



PGDESIGN | Programa de Pós-Graduação
Mestrado | Doutorado



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
FACULDADE DE ARQUITETURA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM DESIGN

Mariana Schmidt de Oliveira

ANÁLISE DE PÁS PARA AEROGERADORES DE EIXO HORIZONTAL
APLICADOS À GERAÇÃO DE MICROENERGIA

Dissertação de Mestrado

Porto Alegre

2017

MARIANA SCHMIDT DE OLIVEIRA

**Análise de Pás para Aerogeradores de Eixo Horizontal Aplicados à Geração de
Microenergia**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Design da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Design.

Orientador: Prof. Dr. Luis Henrique Alves Cândido

Porto Alegre

2017

CIP - Catalogação na Publicação

Oliveira, Mariana
ANÁLISE DE PÁS PARA AEROGERADORES DE EIXO
HORIZONTAL APLICADOS À GERAÇÃO DE MICROENERGIA /
Mariana Oliveira. -- 2017.
98 f.

Orientador: Luis Henrique Cândido .

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Federal do
Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Programa de
Pós-Graduação em Design, Porto Alegre, BR-RS, 2017.

1. Microgerador. 2. Energia Eólica. 3. Design. 4.
Perfis NACA . I. Cândido , Luis Henrique, orient. II.
Título.

Mariana Schmidt de Oliveira

**ANÁLISE DE PÁS PARA AEROGERADORES DE EIXO HORIZONTAL APLICADOS À
GERAÇÃO DE MICROENERGIA**

Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Design, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Design da UFRGS.

Porto Alegre, 22 de março de 2017.

Régio Pierre da Silva

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Design da UFRGS

Banca Examinadora:

Orientador: **Prof. Dr. Luis Henrique Alves Cândido**

Departamento de Design e Expressão Gráfica

Prof. Dr. Gustavo Javier Zani Nuñez

Departamento de Design e Expressão Gráfica - Examinador Externo

Prof. Dr. Fábio Pinto da Silva

Departamento de Design e Expressão Gráfica – Examinador Interno

Prof^a. Dr^a. Lauren Da Cunha Duarte

Departamento de Materiais – Examinadora Interna

AGRADECIMENTOS

À minha querida família por todo o amor, apoio e incentivo que sempre me foi dado, em especial aos meus amados pais, avós e à minha irmã por sempre torcerem e vibrarem por minhas conquistas. Gostaria de destacar meus avós Arlindo Schmidt e Aracy Maria Ferreira Schmidt (*in memoriam*) que sempre foram extremamente carinhosos comigo e compartilharam não só muito conhecimento, mas a curiosidade e o desejo por sua busca.

Ao programa de Pós-Graduação em Design (PgDesign) da UFRGS e ao Laboratório de Design e Seleção de Materiais (LdSM) por toda a estrutura concedida.

Ao Laboratório de Inovação e Fabricação Digital da Escola de Engenharia (LIFELAB) pelas impressões das peças utilizadas no presente trabalho.

À CAPES pela bolsa de estudo.

Ao meu orientador Prof.Dr Luis Henrique Alves Cândido por todo o suporte oferecido.

Aos professores e colegas do programa de Pós-Graduação em Design e Tecnologia pelo auxílio e conhecimento compartilhado.

Aos amigos e colegas que contribuíram, me deram apoio e estiveram ao meu lado durante o mestrado.

Às pessoas que auxiliaram, carinhosa e pacientemente, para a realização deste trabalho.

A todos que direta ou indiretamente colaboraram para a concretização desta dissertação,

Os meus sinceros agradecimentos.

“Pergunta: Quais são os limites do Design?

*Resposta: Quais são os limites dos
problemas?” (Charles Eames).*

RESUMO

OLIVEIRA, M. S. **Análise de Pás para Aerogeradores de Eixo Horizontal Aplicados à Geração de Microenergia**. 2017. Dissertação (Mestrado em Design) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

A geração de energia elétrica por meio de aerogeradores de microporte vem ganhando espaço em várias partes do mundo; porém, estudos que descrevem e analisam este artefato, ainda são restritos se comparados a aerogeradores de médio e grande porte. Países como China e Estados Unidos, por exemplo, buscam cada vez mais estudar a microgeração de energia eólica, servindo como motivação para que exista maior número de estudos neste campo, também aqui no país. Neste sentido, a presente pesquisa apresenta análise de perfis NACA com diferentes ângulos de passo visando a microgeração de energia eólica. Para tanto realizou-se levantamento das velocidades de vento na parte superior de um prédio localizado no centro de Porto Alegre durante 5 dias e os perfis aerodinâmicos foram testados no programa computacional *Q-Blade*. Selecionou-se 3 perfis NACA (0012, 6409, 1412), 3 ângulos de passo (15°, 30° e 45°) e 5 velocidades de vento (de 1m/s à 5 m/s). Os modelos analisados foram obtidos através de impressão 3D. Foram então realizados ensaios aerodinâmicos utilizando o túnel de vento nos quais foram medidos o número de rotação por minuto (RPM), a velocidade de vento da partida da hélice, a tensão, corrente e a potência elétrica, geradas para diferentes configurações de ensaio. O trabalho contribui no sentido de auxiliar projetos que envolvam design e tecnologia que visem à melhoria da funcionalidade prática de microgeradores eólicos de eixo horizontal para as diversas aplicações possíveis. Os resultados apontam que o ângulo de passo de 45° apresenta os maiores índices de rotação, tensão, corrente e potência elétrica para todos os perfis NACA analisados, sendo o perfil NACA 0012 o de maior destaque em relação a esses mesmos parâmetros.

Palavras-chave: Microgerador Eólico, Perfis NACA, Túnel de Vento.

ABSTRACT

OLIVEIRA, M. S. **Analysis of Blades for Horizontal Axis Wind Turbines Applied to Microenergy Generation.** 2017. Dissertation (Master of Design) – Engineering school, Federal University of Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2017.

Electric power generation by small scale wind turbines has been gaining space in several parts of the world, however, studies that describe and analyze this artefact, are still more restrict in comparison to medium and large scale wind turbines. Countries such as China and the United States, for example, are increasingly seek to study wind power microgeneration, working as a motivator in order to increase the number of studies in the field, even here in the country. In this matter, the present research presents an analysis of NACA profiles with different pitch angles seeking wind energy microgeneration. In order to do so, it was gathered the wind speed of the top portion of a building located in central Porto Alegre during 5 days and the aerodynamic profiles were tested in the computer program Q-Blade. 3 NACA profiles (0012, 6409, 1412), 3 pitch angles (15° , 30° e 45°) and 5 wind velocities (1m/s to 5 m/s) were selected. The analyzed models were obtained through 3D printing. Aerodynamical tests were performed using the Wind tunnel and were observed the number of rotation per minute (RPM), the wind speed start of the propeller, electric tension, current and power generated for different test configurations. The work contributes to assisting projects that involves design and technology aimed at improving the practical functionality of horizontal axis wind generators for the various possible applications. The results indicate that the 45° pitch angle presents the highest rates of rotation, electric tension, current and power for all the NACA profiles analyzed, with the NACA 0012 profile being the most prominent in relation to these same parameters.

Keywords: Micro Wind Turbines, NACA Profile, Wind Tunnel.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Crescimento global da população e do consumo de eletricidade.	20
Figura 2: Representação da camada limite atmosférica.	25
Figura 3: Fluxo do vento ao redor do prédio.....	26
Figura 4: Evolução da altura das torres eólicas.....	32
Figura 5: Turbinas eólicas de eixo vertical tipo Darrieus, Giromill e Savonius.	33
Figura 6: Turbina eólica de eixo horizontal.....	34
Figura 7: Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal.....	35
Figura 8: Geometria do perfil aerodinâmico.	38
Figura 9: Perfis NACA de 4 dígitos.....	39
Figura 10: Velocidades e forças atuando sobre uma seção da pá de um rotor.....	40
Figura 11: Fluxo separado em volta do perfil gerando turbulência (estol).....	42
Figura 12: Fluxo aderente ao perfil.....	42
Figura 13: Impacto sobre a fauna.....	45
Figura 14: Exemplos de turbinas eólicas de eixo horizontal de pequeno porte.....	47
Figura 15: Exemplos de Turbinas.....	47
Figura 16: Influência do número de Reynolds para um perfil NACA 0012	49
Figura 17: Relação ângulo de ataque e C_l/C_d	50
Figura 18: Tensão X Velocidade de vento.	51
Figura 19: Metodologia empregada.....	53
Figura 20: Instrumento para Determinação da Direção do Vento	54
Figura 21: Anemômetro Digital.....	54
Figura 22: Tacômetro e Fita Refletora (1).	55
Figura 23: Multiteste Minipa	56
Figura 24: Vistas superiores do prédio.....	56
Figura 25: Máquina UPrint com Pás Impressas	62
Figura 26: Modelos cubos.	64
Figura 27: Estrutura do aerogerador (unidade de medida: mm).....	64
Figura 28: Componentes do microgerador.	65
Figura 29: Túnel de vento.	66
Figura 30: Disposição dos objetos no túnel de vento.	66
Figura 31: Gerador utilizado.....	67

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Capacidade de energia eólica instalada no mundo de 2004 a 2014.	22
Gráfico 2: 10 países com maior capacidade produtiva de energia eólica e crescimento em 2014.	22
Gráfico 3: Previsão de Crescimento da Capacidade Instalada no Brasil	23
Gráfico 4: Velocidades médias mensais correspondentes de novembro de 2005 à maio de 2006 em Porto Alegre.....	27
Gráfico 5: Velocidade Média do Vento em Porto Alegre do ano de 2010 até o ano de 2015.	28
Gráfico 6: Velocidade Média do vento em Porto Alegre de Janeiro de 2014 a Julho de 2015.	28
Gráfico 7: Velocidade do vento.	57
Gráfico 8: Rotação (RPM) X Velocidade (m/s) sem gerador.	68
Gráfico 9: Rotação (RPM) X Velocidade (m/s) com gerador.	70
Gráfico 10: Tensão (v) X Velocidade (m/s).	71
Gráfico 11: Relação Tensão (v) x Rotação (RPM).	72
Gráfico 12: Corrente (mA) X Velocidade (m/s).	73
Gráfico 13: Relação Corrente (mA) x Rotação (RPM).....	74
Gráfico 14: Potência (mW) X Velocidade (m/s).	74
Gráfico 15: Relação Potência (mW) x Rotação (RPM).....	75
Gráfico 16: Relação Potência (mW) e Rotação (RPM) comparando os perfis NACA.	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação dos aerogeradores	15
Tabela 2: Informações sobre o anemômetro (1).	54
Tabela 3: Informações sobre o anemômetro (2).	55
Tabela 4: Velocidade do vento.	57
Tabela 5: Características modelos NACA com número de Reynolds 1×10^6	59
Tabela 6: Massas dos modelos.....	64
Tabela 7: Partida da hélice.....	69

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Evolução da energia eólica	31
Quadro 2: Modelos 3D.	61
Quadro 3: Modelos de Pás.....	63

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.2 Hipótese.....	16
1.3 Objetivos.....	17
1.3.1 Geral	17
1.3.2 Específicos	17
1.4 Delimitação do Tema	17
1.5 Justificativa e Contexto da Pesquisa	17
2.FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	20
2.1 Energias Renováveis	20
2.2 Fluxo dos Ventos	24
2.3 Evolução da Energia Eólica	28
2.4 Geradores de Energia Eólica	32
2.5 Componentes de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal.....	35
2.6 Número de Pás de um Aerogerador	37
2.7 Aerofólio e Conceitos Básicos de Aerodinâmica	37
2.7.1 Geometria do Perfil Aerodinâmico.....	38
2.7.2 Velocidades e as Forças que Atuam sobre a pá.....	39
2.7.3 Coeficiente de Sustentação e de Arrasto	40
2.7.4 Fluxo de Vento Aderente e Separado do Perfil	41
2.7.5 Controle por Estol e por Passo	42
2.7.6 Número de Reynolds.....	43
2.7.7 Coeficiente de Potência de uma Turbina Eólica.....	44
2.8 O Design de Produtos Aplicado no Desenvolvimento de Projetos para Geração de Energia Renovável	45
2.8.1 Pequena e Microgeração Eólica	46
2.8.2 Estudos Relevantes na Área.....	48
3. MATERIAIS E MÉTODOS.....	53
3.1 Metodologia	53
3.2 Equipamentos Utilizados	53
3.3 Levantamento de velocidade dos ventos.....	56

3.4 Programa Computacional para Simulação	58
3.5 Parâmetros Definidos	59
3.6 Modelagem no Software Inventor	60
3.8 Processo de Impressão 3D.....	61
3.9 Túnel Aerodinâmico	65
4. ANÁLISE DE RESULTADOS	68
4.1 Número de Rotações por Minuto	68
4.2 Tensão e Corrente Elétrica Produzidas	71
4.3 Potência Elétrica Gerada	74
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS	76
5.1 Síntese dos Resultados e Conclusões	76
5.2 Sugestões para Futuros Trabalhos.....	76
6. ARTIGOS PUBLICADOS REFERENTES AO PRESENTE TRABALHO	77
REFERÊNCIAS.....	78
APÊNDICE	84

1. INTRODUÇÃO

De acordo com Silva (2013), o crescimento da economia mundial ocasionou aumento significativo do consumo de eletricidade, sendo a produção de energia eólica muito visada por tratar-se de uma fonte renovável que não emite gases poluentes e nem gera resíduos na sua operação, sendo assim, de baixo impacto ambiental, possuindo, desta forma, um crescente encorajamento a sua utilização, através de programas de apoio e de incentivo governamentais no Brasil e no mundo.

Segundo Cagnin, Fraga e Vilela (2015), atualmente, 54% da população global vive em cidades. A previsão é de que até 2050 haverá uma taxa de urbanização mundial de 66%. No Brasil, em 2010, a taxa de urbanização atingiu 84% e deverá chegar a 90% até o ano de 2020, evocando desafios sociais, ambientais e econômicos. As cidades necessitam utilizar soluções e alternativas sustentáveis respeitando os limites naturais do ecossistema. É preciso apresentar estratégias de ação em ciência, tecnologia e inovação (CTI) para os principais desafios existentes no objetivo de tornar as cidades mais sustentáveis.

Aerogeradores podem ser definidos como máquinas intermediárias para captação da energia cinética oriunda do vento através de um rotor e posterior transformação em energia elétrica através de um gerador elétrico. As turbinas eólicas são divididas em duas categorias, se considerada a orientação dos seus eixos: as de eixo vertical e as de eixo horizontal. Já quanto ao porte, podem ser classificadas tanto pela dimensão quanto pela potência, porém, existem diversas abordagens em relação a como classificar os aerogeradores de acordo com estas duas características (CUSTÓDIO, 2013). Baseando-se na classificação do Instituto Alemão de Energia Eólica (*Deutsches Windenergie-Institut – DEWI*), as turbinas eólicas podem ser classificadas segundo a Tabela 1.

Tabela 1: Classificação dos aerogeradores

Classificação	Diâmetro do Rotor (m)	Potência, até (kW)
Pequeno	0,0 a 8,0	20
	8,1 a 11,0	25
	11,1 a 16,0	60
Médio	16,1 a 22,0	130
	22,1 a 32,0	310
	32,1 a 45,0	750
Grande	45,1 a 64,0	1.500
	64,1 a 90,0	3.100
	90,1 a 128	6.400

Fonte: Adaptado de *DEWI*.

Esta classificação não contempla ou separa as energias de micro e miniporte. Já a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, define os microgeradores como sistemas com potência de até 100 kW e minigeradores, acima de 100 kW e até 1 MW, conectados à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

As pás dos aerogeradores são os elementos que entram em contato direto com a massa de ar em movimento, ocorrendo a transferência de energia cinética do fluido para superfície da pá. O desenho das pás é feito a fim de maximizar essa transferência de energia e transformar uma quantidade possível significativa em energia elétrica. Algumas variáveis estão presentes quando se determina uma geometria, através da qual se pretende obter comportamento controlado em contato com um fluido como, por exemplo: a velocidade do vento a qual está submetido o aerogerador; limite de potência máxima; ressonâncias; peso e custo (PIRES E OLIVEIRA, 2010). Destas variáveis, o presente estudo abordará a relação da geometria da pá com a velocidade do vento a qual o microgerador está submetido.

1.1 Problema

Existem alguns estudos em relação a formatos de pás para geradores eólicos de grande e médio porte. Todavia, ao se referir ao desempenho de pás para microgeradores eólicos, é possível afirmar que existe uma carência de estudos nessa área, mesmo existindo diversas justificativas que ressaltam a importância e as vantagens da utilização da microgeração de energia eólica.

Tendo em vista que o papel do designer é o de criação ou de melhoria de produtos (bens e serviços) e, ainda, considerando que o presente trabalho busca analisar um artefato de grande relevância e contribuição para o meio ambiente e para a sociedade, cabe ressaltar a importância da avaliação e determinação dos melhores formatos de pás para microgeradores eólicos, considerando perfil e ângulo de passo para diferentes aplicações.

1.2 Hipótese

Através do estudo técnico-científico, considerando-se apenas o perfil e os ângulos de passo da pá para microgeradores eólicos, é possível contribuir para a melhoria da funcionalidade prática do produto, de forma que o microgerador eólico comece a produzir energia com baixa velocidade de vento.

1.3 Objetivos

1.3.1 Geral

Análise dos ângulos de passo e de perfis de pás em relação a valores de rotação, tensão, corrente e potência elétrica gerados, submetidos a diferentes velocidades de vento, para auxiliar em projetos de microgeradores eólicos de eixo horizontal.

1.3.2 Específicos

- Pesquisar, analisar, selecionar e testar via *software* específico os formatos de pás para microgeradores eólicos de eixo horizontal;
- Modelar via *software*, perfis de pás e construí-las a partir de prototipagem rápida;
- Realizar ensaio funcional em túnel de vento.

1.4 Delimitação do Tema

Análise de perfis de pá NACA para microgeradores de eixo horizontal considerando-se a variação de ângulo de passo; tendo como parâmetros de análise o número de rotação, a tensão, a rotação e a potência geradas pela microturbina produzida para o presente trabalho.

1.5 Justificativa e Contexto da Pesquisa

Os prejuízos ao meio ambiente ao longo dos anos, intensificados pelo desenvolvimento do capitalismo mundial, principalmente no período Pós-Revolução Industrial, são fontes de preocupação uma vez que alteram o ecossistema e prejudicam a vida humana. Com isso tem-se, cada vez mais, a valorização do desenvolvimento sustentável.

Como argumentam Manzini e Vezzoli (2012), o design tem grande relação com o processo de desenvolvimento de produtos e considera os reflexos sobre a qualidade de vida e bem estar da população, de forma que um dos importantes requisitos que deve ser considerado ao se projetar um produto é a sustentabilidade, fator este apontando como fundamental na maior parte das metodologias projetuais para construção de produtos, serviços ou sistemas. Morin (2015) identifica que os designers, como transformadores da sociedade, visto que seus projetos afetam o

modo de vida dos consumidores, têm a oportunidade de criar novas propostas sociais e influenciar atitudes. O seu poder de conscientização social se materializa ao acreditar que para atender às necessidades humanas não é necessário prejudicar o meio ambiente. Os conhecimentos do designer devem contribuir na criação de produtos que tenham o menor impacto ambiental possível, de tal maneira que outras práticas também possam se adequar ao projeto do produto, sem deixar de ser economicamente viável.

Atualmente, mais de 79 países produzem energia eólica, sendo que 29 países possuem mais de 1.000 MW de capacidade de produção anual instalada (SILVA, 2014). Em relação à capacidade de produção anual de 2015, China, Estados Unidos, Alemanha e Espanha são os países que mais produzem energia eólica no mundo. Esses países apoiam significativamente o desenvolvimento interno de energia eólica (REN21, 2015).

Segundo Cunha e Nicolotte (2015), no Brasil, a participação da energia eólica na geração de energia elétrica ainda é pequena se comparada aos mercados europeu e americano; porém, nos últimos anos houve um aumento em relação à sua utilização, o que pode ser justificado por vários motivos, dentre eles os programas de incentivo para o setor elétrico brasileiro, tendo como fonte utilização de energias renováveis, através de programas como o PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica). Existem também programas de apoio através do BNDES, que oferece aos investidores diversas facilidades de financiamento para estimular a produção de energia renovável. Além disso, diversos levantamentos e estudos realizados e em andamento (locais, regionais e nacionais) para aerogeradores de grande, médio e pequeno porte têm dado suporte e motivado a exploração comercial da energia eólica no País (MELO, 2012). O Brasil é um país de grande potencial eólico, porém geração de energia elétrica por meio de aerogeradores de pequeno e microporte ainda é embrionária no Brasil, faltando dados, estudos e incentivos, se comparados aos de geradores eólicos de média a larga escala (OLIVEIRA E PRADO, 2012).

A energia eólica vem gerando grande interesse nos últimos anos, mostrando-se uma das fontes de energia que mais crescem; porém, críticos apontam que o tamanho das turbinas de grande e médio porte interferem no meio ambiente, alterando o cenário, produzindo poluição sonora e visual e ainda podendo afetar o movimento migratório dos pássaros (TERCIOTE 2002). Esses são problemas que

podem ser solucionados através da utilização de aerogeradores de pequeno porte, mas, principalmente, através de microgeradores.

O aerogerador de pequeno e microporte pode contribuir como uma das soluções para utilização de energia alternativa limpa e renovável. Outro aspecto a se destacar é capacidade dos microgeradores de geração de energia com baixas velocidades de vento, não necessitando de maiores velocidades de vento como os geradores eólicos de médio e grande porte, sendo assim bastante adequada a ambientes urbanos (CUNHA E NICOLOTTE, 2015; RODRIGUES, 2014). Além disso, os microgeradores eólicos possuem benefícios em relação a geradores de médio e grande porte por necessitarem de menos espaço e minimizarem significativamente possíveis acidentes e desconfortos.

A definição de Cidades Sustentáveis passa, obrigatoriamente, por soluções de CTI (ciência, tecnologia e inovação) que sejam capazes de resolver desafios ambientais, sociais e econômicos, atuais e futuros, de maneira sustentável. Desta forma, as soluções e estratégias mais adequadas envolvem ações de pesquisa e inovação, incluindo o desenvolvimento, a aplicação e a transferência de tecnologia e conhecimento, para a promoção de uma melhoria da qualidade de vida nas cidades, respeitando a realidade e condições locais. Na prática, diferentes inovações tecnológicas podem contribuir com os objetivos da sustentabilidade urbana. Uma das soluções (entre tecnologias e processos) para o enfrentamento de problemáticas referentes à realidade urbana é o desenvolvimento de sistemas de energia limpas, descentralizadas e distribuídas, tendo o sol e o vento como fontes de geração e fim dos combustíveis fósseis (CAGNIN, FRAGA E VILELA, 2015).

Segundo Epaarachchi e Clausen (2006), antes da realização do projeto de qualquer nova pá, deve-se levar em conta seu projeto estrutural. Os modelos e as condições operacionais otimizadas propostas para as turbinas de larga escala não podem ser diretamente aplicadas a turbinas de pequena escala, uma vez que estas tem comportamento aerodinâmico relativamente diferente.

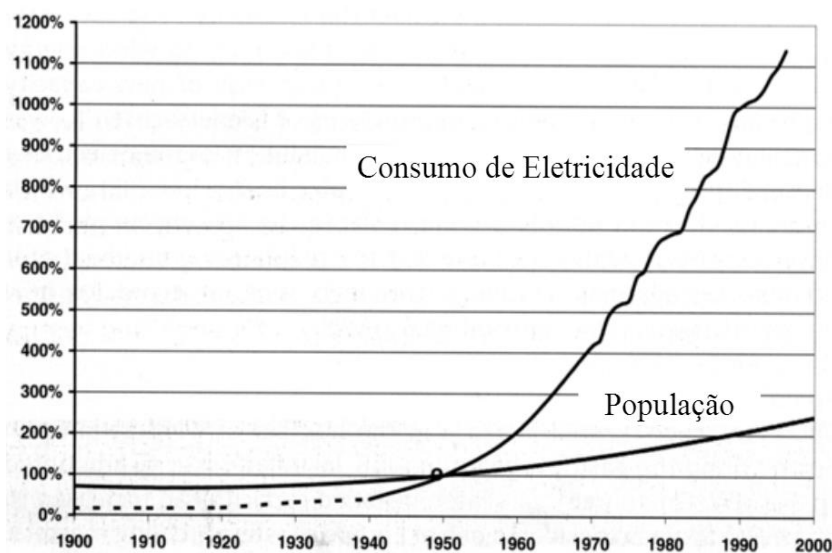
Neste sentido, o presente estudo busca analisar os ângulos de passo e perfis de microgeradores eólicos visando à geração de microenergia.

2.FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Energias Renováveis

A demanda de energia elétrica mundial aumentou drasticamente a partir da década de 50 (Figura 1), sendo importante considerar os impactos ambientais causados pela sua produção. O contínuo uso de fontes convencionais de energia (através de combustíveis fósseis), para suprir a crescente demanda, contribui para o aquecimento global, que é um dos prováveis causadores dos desastres climáticos em todo o planeta, como explica Legget (1990).

Figura 1: Crescimento global da população e do consumo de eletricidade.



Fonte: Gasch e Twele (2002)

Sendo assim, as fontes de energias renováveis, provenientes de recursos naturais que se renovam constantemente, se tornam cada vez mais importantes. Entre as energias renováveis pode-se citar: energia solar, eólica, geotérmica, hídrica, dos oceanos e biomassa.

A geração eólica ocorre pelo contato do vento com as pás da hélice das turbinas eólicas. Ao girar, essas pás dão origem à energia mecânica que aciona o rotor do aerogerador, produzindo a eletricidade. A quantidade de energia mecânica transferida está diretamente relacionada à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás e à velocidade do vento (SILVA 2014).

