



DIMENSIONAMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO
HORIZONTAL DE PEQUENO PORTE APLICADO A RESIDÊNCIAS

MARINA LATINI GUESSE

MACAÉ - RJ

DEZEMBRO – 2016



DIMENSIONAMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO HORIZONTAL DE PEQUENO PORTE APLICADO A RESIDÊNCIAS

MARINA LATINI GUESSE

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. Maurício Aguilar Nepomuceno de Oliveira, M.Sc.

Co-Orientador: Prof. Diego Cunha Malagueta, D.Sc.

MACAÉ – RJ

DEZEMBRO - 2016

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

Campus Macaé

DIMENSIONAMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO
HORIZONTAL DE PEQUENO PORTE APLICADO A RESIDÊNCIAS

Marina Latini Guesse

PROJETO FINAL SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DA
ENGENHARIA MECÂNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE
JANEIRO CAMPUS MACAÉ COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO
MECÂNICO.

Examinado por:

Prof. Maurício Aguiar Nepomuceno de Oliveira, M.Sc.

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Orientador

Prof. Diego Cunha Malagueta, D.Sc.

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Co-Orientador

Prof. Raquel Jahara Lobosco, D.Sc.

Universidade Federal do Rio de Janeiro

Prof. Marcelo Costa Cardoso, D.Sc.

Universidade Federal do Rio de Janeiro

MACAÉ - RJ

DEZEMBRO – 2016

Dedicatória

Dedico este trabalho à humanidade e principalmente aos meus sobrinhos Pedrinho e Sophia e à todas as crianças ao redor do mundo, que são o futuro do nosso planeta.

Que tenhamos cada vez mais sabedoria para trabalhar em prol da preservação do nosso magnífico lar, deixando-o em melhores condições para as futuras gerações.

Agradecimentos

Agradeço à Deus, por iluminar meus caminhos, renovar minhas esperanças, me orientar no caminho certo e por sempre me fazer acreditar em um futuro melhor.

Aos meus pais, Pedro e Tânia, por todo apoio, incentivo e por sempre acreditarem em mim. Sempre serão meu maior exemplo de força e dedicação. Obrigada por tudo que fizeram e fazem por mim!

Aos meus irmãos, Pedro e Thiago, por todo carinho, amizade, conselhos e ajuda. Minha admiração por vocês não tem fim. Obrigada por toda paciência comigo desde que eu era um projetinho de gente.

Aos meus avós por todo o carinho e por serem meus grandes fãs. Eu sou fã número 1 de vocês também!

Ao meu namorado e companheiro de aventuras, Renan, por toda a ajuda e por sempre me apoiar e me ajudar a manter a calma, mesmo quando parece impossível. Por todos os momentos, conquistas e sonhos compartilhados, obrigada!

Aos amigos, por todas as risadas e momentos inesquecíveis. Vocês fazem minha vida mais feliz! Àqueles que me acompanharam durante a faculdade, obrigada também por me ajudarem a superar todos os desafios, vocês deixaram tudo mais leve e mais fácil!

À Universidade Federal do Rio de Janeiro, docentes e colaboradores do campus Macaé, meus eternos agradecimentos por fazerem a diferença em minha formação acadêmica. Um agradecimento especial ao professor e orientador Maurício Aguilar, por acompanhar de perto o projeto e por sempre trazer grandes ideias e ao professor e co-orientador Diego Malagueta pelo apoio, incentivo e por me emprestar seus livros sobre Energia Eólica. Vocês foram essenciais!

À Kettering University, onde vivi os maiores e melhores desafios, por permitir que eu fizesse amigos para a vida, pelos melhores laboratórios, aulas, por todos os ensinamentos dentro e fora de sala e por se tornar a minha “casa fora de casa”.

À GE Oil & Gas Macaé, obrigada pela oportunidade de crescimento profissional e pessoal imensurável. Não poderia escolher empresa melhor para iniciar a minha carreira profissional, nem colegas de trabalho melhores para compartilhar conhecimentos e experiências.

E por fim, um agradecimento especial ao amigo Fabiano Pery e ao engenheiro projetista da empresa Fugro, Raphael Nogueira, por toda ajuda e suporte com os desenhos técnicos.

Sumário

1	Introdução.....	1
2	Revisão bibliográfica	3
2.1	A energia eólica.....	3
2.1.1	A energia eólica no mundo.....	3
2.1.2	A energia eólica no Brasil.....	12
2.2	Turbinas eólicas	18
2.2.1	Turbina eólicas de eixo vertical	18
2.2.2	Turbina eólicas de eixo horizontal.....	20
2.2.3	Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal	21
2.2.4	Vantagens e desvantagens	22
3	O Projeto	24
3.1	Dados iniciais	25
3.2	Estimativa do diâmetro do rotor	27
3.3	Dimensionamento dos componentes	30
3.3.1	Pás do rotor	31
3.3.2	Gerador elétrico.....	32
3.3.3	Multiplicador de velocidade	35
3.3.4	Hub	37
3.3.5	Eixo principal	38
3.3.6	Rolamentos do eixo do rotor	45
3.3.7	Freio centrífugo	49
3.3.8	Freio de emergência.....	50
3.3.9	Acoplamentos.....	51
3.3.10	Chassi.....	52
3.3.11	Nacelle.....	53
3.3.12	Sistema de guinada.....	54
3.3.13	Torre de sustentação.....	56
3.3.14	Sistema completo	65
4	Análise de viabilidade econômica	67

4.1	Metodologia	68
4.1.1	Prazo de retorno de investimento simples	69
4.1.2	Custo de ciclo de vida	69
4.2	Energia eólica	70
4.3	Comparação das energias solar e eólica	74
5	Conclusão.....	82
6	Referências bibliográficas	85
7	Anexos.....	i
7.1	Desenhos Técnicos	i

Lista de Figuras

Figura 1 – Navio chinês antigo (Tong, 2010).	4
Figura 2 - Moinho de vento (Woodcroft, 1851).	5
Figura 3 - Moinho de vento Seistan (Vowles, 1932).	5
Figura 4 - Moinho de vento europeu (Manwell, McGowan, Rogers, 2009).	6
Figura 5 - Evolução do moinho de vento europeu (Hills, 1994).	7
Figura 6 - Moinho de vento americano projetado para bombeio de água (US Department of Agriculture).	7
Figura 7 - Turbina projetada por Jacobs (Jacobs, 1961).	8
Figura 8 - Fazenda eólica (National Renewable Energy Laboratory).	9
Figura 9 - Representação do tamanho, altura e diâmetro das turbinas eólicas (Steve Connors, MIT).	10
Figura 10 - Capacidade de geração de energia eólica global (Renewable 2015 Global Status Report).....	11
Figura 11 - Ranking dos países com maior capacidade de geração de energia eólica (Renewables 2015 Global Status Report).....	12
Figura 12 - Panorama da eficiência energética no Brasil (FIESP).	14
Figura 13 - Localização dos projetos eólicos em operação e outorgados no Brasil em setembro de 2013 (ANEEL).	15
Figura 14 - Complementação entre a geração hidrelétrica e eólica (ANEEL).	16
Figura 15 - Turbina eólica de eixo vertical (Wikipedia).	19
Figura 16 - Turbina eólica de eixo vertical modelo Savonius (Wikipedia).	19
Figura 17 - Aerogerador vertical híbrido Darrieus-Savonius (Wikipedia).	20
Figura 18 - Turbina eólica de eixo horizontal (Wikipedia).	20
Figura 19 - Aerogeradores multipás (Wikipedia).	21
Figura 20 - Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal (Wikipedia).	21
Figura 21 – Mapa eólico da região sudeste (CRESESB).	26
Figura 22 - Performance da turbina de acordo com a velocidade do vento.	29
Figura 23 - Performance da turbina com atuação do freio centrífugo.	30
Figura 24 – Representação 3D da pá selecionada.	31
Figura 25 – Representação 3D do gerador selecionado (Weg).	33
Figura 26 - Ficha técnica do gerador de indução selecionado (Weg).	34
Figura 27 – Desenho técnico com as dimensões do gerador elétrico selecionado (Weg).	34
Figura 28 – Multiplicador de velocidades selecionado (Aline Trading).	36
Figura 29 – Desenho técnico do multiplicador de velocidades (Aline Trading).	36
Figura 30 – Principais modelos de hub (Perry, 2010).	37
Figura 31 – Representação 3D do hub.	38
Figura 32 – Representação 3D da capa do hub.	38
Figura 33 – Representação das forças atuantes no eixo.	39
Figura 34 – Diagrama de momento fletor.	40

Figura 35 – Representação 3D do eixo do rotor.	45
Figura 36 – Cálculo de carga equivalente do catálogo da NSK.	46
Figura 37 – Página do rolamento selecionado do catálogo da NSK.	47
Figura 38 – Página do mancal selecionado do catálogo da NSK.	49
Figura 39 – Freio centrífugo da empresa Suco VSE France.	50
Figura 40 – Representação do freio de emergência selecionado da empresa Mayr.	51
Figura 41 – Modelo de acoplamento selecionado (Mayr).	52
Figura 42 – Representação 3D do chassi.	52
Figura 43 – Representação 3D da nacelle.	53
Figura 44 – Dimensões consideradas para dimensionamento do leme (WindyNation).	54
Figura 45 – Representação 3D do leme do sistema de guinada.	55
Figura 46 – Coeficiente de arrasto para superfícies cilíndricas (McDonald, Fox, Pritchard, 2004).	62
Figura 47 – Detalhe da conexão da torre com a nacelle.	65
Figura 48 – Representação 3D do conjunto torre/turbina.	65
Figura 49 – Representação 3D detalhada da turbina.	66
Figura 50 - Produção de energia da turbina selecionada para análise econômica (Pura Energia).	67
Figura 51 – Orçamento da empresa Pura Energia para a turbina eólica 67	67
Figura 52 – Orçamento da empresa Pura energia para energia solar fotovoltaica 68	68
Figura 53 – Resultados obtidos para análise do prazo de retorno de investimento simples. 72	72
Figura 54 – Resultados obtidos para a análise do custo de ciclo de vida. 73	73
Figura 55 – Média anual da velocidade do vento a 12 m nas cidades selecionadas. 74	74
Figura 56 – Média anual da radiação solar global diária nas cidades selecionadas. 75	75
Figura 57 - Resultados obtidos para análise do prazo de retorno de investimento simples (Sistema de energia solar). 76	76
Figura 58 - Resultados obtidos para a análise do custo de ciclo de vida (Sistema de energia solar). 77	77
Figura 59 – Resultados obtidos para análise do prazo de retorno de investimento simples (Sistema de energia eólica). 79	79
Figura 60 – Resultados obtidos para a análise do custo do ciclo de vida (Sistema de energia eólica). 80	80

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Motivações de compra de aerogerador de pequeno porte.....	17
Tabela 2 - Disposição de investimentos.	17
Tabela 3 – Definições iniciais do projeto.....	24
Tabela 4 – Fator n para diferentes tipos de superfície (Fadigas, 2011).	27
Tabela 5 – Dados iniciais de projeto.	28
Tabela 6 – Resultados do cálculo de potência para vento de 5,3 m/s.	28
Tabela 7 – Especificações técnicas da pá (Greef Energy).	31
Tabela 8 – Rotações e torques correspondentes na entrada e saída do multiplicador de velocidade.	35
Tabela 9 – Dados técnicos do multiplicador de velocidades selecionado (Aline Trading).	35
Tabela 10 – Resultado obtido para as reações nos mancais.	40
Tabela 11 – Dados de entrada para os cálculos de diâmetro do eixo do rotor.	42
Tabela 12 – Resultados dos cálculos de diâmetro de eixo.....	44
Tabela 13 – Especificações técnicas do freio centrífugo selecionado (Suco VSE France).	50
Tabela 14 - Especificações técnicas do tubo padrão ANSI schedule 20.	57
Tabela 15 – Resultados dos cálculos iniciais da torre.	58
Tabela 16 – Resultados do cálculo de resistência à flambagem.....	59
Tabela 17 – Resultados da análise de resistência ao escoamento.....	64
Tabela 18 – Especificações técnicas dos painéis fotovoltaicos orçados (Pura Energia).	68
Tabela 19 – Energia gerada pela turbina para cada velocidade de vento.	71
Tabela 20 - TIR (%) correspondente a cada velocidade de vento.....	73
Tabela 21 – Energia produzida pelo sistema solar orçado nas cidades consideradas.	76
Tabela 22 - TIR (%) correspondente a cada cidade para o sistema de energia solar.	78
Tabela 23 – Energia mensal gerada pela turbina para a velocidade de vento das cidades selecionadas.....	78
Tabela 24 - TIR (%) correspondente a cada cidade para o sistema de energia eólica.	81

Nos últimos anos, vem-se percebendo uma preocupação global em relação ao meio ambiente e com o futuro do planeta terra. Essa crescente preocupação vem atingindo diversos setores da indústria, principalmente da indústria energética. Um exemplo claro disso é o aumento no uso de energias renováveis em detrimento do uso de combustíveis fósseis. O Brasil vem demonstrando grande interesse em diversificar sua matriz energética, assim como em se fortalecer como um país produtor de energias limpas. Para isso, diversos programas de incentivo às energias renováveis estão sendo adotados, como a resolução ANEEL 481/2012 que possibilita o desconto do excedente de energia gerada em residências e outras propriedades. Dentro deste cenário e considerando o grande potencial eólico brasileiro, o presente projeto visa contribuir com o crescimento da energia eólica na região através do dimensionamento de uma turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte conectada à rede para ajudar no abastecimento de propriedades rurais, como fazendas, sítios ou mesmo casas de campo, e posterior estudo de viabilidade econômica da tecnologia, com uma abordagem comparativa com a tecnologia de energia solar fotovoltaica.

Palavras chave: Energia eólica, turbina eólica, aerogerador, eixo horizontal, fontes alternativas, projeto mecânico, análise econômica

In recent years, there has been a global concern regarding the environment and the future of planet earth. This growing concern has been affecting several sectors of industry, especially the energy industry. A clear example of this is the increase in the use of renewable energy instead of fossil fuels. Brazil has been showing great interest in diversifying its energy matrix, as well as strengthening itself as a country that produces clean energies. For this purpose, several incentive programs for renewable energy are being adopted, such as ANEEL resolution 481/2012, which allows for the discount of surplus energy generated in homes and other properties. Within this scenario and considering the great Brazilian wind potential, this project aims to contribute to the growth of wind energy in the region by designing a small horizontal axis wind turbine connected to the grid to assist in the supply of rural areas properties, such as farms and country houses, and by an economic feasibility study of the technology, with a comparative approach with photovoltaic solar energy technology.

Keywords: Wind power, wind turbine, horizontal axis, alternative energy, mechanical design, economic analysis

1 Introdução

Nos últimos anos, vem-se percebendo uma preocupação global em relação ao meio ambiente e com o futuro do planeta terra. Já é de amplo entendimento que se o homem não alterar sua conduta em respeito ao planeta, seus recursos se esgotarão. Essa crescente preocupação vem atingindo diversos setores da indústria, principalmente da indústria energética. Um exemplo claro disso é o aumento crescente no uso de energias renováveis em detrimento do uso de combustíveis fósseis.

O Brasil vem aumentando seus investimentos para a diversificação de sua matriz energética, procurando se fortalecer como um país produtor de energias limpas. Além disso, a resolução da ANEEL 481/2012, a qual possibilita o desconto do excedente de energia gerada das contas de energia elétrica em residências e outras propriedades micro ou mini geradoras, também vem como um forte incentivo ao uso de energias renováveis em residências e outras propriedades. Dentro deste cenário e considerando o grande potencial eólico brasileiro, enxerga-se na energia eólica uma grande oportunidade de negócio.

O presente trabalho visa contribuir com o crescimento da energia eólica na região ao discutir as características de projeto conceitual de um gerador eólico de eixo horizontal de pequeno porte conectado à rede para ajudar no abastecimento de propriedades rurais, como fazendas, sítios ou mesmo casas de campo. A ideia é com isso estudar a viabilidade econômica dessa fonte de energia e aprofundar os conhecimentos de elementos de máquinas sobre os principais componentes de turbinas eólicas.

Para o dimensionamento e seleção dos componentes da turbina, foram utilizados princípios de projeto de elementos de máquinas, conceitos de resistência dos materiais e mecânica dos fluidos. Já para a análise econômica, foram feitos estudos de retorno de investimento, custo do ciclo de vida, valor presente líquido e taxa interna de retorno.

Tendo em vista a crescente demanda pelo uso de energias alternativas e renováveis, o uso de turbinas eólicas para o abastecimento residencial é uma opção bastante promissora. Utilizar de cálculos de dimensionamento mecânico

para definir as dimensões apropriadas dos componentes da turbina e analisar a viabilidade econômica são essenciais para o sucesso desta solução ecologicamente correta.

2 Revisão bibliográfica

2.1 A energia eólica

O vento é resultado do movimento do ar devido a gradientes de pressão na atmosfera, se movimentando de regiões de pressão mais alta para as de menor pressão. Quanto maior o gradiente, mais rápida será a velocidade do vento, e conseqüentemente maior será a capacidade de geração de energia através das suas forças (TONG, 2010).

