

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE MECÂNICA
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA

ANDRÉ VINÍCIUS CECCON
LUCAS ABRAHÃO RODRIGUES

**PROJETO DE UM ROTOR EÓLICO DARRIEUS PELO MÉTODO TUBO DE
CORRENTE MÚLTIPLO-DUPLO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
(TCC2)

CURITIBA
2019

ANDRE VINÍCIUS CECCON
LUCAS ABRAHÃO RODRIGUES

**PROJETO DE UM ROTOR EÓLICO DARRIEUS PELO MÉTODO TUBO DE
CORRENTE MÚLTIPLO-DUPLO**

Monografia do Projeto de Pesquisa apresentada à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso – TCC 2 do curso de Engenharia Mecânica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, como requisito parcial para aprovação na disciplina.

Orientador: Prof. Samuel Soares Ansay

CURITIBA

2019

TERMO DE APROVAÇÃO

Por meio deste termo, aprovamos a monografia do Projeto de Pesquisa "PROJETO DE UM ROTOR EÓLICO DARRIEUS PELO MÉTODO TUBO DE CORRENTE MÚLTIPLO-DUPLO", realizado pelo aluno(s) **André Vinícius Ceccon e Lucas Abrahão Rodrigues**, como requisito para aprovação na disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do curso de Engenharia Mecânica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Prof. Samuel Soares Ansay

DAMEC, UTFPR

Orientador

Prof. Dr. Cláudio Tavares da Silva

DAMEC, UTFPR

Avaliador

Prof. Dr. Eduardo Matos Germer

DAMEC, UTFPR

Avaliador

Curitiba, 26 de novembro de 2019.

RESUMO

CECCON, André Vinícius; RODRIGUES, Lucas Abrahão. Projeto de um rotor eólico Darrieus pelo método Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo. 84 f. Trabalho de conclusão de curso – Tcc2, Bacharelado em Engenharia Mecânica, Departamento Acadêmico de Mecânica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

A avaliação das demandas futuras de eletricidade bem como a necessidade de atualização e de ampliação da matriz energética mundial e brasileira abrem necessidades para inovações que busquem preencher essa oportunidade. Uma dessas possibilidades é a energia eólica, que, no Brasil, tem sua geração residencial regulamentada com a perspectiva tanto do uso doméstico quanto da venda do excedente à rede elétrica. Tendo em vista esta oportunidade, esse trabalho objetiva dimensionar um rotor eólico. Através do método Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo (TCMD), são avaliados os efeitos da solidez, perfil das pás, razão de aspecto e número de pás em um rotor Darrieus-H. Em seguida é feito o dimensionamento de dois rotores: um para suprir a demanda média de uma residência brasileira e outro baseado no tamanho máximo viável para aplicações residenciais. O primeiro dimensionamento resultou em um rotor de 1,4 m de altura e 2,8 m de diâmetro. Já o segundo rotor foi capaz de suprir uma demanda de 81,2 kWh/mês, ou seja, 53% do consumo residencial. Conclui-se que o modelo de rotor é capaz de suprir somente uma demanda parcial de uma residência típica.

Palavras-chave: Rotor eólico. Rotor Darrieus-H. Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo (TCMD).

ABSTRACT

CECCON, André Vinícius; RODRIGUES, Lucas Abrahão. Design of a Darrieus Wind Rotor by the Double Multiple Stream Tube Model. 84 p. Undergraduate Thesis, Mechanical Engineering, Academic Department of Mechanical, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2019.

Assessment of future energy demands as well as the necessity for updating and extending global and Brazilian energy matrixes open necessities for innovations that fill this opportunity. One of these possibilities is wind energy, that, in Brazil, has the domestic production regulated, bringing both the perspective of supplying households and selling energy surplus to the grid. In this regard, this work's goal is to size a wind rotor through the Double Multiple Stream-tube Model (DMST). The effect of solidity, airfoil profile, aspect ratio and number of blades in a Darrieus-H type wind turbine are studied. Then two wind rotors are sized: one to supply the average energy demand for a standard Brazilian house and another based on the maximum viable space available for domestic applications. The first one resulted in a rotor of 1,4 m of height and 2,8 m in diameter. The second one was able to supply 81,2 kWh/month, which represents 53% of the residential energy demand. It was concluded that the present wind rotor is able to supply only partially the energy for a standard household.

Keywords: Wind rotor. Rotor Darrieus-H. Double Multiple Stream-tube Model (DMST).

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Consumo de energia mundial por fonte energética (1990-2040)	15
Figura 2 - Capacidade eólica total instalada no período de 2001 a 2017	16
Figura 3 - Capacidade total instalada de energia eólica no Brasil.....	17
Figura 4 - Mapa de velocidade média anual de vento a 50m de altura.	18
Figura 5 – escoamento de ar através de uma área transversal A.	23
Figura 6 - Valores típicos da TSR e de C_p para diferentes turbinas eólicas.	25
Figura 7 - Relação típica da solidez no coeficiente de potência.....	26
Figura 8 - Turbinas eólicas com diferentes razões de aspecto.	27
Figura 9 - Relação típica da razão de aspecto no coeficiente de potência.	28
Figura 10 - Componentes de uma turbina eólica.	29
Figura 11 - Perfis NACA 0012, 0015, 0018 e 0021.	30
Figura 12 - Representação das forças de arrasto e sustentação.	33
Figura 13 - Relação entre coeficiente de sustentação e ângulo de ataque.....	34
Figura 14 - Relação entre coeficiente de arrasto e ângulo de ataque.	35
Figura 15 - Turbina eólica de eixo vertical de direção frontal (upwind).	37
Figura 16 - Turbina eólica de eixo vertical de direção retaguarda (downwind).	37
Figura 17 - Tipos de Rotores Eólicos de Eixo Vertical	38
Figura 18 – Variações do formato das pás das turbinas eólicas tipo Darrieus.....	39
Figura 19 - Rotor do tipo Savonius.....	40
Figura 20 - Rotor Savonius helicoidal.....	40
Figura 21 - Rotor Savonius com pás sobrepostas	41
Figura 22 - Rotor tipo Savonius-Darrieus.....	41
Figura 23 - Funcionamento do rotor Panemone.....	42
Figura 24 - Representação esquemática de uma turbina Darrieus com pás retas.....	45
Figura 25 – Diagrama de forças em uma pá	47
Figura 26 – Coeficiente de sustentação pelo ângulo de ataque (NACA 0012)	49
Figura 27 - Coeficiente de arrasto pelo ângulo de ataque (NACA 0012)	50
Figura 28 - Representação método TCMD	51
Figura 29- Processo iterativo do método TCDM.	56
Figura 30 - Dimensionamento pela potência.....	57
Figura 31 - Torque instantâneo para os 4 perfis de pá analisados.	60

Figura 32 - Comparação do coeficiente de potência em função do número de pás.	61
Figura 33 – Comparação de solidez.....	62
Figura 34 - Comparação da Razão de aspecto.....	63
Figura 35 – Coeficientes de força normal e tangencial para uma pá ao longo de uma rotação.	65
Figura 36 - Velocidades relativa e induzida ao longo de uma rotação do rotor.....	65
Figura 37 - Fator de velocidade induzida a jusante e a montante.....	66
Figura 38 - Torque instantâneo para uma pá ao longo de uma rotação.	66
Figura 39 - Variação do ângulo de ataque ao longo de uma rotação.....	67
Figura 40 – Potência nominal e Coeficiente de potência pelo raio.....	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados para o projeto proposto.	43
Tabela 2 - Parâmetros para simulação e escolha do perfil de pá.	58
Tabela 3 - Dados dos rotores resultantes do dimensionamento pela potência.	59
Tabela 4 - Parâmetros selecionados para dimensionamento pela potência.	63
Tabela 5 - Dimensões resultantes do dimensionamento por potência.	64
Tabela 6 - Condições de contorno para o dimensionamento por tamanho máximo.	69

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

HAWT – *Horizontal axis wind turbine*

NWCC - *National Wind Coordinating Committee*

TCMD - Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo

VAWT – *Vertical axis wind turbine*

LISTA DE SÍMBOLOS

ρ – densidade do ar (kg/m^3)

α – ângulo de ataque

δ – ângulo de inclinação da pá

σ – solidez

ω – velocidade angular

λ – *tip-speed ratio*

μ_∞ - viscosidade do ar

Θ – ângulo azimutal

A - área

AR – razão de aspecto

c – corda da pá (m)

C_D – coeficiente de arrasto

C_L – coeficiente de sustentação

C_N – coeficiente de força normal

C_P – coeficiente de potência

C_{P1} – coeficiente de potência a montante

C_{P2} – coeficiente de potência a jusante

\bar{C}_{Q1} – coeficiente de torque média a montante

\bar{C}_{Q2} – coeficiente de torque média a jusante

C_T – coeficiente de força tangencial

DP – densidade de potência (W/m^2)

E_C – energia cinética (J)

E_{anual} – energia gerada anualmente (J)

FC – fator de capacidade

$F_N(\theta)$ – Força normal montante (N)

$F'_N(\theta)$ - Força normal jusante (N)
 F_{TA} – força tangencial média (N)
 $F'_T(\theta)$ - Força tangencial montante (N)
 $F_T(\theta)$ - Força tangencial jusante (N)
 F_D – força de arrasto (N)
 F_L – força de sustentação (N)
 H – altura da turbina (m)
 m – massa (kg)
 N – número de pás
 P – potência (W)
 \bar{P} – potência média (W)
 P_N – potência nominal (W)
 $P_{instalada}$ – potência nominal instalada (W)
 Q – torque total (Nm)
 R – raio da turbina (m)
 Re – número de Reynolds
 $T_{mt}(\theta)$ – torque no semicírculo montante (N.m)
 \bar{T}_{mt} – torque médio a montante (N.m)
 $T_{ju}(\theta)$ – torque no semicírculo jusante (N.m)
 \bar{T}_{ju} – torque médio a jusante (N.m)
 u – fator de interferência a montante
 u' – fator de interferência a jusante
 V_∞ – velocidade de corrente ar livre (m/s)
 V_e – velocidade de equilíbrio (m/s)
 V_a – velocidade de induzida (m/s)
 V_c – velocidade tangencial (m/s)
 V_n – velocidade normal (m/s)
 V – velocidade montante (m/s)

V' - velocidade jusante (m/s)

V'' - velocidade de saída (m/s)

W – velocidade relativa (m/s)

W' – velocidade relativa jusante (m/s)

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. CONTEXTO DO TEMA	14
1.2. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA	14
1.2.1. Turbinas eólicas de pequeno porte	17
1.2.2. Impactos ambientais.....	19
1.3. OBJETIVOS	20
1.4. JUSTIFICATIVA	20
1.5. ETAPAS DO TRABALHO	21
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1. ENERGIA EÓLICA	22
2.2. <i>TIP-SPEED RATIO</i>	24
2.3. SOLIDEZ	25
2.4. RAZÃO DE ASPECTO	26
2.5. NÚMERO DE REYNOLDS	27
2.6. COMPONENTES	28
2.6.1. Rotor	29
2.6.2. Sistema de transmissão	31
2.6.3. Gerador	31
2.7. PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO	32
2.7.1. Sustentação.....	33
2.7.2. Arrasto	34
2.8. CLASSIFICAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS	36
2.8.1. Turbinas eólicas de eixo horizontal	36
2.8.2. Turbinas eólicas de eixo vertical	37
2.8.2.1. Turbina tipo Darrieus.....	39
2.8.2.2. Turbina tipo Savonius	39
2.8.2.3. Turbina Savonius-Darrieus	41
2.8.2.4. Turbina Panemone.....	42
3. PROJETO PROPOSTO	43
3.1. TRABALHOS SIMILARES	43
4. METODOLOGIA	45

4.1.	FUNCIONAMENTO DO ROTOR DARRIEUS-H.....	45
4.2.	OBTENÇÃO DOS COEFICIENTES DE SUSTENTAÇÃO E DE ARRASTO.....	48
4.3.	MODELO MATEMÁTICO COMPUTACIONAL.....	50
4.3.1.	Cálculos para o semicírculo montante	52
4.3.2.	Cálculos para o semicírculo jusante	53
4.3.3.	Resultados para ciclo completo	55
4.4.	ESCOLHA DO AEROFÓLIO	55
4.5.	IMPLEMENTAÇÃO DO MÉTODO TCMD	55
4.5.1.	Dimensionamento pela potência desejada	57
4.5.2.	Dimensionamento pelo tamanho do rotor	57
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	58
5.1.	CÁLCULO DAS DIMENSÕES DO ROTOR DADA UMA POTÊNCIA.....	58
5.1.1.	Perfil de pá.....	58
5.1.2.	Número de pás	60
5.1.3.	Solidez	61
5.1.4.	Razão de aspecto.....	62
5.1.5.	Dimensionamento otimizado	63
5.2.	CÁLCULO DA POTÊNCIA DADA UMA DIMENSÃO PARA O ROTOR.....	68
6.	CONCLUSÕES	70
7.	TRABALHOS FUTUROS.....	71
	REFERÊNCIAS	72
	APÊNDICE A – CÓDIGO MATLAB PARA MÉTODO TUBO DE CORRENTE MÚLTIPLO-DUPLO	76
	APÊNDICE B – CÓDIGO MATLAB PARA DIMENSIONAMENTO PELA POTÊNCIA	81
	APÊNDICE C – CÓDIGO MATLAB PARA DIMENSIONAMENTO PELO TAMANHO MÁXIMO	83

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTO DO TEMA

Segundo projeção do consumo energético no Brasil até o ano de 2030, a atual matriz energética não será suficiente para suprir o constante aumento na demanda (CARVALHO, 2009). Um dos fatores que contribui para este aumento na demanda é a popularização dos carros elétricos. Proprietários de veículos híbridos ou elétricos podem optar por carregar seu carro em postos de carga ou fazer isso em suas próprias residências. Esta última opção aumenta consideravelmente o consumo residencial, por isso uma das tendências é gerar parte ou toda a energia consumida através de placas fotovoltaicas ou geradores eólicos, investimentos que se pagam entre quatro a seis anos, segundo (MOREIRA, BASTOS e SANTOS, 2018).

Considerando o contexto do aumento do consumo de eletricidade, o aumento nos preços e a busca por fontes renováveis, surge a possibilidade de atingir um público alvo pouco explorado e altamente crescente com a microgeração de energia eólica, tanto para propriedades rurais quanto urbanas. Nesse conceito, a popularização de turbinas eólicas de pequeno porte pode suprir parte das necessidades de energia elétrica destas propriedades.

O consumo médio mensal das residências brasileiras é de 143,30 kWh no verão e de 161,14 kWh no inverno, sendo que a região Norte apresenta o menor consumo enquanto que a região Sul apresenta o maior consumo médio do país (FEDRIGO, GONÇALVES e LUCAS, 2009).

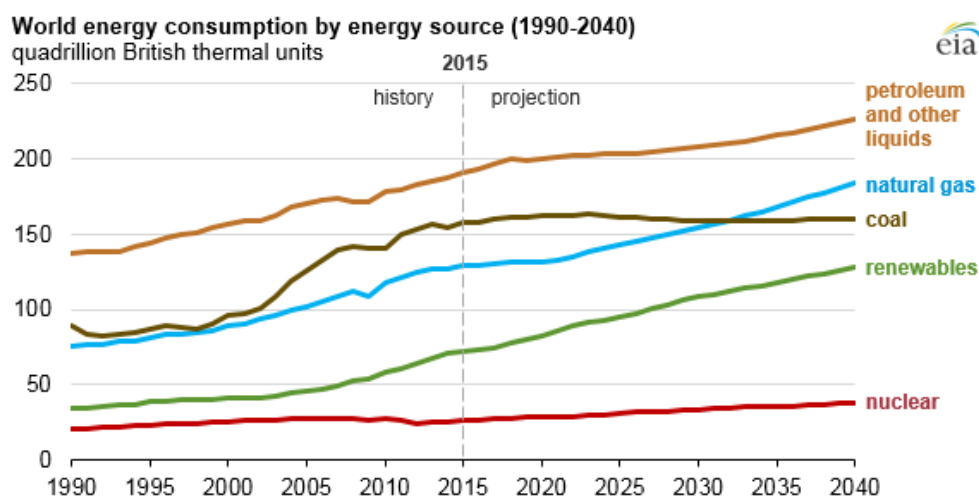
1.2. CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

Com a consolidação dos efeitos do aquecimento global e da mudança climática no século XXI, existe uma demanda cada vez mais crescente pelo uso e desenvolvimento de tecnologias que reduzam a produção de dióxido de carbono (CO₂). Emissões de dióxido de carbono relacionadas à energia totalizam 66% do total de emissões desse gás, incluindo produção de eletricidade, transporte, fabricação, indústria, entre outros, segundo (LETCHER, 2014). Algumas opções que auxiliariam no controle desse problema seriam a redução do consumo de energia, que levaria a redução do padrão de

vida em geral, ou a captura de CO₂ e seu armazenamento em cavernas ou sob os oceanos, que, de acordo com (BENSON e ORR, 2008), significaria um aumento entre 50% a 100% nos custos da eletricidade em plantas capazes de capturar CO₂ após a queima de combustíveis fósseis. Ou seja, ambas soluções apresentam fatores que dificultam os seus desenvolvimentos. Assim, o centro das atenções para reversão dessa tendência paira sobre as fontes de energia renováveis livres da emissão de CO₂, que também têm disponibilidade infinita.

A partir da década de 70, pesquisadores começaram a promover o desenvolvimento de energias renováveis, impulsionados pela crise do petróleo, seu consequente aumento de preço e apoiados pela Teoria do Pico do Petróleo proposta por (HUBBERT, 1956), teorizando a diminuição na taxa de extração de petróleo. Entretanto, o petróleo continua sendo a principal fonte de energia atualmente e assim se espera até meados de 2040, quando a *U.S. Energy Information Administration* projeta um aumento de 28% nesse consumo, segundo Figura 1. De qualquer modo, é notável o crescimento da contribuição de fontes renováveis a partir da virada do século. Fica clara, portanto, a tendência da mudança da matriz energética mundial.

Figura 1 - Consumo de energia mundial por fonte energética (1990-2040)

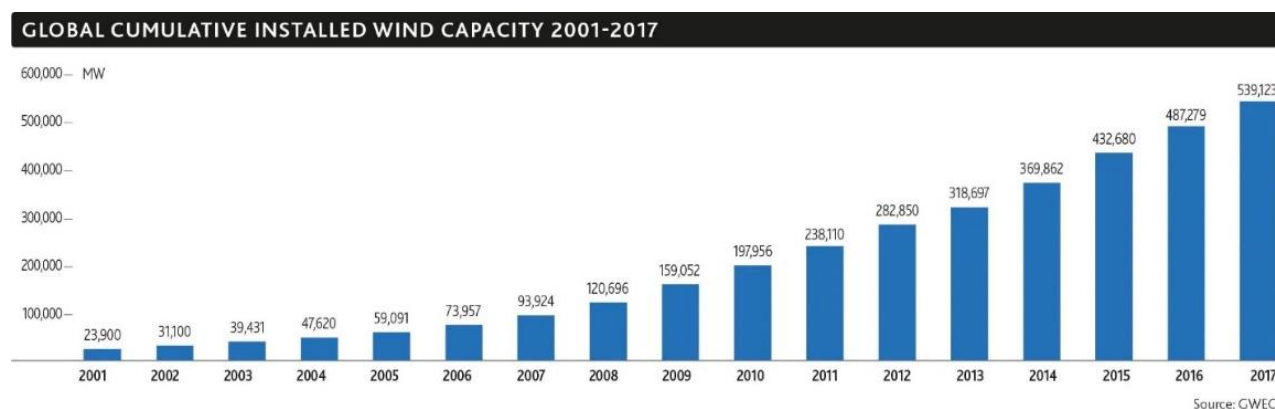


Fonte: U.S. Energy Information Administration.

Particularmente, o uso de energia eólica tem crescido consistentemente, com capacidade total de 539 GW no final de 2017 (Figura 2). De acordo com o relatório de

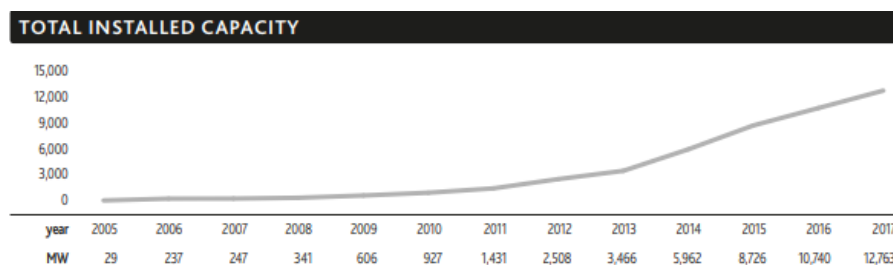
energia eólica (GWEC, 2017), esse crescimento aponta para uma transição rápida em que a energia eólica está se tornando completamente comercializável, cada vez menos dependente de subsídios, sendo capaz de competir economicamente com as demais fontes. Além disso, os preços continuam a cair, chegando a € 0,025/ kWh no Canadá e € 0,015/ kWh no México. Estes dois casos estão situados na faixa mais barata.