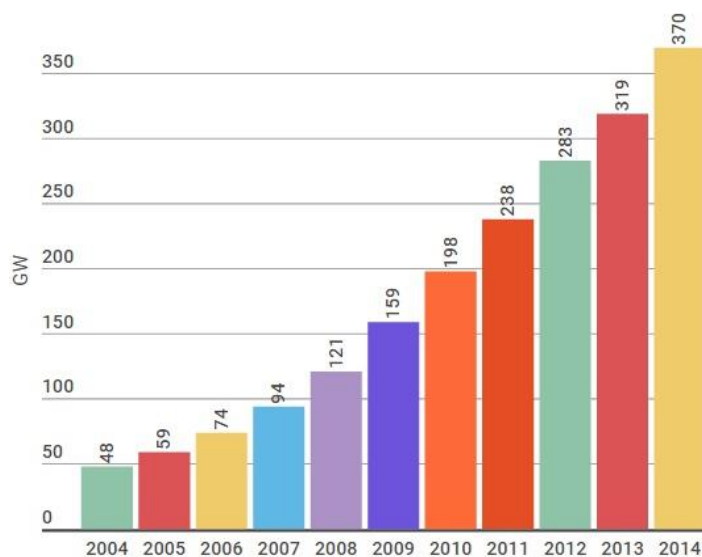
De acordo com a *BP Statistical Review of Energy* (2014), houve um aumento significativo na utilização de todas as fontes de energia, sendo que o crescimento mais impactante do uso das energias renováveis se deu nos últimos dez anos, com destaque da energia hídrica, que apresenta maior uso desde 1965 e maior crescimento em relação a outras energias renováveis. As demais energias renováveis começaram a ser mais utilizadas a partir de 1998, tiveram um crescimento considerável desde essa data até 2013, mas ainda representam a menor participação no mercado de energia.

Em relação à participação de cada tipo de energia no consumo final global, em 2013, os combustíveis fósseis foram os mais utilizados, representando o consumo de 78,3%. A energia mais utilizada ainda é a oriunda do petróleo, seguida do gás natural e do carvão. As energias renováveis representam 19,1% do consumo, sendo 10,1% referente às energias novas renováveis: biomassa/geotérmica, calor solar, hídrica, eólica, solar e biocombustíveis (*BP STATISTICAL REVIEW OF ENERGY*, 2014).

Os investimentos para a utilização de energias renováveis estão crescendo nos países em desenvolvimento, totalizando 131 bilhões de dólares no ano de 2014, aproximando-se dos países desenvolvidos, cujo investimento foi de 139 bilhões de dólares. O total dos investimentos no mundo, no ano de 2014, foi de 270 bilhões de dólares. No ano de 2014 tanto nos países desenvolvidos quanto nos em desenvolvimento, a energia eólica foi a segunda energia renovável que mais obteve investimento, sendo este maior nos países em desenvolvimento do que nos países desenvolvidos, apresentando um crescimento quase tão grande quanto a energia solar (REN21, 2015).

O Gráfico 1 mostra a capacidade de energia eólica instalada no mundo e seu crescimento em dez anos, de 2004 a 2014, demonstrando um aumento de cerca de 7,7 vezes durante esse período, ou seja, passando de 48 GW. O aumento no último período (2013-2014) foi de 51 GW, representando o maior aumento anual desde 2004. Este crescimento significativo se deve ao fato de que a energia eólica é a opção mais barata para geração de energia (REN21, 2015).

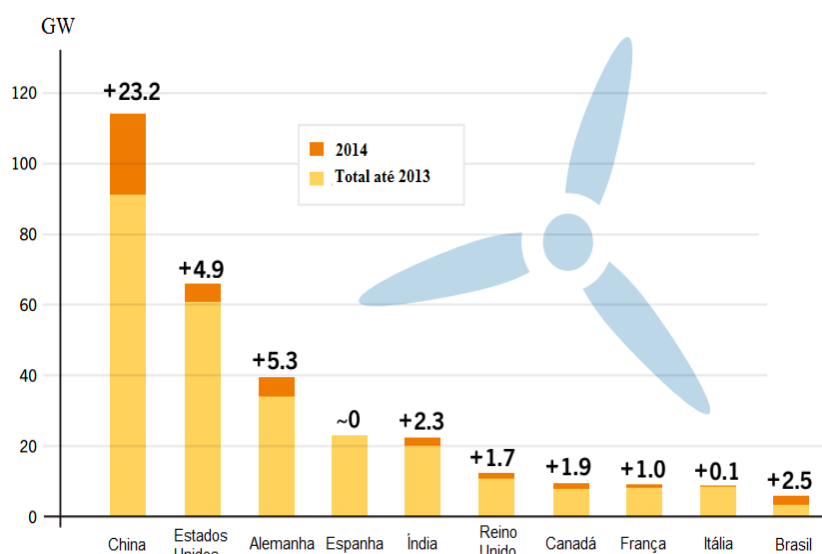
Gráfico 1: Capacidade de energia eólica instalada no mundo de 2004 a 2014.



Fonte: Adaptado de *Renewables 2015 Global Status Report da REN21 (2015)*.

A energia eólica é responsável por mais de 20% da eletricidade de vários países, como Dinamarca, Nicarágua, Portugal e Espanha. O Gráfico 2 mostra os 10 países com maior capacidade produtiva de energia eólica e que mais cresceram em 2014. É possível observar no gráfico que a China, que já tinha a maior capacidade produtiva até 2013, foi a que mais cresceu, apresentando um aumento de 23,2 GW. O Brasil foi o quarto que mais cresceu, quase dobrando sua capacidade produtiva em 2014 (REN21, 2015).

Gráfico 2: 10 países com maior capacidade produtiva de energia eólica e crescimento em 2014.



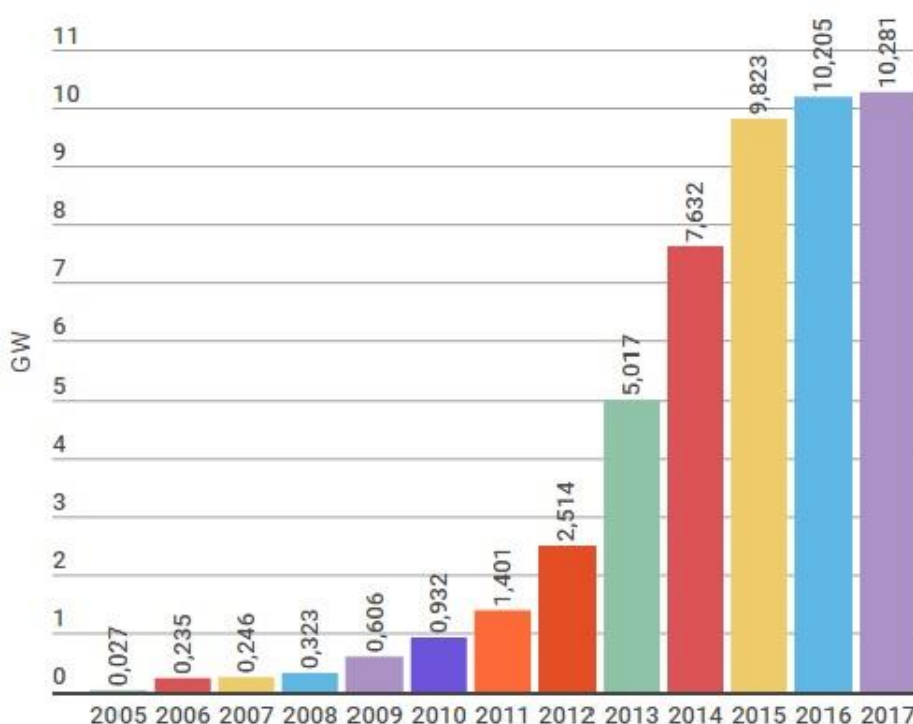
Fonte: Traduzido de *Renewables 2015 Global Status Report da REN21 (2015)*.

No Brasil houve um crescimento na geração eólica, como é possível verificar através do Gráfico 2. O país aproveita pouco do seu potencial eólico, que é de aproximadamente 350 Gigawatts (GW), segundo o GWEC - *Global Wind Energy Council* (2014), pois a base da matriz energética continua sendo a fonte hidráulica (67% do total), enquanto a fonte eólica representa somente 3%, segundo ABEEólica (2013).

O crescimento e previsão de crescimento da capacidade instalada no Brasil estão apresentados no Gráfico 3. Pode-se observar que a capacidade instalada no Brasil teve um grande crescimento entre os anos 2005, que era de 0,027 GW, e 2012, no qual a capacidade chegou a 2,51 GW. Segundo a ABEEólica (2013), a previsão é de que a capacidade instalada no Brasil chegue próximo a 10,28 GW no ano 2017. Segundo o balanço energético nacional no ano de 2013, os três estados com maior produção de energia eólica foram Ceará, Rio Grande do Sul e o Rio Grande do Norte, sendo a capacidade instalada em MW de 661; 469 e 423, respectivamente.

De 2001 a 2009, o consumo no Brasil aumentou 38% acima da média mundial que é de 30%. O Brasil é o 10º maior consumidor de Energia Eólica do mundo (AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA, 2010).

Gráfico 3: Previsão de Crescimento da Capacidade Instalada no Brasil



Fonte: Adaptado de ABEEólica (2013).

2.2 Fluxo dos Ventos

O vento tem origem nas diferenças de pressão causadas pelo aquecimento diferencial da superfície terrestre, sendo influenciado por efeitos locais, como a orografia e a rugosidade do solo (ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO, 2001). Segundo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB, 2008), a energia eólica é resultante da circulação de massas de ar provocada pela energia radiante do Sol e pela rotação da Terra. O deslocamento do ar a partir de regiões próximas do equador (ar mais quente) cria zonas de baixa pressão; por consequência, estas regiões são “preenchidas” por ar mais frio oriundo dos polos onde existem regiões de altas pressões, devido ao arrefecimento do ar.

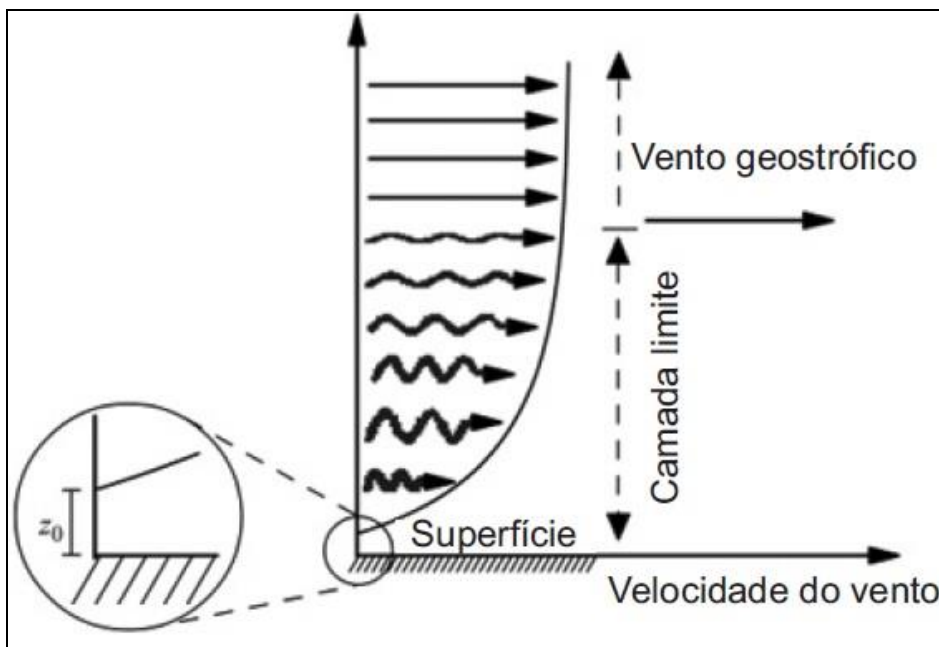
De acordo com dados colhidos no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001), o Rio Grande do Sul possui grande potencial eólico. Abaixo do Trópico de Capricórnio, a região Sul é dominada pelo clima subtropical. Ao se analisar as velocidades médias do vento em cada estação do ano e a média do vento anual, ambos a 100 metros de altura do solo, é possível constatar que os ventos a esta altura variam, na maior parte das regiões, entre 6 e 8 m/s.

Os ventos que sopram em escala global e aqueles que se manifestam em pequena escala são influenciados por diferentes aspectos, dentre os quais destacam-se a variação de velocidade com a altura, a rugosidade do terreno, caracterizada pela vegetação, utilização da terra e construções, presença de obstáculos nas redondezas, relevo que pode causar efeito de aceleração ou desaceleração no escoamento do ar e maior turbulência. As informações necessárias para o levantamento das condições regionais podem ser obtidas a partir de mapas topográficos e de uma visita ao local de interesse para avaliar a rugosidade e os obstáculos (ATLAS EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL, 2014).

A camada limite atmosférica (CLA) é a região entre a superfície terrestre e uma determinada altitude, no qual a velocidade do vento sofre influência das forças de atrito geradas na superfície terrestre através da rugosidade do terreno. Na posição limite de altura igual a 0 m a velocidade do vento é de 0 m/s. O valor de velocidade nula é encontrado até a posição onde encontra-se o comprimento de rugosidade (z_0). Conforme a camada limite estende-se verticalmente aumentando sua distância de z_0 , a velocidade do vento aumenta e gera menos turbulência

(Figura 2). Acima da camada limite encontra-se o vento Geostrófico que está livre da influência do atrito superficial (DRIEMEIER, 2014).

Figura 2: Representação da camada limite atmosférica.



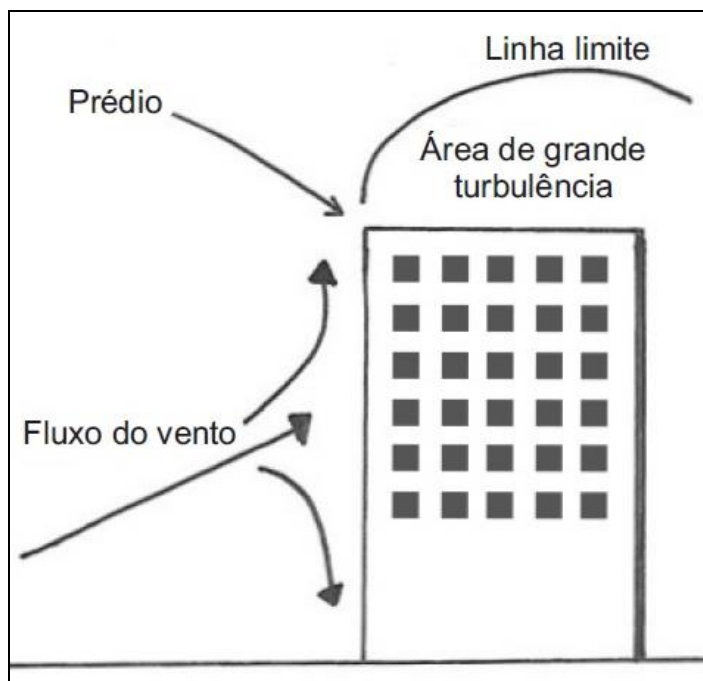
Fonte: Adaptado de Martins, Guarnieri e Pereira, 2008.

Segundo o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (2014), o estudo do perfil vertical do vento é essencial no campo da energia eólica. Na medida em que se observa o vento em alturas maiores, as influências da superfície do solo diminuem, assim como a turbulência.

Como frisa Driemeier (2014), a compreensão da origem dos deslocamentos de massas de ar, assim como suas características, é fundamental para o entendimento da energia eólica. A partir da distribuição vertical da velocidade média do vento é possível conhecer como o aerogerador irá funcionar durante sua vida útil e determinar, por exemplo, quantas vezes ele será submetido a uma condição de esforços específica, o que permite estimar o dano por fadiga esperado ao longo de sua vida útil.

Como descrito por Wenzel, Lopes e Alé (2006), quando uma turbina eólica é instalada próxima ou sobre um prédio, devem ser considerados os efeitos de interação da turbina com o mesmo. Neste caso, a velocidade do vento pode aumentar ou diminuir devido à estrutura do prédio e também podem ser gerados grandes níveis de turbulência. A Figura 3 ilustra o fluxo do vento ao redor do prédio, a geração de turbulência.

Figura 3: Fluxo do vento ao redor do prédio.

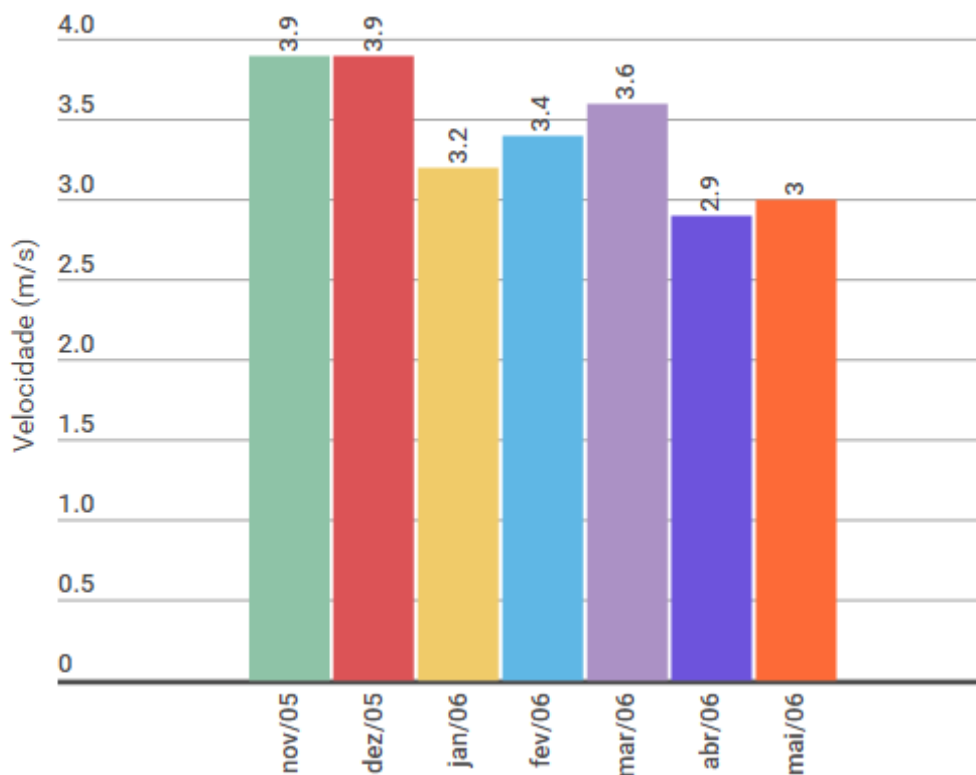


Fonte: Adaptado de Wenzel, Lopes e Alé (2006).

Os dados de velocidade de vento são divididos em faixas de 1 m/s, padrão atualmente utilizado de forma generalizada nos estudos relacionados à energia eólica. Os dados tabulados e representados através de gráfico são obtidos por meio de medições de vento e registros de velocidades médias durante períodos discretos, podendo ser de minutos ou horas. Para fins de estudo de energia eólica esse período é, normalmente, de 10 minutos. Como o vento também varia em direção deve-se estudar esse seu comportamento (CUSTÓDIO, 2013).

Wenzel, Lopes e Alé (2006) relatam o resultado da velocidade diária média dos dados levantados através do sistema anemométrico entre os meses de novembro de 2005 a maio de 2006 em Porto Alegre. Observa-se num período de 24 horas a variação de intensidade do vento, chegando no seu mínimo por volta das 7:30h. No período do fim da tarde o vento apresenta maior intensidade, atingindo seu máximo por volta das 19:00h. Conforme Gráfico 4, de acordo com os dados do 8º DISME (8º Distrito de Meteorologia), uma das unidades do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia), a velocidade média dos ventos em Porto Alegre é de 3,4 m/s e a direção predominante é Leste-Sudeste nos meses medidos, entre os anos de 2005 e 2006.

Gráfico 4: Velocidades médias mensais correspondentes de novembro de 2005 à maio de 2006 em Porto Alegre.

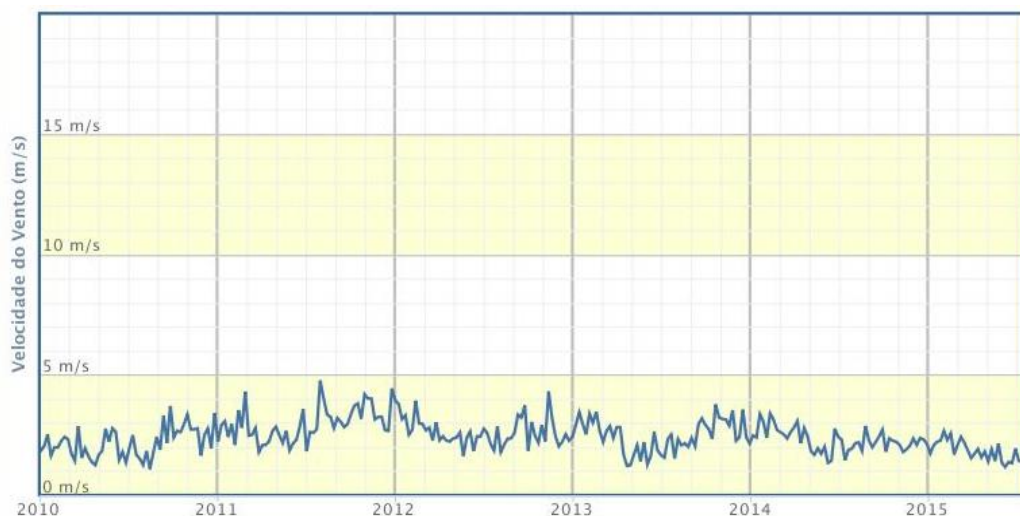


Fonte: Adaptado de Wenzel, Lopes e Alé (2006).

Ainda conforme a INMET, a velocidade média do vento em Porto Alegre, através de análise do ano de 2010 até o ano de 2015, varia de 1 m/s a 4,9 m/s, tendo maiores velocidades em 2011 (Gráfico 5). A coleta de dados é feita através de sensores para medição dos parâmetros meteorológicos, entre eles a velocidade instantânea do vento, parâmetro esse de interesse para o presente estudo. As medidas são tomadas em intervalos de minuto a minuto e integralizadas para no período de uma hora.

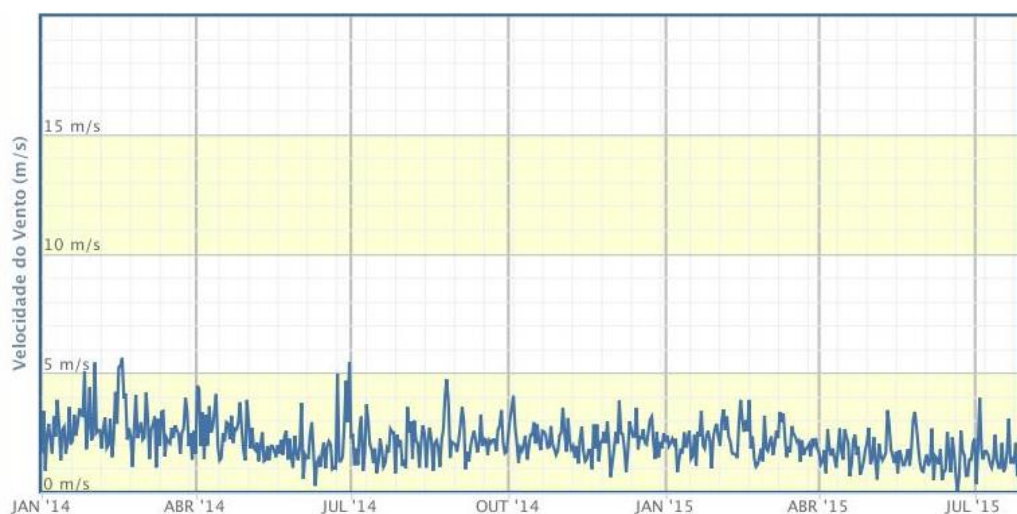
O Gráfico 6 mostra a velocidade do vento de Janeiro de 2014 a Julho de 2015, apontando que durante este período a velocidade máxima registrada foi em torno de 6 m/s e a mínima em torno de 0,1 m/s. Nos meses de Janeiro, Julho e Setembro de 2014 foram observadas as maiores velocidades de vento.

Gráfico 5: Velocidade Média do Vento em Porto Alegre do ano de 2010 até o ano de 2015.



Fonte: Instituto Nacional de Meteorologia (2015).

Gráfico 6: Velocidade Média do vento em Porto Alegre de Janeiro de 2014 a Julho de 2015.



Fonte: Instituto Nacional de Meteorologia (2015).

2.3 Evolução da Energia Eólica

O aproveitamento da energia oriunda dos ventos tem origem nos primórdios da humanidade e vem sendo empregado em diversos setores, como por exemplo, na utilização de velas para movimentar embarcações e também no funcionamento de moinhos, tecnologia que tem sido aperfeiçoada e difundida no mundo. Os primeiros registros do aproveitamento da força do vento em máquinas motoras remontam ao século X, na Pérsia, região de Sistão, hoje sudeste do Irã. Foram utilizadas, para a moagem de grãos, máquinas de eixo vertical pelo uso de força de

arrasto para mover velas, parcialmente protegidas por paredes; esta tecnologia também foi desenvolvida na China, no começo do século XIII. Durante a Idade Média, na Europa Ocidental, se desenvolveu a tecnologia de moinhos de eixo horizontal, mais complexos e eficientes, propulsionados pela força de sustentação, mais eficaz que a de arrasto. Os primeiros moinhos de eixo horizontal foram os pivotados e eram montados sobre postes ou tripés e permitiam o alinhamento com o vento predominante (SHEPHERD, 1994).

De acordo com o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (2014) ocorreram, entre os séculos XIII e XIX, especialmente na Inglaterra e nos Países Baixos, aperfeiçoamentos nos sistemas mecânicos, de controle e na tecnologia das pás de forma que estas evoluíram estruturalmente. Estas evoluíram quanto ao desempenho com o uso da torção da pá, ou seja, a variação do ângulo entre a raiz e a ponta; procurou-se, portanto, modificar ângulos de ataque e passo da pá. Ainda na transição entre o século XIII e XIX, mecanismos engenhosos foram criados para ventos excessivos, controlando a rotação. Foram inventados mecanismos de controle automático para girar a máquina em direção ao vento, mecanismos para frenagem aerodinâmica e outras automatizações que foram se agregando à funcionalidade das máquinas.

Ao final do século XIX, nos Estados Unidos, foram projetados moinhos de múltiplas pás para o bombeamento de água. Essas invenções foram de importância histórica no oeste americano na medida em que facilitaram o acesso à água em extensas áreas áridas ou semiáridas. Ainda no final do século XIX, essas máquinas eólicas começaram a ser empregadas para a produção de energia elétrica. Neste período, na cidade de Askov (Dinamarca), o cientista e inventor Poul La Cour adaptava moinhos de 4 pás para geração de corrente contínua (SHEPHERD, 1994; SPERA, 2009).