Mas como são gerados esses gradientes de pressão? Os principais fatores geradores deste fenômeno são o aquecimento solar desigual pela terra, o efeito de Coriolis resultante da rotação da terra e condições geográficas locais.

O aquecimento solar da terra ocorre naturalmente de forma desigual, dependendo principalmente da posição em relação aos polos e linha do equador e do tipo de relevo, solo e vegetação. Como o gradiente de temperatura gera gradiente de pressão, o vento é então formado.

O efeito de Coriolis é um importante fator que afeta a velocidade e direção dos ventos. É uma força gerada através da rotação da terra em torno de si mesma, a qual afeta na direção de movimentos atmosféricos, dependendo da latitude da terra, sendo nula na linha do equador e atingindo valor máximo nos polos. Ventos mais fortes são mais afetados por esta força, sofrendo maiores deflexões.

As condições geográficas locais possuem importante influência na velocidade dos ventos. As construções humanas, como os prédios e centros urbanos, conseguem reduzir a velocidade do vento significativamente. Quanto mais alto estiver o terreno, maiores velocidades o vento atingirá, dependendo também do terreno, clima e topografia. Estima-se que a velocidade do vento aumenta em 10% a cada vez que se dobra de altura (TONG, 2010).

2.1.1 A energia eólica no mundo

Como registrado por TONG (2010), o uso da energia eólica pelo mundo foi registrado em diversas civilizações antigas, revelando que a mesma foi descoberta de forma independente e usada de diversas maneiras.

Em 4000 A.C. aproximadamente, os chineses passaram a utilizar velas em suas jangadas para melhor movimentação, como mostra a Figura 1. Os navios movidos pelos ventos dominaram por um longo período, até a invenção dos motores a vapor no século 19.

Por volta de 300 A.C., os cingaleses passaram a utilizar dos ventos de monção para atingir temperaturas de 1100°C em fornos utilizados para fundição de ferro, tornando possível a fabricação de aço com alto teor de carbono (TONG, 2010).

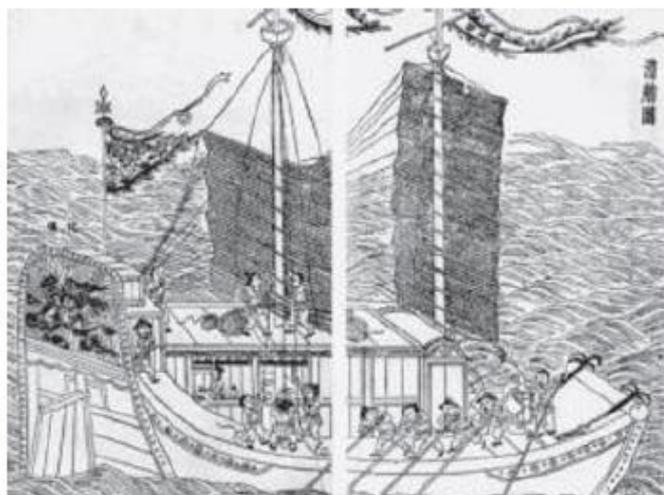


Figura 1 – Navio chinês antigo (Tong, 2010).

Também na China, pinturas feitas em túmulos dentre o período de 25-220 D.C. em *Sandakphu*, na cidade de *Liaoyang*, demonstraram o uso de moinhos de vento de aproximadamente 1800 anos.

O uso de moinhos de vento também foi observado no Leste Persa, e posteriormente no norte Europeu, servindo como inspiração para a criação de turbinas eólicas para converter a energia do vento em eletricidade posteriormente.

A energia dos ventos também serviu como inspiração aos chineses na criação da pipa, por volta do quinto século A.C.

A primeira provável referência histórica a um moinho de vento vem de Heron da Alexandria, do 1º século A.C. e está descrita em sua obra *Pneumatics* (WOODCROFT, 1851).

A ideia descrita em sua obra é de um dispositivo que provê ar para um órgão através do moinho de vento, como ilustrado na Figura 2.

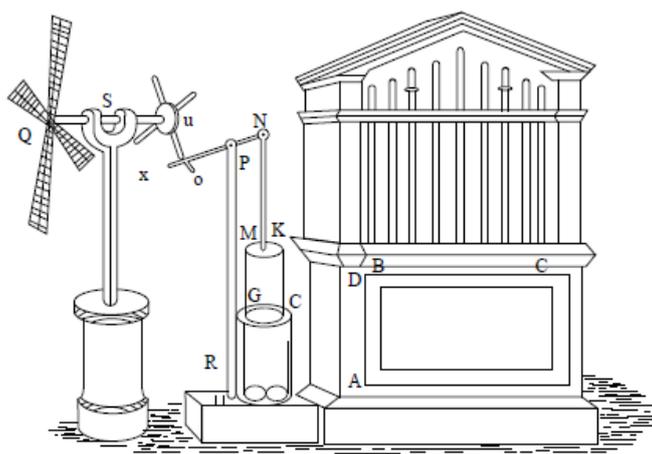


Figura 2 - Moinho de vento (Woodcroft, 1851).

Já no século 9, Al Masudi da região de Seistan (atual leste do Iran) descreve o uso de moinhos de vento em 644 A.C. Os moinhos de Seistan (Figura 3) continuam em uso até os dias de hoje, destacando-se por apresentarem eixo vertical, movidos por força de arrasto, o que as tornava menos eficientes e suscetíveis a danos em alturas maiores (MANWELL, MCGOWAN, ROGERS, 2009).



Figura 3 - Moinho de vento Seistan (Vowles, 1932).

Na Europa, o primeiro registro de moinhos de vento foi na Inglaterra, no século 12, mas especula-se que seu uso na região se iniciou no século 10 ou 11 e que há possibilidade de os vikings terem trazido a ideia de uma de suas viagens ao Oriente Médio (VOWLES, 1930).

Um fator diferenciador, porém, é que os moinhos europeus apresentavam eixos horizontais, movidos por força de sustentação. Eles eram utilizados para diversas tarefas mecânicas, desde a moagem de grãos até o bombeamento de água e serragem de madeira (MANWELL, MCGOWAN, ROGERS, 2009).

Um exemplo dos primeiros moinhos europeus pode ser visto na Figura 4.



Figura 4 - Moinho de vento europeu (Manwell, McGowan, Rogers, 2009).

O vento era utilizado como principal fonte de energia até a chegada da revolução industrial, onde o carvão, pela sua facilidade de transporte e disponibilidade, o substituiu.

Antes do seu enfraquecimento, entretanto, os moinhos de vento europeus evoluíram de forma significativa, adquirindo princípios até hoje utilizados, como sistema de guinada e um melhor design para as pás, como mostrado na Figura 5.



Figura 5 - Evolução do moinho de vento europeu (Hills, 1994).

Enquanto isso, nos Estados Unidos, surgiu um outro tipo de moinho de vento, muito utilizado no Oeste para bombeamento de água em ranchos. Eram caracterizadas pelas múltiplas pás, e um exemplo destas pode ser visto na Figura 6. O sistema de regulação utilizada nestas pás precedeu a tecnologia atual de regulação automática.



Figura 6 - Moinho de vento americano projetado para bombeio de água (US Department of Agriculture).

2.1.1.1 Geração de eletricidade através do vento

Com o surgimento de geradores elétricos no século 19, os moinhos de vento passaram a ser utilizados como acionadores (MANWELL, MCGOWAN, ROGERS, 2009).

O uso do vento para geração de energia elétrica, ao contrário de energia mecânica, resultou em um grande desenvolvimento comercial de pequenos aerogeradores assim como despertou o interesse de pesquisadores para aerogeradores de maior porte.

Marcellus Jacobs foi um dos pioneiros no desenvolvimento de aerogeradores de pequena escala, apresentando uma maior semelhança com as turbinas eólicas da atualidade, apresentando três pás, com formas de aerofólio bem definidas (Figura 7). Uma característica interessante trazida por ele foi o sistema de energia em escala residencial o qual incluía armazenamento em bateria.



Figura 7 - Turbina projetada por Jacobs (Jacobs, 1961).

Todavia, a expansão da rede elétrica nos anos 1930 marcou uma queda no uso de aerogeradores.

2.1.1.2 O ressurgimento da energia eólica

O retorno da energia eólica se deu aproximadamente nos anos 1960 (MANWELL, MCGOWAN, ROGERS, 2009). Os livros *Silent Spring* (CARSON, 1962) e *Limits to Growth* (MEADOWS *et al.*, 1972) trouxeram à tona as consequências ambientais do desenvolvimento industrial, como a poluição do ar, agravamento do efeito estufa e despejo de dejetos, na maioria relacionados à

combustíveis fósseis. Os riscos associados à energia nuclear, como possíveis vazamentos e acidentes, também ganharam destaque. Essas preocupações culminaram em movimentos ambientais em busca de fontes de energia mais limpas e seguras.

Nos Estados Unidos, o incentivo maior se deu com a crise do petróleo nos anos 1970. Em 1978 o governo americano permitiu a conexão de turbinas eólicas à rede, permitindo a venda de energia gerada, o que foi um grande motivador para o fortalecimento nos investimentos ligados ao setor, e que motivou a criação de fazendas eólicas (Figura 8).



Figura 8 - Fazenda eólica (National Renewable Energy Laboratory).

Nos últimos anos, a capacidade das maiores turbinas eólicas comerciais subiu de 25 kW para 6 MW, como mostra a Figura 9, com turbinas de 10 MW em fase de projeto (MANWELL, MCGOWAN, ROGERS, 2009).

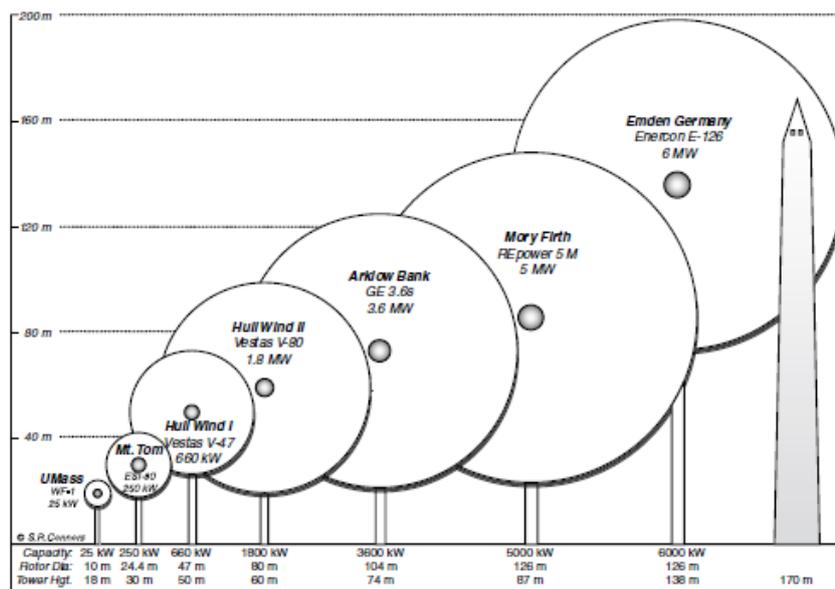


Figura 9 - Representação do tamanho, altura e diâmetro das turbinas eólicas (Steve Connors, MIT).

A capacidade mundial em 2009 era de 115 GW, com a maior parte das instalações na Europa. A energia eólica *Offshore* na Europa já atingia 2 GW em 2008.

Atualmente, há uma nova geração de turbinas eólicas, que conta com desenvolvimentos constantes nas áreas de ciência dos materiais, ciência da computação, aerodinâmica, design, monitoramento e testes e eletrônica. O desenvolvimento de novas tecnologias vem permitindo uma grande confiabilidade e performance, aliadas a uma redução dos custos associados, fatores que vêm tornando a tecnologia competitiva com outras fontes de energia e atrativa economicamente.

2.1.1.3 O uso da energia eólica

Com as constantes inovações na indústria eólica nos últimos anos, é evidente o crescimento da capacidade instalada mundialmente.

Como pode-se observar na Figura 10, de 2004 a 2014 a capacidade instalada de energia eólica pelo mundo cresceu em mais de 700%, chegando a marca de 370 GW em 2014.

Wind Power Global Capacity, 2004–2014

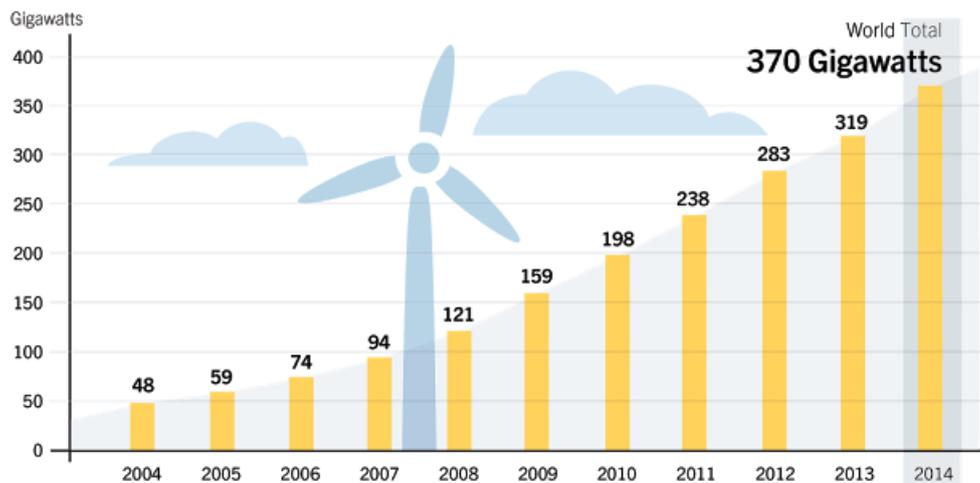


Figura 10 - Capacidade de geração de energia eólica global (Renewable 2015 Global Status Report).

Segundo a organização GWEC (Global Wind Energy Council), estima-se que em 2020 a capacidade mundial instalada de energia eólica atingirá 760 GW, chegando a 3300 GW em 2030, o que representaria um crescimento de quase 7000% entre 2004 e 2030.

Outro dado interessante da GWEC é que em 2012 pelo menos 225 000 turbinas eólicas já estavam em operação em 80 países mundo a fora. Além disso, em 2012 essa energia já supria 2,6% da demanda de eletricidade global, com previsão de atingir até 12% em 2020 e 30% em 2050. Outro fator interessante é que na Austrália, a energia eólica já é mais barata em relação à combustíveis fósseis.

Todos esses fatores revelam que em pouco tempo a energia eólica será uma das fontes mais importantes de eletricidade do planeta, reafirmando a importância do desenvolvimento da mesma.

Em dados de 2014 extraídos da Renewables 2015 Global Status Report, a China dispara como a maior geradora de energia eólica no mundo, gerando aproximadamente 115 GW. Em segundo lugar está o Estados Unidos com capacidade de aproximados 65 GW, seguido da Alemanha, produzindo 40 GW. O Brasil vem em 10º lugar no ranking mundial, com capacidade de mais de 5

GW e apresentando o quarto maior crescimento mundial em 2014, como mostra a Figura 11.

Wind Power Capacity and Additions, Top 10 Countries, 2014

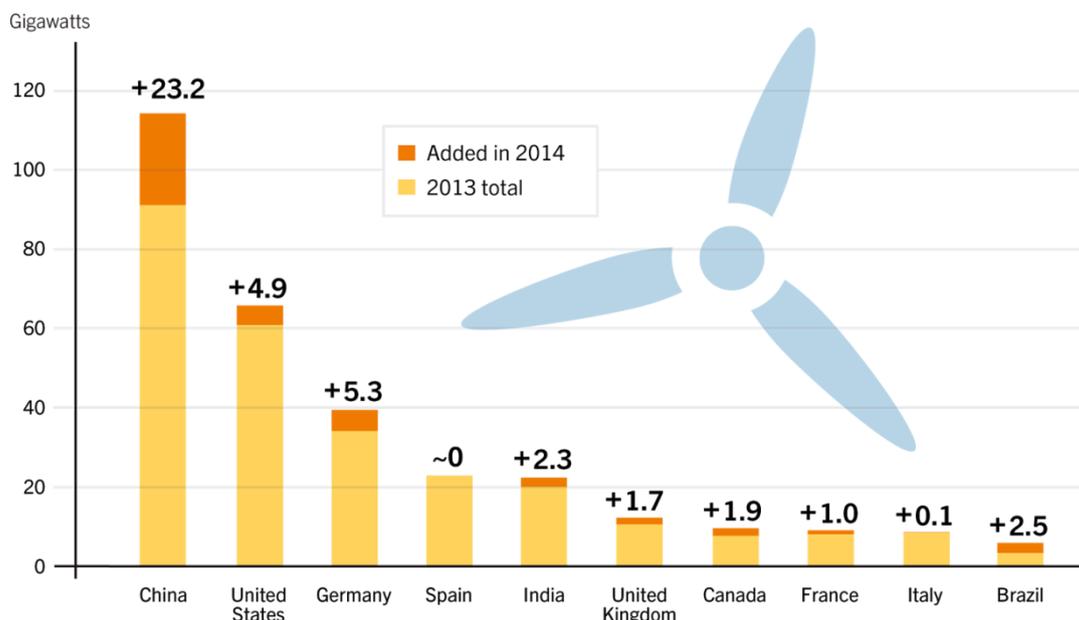


Figura 11 - Ranking dos países com maior capacidade de geração de energia eólica (Renewables 2015 Global Status Report).