Figura 2 - Capacidade eólica total instalada no período de 2001 a 2017



Fonte: (GWEC, 2017)

No Brasil, a capacidade instalada de energia eólica no final de 2017 era de 12.77 GW, espalhadas por 508 parques eólicos, de acordo com o Boletim Anual de Geração Eólica de 2017. A Figura 3 mostra a capacidade total instalada no Brasil desde 2005. Em comparação com 2016, foram adicionados 2.03 GW, representado 29.63% do total da capacidade energética adicionada no mesmo ano. É notável o aumento na taxa de crescimento a partir de 2013. Para efeitos comparativos, 47.86% da nova capacidade veio de fontes hídricas. Dessa maneira, a matriz energética brasileira passou a ser composta por 8.1% de fontes eólicas.

Figura 3 - Capacidade total instalada de energia eólica no Brasil.

Fonte: (GWEC, 2017)

Estima-se que o potencial eólico do Brasil seja de 143 GW (CEPEL, 2017), o que significa que uma parcela muito pequena deste potencial está sendo aproveitada atualmente. Favorável ao Brasil está o fato de a energia eólica ser complementar à energia hidroelétrica: nos períodos em que a geração hidroelétrica é menor, se observam as melhores condições de vento para geração de energia (CBEE, 2008).

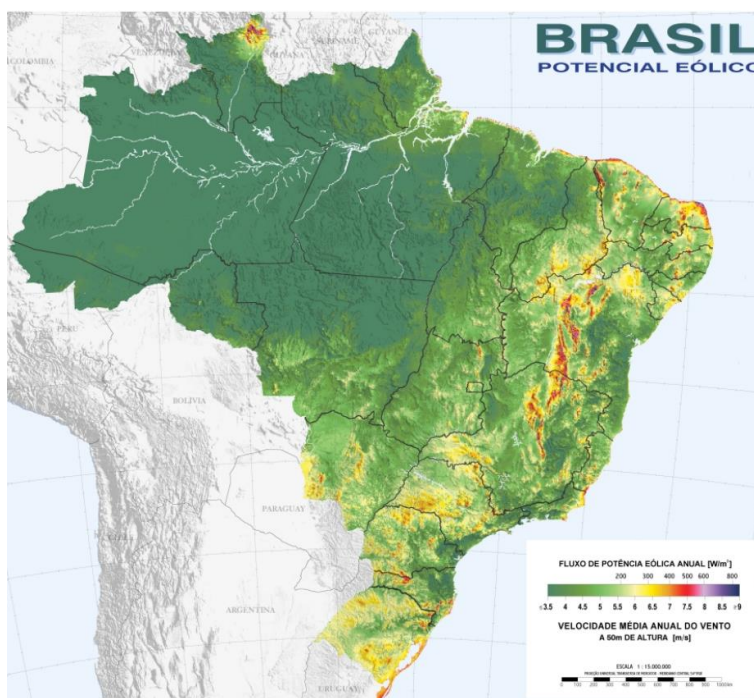
Embora o Brasil tenha um grande potencial eólico, nem todas as localidades são propícias e apresentam viabilidade para a produção de energia eólica, devido ao fato da distribuição desse potencial ser desigual no território brasileiro. A Figura 4 mostra o mapa eólico do Brasil a uma altura de 50m. Regiões próximas ao litoral são os melhores lugares, destacando-se o litoral da região Nordeste e o do Rio Grande do Sul. Outras boas localizações incluem a região central dos estados da Bahia e Minas Gerais. Observa-se, também, que a região Norte é extremamente pobre em potencial eólico. Vale mencionar que esse mapa considera regiões propícias para instalação de parques eólicos, onde o investimento é grande e existe necessidade de estudos relativos a perenidade de ventos ao longo do ano.

1.2.1. Turbinas eólicas de pequeno porte

Micro turbinas eólicas geralmente englobam aerogeradores de até 1,5 kW, sendo muito utilizadas em iates para recarregar baterias. Já turbinas eólicas pequenas se encaixam na faixa de 1,5 a 100 kW e são geralmente posicionadas sobre torres (LETCHE, 2014). Enquanto as primeiras geralmente não estão conectadas ao sistema elétrico disponível, as últimas estão conectadas, por isso necessitam um investimento inicial maior relativo ao preço do sistema em geral, o que acaba sendo um grande desafio

para a comercialização daquelas turbinas. Atualmente, a maioria das máquinas de pequeno porte são construídas no modelo de eixo horizontal e apenas uma pequena fração é do tipo de eixo vertical.

Figura 4 - Mapa de velocidade média anual de vento a 50m de altura.



Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, (CEPEL, 2017).

Outro fator que prejudica a popularização das turbinas de pequeno porte, principalmente as micro turbinas, é a dificuldade em prever a performance durante o funcionamento, devido à inconstância dos ventos e obstáculos, principalmente em ambientes urbanos. Tal previsão requer estudos das fontes de vento no local específico onde se pretende instalá-las. A principal preocupação com turbinas eólicas de pequeno porte é a fonte de vento, ou seja, a localização é um fator crítico para a viabilidade desse tipo de empreendimento, segundo (LETCHER, 2014). Para o caso de turbinas instaladas acima de prédios, por exemplo, estudos detalhados devem ser executados para o levantamento do nível de interferência dos arredores, o que pode afetar a disponibilidade e estabilidade de ventos.

1.2.2. Impactos ambientais

Embora a produção de energia eólica seja basicamente apresentada como sem impactos ao meio ambiente, alguns impactos devem ser considerados e vêm sendo estudados por diversas entidades e cientistas. A principal consequência que é discutida é o impacto sobre o habitat da fauna local, principalmente pássaros e morcegos. De acordo com ambientalistas, existe a possibilidade de colisão entre essas aves com as turbinas eólicas, além da mudança localizada na pressão no ar. Entretanto, de acordo com um estudo da *National Wind Coordinating Committee* (NWCC), que revisou diversos estudos nesse sentido, essa questão tem baixo impacto e geralmente não impõe ameaça a essas populações de animais. Quanto às turbinas *off-shore*, considera-se que esse impacto é mínimo e que, inclusive, elas podem aumentar a população de peixes agindo como recifes artificiais.

Relativa à poluição sonora, turbinas eólicas geram basicamente dois tipos de sons: o ruído aerodinâmico devido à rotação das pás e ruído mecânico. Ambos dependem do projeto da turbina e da velocidade do vento. Com o aperfeiçoamento da engenharia e o avanço de pesquisas, esse último tem sido gradativamente minimizado, e como resultado obtém-se o aumento da eficiência. Existem casos em que comunidades situadas próximas às fazendas eólicas reclamaram dos ruídos gerados. Entretanto, estudos como o (CMOH, 2010), demonstram que os efeitos desses ruídos são mínimos. Ainda existem algumas dúvidas sobre o impacto de grandes fazendas eólicas no clima local (LEUNG e YANG, 2011).

Em (MARTÍNEZ, SANZ, *et al.*, 2009) são avaliados os impactos causados em todo o ciclo de vida de uma turbina eólica, considerando sua fabricação, transporte, vida útil e descarte. Conclui-se que na etapa de descarte o maior impacto é causado pela base de concreto e pelos compósitos utilizados nas pás, pois esses materiais não podem ser reciclados como grande parte dos demais componentes.

Alguns outros impactos que foram levantados e ainda estão sendo estudados incluem: o uso da terra para construção de fazendas eólicas, que devem ser limpas e, em alguns casos, desmatadas para evitar obstáculos e melhorar o escoamento de ar

para as turbinas; o impacto visual, que pode ser considerado problemático em regiões turísticas; e a alteração local do clima na região, com o aumento da mistura de calor e vapor de água que pode afetar as condições meteorológicas. Nenhum destes impactos, entretanto, é considerado significativo ou é um grande empecilho para a instalação de aerogeradores (CMOH, 2010).

1.3. OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é projetar um rotor eólico capaz de suprir demandas mensais de até 152,2 kWh para instalação em ambientes urbanos.

Para dimensionar o rotor, os seguintes objetivos específicos são definidos:

- Implementar um algoritmo para aplicação do método TCMD no dimensionamento do rotor;
- Utilizar o algoritmo desenvolvido para estudar o efeito da variação de parâmetros no desempenho do rotor;
- Escolher os parâmetros que apresentam os melhores resultados e dimensionar um rotor capaz de suprir a demanda de energia elétrica média de uma residência brasileira;

1.4. JUSTIFICATIVA

Além do apelo sustentável pela não emissão de gases poluentes para a geração de energia, as turbinas eólicas têm a vantagem de poderem ser instaladas em uma grande variedade de terrenos com pouca interferência na atividade local. Seja em uma fazenda com criação de animais, plantações ou na proximidade de estradas, o espaço pode ser aproveitado para a geração de energia.

Desde 2012, através da Resolução Normativa REN482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e recentemente alterada para a REN687/2015, consumidores brasileiros ganharam a permissão para que produzissem sua própria energia elétrica conectados à rede, sendo o primeiro marco regulatório em direção à geração energia descentralizada através de fontes renováveis. Esse processo tem o nome de microgeração e minigeração. Segundo essa resolução, microgeração é definida

como potência instalada menor ou igual a 75kW; já minigeração engloba potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 5MW (3MW para fontes hídricas). Desta forma, o usuário diminui a dependência em relação a energia elétrica distribuída pelas concessionárias e ainda pode receber compensação pela energia elétrica, no qual energia ativa é injetada à rede sendo compensada posteriormente com créditos em kWh na conta de energia.

Sua relativa fácil instalação, quando comparada a outras fontes de energia, é um atrativo para proprietários de pequenos e médios terrenos reduzirem seus custos com energia ou até mesmo venderem o excedente à rede.

1.5. ETAPAS DO TRABALHO

O projeto é dividido nas seguintes etapas:

- **Fundamentação teórica:** apresenta a base teórica necessária para a resolução do problema em questão, como, por exemplo, os princípios de funcionamento de uma turbina eólica. Tratando-se do desenvolvimento de uma turbina eólica, é apresentada uma base histórica e técnica desse produto, como, por exemplo, subsistemas que compõe esse produto e classificações gerais dos tipos de geradores eólicos.
- **Projeto proposto:** Com base na pesquisa apresentada na fundamentação teórica são definidos os parâmetros iniciais, a partir dos quais será desenvolvido o projeto. Em seguida são discutidos alguns trabalhos similares.
- **Metodologia:** nesta seção é detalhado o método utilizado para o dimensionamento do rotor de uma turbina eólica e o processo de obtenção de dados necessários para aplicação no mesmo.
- **Resultados e discussão:** são apresentados resultados do dimensionamento realizado com variados parâmetros, com o objetivo de encontrar quais geram os melhores resultados. Os resultados obtidos são comparados com os obtidos em trabalhos semelhantes e discutidos. Então

é dimensionado um rotor capaz de suprir a demanda energética de uma residência típica, aplicando os parâmetros selecionados nas etapas anteriores. Considerando a viabilidade para a instalação em residências é também dimensionada e analisada uma turbina eólica levando em consideração limitações dimensionais.

- Conclusões: os métodos e principais resultados obtidos são analisados e os objetivos do trabalho são comentados.
- Trabalhos futuros: são propostos temas para trabalhos que dão seguimento ao estudo de turbinas eólicas de eixo vertical desenvolvido neste trabalho.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. ENERGIA EÓLICA

A quantidade de energia contida em uma massa de ar em movimento (energia cinética) é dada pela equação (1):

$$E_C = \frac{m \cdot V_\infty^2}{2} \quad (1)$$

onde E_C : energia cinética; m : massa de ar; e v : velocidade do ar.

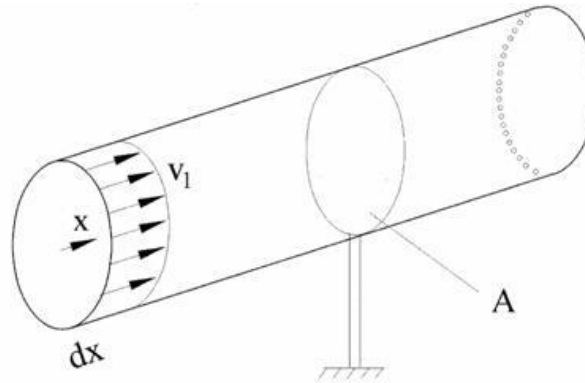
Como a massa pode ser dada em função da densidade e do volume:

$$E_C = \frac{\rho \cdot V \cdot V_\infty^2}{2} \quad (2)$$

Considerando um escoamento de ar que passa por um cilindro imaginário, tal qual o da Figura 5, o volume pode ser reescrito como o volume do cilindro em função de sua área, tal que

$$E_c = \frac{\rho \cdot A \cdot x \cdot V_\infty^2}{2} \quad (3)$$

Figura 5 – Escoamento de ar através de uma área transversal A.



Fonte: (CRESESB, 2008)

Como a potência é a derivada da energia e $\frac{dx}{dt}$ é a própria velocidade:

$$P = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V_\infty^2 \cdot \frac{dx}{dt} \therefore P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V_\infty^3 \quad (4)$$

A equação (4) é conhecida como a equação fundamental da taxa de energia (potência) do vento devido à energia cinética. Observa-se uma relação dependente da velocidade do vento, de ordem cúbica. Duplicar essa velocidade, por exemplo, significa aumentar em 8 vezes a potência.

Normalizando a potência pela área, obtém-se a densidade de potência (DP), representada na equação (5). Essa equação é útil na comparação de fontes eólicas independentes do tamanho e é usada na classificação quantitativa de turbinas.

$$DP = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho V_\infty^3 \quad (5)$$

Entretanto, fundamentalmente é impossível extrair toda a energia do vento. Assim, é possível definir o Coeficiente de Potência (C_p) que representa a razão entre a potência

extraída pela turbina e a potência total disponível do vento. Logo, a potência da turbina P é dada por

$$P = \frac{1}{2} \rho A V_{\infty}^3 C_P \quad (6)$$

Na verdade, existe um limite máximo para a quantidade de energia que pode ser extraída do vento, denominado o Limite de Betz. De acordo com (BETZ, 2013), esse valor é $C_P = 16/27$, ou seja, a melhor eficiência que uma turbina convencional consegue atingir é de 59,3%. Devido à conservação da quantidade de movimento dos fluidos, é impossível extrair mais energia do escoamento de ar. As equações do Limite de Betz, entretanto, não levam em consideração o rendimento dos diversos componentes de um aerogerador (hélice, caixa de redução, alternador, etc). Utilizando alguns valores gerais para tais componentes, é estimado que o rendimento global máximo seja de 46% (NUNES JR., 2008).

Outro conceito importante é o Fator de Capacidade (FC). Esse índice quantifica a fração da capacidade de geração instalada que realmente é extraída, ou seja, é a razão entre a energia gerada e a energia que potencialmente poderia ser gerada em condições ideais. Esse índice é dado, para um período de um ano, pela equação (7).

$$FC = \frac{\bar{P}}{P_N} = \frac{E_{anual}}{P_{instalada} * 8760} \quad (7)$$

onde \bar{P} representa a potência média e P_N a potência nominal. O fator de capacidade depende tanto da turbina quanto do local onde ela está instalada. Valores típicos para FC estão entre 30% a 50%.

2.2. TIP-SPEED RATIO

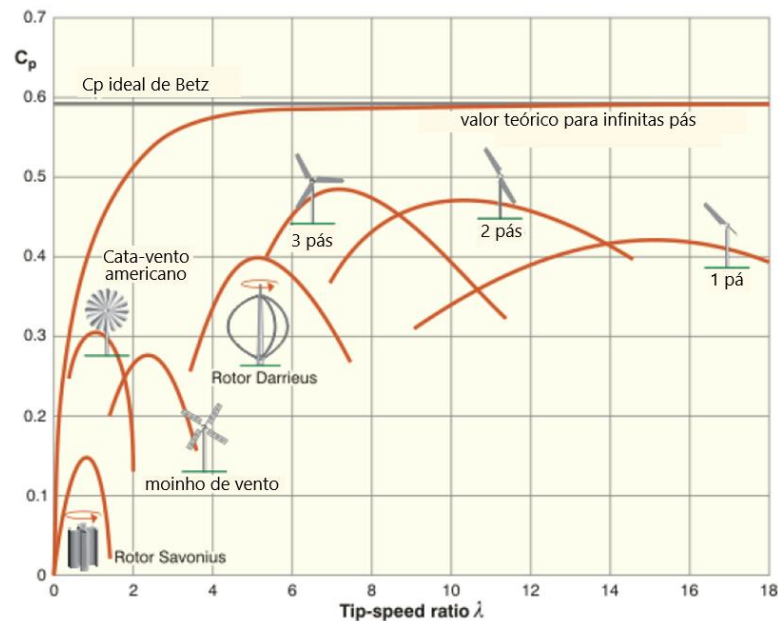
O *Tip-Speed Ratio* (λ) é um dos parâmetro mais importantes no projeto de turbinas eólicas. É definido como a razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá em relação a velocidade do vento. Portanto:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot R}{V_{\infty}} \quad (8)$$

onde ω : velocidade angular da pá; R: raio do rotor; e V_{∞} : velocidade do vento.

Esse parâmetro está intimamente relacionado com a eficiência, nível de ruído das turbinas e vibrações. Altos valores do *tip-speed ratio* geralmente acarretam em alto nível de ruídos e requerem pás mais robustas estruturalmente devido à força centrífuga. A Figura 6 relaciona o *tip-speed ratio* com o coeficiente de potência diferentes tipos de turbinas eólicas, tanto de eixo horizontal quanto vertical.

Figura 6 - Valores típicos da TSR e de C_p para diferentes turbinas eólicas.



Fonte: Adaptado de (ENERGIE)

2.3. SOLIDEZ

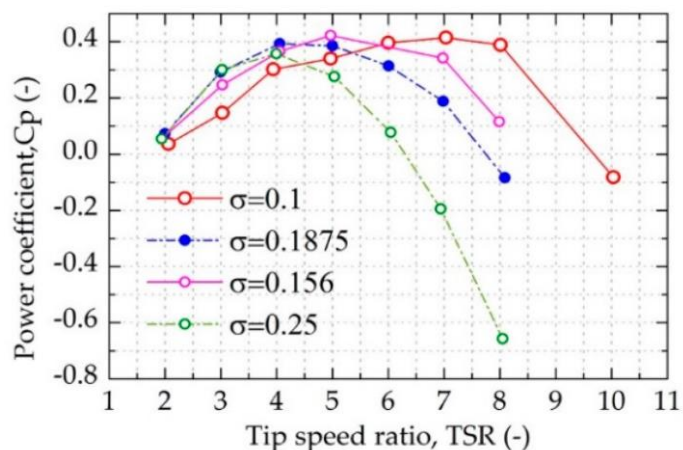
A solidez σ de um aerogerador é definida como a área total das pás dividida pela área do disco do rotor. Ela é dada conforme equação (9).

$$\sigma = \frac{N c}{R} \quad (9)$$

onde N : número de pás; c : corda da pá; R : raio do rotor.

Para aumentar a solidez do rotor é possível aumentar o número de pás do rotor ou ainda aumentar a largura da pá. Usualmente, aumentar a solidez de rotores Darrieus tem efeito negativo em seu desempenho aerodinâmico máximo. Em contrapartida, o aumento de pás acarreta em um maior torque de partida (torque necessário para começar o movimento do rotor) e maior torque dinâmico (para manter o rotor girando), segundo (MOHAMED, 2013). De um ponto de vista ótimo para operações em ventos de baixa intensidade um número maior de pás é recomendado (maior solidez) sendo que o número ideal fica entre 2 e 5 pás (KUMAR, SIVALINGAM, *et al.*, 2019). Um rotor com maior solidez também acarreta em uma estrutura capaz de suportar maiores esforços (WAHL, 2007). A relação típica entre a solidez e o coeficiente de potência é ilustrada na Figura 7.

Figura 7 - Relação típica da solidez no coeficiente de potência.