Na primeira metade do século 20, a principal aplicação dos ventos ainda era fornecer energia mecânica para moinhos, que tiveram um pico de utilização de 600 mil unidades nos Estados Unidos entre 1920 e 1930 (ACKERMANN E SÖDER, 2002). Segundo Musgrove (1987), nessa época, a exploração de fontes fósseis baratas tornou os poucos aerogeradores existentes obsoletos e houve pouco interesse no vento como fonte de energia elétrica. Entretanto, o Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (2014) frisa que pequenos aerogeradores para carregamento de baterias passaram a ser amplamente utilizados no interior dos Estados Unidos, a

partir da década de 1930 e pelos subsequentes 30 anos, caindo em desuso com a chegada das redes elétricas nas áreas rurais. A geração eólica em grande escala, conectada ao sistema elétrico e com o emprego de turbinas de grande porte iniciou-se durante as décadas de 1940-1950 nos Estados Unidos e Dinamarca. Um precursor das atuais turbinas eólicas surgiu na Alemanha, com Ulrich Hütter em 1955: uma turbina com pás já fabricadas de materiais compósitos, com controle de passo e torre tubular.

Em meados da década de 70, o aumento do preço de outras fontes energéticas, bem como programas de incentivo, levaram à expansão dos projetos de fontes de energia renováveis (incluindo a energia eólica), motivando pesquisas para geração eólica em vários países, incluindo o Brasil. Na década de 1980 houve nova onda de esforços governamentais para incentivar o mercado, o que levou, progressivamente, à redução do custo do quilowatt instalado, à produção em escala industrial e ao aperfeiçoamento da tecnologia com o aumento da capacidade unitária dos aerogeradores (MUSGROV, 1987). Diante disso, os custos para produção de eletricidade a partir do vento vêm caindo. Essa tendência pode ser explicada pelos avanços aerodinâmicos e estruturais, que têm contribuído com um aumento anual de 5% na produção de energia das turbinas eólicas desde a década de 80 (ACKERMANN e SÖDER, 2002).

Segundo Carcangiu (2008), houve o aumento do diâmetro das hélices, que cresceu de 10-15 metros em máquinas de 50 kW nos anos 80 para mais de 120 metros em máquinas de 5 GW no século 21. Um dos motivos que leva ao amplo interesse na energia eólica atualmente é a preocupação com as consequências ambientais, visto que o suporte público e político em fontes renováveis causou um grande aumento na exploração de energia eólica.

A segurança das matrizes energéticas, bem como a intenção de reduzir a emissão de gases que causam as possíveis mudanças climáticas, estimularam vários programas recentes de expansão da utilização de recursos renováveis, como o programa da União Europeia para produzir 20% de energia renovável até 2020 (BURTON ET AL; 2001). Várias tecnologias têm sido utilizadas e aprimoradas para o aproveitamento da energia eólica.

Dentre os aerogeradores existentes, o de eixo horizontal é o mais comumente utilizado, existindo grandes parques conectados a redes de transmissão. Sua configuração vem evoluindo desde os experimentos com moinhos até chegar aos

aerogeradores atuais, cuja maioria possui duas ou três pás. Através da história, o uso de energia eólica tem aumentado e diminuído, e em nenhum período na história foi mais evidente do que no último século (BURTON ET AL; 2001). O Quadro 1 resume a evolução da geração de energia eólica, acrescentando dados históricos em relação aos supracitados.

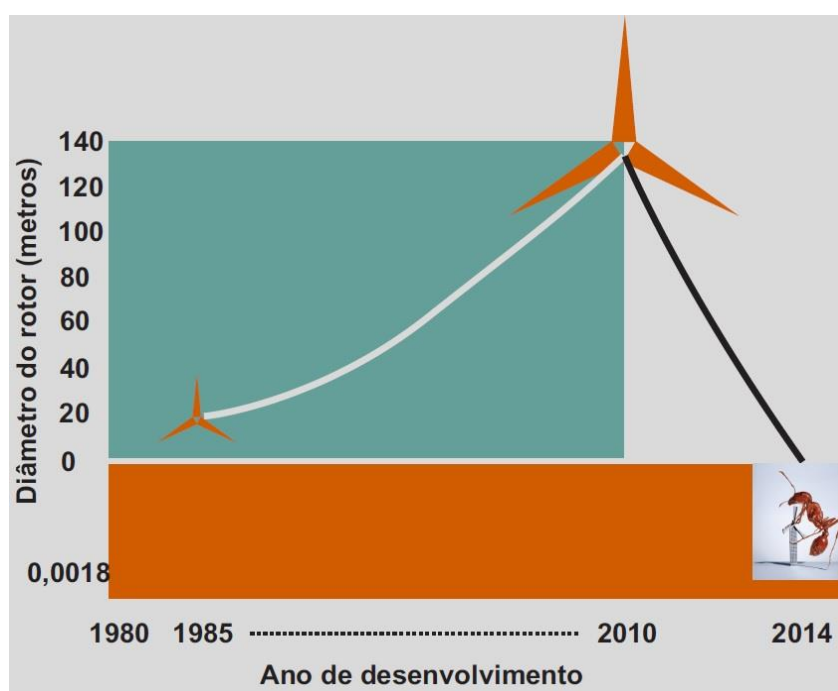
Quadro 1: Evolução da energia eólica

Ano	Evolução da energia e as torres de geração
1850	Daniel Halladay e John Burnham iniciam nos EUA a empresa Engine Company focada na construção do Halladay Windmill, torre projetada para moinhos com múltiplas pás para bombeamento de água fazendo parte do cenário do oeste americano.
1887	Primeira turbina eólica para produção de energia elétrica.
1890	Invenção de lâminas de aço para moinhos de vento para torná-los mais eficientes. Neste mesmo ano moinhos de vento maiores, chamados de turbinas eólicas, começam a aparecer em maior quantidade na Dinamarca.
1940	A maior turbina eólica começa a operar em um morro Vermont conhecido como "knob do vovô" e é avaliado em 1,25 megawatts (MW) em ventos de cerca de 30 mph.
1970	O preço do petróleo dispara, e assim, retorna-se ao interesse e a pesquisa sobre turbinas eólicas.
1978	O congresso americano aprova políticas reguladoras que obrigam as empresas a comprar certa quantidade de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, incluindo eólica.
1981	Desenvolvimento do método Viterna, que passa a se tornar o método mais comum usado para prever o desempenho de turbinas eólicas, aumentando assim a eficiência da produção de aerogeradores.
1990	Mais de 2.200 MW de energia eólica instalada em torno da Califórnia, correspondendo a mais da metade da capacidade global de energia eólica.
1992	O <i>energy policy act</i> autoriza um crédito de imposto de produção de 1,5 centavos de dólar por quilowatt-hora (KWh) de eletricidade pelo vento-energia gerada e re-estabelece um foco sobre o uso de energia renovável.
2007	O vento produz energia suficiente para abastecer cerca de 2,5 milhões de lares e torna-se 5% da energia renovável utilizada nos estados unidos.
2012	A quantidade de energia eólica produzida nos Estados Unidos chega ao ponto de ser capaz de abastecer 15 milhões de lares e se torna o número um em fonte de energia renovável.

Fonte: Adaptado de Spera (2009)

Ao avaliar o Quadro 1 se observa uma evolução constante no aprimoramento e preocupação pela ampliação da altura das torres eólicas, buscando aumentar sua capacidade produtiva. Neste sentido, a Figura 4 apresenta essa evolução desde o ano de 1980, apresentando o aumento consecutivo da altura das torres até o ano de 2010; porém, em 2014 um projeto desenvolvido por Rao e Chiao, potencializa a geração de microturbinas para geração de energia; a hélice desenvolvida possui 1,8 mm de diâmetro do rotor. Essa evolução aponta para o processo de miniaturização de produtos no qual se busca também a redução do consumo e a geração de energia pelo próprio usuário além da busca de redução de material e diminuição de impactos ambientais através de redução da poluição sonora, bem estar e maior segurança gerada pelo uso de geradores menores (CÂNDIDO E GARAY, 2015).

Figura 4: Evolução da altura das torres eólicas



Fonte: Cândido e Garay (2015)

2.4 Geradores de Energia Eólica

Pinto, Pasa e Michels (2013) descrevem, como já comentado na introdução, turbinas eólicas como dispositivos que transformam a energia eólica em energia elétrica e podem ser de eixo vertical ou horizontal. Os principais tipos de turbinas eólicas de eixo vertical são Darrieus, Giromill e Savonius (Figura 5).

As turbinas eólicas do tipo Darrieus são movidas por forças de sustentação e constituem-se de lâminas curvas (duas ou três) de perfil aerodinâmico, atadas pelas duas pontas ao eixo vertical. As turbinas eólicas Giromill são similares às turbinas tipo Darrieus. Neste caso as lâminas curvas são substituídas por lâminas retas e verticais conectadas ao eixo central por suportes horizontais. A turbina eólica do tipo Savonius é uma das mais simples, movidas por forças de arrasto e consistem em duas ou três conchas. Por causa da curvatura, as conchas sofrem menos arrasto quando se movem contra o vento comparado com quando se movem a favor do vento. Essa diferença na força de arrasto faz a turbina tipo Savonius girar. Por serem turbinas de arrasto extraem muito menos da potência do vento quando comparadas com turbinas de tamanho similar, movidas por força de sustentação (CUSTÓDIO, 2013).

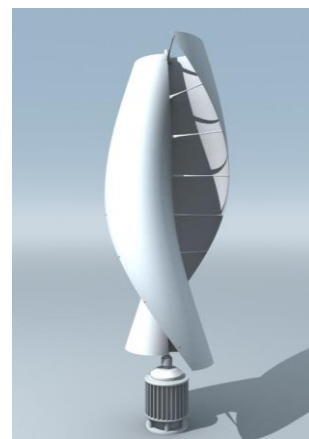
Figura 5: Turbinas eólicas de eixo vertical tipo Darrieus, Giromill e Savonius.



A: Turbina eólica de eixo vertical tipo Darrieus.



B: Turbina eólica de eixo vertical tipo Giromill.



C: Turbina eólica de eixo vertical tipo Savonius.

Fonte adaptado de: A - <https://evolucaoalp.wordpress.com/2012/06/19/especificacoes-de-projeto/>; B - <http://www.windsofchange.dk/WOC-danturb.php>; C - <http://www.stlfinder.com>.

Já as turbinas eólicas de eixo horizontal (Figura 6) são as mais utilizadas no mundo. Como explica Cunha e Nicolotte (2015), as turbinas eólicas de eixo horizontal começaram a ser bastante visadas em pesquisas em 1972, como recomendação de vários órgãos norte-americanos, como a NASA (*National Aeronautics and Space Administration*), para desenvolver novas fontes energéticas. A partir deste ano muitos estudos foram realizados. Estes estavam voltados

majoritariamente aos aerogeradores de grande e médio porte (JOHNSON, 2006). Alguns tipos de turbinas eólicas de eixo horizontal foram desenvolvidos desde então.

As turbinas eólicas turbinas podem ser constituídas de uma pá e contrapeso, duas pás, três pás ou múltiplas pás. Construtivamente, as pás podem ter variados perfis aerodinâmicos e empregar variados materiais (CUSTÓDIO, 2013).

Figura 6: Turbina eólica de eixo horizontal.



Fonte: http://energiasp12b.no.sapo.pt/tipos_de_turbinas_eolica.htm

As turbinas eólicas de eixo horizontal ainda podem ser classificadas de acordo com a posição do rotor em relação à torre. Assim, a turbina pode receber o vento de frente (*upwind*) ou por trás (*downwind*), (LOPES, 2009).

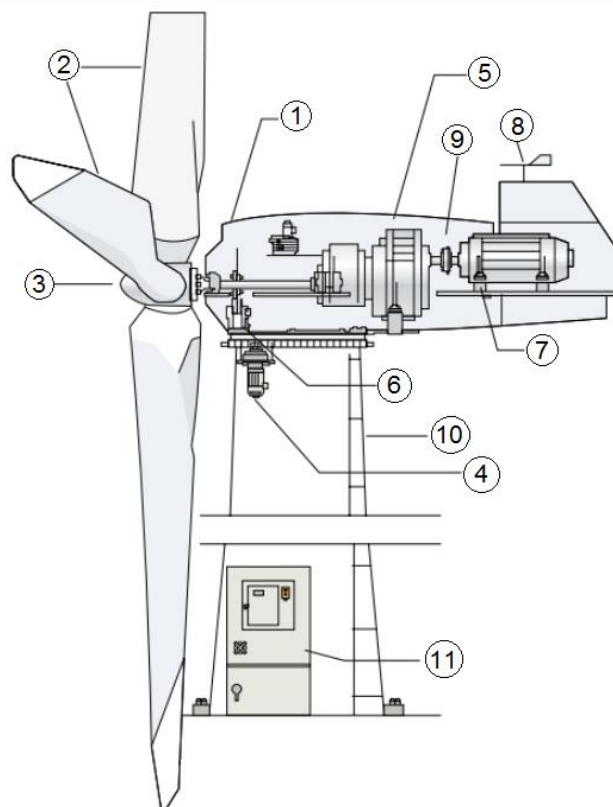
Aerodinamicamente as turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) são mais eficientes e trabalham com maior rotação que as turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV). Através de estudo de implementação de sistema eólico em um prédio verificou-se que as TEEH são as mais adequadas para este caso (WENZEL, 2007).

Custódio (2013) informa que para provimento de eletricidade a pequenos sistemas e equipamentos elétricos, são produzidos aerogeradores de potência e dimensões muito pequena, até mesmo inferior a 1 kW. Neste caso o autor referido está tratando de microgeradores eólicos, objeto de estudo deste trabalho.

2.5 Componentes de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal

Segundo Melo (2012) e a ANEEL (2013), os principais componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal, mostrados na Figura 7, são:

Figura 7: Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal.



1: Nacelle; 2:Pás; 3: Cubo/Bosso; 4:Eixo; 5:Caixa de Engrenagens; 6: Eixo de alta velocidade com freio mecânico; 7: Gerador elétrico; 8: Unidade de medição de direção e velocidade do vento; 9: Sistema hidráulico; 10: Sistema de controle; 11: Torre.

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2013.

1) Nacelle: É a carcaça, acima da torre, que abriga todos os componentes mecânicos da turbina eólica, como: gerador elétrico, freio, eixos, mancais, variador de velocidade, sistemas hidráulicos, entre outros.

2) Pás: São os aerofólios que capturam a energia do vento e a convertem em energia rotacional no eixo que irá mover o rotor;

3) Cubo/Bosso: É o componente que recebe as pás e transmite a energia captada pelas pás para o eixo; as pás e o cubo, também chamado de bosso, formam o rotor. A função do rotor é extrair a potência do vento e transformá-la em torque. A potência

extraída do vento depende do diâmetro do rotor, do diâmetro do cubo/bosso, do número de pás e do perfil aerodinâmico das pás;

4) Eixo: Transfere a energia rotacional (torque) gerado pelo rotor para uma caixa multiplicadora, no caso de geradores convencionais, ou então diretamente para o gerador elétrico, no caso de geradores multipolos. A turbina pode ter apenas um eixo ligando o rotor ao gerador elétrico ou pode ter dois eixos: um de baixa rotação conectado ao rotor e um de alta rotação conectado ao gerador;

5) Caixa de engrenagens (caixa multiplicadora): Aumenta a velocidade do eixo entre o cubo do rotor e o gerador. Cabe mencionar que a velocidade de rotação de um rotor de grande porte é baixa (aproximadamente 10-30 rpm). Este componente é dispensado no caso de geradores multipolos. Algumas turbinas eólicas utilizam variadores de velocidade para aumentar a rotação do eixo e atingir as elevadas rotações do gerador elétrico. Alguns fabricantes desenvolveram turbinas eólicas sem a caixa multiplicadora e abandonaram a forma tradicional de construí-las. Assim, ao invés de utilizar um variador de velocidades com alta relação de transmissão, necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores, utilizam-se geradores multipolos de baixa velocidade e grandes dimensões;

6) Eixo de alta velocidade com freio mecânico: Para limitar a rotação do eixo, algumas turbinas eólicas possuem freios. A alta rotação do rotor pode causar um esforço excessivo nos componentes mecânicos, além de gerar vibrações que podem danificar o sistema. O freio a disco pode ser mecânico, elétrico ou hidráulico, e é utilizado como um sistema auxiliar para parar a turbina em condições adversas de operação;

7) Gerador elétrico: Usa a energia rotacional do eixo para gerar energia elétrica via eletromagnetismo (Lei de Faraday), podendo ser convencional (com caixa multiplicadora) ou multipolos (sem caixa multiplicadora); Existem várias alternativas, dentre elas: geradores de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos e geradores de comutador de corrente alternada. Cada uma delas apresenta vantagens e desvantagens;

8) Unidade de medição de direção e velocidade do vento;

9) Sistema hidráulico: Permite o movimento das pás em distintas posições para otimizar a força do vento ou parar a turbina por completo;

10) Torre: Sustenta e posiciona o rotor e a nacelle. Paralelamente, erguem todo o conjunto a uma altura onde as pás possam girar com segurança e distantes do solo.

11) Sistema de controle: Monitora o sistema, desliga a turbina em caso de mau funcionamento;

A estrutura apresentada é balizadora para a construção das turbinas horizontais e, neste sentido, será utilizada como parâmetro de projeto para a presente pesquisa. Cabe destacar que o presente projeto tem foco específico nas pás que, como explica Rocha (2008), constituem o principal elemento aerodinâmico do aerogerador, pois as forças tangenciais resultantes de sua interação com o vento dão origem ao torque aplicado ao eixo do gerador elétrico.

2.6 Número de Pás de um Aerogerador

As turbinas de eixo horizontal podem ser projetadas com diferentes números de pás. Quanto menor o número de pás mais rápido o rotor gira. A turbina com uma pá se faz possível com um contrapeso, mas o movimento do rotor é bastante irregular porque a incidência do vento é maior na pá do que no contrapeso, sendo assim, o rotor tem maiores dificuldades de balanceamento, sofrendo maiores vibrações. O rotor com duas pás, apesar de mais comum se comparado com o de uma pá, também não é estável. Além disso, emite mais ruído e tem maior impacto visual que um aerogerador de três pás (MATTE, 2014).

As turbinas eólicas com rotores de três pás são as mais utilizadas atualmente. O rotor desenvolve um movimento de rotação suave e estável, possuindo menores vibrações. Sendo assim, a indústria de energia eólica identificou nas turbinas eólicas de eixo horizontal com três pás a tecnologia mais eficiente. As turbinas de 3 pás apresentam uma melhor distribuição de peso, sendo, portanto, dinamicamente mais estáveis. Isto, por sua vez, faz reduzir-se as forças mecânicas nos demais componentes da turbina (MELO, 2012).

2.7 Aerofólio e Conceitos Básicos de Aerodinâmica

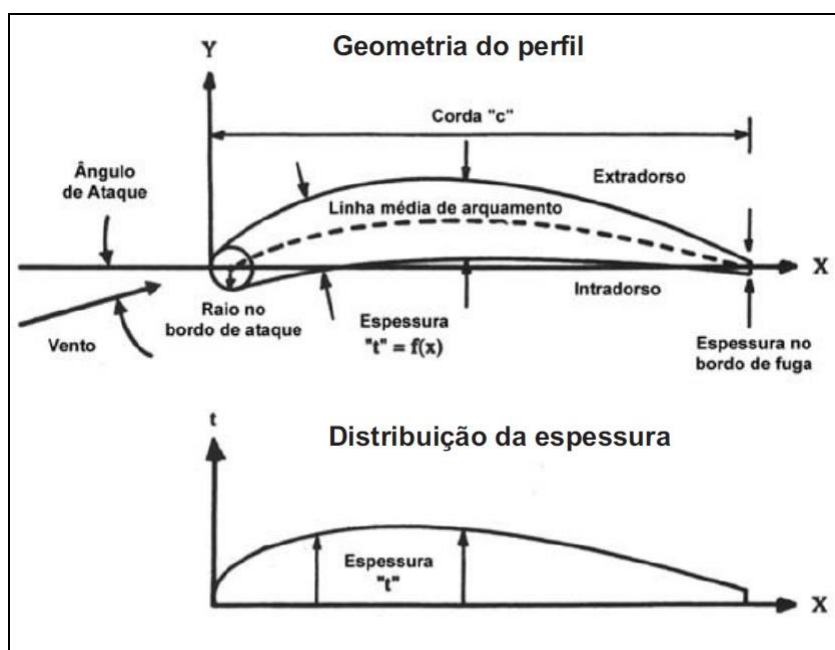
O projeto de pás de aerogeradores, também chamadas de aerofólios, deve considerar, em suma, dois aspectos: aerodinâmico e estrutural. Podem-se citar, para o aspecto aerodinâmico, algumas fases do processo de projeto: definição da geometria do perfil aerodinâmico; definição dos parâmetros aerodinâmicos (ângulo de passo, em inglês *pitch angle* e velocidades); definição da geometria do perfil longitudinal da pá (corda e torção da pá, em inglês *twist angle*). Algumas características importantes que devem ser consideradas para a seleção de um novo

perfil são: influência do número de Reynolds; características aerodinâmicas do perfil; dimensões do perfil; escoamento sobre o perfil; velocidades de operação desejada e eficiência aerodinâmica do perfil (PIRES E OLIVEIRA, 2010).

2.7.1 Geometria do Perfil Aerodinâmico

O ponto mais distante na frente do aerofólio é chamado de bordo de ataque, enquanto o ponto mais afastado, na parte traseira, é chamado de bordo de fuga. A reta que liga o bordo de ataque ao de fuga é chamada de corda. A curva que define a metade superior do aerofólio chama-se extradorso, e a que define a parte de baixo intradorso. A curva na metade entre o extradorso e o intradorso é chamada de linha média ou linha de curvatura média e se refere à média aritmética das coordenadas da posição vertical do extradorso e intradorso (medida perpendicularmente à corda). A maior distância entre a corda e a linha média é chamada de curvatura ou arqueamento (*camber*, em inglês) e normalmente representa alguns pontos percentuais do comprimento da corda. O ângulo de ataque é o ângulo entre a corda e a direção do movimento do ar relativa ao aerofólio (vetor velocidade relativa). A espessura representa a altura do perfil medida perpendicularmente à linha da corda. A razão entre a máxima espessura do perfil e o comprimento da corda é chamada de razão de espessura do perfil (Figura 8), (BURTON ET AL; 2001).

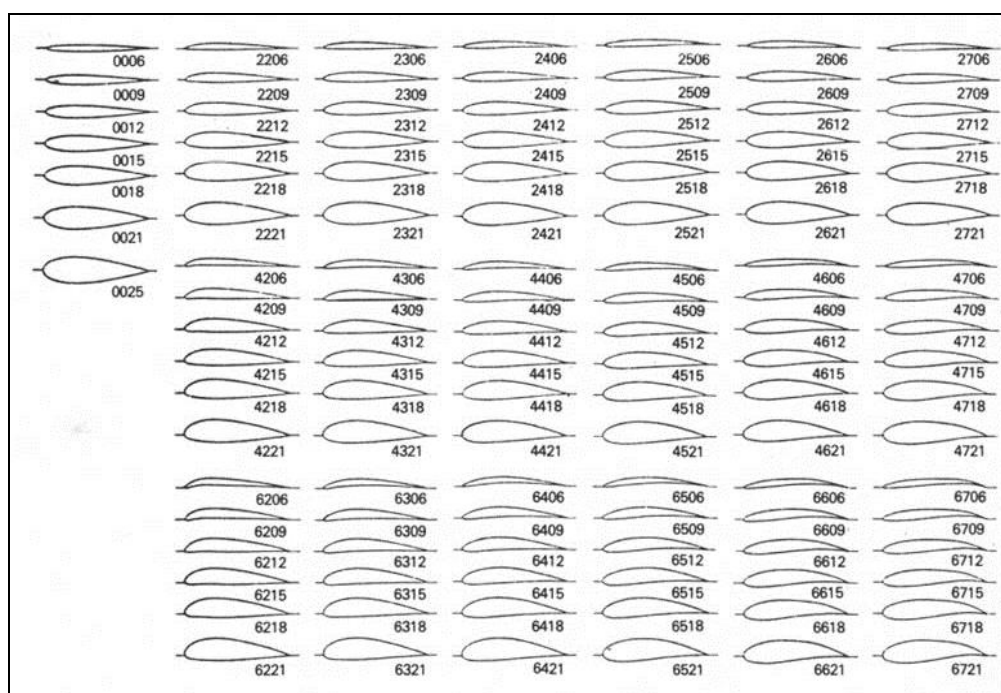
Figura 8: Geometria do perfil aerodinâmico.



Fonte: Adaptado de Burton et al. (2001).

Os perfis NACA (perfis desenvolvidos por *National Advisory Committee for Aeronautics*) foram definidos matematicamente em 1930. Os aerofólios NACA da série de 4 dígitos (Figura 9) têm seu nome dado de acordo com suas características, de maneira que o primeiro dígito casa se refere a casa decimal do abaulamento (percentagem de arqueamento) o segundo representa posição do arqueamento máximo (1 corresponde a 10 %); e os dois últimos se referem a percentagem de espessura (espessura relativa). Sendo assim, em um perfil NACA 6409, se tem uma percentagem de arqueamento de 0.6, distância máxima à linha central ocorrendo em 0.4 da corda, e uma espessura de 9% do comprimento da corda. Os perfis que não possuem abaulamento são simétricos e os que possuem são assimétricos (CARMO, 2012).

Figura 9: Perfis NACA de 4 dígitos.



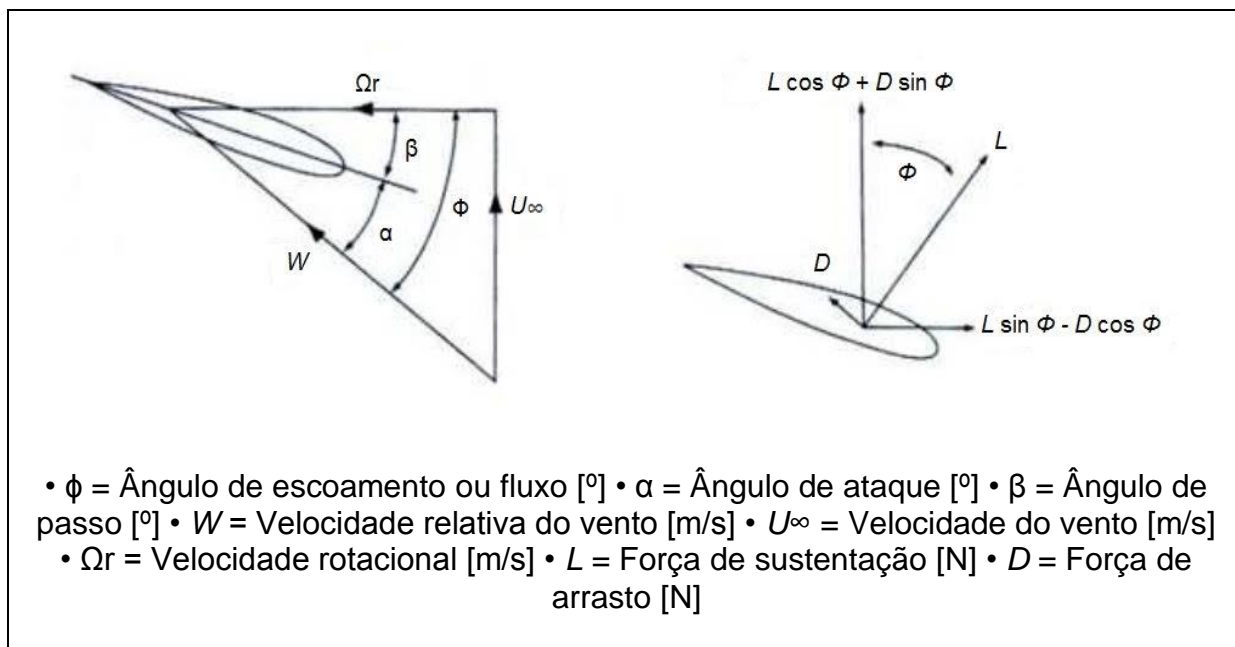
Fonte: NASA EP-89 (1971).