2.1.2 A energia eólica no Brasil

No Brasil, a energia eólica vem ganhando significativo espaço, principalmente nas regiões nordeste e sul.

O programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) foi um forte impulsionador do setor eólico nacional, contratando 54 usinas (aproximadamente 1,4 GW de potência) em 2004.

O Brasil possui um forte potencial eólico, com ventos favoráveis à instalação desta energia, sendo em 2015 considerado o país com melhor fator de capacidade mundial (proporção entre a produção efetiva em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período), segundo informações do Ministério de Minas e Energia, atingindo um valor de 38% e superando a média mundial em 60%. Também em 2015 subiu para a oitava posição no ranking mundial em geração, mantendo a quarta posição de maior crescimento obtida em 2014.

Ainda de acordo com dados divulgados pelo Ministério de Minas e Energia, em 2014 a energia eólica já representava 3,5% da energia total gerada no país.

Atualmente, diversos programas de incentivo à energia eólica estão sendo adotados no Brasil. Alguns exemplos são: convênio Confaz 101/97 e aditivos, o qual possibilita a isenção até 2021 do imposto sobre circulação de mercadorias (ICMS) para operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica; a resolução ANEEL 481/2012 e aditivos, a qual possibilita um desconto de 80% na tarifa de uso do sistema de transmissão/distribuição para instalações com potência inferior a 30 MW, além de possibilitar o desconto do excedente de energia gerada das contas de energia elétrica em residências e outras propriedades micro ou mini geradoras; a lei 13.169 de 06/10/2015, a qual permite a isenção de ICMS sobre a energia gerada pelos consumidores e o programa “Mais alimentos” que incluiu desde novembro de 2015 os equipamentos de geração de energia eólica, possibilitando financiamentos a juros mais baixos, dentre outros programas.

De acordo com informações disponibilizadas pela ANEEL, como pode ser verificado na Figura 12, em 2002 a participação da energia eólica na matriz energética brasileira era insignificante, e a hidrelétrica apresentava 82% de participação. Em dezembro de 2013 a eólica já representava 2% e a hidrelétrica 65%.

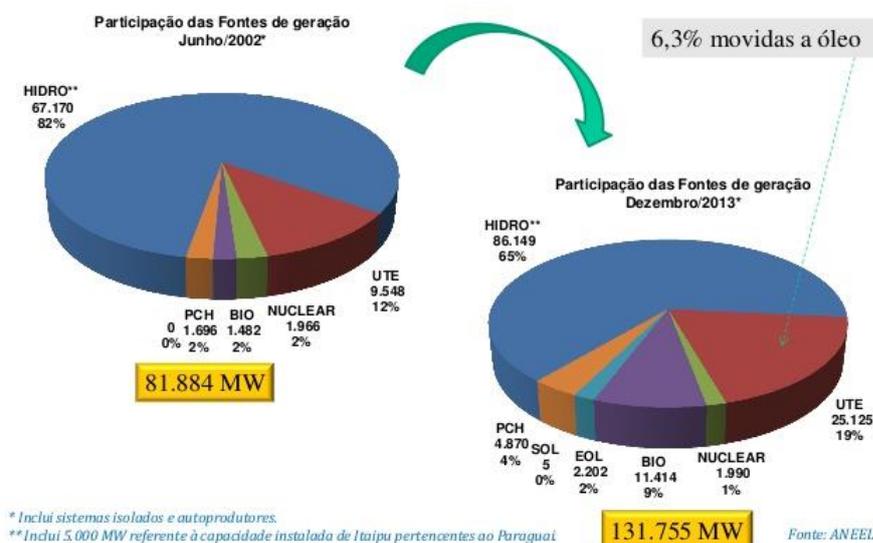


Figura 12 - Panorama da eficiência energética no Brasil (FIESP).

Segundo relatório desenvolvido pela *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF) apresentado na *New Energy Outlook 2016*, a dependência brasileira da energia proveniente de hidrelétricas está chegando ao fim, com previsões de que nos próximos 25 anos as fontes solar e eólica ultrapassem a mesma.

O estudo revela que o uso de energia hidrelétrica passará a representar 29% da matriz energética brasileira em 2040, enquanto as energias solar e eólica somadas representarão 43% da matriz.

Na Figura 13, retirada do site da ANEEL, podem ser verificadas as localizações dos projetos eólicos em operação e outorgados no Brasil:



Fonte: Elaborado com base em dados da AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Banco de Informações de Geração - BIG, 2003. Disponível em: www.aneel.gov.br/15.htm.

Figura 13 - Localização dos projetos eólicos em operação e outorgados no Brasil em setembro de 2013 (ANEEL).

Uma particularidade interessante, é que a geração de energia eólica e hidrelétrica no país parece se complementar ao decorrer do ano. Isso pode ser observado na Figura 14, onde nos meses em que a vazão do Rio São Francisco diminui, os ventos do litoral nordestino estão mais velozes, enquanto que, nos meses de alta vazão do rio, a velocidade dos ventos diminui.

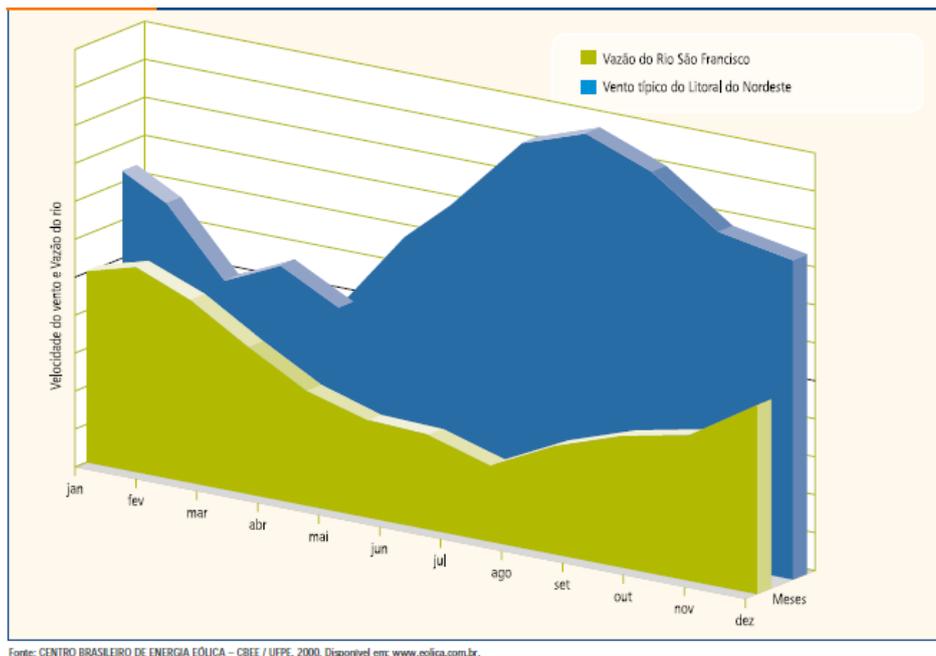


Figura 14 - Complementação entre a geração hidrelétrica e eólica (ANEEL).

2.1.2.1 Geração de pequeno porte no Brasil

A geração de energia eólica através de aerogeradores de pequeno porte ainda está nos estágios iniciais no Brasil, apresentando grande potencial de crescimento a médio prazo. O Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) em parceria com o Ministério de Minas e Energia estão realizando estudos com o intuito de identificação do potencial do mercado brasileiro para este ramo.

A resolução ANEEL nº 482/2012, a qual aprova o desconto do excedente da energia gerada das seguintes contas de energia, foi um grande passo para a criação de um ambiente favorável para a consolidação de um mercado específico para os aerogeradores de pequeno porte.

Estudos realizados pelo pesquisador PEREIRA (2015) indicam um pouco da característica do mercado brasileiro, indicando que cerca de 75% dos entrevistados comprariam um aerogerador para instalar em casa, tendo como maior motivação a redução na conta de energia elétrica, como pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 - Motivações de compra de aerogerador de pequeno porte.

Motivação	%
Redução na conta de energia elétrica	54
Redução de emissão de gases do efeito estufa	18
Preço	8
Fácil instalação e manutenção	4
Independência energética	4
Pesquisa	4
Geração distribuída	2
Backup da rede básica	2
Estratégico	2
Interesse pessoal	2

Dentre os entrevistados, 61% pagariam até 10 000 reais de investimento para aquisição da tecnologia. A Tabela 2 mostra a disposição de investimento dos entrevistados.

Tabela 2 - Disposição de investimentos.

Investimento	%
Até R\$10 000	61,2
Acima de R\$ 10 000 Até R\$ 15 000	8,2
Acima de R\$ 15 000 Até R\$ 30 000	8,2
Acima de R\$ 30 000 Até R\$ 60 000	2,0
Acima de R\$ 60 000 Até R\$ 100 000	0,0
Acima de R\$ 100 000 Até R\$ 1 000 000	2,0
Não sei/Não quero responder	18,4

O maior desafio é conseguir fabricar aerogeradores de pequeno porte mais eficientes e com preços mais acessíveis que atendam as expectativas do mercado.

2.2 Turbinas eólicas

As turbinas eólicas, ou aerogeradores, são equipamentos utilizados para converter a força do vento em energia elétrica. Caracterizam-se por ser uma fonte de energia renovável e não poluente.

Sua eficiência varia principalmente de acordo com a velocidade do vento, design e tecnologia utilizada, podendo apresentar valores acima de 45% (MANWELL, MCGOWAN, ROGERS, 2009).

As turbinas eólicas se dividem em dois principais seguimentos, dependendo da posição do seu eixo, que pode estar na horizontal ou na vertical.

2.2.1 Turbina eólicas de eixo vertical

As turbinas eólicas de eixo vertical são caracterizadas por apresentarem seu eixo de rotação perpendicular ao solo.

Apresentam um bom comportamento na presença de turbulência e baixos níveis de ruído, sendo adequada para o uso em áreas urbanas. Em contrapartida, são menos eficientes se comparadas às de eixo horizontal.

Esses aerogeradores podem ser divididos em dois principais tipos, sendo eles o Darrieus e o Savonius (MANWELL, MCGOWAN, ROGERS, 2009).

O modelo Darrieus possui perfis aerodinâmicos com design similares ao de asas de avião, como na Figura 15.



Figura 15 - Turbina eólica de eixo vertical (Wikipedia).

O modelo Savonius conta com a força de arrasto como principal responsável pelo giro da turbina, e possui design apresentado na Figura 16.



Figura 16 - Turbina eólica de eixo vertical modelo Savonius (Wikipedia).

Há também um tipo de aerogerador vertical híbrido, Darrieus-Savonius, o qual une as duas tecnologias no mesmo eixo, como se pode ver na Figura 17.



Figura 17 - Aerogerador vertical híbrido Darrieus-Savonius (Wikipedia).

2.2.2 Turbina eólicas de eixo horizontal

As turbinas eólicas de eixo horizontal são baseadas nos conceitos de operação dos moinhos de vento, onde o “cata-vento” é conectado a um gerador elétrico através de um eixo. Sua aparência é como mostrada na Figura 18.



Figura 18 - Turbina eólica de eixo horizontal (Wikipedia).

Este é o tipo mais utilizado na geração de energia elétrica, por apresentarem melhor aerodinâmica e eficiência.

Uma característica interessante neste tipo de turbina eólica é que as mesmas podem apresentar desde uma única pá até múltiplas, sendo a de três

pás a mais comum, devido a apresentar melhor custo-benefício, estabilidade estrutural e aparência.

Este tipo de aerogerador se divide em frontais, ou “*upwind*”, quando o vento pega os rotores pela parte frontal, ou de retaguarda, ou “*downwind*”, quando o vento incide na parte traseira das pás, como é ilustrado na Figura 19.

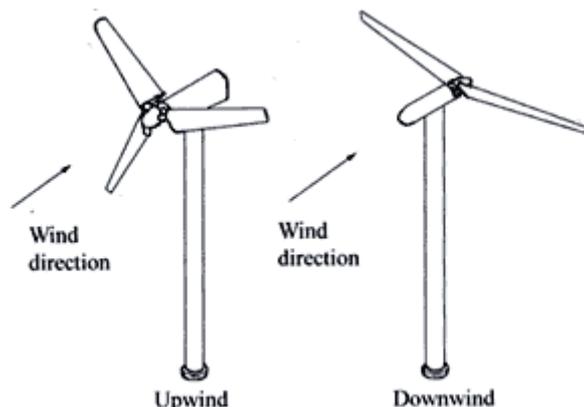


Figura 19 - Aerogeradores multipás (Wikipedia).

2.2.3 Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal

Dentre os principais componentes de uma turbina eólica, estão o rotor, as pás do rotor, o eixo, a nacelle, o multiplicador de velocidades, o freio, o gerador elétrico, a torre de sustentação e o sistema de guinada, como especificado na Figura 20.



Figura 20 - Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal (Wikipedia).

Cada um desses componentes é de grande importância para o funcionamento da turbina como um todo, de acordo com suas respectivas funções.

O rotor é o componente responsável por transformar a energia cinética do vento em energia mecânica rotacional. Nele, são fixadas as pás da turbina, as quais captam o vento, convergindo sua potência ao rotor. O conjunto conecta-se ao eixo, o qual transmite através da caixa multiplicadora a rotação das pás ao gerador, componente responsável por converter a energia mecânica em elétrica.

A nacelle é um compartimento que abriga os principais mecanismos do gerador da turbina, como a caixa multiplicadora, os freios, a embreagem, os rolamentos, eixos e controles, tendo como função protegê-los das intempéries e melhorar a aerodinâmica do conjunto. Ela fica instalada no topo da torre, componente responsável por elevar o conjunto à altura projetada de funcionamento.

O freio pode funcionar como inibidor da rotação do eixo, de forma a manter a rotação máxima em um valor adequado ao projeto ou como prevenção em casos de parada de emergência, quando o vento atinge velocidade alarmante.

O sistema de guinada capta a direção do vento para garantir que as pás estejam perpendiculares à direção do vento para garantia de melhor rendimento.

Algumas turbinas possuem um dispositivo chamado anemômetro, que mede a intensidade e a velocidade dos ventos.

2.2.4 Vantagens e desvantagens

Uma das principais vantagens do uso da energia eólica está na sua característica ecológica. Sua inesgotabilidade, juntamente com o fato de não emitir gases poluentes durante sua operação, sendo uma fonte de energia limpa e renovável, coloca essa tecnologia em um alto patamar mundo a fora. Auxiliando também na redução da dependência de combustíveis fósseis.

Também se pode considerar o aumento de empregos e renda associados à indústria e à geração de investimentos em zonas desfavorecidas de outros recursos.

Por outro lado, a intermitência dos ventos é um fator negativo, já que a velocidade e até mesmo a presença de vento variam. Além disso, considera-se a poluição visual (principalmente nos casos de fazendas eólicas) e sonora, devido ao ruído dos rotores.

Outra questão a se considerar é o impacto às aves, que eventualmente se chocam com a estrutura, além de ser desconhecido o possível efeito sobre a migração das mesmas.

3 O Projeto

O atual projeto visa dimensionar uma turbina eólica conectada à rede para abastecimento parcial de uma casa de campo. Para esta finalidade, a escolha da turbina deve levar em consideração alguns fatores relevantes, como a energia média mensal consumida pela residência, a altura de instalação da turbina e a velocidade do vento local aproximada na altura escolhida, além do diâmetro do rotor.

Segundo TONG (2010), dentre os primeiros pontos a serem definidos no dimensionamento e construção de turbinas eólicas estão o número de pás, a orientação do rotor (*upwind* ou *downwind*), o tipo de controle aerodinâmico (*stall* ou *pitch control*), orientação por autoalinhamento (*free yaw*) ou controle direto (*active yaw*), uso de caixa multiplicadora ou acionamento direto e se o gerador a ser selecionado será síncrono ou de indução.

Para o projeto, foram escolhidas três pás, por ser a quantidade que apresenta o melhor custo benefício. A orientação do rotor será frontal (*upwind*), ou seja, receberá o fluxo de ar frontalmente. O controle aerodinâmico será passivo (*stall*), o que significa que não haverá um controle externo da posição das pás. O sistema de guinada será por autoalinhamento (*free yaw*), o que significa que a força do vento será utilizada para ajustar a direção do rotor. Para o sistema de transmissão, será feito uso de caixa multiplicadora e o gerador escolhido será por indução.

As escolhas foram baseadas nas escolhas padrões para sistemas pequenos e de menor custo e estão indicadas na Tabela 3.

Tabela 3 – Definições iniciais do projeto.

DEFINIÇÕES INICIAIS	
Número de pás	3
Orientação do rotor	Upwind (frontal)
Controle aerodinâmico	Controle passivo (Stall)
Sistema de guinada	Auto-alinhamento

Transmissão	Caixa multiplicadora
Gerador	Indução

O dimensionamento dos principais componentes da turbina eólica está contemplado no projeto, sendo eles: pás do rotor, *hub*, eixo do rotor, rolamentos do eixo, freio centrífugo, multiplicador de velocidades, freio de emergência, gerador elétrico, acoplamentos, chassi, nacelle, sistema de guinada e torre de sustentação.