Fonte: (KUMAR, SIVALINGAM, *et al.*, 2019)

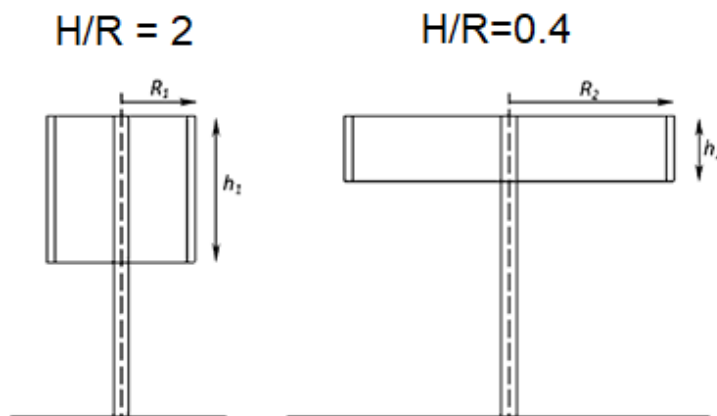
2.4. RAZÃO DE ASPECTO

A razão de aspecto (AR) é definida pela razão entre a altura e o raio do rotor, conforme equação (10).

$$AR = \frac{H}{R} \quad (10)$$

A Figura 8 ilustra duas turbinas com razões de aspecto diferentes.

Figura 8 - Turbinas eólicas com diferentes razões de aspecto.



Fonte: Adaptado de (BRUSCA, MESSINA e LANZAFAME, 2014)

Com o aumento da razão de aspecto é observado um aumento no coeficiente de potência, conforme observado na Figura 9. Um dos motivos é a redução das perdas causadas por vórtices na ponta das pás, contribuindo para um aumento da eficiência. Também é observado que a solidez tem maior influência sobre o rendimento da turbina do que a razão de aspecto (LI, TAKAO, *et al.*, 2017).

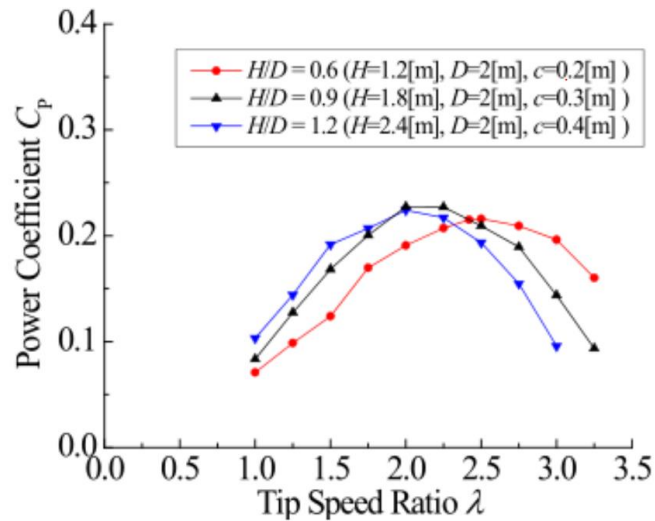
2.5. NÚMERO DE REYNOLDS

O número de Reynolds (Re) em uma pá de turbina eólica é encontrado a partir da velocidade relativa (W) e da viscosidade do ar (μ_{∞}). A equação (11) sintetiza essa relação:

$$Re = \frac{W \cdot c}{\mu_{\infty}} \quad (11)$$

onde W : velocidade relativa; c : corda da pá; e μ_{∞} : viscosidade do ar.

Figura 9 - Relação típica da razão de aspecto no coeficiente de potência.



Fonte: (LI, TAKAO, et al., 2017)

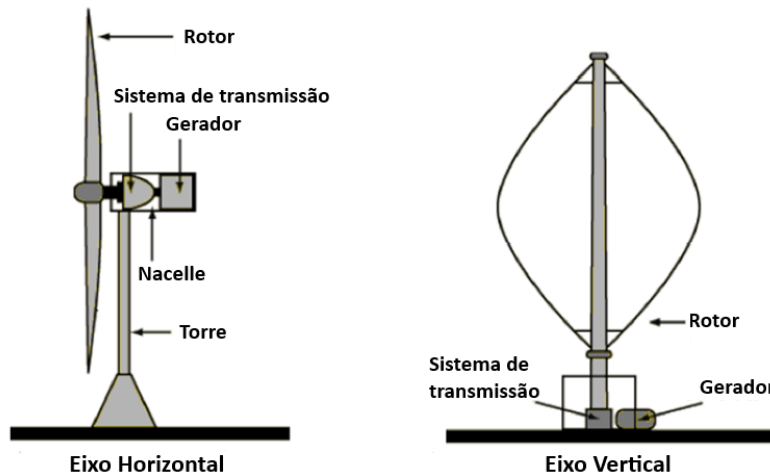
2.6. COMPONENTES

Mesmo com uma grande variedade de turbinas eólicas no mercado, praticamente todas podem ser desmembradas nos mesmos tipos de subsistemas e componentes. (LETCHER, 2014) divide essa tecnologia em 6 componentes essenciais, ilustrados na Figura 10: o rotor aerodinâmico, o sistema de transmissão, o gerador, a interface eletrônica, o transformador e a conexão com a rede elétrica.

As turbinas eólicas são divididas em duas grandes categorias: Turbinas Eólicas de Eixo Vertical e Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal. Apesar da diferença na composição, os componentes deste dois modelos são equivalentes, como mostrado na Figura 10. Os principais componentes das turbinas eólicas são o rotor, sistema de transmissão e gerador. Nas turbinas de eixo horizontal ainda temos a nacelle, que abriga o sistema de transmissão e o gerador. É também nela que o eixo do rotor é acoplado.

Detalhes sobre cada um destes tipos de turbina eólica são apresentados no item 2.8 deste trabalho.

Figura 10 - Componentes de uma turbina eólica.



Fonte: Adaptado (EBEED, 2012)

2.6.1. Rotor

O rotor é responsável por converter a energia provinda do movimento do vento em energia cinética na forma de rotação. Esse dispositivo é formado basicamente pelas pás e por um elemento central no qual elas estão fixadas. As pás podem ser totalmente fixas ou montadas de uma forma que permita ajuste em sua posição, alterando o ângulo de ataque para proporcionar a melhor eficiência. Na maioria dos casos, as pás das turbinas eólicas são fabricadas com camadas de fibra de vidro embebidas por resina de poliéster.

A aerodinâmica das pás é um dos pontos chave na busca pela melhoria na eficiência das turbinas eólicas. As turbinas eólicas de eixo vertical normalmente são projetadas com perfis de asa da série NACA (*National Advisory Committee of Aeronautics*). Estes perfis são descritos por uma sequência de dígitos que são as variáveis de equações que geram a seção do perfil. Os perfis NACA são, ainda, divididos em 2 categorias: série de 4 dígitos e série de 5 dígitos.

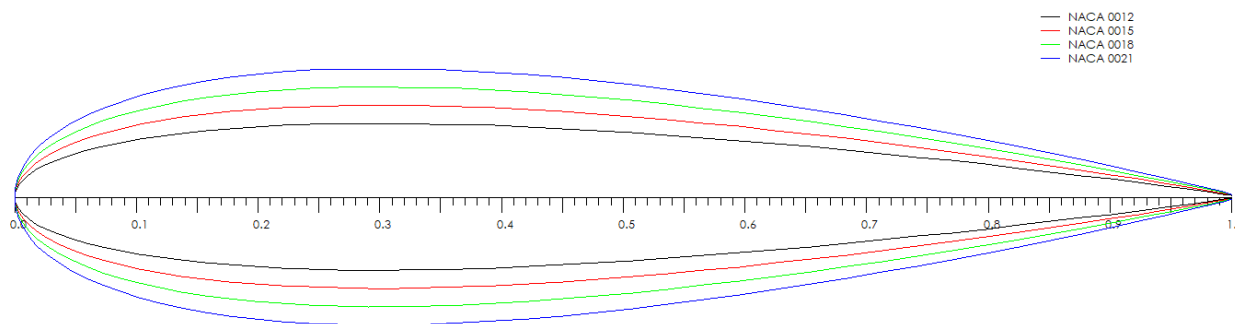
Para turbinas eólicas de pás retas, os perfis mais utilizados são da série de 4 dígitos, principalmente pela quantidade de informações disponível (ZERVOS, 1988). O significado de cada um dos dígitos para os perfis para essa série é o seguinte:

- o primeiro dígito representa a casa decimal do camber (ou curvatura)
- o segundo dígito representa a primeira casa decimal do ponto da corda onde ocorre a máxima distância da superfície à linha central
- os dois últimos dígitos representam a porcentual da corda representada pela espessura.

O perfil NACA 2412, por exemplo, tem 2% de curvatura localizada a 40% da aresta de ataque com uma espessura máxima de 12% da corda do aerofólio.

A maioria dos estudos para turbinas eólicas de eixo vertical utiliza os perfis simétricos NACA 00XX, tipicamente os da série NACA 0012, 0015 e 0018 (ISLAM, TING e FARTAJ, 2006). Estes perfis tem sua espessura máxima aproximadamente a 30% da corda e a linha média coincide com a linha da corda. Eles são mostrados na Figura 11, juntamente o com perfil NACA 0021. O uso de perfis simétricos para turbinas eólicas de eixo vertical é benéfico pois, com a variação do ângulo de ataque ao longo de uma rotação completa do rotor, é possível aproveitar as propriedades aerodinâmicas quando esse ângulo alterna entre positivo e negativo (BERDUGO e PÉREZ, 2011).

Figura 11 - Perfis NACA 0012, 0015, 0018 e 0021.



Fonte: Programa QBlade

2.6.2. Sistema de transmissão

A função do sistema de transmissão é transmitir a energia cinética vinda do rotor para o gerador. O sistema de transmissão é composto pelo eixo, freios mecânicos e caixa de engrenagens. A caixa de engrenagens é projetada para realizar a redução de torque e aumento de velocidade, e pode fazer isso a partir de um engrenamento externo, com engrenagens helicoidais e eixos paralelos, ou com um sistema de engrenamento planetário. Em alguns casos, a caixa de engrenagens pode ser substituída por um sistema de transmissão do tipo correia-polia ou correntes.

Como o sistema de transmissão sofre com grandes variações de torque em função de mudanças na velocidade dos ventos, ele fica suscetível a falhas por fadiga, e é o ponto mais frágil da turbina como um todo, podendo falhar em menos de dois anos de serviço. Em função desse problema existem turbinas eólicas sem caixa de engrenagens, nas quais o rotor está acoplado diretamente ao gerador (LETCHER, 2014).

2.6.3. Gerador

O gerador normalmente é composto de rotor e estator e é responsável pela conversão de energia mecânica em energia elétrica. O estator é formado por bobinas, enquanto que o rotor, responsável pelo campo magnético do gerador, pode conter ímãs permanentes ou eletroímãs.

A energia elétrica é gerada pelo princípio da indução eletromagnética, ou seja, o movimento do rotor em relação ao estator gera uma variação no campo magnético, que gira juntamente com ele, e com isso induz corrente elétrica nos terminais do estator.

Os geradores podem ser divididos em dois grupos: os síncronos e os assíncronos.

Geradores síncronos são chamados assim pois a frequência elétrica da tensão gerada está de acordo com a velocidade de rotação do rotor, portanto é necessário manter a velocidade de rotação constante. A velocidade do gerador é determinada pela frequência do campo girante e pelo número de par de polos do rotor. Esse tipo de estator opera com corrente contínua.

Os geradores assíncronos ou geradores de indução apresentam algumas vantagens, como a robustez, simplicidade e menor custo. Neste modelo de gerador o

rotor pode ter rotação variável e a sua operação é em corrente alternada. Um dos modelos mais usados de gerador assíncrono é o tipo gaiola de esquilo, devido a sua simplicidade mecânica, alta eficiência e baixo custo de manutenção. Porém, pela sua construção, não é possível controlar as características elétricas do gerador externamente. Outro modelo de gerador assíncrono é o gerador de rotor bobinado, que permite controle externo de suas características elétricas por meio de equipamentos eletrônicos de potência. A desvantagem é que essa complexidade adicionada torna o gerador mais caro e menos simples e robusto do que o gerador tipo gaiola de esquilo.

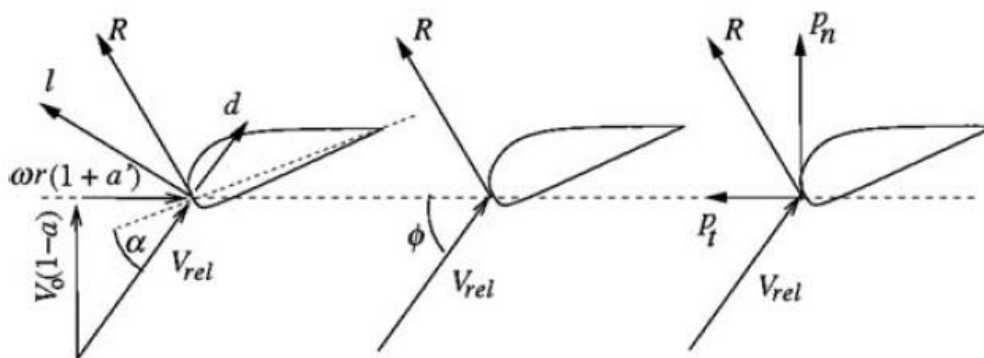
2.7. PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO

O rotor de uma turbina eólica gira ao converter energia cinética do vento, que tem sua velocidade reduzida ao passar pela turbina. Essa diferença na velocidade de entrada e saída do vento ocorre em decorrência da captação de parte da energia para girar a turbina. Quanto mais dessa energia a turbina aproveita, melhor é o seu rendimento.

Os princípios aerodinâmicos responsáveis pelo movimento da turbina são o arrasto e a sustentação. A força de arrasto atua paralelamente ao movimento relativo, enquanto que a força de sustentação é perpendicular ao mesmo. A força resultante é uma soma dos vetores das forças de arrasto e sustentação.

Na Figura 12 estão representados a velocidade relativa do vento, V_{rel} , que é responsável pela geração dos vetores que representam a força de arrasto, d , e a força de sustentação, l . A soma entre estes dois vetores dá origem ao vetor de força resultante, R . O ângulo de ataque, α , que é o ângulo entre a V_{rel} e a corda da pá tem influência direta nas forças resultantes no sistema. Na terceira figura, o vetor R é decomposto em dois outros vetores, o vetor p_t , que acarreta em torque ao sistema e o vetor p_n , que representa o carregamento normal, responsável pela diminuição da velocidade do vento para a absorção de sua energia. Os fatores a e a' , chamados de fatores de velocidade induzida axial e tangencial, respectivamente, são responsáveis pela aceleração ou desaceleração local da velocidade do fluido.

Figura 12 - Representação das forças de arrasto e sustentação.



Fonte: (LETCHE, 2014)

2.7.1. Sustentação

A força de sustentação é dada em função de um coeficiente de sustentação, da densidade do fluido que está escoando, da velocidade relativa e da área projetada da superfície. Para um aerofólio a determinação do coeficiente de sustentação é dependente no número de *Reynolds* e do ângulo de ataque. O ângulo de ataque é definido pelo ângulo formado entre o vetor velocidade da corrente livre e a corda, segmento de reta que liga a borda de ataque à borda de fuga do aerofólio.

A força de sustentação F_L é dada pela equação (12).

$$F_L = \frac{1}{2} \rho V_\infty^2 C_L A \quad (12)$$

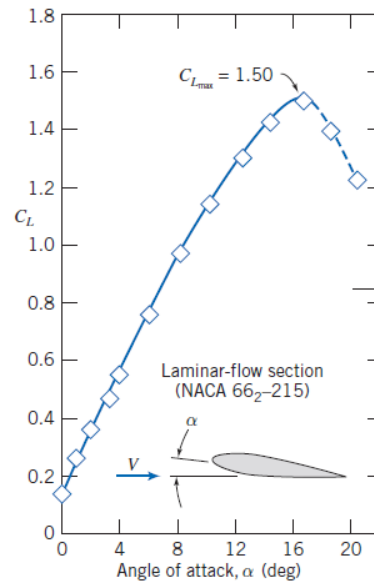
onde ρ : densidade do ar; e V_∞ : velocidade do ar; C_L : coeficiente de sustentação; e A : a área projetada do elemento.

A sustentação é causada pelo aumento da velocidade na parte superior da asa, resultando na redução da pressão nessa área, e pela redução da velocidade na parte inferior da asa, causando um aumento na pressão no local. A diferença de pressão gera uma força para cima, chamada de força sustentação.

A figura abaixo demonstra a variação no coeficiente de sustentação em função do ângulo de ataque para um perfil aerodinâmico. Nota-se que o coeficiente de sustentação

aumenta com o ângulo de ataque até um ponto máximo, no qual começa a decair. Esse é o ponto no qual é gerada a maior força de sustentação.

Figura 13 - Relação entre coeficiente de sustentação e ângulo de ataque.



Fonte: (ABBOTT, 1959)

2.7.2. Arrasto

Componente que atua de forma paralela à velocidade relativa do vento. Para encontrar a força de arrasto, primeiramente é preciso definir o coeficiente de arrasto, que dependerá do tipo de escoamento, laminar ou turbulento, e da área planiforme, para o caso de asas ou aerofólios. A força de arrasto F_D é dada por:

$$F_D = \frac{1}{2} \rho V_\infty^2 C_D A \quad (13)$$

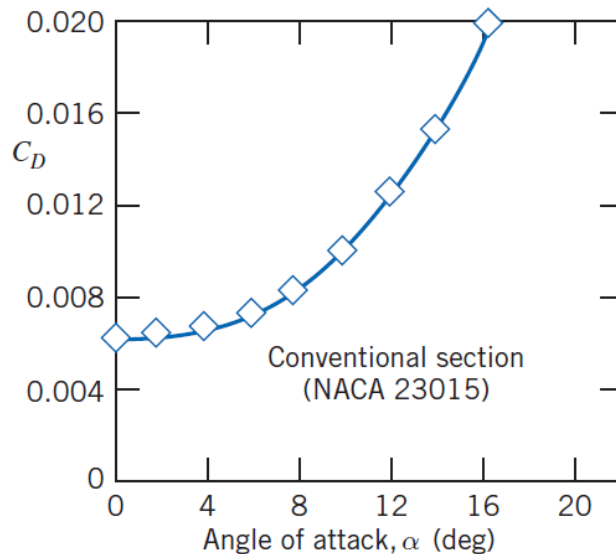
onde ρ : densidade do ar; e V_∞ : velocidade do ar; C_D : coeficiente de arrasto; e A : a área da seção.

A força de arrasto pode ser dividida entre arrasto de atrito e arrasto de pressão. Um exemplo básico de arrasto de atrito é um escoamento paralelo a uma placa plana, no qual a força de arrasto é completamente dependente do número de *Reynolds*. Um regime de escoamento turbulento resulta em uma menor força de arrasto do que um escoamento laminar. Portanto, quanto maior o número de *Reynolds* menor será o coeficiente de arrasto de atrito.

O arrasto de pressão é observado em uma placa plana normal ao escoamento. Nesta situação o número de Reynolds não é relevante para o coeficiente de arrasto e sim a área da placa.

Na figura abaixo pode-se observar como se comporta o coeficiente de arrasto quando modificamos o ângulo de ataque.

Figura 14 - Relação entre coeficiente de arrasto e ângulo de ataque.



Fonte: (ABBOTT, 1959)

É possível verificar que o coeficiente de arrasto aumenta com o aumento do ângulo de ataque. Isso se deve ao arrasto de pressão, pois a área perpendicular do perfil que é atingida diretamente pelo vento aumenta.

2.8. CLASSIFICAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS

A principal classificação de geradores eólicos é feita conforme a orientação do eixo de rotação do rotor em relação à velocidade do vento. Elas podem ser classificadas em:

- Turbinas de eixo horizontal: o eixo do rotor é horizontal e alinhado paralelamente à direção do vento.
- Turbinas de eixo vertical: o eixo do rotor é perpendicular à direção do vento.

2.8.1. Turbinas eólicas de eixo horizontal

Turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWT, do inglês *Horizontal Axis Wind Turbines*) são turbinas que contem, normalmente, de uma a três pás. Essas pás possuem um perfil aerodinâmico muito similar com os perfis de asa de um avião e funcionam, portanto, conforme o princípio aerodinâmico da sustentação.