2.7.2 Velocidades e as Forças que Atuam sobre a pá

A velocidade do vento no nível da pá (U) atua no sistema somando-se geometricamente à velocidade de rotação da ponta da pá (Ωr), formando a velocidade resultante (W). O ângulo formado entre a W e a corda da representação do perfil da pá é o ângulo de ataque α . O ângulo formado entre o plano de rotação da pá e a corda é o ângulo de passo β . A força de sustentação (L) é uma força perpendicular à velocidade resultante W e assim como a força de arrasto são

derivadas da força de empuxo (SILVA, 2013). A Figura 10 ilustra as velocidades e as forças atuando sobre uma seção de uma pá de um aerogerador.

Figura 10: Velocidades e forças atuando sobre uma seção da pá de um rotor.



Fonte: Adaptado de Silva (2013).

Embora o ângulo de ataque tenha uma influência direta nas forças aerodinâmicas, Rocha (2008) ainda cita que é mais conveniente expressar a potência desenvolvida pelo mesmo em função do ângulo de passo (β), cujas medições e controles são mais simples.

2.7.3 Coeficiente de Sustentação e de Arrasto

As principais características aerodinâmicas de um perfil são o coeficiente de sustentação, o coeficiente de arrasto e a sua eficiência aerodinâmica. Sustentação é o componente da força perpendicular à direção do vento, enquanto arrasto é o componente na direção do vento. O coeficiente de sustentação, em inglês *Lift coefficient* (C_l) é a capacidade que um aerofólio tem de sustentar-se em relação a uma velocidade de vento, e é um importante parâmetro de eficiência do perfil. Este está relacionado à forma geométrica do perfil, do número de Reynolds e do ângulo de ataque e representa a eficiência do perfil em gerar a força de sustentação. Perfis com altos valores de coeficiente de sustentação são considerados como eficientes para a geração de sustentação (PIRES E OLIVEIRA, 2010).

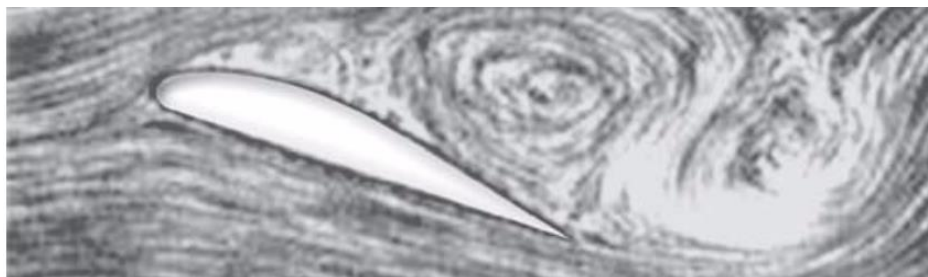
O coeficiente de arrasto, em inglês *Drag Coefficient* (C_d), representa a medida da eficiência do perfil em gerar a força de arrasto. Enquanto maiores coeficientes de sustentação são requeridos para um perfil ser considerado eficiente, menores coeficientes de arrasto devem ser obtidos, pois um perfil como um todo somente será considerado aerodinamicamente eficiente quando produzir grandes coeficientes de sustentação aliados a pequenos coeficientes de arrasto. Para um perfil, o coeficiente de arrasto também é função do número de Reynolds e do ângulo de ataque. Sendo assim quanto maior o valor resultante do coeficiente de sustentação dividido pelo coeficiente de arrasto mais eficiente aerodinamicamente será o perfil. Esses coeficientes são usualmente determinados a partir de ensaios em túnel de vento ou em *softwares* específicos que simulam um túnel de vento (CUSTÓDIO, 2013).

Ainda de acordo com Custódio (2013), as turbinas de arrasto são aquelas em que o vento empurra as pás de forma que força o rotor a girar. O vento, ao contatar as pás, faz com que gere o surgimento da força de arrasto. Neste tipo de turbina a velocidade na ponta das pás não pode ser superior à velocidade do vento que nela incide, limitando, portanto, sua eficiência. Os aerogeradores de eixo horizontal são predominantemente movidos por forças de sustentação.

2.7.4 Fluxo de Vento Aderente e Separado do Perfil

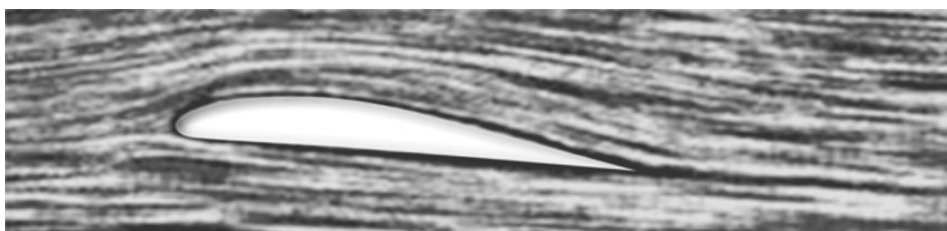
A incidência do vento sobre as pás, dependendo do ângulo de incidência do fluxo e velocidade do ar, das dimensões e perfil da pá, pode originar um descolamento do fluxo de ar de parte da superfície da pá gerando turbulência (estol), de forma a originar uma região de perda da sustentação aerodinâmica (Figura 11). O fluxo do ar pode ser laminar e aderente à superfície (Figura 12), sendo a força de sustentação maior, resultando em maior sustentação aerodinâmica da pá e, portanto, há maior transferência na potência de giro. Sendo assim, quanto maior for a região de perda de uma pá em relação à região de sustentação, menor será a transferência da potência do vento realizada pela pá e como resultado menor será também a eficiência aerodinâmica da turbina (CUSTÓDIO, 2013).

Figura 11: Fluxo separado em volta do perfil gerando turbulência (estol).



Fonte: Custódio (2013).

Figura 12: Fluxo aderente ao perfil.



Fonte: Custódio (2013).

O estol é conhecido como perda de sustentação e está diretamente ligado ao ângulo de ataque máximo e ao coeficiente de sustentação máximo de um perfil (C_{lmax}). O aumento do ângulo de ataque proporciona um aumento do coeficiente de sustentação, porém esse aumento de C_l não ocorre indefinidamente, ou seja, existe um limite máximo para o valor do coeficiente de sustentação de uma pá. Atingido este limite, ocorre o descolamento do fluxo de ar da parte superior do perfil, gerado pelo gradiente adverso de pressão. Conforme o ângulo de ataque aumenta, o gradiente de pressão adverso também aumenta, e para um determinado valor de ângulo de ataque (α), ocorre a separação do escoamento no extradorso do perfil de maneira repentina. Quando o descolamento ocorre, o coeficiente de sustentação decresce drasticamente e o coeficiente de arrasto aumenta rapidamente (BIASI, 2010).

2.7.5 Controle por Estol e por Passo

Custódio (2013) afirma que é comum que os aerogeradores utilizem dois diferentes princípios de controle aerodinâmico para limitar a extração de potência à potência nominal do aerogerador. Para as velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o ângulo é escolhido de forma que o aerogerador produza a

potência nominal. Os dois princípios mencionados são chamados de controle estol (*Stall*) e controle de passo (*Pitch*).

O controle de passo é um sistema ativo que normalmente necessita de uma informação vinda do sistema de controle. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal; em outras palavras, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, conseqüentemente, a extração de potência do vento. Já o controle por estol é um sistema passivo que reage a velocidade do vento em que as pás do rotor são fixas e, portanto, não podem girar em torno do seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é escolhido de forma que o fluxo em torno do perfil da pá se descole da superfície (estol) para velocidades de ventos maiores que a nominal, reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. Para evitar que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, o que reduziria significativamente a potência do rotor, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que as levam a um suave desenvolvimento deste efeito (CUSTÓDIO, 2013).

2.7.6 Número de Reynolds

O número de Reynolds (Re) é um parâmetro adimensional que define as características das condições de escoamento de um fluido sobre uma superfície (Equação 1). Escoamentos turbulentos são muito comuns, visto que os escoamentos em regime laminar somente ocorrem para baixos números Reynolds.

$$Re_l = \frac{\rho U_\infty L}{\mu} \quad (1)$$

Onde: L é a escala de comprimento característica [m] (o comprimento da corda dos perfis do aerofólio), ρ é massa específica do fluido [kg/m^3] U_∞ , a velocidade da corrente de ar não perturbada em [m/s] e μ , a viscosidade dinâmica [Pa.s]. O número de Reynolds representa o quociente entre as forças de inércia e as forças viscosas (LUZ, 2012).

Na presente pesquisa este parâmetro foi estabelecido pelo *Software Q-Blade*, como forma de ilustrar o comportamento dos perfis pesquisado, de maneira que não foi mensurado para os testes realizados neste trabalho.

2.7.7 Coeficiente de Potência de uma Turbina Eólica

O coeficiente de potência C_p aponta a relação entre a potência realmente extraída do vento por uma turbina eólica e a potência disponível no vento. Este coeficiente varia de acordo com a velocidade do vento, devido às pás alterarem suas eficiências aerodinâmicas em função da variação da velocidade do vento incidente. O coeficiente de potência máximo é chamado de limite de Betz ou eficiência de Betz, e leva o nome do cientista alemão Albert Betz (1920). O coeficiente de potência do rotor (C_p) indica a eficiência da turbina eólica. (MELO, 2012).

Segundo Betz *apud* Menezes (2012), uma turbina eólica ideal pode extrair no máximo 59,3% da potência disponível no vento, sendo que uma turbina real fará a extração de parte desse máximo, já que existem perdas aerodinâmicas na conversão da energia do vento. Turbinas eólicas modernas aproveitam aproximadamente 40%.

2.8 Impacto Visual, sobre a Fauna e Sonoros dos Aerogeradores

Como relata Tercio (2002), foi estudado, na Fazenda Eólica de Cemnaes no Reino Unido, um caso sobre impacto visual causado pelas turbinas eólicas. Esta é composta por 24 turbinas eólicas. Foram feitas duas pesquisas nos anos de 1992 e 1994 onde, além dos impactos visuais, foram abordados impactos de ruído, econômicos, sociais, entre outros. A pesquisa foi feita com os moradores próximos à fazenda eólica, em um total de 134 pessoas. Na primeira etapa da pesquisa, apenas 4% dos pesquisados estavam preocupados com o impacto visual da fazenda eólica antes dela ser construída. Na segunda fase da pesquisa, 6% manifestaram-se espontaneamente sobre o novo visual das turbinas. Ao serem questionados sobre detalhes de aspectos visuais da fazenda eólica, 54% dos entrevistados responderam positivamente em relação às turbinas eólicas. Metade das respostas mostraram fortes convicções quanto ao aspecto positivo da nova paisagem, enquanto que a outra metade foi positiva com algumas ressalvas.

Além do impacto visual, segundo Erickson et al. (2014) há também o impacto sobre a fauna, uma das grandes preocupações relativas à fauna é com os pássaros, que podem colidir com turbinas eólicas devido à dificuldade de visualização (Figura 13).

Figura 13: Impacto sobre a fauna.



Fonte: <http://greensavers.sapo.pt/2014/09/22/>

O impacto sonoro gerado pelo sistema eólico foi um dos temas mais importantes de discussão e bloqueio da disseminação da energia eólica durante a década de oitenta e início da década de noventa. O *DEWI* realizou um estudo, no ano de 1995, sobre o nível de ruído de diversas turbinas eólicas disponíveis no mercado e constatou-se que as turbinas eólicas até então disponíveis apresentavam um nível de ruído entre 90 e 100 dB, ou seja, essas turbinas emitiam significativos ruídos sonoros (TERCIOTE, 2002).

Diante do exposto, o desenvolvimento de micro turbinas tende a colaborar com a redução dessas problemáticas, tendo a redução dimensional da turbina e consequentemente a redução da área necessária para sua instalação.

2.8 O Design de Produtos Aplicado no Desenvolvimento de Projetos para Geração de Energia Renovável

A sustentabilidade ecológica se destina ao uso consciente dos recursos esgotáveis e sua substituição por recursos renováveis, de forma a minimizar a

deterioração dos ecossistemas, considerando a promoção de técnicas de produção limpa, racionalização do consumo, preservação de fontes de recursos naturais e energéticos e criação de programas de proteção ambiental (SACHS, 2002). Diferentes autores discutem a sustentabilidade e o modelo produtivo vigente (MANZINI, 2008; MANZINI E VEZZOLI, 2012; DANGELICO, PONTRANDOLFO E PUJARI, 2013). O design, compreendido como a concepção de artefatos, tem estreita relação tanto com o processo de desenvolvimento de produtos quanto com os reflexos sobre a qualidade de vida e bem estar da população.

2.8.1 Pequena e Microgeração Eólica

A China é uma das líderes na produção e utilização das microturbinas, pois em 2011, 1,75 milhões de pessoas já recebiam energia proveniente de microgeradores eólicos. No Brasil, o mercado ainda está se adaptando à microgeração, sendo que a maioria dos investimentos continua voltada aos parques eólicos de grande porte. Existem desafios para a indústria de microgeração eólica, que além de ser pequena, fragmentada, não possui padrões de fabricação para produção em escala industrial.

De acordo com Cunha e Nicolotte (2015), a aplicação de geradores de pequeno e microporte foca-se nos aspectos de segurança, prevenindo o desprendimento de uma pá ou a queda da turbina do topo do edifício; facilidade de operação, tanto na sua montagem, manutenção e instalação; ruído gerado. Além disso, pode apresentar alto desempenho, devido às baixas velocidades de vento características em ambientes urbanos.

As turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH), em inglês *Horizontal Axis Wind Turbines (HAWTs)* podem variar tamanhos de turbinas e torres, formatos e números de pás. Alguns modelos estão apresentados na Figura 14. Os dois primeiros aerogeradores (*Swift e Eclectic*) possuem cinco pás e são sustentadas por uma pequena torre, porém a primeira tem uma cauda, utilizada para direcionar a turbina de acordo com o vento. Embora a terceira e a quarta (*WES Tulipo e Fortis Montana*) sejam sustentadas por torres mais altas e ambas possuam três pás, o mecanismo de direcionamento em relação ao vento da terceira é motorizado, enquanto o da quarta é igual ao da primeira. Já o último modelo apresentado (*Sirocco*), possui duas pás, uma cauda para direcionamento ao vento e é sustentado por uma pequena torre (WINEUR, 2007).

Figura 14: Exemplos de turbinas eólicas de eixo horizontal de pequeno porte.



A: Swift

B: Ecletic

C: WES Tulipo

D: Fortis Montana

E: Sirocco

Fonte: Adaptado de Wineur (2007) *apud* Cunha e Nicolotte (2015).

Na Figura 15, está apresentada a turbina eólica Liam F1, que segundo a fabricante *The Archimedes*, é inspirada na rosca criada pelo matemático Archimedes e apresenta um rendimento próximo a 80%. A outra turbina da Figura 15 é a Energy Ball (também chamada de *Venturi*). É um gerador que possui uma cauda e seis lâminas semicirculares que formam uma construção esférica.

Figura 15: Exemplos de Turbinas.



A: Liam F1

B: Energy Ball

Fonte: Adaptado de Wineur (2007) *apud* Cunha e Nicolotte (2015).

Os melhores ambientes para as TEEH são áreas abertas com poucos obstáculos e um fluxo de ar regular e suave (WINEUR, 2007). Segundo a ANEEL (2013) existem vantagens da instalação dos microgeradores eólicos tais como:

1. Fonte de energia mais econômica.
2. Minimização do impacto ambiental (impacto sonoro, visual e sobre a fauna).
3. Autonomia (pequenas turbinas podem ser instaladas mesmo em comunidades isoladas que ainda não são atendidas pela rede elétrica).

2.8.2 Estudos Relevantes na Área.

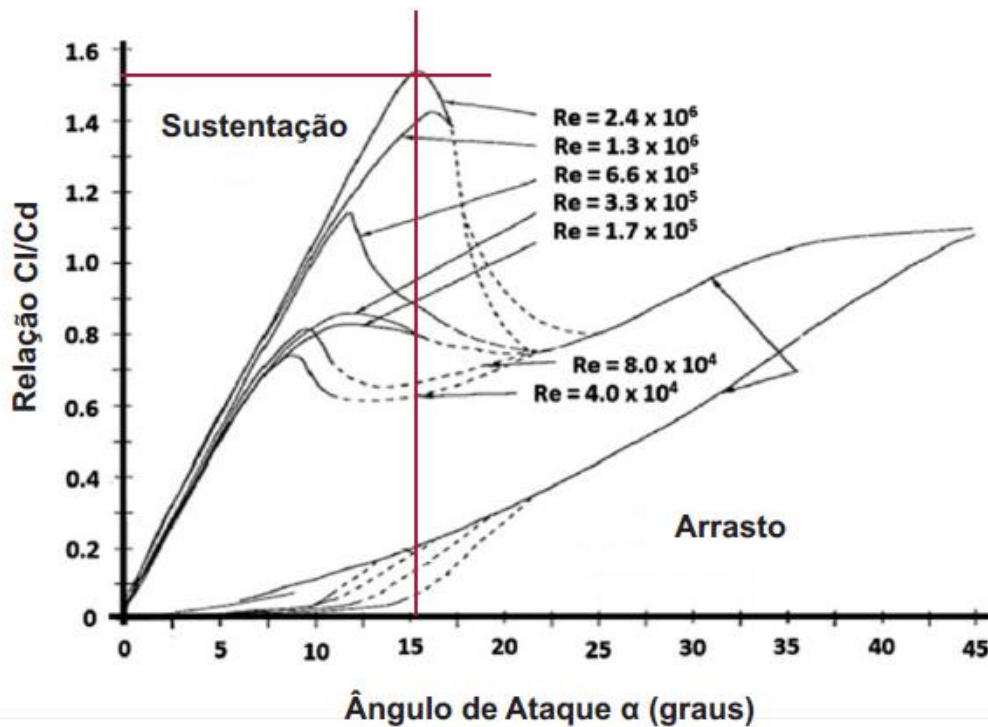
Kishore, Coudron e Priya (2013), desenvolveram um estudo relacionado a turbinas de pequeno porte de eixo horizontal, com 3 pás, compacta, portátil e de baixo custo para uso doméstico para ventos de até 5 m/s, sendo o perfil da pá estudado o NACA 0012, já que este perfil é compatível a baixos números de Reynolds e tem sido bastante investigado para diversas aplicações. Pode-se citar como exemplos os estudos realizados por Alam et al. (2010); Laitone (1997); Srinath e Mittal (2009) e Vardar e Alibas (2008).

Ainda de acordo com Kishore, Coudron e Priya (2013), um importante parâmetro a ser levado em consideração para uma turbina de pequena escala é a partida da hélice que representa a velocidade de vento em que a turbina começa girar e ressaltam que a seleção de turbinas de pequeno porte deve-se dar para baixo torque e alto valor de rotação.

Para o desenvolvimento da turbina Kishore, Coudron e Priya (2013) utilizaram um túnel vento para testes de eficiência aerodinâmica e um programa computacional para ensaio da turbina (*SolidWorks*) e determinou-se as dimensões da pá de forma que a corda da pá é de 7,5 cm o cubo possui 3 cm e o comprimento da pá é de 20 cm. Possui ângulo de torção de 32°. A turbina desenvolvida começou a girar com 2,7 m/s e é capaz de produzir 0,83 W para velocidade de vento de 5 m/s, podendo gerar energia necessária para se carregar baterias de alguns aparelhos eletrônicos como telefones celulares, rádios de pequeno porte. O coeficiente de potência máximo foi de 14% da velocidade específica de 2,9. O valor de rotação máximo obtido foi em torno de 800 RPM.

De acordo com Musial e Cromack (1988), o número de coeficiente de sustentação atinge seu valor máximo ao se ter um número de Reynolds de 2.4×10^6 para um ângulo de ataque de 15° para um perfil NACA 0012 (Figura 16).

Figura 16: Influência do número de Reynolds para um perfil NACA 0012



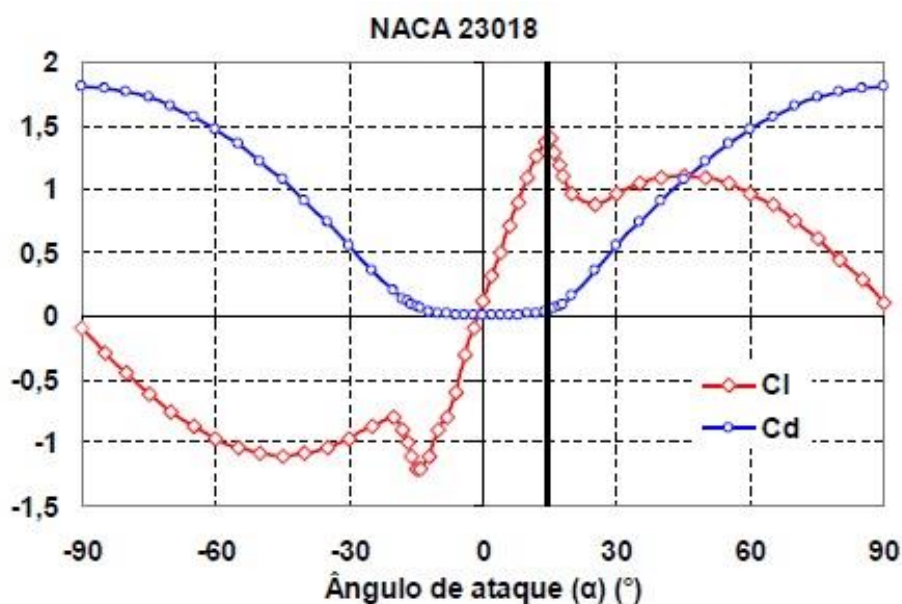
Fonte: Adaptada de Musial e Cromack (1988).

Hirahara et al.(2005) realizaram um estudo de uma turbina eólica nomeada como mF500 de 50 cm de diâmetro utilizando o perfil NACA 2404 com quatro pás. Como resultado relata que a turbina apresenta um coeficiente de potência de 0,36 para velocidades de vento de 8 a 10 m/s. Outro estudo com esta temática de microgeração de energia foi realizado por Vardar e Alibas, (2008) no qual são comparados o número de rotações e o coeficiente de potência de turbinas de pequeno porte utilizando diferentes perfis NACA para diferentes parâmetros de torção da pá, ângulo de passo e número de pás. Os perfis testados foram NACA 0012, NACA 4412, NACA 4415, e NACA 23012, sendo que o perfil NACA 4412 com 0° de ângulo de torção da pá, 5° de ângulo de passo grade e 2 pás foi a que teve a maior rotação (RPM) e o perfil NACA 4415 com 0° de torção de pá, 18° de ângulo de passo e 4 pás teve o maior coeficiente de potência.

Wenzel (2007) desenvolveu um projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal de pequeno porte para velocidade de vento nominal de 10 m/s e selecionou para seu estudo o perfil NACA 23018 através de simulações computacionais e testes em túneis de vento. Para projetar o desenho da pá realizou-se um procedimento iterativo no qual se supõe conhecido o tipo de perfil adotado e o

ângulo de passo de cada elemento de pá. Para testar o perfil definido utilizou-se um túnel de vento onde se pode controlar a velocidade do vento. Esta velocidade foi medida por meio de anemômetros e para efeito de correção da massa específica do ar, foram utilizados sensores de temperatura e de pressão atmosférica. Com o perfil definido foram testados ângulos de ataque de -90° a 90° , no qual destacou-se o ângulo de ataque de 15° , com a melhor relação de C_l/C_d (Figura 17).

Figura 17: Relação ângulo de ataque e C_l/C_d .



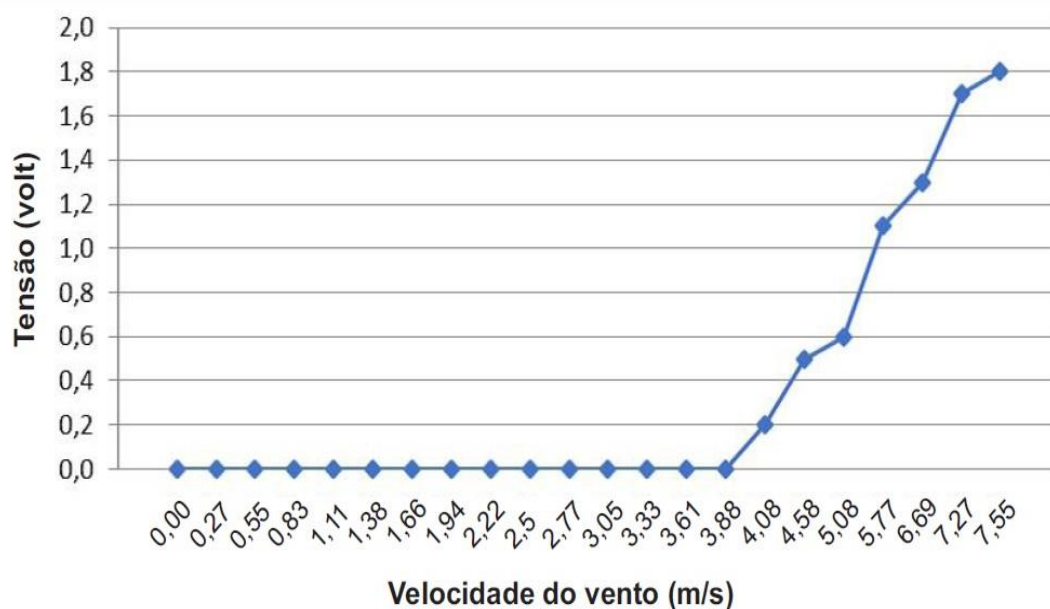
Fonte: Wenzel (2007)

Pinto, Pasa e Michels (2013) desenvolveram um estudo de dimensionamento de pás para um aerogerador de eixo horizontal através de modelagem geométrica em *software* computacional *SolidWorks*, assim como Matte (2014). Para o projeto foi pré-definido um diâmetro de 30 metros para o rotor, utilização de três pás e perfil *GÖTTINGEN* 428 para as seções das pás. *GÖTTINGEN* é um tipo de classificação dos perfis, criado na Alemanha, que é bastante utilizado. As pás projetadas que visam fornecer a potência necessária ao consumo médio mensal obtiveram como resultado uma potência de 1,6 vezes o necessário. Ao realizar a modelagem da pá e do rotor, fez-se possível visualizar e compreender as dimensões estruturais da turbina eólica resultante dos diversos cálculos elaborados, como exemplo, a torção das pás, resultado este muito importante para o sistema. A pá projetada para a pesquisa foi seccionada em 11 elementos de pá, que foram calculados com o fim de obter-se suas características locais de velocidade, ângulo de fluxo, ângulo de passo

e corda do perfil. Através do trabalho supracitado, destacou-se a importância da definição adequada da torção das pás para potencializar a conversão de energia cinética do vento em energia elétrica.