3.1 Dados iniciais

Com as definições básicas de projeto estabelecidas, o próximo passo é entender o consumo energético mensal da residência estudada. Uma vez conhecida a demanda energética, é possível escolher as dimensões apropriadas do gerador eólico para atender essa demanda.

Para isso, foi extraída a média de consumo da conta de energia elétrica entre outubro de 2015 e setembro de 2016 de uma casa de uma família de classe média com 4 moradores do município de Macaé. A média encontrada foi de aproximadamente 430 kWh.

Como a lei brasileira (Resolução ANEEL 481/2012) ainda não permite a venda propriamente dita do excedente de energia elétrica gerada em residências, mas sim um desconto desse excedente nas próximas contas de energia do consumidor, não compensa projetar um sistema de geração residencial para produzir mais do que se consome todo mês, a não ser que o consumidor possua outra residência em seu CPF. O ideal é ter um sistema com capacidade de em alguns meses produzir excedente e em outros não, para que o desconto seja aplicado. Logo, foi estabelecido que uma turbina gerando aproximadamente 300 kWh por mês seria de bom porte para a residência em questão.

Tendo conhecimento da capacidade de geração de energia desejada, o próximo passo é conhecer a velocidade do vento na região escolhida.

O vento médio em Macaé foi determinado com base no atlas do potencial eólico brasileiro fornecido pela CRESESB (Centro de Referência para Energia

Solar e Eólica Sérgio Brito), onde observou-se que a velocidade média do vento a 50 m de altura na cidade é de 6,5 m/s, como pode ser visto na Figura 21.

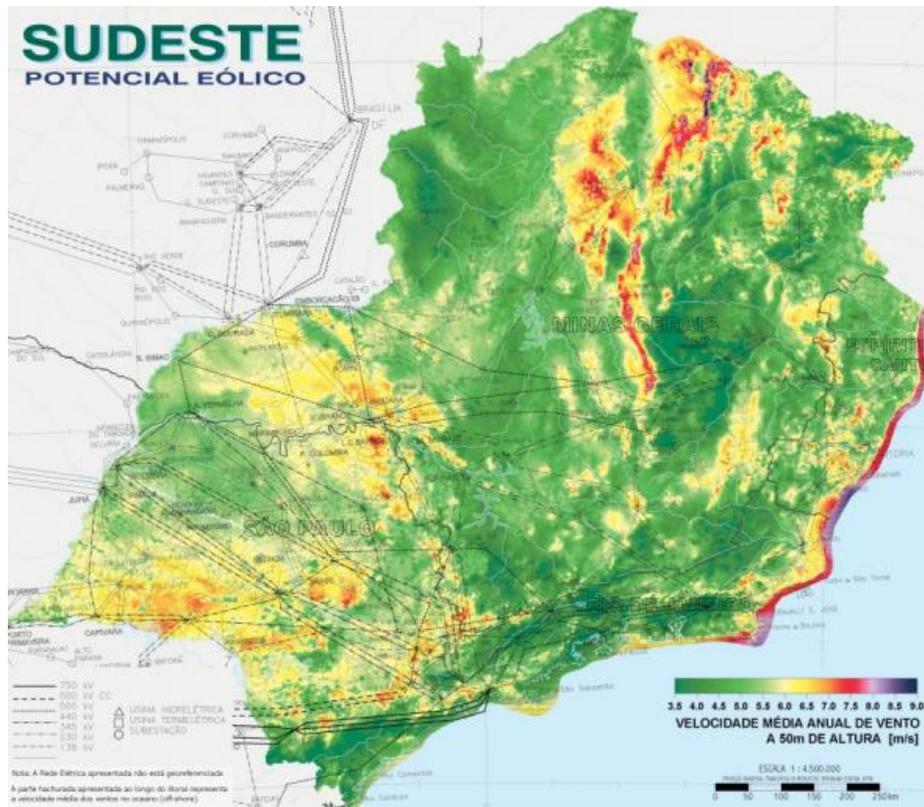


Figura 21 – Mapa eólico da região sudeste (CRESESB).

Na busca de uma altura para instalação da turbina que viabilize a produção de 300 kWh sem aumentar excessivamente o preço de projeto, foi selecionada uma torre de 12 m.

Para determinar a velocidade do vento na região a esta altura, foi utilizada a seguinte equação proposta por FADIGAS (2011).

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

V = Velocidade do vento na altura H (m/s)

V_r = Velocidade do vento na altura de referência (medida) (m/s)

H = Altura desejada (m)

H_r = Altura de referência (m)

n = Expoente da lei de potência

Para a altura de 12 m, considerando uma superfície de grama baixa (Tabela 4), a velocidade do vento em Macaé encontrada foi de aproximadamente 5,3 m/s.

Tabela 4 – Fator n para diferentes tipos de superfície (Fadigas, 2011).

DESCRIÇÃO DO TERRENO	Fator n
Superfície lisa, lago ou oceano	0,10
Grama baixa	0,14
Vegetação rasteira (até 0,3 m), árvores ocasionais	0,16
Arbustos, árvores ocasionais	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22-0,24
Áreas residenciais	0,28-0,40

3.2 Estimativa do diâmetro do rotor

Para estimar o diâmetro do rotor que fornecerá a potência desejada, o seguinte cálculo, que leva em consideração a potência, as perdas do sistema, a velocidade do vento, a área varrida pelo rotor e a massa específica do ar, é desenvolvido (MANWELL, MCGOWAN, ROGERS, 2009).

$$\dot{W}_e = \frac{1}{2} \eta_m \eta_g \rho C_p V^3 A \quad (2)$$

\dot{W}_e = Potência elétrica (W)

η_m = Eficiência do multiplicador de velocidades

η_g = Eficiência elétrica do gerador

ρ = Massa específica do ar (kg/m³)

C_p = Coeficiente de potência

V = Velocidade do vento (m/s)

A = Área varrida pelo rotor (m²)

Através de cálculos iterativos em uma planilha eletrônica, foi concluído que um diâmetro de 4,2 m gera uma energia de aproximadamente 304,61 kWh, satisfazendo os 300 kWh desejados.

Os resultados apresentados na Tabela 5 são obtidos para o cálculo de potência ao se substituir os dados de entrada, apresentados na Tabela 6, na Equação 2.

Tabela 5 – Dados iniciais de projeto.

DADOS DE ENTRADA	
Massa específica do ar (kg/m³)	1,184
Diâmetro do rotor (m)	4,2
Área de passagem do vento (m²)	13,854
Velocidade do vento (m/s)	5,323
Eficiência do multiplicador de velocidades	0,9
Eficiência elétrica do gerador	0,95
Coeficiente de potência	0,4

Tabela 6 – Resultados do cálculo de potência para vento de 5,3 m/s.

RESULTADOS: CÁLCULO DE POTÊNCIA	
Potência máxima disponível no vento (kW)	1,23705
Potência que a turbina extrai do vento (kW)	0,49482
Potência disponível no eixo (kW)	0,423071

Energia disponível no eixo mensal (KWh)	304,6111
--	----------

Também através de planilha eletrônica, foram plotadas curvas de performance da turbina de acordo com a variação da velocidade do vento. Pode-se observar que a uma velocidade de 11 m/s, determinada como a velocidade de projeto, a potência chega a um valor máximo de 3,7 kW, e a partir deste ponto, permanece a mesma com o crescimento da velocidade, devido aos mecanismos de freio da turbina que, por segurança, não deixam o rotor aumentar seu giro. Esse comportamento pode ser verificado nas Figura 22 e Figura 23.

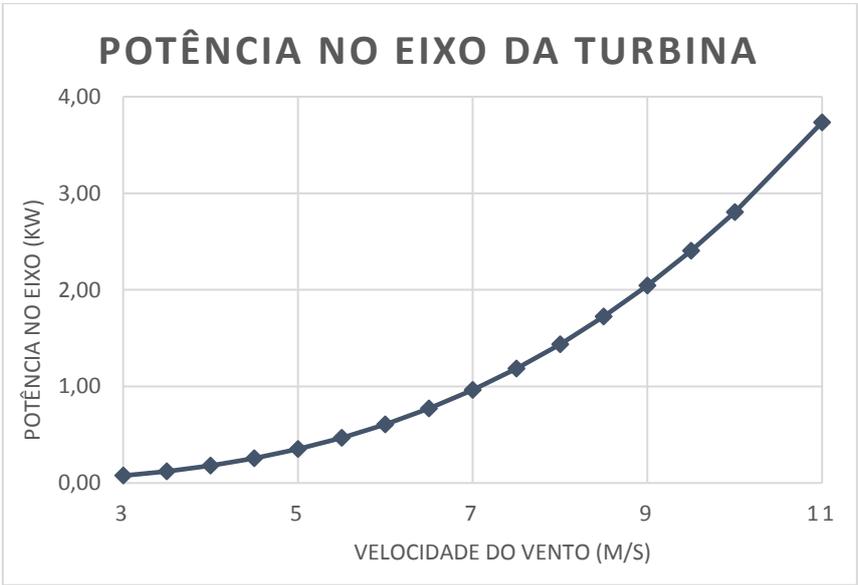


Figura 22 - Performance da turbina de acordo com a velocidade do vento.

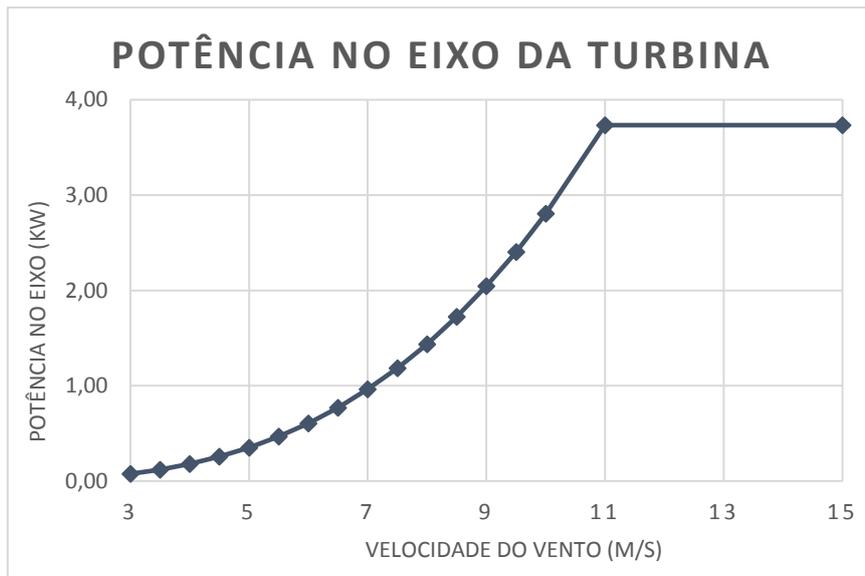


Figura 23 - Performance da turbina com atuação do freio centrífugo.

3.3 Dimensionamento dos componentes

Uma vez estabelecidas as definições iniciais de projeto, a capacidade da turbina, o vento local e o diâmetro do rotor, as próximas etapas consistem no dimensionamento dos componentes principais da turbina.

Para o atual projeto, três principais metodologias foram utilizadas, de acordo com cada componente.

Para o eixo do rotor, a torre de sustentação e o leme do sistema de guinada, o dimensionamento foi feito através de cálculos estruturais e de elementos de máquinas. Para o hub, o chassi e a nacelle o dimensionamento foi baseado na escolha de materiais apropriados e dimensões que melhor se adequaram ao conjunto no desenho técnico. Já as pás, o gerador, o multiplicador de velocidades, os rolamentos, os freios e acoplamentos foram selecionados de catálogos de fabricantes já existentes de forma a se encaixarem corretamente com o restante do sistema, sempre obedecendo os limites de torque, rotação, potência e dimensões do projeto.

Esta metodologia foi escolhida por tornar o projeto mais economicamente viável e prático, já que fabricar itens isolados torna o projeto significativamente mais dispendioso do que comprar de fornecedores.

3.3.1 Pás do rotor

O primeiro componente a ser considerado é o conjunto de pás do rotor. Para o presente projeto, foram selecionadas pás já existentes, da empresa chinesa *Greef Energy* (Figura 24).

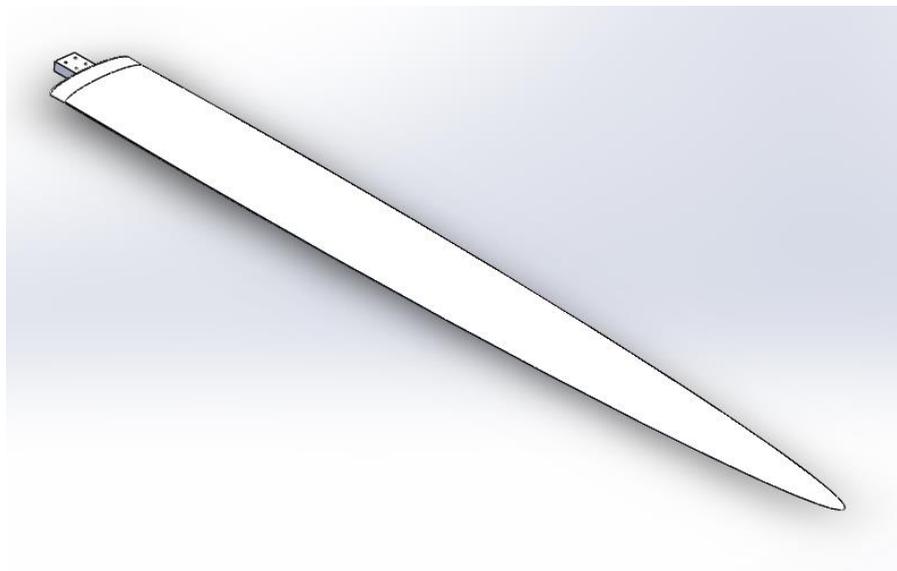


Figura 24 – Representação 3D da pá selecionada.

Para que esta seleção fosse feita, foram escolhidas pás que funcionassem dentro dos critérios de potência e velocidade do vento especificadas para o projeto.

O modelo de pá escolhido foi o HB-1.9, selecionado do catálogo da empresa. Este modelo possui raio de 1,9 m, pesa 6,1 kg e apresenta velocidade de partida de 3 m/s. Suas especificações podem ser observadas na Tabela 7.

Tabela 7 – Especificações técnicas da pá (*Greef Energy*).

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DA PÁ	
Modelo	HB - 1.9
Comprimento (mm)	1900
Peso (kg)	6,1
Velocidade de partida (m/s)	3

Velocidade de projeto (m/s)	11
Rotação de projeto (RPM)	220
Velocidade máxima permitida (m/s)	40

Dos dados fornecidos no catálogo, tem-se que a uma velocidade de 11 m/s a rotação do eixo atinge 220 rotações por minuto (RPM). Considerando o diâmetro total de rotor de 4,2 m estabelecido, tem-se que a potência alcançada nesta velocidade é de 3,7 kW, como já visto na Figura 22.

Com esses dados, tem-se pela Equação 3, que relaciona a potência ao torque e rotação, que na velocidade de projeto de 11 m/s o torque atinge aproximados 160,6 Nm.

$$P(kW) = \frac{2\pi nT}{60(1000)} \quad (3)$$

P = Potência (kW)

n = Rotação (RPM)

T = Torque (Nm)

3.3.2 Gerador elétrico

O gerador elétrico é o segundo componente a ser determinado, pois a partir de dados seus e das pás será possível determinar a relação de transmissão para seleção do multiplicador de velocidades.

Para a seleção do gerador elétrico, é necessário que sua potência seja compatível com a potência da turbina e as rotações do gerador e do rotor sejam as mais próximas possíveis para garantir um melhor desempenho do sistema e o funcionamento do gerador. Hoje existem controladores de velocidade eletrônicos que aumentam o range de variação da rotação permitida. Porém esse assunto não será explorado nesse trabalho.

Foi selecionado um motor trifásico para funcionar como gerador do catálogo da *Weg* (Figura 25), renomada fabricante de geradores.

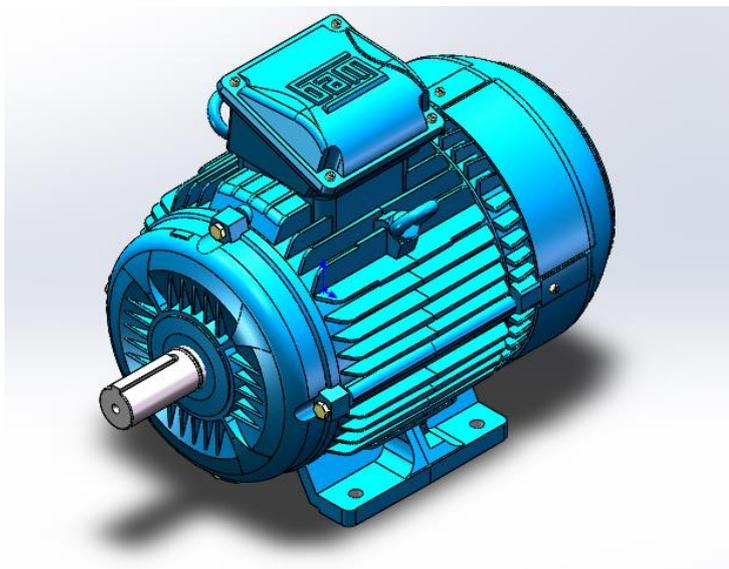


Figura 25 – Representação 3D do gerador selecionado (Weg).