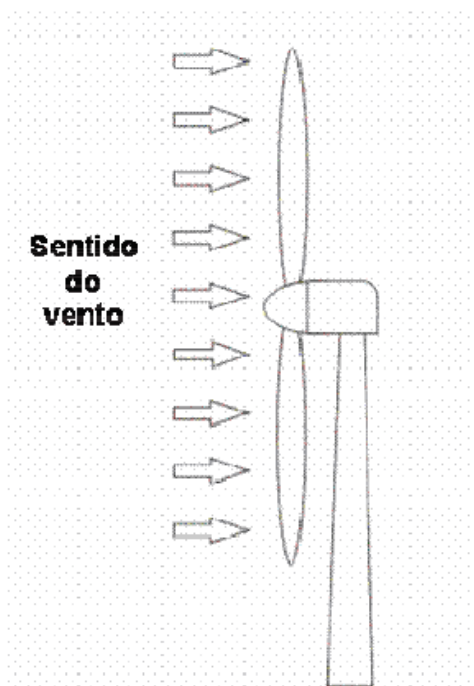
Atualmente, as turbinas eólicas mais modernas e com maior capacidade de geração são de eixo horizontal e constituídas de três pás, gerando a maior parte da energia eólica no mundo. Esse número específico de pás apresenta uma boa relação entre coeficiente de potência, custo, velocidade de rotação e estabilidade (MULLER, 2015). É possível construir turbinas com mais de 100 m de altura e até 8 MW (para turbinas *off-shore*). Nestes casos, as pás podem chegar a 80 m de comprimento.

Existe um número de vantagens no uso de turbinas de eixo horizontal. Primeiro, a variação do ângulo de ataque das pás permite extrair uma quantidade máxima de energia. Além disso, a orientação perpendicular das pás em relação à direção do vento também permite elevar a extração de energia, tornando-as mais eficientes. Por outro lado, as desvantagens incluem o espaço necessário para instalá-las, que deve ser longe de centros urbanos, normalmente em lugares afastados; o agrupamento delas em fazendas eólicas gera ruídos consideráveis, contribuindo para a poluição sonora e problemas ambientais; e a manutenção é muito mais complicada.

As turbinas eólicas de eixo horizontal podem ser divididas em duas categorias:

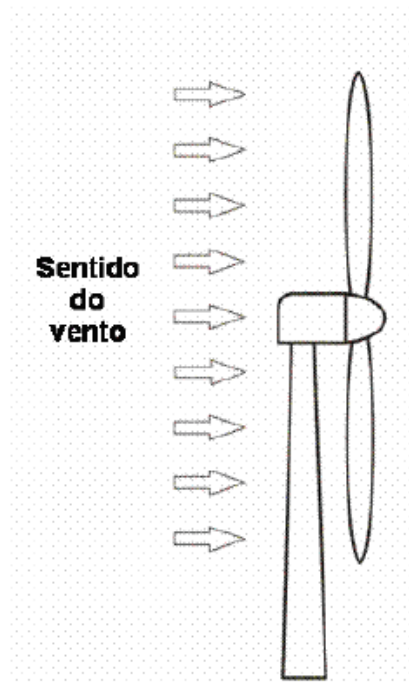
- Frontais (*upwind*): o vento flui na direção frontal da turbina, ou seja, das pás para a região do gerador, conforme Figura 15.
- Retaguarda (*downwind*): o vento flui a partir da traseira da turbina, ou seja, da região do gerador para as pás, conforme Figura 16.

Figura 15 - Turbina eólica de eixo vertical de direção frontal (*upwind*).



Fonte: (MULLER, 2015)

Figura 16 - Turbina eólica de eixo vertical de direção retaguarda (*downwind*).



Fonte: (MULLER, 2015)

2.8.2. Turbinas eólicas de eixo vertical

Turbinas eólicas de eixo vertical (VAWT, do inglês *Vertical Axis Wind Turbines*) têm a principal vantagem de poderem gerar energia a partir de ventos de qualquer direção, removendo a necessidade de sistemas de orientação com a direção do vento, como acontece nas HAWT. Já a principal desvantagem é a eficiência e potência de saída, consideravelmente menor que aquelas encontradas em HAWT.

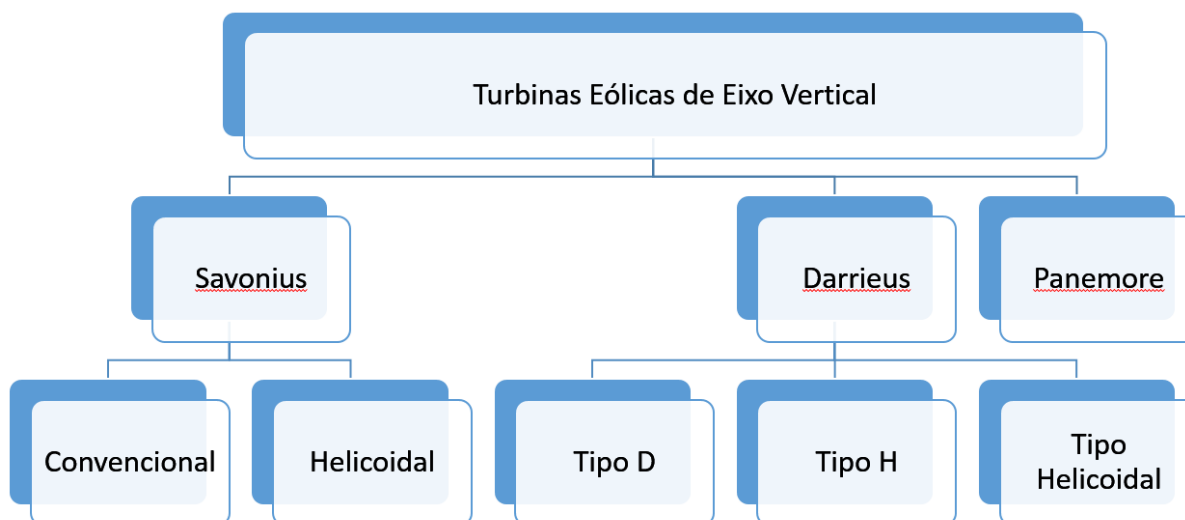
Outras vantagens incluem o melhor comportamento em situações adversas, como rajadas e turbulências, contribuindo para uma menor fadiga, modo de falha clássico da

caixas de transmissão; a facilidade em manutenção e reposição da caixa de transmissão que fica localizada, normalmente, no nível do solo; a facilidade de fabricação devido a simplicidade de forma e estrutura das pás; a possibilidade de instalação de VAWT abaixo das HAWT, suplementando a geração de energia em uma fazenda eólica; e a não necessidade de sistema de redução de rotações, já que não são usados em aplicações que necessitam de velocidade angular constante (NUNES JR., 2008).

Por outro lado, desvantagens incluem: a dificuldade em manter a sustentação dinâmica, uma vez que o ângulo de ataque varia rapidamente, segundo (BUCHNER, HONNERY e SMITS, 2018); a maior possibilidade de fadiga das pás, devido à variação das forças durante cada rotação; e a menor confiabilidade.

As turbinas eólicas de eixo vertical podem ser divididas em três principais tipos: Savonius, Darrieus e Panemone. Cada um destes modelos possui características distintas e suas próprias variações, como apresentado na Figura 17. Em seguida são apresentadas as principais características de cada um destes modelos.

Figura 17 - Tipos de Rotores Eólicos de Eixo Vertical



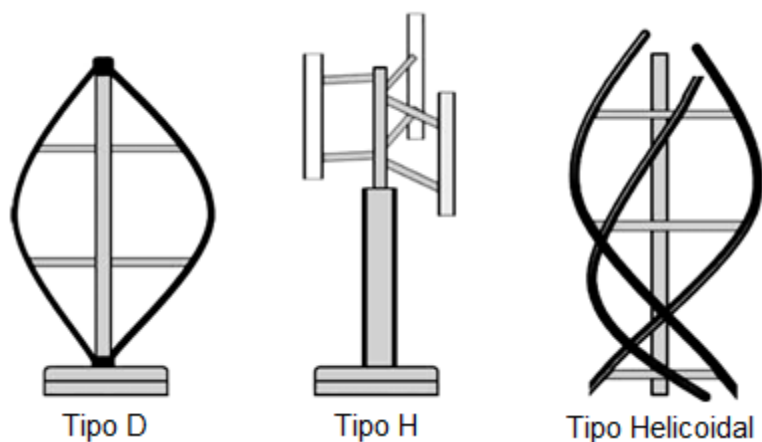
Fonte: Autores

2.8.2.1. Turbina tipo Darrieus

O aerogerador de eixo vertical do tipo Darrieus foi inventado e patenteado por Jean Marie Darrieus em 1926. A patente cobre algumas variações no formato das pás, como a de pás curvas, retas e helicoidais, mostradas na Figura 18. São constituídas de duas ou mais pás e são movidas pelo princípio aerodinâmico da sustentação (BHUTTA, HAYAT e FAROOQ, 2012).

As de pás retas, também chamadas de tipo H ou Giromill, embora mais simples de serem construídas e mais baratas, são menos eficientes e, para manter um ritmo constante de rotação, acabam sendo submetidas a maiores esforços. O rotor com o formato de pá curvo, conhecido como tipo D ou Troposkein, é mais comum em turbinas de grande porte. Nesse tipo, é comum a utilização de cabos de sustentação conectados ao hub superior das pás. A maior desvantagem é a forma ligeiramente mais complexa das pás, mais difícil de ser fabricada. O aerogerador com pás helicoidais foi inicialmente idealizado para água e posteriormente adaptado para o ar. Também é conhecido como turbina de Gorlov.

Figura 18 – Variações do formato das pás das turbinas eólicas tipo Darrieus.



Fonte: (DAS, 2016)

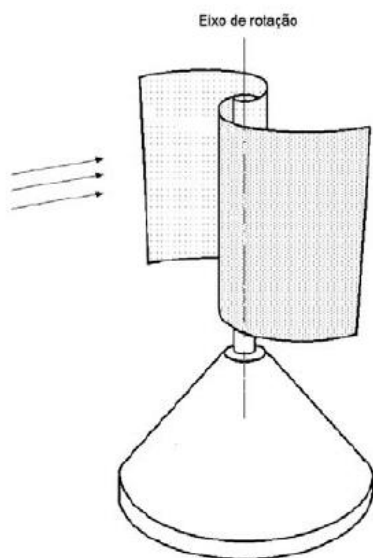
2.8.2.2. Turbina tipo Savonius

Neste tipo de turbina, patenteado pelo engenheiro finlandês Sigurd Johannes Savonius em 1925, (SAVONIUS, 1925), o torque necessário é gerado a partir da força

de arrasto através de pás de superfícies côncavas. O rotor Savonius mais simples é mostrado na Figura 19. É um rotor simples, robusto e fácil de projetar e fabricar. A maior problema de projeto, entretanto, é que o torque somente é gerado durante metade de uma rotação, quando a pá está na mesma direção do vento. Na outra metade da revolução, a pá contribui com um torque negativo, reduzindo o torque líquido aplicado ao gerador. Dificilmente, portanto, esse modelo é uma opção viável para produção de energia em larga escala. Outras vantagens incluem o baixo torque de partida, o contínuo funcionamento com pouco vento, a manutenção simplificada e a possibilidade de operação durante ventos muito fortes. Por outro lado, possui baixo rendimento.

No intuito de aumentar a eficiência do rotor Savonius, pesquisas têm sido feitas e novas formas das pás têm sido propostas. Uma variação destas consiste na fabricação de pás helicoidais, mostrada na Figura 20. Isso melhora as características de partida e permite um torque mais constante ao longo de uma rotação completa. Outras variações incluem, por exemplo, o empilhamento de vários rotores simples.

Figura 19 - Rotor do tipo Savonius.



Fonte: (GASCH e TWELE, 2002)

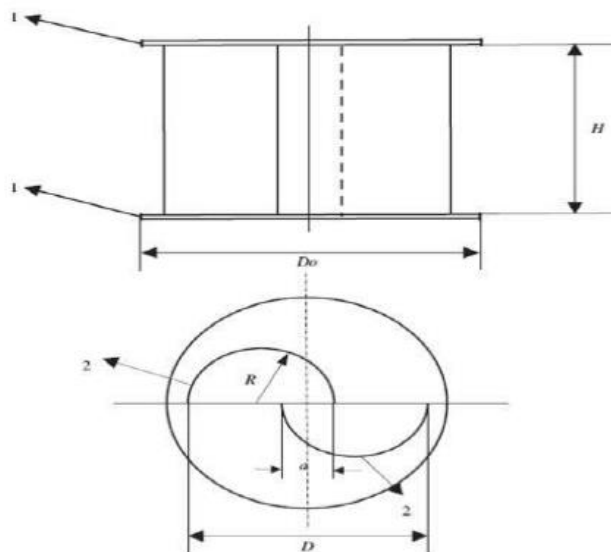
Figura 20 - Rotor Savonius helicoidal.



Fonte: (ARCHIEXPO)

Uma simples modificação que gera um significativo ganho de eficiência é a sobreposição das pás do rotor, como mostrado na Figura 21, permitindo o escoamento do ar por entre as pás (SRINIVASAN, 2017).

Figura 21 - Rotor Savonius com pás sobrepostas

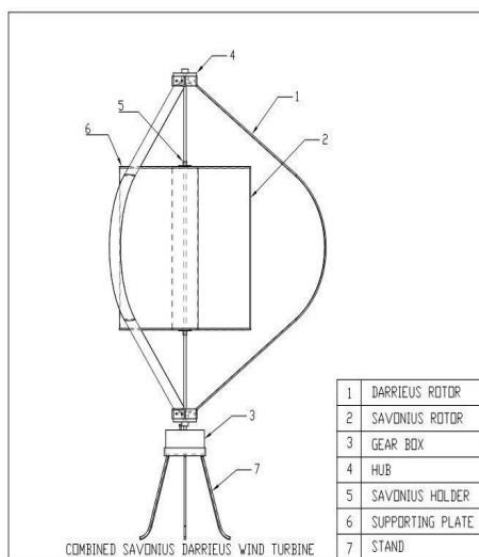


Fonte: (SRINIVASAN, 2017)

2.8.2.3. Turbina Savonius-Darrieus

É um rotor híbrido entre os modelos Savonius e Darrieus, ilustrado na Figura 22.

Figura 22 - Rotor tipo Savonius-Darrieus.



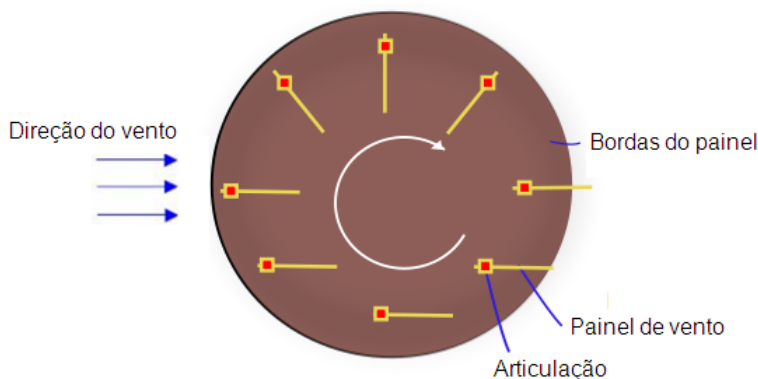
Fonte: (SRINIVASAN, 2017)

Nessa configuração, o rotor Darrieus fornece a maior parte da energia para a rotação enquanto o rotor Savonius fornece o torque de partida inicial. Com essa combinação, é possível alcançar eficiências de até 51%, de acordo com (GHOSH, 2013).

2.8.2.4. Turbina Panemone

É um dos tipos mais antigos de aerogerador. Nesse modelo, o rotor é constituído por uma série de pás, geralmente entre 6 a 10, cada uma fixada por meio de uma articulação que permite a pá girar, conforme desenho esquemático da Figura 23. Quando o vento atinge as pás com superfície perpendicular ou quase perpendicular à direção do vento, é gerado torque no eixo do rotor. É, portanto, movida por forças de arrasto. Quando as pás atingem a direção oposta da entrada do vento, elas se alinham com ele, diminuindo a arrasto. Embora bastante simples, esse rotor pode captar energia somente na metade da área das pás (as que estão aproximadamente perpendiculares ao vento). Por consequência, é o tipo menos eficiente de turbina eólica.

Figura 23 - Funcionamento do rotor Panemone.



Fonte: Adaptada (Wikipedia)

3. PROJETO PROPOSTO

A partir dos dados apresentados, o modelo escolhido para o desenvolvimento do projeto é a turbina eólica de eixo vertical Darrieus-H. Ele é um modelo de fabricação simples e que apresenta bons rendimentos quando comparado aos demais modelos de turbinas. Como são utilizados perfis de pás tabelados, a aquisição de dados para o dimensionamento também é favorecida, assim como a possibilidade de variação dos parâmetros de entrada para otimização de resultados.

O objetivo deste trabalho é projetar uma turbina para instalação em residências, portanto o dimensionamento inicial tem como objetivo suprir a demanda média de uma residência situada no Brasil. Esse consumo é de 152,2 kWh/mês, de acordo com (FEDRIGO, GONÇALVES e LUCAS, 2009), o que resulta em uma potência nominal de 211 W. A velocidade nominal do vento adotada será de 10 m/s. Para este dimensionamento são realizadas comparações da influência do perfil aerodinâmico das pás, da solidez, do número de pás e da razão de aspecto no funcionamento do rotor, tendo como objetivo selecionar os parâmetros que apresentam os melhores resultados. Estes cálculos são realizados tendo como dados de entrada os valores apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados para o projeto proposto.

Parâmetro	Valor
Velocidade do vento (V_{∞})	10 m/s
Potência desejada (P)	211 W
Densidade do ar (ρ)	1,184 kg/m ³
Viscosidade do ar (μ_{∞})	1,558x10 ⁻⁵ Pa.s

3.1. TRABALHOS SIMILARES

Alguns trabalhos já vêm desenvolvendo turbinas eólicas de pequeno porte. (SRINIVASAN, 2017) apresenta o projeto com cálculos básicos para uma turbina híbrida Savonius-Darrieus de 1 m de diâmetro para velocidades de vento baixas. (PURIFICAÇÃO e FONTE, 2012) fazem um estudo abrangente de turbinas eólicas

verticais e apresentam um estudo de dimensionamento de uma turbina Darrieus para uso urbano, mais especificamente sobre edifícios. Nesse trabalho, os autores conseguiram suprir 5% do consumo de iluminação de um condomínio, embora a potência obtida seja inferior a uma turbina horizontal equivalente. (UTOMO, TJAHJANA e HADI), adicionando uma aleta horizontal em uma turbina Savonius, conseguiram aumentar em 11% a eficiência da turbina a baixas velocidades através de um dispositivo de força de arrasto positiva. (BERDUGO e PÉREZ, 2011) ressaltaram as vantagens das turbinas de eixo vertical e, baseado nesta premissa, projetaram uma turbina tipo Darrieus H para operação de baixa potência, utilizando materiais baratos e comerciais. Foi possível construir um protótipo para avaliação do projeto. Também com o objetivo de projetar e construir um aerogerador, (ARGENTINO e BEPPU, 2007) foram capazes de construir um com potência de apenas 2 a 3 W. A partir desse projeto inicial, eles aumentaram progressivamente a turbina (com rotor 5 vezes maior e o dobro de largura) para conseguir um conjunto capaz de gerar 395 W, suprimindo uma demanda de 5kWh. Em praticamente todos esses casos, os rotores foram superdimensionados para suprir uma demanda adequada de energia, uma das desvantagens das turbinas de eixo vertical.

Em um sentido mais amplo, (NUNES JR., 2008) propõe uma metodologia para o projeto de turbinas eólicas de pequeno porte, englobando análises estruturais, aerodinâmicas e de viabilidade de novos materiais. Usando essa metodologia, foi possível construir dois protótipos com sucesso.

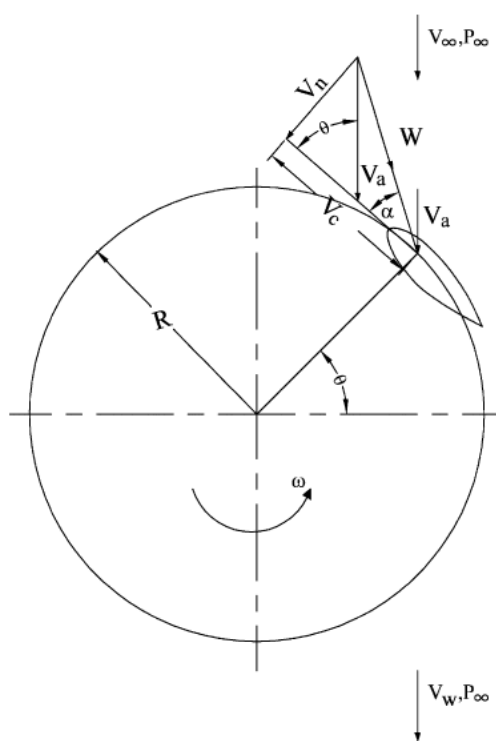
4. METODOLOGIA

Neste capítulo são descritos os modelos de funcionamento de uma turbina tipo Darrieus-H e as considerações feitas para a utilização destes modelos.