Palombini et al. (2014) levantaram as velocidades do vento em um prédio de catorze andares na cidade de Porto Alegre/RS, sendo que estes dados foram balizadores para um outro ensaio realizado em túnel de vento, no qual um cooler de computador, que possui 7,4 cm de diâmetro da hélice, foi utilizado e exposto a velocidades de até 8,3 m/s. O cooler, através do movimento rotacional de sua hélice, aliada ao seu motor, pôde gerar energia (Figura 18).

Figura 18: Tensão X Velocidade de vento.



Fonte: Palombini et al. (2014).

Diante dos resultados apresentados por Palombini et al. (2014), observa-se que até a velocidade de 3,9 m/s o cooler não gera tensão porque a hélice não gira. A partir da velocidade de 4 m/s a hélice começa a girar e, conseqüentemente, gerar tensão. Observa-se que a carga gerada inicia em 0,2 Volts e cresce conforme a velocidade de entrada de ar aumenta, atingindo o pico máximo de tensão de 1,8 Volts a uma velocidade de 7,5 m/s. A energia gerada pode ser utilizada para carga ou recarga de produtos eletroeletrônicos de baixa tensão, como por exemplo, que utilizem baterias recarregáveis (carga de 1,5 Volts) ou sistemas de iluminação via lâmpadas LED (*Light-Emitting Diode*), que operam com tensões a partir de 1,5 Volts (PALOMBINI ET AL, 2014).

Junior (2012) estudou a relação da variação do C_l e do C_d com o ângulo de ataque utilizando um aerofólio bidimensional NACA0012, a fim de se encontrar um modelo de simulação que chegasse o mais perto possível dos dados encontrados na bibliografia. O mesmo comenta que o perfil que utilizou (NACA 0012) é bastante usado em experimentos e trabalhos acadêmicos devido a sua simetria.

Silva (2013) fez um projeto aerodinâmico de turbinas eólicas e, para tanto, utilizou o programa computacional *Mathematica 7.0* para projetar o rotor de turbinas eólicas de eixo horizontal e constata que o mesmo opera satisfatoriamente. Além disso, relata que a maior porcentagem das perdas do rotor ocorre nas pontas das pás. Destaca também que existem poucos resultados disponíveis na literatura para uma análise mais detalhada, confiável, e aconselha o uso de testes em fluidodinâmica computacional (CFD) das pás projetadas.

Carmo (2012) projetou uma turbina eólica de eixo vertical para aplicação em meio urbano e para tanto utilizou o programa computacional *Javafoil* para calcular o escoamento em torno de um arranjo de perfis multi-elementos. Este programa utiliza uma análise do escoamento potencial combinada com uma análise de camada limite, através das quais calcula os parâmetros relacionados com o escoamento em torno de um perfil.

Silva (2014) desenvolveu um projeto de uma turbina eólica de eixo horizontal com 2 metros de diâmetro do rotor, 3 pás, altura de torre de 10 metros e velocidade de vento de 8 m/s. Para este projeto foi utilizado o perfil aerodinâmico das pás de acordo com o aerofólio NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) S822. Este perfil é indicado para rotores de até 2 metros de diâmetro. Silva (2014) teve como resultado que a maior razão entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto, para um número de Reynolds igual a 50.000, ocorre quando o ângulo de ataque é igual a $9,5^\circ$ e constata que o maior desafio obtido para realização de seu trabalho foi em aplicar estudos complexos feitos para turbinas eólicas de grande porte em seu projeto, que é considerada uma turbina de pequeno porte.

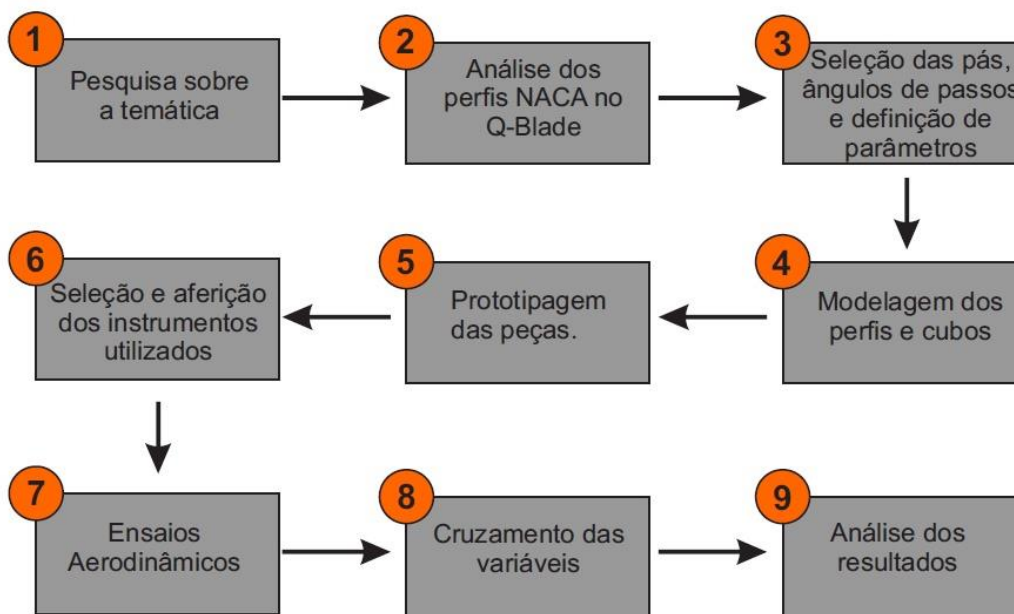
Chechi (2014), por sua vez, realizou uma avaliação da topologia geométrica superficial de ventoinhas. Através de seu estudo constatou-se que a textura exerce influência em relação à eficiência das ventoinhas analisadas. A textura, no entanto, não foi abordada no presente trabalho.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Metodologia

De acordo com Silva (2004), sob o ponto de vista da abordagem do problema, a pesquisa pode ser classificada como quantitativa; quanto à natureza, aplicada; quanto aos fins, descritiva; quanto aos procedimentos, experimental, tendo como característica geral, verificar a relação entre variáveis e como tipo de instrumento, plano da pesquisa e manipulação de condições e observação dos efeitos produzidos. A metodologia empregada no presente trabalho envolve etapas que estão descritas no fluxograma desenvolvido (Figura 19).

Figura 19: Metodologia empregada



Fonte: Elaborado pela autora.

3.2 Equipamentos Utilizados

Projitou-se um instrumento específico para determinação da direção do vento (Figura 20). O objeto é formado por uma haste metálica e fios de fita cassete. Esta solução se deu a partir de objetos semelhantes, com a mesma funcionalidade, bastante utilizados em veleiros. Foi também projetada uma biruta, porém esta se mostrou menos eficiente se comparado com o instrumento escolhido que apresenta maior sensibilidade ao vento devido à leveza dos fios de fita cassete. Optou-se por essa opção devido o estudo abordar levantamento de velocidades de vento baixas.

Figura 20: Instrumento para Determinação da Direção do Vento



Fonte: Elaborado pela autora.

O anemômetro é um instrumento utilizado para realizar medições da velocidade do vento (JOHNSON, 2006). Para o presente trabalho, utilizou-se um anemômetro digital da marca Incoterm (Figura 21) com o intuito de medir as velocidades de vento incidentes sobre o corpo de prova. O equipamento também fornece a temperatura do ar, porém esta variável não foi analisada. O anemômetro foi fixado, com auxílio de uma base projetada especificamente com esse intuito, na parte da entrada do túnel de vento utilizado.

Figura 21: Anemômetro Digital



Fonte: Elaborado pela autora.

Foi realizada a aferição do instrumento no Laboratório de Mecânica dos Fluidos da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (LMF /UFRGS) através da utilização de um túnel de vento. Na Tabela 2 e 3 estão descritas informações específicas do anemômetro digital Incoterm.

Tabela 2: Informações sobre o anemômetro (1).

Faixa de medição	- 10°C a + 45°C
Faixa de Velocidade do vento	0 a 30 m/s
Dimensões	10 x 3,8 mm

Fonte: Dados do fabricante.

Tabela 3: Informações sobre o anemômetro (2).

Unidade	Medição	Resolução	Grau de precisão
m/s	0-30	0,1	+5%
Km/h	0-90	0,3	

Fonte: Dados do fabricante.

Como relata Nogino (2002), o tacômetro, também reconhecido como taquímetro, é um aparelho que mede a velocidade de rotações, normalmente por minuto. Sendo assim, através deste instrumento é possível obter o número de rotações por minuto (RPM) de um eixo ou motor. Utilizou-se um tacômetro digital portátil ótico com mira laser, modelo TD - 812 da Intrutherm (Figura 22) que possui resolução de 0,1 RPM e precisão de 0.05% +1 dígito. O aparelho funciona com distância de medição de 500mm a 2000mm (do laser em relação ao objeto - eixo ou motor). O equipamento incide luz infravermelha no eixo, então um ponto é refletido e o tacômetro mede o ritmo no qual a luz é refletida de volta para o tacômetro. Para análise dos modelos de pás estudados e ensaiados no túnel de vento, o feixe de laser do tacômetro incidiu na fita refletora aplicada nos cubos das turbinas (Figura 22).

Figura 22: Tacômetro e Fita Refletora (1).



Fonte: Elaborado pela autora.

Para o presente trabalho utilizou-se o multiteste digital da marca Minipa modelo ET 1002 (Figura 23) para medir a tensão elétrica de corrente contínua (cc) produzida pelo microgerador com diferentes ângulos de passo e perfis NACA.

Figura 23: Multiteste Minipa

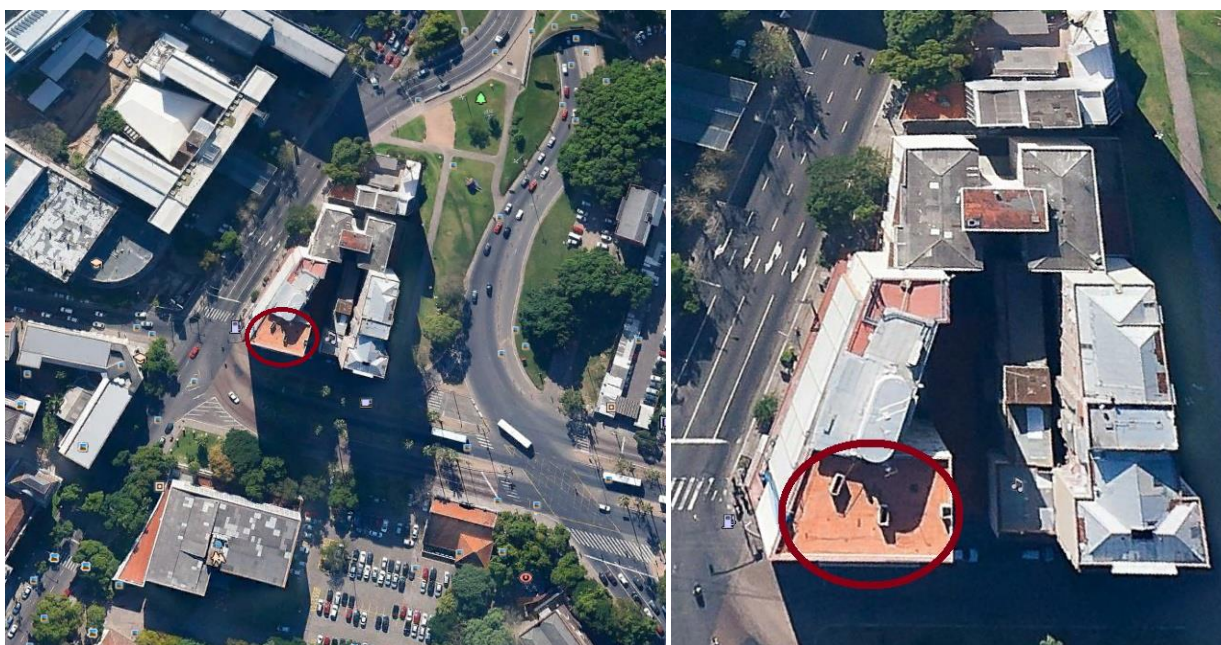


Fonte: Elaborado pela autora.

3.3 Levantamento de velocidade dos ventos

Foram levantadas velocidades e direções de vento durante cinco dias com o objetivo de compreender quais deveriam ser as velocidades de vento para o ensaio dos perfis selecionados. As medições foram realizadas de 31/08/2015 à 4/09/2015 sempre às 15 horas da tarde em um prédio de 14 andares localizado na região central da cidade de Porto Alegre, na Avenida Osvaldo Aranha. As medições foram feitas no terraço do prédio. A Figura 24 mostra as vistas superiores de satélite obtidas através do programa *Google Earth*. É identificado, através da elipse vermelha, o prédio onde foram realizadas as medições bem como sua localização, mostrando as construções e árvores que o rodeiam.

Figura 24: Vistas superiores do prédio.



Fonte: Adaptado de Google Earth.

Como é possível observar, o prédio possui no seu entorno construções que podem influenciar nos resultados obtidos através do levantamento de dados da velocidade do vento, pois podem gerar turbulências. Sendo assim não se pode afirmar o quão preciso são os resultados coletados. Os mesmos podem, porém, servir de base para análise dos resultados dos ensaios principais do presente estudo.

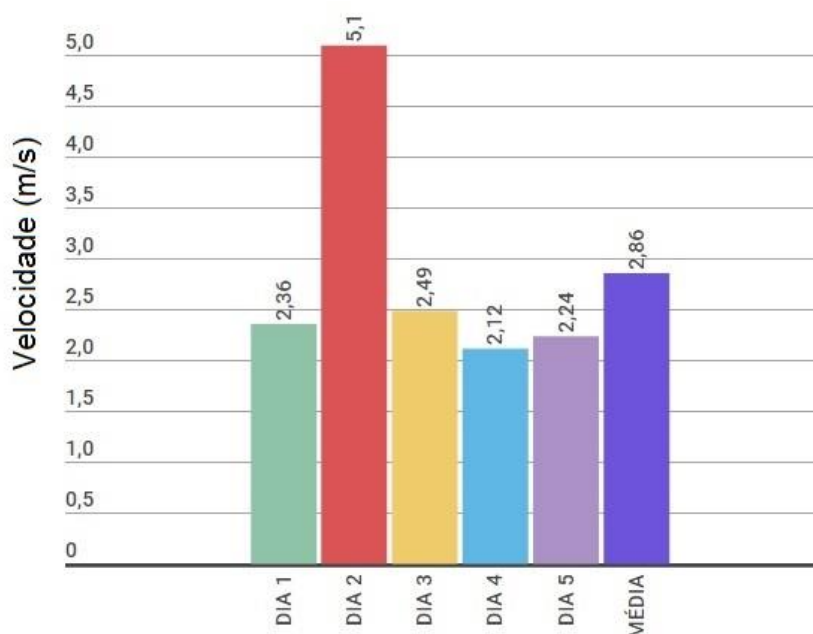
Realizou-se a medição da velocidade do vento com a utilização do anemômetro de forma a obter-se os valores médios em um período de 10 minutos, uma vez que Custódio (2013) relata os dados são obtidos por meio de medições de vento e registros de velocidades médias, podendo ser de minutos ou horas sendo que para fins de estudo de energia eólica, o período é, normalmente, de 10 minutos. Foram registrados 5 valores durante este período e posteriormente, foi feita a média desses valores para cada dia (Tabela 4). O Gráfico 7 apresenta os valores médios dos cinco dias e a média total das velocidades de vento dos cinco dias que é de 2,86 m/s.

Tabela 4: Velocidade do vento.

	DIA 1 (31/08)	DIA 2 (1/09)	DIA 3 (2/09)	DIA 4 (3/09)	DIA 5 (4/09)
Valor 1 (m/s)	2,2	3,4	2,7	2,8	1,8
Valor 2 (m/s)	2,1	5,7	3,5	2,1	2,4
Valor 3 (m/s)	2,7	5,5	2	2	2,1
Valor 4 (m/s)	2,5	6,8	1,7	1,8	1,9
Valor 5 (m/s)	2,3	4,1	2,5	1,9	3
Valor Médio (m/s)	2,36	5,1	2,49	2,12	2,24

Fonte: Elaborado pela autora.

Gráfico 7: Velocidade do vento.



Fonte: Elaborado pela autora.

Os resultados se aproximaram aos apontados pela bibliografia pesquisada, exposta no capítulo 2.2 (Fluxo dos Ventos).

3.4 Programa Computacional para Simulação

Foram pesquisados alguns programas computacionais disponíveis para a simulação do aerogerador utilizando diferentes formatos de pás. Entre eles destacou-se os seguintes: *Abaqus FEA*, *Wind Turbine Blade Calculator* e *QBlade Wind Turbine Design and Simulation*. Para a simulação dos modelos selecionados, optou-se pelo programa *QBlade Wind Turbine Design and Simulation*, por se tratar de um programa de código aberto que realiza simulações de turbinas eólicas desenvolvido pelo *Institute for Fluid Dynamics and Technical Acoustics*, antigo *Hermann Föttinger* da *Technische Universität Berlin (TU Berlin)*, e trabalha com os perfis NACA.

A partir do programa referido foram mensuradas as relações entre o coeficiente de sustentação sobre o de arrasto (C_l/C_d) de modelos NACA de quatro dígitos que haviam sido selecionados pelo banco de dados do *Airfoil Tools* desenvolvido pela Universidade de Illinois. Optou-se trabalhar com os perfis NACA de 4 dígitos pois o Q-Blade utiliza e suporta essa configuração. Os valores de C_l/C_d foram calculados a partir de um número de Reynolds de 1×10^6 como forma de ilustrar o comportamento e as diferenças entre esses perfis em relação aos coeficientes de sustentação e arrasto (Tabela 5).

A partir disso, escolheu-se 3 perfis NACA (destacados na Tabela 5) para serem analisados, sendo eles: o de menor valor de relação c_l/c_d , o de valor médio e o de maior valor, sendo estes, respectivamente: 0006, 1412 e 6409.

Porém, após fase de impressão 3D foi necessário substituir o perfil NACA 0006 por problemas técnicos relacionados à impressão desta peça por se tratar de um perfil com uma espessura pequena de forma que teve que ser substituída pelo perfil NACA 0012 com o segundo pior valor de relação c_l/c_d e que é bastante utilizada em trabalhos acadêmicos que abordam aerogeradores de pequeno porte como objeto de estudo, comentados no Capítulo 2.8.2: Estudos Relevantes na Área.

Tabela 5: Características modelos NACA com número de Reynolds 1×10^6 .

Perfil NACA	Cl / Cd	Ângulo de ataque (°)
0006	60,3	5,75
0008	69,9	7,5
0009	75,6	7,25
0010	74,1	9
0012	62	9,25
0015	77,9	9
0018	77,9	10
0021	74,7	8,5
0024	68,8	9
1408	77,2	7
1410	78,9	3,5
1412	83,8	5
2408	86,8	2,5
2410	98,5	3,75
2411	113,7	4
2412	101,4	4,5
2414	103,7	5
2415	102,2	5,75
2418	97,1	7
2421	89,5	7,5
2424	65,9	7,25
4412	129,4	5,25
4415	119,4	5,5
4418	115,8	5,75
4421	103,1	5,75
4424	73,6	7,75
6409	151	5
6412	142,7	5,75

Fonte: Dados extraídos do *Q-Blade*.

3.5 Parâmetros Definidos

Os ângulos de passo fixo definidos para o estudo em questão foram os de 15° , 30° e 45° . Estes valores podem ser justificados pela análise do estado da arte de microgeradores eólicos ao que se refere a ângulos de passo (Capítulo 2.9.2:

Estudos Relevantes na Área). Sendo assim, os parâmetros do experimento definidos são os seguintes:

- Perfis NACA: 0012, 1412, 6409.
- Ângulo de passo: 15°, 30° e 45°.

Como cada perfil será ensaiado com os três ângulos de passo, serão realizados 9 combinações para diferentes velocidades de vento. As velocidades para os ensaios aerodinâmicos serão: 1, 2, 3, 4 e 5 m/s, uma vez que o valor de velocidade média no levantamento realizado para o presente trabalho foi de 2,8 m/s e foi arredondado para um valor inteiro, no caso 3 m/s, de maneira a facilitar a análise de desempenho dos perfis selecionados. Estes valores também foram definidos devido às velocidades de vento obtidas pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) através de análise do ano de 2010 até o ano de 2015, em Porto Alegre, que varia em média de 1 m/s a 4,9 m/s e como pontua Custódio (2013), os dados de velocidade de vento são divididos em faixas de 1 m/s, padrão atualmente utilizado de forma generalizada nos estudos relacionados à energia eólica.

3.6 Modelagem no Software Inventor






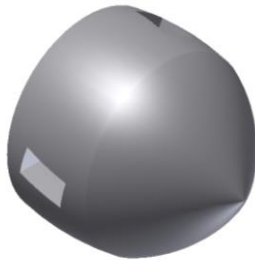
Os modelos 3D da turbina eólica, incluindo as pás e cubos com formatos selecionados a partir da utilização do programa *Q-Blade*, foram modelados através do *Autodesk Inventor*, programa que possibilita a criação de protótipos virtuais tridimensionais. Como supracitado, foram escolhidos três perfis. As três pás selecionadas possuem 24 mm de largura (corda) e 67 mm de altura. Foram modelados 3 cubos, todos com 20 mm de diâmetro. Cada um possui encaixes para as pás em uma angulação diferente, um com encaixe a possibilitar um ângulo de passo de 15°, outro de 30° e outro de 45°. Para facilitar a análise e comparação dos resultados os cubos serão nomeados da seguinte maneira:

- Encaixe a possibilitar um ângulo de passo de 45°: Cubo 1;
- Encaixe a possibilitar um ângulo de passo de 30°: Cubo 2;
- Encaixe a possibilitar um ângulo de passo de 15°: Cubo 3.

As outras dimensões estão especificadas através de desenhos técnicos (APENDICE A). As medidas de corda, altura das pás e diâmetros dos cubos foram estabelecidas levando em conta o dimensionamento do túnel de vento que proporcionou o ensaio aerodinâmico dos perfis e tendo em vista que é compatível

com a proposta do trabalho de desenho de pás para microgeradores eólicos. No Quadro 2 os modelos 3D estão organizados de acordo com a nomenclatura de seus perfis e cubos.

Quadro 2: Modelos 3D.

PERFIL NACA 0012	PERFIL NACA 6409	PERFIL NACA 1412
		
CUBO 1	CUBO 2	CUBO 3
		

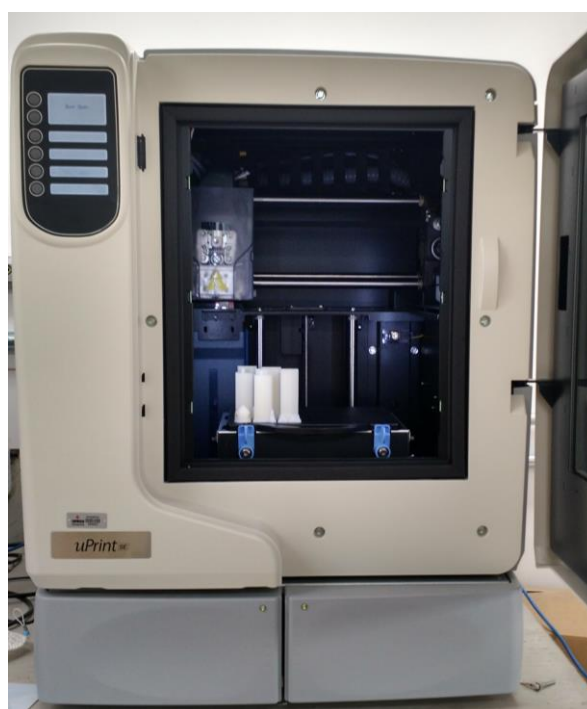
Fonte: Elaborado pela autora.

3.8 Processo de Impressão 3D

Para a confecção dos protótipos utilizou-se como tecnologia de prototipagem rápida o FDM (*Fused Deposition Modeling* - Modelagem por deposição de material fundido). Segundo Grimm (2005) trata-se de um processo de adição de camadas no qual o objeto é prototipado por extrusão de filamentos de polímeros como, por

exemplo, ABS e Poliamida, o cabeçote da máquina se movimenta nas coordenadas xy, além de uma plataforma movimentando-se na coordenada z. Ao final de cada camada formada a plataforma se desloca para baixo, com uma distância igual à espessura de camada, criando camadas superpostas de filamento até a formação do objeto. Para a confecção das pás e cubos, utilizou-se a máquina Uprint (Figura 25), localizada no Laboratório de Inovação e Fabricação Digital da Escola de Engenharia na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (LIFELAB /UFRGS). Já para o restante da estrutura prototipada do microgerador eólico utilizou-se o mesmo processo de impressão 3D, o FDM, porém a máquina usada foi a Cliever localizada na Oficina de Modelos, Protótipos e Maquetes da Faculdade de Arquitetura (FA/UFRGS), tendo em vista que a necessidade de maior precisão dimensional se faz mais presente para as pás e cubos considerando os objetivos do atual estudo, já que ao se realizar uma análise visual é possível perceber que há uma inferioridade de acabamento superficial se comparado aos modelos obtidos a partir da Uprint.