Como a velocidade de projeto escolhida é 11 m/s, onde a potência da turbina é de aproximados 3,7 kW, a potência escolhida para o gerador foi a de 3,7 kW.

A ficha técnica do modelo selecionado pode ser observada na Figura 26, junto do seu desenho técnico fornecido pela *Weg* (Figura 27). Da ficha técnica, verifica-se que a velocidade de rotação nominal de seu eixo é de 1165 RPM.

Carcaça	: 132S
Potência	: 3,7 kW
Frequência	: 60 Hz
Polos	: 6
Rotação nominal	: 1165 rpm
Escorregamento	: 2,92 %
Tensão nominal	: 220/380 V
Corrente nominal	: 15,1/8,77 A
Corrente de partida	: 95,4/55,2 A
lp/m	: 6,3
Corrente a vazio	: 8,62/4,99 A
Conjugado nominal	: 30,3 Nm
Conjugado de partida	: 180 %
Conjugado máximo	: 260 %
Categoria	: ---
Classe de isolamento	: F
Elevação de temperatura	: 80 K
Tempo de rotor bloqueado	: 40 s (quente)
Fator de serviço	: 1,15
Regime de serviço	: S1
Temperatura ambiente	: -20°C - +40°C
Altitude	: 1000 m
Proteção	: IP55
Massa aproximada	: 61 kg
Momento de inércia	: 0,04920 kgm²
Nível de ruído	: 55 dB(A)

	Dianteiro	Traseiro	Carga	Fator potência	Rendimento (%)
Rolamento	6308 ZZ	6207 ZZ	100%	0,73	87,7
Intervalo de lubrificação	---	---	75%	0,66	87,7
Quantidade de graxa	---	---	50%	0,53	87,1

Figura 26 - Ficha técnica do gerador de indução selecionado (Weg).

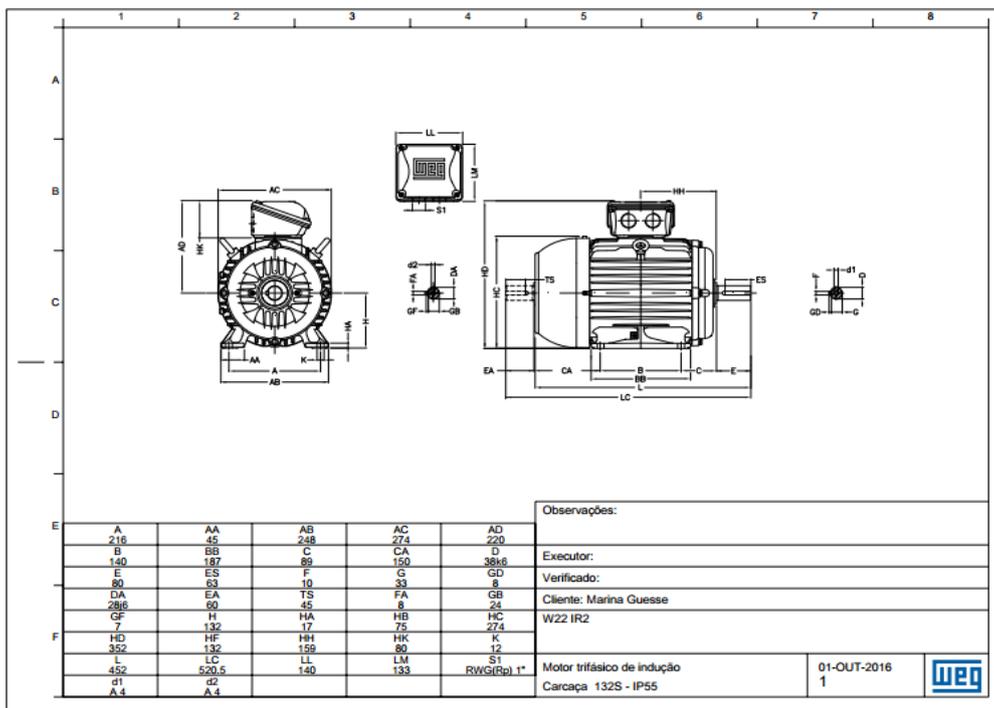


Figura 27 – Desenho técnico com as dimensões do gerador elétrico selecionado (Weg).

3.3.3 Multiplicador de velocidade

Para seleção do multiplicador de velocidades é essencial conhecer os torques e rotações de entrada e saída. Com as rotações já conhecidas, é possível extrair os torques correspondentes através da Equação 3. As rotações e torques correspondentes estão expressos na Tabela 8.

Tabela 8 – Rotações e torques correspondentes na entrada e saída do multiplicador de velocidade.

ROTAÇÕES E TORQUES		
Parâmetro	Eixo do rotor	Eixo do gerador elétrico
N (RPM)	220	1165
T (Nm)	160,6	30,33

A relação de transmissão pode ser obtida tanto com a proporção das rotações ou dos torques. Neste caso, fazendo a proporção, obtém-se uma relação de 1:5,3, que a fim de facilitar a escolha em catálogos foi arredondado para 1:6.

O multiplicador de velocidades selecionado foi o modelo AL00419 da empresa australiana *Aline Trading* (Figura 28 e Figura 29).

Verificando os dados técnicos do multiplicador na Tabela 9, é possível verificar que o componente selecionado está dentro das condições de projeto da turbina.

Tabela 9 – Dados técnicos do multiplicador de velocidades selecionado (*Aline Trading*).

DADOS TÉCNICOS DO MULTIPLICADOR DE VELOCIDADES	
Modelo	AL00419
Raio de transmissão	1:6
Rotação máxima de entrada (RPM)	540
Potência máxima de entrada (kW)	58,8

Torque máximo de entrada (Nm)	1061
Rotação máxima de saída (RPM)	3240
Torque máximo de saída (Nm)	174
Diâmetro dos eixos de entrada e saída (mm)	35
Peso (kg)	41



Figura 28 – Multiplicador de velocidades selecionado (Aline Trading).

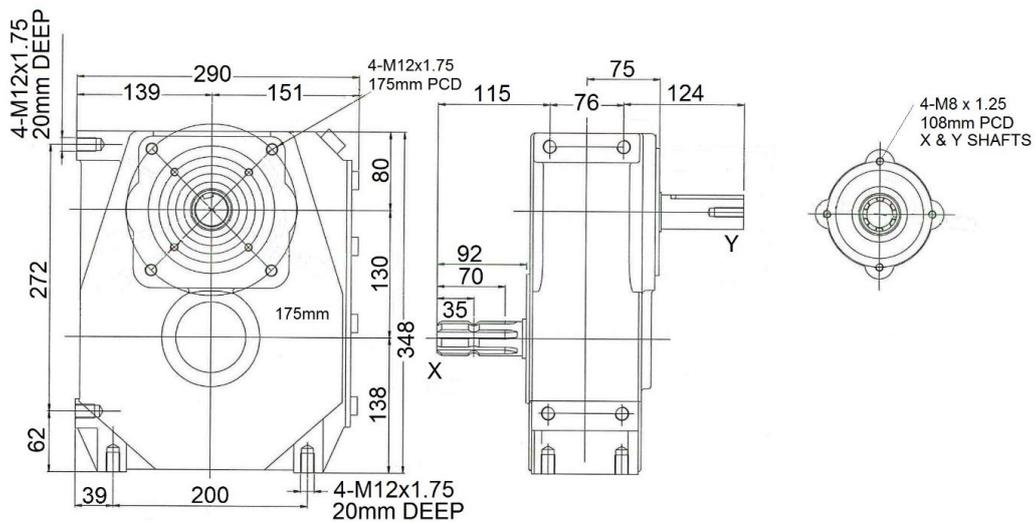


Figura 29 – Desenho técnico do multiplicador de velocidades (Aline Trading).

3.3.4 Hub

O *hub* é o componente da turbina que conecta as pás do rotor ao eixo de baixa rotação.

Existem três principais tipos de *hub*, sendo eles: rígido (*rigid/rigid pitching*), articulado (*hinged*) e oscilante (*teetering*), como pode ser observado na Figura 30 (PERRY, 2010).

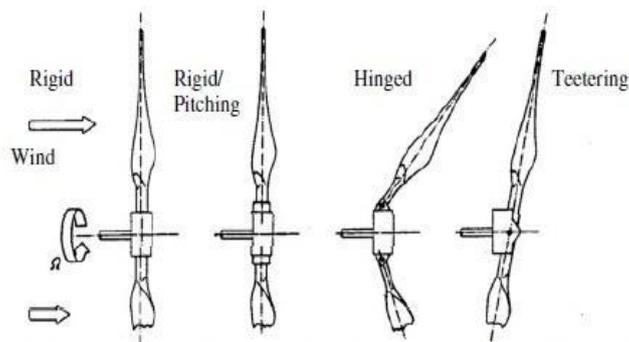


Figura 30 – Principais modelos de hub (Perry, 2010).

O modelo mais aconselhado para turbinas de pequeno porte é o rígido, devido a sua simplicidade e baixo custo. Neste tipo de modelo as pás são fixas, ideais para o controle passivo (*stall*).

O material escolhido para o *hub* foi o aço AISI 1035, devido a seu preço acessível e alta resistência.

Para que o *hub* seja fixado ao eixo serão incorporadas chavetas e as pás serão fixadas ao *hub* por parafusos.

Para o design da capa do *hub*, será usada fibra de vidro, por ser um material versátil, de custo acessível, leve, resistente e a prova d'água.

Para garantir que o rotor mantenha os 4,2 m de diâmetro estabelecidos, levando em conta que as pás escolhidas possuem raio de 1,9 m cada, o *hub* deve possuir um diâmetro de 0,4 m.

O modelo 3D para o *hub* pode ser observado na Figura 31 Figura 32.

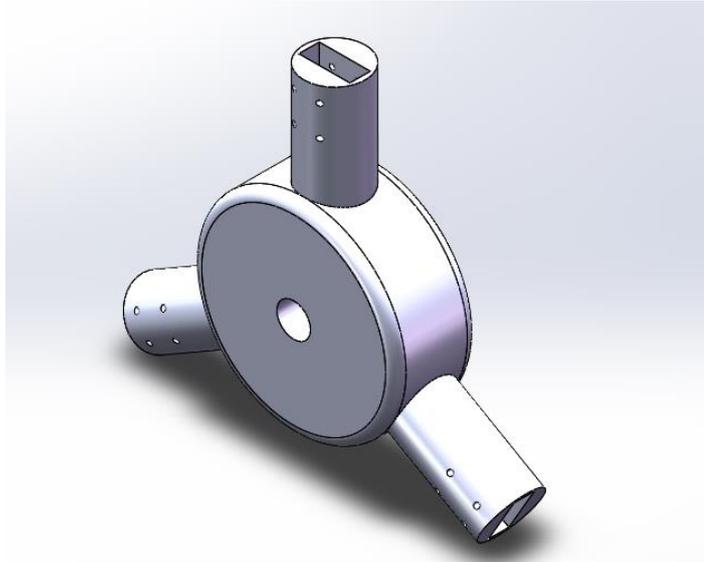


Figura 31 – Representação 3D do hub.

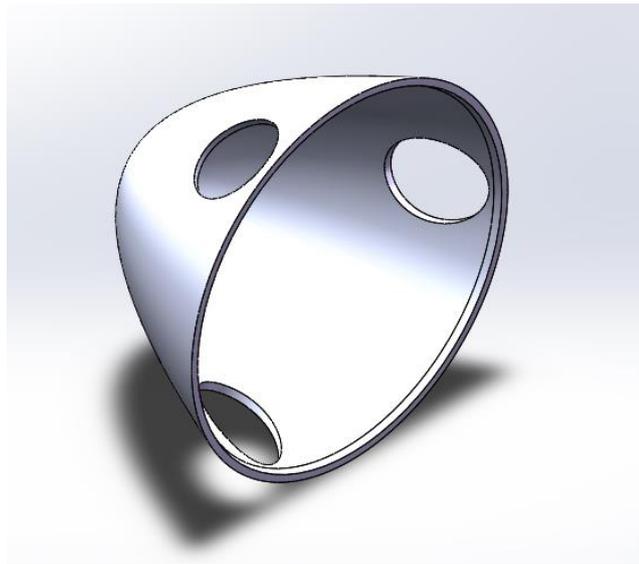


Figura 32 – Representação 3D da capa do hub.

3.3.5 Eixo principal

O eixo do rotor é considerado como o eixo principal do sistema por dar suporte às pás, tendo que ser projetado de forma a resistir às cargas produzidas pela mesma. Para o seu dimensionamento, é essencial entender as forças atuantes e os pontos críticos. O eixo é apoiado por dois mancais de rolamentos,

A e B, e uma representação das forças atuantes pode ser verificada na Figura 33.

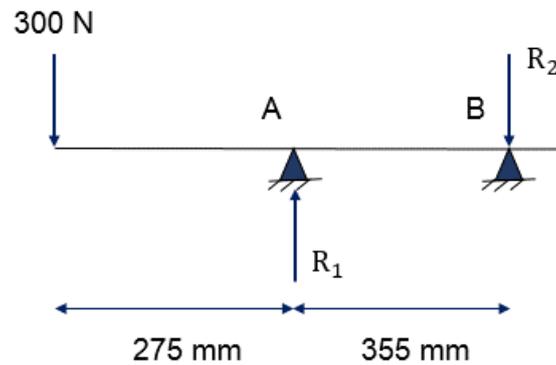


Figura 33 – Representação das forças atuantes no eixo.

Pela Figura 33, pode-se perceber que a força peso das pás e do *hub* no eixo é de 300 N e que a distância do início do eixo até o rolamento A é de 275 mm e do rolamento A ao rolamento B é de 355 mm. Essas distâncias foram selecionadas de forma a permitir a disposição dos demais componentes na montagem.

R₁ e R₂ são as reações de apoio devido à força aplicada de 300 N. E o primeiro passo para dimensionar o eixo é calcular as reações.

Segundo BUDYNAS e NISBETT (2011), o seguinte método é aplicado para o cálculo das reações:

$$R_1 = \frac{F}{l}(l + a) \quad (4)$$

$$R_2 = \frac{Fa}{l} \quad (5)$$

R_1, R_2 = Reações em A e B

F = Força peso aplicada (N)

a = Distância da força aplicada a A (m)

l = Distância de A a B (m)

Os resultados obtidos podem ser vistos na Tabela 10.

Tabela 10 – Resultado obtido para as reações nos mancais.

RESULTADO DAS REAÇÕES	
R1 (N)	R2 (N)
532,394	232,394

A próxima etapa consiste em calcular o momento crítico, que está presente em A.

Ainda segundo BUDYNAS e NISBETT (2011), o momento crítico para este caso é calculado pela seguinte equação:

$$M_{cr} = Fa \quad (6)$$

M_{cr} = Momento crítico (Nm)

F = Força peso aplicada (N)

a = Distância da força aplicada a A (m)

Onde o resultado obtido para o momento crítico é de 82,5 Nm, como pode ser observado no diagrama de momento fletor (Figura 34).

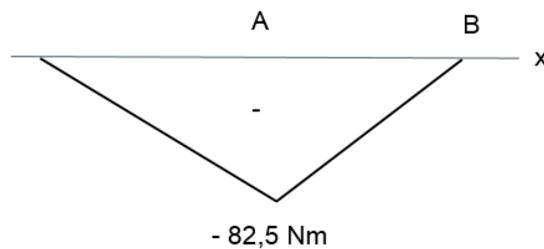


Figura 34 – Diagrama de momento fletor.

Uma vez calculadas as reações e o momento fletor crítico, é calculado o diâmetro apropriado de eixo que resistirá às tensões aplicadas. Para isso, três critérios de análise de tensão propostos por BUDYNAS e NISBETT (2011) para projeto de eixos são utilizados, sendo eles: critério estático do método de energia de distorção (Von Mises), o qual analisa a falha estática, e os critérios de DE-Goodman e de DE-Soderberg, os quais analisam a falha dinâmica (fadiga). Tais critérios seguem as seguintes equações:

Critério estático do método de energia de distorção:

$$d = \left[\frac{32FS}{\pi S_y} (M_{cr}^2 + 0,75T^2)^{\frac{1}{2}} \right]^{\frac{1}{3}} \quad (7)$$

d = Diâmetro mínimo do eixo (m)

FS = Fator de segurança

S_y = Tensão de escoamento (Pa)

M_{cr} = Momento crítico (Nm)

T = Torque no eixo (Nm)

Critério de DE-Goodman:

$$d = \left\{ \frac{16FS}{\pi} \left[\frac{1}{S_e} (4M_{cr}^2)^{\frac{1}{2}} + \frac{1}{S_{ut}} (3T^2)^{\frac{1}{2}} \right] \right\}^{\frac{1}{3}} \quad (8)$$

d = Diâmetro mínimo do eixo (m)

FS = Fator de segurança

S_e = Limite de resistência à fadiga (Pa)

M_{cr} = Momento crítico (Nm)

S_{ut} = Resistência ao escoamento (Nm)

T = Torque no eixo (Nm)

Critério de DE-Soderberg:

$$d = \left\{ \frac{16FS}{\pi} \left[\frac{1}{S_e} (4M_{cr}^2)^{\frac{1}{2}} + \frac{1}{S_{yt}} (3T^2)^{\frac{1}{2}} \right] \right\}^{\frac{1}{3}} \quad (9)$$

d = Diâmetro mínimo do eixo (m)

FS = Fator de segurança

S_e = Limite de resistência à fadiga (Pa)

M_{cr} = Momento crítico (Nm)

S_{yt} = Resistência à tração (Pa)

T = Torque no eixo (Nm)

Os valores de dados de entrada utilizados para solucionar as equações estão expressos na Tabela 11, tendo em vista que o material utilizado para a fabricação do eixo será o aço AISI 1020 estirado a frio, material comumente utilizado para esta aplicação.