4.1. FUNCIONAMENTO DO ROTOR DARRIEUS-H

Primeiramente, é calculada a relação da variação do ângulo de ataque com a velocidade de rotação da turbina. Conforme apresentado na Figura 24, o escoamento é tomado como ocorrendo no sentido radial. (ISLAM, TING e FARTAJ, 2008).

Figura 24 - Representação esquemática de uma turbina Darrieus com pás retas



Fonte: (ISLAM, TING e FARTAJ, 2008)

Os componentes tangencial (V_c) e normal (V_n) da velocidade são obtidas a partir das equações (14) e (15):

$$V_c = R\omega + V_a \cos\theta \quad (14)$$

$$V_n = V_a \sin\theta \quad (15)$$

sendo V_a a velocidade de escoamento axial através do rotor, ω a velocidade de rotação, R o raio da turbina e θ o ângulo de azimute. O ângulo de ataque α apresentado na Figura 24 é dado pela equação (16):

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{V_n}{V_c} \right) \quad (16)$$

Substituindo V_c e V_n na equação acima e adimensionalizando, obtêm-se o ângulo de ataque conforme a equação (17):

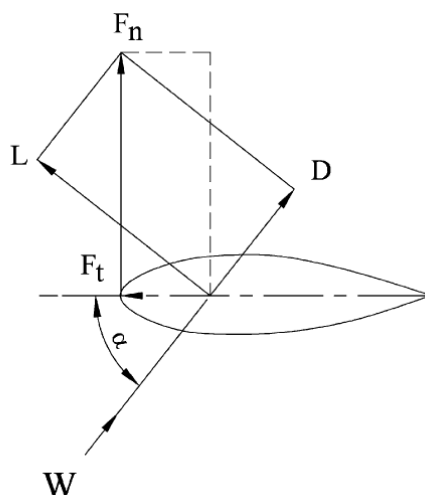
$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{\frac{\text{sen } \theta}{R\omega/V_\infty}}{\frac{V_a/V_\infty}{+ \cos \theta}} \right) \quad (17)$$

Em seguida é calculada a variação de velocidade relativa (W) conforme equação (18), também representado na Figura 24.

$$W = \sqrt{V_c^2 + V_n^2} \quad (18)$$

As forças de sustentação e arrasto e seus componentes normal e tangencial estão representados na Figura 25. O coeficiente de força tangencial (C_T) é a diferença entre os componentes tangenciais das forças de sustentação e arrasto. Assim como o coeficiente de força normal (C_N) é a diferença entre os componentes normais das forças de sustentação e arrasto.

Figura 25 – Diagrama de forças em uma pá



Fonte: (ISLAM, TING e FARTAJ, 2008)

C_T e C_N podem ser definidos através das equações (19) e (20), respectivamente:

$$C_T = C_L \text{sen} \alpha - C_D \text{cos} \alpha \quad (19)$$

$$C_N = C_L \text{cos} \alpha - C_D \text{sen} \alpha \quad (20)$$

As equações (21) e (22) definem as forças tangencial e normal para uma pá reta, respectivamente:

$$F_T = C_T \frac{1}{2} \rho c H W^2 \quad (21)$$

$$F_N = C_N \frac{1}{2} \rho c H W^2 \quad (22)$$

As equações para as forças tangencial e normal são válidas para qualquer ângulo azimutal θ . Então, a força tangencial média (F_{TA}) de uma pá pode ser calculada pela equação (23).

$$F_{TA} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} F_T(\theta) d\theta \quad (23)$$

Assim, o torque total (Q) para um número total de pás (N) é dado pela equação (24).

$$Q = NF_{TA}R \quad (24)$$

Finalmente, a potência (P) calculada pela equação (25).

$$P = Q\omega \quad (25)$$

Este modelo geral, apesar de correto em sua proposta, não considera as variações da velocidade do vento ao longo do rotor, o que torna o resultado obtido pouco confiável. Para um resultado mais aprimorado é utilizado um modelo computacional, que permite encontrar aproximações para a velocidade do vento em diferentes pontos do rotor por meio de um processo iterativo.

4.2. OBTENÇÃO DOS COEFICIENTES DE SUSTENTAÇÃO E DE ARRASTO

A obtenção dos coeficientes de sustentação e arrasto para um determinado perfil de aerofólio é feita em duas etapas: extração dos dados para a região de baixo ângulo de ataque e extrapolação para a região com maiores ângulos de ataque.

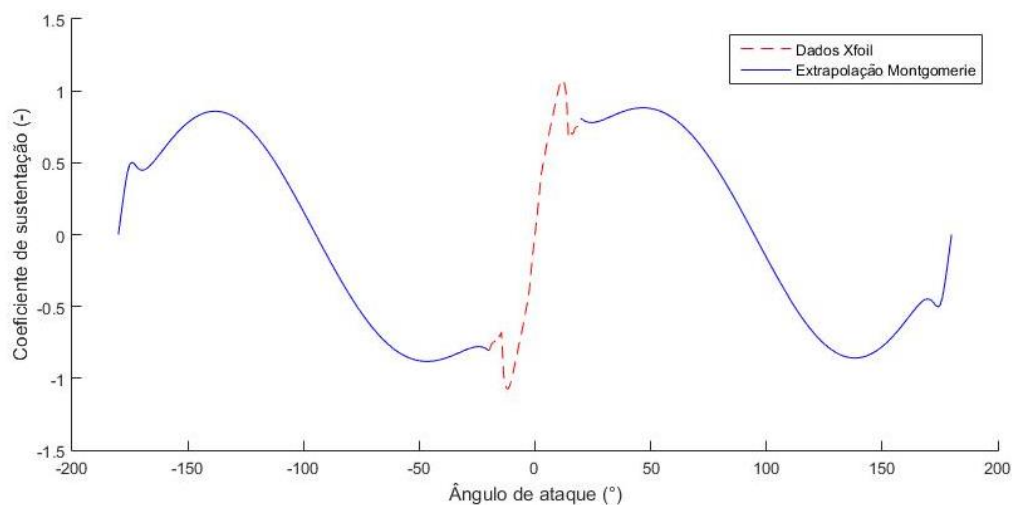
É possível obter os coeficientes de sustentação e arrasto em função do ângulo de ataque e do número de Reynolds através de diversos softwares. Um deles é o QBlade, que utiliza o algoritmo proposto pelo programa XFOIL, que calcula a distribuição de pressão no aerofólio e, conseqüentemente, os valores do coeficiente de sustentação e arrasto. O XFOIL foi criado por Mark Drela no *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) na década de 1980 e, desde então, seu código tem sido incorporado em diversos outros programas. Uma das principais limitações desse código é que ele só produz resultados confiáveis para baixos ângulos de ataque até a ocorrência da separação da camada

limite. Para aerofólios simétricos, esse intervalo normalmente está entre -20° a 20° para o ângulo de ataque.

Entretanto, para turbinas de eixo vertical, a pá está sujeita a ângulos de ataque maiores do que aqueles disponíveis no Xfoil. Em outras palavras, frequentemente os aerofólios de uma turbina de eixo vertical passam pela separação da camada limite. Isso exige dados dos coeficientes para um intervalo mas amplo de ângulos de ataque. Dois algoritmos se destacam para obtenção destes valores: o proposto por (MONTGOMERIE, 2004) e (VITERNA e JANETZKE, 1982). Ambos fazem a exploração para ângulos de -180° a 180° com base nos dados do intervalo limitado descrito acima. De acordo com (MARTEN e WENDLER, 2013), apesar de mais complicado que o método de Viterna, o método de Montgomerie tem se mostrado mais preciso. Portanto, neste trabalho usaremos o método de Montgomerie.

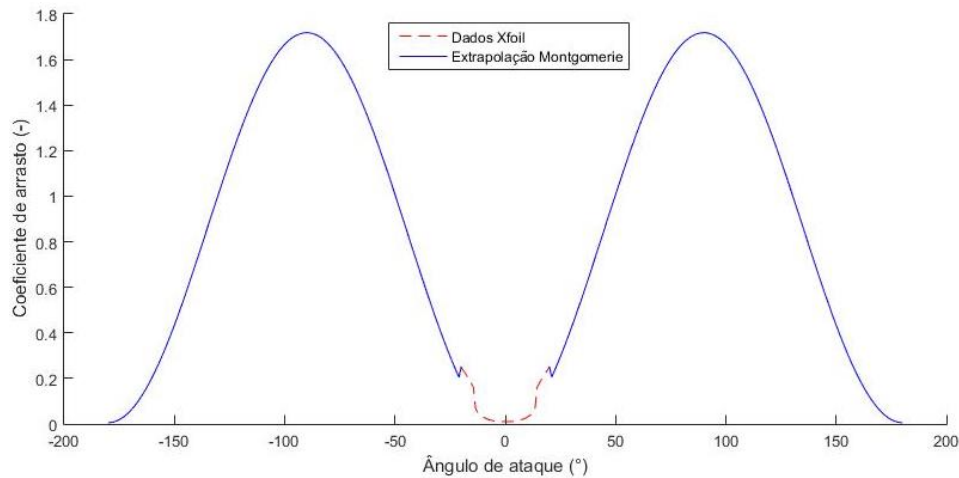
É possível extrair os coeficientes de sustentação e arrasto para todo o intervalo de ângulo de ataque através do programa QBlade. Esse programa utiliza os dois algoritmos citados anteriormente. A Figura 26 mostra o resultado final do coeficiente de sustentação e a Figura 27 do coeficiente de arrasto para o perfil NACA 0012 com Reynolds de 200000.

Figura 26 – Coeficiente de sustentação pelo ângulo de ataque (NACA 0012)



Fonte: Autores

Figura 27 - Coeficiente de arrasto pelo ângulo de ataque (NACA 0012)



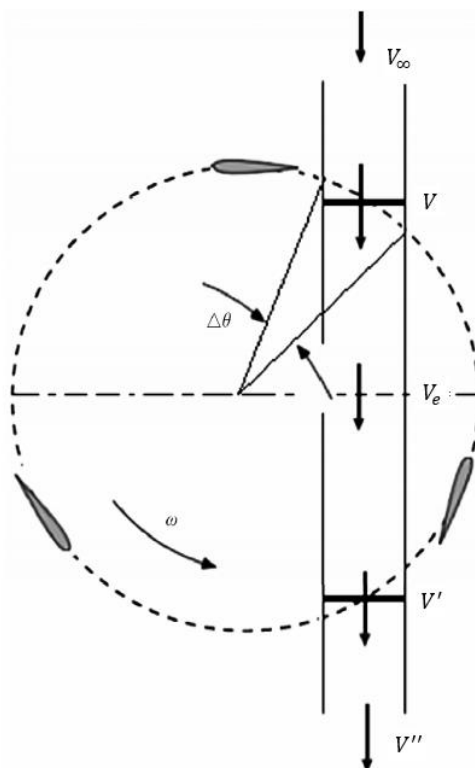
Fonte: Autores

4.3. MODELO MATEMÁTICO COMPUTACIONAL

Os principais modelos aerodinâmicos para descrever o funcionamento de turbina eólicas podem ser divididos em três categorias: modelos de momento, vórtice e cascata (BERI e YAO, 2011). Neste estudo é aplicado o modelo de momentos conhecido como Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo (TCMD), desenvolvido por (PARASCHIVOIU, 1988). O TCMD gera bons resultados quando comparado a dados experimentais, porém para altos valores de solidez ele tende a superestimar a potência (ISLAM, TING e FARTAJ, 2006).

O modelo TCMD opera igualando a força aerodinâmica nas pás com a variação de momento do ar que passa através do rotor. A diferença do TCMD para os demais modelos de momento é que nele o disco da turbina é dividido em dois semicírculos, um a montante e um a jusante. Este modelo ainda divide a turbina em tubos de corrente, considerando que o vento flui em apenas uma direção, e em cada um destes tubos é feito o cálculo de momento de modo iterativo, obtendo, ao final do processo, o torque e potência totais gerados no rotor.

Figura 28 - Representação método TCMD



Fonte: Adaptado (BERI e YAO, 2011)

As velocidades que incidem na parte montante, jusante e corrente livre são consideradas diferentes e incorporadas no modelo. Ao todo, em cada tubo de corrente, são assumidas cinco diferentes velocidades para o escoamento de ar, conforme representado na Figura 28. Essas velocidades podem ser calculadas conforme o conjunto de equações de (26) a (29).

$$V = uV_\infty \quad (26)$$

$$V_e = (2u - 1)V_\infty \quad (27)$$

$$V' = u'V_e = u'(2u - 1)V_\infty \quad (28)$$

$$V'' = (2u - 1)(2u' - 1)V_\infty \quad (29)$$

onde u e u' são fatores de interferência para a parte montante e jusante do rotor, respectivamente.

A velocidade relativa local montante é dada pela equação (30). Para o caso de turbinas de pás retas, $\delta = 0$.

$$W^2 = V^2[(\lambda - \text{sen}\theta)^2 + \text{cos}^2\theta\text{cos}^2\delta] \quad (30)$$

O ângulo de ataque local é dado pela equação (31).

$$\alpha = \arcsen \left[\frac{\text{cos}\theta\text{cos}\delta}{\sqrt{(\lambda - \text{sen}\theta)^2 + \text{cos}^2\theta\text{cos}^2\delta}} \right] \quad (31)$$

Para o semicírculo jusante, a velocidade relativa local W' e o ângulo de ataque local α' são encontrados substituindo as condições locais nas equações (30) e (31) por λ' e V' .

4.3.1. Cálculos para o semicírculo montante

Aplicando a teoria do elemento de pá e a equação de momento em cada tubo de corrente e equacionando a variação vertical do coeficiente de arrasto do rotor, tem-se a relação da equação (32).

$$f_{mt}u = \pi(1 - u) \quad (32)$$

onde f_{mt} é uma função dada pela equação (33).

$$f_{mt} = \frac{Nc}{8\pi R} \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \left(C_N \frac{\text{cos}\theta}{|\text{cos}\theta|} - C_t \frac{\text{sen}\theta}{|\text{cos}\theta|\text{cos}\delta} \right) \left(\frac{W}{V} \right)^2 d\theta \quad (33)$$

Os coeficientes de sustentação e arrasto são obtidos interpolando utilizando o número de Reynolds e ângulo de ataque, para cada posição considerada, nos dados levantados conforme descrito no item 4.2.

Através de um processo iterativo que se inicia assumindo $u = 1$, são encontrados os valores finais para V , W e α , e com estes dados pode-se calcular as resultantes no semicírculo montante.

Para cada pá, no semicírculo montante, os coeficientes de força normal e tangencial em função do ângulo azimutal θ são dados pelas equações (34) e (35), respectivamente.

$$F_N(\theta) = \left(\frac{cH}{A}\right) \int_{-1}^1 C_N \left(\frac{W}{V_\infty}\right)^2 \left(\frac{1}{\cos\delta}\right) d\xi \quad (34)$$

$$F_T(\theta) = \left(\frac{cH}{A}\right) \int_{-1}^1 C_T \left(\frac{W}{V_\infty}\right)^2 \left(\frac{1}{\cos\delta}\right) d\xi \quad (35)$$

Nestas equações, $\xi = z/H$ e A é a área coberta pelo rotor.

O torque gerado em cada pá é calculado integrando ao longo da pá para cada θ através da equação (36).

$$T_{mt}(\theta) = \left(\frac{1}{2}\right) \rho_\infty cRH \int_{-1}^1 C_T W^2 \left(\frac{1}{\cos\delta}\right) d\xi \quad (36)$$

O torque médio gerado em meia volta do rotor por metade das pás é dado pela equação (37):

$$\bar{T}_{mt} = \left(\frac{N/2}{\pi}\right) \int_{-\pi/2}^{\pi/2} T_{mt}(\theta) d\theta \quad (37)$$

O coeficiente de torque pode ser calculado através da equação (38).

$$\bar{C}_{Q1} = \left(\frac{NcH}{\pi A}\right) \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \int_{-1}^1 C_T \left(\frac{W}{V_\infty}\right)^2 \left(\frac{1}{\cos\delta}\right) d\xi d\theta \quad (38)$$

Assim, o coeficiente de potência do semicírculo montante é dado pela equação (39).

$$C_{P1} = \left(\frac{\omega R}{V_\infty}\right) \bar{C}_{Q1} \quad (39)$$

4.3.2. Cálculos para o semicírculo jusante

Os cálculos para o semicírculo jusante são análogos ao da parte montante e são apresentados a seguir. Seguindo a mesma lógica aplicada no semicírculo montante, tem-se:

$$f_{ju}u' = \pi(1 - u') \quad (40)$$

Onde f_{mt} é uma função dada pela equação (41).

$$f_{ju} = \frac{Nc}{8\pi R} \int_{\pi/2}^{3\pi/2} \left(C'_N \frac{\cos\theta}{|\cos\theta|} - C'_T \frac{\sin\theta}{|\cos\theta|\cos\delta} \right) \left(\frac{W'}{V'} \right)^2 d\theta \quad (41)$$

Para iniciar o processo iterativo, o fator de interferência u' é considerado como sendo $u' = u$, sendo u o valor obtido nos cálculos para a setor montante do rotor. Encontrando o valor de u' , pode-se calcular os valores finais para V' , W' e α' , e com estes valores encontrar os valores de força e torque para o semicírculo jusante.

Para uma pá, os coeficientes de força normal e tangencial em função do ângulo azimutal θ são dados, respectivamente, pelas equações (42) e (43).

$$F'_N(\theta) = \left(\frac{cH}{A} \right) \int_{-1}^1 C'_N \left(\frac{W'}{V_\infty} \right)^2 \left(\frac{1}{\cos\delta} \right) d\xi \quad (42)$$

$$F'_T(\theta) = \left(\frac{cH}{A} \right) \int_{-1}^1 C'_T \left(\frac{W'}{V_\infty} \right)^2 \left(\frac{1}{\cos\delta} \right) d\xi \quad (43)$$

Nas equações (42) e (43), $\xi = z/H$ e A é a área coberta pelo rotor.

O torque gerado em cada pá é calculado integrando ao longo da pá para cada θ através da equação (44).

$$T_{ju}(\theta) = \left(\frac{1}{2} \right) \rho c R H \int_{-1}^1 C'_T W'^2 \left(\frac{1}{\cos\delta} \right) d\xi \quad (44)$$

O torque médio gerado em meia volta do rotor por metade das pás é dado pela equação (45).

$$\bar{T}_{ju} = \left(\frac{N/2}{\pi} \right) \int_{\pi/2}^{3\pi/2} T_{ju}(\theta) d\theta \quad (45)$$

O coeficiente de torque pode ser calculado pela equação (46).

$$\bar{C}_{Q2} = \left(\frac{NcH}{2\pi A} \right) \int_{\pi/2}^{3\pi/2} \int_{-1}^1 C'_T \left(\frac{W'}{V_\infty} \right)^2 \left(\frac{1}{\cos\delta} \right) d\xi d\theta \quad (46)$$

Assim, o coeficiente de potência do semicírculo montante é dado pela equação (47).

$$C_{P2} = \left(\frac{\omega R}{V_\infty} \right) \bar{C}_{Q2} \quad (47)$$

4.3.3. Resultados para ciclo completo

Os valores resultantes para o disco completo do rotor podem ser obtidos somando os resultados alcançados para cada semicírculo, portanto o coeficiente de potência é calculado por:

$$C_p = C_{P1} + C_{P2} \quad (48)$$

Para encontrar a potência total gerada pela turbina, basta utilizar a equação (6).