Figura 25: Máquina UPrint com Pás Impressas

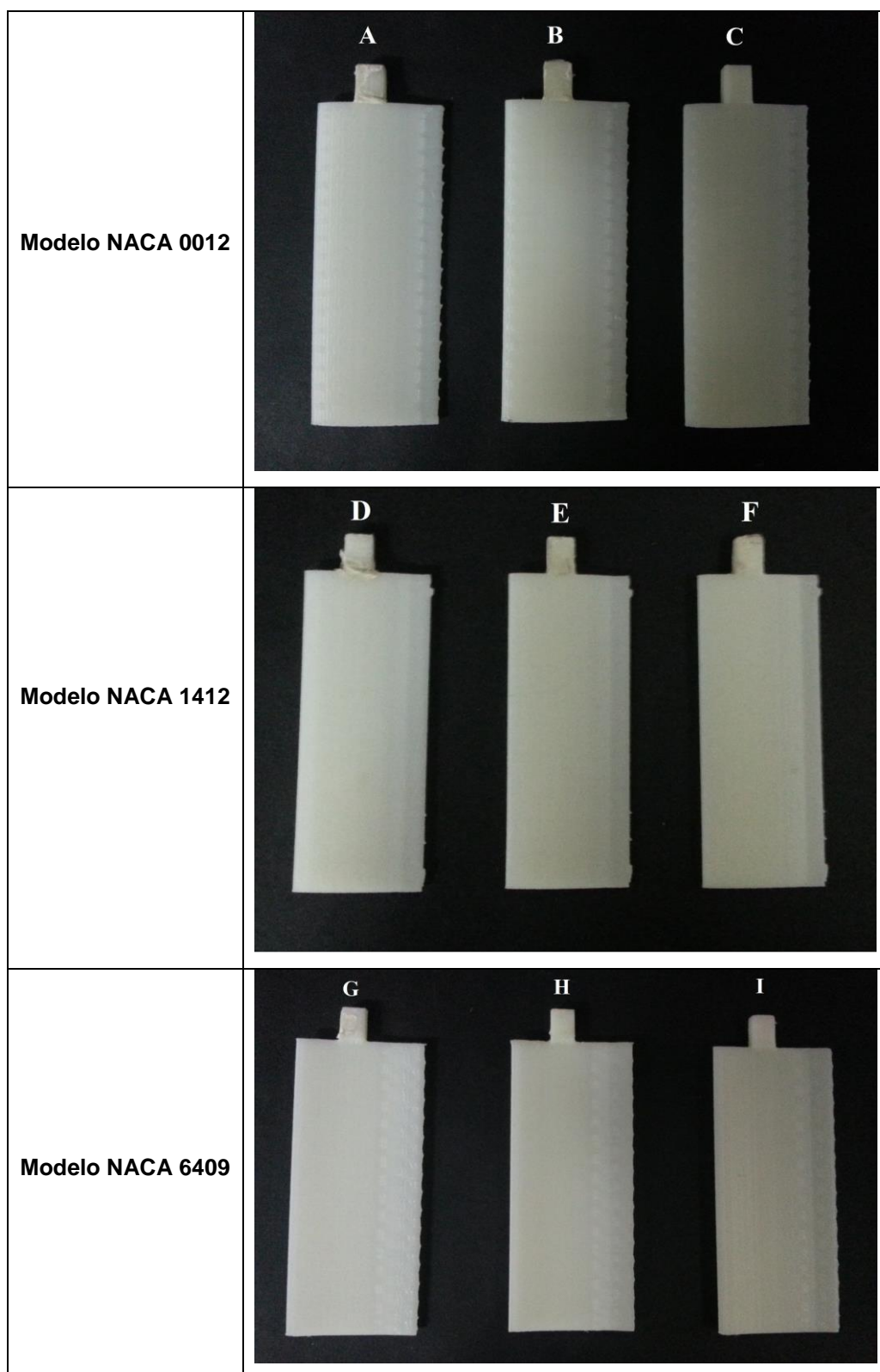


Fonte: Elaborado pela autora.

Realizou-se um estudo referente a precisão dimensional das pás projetadas para o presente trabalho no qual observou-se que existe uma precisão dimensional suficiente dos modelos impressos por FDM em relação ao modelo 3D para a

realização dos ensaios no túnel de vento (OLIVEIRA, SILVA E CÂNDIDO, 2015). Os modelos podem ser observados nos Quadros 3 e figura 26.

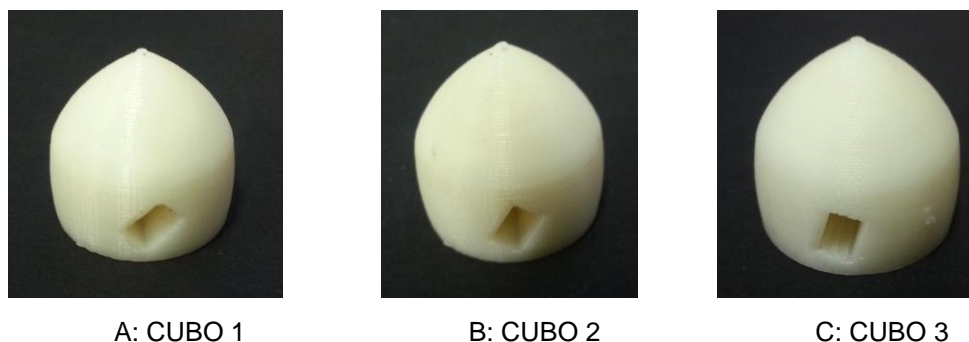
Quadro 3: Modelos de Pás.



A, B e C: Modelos NACA 0012; D,E e F: Modelos NACA 1412; G,H e I: Modelos NACA 6409.

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 26: Modelos cubos.



Fonte: Elaborado pela autora.

Os modelos foram pesados utilizando-se como instrumento uma balança de precisão digital de capacidade máxima de 100g da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (Tabela 6). A diferença das massas entre os cubos e perfis foi desprezada para os ensaios do presente trabalho.

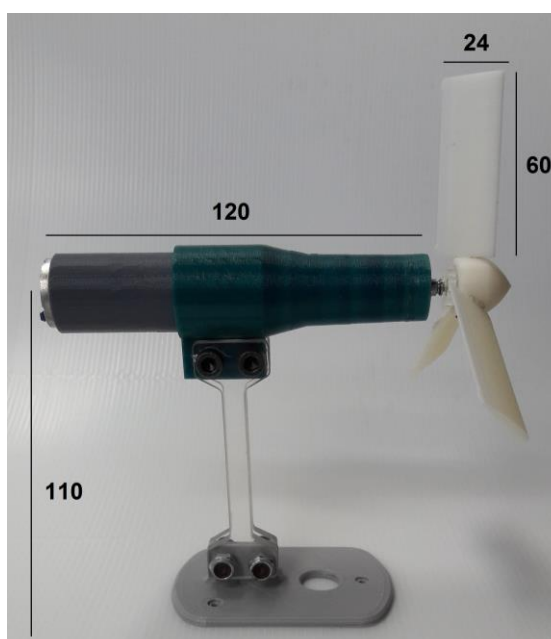
Tabela 6: Massas dos modelos.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	Cubo 1	Cubo 2	Cubo 3
Massa (g)	3	2.9	3	3	3	3	2.8	2.8	2.8	3.6	3.6	3.6

Fonte: Elaborado pela autora.

Na Figura 27, a estrutura do aerogerador impresso com cubo e pás. Esta foi a estrutura utilizada nos ensaios realizados no túnel de vento.

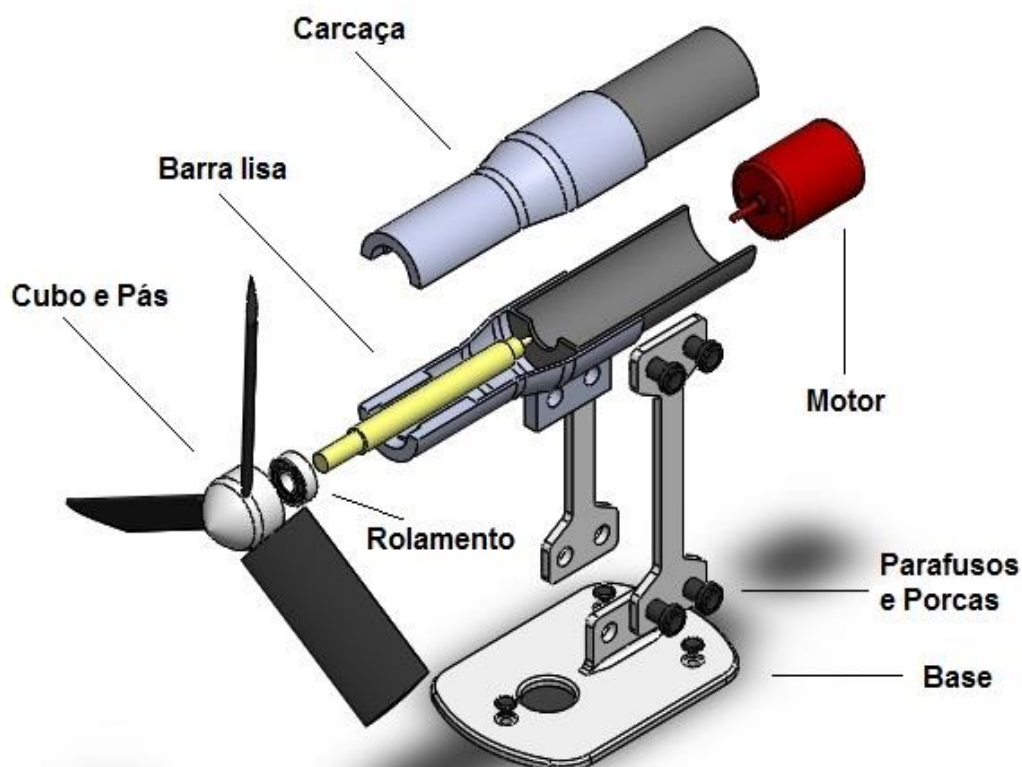
Figura 27: Estrutura do aerogerador (unidade de medida: mm)



Fonte: Elaborado pela autora.

A figura 28 mostra, através do modelo da estrutura utilizada no presente trabalho, as partes que o compõe, sendo elas:

Figura 28: Componentes do microgerador.



Fonte: Elaborado pela autora.

3.9 Túnel Aerodinâmico

Para os ensaios aerodinâmicos que possibilitaram a análise de eficiência das pás selecionadas se fez uso do túnel de vento desenvolvido no Laboratório de Design e Seleção de Materiais (LdSM/UFRGS), (Figura 29). Este túnel de vento é de pequeno porte, no entanto, podem-se obter resultados para o presente trabalho, levando-se em conta que o corpo de prova utilizado se ajusta corretamente ao seu

tamanho. O túnel tem 2.020 mm de comprimento e 525 mm de altura. A secção interna possui 386 mm de largura e 400 mm de comprimento.

Figura 29: Túnel de vento.



Fonte: Elaborado pela autora.

A dinâmica do túnel vento é inversa de maneira que uma ventoinha de 250 mm de diâmetro puxa o vento para dentro do túnel. O vento passa pelo anemômetro (1) e pelo corpo de prova (2) que está a 550 mm do anemômetro (Figura 30).

Figura 30: Disposição dos objetos no túnel de vento.



Fonte: Elaborado pela autora.

Nos ensaios realizados no túnel de vento, para cada combinação entre perfis selecionados (NACA 0012, 1412, 6409), ângulos de ataque (cubo 1, 2 e 3) e velocidade do vento (1 a 5 m/s) foram obtidos valores de rotação (RPM), tensão, corrente e potência elétrica.

Para a realização desses ensaios, foi acoplado um gerador de energia de corrente contínua na microturbina (Figura 31). Esse é um motor retirado de um equipamento eletroeletrônico (vídeo cassete).

Figura 31: Gerador utilizado.



Fonte: Elaborado pela autora.

Utilizou-se um resistor de 1 k Ω para a efetuação dos testes. Para cada teste realizado foram registrados 12 valores (Apêndice B, C, D e E). Após a compilação dos dados, foram mensurados seus valores médios.

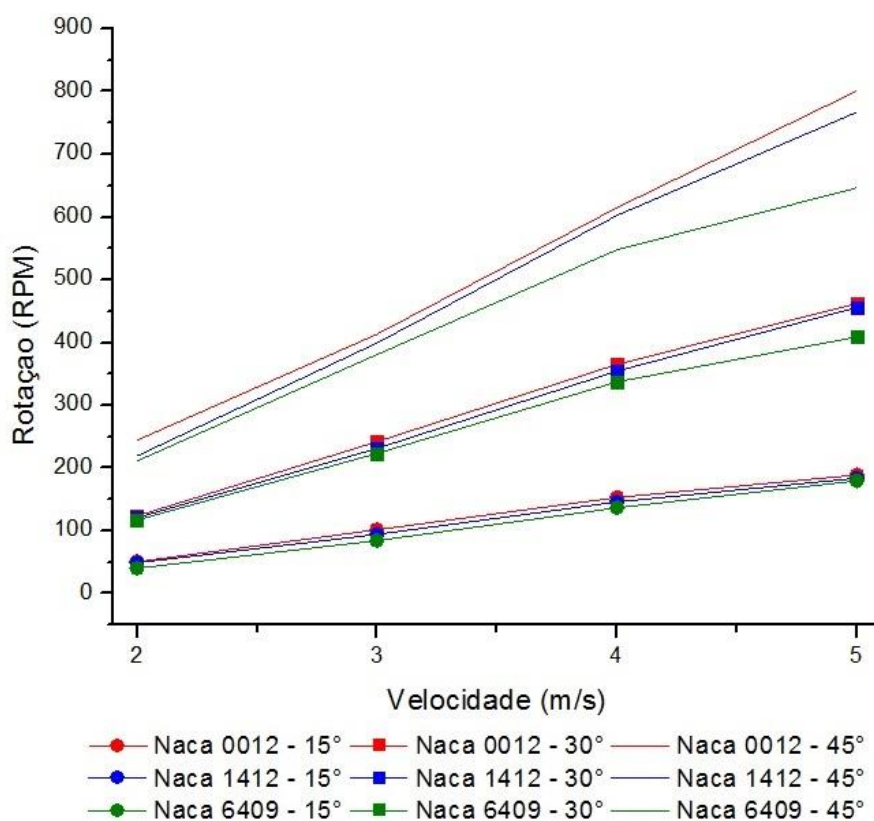
Em relação aos testes referentes à rotação por minuto, foram realizados dois ensaios. Um deles foi realizado com o gerador e outro sem, com o objetivo de identificar as diferenças de rotação para estas duas configurações. Após essa etapa os dados foram analisados e comparados, como será mostrado no Capítulo 4.

4. ANÁLISE DE RESULTADOS

4.1 Número de Rotações por Minuto

Serão apresentadas a seguir as médias dos resultados obtidos de rotação (RPM) em relação às velocidades de vento as quais o aerogerador foi submetido. Os dados apresentados no Gráfico 8 são relativos a rotação sem o gerador. O Gráfico 9 por sua vez se refere à rotação da turbina com o gerador. Alguns valores foram arredondados para facilitar a análise dos dados. As tabelas contendo todos os valores obtidos estão disponíveis no APÊNDICE B.

Gráfico 8: Rotação (RPM) X Velocidade (m/s) sem gerador.



Fonte: Elaborado pela autora.

Através dos resultados obtidos pode-se constatar que todos os perfis ensaiados apresentaram maiores valores de rotação com ângulo de passo de 45° seguidos de 30° e 15°, por esses últimos possuírem maior arrasto. Para todos os ângulos de passo, o perfil NACA que obteve maiores valores de rotação foi o 0012 seguido do 1412 e do 6409. Quanto menor o ângulo de passo, mais próximos foram os valores de rotação obtidos para todos os perfis NACA, de forma que para o

ângulo de passo de 15° a diferença de rotação entre os perfis NACA foi pequena. O perfil NACA 0012 com ângulo de passo de 45°, apresenta valor máximo de rotação de 801 RPM para uma velocidade de vento de 5 m/s.

O menor valor de rotação (40,33 RPM) obtido foi do perfil NACA 6409 com o ângulo de passo de 15° submetido a velocidade de 2 m/s. Considerando a velocidade de vento de 3 m/s, valor arredondado da média encontrada no levantamento das velocidades de vento realizado no presente trabalho, o valor máximo de rotação obtido foi de 413,42 RPM com perfil NACA 0012 utilizando ângulo de passo de 45°, seguido do NACA 1412 e do NACA 6409 ambos com este mesmo ângulo de passo. Já as menores rotações para esta velocidade de vento foram: 136,58 RPM, valor obtido com perfil NACA 6409; 145,92 RPM com perfil NACA 1412 e 153,08 RPM, com perfil NACA 0012, todos com ângulo de passo de 15°.

Como se observa na Tabela 7, a turbina com o perfil NACA 6409 com ângulo de passo de 45° começou a girar a partir 1,8 m/s e com ângulo de 30° a partir de 1,9 m/s. O perfil NACA 1412 com ângulo de passo de 45° e 30° começou a girar a partir 1,8 m/s. Já o perfil NACA 0012 com ângulo de passo de 45° começou a girar a partir 1,6 m/s, com ângulo de 30° a partir de 1,8 m/s. Todos os perfis com ângulo de passo de 15° começaram a girar a partir 2 m/s. Portanto, em relação a velocidade de partida da hélice, as pás que apresentaram melhores resultados foram, em ordem decrescente: NACA 0012, 1412 e 6409. Apontaram, porém, pequenas diferenças.

Tabela 7: Partida da hélice.

	Velocidade (m/s)		
	NACA 6409	NACA 1412	NACA 0012
CUBO 1 (45°)	1,8	1,8	1,6
CUBO 2 (30°)	1,9	1,8	1,8
CUBO 3 (15°)	2	2	2

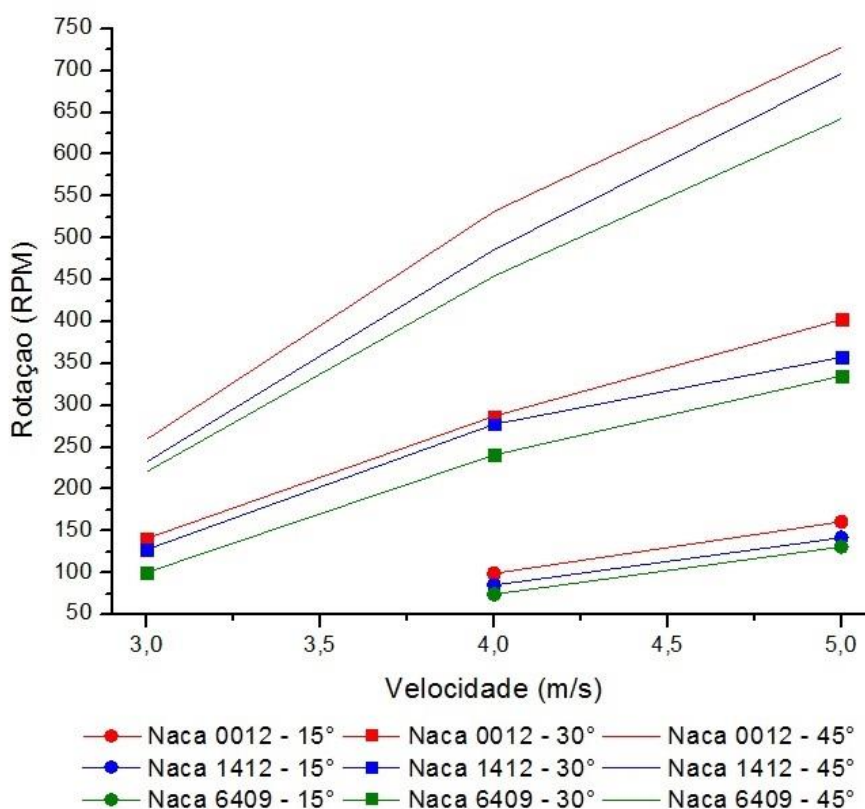
Fonte: Elaborado pela autora.

Como explica Kishore, Coudron e Priya (2013) a rotação, bem como a partida da hélice, são aspectos bastante relevantes para uma turbina de pequeno porte, sendo indicativos da eficiência aerodinâmica dos perfis. Ainda relatando-se sobre Kishore, Coudron e Priya (2013), os autores obtiveram o valor de rotação de 800 RPM para velocidade de vento de 5 m/s com um perfil NACA 0012 de 7,5 cm de corda e 43 cm de diâmetro da hélice. A partida da hélice ocorreu a 2,7 m/s.

Constatou-se que o aerogerador estudado pode carregar baterias de alguns aparelhos eletrônicos como telefones celulares e rádios de pequeno porte. Sendo assim, é possível afirmar que os perfis estudados no presente trabalho, em relação à pesquisa supracitada, apresentam bons resultados em relação ao arranque da hélice.

Os resultados obtidos corroboram com os estudos realizados por Vardar e Alibas (2008) ao se falar da forte relação indicada entre a rotação do rotor e o ângulo das pás e que ao aumentar a velocidade do vento resulta em uma maior correlação entre a rotação do rotor e os perfis de aerofólio. Já em relação aos dados de rotação da microturbina obtidos com o gerador, é possível observar uma diferença principalmente em relação a velocidade de partida da hélice (Gráfico 9).

Gráfico 9: Rotação (RPM) X Velocidade (m/s) com gerador.



Fonte: Elaborado pela autora.

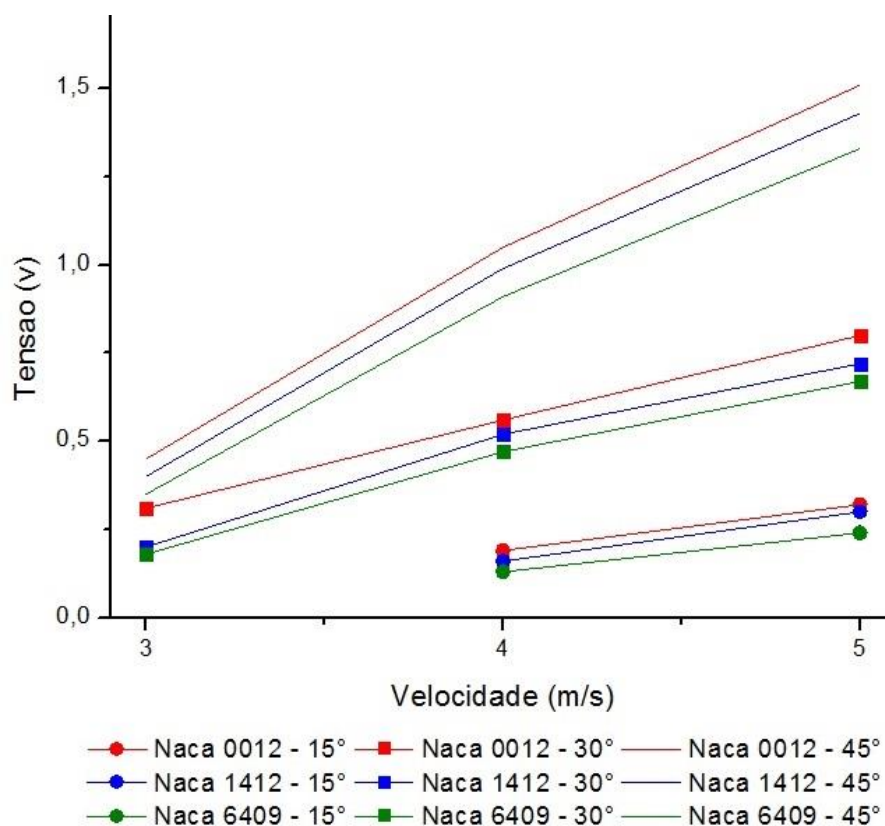
A hélice começa a girar a partir de 4 m/s para todos os perfis de pás com ângulo de passo de 15° e 3 m/s para todas os perfis com ângulo de passo de 30° e 45°. As diferenças, tanto em relação as velocidades de partida da hélice quanto dos valores de rotação, entre a turbina com e sem o gerador, deve-se ao fato de que

com a utilização deste, existe uma maior carga inicial no estado estático. O maior valor de rotação encontrado foi de 727,92 RPM gerado pelo perfil NACA 0012 com ângulo de passo de 45°. Sendo assim, os dados obtidos através da análise do número de rotação por minuto com o gerador confirmam que o perfil NACA 0012 apresentou maiores valores de rotação seguido do perfil NACA 1412 e por último do perfil NACA 6409, assim como o ângulo de passo de 45° foi o que apresentou maiores valores de rotação seguido de 30° e 15°.

4.2 Tensão e Corrente Elétrica Produzidas

São apresentados no Gráfico 10 os valores médios da tensão elétrica produzida com o gerador acoplado e utilizando um resistor fixo de 1 k Ω . As tabelas contendo todos os resultados referentes a essa análise estão disponíveis no APÊNDICE C. É importante ressaltar que a tensão, a corrente e a potência geradas são características do gerador utilizado para as análises destes parâmetros.

Gráfico 10: Tensão (v) X Velocidade (m/s).



Fonte: Elaborado pela autora.

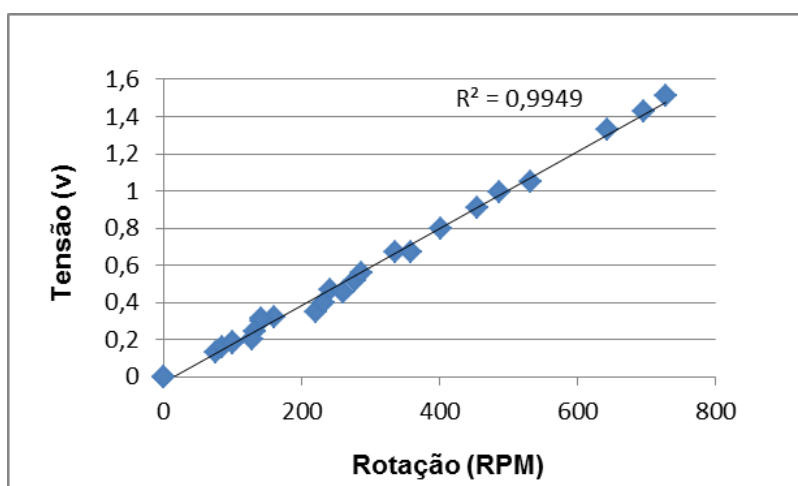
O perfil NACA 0012 com ângulo de passo de 45° foi o que relatou maiores valores de tensão, chegando a 1,5 volts, o equivalente a uma pilha comum, quando

submetido a 5 m/s. Já o perfil NACA 1412 com o mesmo ângulo de passo apresentou a segunda maior tensão de 1,43 volts. O perfil NACA 6409 com 15° foi o que exibiu o menor valor de tensão gerada (0,13 volts) e teve como valor máximo 1,33 volts quando submetido à velocidade de 5 m/s e utilizado o ângulo de passo de 45°.