Tabela 11 – Dados de entrada para os cálculos de diâmetro do eixo do rotor.

DADOS DE ENTRADA	
FS	3
Ka	0,928
Kb	0,895
Kc	1
Kd	1
Ke	0,897

Se´ (MPa)	195
Sut (MPa)	390
Se (MPa)	145,298
Syt (MPa)	470
Mcr (Nm)	82,5
Tm (Nm)	160,602

Foi selecionado um fator de segurança igual a 3 para garantir integridade do sistema sem torná-lo excessivamente caro.

É interessante evidenciar que um dos termos empregado nas equações, S_e , é obtido através da seguinte equação:

$$S_e = k_a k_b k_c k_d k_e S_e' \quad (10)$$

Onde k_a é o fator de superfície, o qual depende da qualidade do acabamento superficial e pode ser calculado através da seguinte equação:

$$k_a = a S_{ut}^b \quad (11)$$

Segundo BUDYNAS e NISBETT (2011), os valores de a e b para o aço AISI 1020 estirado a frio são respectivamente 4,51 e -0,265, o que resulta em um $k_a = 0,928$.

Já k_b é o fator de tamanho, o qual ainda segundo BUDYNAS e NISBETT (2011) para diâmetros entre 2,79 e 51 mm assumem o valor de $k_b = 1,24d^{-0,107}$. Para a atual aplicação foi utilizado o diâmetro de 19,074 mm encontrado pelo método estático, o qual não depende de k_b . Chegou-se então ao resultado de $k_b = 0,895$.

O fator k_c é o fator de carregamento, que para cargas de flexão assume o valor de 1.

O fator k_d é o fator de temperatura, o qual para a temperatura ambiente assume o valor de 1.

E por último, k_e é o fator de confiabilidade, o qual a uma confiabilidade de projeto de 90% assume o valor de 0,897.

O termo S_e' é calculado através da expressão $S_e' = \frac{S_{ut}}{2}$, que para o material selecionado assume o valor de $S_e' = 195$ Mpa.

Com esses termos encontrados, chega-se ao valor calculado para S_e de 145,298 MPa.

Já os valores de S_{ut} e S_{yt} são determinados de acordo com as propriedades do aço para o aço AISI 1020 (BUDYNAS, NISBETT, 2011).

Substituindo os dados de entrada expressos na tabela nas equações, são obtidos os seguintes resultados (Tabela 12).

Tabela 12 – Resultados dos cálculos de diâmetro de eixo.

DIÂMETRO DO EIXO DO ROTOR	
CRITÉRIO	DIÂMETRO (mm)
Von Mises	21,907
DE-Goodman	25,926
DE-Soderberg	25,926

Baseado nos resultados obtidos, o valor de diâmetro selecionado para o eixo deve ser de no mínimo 26 mm, atendendo ao resultado mais conservador.

O design final do eixo pode ser observado na Figura 35.

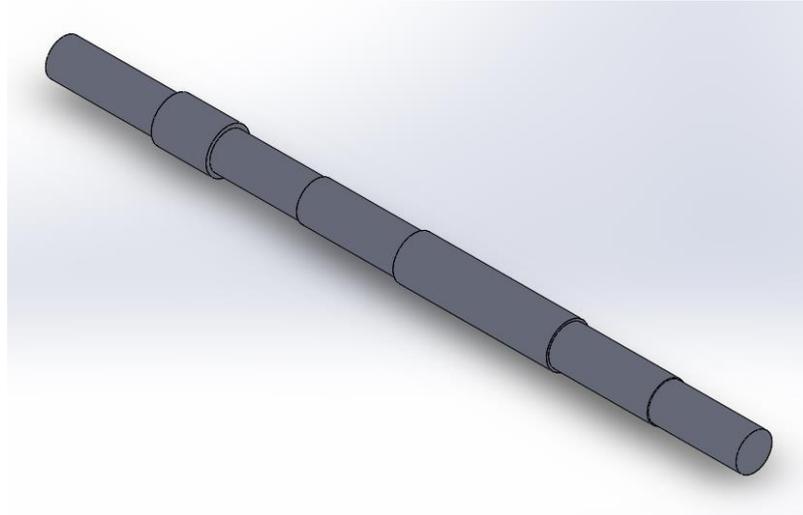


Figura 35 – Representação 3D do eixo do rotor.

3.3.6 Rolamentos do eixo do rotor

Para a seleção dos rolamentos do eixo do rotor foi utilizado o catálogo da empresa *NSK*, o qual possui informações completas sobre seus rolamentos, desde um guia de melhor aplicação para cada tipo até os cálculos necessários para selecionar a dimensão correta.

O tipo de rolamento escolhido foi o de duas carreiras de esfera de contato angular, por suportar eficientemente cargas radiais e axiais simultaneamente. As cargas radiais consideradas provêm principalmente do peso das pás e do *hub* no eixo. Já as cargas axiais são referentes à força exercida pelo vento na turbina.

Tendo definido o tipo de rolamento a ser utilizado, é necessário calcular a capacidade de carga (N) que o rolamento deverá ser capaz de aguentar, de acordo com a seguinte equação:

$$L_h = \frac{10^6}{60n} \left(\frac{C}{P} \right)^3 \quad (12)$$

L_h = Vida útil em anos

n = Rotação de projeto (RPM)

C = Capacidade de carga (N)

P = Carga equivalente (N)

Considerando uma vida útil de projeto de 20 anos e a rotação de projeto de 220 RPM do eixo do rotor, é necessário calcular as cargas equivalentes, dinâmica e estática, para obter-se a capacidade de carga requerida ao rolamento e então poder selecionar a dimensão correta do catálogo.

Para os cálculos de carga equivalente são utilizadas as equações apresentadas na Figura 36.

Carga Dinâmica Equivalente

$$P = XF_r + YF_a$$

$F_a/F_r \leq e$		$F_a/F_r > e$		e
X	Y	X	Y	
1	0,92	0,67	1,41	0,68

Carga Estática equivalente

$$P_0 = F_r + 0,76 F_a$$

Figura 36 – Cálculo de carga equivalente do catálogo da NSK.

Sendo o valor da força radial igual a 630 N (reação no mancal A) e o valor da força axial a 2273,78 N, tem-se que:

$$P = 3628,13 \text{ N}$$

$$P_0 = 2358,07 \text{ N}$$

Substituindo esses valores, tem-se que:

$$C = 47758,98 \text{ N}$$

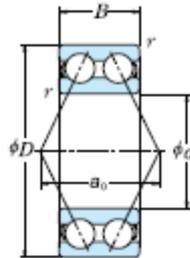
$$C_0 = 31040,55 \text{ N}$$

Com os valores de capacidade de carga, foi selecionado o número de rolamento 5307 do catálogo (Figura 37).

É importante observar que o diâmetro interno para o rolamento selecionado é de 35 mm, sendo maior do que o diâmetro escolhido para o eixo, e para fazer uma boa integração do sistema o eixo será usinado de forma a apresentar 35 mm nas regiões de instalação dos rolamentos.

ROLAMENTOS DE DUAS CARREIRAS DE ESFERAS DE CONTATO ANGULAR

Diâmetro do Furo 10 – 85 mm



d	Dimensões (mm)			Capacidade de Carga Básica				Limite de Rotação (rpm)		Número do Rolamento
	D	B	r min.	C _r	C _{1r}	C _r	C _{1r}	Graxa	Óleo	
10	30	14,3	0,6	7 150	3 900	730	400	17 000	22 000	5200
12	32	15,9	0,6	10 500	5 800	1 070	590	15 000	20 000	5201
15	35	15,9	0,6	11 700	7 050	1 190	715	13 000	17 000	5202
	42	19	1	17 600	10 200	1 800	1 040	11 000	15 000	5302
17	40	17,5	0,6	14 600	9 050	1 490	920	11 000	15 000	5203
	47	22,2	1	21 000	12 600	2 140	1 280	10 000	13 000	5303
20	47	20,6	1	19 600	12 400	2 000	1 270	10 000	13 000	5204
	52	22,2	1,1	24 600	15 000	2 510	1 530	9 000	12 000	5304
25	52	20,6	1	21 300	14 700	2 170	1 500	8 500	11 000	5205
	62	25,4	1,1	32 500	20 700	3 350	2 110	7 500	10 000	5305
30	62	23,8	1	29 600	21 100	3 000	2 150	7 100	9 500	5206
	72	30,2	1,1	40 500	28 100	4 150	2 870	6 300	8 500	5306
35	72	27	1,1	39 000	28 700	4 000	2 920	6 300	8 000	5207
	80	34,9	1,5	51 000	36 000	5 200	3 700	5 600	7 500	5307
40	80	30,2	1,1	44 000	33 500	4 500	3 400	5 600	7 100	5208
	90	36,5	1,5	56 500	41 000	5 800	4 200	5 300	6 700	5308
45	85	30,2	1,1	49 500	38 000	5 050	3 900	5 000	6 700	5209
	100	39,7	1,5	68 500	51 000	7 000	5 200	4 500	6 000	5309
50	90	30,2	1,1	53 000	43 500	5 400	4 400	4 800	6 000	5210
	110	44,4	2	81 500	61 500	8 300	6 250	4 300	5 600	5310
55	100	33,3	1,5	56 000	49 000	5 700	5 000	4 300	5 600	5211
	120	49,2	2	95 000	73 000	9 700	7 450	3 800	5 000	5311
60	110	36,5	1,5	69 000	62 000	7 050	6 300	3 800	5 000	5212
	130	54	2,1	125 000	98 500	12 800	10 000	3 400	4 500	5312
65	120	38,1	1,5	76 500	69 000	7 800	7 050	3 600	4 500	5213
	140	58,7	2,1	142 000	113 000	14 500	11 500	3 200	4 300	5313
70	125	39,7	1,5	94 000	82 000	9 600	8 400	3 400	4 500	5214
	150	63,5	2,1	159 000	128 000	16 200	13 100	3 000	3 800	5314
75	130	41,3	1,5	93 500	83 000	9 550	8 500	3 200	4 300	5215
80	140	44,4	2	99 000	93 000	10 100	9 500	3 000	3 800	5216
85	150	49,2	2	116 000	110 000	11 800	11 200	2 800	3 600	5217

Figura 37 – Página do rolamento selecionado do catálogo da NSK.

Para assegurar que o rolamento foi escolhido corretamente, deve-se calcular o valor de fator de segurança, que é obtido pela seguinte equação:

$$FS = \frac{C}{P} \quad (13)$$

Para o rolamento selecionado, foi obtido um fator de segurança de 14 para a carga dinâmica e 15 para a carga estática, o que está dentro da faixa permissível para rolamentos de esfera em operação normal, na qual o fator de segurança deve ser maior que 1, segundo especificado no catálogo.

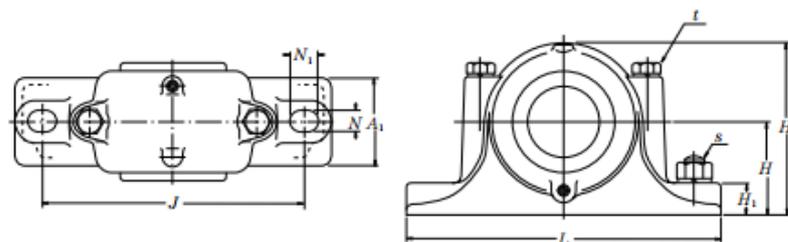
É importante destacar que os cálculos foram feitos para o rolamento A, que recebe maiores esforços, e que o rolamento B, para simplificação, será de mesmo modelo e número.

O mancal selecionado para suportar os rolamentos foi do tipo caixa *standard* SN 508 da *NSK*, sendo apropriado para eixos de 35 mm, como pode ser visto na Figura 38.

CAIXAS STANDARD

Tipos SN 5, SN 6

Diâmetro do Eixo 20 – 55 mm



Diâmetro do Eixo (mm) d_1	Número da Caixa (°)	Dimensões (mm)											Massa (kg) aprox.		
		D_{H8}	H_{h13}	J	N	N_1	A	L	A_1	H_1	H_2	g_{H13}		$t_{nominal}$	$s_{nominal}$
20	SN 505	52	40	130	15	20	67	165	46	22	75	25	M 8	M12	1,1
	SN 605	62	50	150	15	20	80	185	52	22	90	34	M 8	M12	1,6
25	SN 506	62	50	150	15	20	77	185	52	22	90	30	M 8	M12	1,7
	SN 606	72	50	150	15	20	82	185	52	22	95	37	M10	M12	1,8
30	SN 507	72	50	150	15	20	82	185	52	22	95	33	M10	M12	1,9
	SN 607	80	60	170	15	20	90	205	60	25	110	41	M10	M12	2,6
35	SN 508	80	60	170	15	20	85	205	60	25	110	33	M10	M12	2,6
	SN 608	90	60	170	15	20	95	205	60	25	115	43	M10	M12	2,9
40	SN 509	85	60	170	15	20	85	205	60	25	112	31	M10	M12	2,8
	SN 609	100	70	210	18	23	105	255	70	28	130	46	M12	M16	4,1
45	SN 510	90	60	170	15	20	90	205	60	25	115	33	M10	M12	3,0
	SN 610	110	70	210	18	23	115	255	70	30	135	50	M12	M16	4,7
50	SN 511	100	70	210	18	23	95	255	70	28	130	33	M12	M16	4,5
	SN 611	120	80	230	18	23	120	275	80	30	150	53	M12	M16	5,8
55	SN 512	110	70	210	18	23	105	255	70	30	135	38	M12	M16	5,0
	SN 612	130	80	230	18	23	125	280	80	30	155	56	M12	M16	6,5

Figura 38 – Página do mancal selecionado do catálogo da NSK.

3.3.7 Freio centrífugo

O próximo componente a ser selecionado é o freio centrífugo, responsável por manter a rotação do eixo em no máximo 220 RPM (rotações por minuto), limitando a potência em 3,7 kW, mesmo que a velocidade do vento supere 11 m/s.

O freio centrífugo será instalado no eixo do rotor, entre os dois rolamentos.

Seu acionamento ocorre com o aumento da rotação do eixo, a qual superando o valor de projeto faz o freio ser acionado.

O freio selecionado foi do catálogo da empresa francesa *Suco VSE France* (Figura 39), e suas especificações técnicas estão na Tabela 13.



Figura 39 – Freio centrífugo da empresa *Suco VSE France*.

Tabela 13 – Especificações técnicas do freio centrífugo selecionado (*Suco VSE France*).

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DO FREIO CENTRÍFUGO	
Faixa de torque (Nm)	4-310
Diâmetro máximo (mm)	40
Potência máxima (KW)	49
Rotação de acionamento (RPM)	220

3.3.8 Freio de emergência

Além do freio centrífugo, é necessário ter um sistema de freio de emergência, o qual garantirá que caso a velocidade do vento supere 40 m/s, velocidade de projeto das pás, haverá parada total da turbina.

O freio escolhido para tal aplicação é do tipo eletromagnético de emergência, o qual é acionado em casos de queda de energia ou de desligamento manual do sistema. Seu funcionamento se dá através de uma mola, que na ausência de energia elétrica é liberada, acionando assim o freio.

Sua instalação será feita entre o multiplicador de velocidades e o gerador elétrico, no eixo de menor torque (30,33 Nm), para melhor adequação dimensional do conjunto.

O modelo escolhido foi o *ROBA-stop®-M electromagnetic safety brake* tipo 891._ _1.0 tamanho 60 da empresa *Mayr* (Figura 40), o qual suporta torques de até 60 Nm e uma faixa de diâmetro de 22 a 35 mm. Seu peso é de 7,1 kg.



Figura 40 – Representação do freio de emergência selecionado da empresa *Mayr*.

3.3.9 Acoplamentos

Acoplamentos são componentes que permitem a conexão de dois sistemas permitindo a transferência de energia de um para o outro.

Para que a conexão entre o eixo do rotor e o eixo de entrada do multiplicador de velocidades seja possibilitada, foram escolhidos dois acoplamentos do catálogo da empresa *Mayr*.

Os acoplamentos selecionados foram do modelo *ROBA® -DS* tipo 950.220 de tamanho 15, por permitir torques máximos de 225 Nm e até 45 mm de diâmetro de eixo (Figura 41).