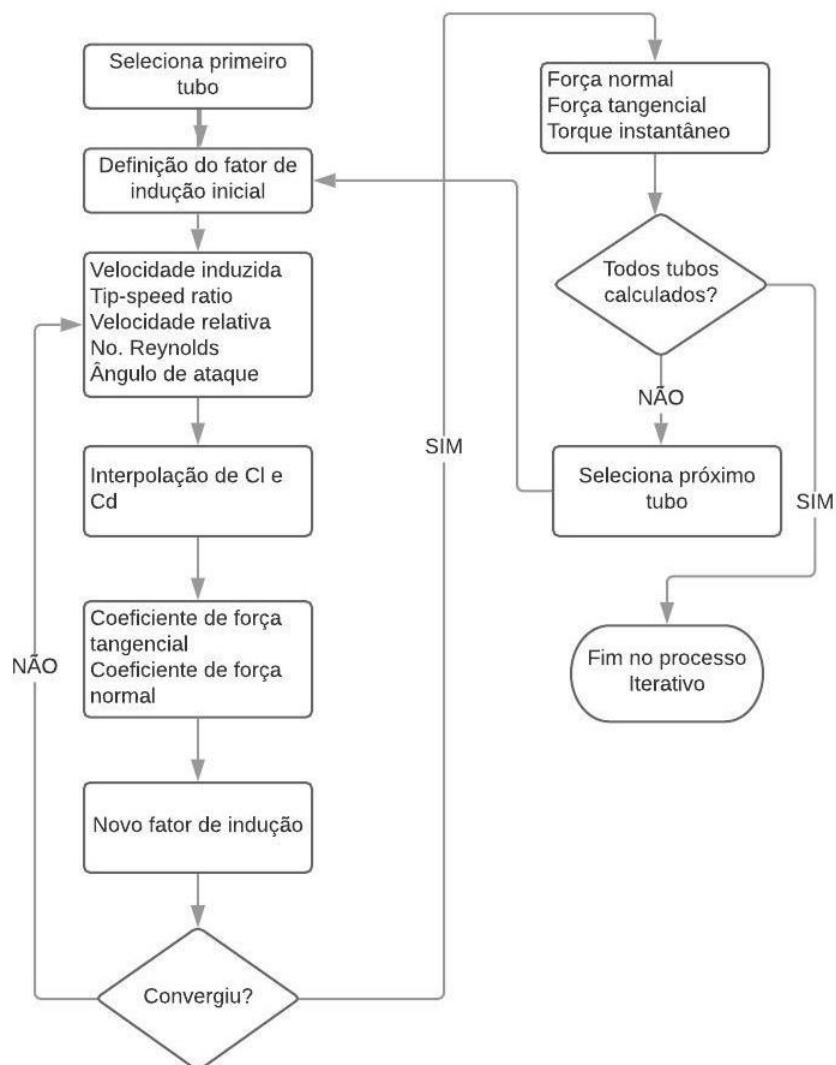
4.4. ESCOLHA DO AEROFÓLIO

Para a escolha do modelo de aerofólio são comparados os coeficientes de potência de 4 diferentes aerofólios simétricos: NACA0012, NACA0015, NACA0018 e NACA0021. Esse cálculo é feito com base no algoritmo TCMD, utilizando os mesmos dados de entrada e variando apenas o perfil dos aerofólios.

4.5. IMPLEMENTAÇÃO DO MÉTODO TCMD

O método TCDM é implementado através de um algoritmo que faz sucessivas iterações até encontrar o fator de interferência montante e jusante. O funcionamento deste algoritmo está representado na Figura 29. Este método foi implementado em MATLAB, com base no trabalho de (CASER e PAIVA, 2016), como uma função e seu código está disponível no APÊNDICE A.

Figura 29- Processo iterativo do método TCDM.



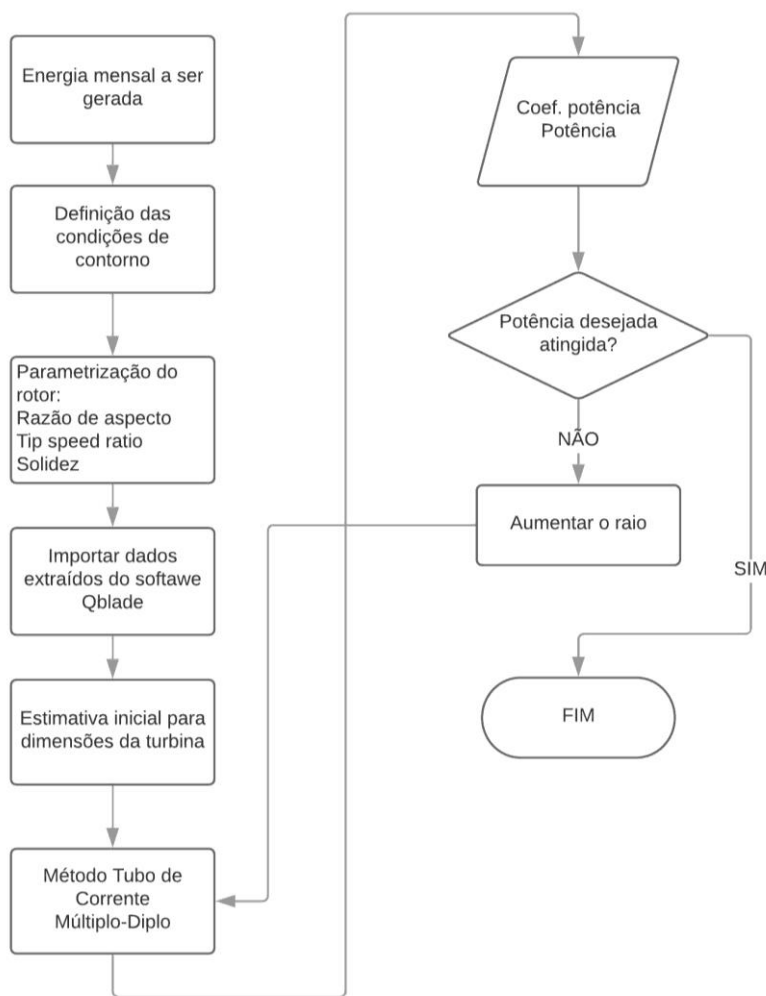
Fonte: Autores

Fazendo uso deste algoritmo a turbina é dimensionada por dois métodos diferentes: o primeiro partindo de uma potência desejada e encontrando as dimensões do rotor, e o segundo partindo das dimensões da turbina para encontrar a potência gerada. Os dois métodos são apresentados a seguir.

4.5.1. Dimensionamento pela potência desejada

O dimensionamento pela potência tem como objetivo encontrar as dimensões mínimas de para um rotor capaz de gerar determinada potência. O APÊNDICE B apresenta o algoritmo que faz este dimensionamento através da aplicação do método TCMD em um processo iterativo. A Figura 30 mostra de maneira esquemática o funcionamento deste algoritmo.

Figura 30 - Dimensionamento pela potência



Fonte: Autores

4.5.2. Dimensionamento pelo tamanho do rotor

Outra possibilidade é o dimensionamento partindo de dimensões fixas do rotor. Este dimensionamento é realizado através do código apresentado no APÊNDICE C.

Utilizando o tamanho máximo e os parâmetros otimizados resultantes da seção anterior, ele resulta na potência nominal e na respectiva energia total gerada mensalmente.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo é aplicada a metodologia apresentada no capítulo anterior no dimensionamento da turbina, iniciando pela escolha do modelo de aerofólio utilizado para as pás, seguido pelo cálculo do número ideal de pás, solidez e razão de aspecto. Então é realizado um primeiro dimensionamento com valores de entrada assumidos e que são refinados em um processo iterativo.

5.1. CÁLCULO DAS DIMENSÕES DO ROTOR DADA UMA POTÊNCIA

Nesta seção, o rotor é dimensionado para uma potência fixa. Como o projeto proposto visa suprir a demanda média para uma residência, 152,2 kWh/mês, a potência objetivo é definida baseada neste valor, ou seja, 211 W. Em seguida são comparados os principais parâmetros do rotor, de forma a dimensionar a turbina.

5.1.1. Perfil de pá

Para a escolha do perfil de pá, realiza-se uma simulação para cada perfil considerado: NACA 0012, NACA 0015, NACA 0018 e NACA 0021. A Tabela 2 indica os parâmetros utilizados nestas simulações. Alguns destes parâmetros terão seus valores refinados nas seções posteriores.

Tabela 2 - Parâmetros para simulação e escolha do perfil de pá.

Parâmetro	Valor
Velocidade do vento (m/s)	10
Razão de aspecto	2
Solidez	0,4
Número de pás	3
Tip Speed Ratio	1,4

Densidade do ar (kg/m ³)	1,184
Fator de capacidade	40% (10h/dia)
Número de tubos	18

Fonte: Autores

O algoritmo da seção 4.5.1 foi executado para os 4 perfis considerados. A Tabela 3 mostra as dimensões (altura, raio e corda da pá) resultantes dos rotores dimensionados para a potência dada. Além disso, são apresentadas a rotação e o torque médio por rotação. Os perfis que produzem os resultados mais interessantes são os NACA 0018 e NACA 0021. Para um rotor com maior torque e rotação levemente menor, o perfil NACA 0018 deve ser escolhido. Já para um rotor mais compacto, o perfil NACA 0021 deve ser escolhido. O menor torque do rotor com esta última pá decorre de que sua rotação é maior, uma vez que adota-se o parâmetro Tip Speed Ratio constante.

Outro ponto interessante é que, uma vez que o perfil NACA 0018 gera um torque maior que o NACA 0021 na mesma velocidade de vento, a velocidade de vento inicial em que ele começa a gerar energia é menor, o que o faz mais adequado para intensidades de vento mais baixas.

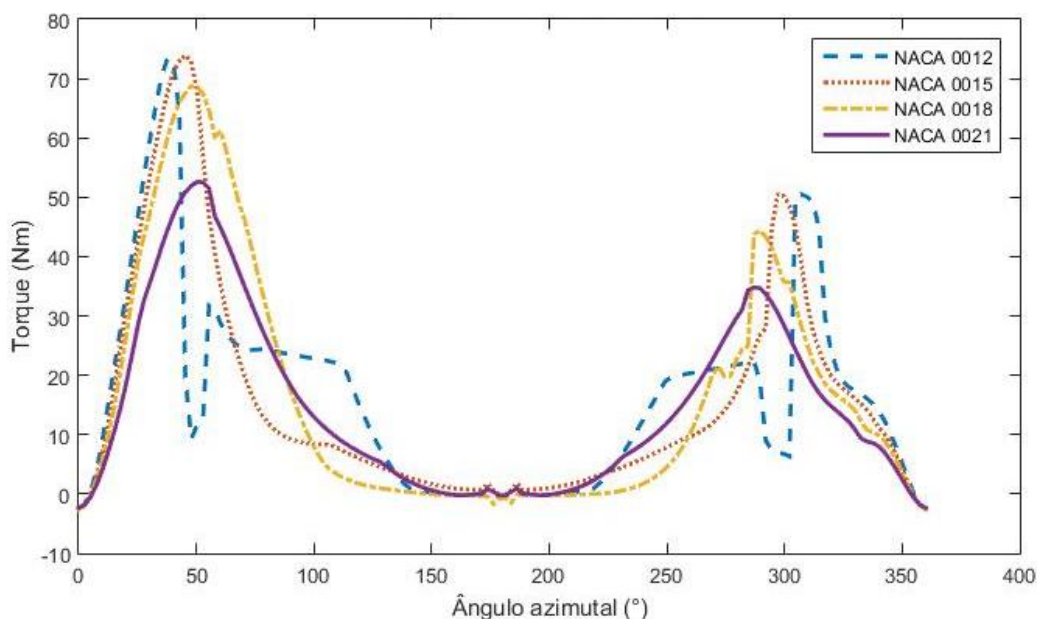
Tabela 3 - Dados dos rotores resultantes do dimensionamento pela potência.

	NACA 0012	NACA 0015	NACA 0018	NACA 0021
Altura (m)	2,6	2,5	2,4	2,2
Raio (m)	1,3	1,25	1,2	1,1
Corda (cm)	35	33	32	29
Rotação (rpm)	102,84	106,95	111,41	121,54
Torque médio (Nm)	15,86	14,84	15,49	14,08

Fonte: Autores

A Figura 31 mostra o torque instantâneo ao longo de uma rotação para cada rotor. Os maiores picos de torque acontecem no rotor com perfil NACA 0015, enquanto os menores acontecem no NACA 0021. Disso pode-se concluir que este último perfil acarreta em menores esforços mecânicos e maior resistência a fadiga.

Figura 31 - Torque instantâneo para os 4 perfis de pá analisados.



Fonte: Autores

Considerando que o objetivo é viabilizar um rotor para uso residencial, adota-se o perfil que resulta no rotor mais compacto: NACA 0021. Com este perfil, as dimensões iniciais do rotor são de 2,2m de altura por 2,2 m de diâmetro, que ainda poderão ser otimizadas nas próximas seções. Com estas dimensões, o rotor resultante tem 4,8 m² de área frontal.

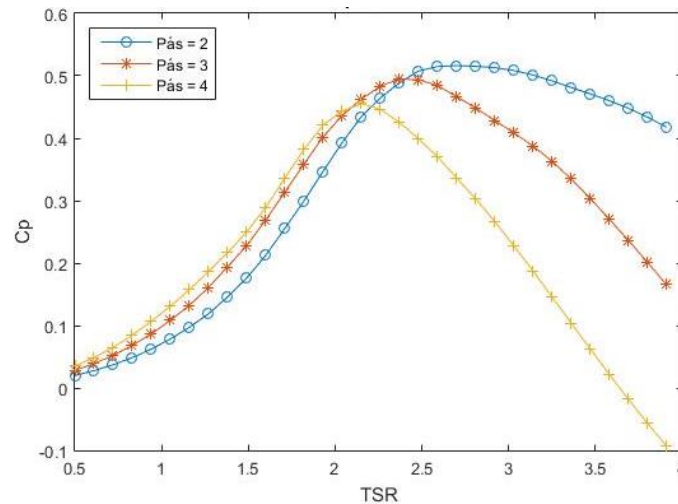
5.1.2. Número de pás

Analisa-se a variação do coeficiente de potência em relação ao número de pás do rotor para os parâmetros e perfil de pá definidos no item anterior mantendo a corda constante. A Figura 32 mostra o gráfico com a comparação entre os modelos de rotor com 2, 3 e 4 pás, executados pelo algoritmo da seção 4.5.1.

Analisando valores de TSR até 2, apropriados para rotores de pequeno porte, o coeficiente de potência para três e quatro pás é muito similar, enquanto que o arranjo com duas pás tem desempenho inferior. Como a diferença de coeficiente de potência é marginal entre três e quatro pás, é vantajoso utilizar o modelo com três pás, pois os

custos com material e fabricação são menores e a massa total do rotor é reduzida. Portanto, é selecionada a configuração com 3 pás para o dimensionamento final. A preferência pelo arranjo com três pás é confirmado por (TAHER, AHMAD, *et al.*, 2015) e (CASTELLI, BETTA e BENINI, 2012).

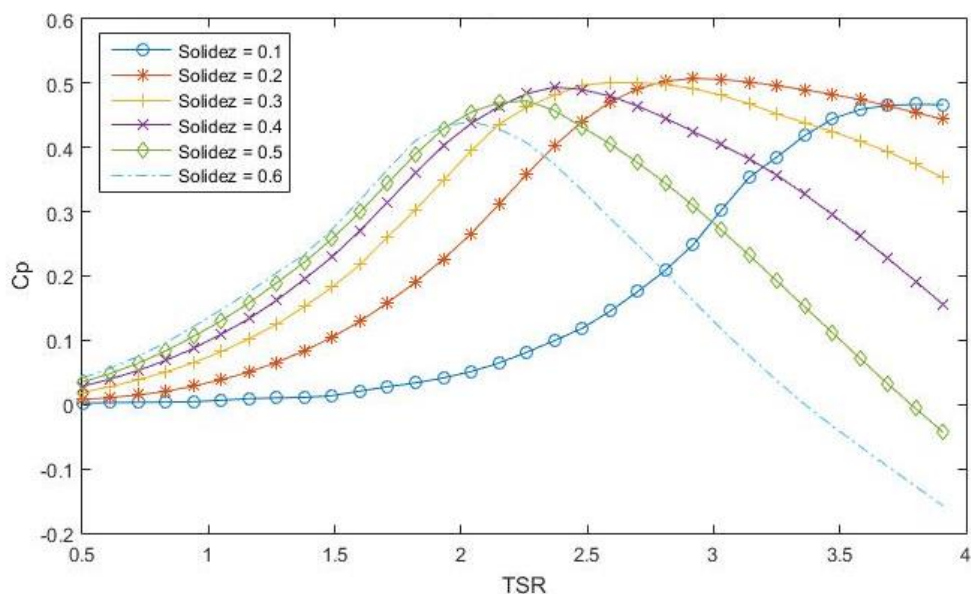
Figura 32 - Comparação do coeficiente de potência em função do número de pás.



Fonte: Autores

5.1.3. Solidez

Variando a solidez de 0,1 a 0,6 e fixando demais parâmetros são obtidos os dados apresentados na Figura 33. Analisando estes resultados é possível observar que quanto maior a solidez, menor é o valor de TSR para o qual é atingido o pico de coeficiente de potência. Esse valor máximo do coeficiente de potência também varia entre as curvas: é maior para uma solidez intermediária. Esta relação também é observada por (ISLAM, FARTAJ e CARRIVEAU, 2008), que também aponta que quanto maior a solidez, mais estreita será a curva do coeficiente de potência pelo TSR.

Figura 33 – Comparação de solidez.

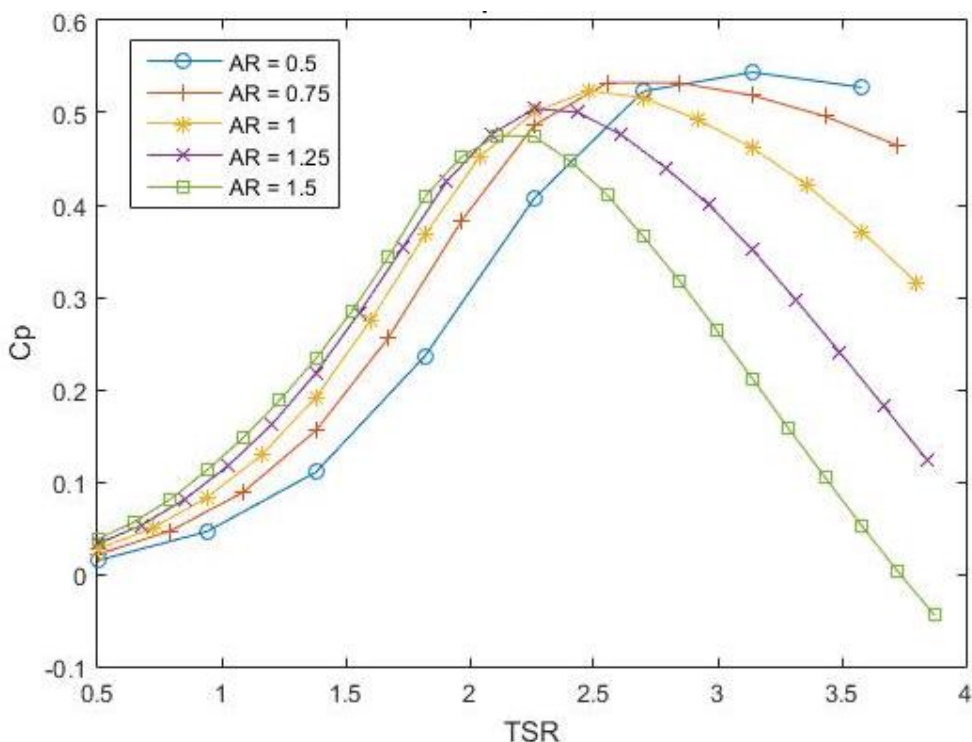
Fonte: Autores

Considerando a necessidade de o rotor aqui proposto operar a baixas *Tip Speed Ratios* e a tendência do modelo TCMD superestimar o desempenho para altos valores de solidez, optou-se por definir a solidez como 0,5. Para esse valor e com os parâmetros da Tabela 2, a corda resultante é de 40 cm.

5.1.4. Razão de aspecto

As simulações para diferentes razões de aspecto foram realizadas usando os parâmetros da Tabela 2 e as otimizações das seções anteriores. O resultado está apresentado na Figura 34. O coeficiente de potência máximo é inversamente proporcional à razão de aspecto. Esse valor máximo ocorre para TSRs mais elevados, indicando que o ponto ótimo de operação de turbinas de baixa razão de aspecto está mais à direita. Esta mesma relação é observada no trabalho de (LI, TAKAO, *et al.*, 2017).