Todos os perfis apresentaram maiores valores de tensão com 45°, seguido de 30° e por último 15° de ângulo de passo. De acordo com Musial e Cromack (1988), o número de coeficiente de sustentação atinge seu valor máximo ao se ter um número de Reynolds de $2,4 \times 10^6$ para um ângulo de ataque de 15° utilizando-se um perfil NACA 0012. No presente trabalho, no entanto, o ângulo de ataque de 15° foi o que apresentou os menores índices de rotação e por consequência de tensão. Destaca-se, entretanto, que o número de Reynolds para o túnel de vento utilizado não foi calculado de forma que a comparação não pode ser direta.

Considerando a velocidade de vento de 3 m/s, valor arredondado da média encontrada no levantamento das velocidades de vento realizado no presente trabalho, o valor máximo de tensão obtida foi de 0,45 volts com perfil NACA 0012 utilizando ângulo de passo de 45°, seguido do NACA 1412 e do NACA 6409 ambos com este mesmo ângulo de passo. O Gráfico 11 mostra a relação da tensão com a rotação com o gerador e resistor de 1 k Ω .

Gráfico 11: Relação Tensão (v) x Rotação (RPM).



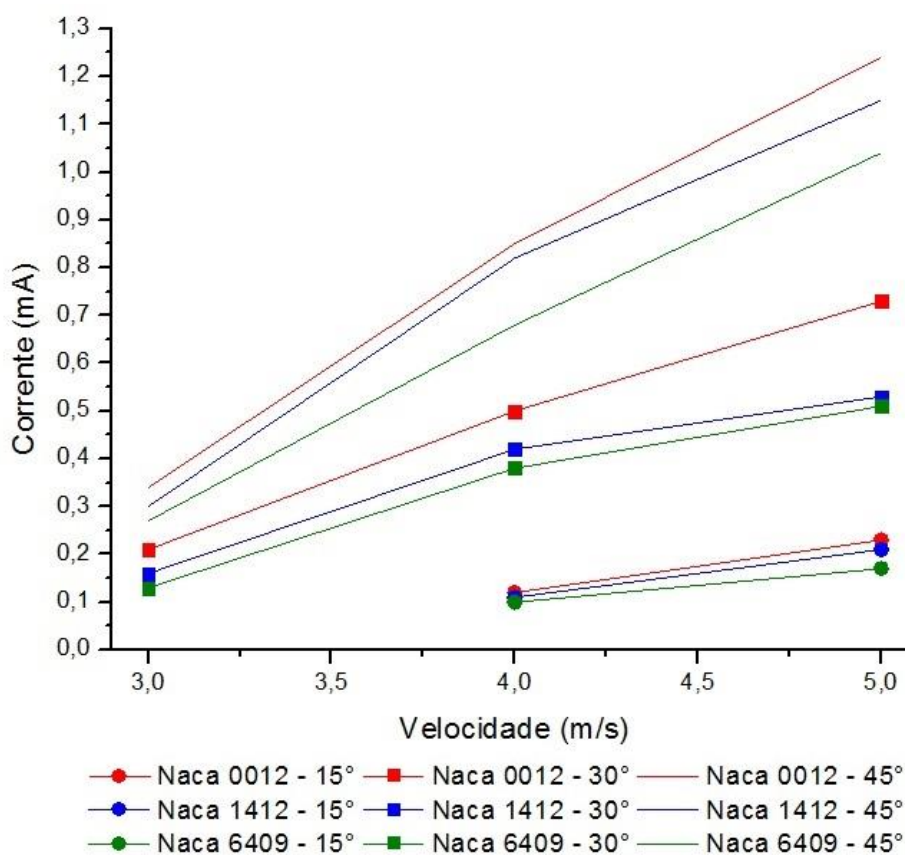
Fonte: Elaborado pela autora.

Ao analisar o Gráfico 11, é possível afirmar que a relação entre a rotação e a tensão gerada é linear. Assim como apontam os resultados Palombini et al. (2014), a tensão gerada pode ser utilizada, por exemplo, para carga ou recarga de produtos

eletroeletrônicos de baixa tensão, como por exemplo, os que utilizam baterias recarregáveis (carga de 1,5 Volts) ou sistemas de iluminação via lâmpadas LED (*Light-Emitting Diode*), que operam com tensões a partir de 1,5 Volts.

O Gráfico 12 mostra as médias da corrente elétrica utilizando o gerador e resistor de 1K. Os resultados estão em Miliampère (mA). As tabelas contendo todos os valores referentes à corrente elétrica podem ser analisadas no APÊNDICE D.

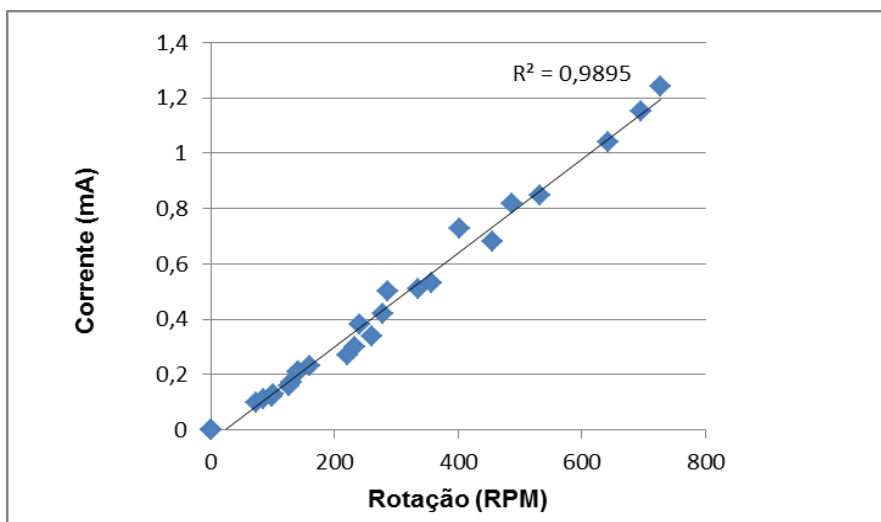
Gráfico 12: Corrente (mA) X Velocidade (m/s).



Fonte: Elaborado pela autora.

Através do Gráfico 12, é possível relatar que a corrente máxima gerada é de 1,25 mA, obtida através do NACA 0012 com ângulo de passo de 45°. As diferenças em relação aos valores de corrente, no que tange aos perfis e ângulos de passo, se dão com mesmo comportamento apresentado pela tensão elétrica gerada, mostrando assim, uma relação também linear com o número de rotação por minuto, como mostra o Gráfico 13.

Gráfico 13: Relação Corrente (mA) x Rotação (RPM).

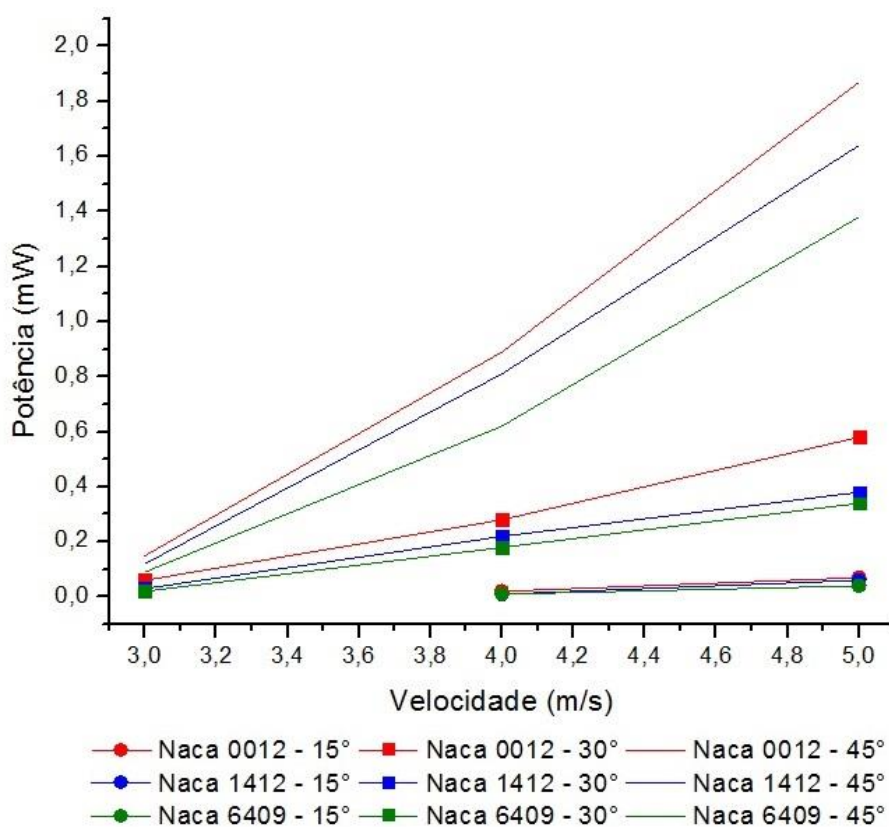


Fonte: Elaborado pela autora

4.3 Potência Elétrica Gerada

A potência gerada, calculada a partir dos valores médios de corrente e tensão, pode ser observada no Gráfico 14. O valor máximo de potência obtido foi de 1,87 Miliwatts.

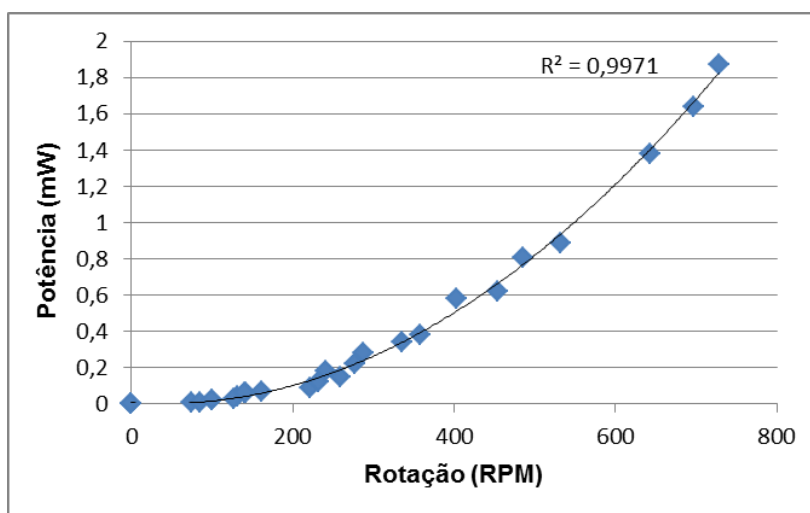
Gráfico 14: Potência (mW) X Velocidade (m/s).



Fonte: Elaborado pela autora

O Gráfico 15 mostra a relação entre o valores das médias de rotação por minuto com o gerador e valores das médias da potência elétrica obtidas. Como é possível constatar a relação é quadrática (polinomial), existindo novamente destaque para o perfil NACA 0012 com ângulo de passo de 45°.

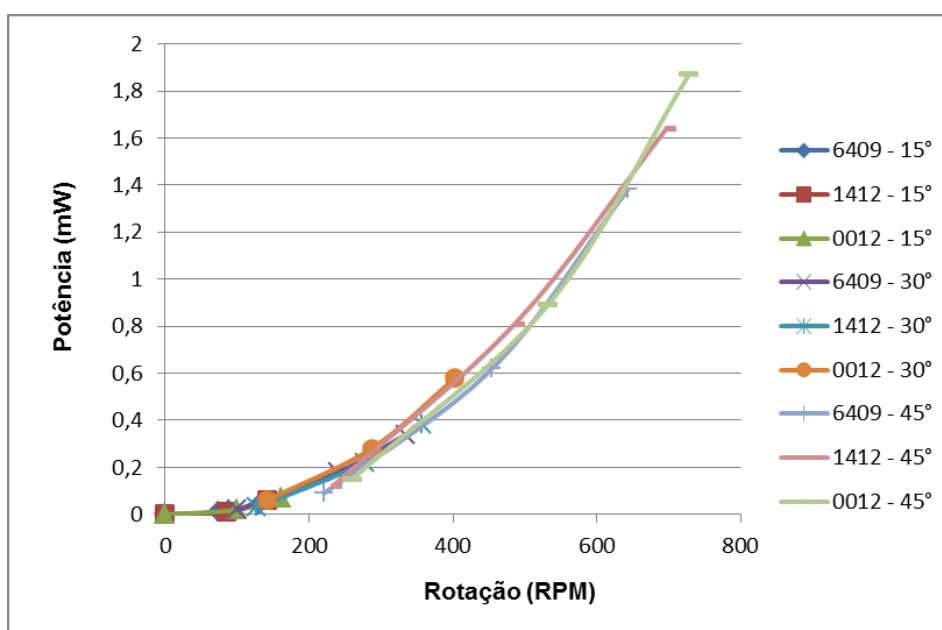
Gráfico 15: Relação Potência (mW) x Rotação (RPM)



Fonte: Elaborado pela autora

O Gráfico 16 também aborda a relação quadrática entre o número de rotações por minuto (RPM) e a potência mostrando o resultado de cada perfil com seus respectivos ângulos de ataque.

Gráfico 16: Relação Potência (mW) e Rotação (RPM) comparando os perfis NACA.



Fonte: Elaborado pela autora

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS E SUGESTÕES PARA FUTUROS TRABALHOS

5.1 Síntese dos Resultados e Conclusões

O perfil NACA 0012 destacou-se como aquele que apresenta maiores valores de rotação (máximo: 801 RPM) e por consequência os maiores valores de tensão, corrente e por consequência de potência elétrica. Isso demonstra que a rotação é um importante indicativo de maior eficiência. Em relação ao ângulo de passo, os resultados de rotação, tensão, corrente e potência elétrica obtidos utilizando o ângulo de 45° foram maiores para todos os casos, seguido do ângulo de 30° e por último o ângulo de 15°. O perfil 0012 também apresenta a menor velocidade de partida da hélice (1,6 m/s). Assim, pode-se destacar que esse perfil poderia ser utilizado em regiões de baixa velocidade de vento, sendo o mais indicado para ambientes urbanos, conforme dados levantados e descritos na Tabela 4.

Os resultados apontam que as relações entre rotação e tensão elétrica e rotação e corrente elétrica geradas pelo microgerador eólico utilizado no trabalho, para todas as situações analisadas, são lineares. Já relação entre a rotação e a potência obtida, é quadrática. Essas relações são esperadas, porém a quantificação dos valores de rotação, tensão, corrente e potência elétrica para o microgerador estudado são importantes indicativos do comportamento dos perfis NACA bem como dos ângulos de passo analisados.

Através da análise dos resultados constata-se que os perfis NACA, muito utilizado em hélices de grande e médio porte, podem, também, ser aplicados no design de microturbinas. Existem desafios para a indústria de microgeração eólica já que não possui padrões de fabricação para produção em escala industrial. Sendo assim o presente trabalho visou apresentar dados científicos que possam ser aplicados no projeto de produtos tecnológicos que se utilizem do artefato estudado.

5.2 Sugestões para Futuros Trabalhos

Como sugestões para futuros trabalhos destacam-se as seguintes:

- Analisar outros perfis NACA.
- Mensurar coeficiente de Potência (C_p) e eficiência aerodinâmica dos perfis selecionados.
- Pesquisar possíveis aplicações de microgeradores eólicos.
- Estudar os materiais adequados para a fabricação de microgeradores eólicos.

6. ARTIGOS PUBLICADOS REFERENTES AO PRESENTE TRABALHO

- OLIVEIRA, M.S., CÂNDIDO, L.H.A, **Designing Blades for Horizontal-Axis Wind Turbines Applied to Micro Energy**. IJAET: International Journal of Advances in Engineering & Technology. 2017. Disponível em: <<http://www.ijaet.org/media/2137-IJAET1001107-v10-iss1-pp10-19.pdf>>.
- OLIVEIRA, M.S., SILVA, F.P., CÂNDIDO, L.H.A. **Design de Pás de Hélice Eólica: Análise de Protótipos Através de Impressão 3d por FDM**. IDEMi 2015 – IV Conferência Internacional de Design, Engenharia e Gestão para a inovação. Florianópolis, SC. 2015

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T; SÖDER, L. **An Overview of Wind Energy-Status**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 6. 2002.
- ABEEólica. **Boletim Mensal de Dados do Setor Eólico** – Público. Setembro, 2013/ nº9. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br>>. Acesso em: 20 fev. 2015.
- AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY). 2010. Disponível em: <<http://www.iea.org/topics/renewables/subtopics/wind/>>. Acesso em: 10 fev. 2015.
- ALAM, M; ZHOU,Y; YANG, H; GUO, H; MI , J. **Theultra- low Reynolds number airfoil wake**. Experiments in Fluids. 2010
- ANEEL. **Atlas da Energia Elétrica do Brasil**. Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília: ANEEL, 3 ed, 2013.
- ANEEL. **Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. 2012. Disponível em : <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 14 jan. 2015.
- ATLAS DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO. CRESESB/CEPEL. Brasil. 2001. Disponível em: <www.cresesb.cepel.br/atlas_eolico_brasil/atlas-web.htm>. Acesso em: 7 jan. de 2015.
- ATLAS EÓLICO DO RIO GRANDE DO SUL. Secretaria de Energia, Minas e Comunicação. Porto Alegre. 2014.
- BIASI A. A. F. **Características do estol nas asas das aeronaves**. Revista Eletrônica AeroDesign Magazine,Volume 2 ,nº 1. Seção Artigos Técnicos. 2010.
- BP. **Statistical Review of World Energy**. 2014. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp-country/de_de/PDFs/brochures/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>. Acesso em: 22 fev. de 2015.
- BURTON, T., JENKINS, N., SHARP E, D., E BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook**. UK, 1 ed. 2001.
- CAGNIN C., FRAGA R., VILELA B. **Estratégia de Ação para o tema Cidades Sustentáveis: significados e implicações para a política nacional de ciência e tecnologia** . Brasília: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. 2015.

CÂNDIDO, L. H. A.; GARAY, M. L. S. **Design de microturbina eólica: projeto do produto, prototipagem e ensaio funcional.** IV International Conference on Design, Engineering, Management for innovation, Florianópolis. 2015.

CARCANGIU, C.E. **CFD-RANS Study of Horizontal Axis Wind Turbine.** Università di Cagliari. 2008.

CARMO, D. M. F. G. Molarinho. **Projeto de uma turbina eólica de eixo vertical para aplicação em meio urbano.** Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, Portugal. 2012.

CHECHI, F. E. **Design e avaliação aerodinâmica da topologia geométrica superficial de ventoinhas.** Dissertação. Porto Alegre, 2014.

CRESESB. **Energia eólica: princípios e tecnologia.** 2008. E-book disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf>. Acesso em: 18 mar. de 2015.

CUNHA L.S., NICOLOTTE J.H. **Implementação de uma Bancada para um Simulador de Microgerador Eólico.** Universidade Tecnológica federal do Paraná. Curso de Engenharia Elétrica. Trabalho de Conclusão de Curso. Curitiba. 2015.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2013.

DANGELICO, RM; PONTRANDOLFO, P; PUJARI, D. **Developing Sustainable New Products in the Textile and Upholstered Furniture Industries: Role of External Integrative Capabilities.** Journal of Product Innovation Management. 2013.

DEWI – **Deutsches Windenergie-Institut GmbH** (German Wind Energy Institute), Disponível em : <<http://www.dewi.de/>>. Acesso em 20 abr. 2014

DRIEMEIER, L. H. **Estudo Sobre o Impacto do Avanço Tecnológico no Potencial Eólico do Estado do Rio Grande do Sul.** Dissertação de Mestrado (Engenharia), UFRGS. 2014.

EPAARACHCHI, J. A; CLAUSEN, P. D. **The development of a fatigue loading spectrum for small wind turbine blade.** Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics. 2006.

ERICKSON W.P., WOLF M.M, BAY K.J, JOHNSON D. H, GEHRING J.L. **A Comprehensive Analysis of Small-Passerine Fatalities from Collision with Turbines at Wind Energy Facilities.** 2014.

- GASCH, R.; TWELE, J. **Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation**. Solarpraxis AG. 2002
- GWEC. Global Wind Energy Council. **Global Wind Report**. 2014.
- GRIMM, T. **Choosing the Right RP System. A study of seven RP systems**. 2005.
- HIRAHARA, H., HOSSAIN, M.Z., KAWAHASHI, M.,NONOMURA,Y. **Testing basic performance of a very small wind turbine designed for multipurposes**. Renewable Energy. 2005.
- INMET. **Instituto Nacional de Meteorologia. Estação Meteorológica Automática de Porto Alegre/RS**. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/>. Acesso em 14 de nov.2015
- JOHNSON G.L. **Wind Energy Systems**. Electronic Edition, Manhattan, KS. 2006.
- JUNIOR, A.G.A. **Estudo sobre o modelamento de um aerofólio NACA 0012**. Universidade Estadual de Campinas. 2012.
- KISHORE, R.A; COUDRON, T.; PRIYA S. **Small-scale wind energy portable turbine (SWEPT)**. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics J. Wind Eng. Ind. Aerodyn. 2013
- LAITONE, E.V. **Wind tunnel tests of wings at Reynolds numbers below 70000**. Experiments in Fluids. 1997
- LEGGET, J. **“Global Warming” The green peace Report**. Oxford University Press. 1990.
- LOPES, A., **Produção eólica e enquadramento técnico econômico em Portugal**. FEUP - Faculdade de Engenharia do Porto. 2009.
- LUZ, J.L. R. **Análise Numérica do Desempenho da Turbina Eólica de Eixo Horizontal NREL UAE PHASE VI**. Dissertação de Mestrado, UFRGS. 2012.
- MANZINI, E. **New design knowledge**. Design studies, v. 30, n. 1, p. 4-12. 2008.
- MANZINI, E., VEZZOLI, C. **Design para a inovação social e sustentabilidade: comunidades criativas, organizações colaborativas e novas redes projetuais**. Rio de Janeiro: E-papers, 2012.
- MARTINS, F. R., GUARNIERI, R. A., PEREIRA, E.B. **O Aproveitamento da Energia Eólica, The Wind Energy Resource**, 2008.

MATTE, E. K. **Dimensionamento e Simulação de um Perfil Aerodinâmico para um Aerogerador de Eixo Vertical.** 2014

MELO M.S.M. **Energia Eólica: Aspectos Técnicos e Econômicos.** Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2012.

MENEZES, A. E. S. **Aproveitamento eólico para uma vila de pescadores. 2012.** Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

MORIN, E. **Introdução ao pensamento complexo.** 5 ed. 2015.

MUSGROV, P. **Wind Energy Conversion; recent progress and future prospects. Solar and Wind technology.** 1987

MUSIAL, W.D., CROMACK, D.E. **Influence of Reynolds number on performance modeling of horizontal axis wind rotors.** Journal of Solar Energy Engineering. 1988

NASA EP-89 (1972). Disponível em <<https://history.nasa.gov/SP-4103/p540.htm>>.

NOGINO, J. C. B. **Calibrador de Tacômetro.** In: ENCONTRO DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE ACÚSTICA - SOBRAC, 20. Rio de Janeiro. 2002. Disponível em: <<http://xrepo01s.inmetro.gov.br/handle/10926/222>>. Acesso em: Jul. 2015.

OLIVEIRA C., PRADO C.C. **Gerador Eólico de Pequeno Porte para Economia de Energia: Desafio para Aplicações.** 2012.

OLIVEIRA, M.S., SILVA, F.P., CÂNDIDO, L.H.A. **Design de Pás de Hélice Eólica: Análise de Protótipos Através de Impressão 3d por FDM.** IDEMi 2015 – IV Conferência Internacional de Design, Engenharia e Gestão para a inovação. Florianópolis, SC. 2015.

PALOMBINI, F. L., FERNANDES, R. H., CÂNDIDO, L.H.A., KINDLEIN JÚNIOR, W. **Microgeração de Energia Oriunda do Potencial Eólico de Prédios Residenciais.** 11º PeD Design. Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento. 2014.

PINTO, J. S., PASA M. E., MICHELS A. **Dimensionamento das Pás de Aerogerador de Eixo Horizontal para Instalação em uma Propriedade Rural.** Horizontina, RS. 2013.

PIRES, J.C., OLIVEIRA, B.F. **Modelagem e Simulação Virtual de Pá para Aerogerador de Pequeno Porte.** Design & Tecnologia 02. 2010.

RAO S., CHIAO J.C. **Technology uses Micro-Windmills to Recharge Cell Phones**. 2014. Disponível em: <<https://www.uta.edu/news/releases/2014/01/microwindmill-raochiao.php#sthash.262CaOwj.dpuf>>. Acesso em nov.2015.

REN21. **Renewables 2015 Global Status Report**. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf>. Acesso em: 12 jan. de 2015.

ROCHA , R.V. Simulação de Aerogerador em uma bancada experimental. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2008.

RODRIGUES R.V. **Simulação do Desempenho de Aerogeradores de Pequeno Porte**. Dissertação de Mestrado em Engenharia Agrícola da Universidade Estadual de Campinas Campinas. 2014.

SACHS, Ignacy. **Caminhos para o desenvolvimento sustentável**. Org. Paulo Yone Stroh. Rio de Janeiro: Garamond, 2002.

SHEPHERD, D.G. **Historical Development of the Windmill**. Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering, Spera, S.A, 1 ed. New York, ASME Press. 1994.

SILVA, A. B. **Projeto aerodinâmico de Turbina Eólica**. Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ. Engenharia Mecânica. 2013.

SILVA, C. R. O. **Metodologia do trabalho científico**. Fortaleza: Centro Federal de Educação Tecnológica do Ceará. 2004.

SILVA, E. R. R.G. **Projeto de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal**. Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2014.

SPERA, D. **Wind Turbine Technology: Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering**. ASME Press, New York, USA. 2009

SRINATH, D.N.,MITTAL, S. **Optimal airfoil shapes for low Reynolds number flows**. International Journal for Numerical Methods in Fluids. 2009.

TERCIOTE, R. **A energia eólica e o meio ambiente**. In *Proceedings of the 4th Encontro de Energia no Meio Rural*, Campinas (SP), 2002. Disponível em: http://www.proceedings.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=MSC0000000022002000100002&lng=en&nrm=iso. Acesso em: out.2015.