ROBA®-DS Sizes 3 to 15
Single-jointed coupling with shrink disk hubs

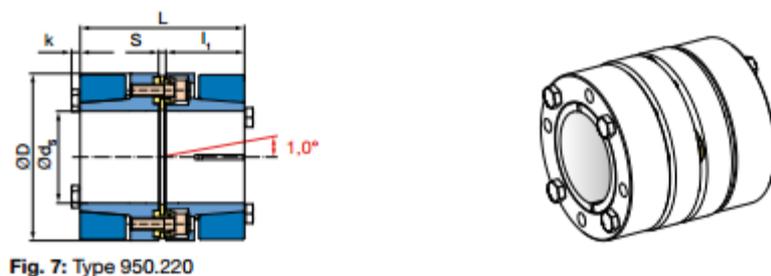


Figura 41 – Modelo de acoplamento selecionado (Mayr).

3.3.10 Chassi

O chassi é um componente que atua como uma estrutura para os outros componentes protegidos pela nacelle e para o sistema de guinada. Além disso, é o chassi que vai fazer a fixação destes componentes na torre de sustentação.

Sua fabricação será através da soldagem de vigas de aço de perfil retangular. Chapas de aço serão soldadas nas áreas de fixação de componentes para reforçar a estrutura e proporcionar uma maior superfície de fixação, como pode ser observado na Figura 42.

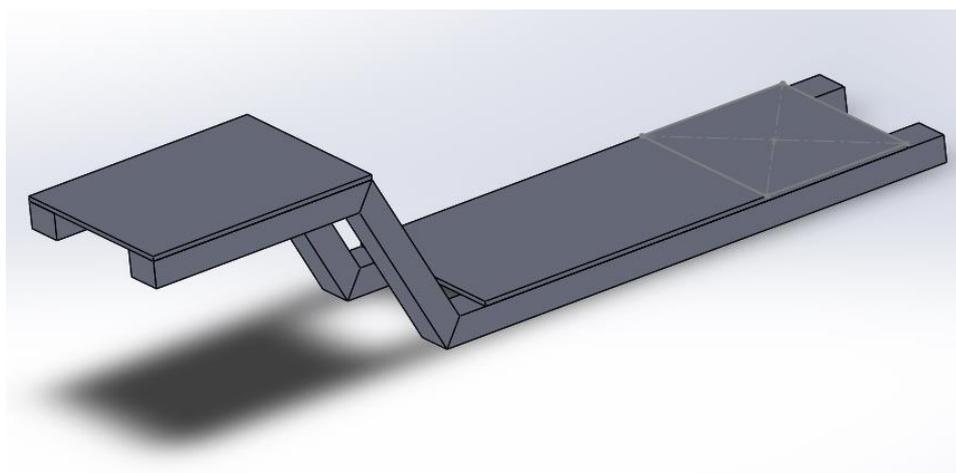


Figura 42 – Representação 3D do chassi.

3.3.11 Nacelle

A função da nacelle é proteger os componentes do aerogerador (como o eixo, o multiplicador de velocidades, o gerador e o freio) da exposição ao tempo, de pássaros e para não deixar elementos rotativos expostos.

O material utilizado na sua fabricação é a fibra de vidro, a escolha mais utilizada na construção de turbinas eólicas de pequeno porte, por ser um material versátil, de preço acessível, leve, resistente e impermeável.

A nacelle será dividida em duas partes, inferior e superior, para possibilitar uma melhor montagem, as quais possuirão um ressalto com furos, para que sejam fixadas através de parafusos e porcas.

A parte inferior da nacelle será acoplada ao chassi e ao sistema de rolamentos da torre (pertencente ao sistema de guinada) através de parafusos.

O aerogerador ainda contará com um leme de guinada que ficará preso na parte traseira da nacelle.

A nacelle deve apresentar uma geometria de boa aerodinâmica, a qual facilite o escoamento do ar, a fim de minimizar a formação de vórtices.

O design da nacelle pode ser observado na Figura 43.

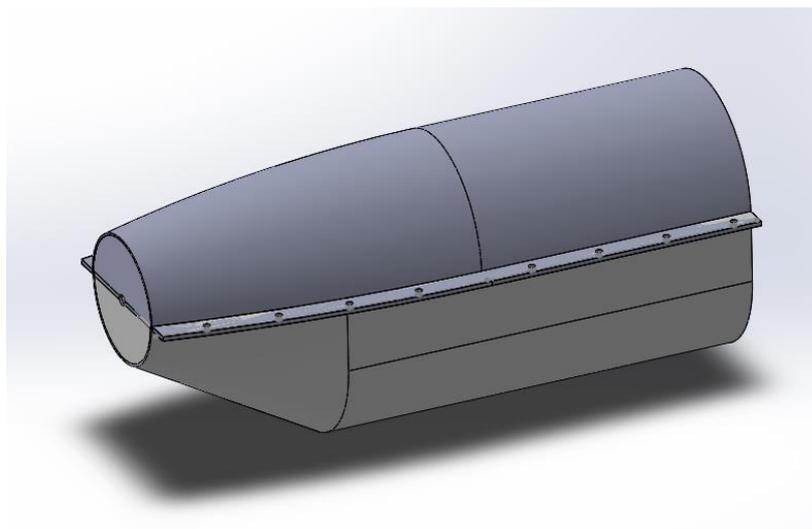


Figura 43 – Representação 3D da nacelle.

3.3.12 Sistema de guinada

Segundo TONG (2010), o sistema de guinada possui a função de orientar o rotor de forma que este se posicione perpendicularmente ao vento, para que a turbina opere dentro das melhores circunstâncias, de forma a extrair o máximo de energia do vento.

O presente projeto contempla o uso de um sistema de guinada passivo, a opção mais comum às turbinas eólicas de pequeno porte, o qual não faz uso de motor para alinhamento da turbina, fazendo uso do leme de orientação e rolamentos que fazem a conexão chassi/nacelle e torre para este propósito.

3.3.12.1 Leme

O leme é responsável por alinhar o rotor na direção desejada com o uso de forças aerodinâmicas, e os rolamentos possibilitam o movimento giratório da turbina em relação à torre.

Para o dimensionamento do leme (calda e haste), foram utilizadas as instruções do fabricante de aerogeradores *WindyNation*.

Conforme orientado pelo fabricante, para o dimensionamento do leme, as duas principais medidas a serem consideradas são o comprimento da haste L (distância do centro dos rolamentos da base da nacelle até $1/3$ da corda da cauda) e a área da cauda. As dimensões consideradas podem ser observadas na Figura 44.

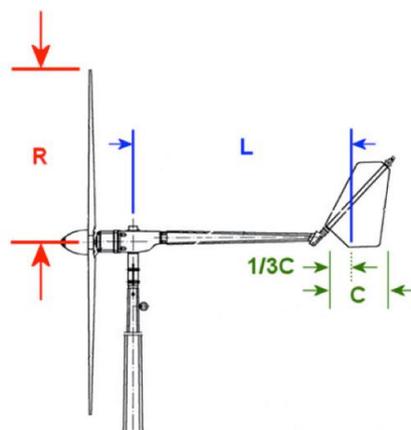


Figura 44 – Dimensões consideradas para dimensionamento do leme (*WindyNation*).

É recomendado que a área da superfície da cauda esteja em uma faixa de 5 a 10% da área varrida pelas pás.

A área varrida pelas pás é de 13,85 m², logo, o leme deve apresentar uma área entre 0,6925 m² e 1,385 m². É interessante observar que quanto maior a área do leme, maior será a eficiência do sistema de guinada em manter a turbina direcionada corretamente.

O comprimento da haste deve apresentar a distância entre o centro dos rolamentos até 1/3 da corda da cauda em um valor de aproximadamente 60% do diâmetro do rotor.

Como o diâmetro do rotor é de 4,2 m, o comprimento da haste deve ser de aproximadamente 2,52 m.

Para que não acarrete em cargas de fadiga e tensão excessivas ao chassi, o leme deve ser leve, sendo composto por um material que disponha desta característica. Deve também ser rígido e forte para resistir às cargas de ventos fortes.

Os dois materiais que melhor atendem à estas características são a placa de alumínio e a fibra de vidro. O escolhido será a placa de alumínio por apresentar menor preço e maior facilidade de fabricação.

O modelo 3D do leme pode ser observado na Figura 45.



Figura 45 – Representação 3D do leme do sistema de guinada.

3.3.12.2 Rolamento

O rolamento do sistema de guinada é de extrema importância, pois garantirá que a movimentação de giro da turbina sobre a torre seja realizada com eficácia e segurança.

O tipo de rolamento escolhido, assim como no caso dos rolamentos do eixo do rotor, foi o de duas carreiras de esfera de contato angular, por suportar eficientemente cargas radiais e axiais simultaneamente. As cargas radiais consideradas provêm principalmente da força exercida pelo vento na turbina. Já as cargas axiais são referentes à força exercida pela turbina no eixo.

Seguindo a mesma metodologia aplicada no cálculo dos rolamentos do eixo do rotor, foi selecionado o número de rolamento 5210 do catálogo da *NSK* (Figura 37), o qual confere um fator de segurança de 10 tanto para a carga estática quanto a dinâmica, considerando que os valores obtidos para as cargas dinâmica e estática equivalentes foram:

$$C = 13633,09 \text{ N}$$

$$C_0 = 13157,91 \text{ N}$$

O mancal selecionado para suportar o rolamento foi do tipo caixa standard SN 511 da *NSK* (Figura 38).

3.3.13 Torre de sustentação

A torre de sustentação é o componente responsável por elevar a turbina à altura desejada de operação e como já sugere o nome, por sustentar todo o conjunto.

O material escolhido para sua fabricação foi o aço AISI 1020 estirado a frio, o qual possui um limite de resistência ao escoamento de 390 MPa e um módulo de elasticidade de 201 GPa.

Para construção da torre, foi escolhido tubo padrão ANSI 8" *schedule 20*, com especificações técnicas apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14 - Especificações técnicas do tubo padrão ANSI schedule 20.

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS	
Diâmetro externo (mm)	219,08
Diâmetro interno (mm)	206,38
Espessura da parede (mm)	6,35
Massa específica (kg/m)	33,28

Como a altura de projeto estabelecida é de 12 m, a torre deve ser projetada para funcionar de forma eficaz e segura nesta altura, e para isso devem ser feitas análises de segurança para flambagem e escoamento.

O primeiro passo dessa análise é calcular a área da seção transversal da torre.

$$A_s = \pi(R_e^2 - R_i^2) \quad (14)$$

A_s = Área da seção transversal da torre (mm²)

R_e = Raio externo da torre (mm)

R_i = Raio interno da torre (mm)

Posteriormente, calcula-se o momento de inércia da área, o peso da torre e a área da seção transversal ao fluxo.

$$I = \frac{\pi}{64}(D_e^4 - D_i^4) \quad (15)$$

I = Momento de inércia (mm⁴)

D_e = Diâmetro externo da torre (mm)

D_i = Diâmetro interno da torre (mm)

$$W_t = qLg \quad (16)$$

W_t = Peso da torre (N)

q = Massa específica da parede (kg/m)

L = Altura da torre (m)

g = Aceleração da gravidade (m/s²)

$$A_t = LD_e \quad (17)$$

A_t = Área da seção transversal ao fluxo (m²)

L = Altura da torre (m)

D_e = Diâmetro externo da torre (m)

Os resultados obtidos podem ser vistos na Tabela 15.

Tabela 15 – Resultados dos cálculos iniciais da torre.

RESULTADOS	
A_s (mm²)	4250,658
I (mm⁴)	24068689,44
W_t (N)	3917,722
A_t (m²)	2,629

Com os primeiros resultados, é possível realizar a análise de flambagem, onde a metodologia adotada é a proposta pelo autor HIBBELER (2010).

O modelo escolhido para a análise foi o de barra engastada em uma extremidade e livre na outra, com uma força axial agindo na extremidade livre realizando compressão.

A carga crítica suportada pela torre é calculada pela seguinte equação.

$$P_{cr} = \frac{\pi^2 EI}{4L^2} \quad (18)$$

P_{cr} = Carga crítica suportada pela torre (N)

E = Módulo de elasticidade do material (Pa)

I = Momento de inércia (mm^4)

L = Altura da torre (m)

Onde o fator de segurança é calculado por:

$$FS = \frac{P_{cr}}{Mg} \quad (19)$$

FS = Fator de segurança

P_{cr} = Carga crítica suportada pela torre (N)

M = Massa total da turbina (nacelle, componentes internos e pás) (kg)

g = Aceleração da gravidade (m/s^2)

Os resultados obtidos podem ser vistos na Tabela 16.

Tabela 16 – Resultados do cálculo de resistência à flambagem.

RESULTADOS	
P_{crit} (N)	82894,509
FS	33

Os resultados garantem, com um fator de segurança de 33, que a torre será capaz de resistir ao peso da turbina quanto à flambagem.

Para verificar se o método adotado pode de fato ser aplicado à esta situação, duas verificações são realizadas, uma proposta por HIBBELER (2010) e outra por BUDYNAS e NISBETT (2011).

A primeira diz que para o resultado ser válido, o material deve estar dentro do regime elástico, de modo que:

$$\sigma_{cr} = \frac{P_{cr}}{\pi(R_e^2 - R_i^2)} < S_y \quad (20)$$

σ_{cr} = Tensão crítica (Pa)

S_y = Limite de resistência ao escoamento (Pa)

P_{cr} = Carga crítica suportada pela torre (N)

R_e = Raio externo da torre (m)

R_i = Raio interno da torre (m)

O resultado obtido para a tensão crítica foi de 4,149 MPa, que é significativamente menor do que o limite de resistência ao escoamento (390 MPa), indicando que o sistema foi aprovado na primeira verificação.

Já a segunda verificação é proposta por BUDYNAS e NISBETT (2011) e diz que o coeficiente real de esbeltez $\left(\frac{L}{R_e}\right)$ deve ser maior do que o coeficiente de esbeltez de um ponto T da curva de Euler $\left(\frac{L}{R_e}\right)_1$ em que $\sigma_{cr} = \frac{S_y}{2}$, onde:

$$\left(\frac{L}{R_e}\right)_1 = \left(\frac{2\pi^2 E}{4S_y}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (21)$$

L = Altura da torre (m)

R_e = Raio externo da torre (m)

E = Módulo de elasticidade do material (Pa)

S_y = Limite de resistência ao escoamento (Pa)

Substituindo os valores, têm-se que $\left(\frac{L}{Re}\right) = 109,539$ e $\left(\frac{L}{Re}\right)_1 = 50,431$, o que satisfaz a segunda verificação.

Com a aprovação em ambas as condições de uso da metodologia de flambagem adotada, a próxima análise a ser elaborada leva em consideração a força do vento atuante na torre e na turbina, verificando a segurança da estrutura quanto ao escoamento.

O primeiro passo consiste no cálculo da força de arrasto resultante na torre e na turbina:

$$F_D = \frac{C_{D1}\rho A_t V^2}{2} + \frac{C_{D2}\rho A V^2}{2} \quad (22)$$

F_D = Força de arrasto total (N)

C_{D1} = Coeficiente de arrasto na torre

C_{D2} = Coeficiente de arrasto na turbina

ρ = Massa específica do ar (kg/m³)

A_t = Área da seção transversal da torre ao fluxo (m²)

A = Área varrida pelas pás do rotor (m²)

V = Velocidade do vento (m/s)

O coeficiente de arrasto para escoamento em superfícies cilíndricas é extraído da Figura 46, de acordo com o número de Reynolds obtido (MCDONALD, FOX, PRITCHARD, 2004).

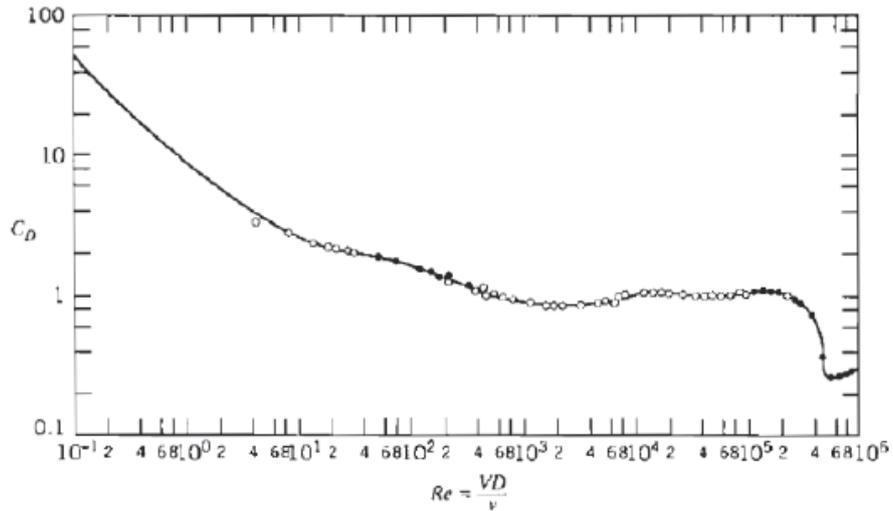


Figura 46 – Coeficiente de arrasto para superfícies cilíndricas (Mcdonald, Fox, Pritchard, 2004).

$$Re = \frac{\rho V D_e}{\mu_{ar}} \quad (23)$$

Re = Número de Reynolds

ρ = Massa específica do ar (kg/m^3)

D_e = Diâmetro externo da torre (m)

V = Velocidade do vento (m/s)

μ_{ar} = Viscosidade dinâmica do ar (Pa.s)

Considerando uma velocidade de vento máxima de 40 m/s, temos o seguinte valor de Reynolds:

$$Re = 5,70 \times 10^5$$

O que retorna um valor aproximado de $C_{D1} = 0,98$ para o coeficiente de arrasto da torre.

