES, T.(a). Lesson number 1. in an oklahoma wind power tutorial series. **The University of Oklahoma**, 2000. Disponível em: <https://www.academia.edu/8211473/Lesson_Number_1._in_an_Oklahoma_Wind_Power_Tutorial_Series_Calculation_of_Wind_Energy_and_Power?> Acesso em: 23 de abril de 2017.

HUGHES, T.(b). Lesson number 3. in an oklahoma wind power tutorial series. **The University of Oklahoma**, 2000. Disponível em: <http://educypedia.karadimov.info/library/Lesson3_WPD_windclass.pdf>. Acesso em: 23 de abril de 2017.

IBGE. **IBGE Cidades: Brasil/São Paulo/São Carlos.** 2017. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/v4/brasil/sp/sao-carlos/panorama>>. Acesso em: 17 de junho de 2017.

ISLAM, M.; TING, D. S.-K.; FARTAJ, A. Aerodynamic models for darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 12, n. 4, p. 1087–1109, 2008.

JUSTUS, C.; HARGRAVES, W.; YALCIN, A. Nationwide assessment of potential output from wind-powered generators. **Journal of applied meteorology**, v. 15, n. 7, p. 673–678, 1976.

KOZAK, P. **Effects of unsteady aerodynamics on vertical-axis wind turbine performance.** 2014. Dissertação (Mestrado) — Illinois Institute of Technology, 2014.

KOZAK, P. **Blade pitch optimization methods for vertical-axis wind turbines.** 2016. Tese (Doutorado) — Illinois Institute of Technology, 2016.

- KRAFT. **Wind Turbines**. 2017. Disponível em: <<https://www.emaze.com/@AOCQLWTW/Presentation-Name>>. Acesso em: 22 de abril de 2017.
- KROOS, I. **Standard Atmosphere Computations**. 2017. Disponível em: <<http://aero.stanford.edu/stdatm.html>>.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind energy explained: theory, design and application**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2010.
- MARTINS, F.; GUARNIERI, R.; PEREIRA, E. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, SciELO Brasil, v. 30, n. 1, p. 1304, 2008.
- MONTEZANO, B. E. M. **Estratégias para identificação de sítios eólicos promissores usando Sistema de Informação Geográfica e Algoritmos Evolutivos**. 2012. Tese (Doutorado) — Dissertação (mestrado) UFRJ-COPPE, 2012.
- MÜLLER, M. do N. **Projeto de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal**. 2015. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.
- OKULOV, V. L.; KUIK, G. A. van. The betz–joukowsky limit: on the contribution to rotor aerodynamics by the british, german and russian scientific schools. **Wind Energy**, Wiley Online Library, v. 15, n. 2, p. 335–344, 2012.
- OUARDA, T. et al. Probability distributions of wind speed in the uae. **Energy Conversion and Management**, Elsevier, v. 93, p. 414–434, 2015.
- PARAJULI, A. A statistical analysis of wind speed and power density based on weibull and rayleigh models of jumla, nepal. **Energy and Power Engineering**, Scientific Research Publishing, v. 8, n. 07, p. 271, 2016.
- Prefeitura de São Carlos. **A cidade de São Carlos**. 2017. Disponível em: <<http://www.saocarlos.sp.gov.br/index.php/conheca-sao-carlos/115268-a-cidade-de-sao-carlos.html>>. Acesso em: 17 de junho de 2017.
- PUTHOFF, R. L.; SIROCKY, P. J. **Preliminary design of a 100 KW wind turbine generator**. [S.l.]: Department of Energy, Division of Solar Energy, 1974.
- RAGHEB, M. Vertical axis wind turbines. **University of Illinois at Urbana-Champaign**, v. 1, 2011.
- ROPATEC. **SA 40**. 2017. Disponível em: <<http://www.ropatec.it/index.php/en/prodotti-ropatec-4/196-sa40-en>>. Acesso em: 18 de junho de 2017.
- Sauer Energy. **Specific Sheet**. 2017. Disponível em: <http://www.sauerenergy.com/index.php?option=com_content&view=article&id=52&Itemid=62>. Acesso em: 18 de junho de 2017.
- SEGUPTA, A. B. A. R. Vertical axis wind turbines in the built environment-a review. 2017. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/313740546_Vertical_Axis_Wind_Turbines_in_the_Built_Environment-A_Review>. Acesso em: 14 de junho de 2017.
- SHELDHAL, R. E.; KLIMAS, P. C. **Aerodynamic characteristics of seven symmetrical airfoil sections through 180-degree angle of attack for use in aerodynamic analysis of vertical axis wind turbines**. [S.l.], 1981.

SILVA, G. B. **Desenvolvimento de uma turbina eólica de eixo vertical.** 2011. Dissertação (Mestrado) — IST, 2011.

VALLVERDÚ, D. **Study on Vertical-Axis Wind Turbines using Streamtube and dynamic stall models.** 2014.

WALLACE, J. **Wind, waves and tides: Alternative Energy Systems.** 2014. Coursera.

WWEA. **2015 Small Wind World Report Summary.** 2015. Disponível em: <http://small-wind.org/wp-content/uploads/2014/12/Summary_SWWR2015_online.pdf>. Acesso em: 29 de abril de 2017.