VARDAR, A., ALIBAS, I. **Research on wind turbine rotor models using NACA profiles.** Renewable Energy. 2008

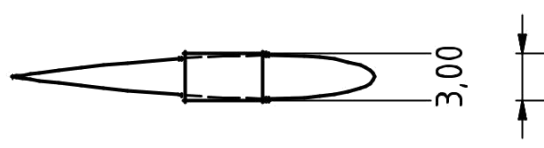
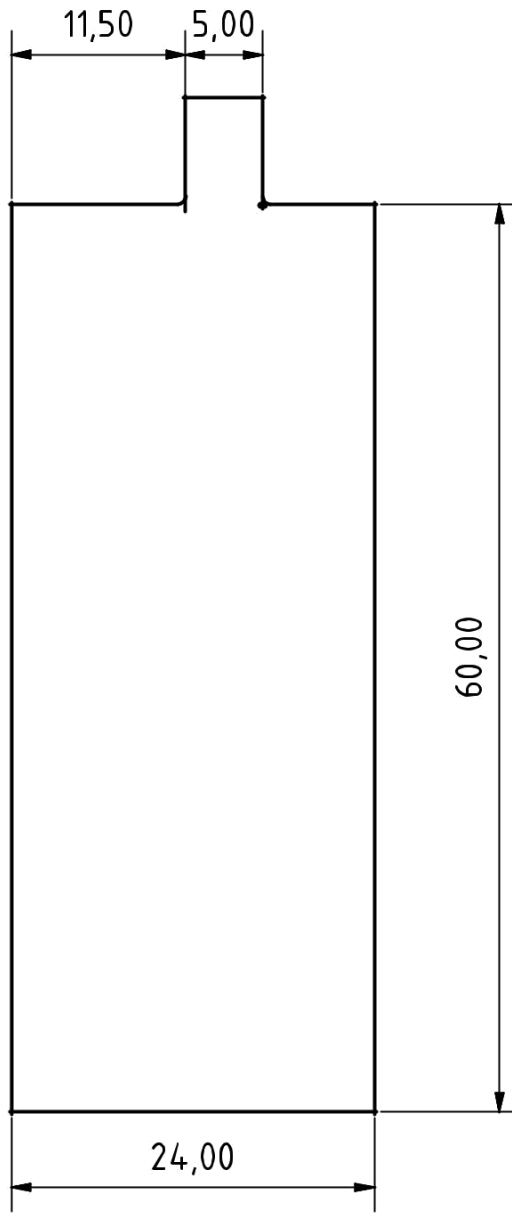
WINEUR. **Urban Wind Turbines – Guidelines for Small Wind Turbines in the Built Environment.** 2007. Disponível em: <www.urbanwind.org>. Acesso em: 21 mar. 2016.

WENZEL, G. M, LOPEZ, H.F., ALÉ, J.A.V. **Estudo da Implementação de Sistema Eólico em Prédio da Empresa Auxiliadora Predial.** IV Congresso Nacional de Engenharia Mecânica. Recife-PE. Agosto, 2006.

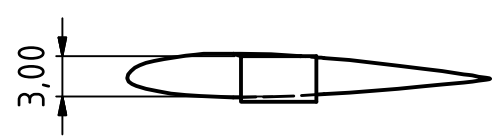
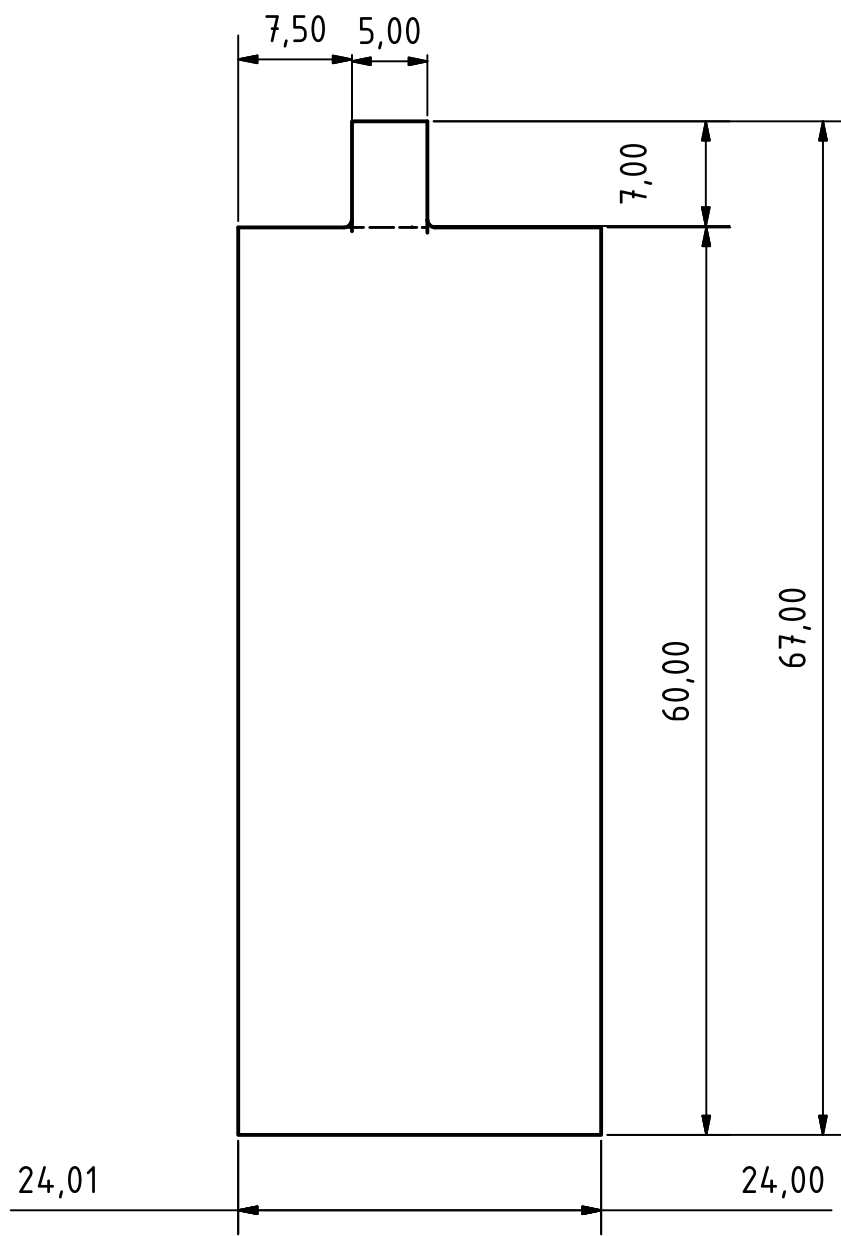
WENZEL, G. M. **Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal.** 2007. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica). Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

APÊNDICE

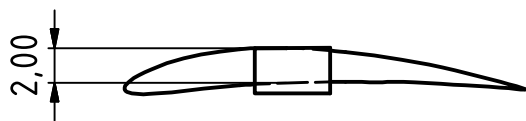
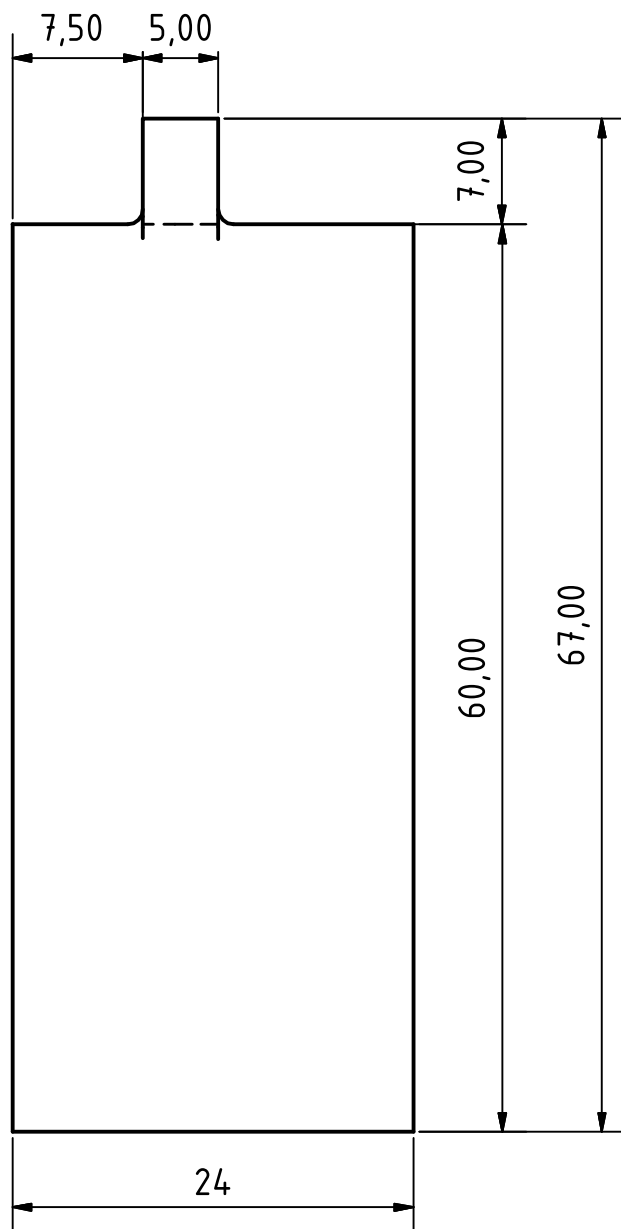
APÊNDICE A



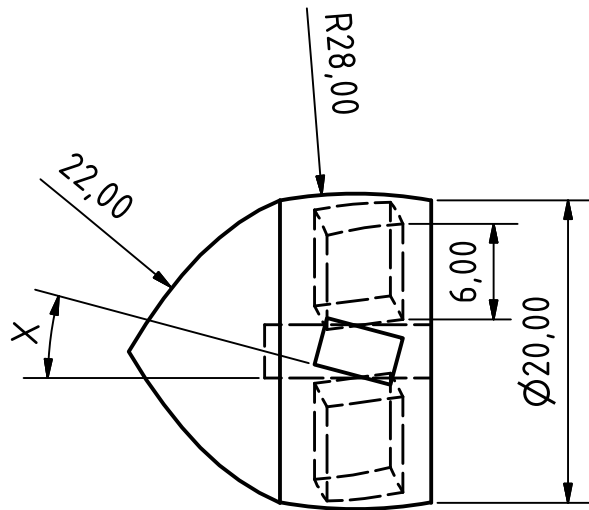
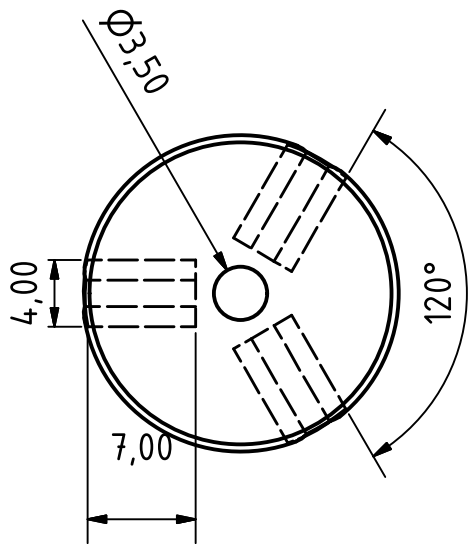
				Escala: 2:1		Unidade: mm			
				NACA 0012					
			Date					Name	
			Drawn					15/05/2017	Mariana
			Checked						
			Standard						
State	Changes	Date	Name						



				Escala: 2:1		Unidade: mm			
				NACA 1412					
			Date					Name	
			Drawn					15/05/2017	Mariana
			Checked						
			Standard						
							1		
							A4		
State	Changes	Date	Name						



				Escala: 2:1		Unidade: mm			
				NACA 6409					
			Date					Name	
			Drawn					15/05/2017	Mariana
			Checked						
			Standard						
State	Changes	Date	Name						



	CUBO 1	CUBO 2	CUBO 3
X	45°	30°	15°

				Escala: 2:1		Unidade: mm			
				CUBO					
			Date					Name	
			Drawn					28/06/2016	Convidado
			Checked						
			Standard						
State	Changes	Date	Name						

APÊNDICE B

ROTAÇÃO (RPM) SEM MOTOR X VELOCIDADE (m/s).

NACA 0012 – 15°

Velocidade (m/s)	Valores (RPM)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	49	54	59	48	49	53	47	44	49	49	56	53	50,83
3	93	90	107	104	101	102	105	98	104	104	110	105	101,91
4	165	158	145	147	142	156	153	151	149	155	159	157	153,08
5	184	182	189	199	187	200	192	185	198	183	190	179	189

NACA 1412 – 15°

Velocidade (m/s)	Valores (RPM)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	40	41	55	49	47	52	47	46	49	52	54	56	49
3	102	91	103	91	88	87	85	102	91	102	97	95	94,5
4	142	146	148	148	141	143	148	140	141	144	153	157	145,92
5	182	187	183	176	187	190	183	187	181	187	188	175	183,83

NACA 6409 – 15°

Velocidade (m/s)	Valores (RPM)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	41	38	39	45	48	37	38	38	42	40	41	37	40,33
3	100	93	71	78	87	88	91	76	79	84	82	86	84,58
4	131	134	140	139	135	138	140	137	136	134	138	137	136,58
5	177	182	169	170	174	183	181	177	182	189	187	185	179,67

NACA 0012 – 30°

Velocidade (m/s)	Valores (RPM)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	110	118	124	117	135	131	119	121	122	128	133	128	123,83
3	254	257	244	242	233	230	245	240	243	245	234	238	242,08
4	367	365	370	367	374	372	366	364	376	367	362	335	365,42
5	461	473	475	469	458	450	453	461	460	466	462	458	462,17

NACA 1412 – 30°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	118	115	101	112	124	122	126	129	125	121	126	132	120,92
3	224	233	236	229	240	244	220	211	221	239	236	242	231,25
4	363	359	360	362	346	358	351	361	362	355	343	336	354,67
5	466	463	451	466	461	460	452	444	462	448	450	449	456

NACA 6409 – 30°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	118	115	116	115	116	113	125	122	115	119	116	115	117,08
3	217	225	220	219	218	224	228	227	226	225	224	228	223,42
4	332	330	335	342	335	346	345	337	339	335	337	335	337,33
5	404	416	410	400	413	415	412	411	401	402	411	413	409

NACA 0012 – 45°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	237	243	247	242	244	233	248	249	246	250	245	247	244,25
3	414	408	413	418	421	423	406	410	408	409	415	416	413,42
4	619	614	617	614	610	612	614	622	621	611	612	616	615,17
5	797	798	805	795	803	806	802	798	804	806	803	797	801,17

NACA 1412 – 45°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	221	220	222	226	220	222	215	217	213	221	216	219	219,33
3	400	395	398	404	400	404	399	400	401	397	398	395	399,25
4	602	601	603	605	606	604	609	604	600	602	600	598	602,83
5	769	768	747	772	777	776	786	778	754	756	761	764	767,33

NACA 6409 – 45°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	213	215	214	204	215	207	209	210	208	211	213	217	211,33
3	386	390	389	392	377	376	374	371	375	382	380	379	380,92
4	540	543	545	540	538	555	556	560	542	541	556	558	547,83
5	647	643	645	646	656	647	660	638	645	646	641	647	646,75

ROTAÇÃO (RPM) COM MOTOR X VELOCIDADE (m/s).

NACA 0012 – 15°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	89	92	101	100	101	100	108	109	101	95	102	92	99,16
5	158	164	162	161	154	163	160	166	156	165	162	158	160,75

NACA 1412 – 15°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	89	88	86	84	82	85	84	87	86	83	87	81	85,17
5	141	140	139	141	142	143	143	139	145	141	145	142	141,75

NACA 6409 – 15°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	80	72	74	71	81	72	74	72	76	70	76	74	74,33
5	124	126	125	128	121	133	137	121	137	140	139	140	130,92

NACA 0012 – 30°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	142	141	142	140	146	144	137	142	140	138	139	141	141
4	288	286	288	289	289	284	288	287	286	290	284	285	287
5	401	404	403	405	400	403	403	402	401	402	405	402	402,58

NACA 1412 – 30°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	125	128	126	127	129	130	127	130	127	128	128	126	127,58

4	278	283	277	275	279	281	275	282	273	274	275	276	277,33
5	358	357	359	357	358	356	359	357	357	356	358	357	357,42

NACA 6409 – 30°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	97	98	102	101	99	98	105	97	103	102	104	98	100,33
4	240	241	242	240	241	243	240	238	241	242	238	243	240,75
5	348	336	331	321	332	338	342	337	334	332	334	336	335,08

NACA 0012 – 45°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	262	261	263	260	257	258	259	247	262	262	261	263	259,58
4	530	534	532	529	531	536	527	529	528	534	534	538	531,83
5	727	728	726	725	726	729	731	732	730	731	726	724	727,92

NACA 1412 – 45°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	231	234	231	232	231	233	234	232	234	233	235	231	232,58
4	487	488	487	486	485	486	482	485	485	486	488	487	486
5	694	690	689	698	695	694	702	691	697	695	696	718	696,58

NACA 6409 – 45°

Valores (RPM)													
Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	219	220	221	224	222	223	221	220	218	219	219	223	220,75
4	451	450	456	452	458	451	456	452	457	449	458	465	454,58
5	640	646	640	649	641	644	645	644	642	639	640	642	642,67

APÊNDICE C

TENSÃO ELÉTRICA (v) X VELOCIDADE (m/s).

NACA 0012 – 15°

Velocidade (m/s)	Valores Tensão (v)												Média
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	0,18	0,17	0,18	0,19	0,18	0,26	0,18	0,19	0,21	0,17	0,15	0,19	0,19
5	0,31	0,32	0,32	0,32	0,35	0,25	0,3	0,33	0,38	0,31	0,32	0,34	0,32

NACA 1412 – 15°

Velocidade (m/s)	Valores Tensão (v)												Média
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	0,17	0,15	0,15	0,16	0,17	0,15	0,16	0,17	0,16	0,14	0,18	0,16	0,16
5	0,29	0,3	0,29	0,3	0,31	0,33	0,32	0,29	0,33	0,3	0,27	0,28	0,3

NACA 6409 – 15°

Velocidade (m/s)	Valores Tensão (v)												Média
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	0,12	0,15	0,14	0,13	0,13	0,14	0,16	0,13	0,13	0,15	0,12	0,11	0,13
5	0,27	0,21	0,23	0,24	0,24	0,28	0,24	0,22	0,22	0,18	0,2	0,3	0,24

NACA 0012 – 30°

Velocidade (m/s)	Valores Tensão (v)												Média
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,32	0,31	0,29	0,31	0,29	0,3	0,32	0,31	0,32	0,3	0,3	0,31	0,31
4	0,57	0,56	0,58	0,56	0,57	0,56	0,57	0,55	0,57	0,57	0,56	0,55	0,56
5	0,82	0,83	0,79	0,82	0,8	0,78	0,79	0,78	0,8	0,82	0,79	0,83	0,8

NACA 1412 – 30°

Velocidade (m/s)	Valores Tensão (v)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,2	0,18	0,19	0,2	0,17	0,2	0,22	0,21	0,19	0,23	0,21	0,23	0,2
4	0,52	0,53	0,54	0,53	0,52	0,53	0,52	0,53	0,51	0,51	0,52	0,53	0,52
5	0,69	0,68	0,74	0,71	0,71	0,74	0,74	0,72	0,76	0,72	0,7	0,74	0,72

NACA 6409 – 30°

Velocidade (m/s)	Valores Tensão (v)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,17	0,18	0,18	0,17	0,18	0,18	0,17	0,18	0,17	0,18	0,19	0,17	0,18
4	0,46	0,49	0,49	0,47	0,48	0,47	0,48	0,46	0,49	0,47	0,48	0,46	0,47
5	0,64	0,66	0,65	0,64	0,7	0,71	0,68	0,69	0,71	0,66	0,67	0,65	0,67

NACA 0012 – 45°

Velocidade (m/s)	Valores Tensão (v)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,48	0,47	0,44	0,45	0,4	0,46	0,44	0,46	0,46	0,47	0,46	0,44	0,45
4	0,92	1,01	1,02	0,99	1,11	1,09	1,02	1,12	1,1	1,11	1,08	1,09	1,05
5	1,5	1,53	1,52	1,51	1,47	1,49	1,5	1,53	1,46	1,52	1,54	1,52	1,51

NACA 1412 – 45°

Velocidade (m/s)	Valores Tensão (v)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,41	0,35	0,41	0,39	0,43	0,38	0,41	0,42	0,4	0,38	0,48	0,38	0,4
4	1	1,01	1,02	0,97	1	0,97	0,97	0,99	0,98	0,97	0,98	0,98	0,99
5	1,42	1,45	1,44	1,43	1,44	1,46	1,42	1,42	1,41	1,4	1,48	1,41	1,43

NACA 6409 – 45°

Velocidade (m/s)	Valores Tensão (v)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,35	0,36	0,34	0,36	0,34	0,35	0,38	0,37	0,34	0,38	0,35	0,34	0,35
4	0,94	0,95	0,9	0,93	0,93	0,91	0,9	0,91	0,89	0,91	0,9	0,91	0,91
5	1,33	1,32	1,3	1,35	1,3	1,35	1,3	1,33	1,35	1,36	1,34	1,33	1,33

APÊNDICE D

CORRENTE ELÉTRICA (mA) X VELOCIDADE (m/s)

NACA 0012 – 15°

Velocidade (m/s)	Valores Corrente (mA)												Média
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,13	0,12	0,11	0,13	0,12	0,12	0,12
5	0,2	0,23	0,24	0,25	0,25	0,23	0,21	0,23	0,24	0,22	0,23	0,24	0,23

NACA 1412 – 15°

Velocidade (m/s)	Valores Corrente (mA)												Média
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	0,13	0,12	0,1	0,12	0,1	0,11	0,12	0,13	0,09	0,11	0,12	0,1	0,11
5	0,19	0,22	0,19	0,23	0,21	0,2	0,19	0,22	0,2	0,21	0,2	0,22	0,21

NACA 6409 – 15°

Velocidade (m/s)	Valores Corrente (mA)												Média
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	0,11	0,1	0,1	0,12	0,08	0,1	0,11	0,09	0,1	0,1	0,09	0,09	0,1
5	0,17	0,19	0,18	0,17	0,15	0,14	0,16	0,17	0,2	0,18	0,18	0,17	0,17

NACA 0012 – 30°

Velocidade (m/s)	Valores Corrente (mA)												Média
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,21	0,22	0,23	0,21	0,19	0,22	0,21	0,2	0,22	0,21	0,22	0,23	0,21
4	0,51	0,5	0,51	0,49	0,5	0,51	0,5	0,5	0,52	0,49	0,49	0,52	0,5
5	0,73	0,75	0,72	0,71	0,72	0,72	0,73	0,74	0,74	0,71	0,72	0,73	0,73

NACA 1412 – 30°

Valores Corrente (mA)

Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,17	0,16	0,15	0,16	0,17	0,16	0,15	0,16	0,17	0,16	0,17	0,16	0,16
4	0,43	0,4	0,41	0,43	0,44	0,43	0,41	0,42	0,42	0,43	0,41	0,41	0,42
5	0,55	0,54	0,53	0,56	0,53	0,55	0,49	0,54	0,52	0,54	0,52	0,53	0,53

NACA 6409 – 30°

Valores Corrente (mA)

Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,15	0,13	0,15	0,14	0,12	0,14	0,13	0,12	0,12	0,13	0,12	0,11	0,13
4	0,38	0,37	0,38	0,38	0,39	0,37	0,38	0,36	0,37	0,37	0,38	0,39	0,38
5	0,54	0,52	0,49	0,53	0,51	0,52	0,5	0,51	0,52	0,49	0,52	0,5	0,51

NACA 0012 – 45°

Valores Corrente (mA)

Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,37	0,38	0,35	0,34	0,33	0,36	0,31	0,32	0,31	0,35	0,36	0,31	0,34
4	0,84	0,86	0,83	0,83	0,85	0,85	0,84	0,85	0,86	0,85	0,86	0,84	0,85
5	1,25	1,26	1,24	1,21	1,2	1,25	1,24	1,22	1,24	1,26	1,23	1,24	1,24

NACA 1412 – 45°

Valores Corrente (mA)

Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,27	0,31	0,32	0,28	0,32	0,34	0,3	0,31	0,29	0,3	0,3	0,29	0,3
4	0,83	0,81	0,83	0,82	0,84	0,82	0,83	0,81	0,82	0,83	0,83	0,82	0,82
5	1,16	1,19	1,17	1,15	1,12	1,14	1,17	1,13	1,16	1,15	1,14	1,14	1,15

NACA 6409 – 45°

Valores Corrente (mA)

Velocidade (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Média
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0,25	0,26	0,26	0,25	0,27	0,27	0,26	0,28	0,28	0,3	0,28	0,29	0,27
4	0,66	0,67	0,69	0,68	0,67	0,66	0,7	0,67	0,69	0,7	0,66	0,71	0,68
5	1,06	1,01	1,02	1,03	1,06	1,05	1,05	1,06	1,03	1,04	1,05	1,03	1,04

APÊNDICE E

POTÊNCIA ELÉTRICA (mW) X VELOCIDADE (m/s)

NACA 0012 – 15°

Velocidade (m/s)	Média Tensão (v)	Média Corrente (mA)	Potência (mW)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	-	-	-
4	0,19	0,12	0,02
5	0,32	0,23	0,07

NACA 1412 – 15°

Velocidade (m/s)	Média Tensão (v)	Média Corrente (mA)	Potência (mW)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	-	-	-
4	0,16	0,11	0,01
5	0,3	0,21	0,06

NACA 6409 – 15°

Velocidade (m/s)	Média Tensão (v)	Média Corrente (mA)	Potência (mW)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	-	-	-
4	0,13	0,1	0,01
5	0,24	0,17	0,04

NACA 0012 – 30°

Velocidade (m/s)	Média Tensão (v)	Média Corrente (mA)	Potência (mW)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	0,31	0,21	0,06
4	0,56	0,5	0,28
5	0,8	0,73	0,58

NACA 1412 – 30°

Velocidade (m/s)	Média Tensão (v)	Média Corrente (mA)	Potência (mW)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	0,2	0,16	0,03
4	0,52	0,42	0,22
5	0,72	0,53	0,38

NACA 6409 – 30°

Velocidade (m/s)	Média Tensão (v)	Média Corrente (mA)	Potência (mW)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	0,18	0,13	0,02
4	0,47	0,38	0,18
5	0,67	0,51	0,34

NACA 0012 – 45°

Velocidade (m/s)	Média Tensão (v)	Média Corrente (mA)	Potência (mW)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	0,45	0,34	0,15
4	1,05	0,85	0,89
5	1,51	1,24	1,87

NACA 1412 – 45°

Velocidade (m/s)	Média Tensão (v)	Média Corrente (mA)	Potência (mW)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	0,4	0,3	0,12
4	0,99	0,82	0,81
5	1,43	1,15	1,64

NACA 6409 – 45°

Velocidade (m/s)	Média Tensão (v)	Média Corrente (mA)	Potência (mW)
1	-	-	-
2	-	-	-
3	0,35	0,27	0,09
4	0,91	0,68	0,62
5	1,33	1,04	1,38