Figura 34 - Comparação da Razão de aspecto



Fonte: Autores

Para valores de TSR até 2,5, as curvas para a razão de aspecto acima de 1 são muito semelhantes. Em termos de eficiência, a com melhor desempenho é a com razão de aspecto maior, ou seja, 1,5. Entretanto, uma razão de aspecto menor significa uma rotação menor. Esse caso de rotações mais baixas é benéfico em termos de geração de ruídos e para menores esforços mecânicos. Por isso, decidiu-se adotar uma razão de aspecto intermediária com valor igual a 1.

5.1.5. Dimensionamento otimizado

Considerando o estudo das variáveis exposto nas seções anteriores, é possível definir um novo conjunto de parâmetros para o dimensionamento do rotor, que aproximam o desempenho do rotor para o ponto ótimo. A Tabela 4 resume estes parâmetros.

Tabela 4 - Parâmetros selecionados para dimensionamento pela potência.

Parâmetro	Valor
-----------	-------

Velocidade do vento (m/s)	10
Razão de aspecto	1
Solidez	0,5
Perfil	NACA 0021
Número de pás	3
Tip Speed Ratio	1,4
Densidade do ar (kg/m ³)	1,184

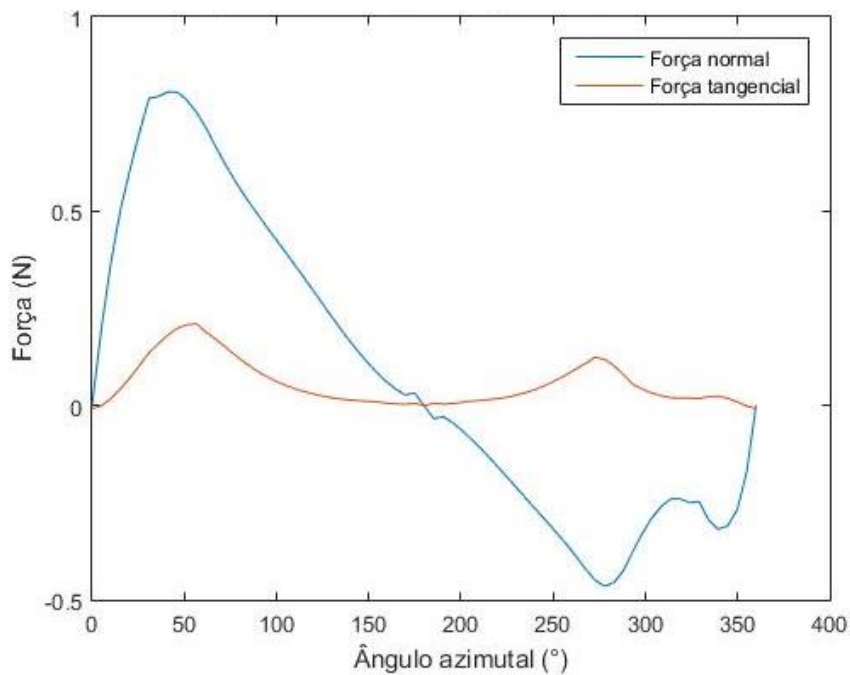
Com estes parâmetros, a dimensão final do rotor é resumida na Tabela 5. A rotação deste rotor é de 95,49 rpm e a área transversal é de 3,92 m², o que representa uma redução de 18% em relação ao dimensionamento básico inicial da seção 5.1.1. O coeficiente de potência final é de 0,2282.

Tabela 5 - Dimensões resultantes do dimensionamento por potência.

Dimensão	Valor (m)
Altura	1,40
Raio	1,40
Corda	0,47

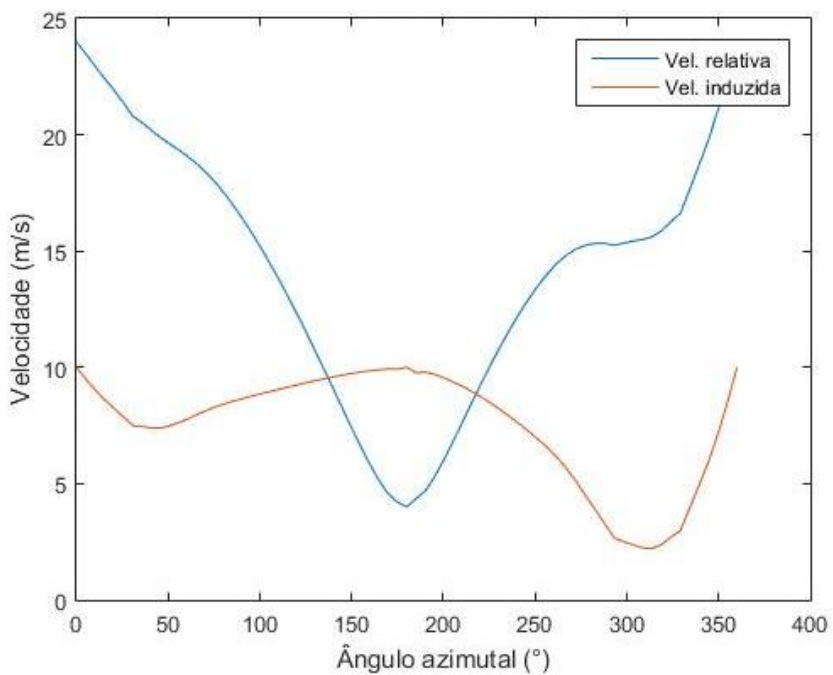
A Figura 35 mostra a variação dos coeficientes de força normal e tangencial de uma única pá ao longo de uma rotação do rotor. É possível verificar que a força tangencial a jusante é menor que a montante. Disso decorre que a porção a jusante contribui menos para a geração de torque devido a interferência da porção a montante, que extrai parte da energia do vento. As Figura 36 e Figura 37 confirmam isso: a segunda metade do rotor tem uma velocidade induzida muito menor que a primeira; a jusante, o fator de velocidade induzida mínimo é aproximadamente 0,45 enquanto a montante é 0,75.

Figura 35 – Coeficientes de força normal e tangencial para uma pá ao longo de uma rotação.



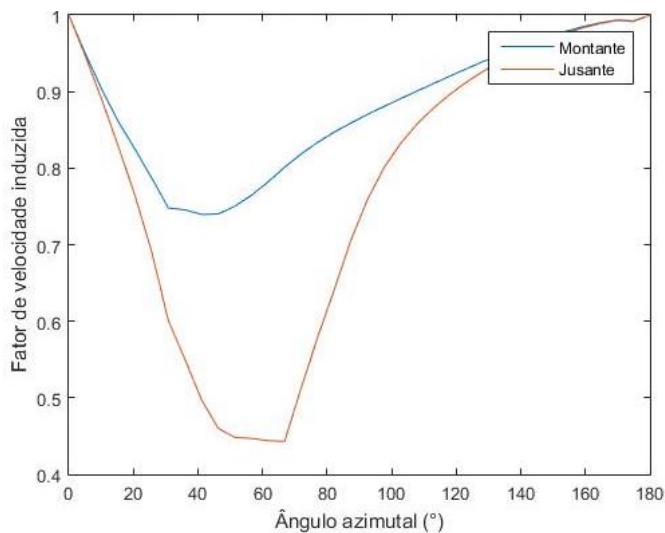
Fonte: Autores

Figura 36 - Velocidades relativa e induzida ao longo de uma rotação do rotor.



Fonte: Autores

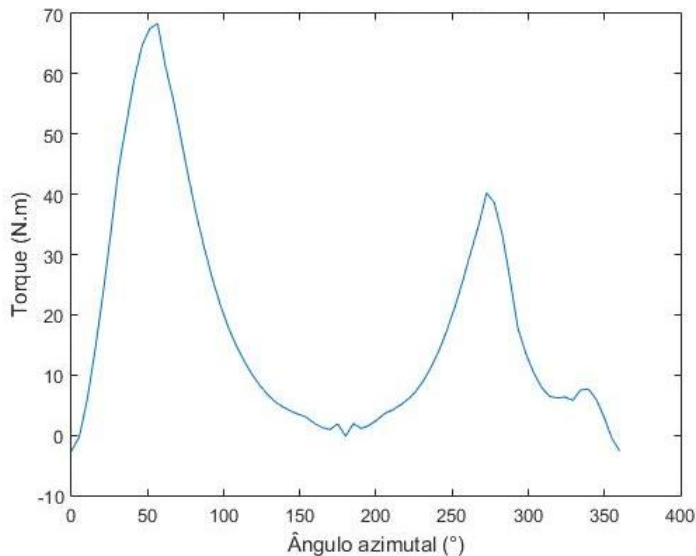
Figura 37 - Fator de velocidade induzida a jusante e a montante.



Fonte: Autores

A Figura 38 mostra a variação do torque ao longo de uma rotação. Observa-se que há dois picos de torque (um a montante, outro a jusante). Em alguns momentos, é possível verificar que a pá gera torque negativo, ou seja, reduz a extração de energia. Esses torques negativos devem ser minimizados, mas aparentemente não podem ser totalmente eliminados.

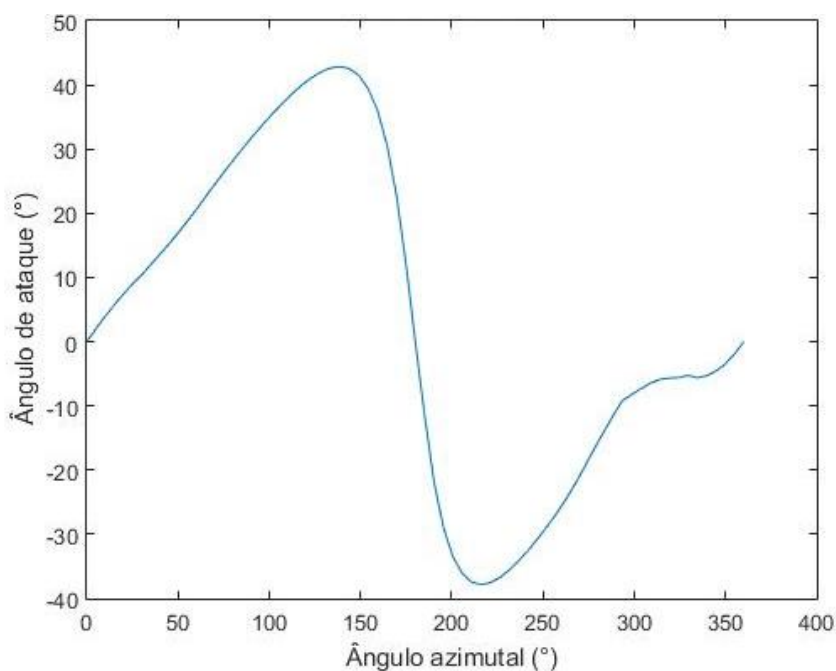
Figura 38 - Torque instantâneo para uma pá ao longo de uma rotação.



Fonte: Autores

A variação do ângulo de ataque ao longo de uma rotação é mostrada na Figura 39. O ângulo de ataque máximo da pá chega a mais de 40°. Considerando que o ângulo de ataque crítico (máxima sustentação) está entre 15 a 20°, o ângulo de ataque máximo ultrapassa muito esse valor. Visto que após esse ângulo existe uma queda brusca na sustentação, seria benéfico somente ângulos menores que o máximo. Uma das opções para controlar esse ângulo é instalar um mecanismo de controle de ângulo de ataque, girando a pá em torno do seu próprio eixo. Esse ângulo de ataque também é proporcional à velocidade do vento. Uma vez que esse gráfico foi gerado para a velocidade de 10 m/s, razoavelmente alta para turbinas urbanas, a tendência é que, na prática, a turbina não opere em regiões com ângulos de ataque tão altos.

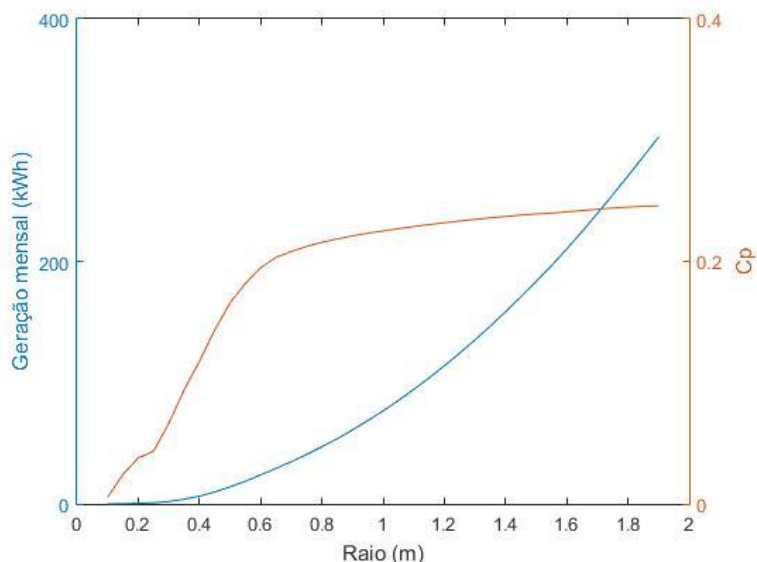
Figura 39 - Variação do ângulo de ataque ao longo de uma rotação.



Fonte: Autores

Uma vez que o consumo varia em cada residência e também o espaço disponível para instalação da turbina pode variar, é gerado o gráfico exposto na Figura 40, que permite comparar a potência nominal da turbina em função do raio. Também é mostrada a variação do coeficiente de potência em função do raio.

Figura 40 – Potência nominal e Coeficiente de potência pelo raio.



Fonte: Autores

Pode-se observar que a curva do coeficiente de potência é muito mais íngreme para raios menores do que 0,8 m e, a partir deste valor, começa a estabilizar em torno de 0,23. Isso significa que rotores extremamente pequenos têm desempenho extremamente baixo, o que os torna inviáveis. Já a curva da geração mensal tende somente a crescer em ordem exponencial com o raio: um pequeno acréscimo no tamanho tem impacto significativo na energia gerada.

5.2. CÁLCULO DA POTÊNCIA DADA UMA DIMENSÃO PARA O ROTOR

Outra opção de dimensionamento é iniciar como parâmetros limitantes o tamanho do rotor. Visto o tamanho resultante do rotor apresentado na seção anterior, avaliou-se que um rotor com as dimensões de 1,4 m de altura e 2,8 m de diâmetro é pouco provável de ser instalado em residências, por exemplo.

Para esse novo dimensionamento, o estudo dos parâmetros ainda é válido, mas agora o tamanho será limitado a 1,5 m de altura por 1,5 m de diâmetro. As condições de contorno são resumidas na Tabela 6.

Tabela 6 - Condições de contorno para o dimensionamento por tamanho máximo.

Parâmetro	Valor
Velocidade do vento (m/s)	10
Altura (m)	1,5
Raio (m)	0,75
Perfil	NACA 0021
Solidez	0,5
Número de pás	3
Tip Speed Ratio	1,4
Densidade do ar (kg/m ³)	1,184

Com estas condições, a potência nominal do rotor é de 282 W com coeficiente de potência de 0,2124. Considerando o consumo médio mensal de uma residência brasileira e o fator de capacidade de 40%, o rotor seria capaz de suprir 53,53% da energia mensal desta residência.

6. CONCLUSÕES

A aplicação do modelo TCMD não exige muitos recursos computacionais, é de fácil implementação e proporciona resultados com boa precisão. O método não modela valores muito altos de TSR e solidez, casos nos quais tende a superestimar o coeficiente de potência. Por sua simplicidade e rapidez na obtenção de resultados, se mostra uma alternativa válida para pré-dimensionamentos e estudos iniciais de rotores Darrieus-H.

É de suma importância a escolha correta dos parâmetros do rotor para que sejam obtidos melhores valores de coeficiente de potência. A escolha do perfil aerodinâmico da pá também tem forte influência no torque gerado ao longo da rotação, sendo que dentre os perfis analisados o NACA0021 apresentou o melhor desempenho, a despeito de ter resultado no menor torque médio.

A configuração de turbina com três pás se mostrou a mais vantajosa, por ser mais eficiente do que o modelo com 2 pás e muito semelhante ao de 4 pás. Portanto pela economia de material, menor massa e simplicidade da estrutura o modelo com três pás é preferido.

A variação da solidez tem forte influência no desempenho da turbina, sendo que valores maiores se mostram melhores para baixos valores de TSR, enquanto que para altas rotações é preferível uma menor solidez.

Valores maiores para a razão de aspecto do rotor resultam em melhores rendimentos, porém a partir da razão de aspecto 1 a diferença não é tão significativa como para valores menores.

Partindo da premissa de suprir toda a energia mensal consumida por uma residência média brasileira, é possível dimensionar um rotor capaz de gerar 152,2 kWh/mês. As dimensões de tal rotor são de 1,4m de altura e 2,8 m de diâmetro com corda da pá de 0,47 m, resultando em um rotor com coeficiente de potência de 0,2282. Consideram-se estas dimensões aquém das viáveis para a instalação residencial ou em ambientes urbanos.

A partir desta conclusão, é mostrado outra alternativa de dimensionamento, que parte das dimensões máximas do rotor. Considerando estas dimensões como 1,5m de

altura e 1,5m de diâmetros, é possível dimensionar o rotor para gerar 81,2 kWh/mês, representando 53% do consumo residencial. Tal rotor obteve coeficiente de potência de 0,21.

7. TRABALHOS FUTUROS

Sugestões para trabalhos futuros:

- Comparação de resultados obtidos pelo modelo TCMD com os modelos de vórtice e cascata.
- Estudo considerando perdas aerodinâmicas nas pás e na estrutura da turbina no modelo TCMD.
- Estudo da aplicação de diferentes perfis aerodinâmicos nas pás das turbinas, tanto perfis simétricos quanto assimétricos.
- Construção de um protótipo para testes em túnel de vento e comparação dos resultados com os obtidos neste trabalho.
- Estudo do comportamento do vento em áreas urbanas para encontrar localizações propícias para a instalação de turbinas eólicas de pequeno porte.
- Realização de estudo da viabilidade econômica de uma turbina eólica de pequeno porte, considerando custos de construção, instalação e manutenção.

REFERÊNCIAS

ABBOTT, I. H. . A. E. V. D. **Theory of Wing Sections, Including a Summary of Airfoil Data**. Nova York: Dover, 1959.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, 17 Abril 2012.

ANEEL. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, 24 Novembro 2015.

ARCHIEXPO. Disponível em: <<http://www.archiexpo.com/prod/windside/product-88530-959470.html>>. Acesso em: 17 Setembro 2018.

ARGENTINO, F. L.; BEPPU, S. K. **Projeto e Construção de Turbina Eólica para Instalações Comerciais e Residenciais**. São Paulo. 2007.

BENSON, S. M.; ORR, F. M. J. Carbon Dioxide Capture and Storage. **MRS Bulletin**, Abril 2008. 303-305.

BERDUGO, O. I.; PÉREZ, J. E. S. Diseño y Construcción de un Prototipo de Turbina Eólica de Eje Vertical para Generación a Baja Potencia, Bucaramanga, 2011.

BERI, H.; YAO, Y. Double Multiple Stream Tube Model and Numerical Analysis of Vertical Axis Wind Turbine. **Energy and Power Engineering**, Harbin, China, p. 262-270, July 2011.

BETZ, A. The Maximum of the Theoretically Possible Exploitation of Wind by Means of a Wind Motor. **Wind Engineering**, v. 37, n. 4, p. 441-446, 2013.

BHUTTA, M. A.; HAYAT, N.; FAROOQ, A. U. Vertical axis wind turbine - A review of various configurations and design techniques. **Renew. Sustain. Energy rev.**, v. 16, 2012.

BRUSCA, S.; MESSINA, M.; LANZAFAME, R. Design of a vertical-axis wind turbine: how the aspect ratio affects the turbine performance. **International Journal of Energy and Environmental Engineering**, Agosto 2014.

BUCHNER, A. J.; HONNERY, D.; SMITS, A. J. Dynamic stall in vertical axis wind turbines: Scaling and topological considerations. **Journal of Fluid Mechanics**, v. 841, p. 746-766, 2018.

CARVALHO, J. F. D. O declínio da era do petróleo e a transição da matriz energética brasileira para um modelo sustentável, São Paulo, 11 jun. 2009.

CASTELLI, M. R.; BETTA, S. D.; BENINI, E. Effect of Blade Number on a Straight-Bladed Vertical-Axis Darreius Wind Turbine. **International Journal of Aerospace and Mechanical Engineering**, v. 6, n. 1, p. 68-74, 2012.

CBEE. **Energia Eólica**, 2008. Disponível em: <<http://www.eolica.org.br/>>.

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Rio de Janeiro. 2017.

CMOH. **The Potential Health Impact of Wind Turbines**. Ontario. 2010.

CRESESB. **Energia e Potência Extraída do Vento**, 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=221>. Acesso em: 9 set 2018.

DAS, A. Modelling and Analysis of a Mini Vertical Axis Wind Turbine. **International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering**, v. 6, n. 6, p. 184, Junho 2016.

EBEED, M. **Enhancement Protection and Operation of The Doubly Fed Induction Generator During Grid Fault**. South Valley University. Qena, Egito, p. 99. 2012. (10.13140).

ENERGIE. Le rendement des éoliennes. Disponível em: <<https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16657>>. Acesso em: 24 set. 2018.

EÓLICA, A. **Boletim Anual de Geração Eólica**. ABE Eólica. [S.I.]. 2017.

FEDRIGO, N. S.; GONÇALVES, G.; LUCAS, P. F. **Usos Finais de Energia Elétrica no Setor Residencial Brasileiro**. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2019.

GASCH, R.; TWELE, J. **Wind Power Plants. Fundamentals, Design, Construction and Operation**. Berlin, Germany e London: Solarpraxis AG em associação com James - Science Publishers Ltd., 2002.

GHOSH, A. Some Aspects of Vertical Axis Wind Turbines (VAWTs) - A Review, 2013.

GWEC. **Global Wind Report**. GWEC. [S.I.]. 2017.

HUBBERT, M. K. Nuclear Energy and the Fossil Fuels. **American Petroleum Institute**, Houston, 1956.

ISLAM, M.; FARTAJ, A.; CARRIVEAU, R. Analysis of the Design Parameters related to a Fixed-pitch Straight-Bladed Vertical Axis Wind Turbine. **WIND ENGINEERING**, v. 32, n. 5, p. 491-507, 2008.

ISLAM, M.; TING, D. S.-K.; FARTAJ, A. Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbine. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, n. 12, p. 1087-1109, October 2008.

ISLAM, M.; TING, D.; FARTAJ, A. Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, p. 1087-1109, October 2006.

KUMAR, P. M. et al. Strategies for Enhancing the LowWind Speed Performance of H-DarrieusWind Turbine—Part 1. **Clean Technologies**, v. 1, p. 195-204, Agosto 2019.

LETCHER, T. M. **Future energy**: improved, sustainable and clean options for our planet. [S.l.]: Elsevier, 2014.

LEUNG, D. Y. C.; YANG, Y. Environmental impact of wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Hong Kong, v. 15, n. 5, p. 2423-2430, jun. 2011.

LI, Q. et al. Effect of rotor aspect ratio and solidity on a straight-bladed vertical axis wind turbine in three-dimensional analysis by the panel method. **Energy**, v. 121, p. 1-9, 2017.

MARTEN, D.; WENDLER, J. **Qblade guidelines ver. O.6**. Berlin Technical University. Berlin. 2013.

MARTÍNEZ, E. et al. Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine. **Renewable Energy**, v. 34, n. 3, p. 667-673, abr. 2009.

MELLO, W. B. Proposta de um Método Aberto de Projeto de Produto - Três Alternativas de Criação, São Paulo, 2011.

MOHAMED, M. H. Impacts of solidity and hybrid system in small wind turbines performance. **Energy**, v. 57, p. 495-504, 2013.

MONTGOMERIE, B. **Methods for root effects, tip effects and extending the angle of attack range to +-100 deg, with application to aerodynamics for blades on wind turbines and propellers**. FOI Swedish Defense Research Agency. Stockholm. 2004. (Technical Report No. FOI-R-1035-SE).

MOREIRA, H. L.; BASTOS, A. M.; SANTOS, R. B. **Análise Comparativa da Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos e Eólicos para Microgeração de Energia Elétrica**. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado: [s.n.]. 2018.

MULLER, M. D. N. **Projeto de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal**. Rio de Janeiro. 2015.

NUNES JR., E. R. Metodologia de projeto de turbinas eólicas de pequeno porte, Rio de Janeiro, 2008.

PAHL, G.; BEITZ, W. **Engineering Design: A Systematic Approach**. Berlin: [s.n.], 1996.

PARASCHIVOIU, I. Double-Multiple Streamtube Model for Studying Vertical-Axis Wind Turbines. **Journal of Propulsion and Power**, Montreal, v. 4, n. 4, p. 370-377, 1988.

PURIFICAÇÃO, S. D.; FONTE, R. B. D. **Estudo de turbinas eólicas verticais com exemplo de dimensionamento de uma turbina eólica Darries para aplicação em edifícios**. Vitória. 2012.

SAVONIUS, J. **Rotor adapted to be driven by wind or flowing water**. US1697574A, 13 Agosto 1925.

SRINIVASAN, C. Design of Combined Savonius-Darrieus Wind Turbine. **Journal of Mechanical and Civil Engineering**, v. 14, n. 2, p. 60-70, Março 2017.

TAHER, G. A.-E.-Y. et al. Effect of Number of Blades and Blade Chord Length on the Performance of Darrieus Wind Turbine. **American Journal of Mechanical Engineering and Automation**, v. 2, n. 1, p. 16-25, Janeiro 2015.

UTOMO, I. S.; TJAHJANA, D.; HADI, S. **Experimental Studies Of Savonius Wind Turbines With Variations Sizes And Fin Numbers Towards Performance**. The 3rd International Conference on Industrial, Mechanical, Electrical, and Chemical Engineering. [S.I.]: AIP Publishing.

VITERNA, L.; JANETZKE, D. **Theoretical and Experimental Power From Large Horizontal-Axis Wind Turbines**. NASA. Cleveland. 1982. (Technical Report No. DOE/NASA/20320-41).

WAHL, M. Designing an H-rotor type Wind Turbine for Operation on Amundsen-Scott South Pole Station, Dezembro 2007.

WENZEL, G. M. Projeto Aerodinâmico de Pás de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal. Porto Alegre: PUC-RS, 2007. p. 76.

WIKIPEDIA. **Panemone windmill**. Disponível em: <https://en.wikipedia.org/wiki/Panemone_windmill>. Acesso em: 17 Setembro 2018.

ZERVOS, A. Aerodynamic Design and Testing of Blade Profiles for Vertical Axis Wind Turbines. **Commission of the European Communities**, Bruxelas, p. 309-320, 1988.

APÊNDICE A – CÓDIGO MATLAB PARA MÉTODO TUBO DE CORRENTE MÚLTIPLO-DUPLO

```

function [Cp, Pot, Torque_inst] = DSMT_Model(naca_lift, naca_drag, r, H, c,
n, V_inf, w_rpm, tubos)
% Inputs: naca_lift - dados de sustentação do aerofólio
%         naca_drag - dados de arrasto do aerofólio
%         r - raio do rotor (m)
%         H - altura do rotor (m)
%         c - comprimento da corda (m)
%         n - número de pás
%         V_inf - velocidade do vento (m/s)
%         w_rpm - rotação do rotor (rpm)
%         tubos - número de tubos

% Outputs: Cp - Coeficiente de potência (adimensional)
%          Pot - Potência (Watts)

% Exemplo de chamada da função: DSMT_Model(naca_lift, naca_drag, 0.75, 1.5,
0.2, 3, 7, 120, 18)

A = 2*r*H; % Área varrida

% Parâmetros da simulação
w_rad = w_rpm*2*pi()/60; % Rotação em rad/s
rho = 1.184; % Densidade do fluido
visc = 0.00001558; % Viscosidade do fluido
max_iter = 100; % Número máximo de iterações
res = 1e-4; % Resíduo das iterações

% Montante
theta_montante = linspace(-pi/2, pi/2, tubos); % theta a montante p/ meia
rotação

for i = 1:1:tubos
    a = 1.01;
    a_novo = 1;
    iter = 0; % Inicializa número de iterações
    while (abs(a-a_novo) > res) && iter <= max_iter
        a = a_novo; % Atualiza fator de
interferência
        V_induzida(i) = a * V_inf; % Velocidade induzida
        TSR = w_rad * r / V_induzida(i); % Tip Speed Ratio
        V_rel(i) = sqrt(V_induzida(i)^2 * ((TSR -
sin(theta_montante(i)))^2+(cos(theta_montante(i)))^2)); % Velocidade
relativa
        Re(i) = V_rel(i) * c / visc; % Reynolds

        if Re(i)<50000
            Re(i) = 50000;
        end

        % Ângulo de ataque
        alfa(i) = asin(cos(theta_montante(i))/sqrt((TSR -
sin(theta_montante(i)))^2+(cos(theta_montante(i)))^2));

```

```

% Coeficientes de sustentação e arrasto do perfil
Cl = Calc_Coef(naca_lift, Re(i), radtodeg(alfa(i)));
Cd = Calc_Coef(naca_drag, Re(i), radtodeg(alfa(i)));

% Coeficientes da força tangencial e normal do perfil
Ct = Cl*sin(alfa(i)) - Cd*cos(alfa(i));
Cn = Cl*cos(alfa(i)) + Cd*sin(alfa(i));

% Função para integração da força em uma pá
g = @(theta) (1./abs(cos(theta)).*(Cn.*cos(theta) -
Ct.*sin(theta)).*(V_rel(i)./V_induzida(i)).^2);

% Integração para força em uma pá
y = integral(g, -pi/2, pi/2);

% Força das pás para condição a montante
F_up = n*c*y/(8*pi*r);

% Recalcula fator de interferência
a_novo = pi/(F_up+pi);

    iter = iter + 1;    % Atualiza no. iteração
end

    a_vetor(i) = a_novo;           % Fator de
interferência final
    F_normal(i) = c*H/A*Cn*(V_rel(i)/V_inf)^2;   % Coeficiente de
força normal
    F_tan(i) = c*H/A*Ct*(V_rel(i)/V_inf)^2;     % Coeficiente de
força tangencial
    Torque_inst(i) = 0.5*rho*r*c*H*Ct*V_rel(i)^2; % Torque
instantâneo
    i = i + 1;
end

Torque_montante = trapz(theta_montante, Torque_inst(1:tubos)); %
Torque p/ uma pá
Torque_medio_montante = n*Torque_montante/(2*pi); %
Torque médio de todas as pás
Cq_montante = Torque_medio_montante/(0.5*rho*A*r*V_inf^2); %
Coeficiente de torque médio
Cp_montante = Cq_montante * (w_rad*r/V_inf); %
Coeficiente de potência

% Jusante
theta_jusante = linspace(pi/2, 3/2*pi, tubos); % theta a jusante p/
meia rotação
V_e = (2*a_vetor-1)*V_inf; % Velocidade induzida
de equilíbrio

for i = 1:1:tubos
    a = 1.01;
    a_novo = a_vetor(tubos+1-i);
    iter = 0; % Inicializa número de iterações

```

```

while (a - a_novo) > res && iter <= max_iter
    a = a_novo; % Atualiza fator de interferência
    V_induzida(i+tubos) = a * V_e(tubos-i+1); % Velocidade induzida
    TSR = w_rad * r / V_induzida(i+tubos); % Tip Speed Ratio

    % Velocidade relativa
    V_rel(i+tubos) = sqrt(V_induzida(i+tubos)^2 * ((TSR -
sin(theta_jusante(i)))^2+(cos(theta_jusante(i)))^2));
    Re(i+tubos) = V_rel(i+tubos) * c / visc; % Reynolds

    if Re(i+tubos)<50000
        Re(i+tubos) = 50000;
    end

    % Ângulo de ataque
    alfa(i+tubos) = asin(cos(theta_jusante(i))/sqrt((TSR -
sin(theta_jusante(i)))^2+(cos(theta_jusante(i)))^2));

    % Coeficientes de sustentação e arrasto do perfil
    Cl = Calc_Coef(naca_lift, Re(i+tubos), radtodeg(alfa(i+tubos)));
    Cd = Calc_Coef(naca_drag, Re(i+tubos), radtodeg(alfa(i+tubos)));

    % Coeficientes da força tangencial e normal do perfil
    Ct = Cl*sin(alfa(i+tubos)) - Cd*cos(alfa(i+tubos));
    Cn = Cl*cos(alfa(i+tubos)) + Cd*sin(alfa(i+tubos));

    % Função para integração da força em uma pá
    g = @(theta_justante)
(1./abs(cos(theta_justante)).*(Cn.*cos(theta_justante) -
Ct.*sin(theta_justante)).*(V_rel(i+tubos)./V_induzida(i+tubos)).^2);

    % Integração para força em uma pá
    y = integral(g, pi/2, 3/2*pi);

    % Força das pás para condição a jusante
    F_down = n*c*y/(8*pi*r);

    % Recalcula fator de interferência
    a_novo = pi/(F_down+pi);

    iter = iter + 1; % Atualiza no. iteração
end
a_vetor(i+tubos) = a_novo; % Fator
de interferência final
F_normal(i+tubos) = c*H/A*Cn*(V_rel(i+tubos)/V_inf)^2; %
Coeficiente de força normal
F_tan(i+tubos) = c*H/A*Ct*(V_rel(i+tubos)/V_inf)^2; %
Coeficiente de força tangencial
Torque_inst(i+tubos) = 0.5*rho*c*r*H*Ct*V_rel(i+tubos)^2; %
Torque instantâneo
i = i + 1;
end

Torque_jusante = trapz(theta_jusante, Torque_inst(tubos+1:end)); %
Torque p/ uma pá

```

```

Torque_medio_jusante = n*Torque_jusante/(2*pi);           %
Torque médio de todas as pás                               %
Cq_jusante = Torque_medio_jusante/(0.5*rho*A*r*V_inf^2);  %
Coeficiente de torque médio                               %
Cp_jusante = Cq_jusante * (w_rad*r/V_inf);               %
Coeficiente de potência                                   %

Cp = Cp_montante + Cp_jusante;                           %
Coeficiente de potência total                             %
Pot = Cp*0.5*rho*A*V_inf^3;                               %
Potência total                                           %

%% ----- Gráficos ----- %%

% % Plotar velocidade induzida ao longo de uma rotação
% figure
% plot(rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, V_induzida)
% title('Vel. induzida vs theta')
% xlabel('Ângulo azimutal (°)')
% ylabel('Velocidade induzida (m/s)')
%
% % Plotar fator da velocidade induzida ao longo de uma rotação
% figure
% plot(rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, a_vetor)
% title('Fator vel. induzida vs theta')
% xlabel('Ângulo azimutal (°)')
% ylabel('Fator de velocidade induzida')
%
% % Plotar fator da velocidade induzida p/ cada metade ao longo de uma
% rotação
% figure
% plot(rad2deg(theta_montante) + 90, a_vetor(1:tubos),
% rad2deg(theta_montante)+90, fliplr(a_vetor(tubos+1:end)))
% title('Fator vel. induzida p/ cada semi-círculo vs theta')
% legend('Montante', 'Jusante')
% xlabel('Ângulo azimutal (°)')
% ylabel('Fator de velocidade induzida')
%
% % Plotar ângulo de ataque ao longo da rotação
% figure
% plot(rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, rad2deg(alfa))
% title('Ângulo ataque vs theta')
% xlabel('Ângulo azimutal (°)')
% ylabel('Ângulo de ataque (°)')
%
% % Plotar velocidade relativa ao longo da rotação
% figure
% plot(rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, V_rel)
% title('Vel. relativa vs theta')
% xlabel('Ângulo azimutal (°)')
% ylabel('Velocidade relativa (m/s)')
%
% %Plotar torque instantâneo ao longo da rotação
% figure
% plot(rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, Torque_inst)
% title('Torque instantâneo para uma pá vs theta')

```



```

% xlabel('Ângulo azimutal (°)')
% ylabel('Torque (N.m)')
% width=500;
% height=500;
%
% % Plotar força tangencial ao longo da rotação
% figure
% plot(rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, F_tan)
% title('Força tangencial para uma pá vs theta')
% xlabel('Ângulo azimutal (°)')
% ylabel('Força tangencial (N)')
%
% % Plotar força normal ao longo da rotação
% figure
% plot(rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, F_normal)
% title('Força normal para uma pá vs theta')
% xlabel('Ângulo azimutal (°)')
% ylabel('Força normal (N)')
%
% % Plotar Reynolds ao longo da rotação
% figure
% plot(rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, Re)
% title('Reynolds vs theta')
% xlabel('Ângulo azimutal (°)')
% ylabel('Reynolds')
%
% % Plotar velocidade relativa e velocidade induzida ao longo da rotação
% figure
% plot(rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, V_rel,
rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, V_induzida)
% title('Vel. relativa e induzida vs theta')
% xlabel('Ângulo azimutal (°)')
% ylabel('Velocidade (m/s)')
% legend('Vel. relativa', 'Vel. induzida')
%
% % Plotar força normal e tangencial ao longo da rotação
% figure
% plot(rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, F_normal,
rad2deg([theta_montante, theta_jusante]) + 90, F_tan)
% title('Força normal e tangencial para uma pá vs theta')
% legend('Força normal', 'Força tangencial')
% xlabel('Ângulo azimutal (°)')
% ylabel('Força (N)')

end

```

APÊNDICE B – CÓDIGO MATLAB PARA DIMENSIONAMENTO PELA POTÊNCIA

```

clear all
close all
clc

% Parâmetros da simulação
V_inf = 10;      % Velocidade do vento
tubos = 36;     % Número de tubos

% Importa dados aerofólios
naca_lift = csvread('naca0021_cl.csv');
naca_drag = csvread('naca0021_cd.csv');

% Potência objetivo
Consumo_kWh_mes = 152.2;      % Consumo mensal em kWh/mês
FC = 0.4;                    % Fator de capacidade
Pot_obj = (Consumo_kWh_mes/FC)*(1e3/(30*24)); % Potência para suprir
consumo mensal

% Parametrização do rotor
AR = 1;      % Relação H/r
solidez = 0.5; % Solidez
n = 3;      % Número de pás
TSR = 1.4;  % Tip speed ratio

% Inicializa dimensões do rotor
j = 1;
Pot = 0; % Potência
r(j) = 0.1; % Raio
H(j) = AR*r(j); % Altura
c(j) = solidez*2*r(j)/n; % Corda
A = 2*r(j)*H(j); % Área
w_rad = TSR * V_inf / r(j); % Velocidade angular em rad/s
w_rpm(j) = w_rad * 60 / (2*pi()); % Velocidade angular em rpm

while Pot < Pot_obj && j <=100
    [Cp(j), P(j)] = DSMT_Model(naca_lift, naca_drag, r(j), H(j), c(j), n,
V_inf, w_rpm(j), tubos);
    Pot = P(j);
    if Pot > Pot_obj
        break
    end

    % Atualiza variáveis
    j = j+1;
    r(j) = r(j-1) + 0.05; % Raio
    H(j) = AR*r(j); % Altura
    c(j) = solidez*2*r(j)/n; % Corda
    A = 2*r(j)*H(j); % Área
    w_rad = TSR * V_inf / r(j); % Velocidade angular em rad/s
    w_rpm(j) = w_rad * 60 / (2*pi()); % Velocidade angular em rpm
end

fprintf('Dimensoes finais: \n')

```

```
fprintf('Altura: %.2f m\n', H(j))  
fprintf('Raio: %.2f m\n', r(j))  
fprintf('Corda: %.0f cm\n', c(j)*100)  
fprintf('Rotação: %.2f rpm\n', w_rpm(j))
```

APÊNDICE C – CÓDIGO MATLAB PARA DIMENSIONAMENTO PELO TAMANHO MÁXIMO

```

clear all
close all
clc

% Parâmetros da simulação
V_inf = 10;      % Velocidade do vento
tubos = 36;     % Número de tubos
FC = 0.4;      % Fator de capacidade

% Importa dados do aerofolio
naca_lift = csvread('naca0021_cl.csv');
naca_drag = csvread('naca0021_cd.csv');

% Parâmetros geométricos do rotor
r = 0.75;      % raio
H = 1.5;      % altura
solidez = 0.5; % solidez
n = 3;        % pás
TSR = 1.4;    % tip-speed ratio
c = 2*r*solidez/n; % corda
w_rad = TSR*V_inf/r; % velocidade angular (rad/s)
w_rpm = w_rad*60/(2*pi()); % velocidade angular (rpm)

[Cp, P] = DSMT_Model(naca_lift, naca_drag, r, H, c, n, V_inf, w_rpm, tubos);

fprintf('Resultados: \n')
fprintf('Potência nominal: %.2f W\n', P)
fprintf('Coeficiente de Potência: %.2f\n', Cp)
fprintf('Geração mensal: %.2f kWh/mês\n', P*FC/(1e3/(30*24)))
fprintf('Porcentagem consumo mensal: %.2f%%\n', P*FC/(1e3/(30*24))/152.2*100

```