Já o coeficiente de arrasto da turbina pode ser calculado pela seguinte equação proposta por (TONG, 2010).

$$C_D = \frac{D}{\left(\frac{\rho}{2}\right) V^2 c} \quad (24)$$

C_D = Coeficiente de arrasto

D = Diâmetro do rotor (m)

ρ = Massa específica do ar (kg/m³)

V = Velocidade do vento (m/s)

c = Comprimento da pá do rotor (m)

Resultando em um coeficiente de arrasto de 0,173.

Substituindo os valores na equação da força de arrasto:

$$F_D = 4170,332 \text{ N}$$

Com esse dado é possível obter o momento fletor M_D devido à força de arrasto:

$$M_D = \frac{F_D L}{2} \quad (25)$$

M_D = Momento fletor (Nm)

F_D = Força de arrasto (N)

L = Altura da torre (m)

$$M_D = 25\,021,994 \text{ Nm}$$

Com isso, é possível calcular a tensão de flexão resultante e verificar se a torre suportará a tensão.

$$\sigma_f = \frac{(M_D) D_e}{2I} \quad (26)$$

σ_f = Tensão de flexão (Pa)

M_D = Momento fletor resultante da força de arrasto (Nm)

D_e = Diâmetro externo da torre (m)

I = Momento de inércia (mm^4)

$$FS = \frac{\sigma_f}{S_y} \quad (27)$$

FS = Fator de segurança

σ_f = Tensão de flexão (Pa)

S_y = Limite de resistência ao escoamento (Pa)

Os resultados obtidos podem ser vistos na Tabela 17.

Tabela 17 – Resultados da análise de resistência ao escoamento.

RESULTADOS	
σ_f (Mpa)	113,889
Fator de segurança	3,424

Com os resultados obtidos é possível verificar que a torre passou no teste de escoamento com um fator de segurança de 3,424.

Para a instalação da torre, esta será presa em uma base de concreto por chumbadores, a qual será instalada no solo.

A Figura 47 mostra o detalhamento da parte superior da torre, que é conectada à nacelle.

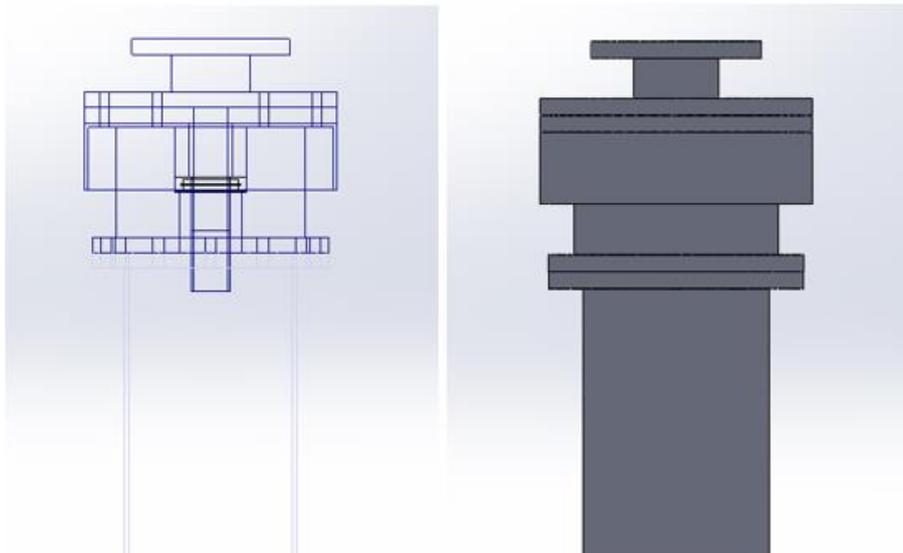


Figura 47 – Detalhe da conexão da torre com a nacelle.

3.3.14 Sistema completo

Nas figuras abaixo pode-se observar o desenho 3D da montagem do conjunto torre e turbina (Figura 48 e Figura 49).



Figura 48 – Representação 3D do conjunto torre/turbina.

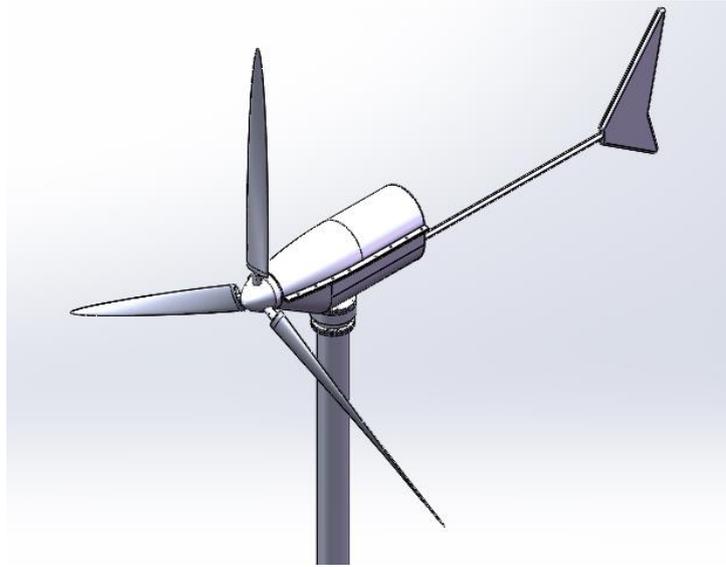


Figura 49 – Representação 3D detalhada da turbina.

4 Análise de viabilidade econômica

A outra linha de estudo proposta pelo presente projeto é analisar economicamente a viabilidade atual de se instalar um aerogerador em uma residência.

Para que a análise fosse possível, a empresa *Pura Energia*, a qual é especializada em soluções de energia eólica e solar fotovoltaica para residências e negócios, com sede em São Paulo e Parati foi consultada, fornecendo os orçamentos para aquisição e instalação de uma turbina eólica que gera aproximadamente 300 kWh na velocidade de vento de 5,3 m/s e um sistema de painéis fotovoltaicos gerando a mesma quantidade de energia.

As descrições técnicas e orçamento de ambos sistemas podem ser verificados na Figura 50, Figura 51, Figura 52 e Tabela 18.

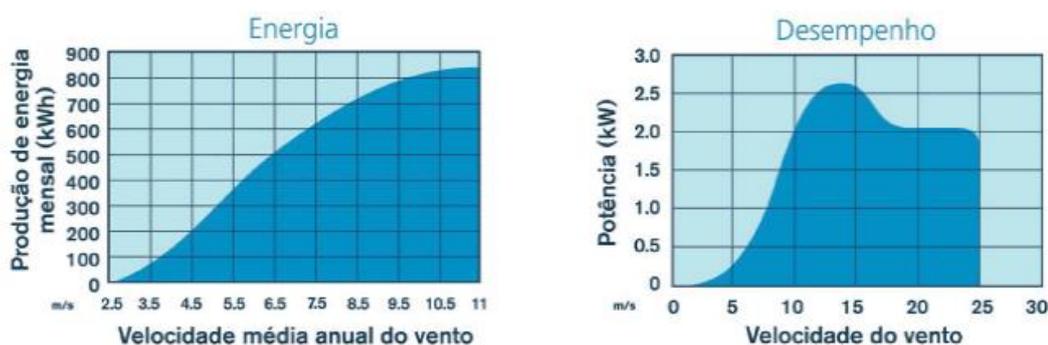


Figura 50 - Produção de energia da turbina selecionada para análise econômica (*Pura Energia*).

Item	Qtde	Descrição	Preço Unit.	Preço Total
01	1	Aerogerador SKYSTREAM 3.7	R\$ 49.950,00	R\$ 49.950,00
02	1	Torre Metálica 13 m Galvanizada Com Smart Foundation	R\$ 15.000,00	R\$ 15.000,00
03		Instalação Completa		R\$ 12.990,00
04		Documentação do Sistema para Homologação na Concessionária		R\$ 1.000,00
TOTAL R\$ 78.940,00 em 3x s/ juros				
À VISTA R\$ 74.993,00				

Figura 51 – Orçamento da empresa *Pura Energia* para a turbina eólica

Item	Qtde	Descrição	Preço Unit.	Preço Total
01	8	Painel Solar Fotovoltaico Canadian de 260W	R\$ 950	R\$ 7.600
02	1	Inversor Fronius Galvo 2.0	R\$ 8.368	R\$ 8.368
03		Suporte para painéis fotovoltaicos		R\$ 800
04		Frete + Instalação Completa		R\$ 3.560
05		Documentação do Sistema para Homologação na Concessionária		R\$ 1.000
TOTAL R\$ 21.328,00 em 3x s/juros				
A VISTA: R\$ 20.261,50				

Figura 52 – Orçamento da empresa Pura energia para energia solar fotovoltaica

Tabela 18 – Especificações técnicas dos painéis fotovoltaicos orçados (Pura Energia).

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	
Eficiência dos painéis (%)	16,16
Dimensões de cada painel (mm)	1638 x 982 x 40
Área de cada painel (m²)	1,61

4.1 Metodologia

Toda a metodologia para a análise econômica foi baseada em métodos propostos por MANWELL, MCGOWAN e ROGERS (2009). O primeiro caminho seguido consiste na análise econômica de prazo de retorno de investimento simples (*simple payback time analysis*) e de custo de ciclo de vida de um equipamento (*life cycle cost analysis*) para uma turbina instalada considerando diferentes velocidades de vento.

Já o segundo caminho consiste em uma comparação econômica (utilizando os dois métodos citados) entre se instalar uma turbina eólica ou um sistema de painéis solares fotovoltaicos em uma residência, ambos com capacidades de geração de energia similares, em algumas cidades pelo Brasil, para se avaliar qual sistema vale mais a pena em cada localidade escolhida, incluindo a cidade proposta para instalação da turbina, Macaé.

4.1.1 Prazo de retorno de investimento simples

O cálculo do prazo de retorno de investimento compara lucro obtido com investimento total, determinando assim o tempo requerido para recuperar o capital investido, em anos.

Em sua versão simplificada, a seguinte equação é utilizada (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2009):

$$SP = \frac{C_c}{E_a P_e} \quad (28)$$

SP = Período de retorno (anos)

C_c = Investimento total (R\$)

E_a = Produção anual de energia (kWh)

P_e = Preço unitário da energia (\$/kWh)

4.1.2 Custo de ciclo de vida

A análise do custo do ciclo de vida (LCC) é um método comumente utilizado para a análise econômica de sistemas de produção de energia baseado no princípio do valor temporal do dinheiro. Este método leva em consideração os gastos e receitas ao longo do tempo, possibilitando a comparação econômica entre diferentes investimentos (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2009).

Os principais custos a serem considerados para uma análise de custo de ciclo de vida são o investimento inicial, custos de financiamento e custos de manutenção e operação. (MANWELL, MCGOWAN e ROGERS, 2009). Para os sistemas considerados, o custo de ciclo de vida adotado foi o presente no orçamento, já que a empresa garante que para uma vida útil de 20 anos, ambos sistemas dispensam manutenções e custos de operação.

Esta análise leva em consideração fatores como: estimativa do valor presente líquido (VPL) de despesas e receitas, taxa interna de retorno e tempo de retorno de investimento, de acordo com as seguintes equações.

$$VPL = \sum_{j=1}^N \left(\frac{1+i}{1+r} \right)^j (S - C) \quad (29)$$

VPL = Valor presente líquido (R\$)

i = Taxa de inflação (%)

r = Taxa de desconto (%)

S = Receitas (R\$)

C = Despesas (R\$)

N = Número de anos

TIR = Valor da taxa de desconto que zera o VPL

TIR = Taxa interna de retorno (%)

$$SP = \frac{VPL_C}{\left(\frac{VPL_S}{N} \right)} \quad (30)$$

SP = Período de retorno (anos)

VPL_C = Valor presente líquido das receitas (R\$)

VPL_S = Valor presente líquido das despesas (R\$)

N = Número de anos

4.2 Energia eólica

Nessa seção apresentam-se os resultados obtidos através da análise de viabilidade econômica da turbina eólica selecionada.

Para a análise foram selecionadas 5 velocidades de vento para verificar o comportamento do retorno financeiro em 20 anos e tempo de retorno do

investimento inicial. As velocidades selecionadas e a energia correspondente gerada pela turbina podem ser observadas na Tabela 19.

Tabela 19 – Energia gerada pela turbina para cada velocidade de vento.

VELOCIDADE DO VENTO (m/s)	ENERGIA (kWh)
5,3	304,6
5,5	370,9
5,7	400,0
7,2	600,0
11,0	850,0

Pode-se observar do gráfico de prazo de retorno de investimento simples (Figura 53) que para a velocidade do vento em Macaé a 12 m de altura (5,3 m/s) o investimento não é recuperado no prazo de vida útil estabelecido de 20 anos, trazendo um prejuízo de R\$ 13 394,78. Para esta velocidade, o investimento só seria recuperado em 25 anos.

O retorno em 20 anos só seria possível a partir de uma velocidade média de 5,5 m/s. Se operando em uma velocidade média de 11 m/s, a turbina traria um retorno de R\$ 96 893,32 em 20 anos, pagando o investimento total em 9 anos.

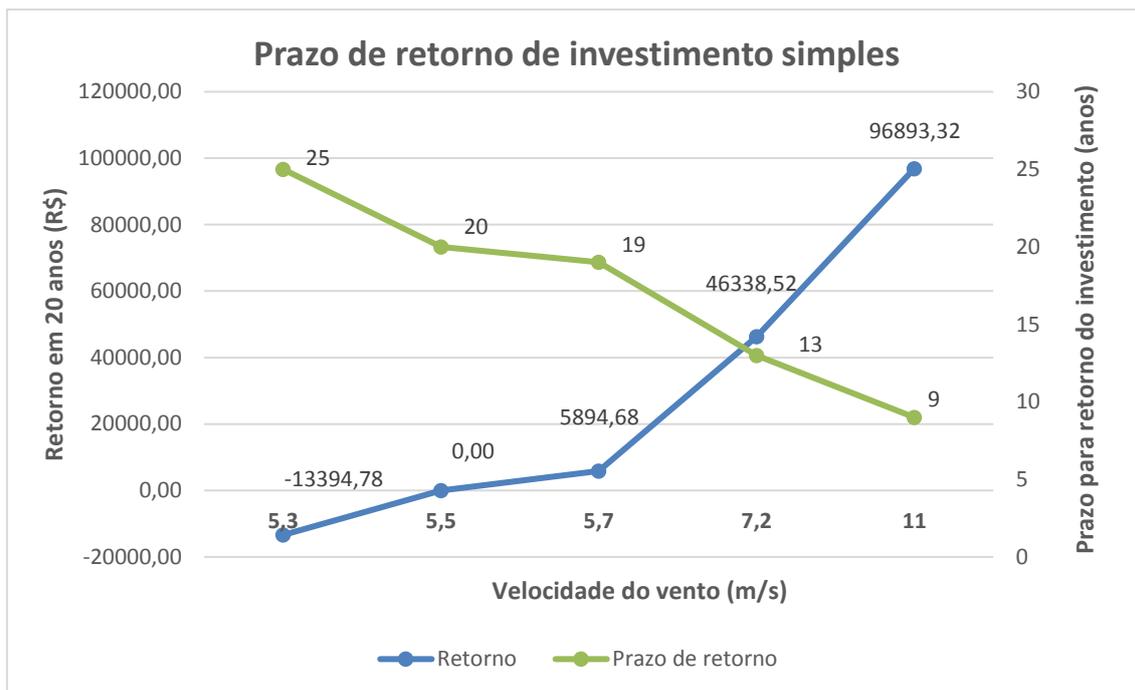


Figura 53 – Resultados obtidos para análise do prazo de retorno de investimento simples.

A taxa utilizada para inflação foi de 4%, considerando a meta do governo para os próximos anos. A projeção para a taxa de desconto foi de 10%, considerando um cenário econômico favorável nos próximos anos. Como esperado, devido a consideração de taxas de inflação e de desconto, o valor presente líquido do retorno em 20 anos diminuiu em relação ao obtido na análise simples, devido à desvalorização do dinheiro e o tempo de retorno de investimento aumentou, como pode ser verificado na Figura 54.

Para a velocidade de 5,3 m/s o retorno do investimento inicial se daria em 42 anos, trazendo um prejuízo em 20 anos de R\$ 38 995,20. O investimento só passaria a trazer resultados positivos a partir de uma velocidade de 7,7 m/s, e ao atingir uma média de 11 m/s o retorno viria em 13 anos, trazendo um lucro de R\$ 25 456,70.

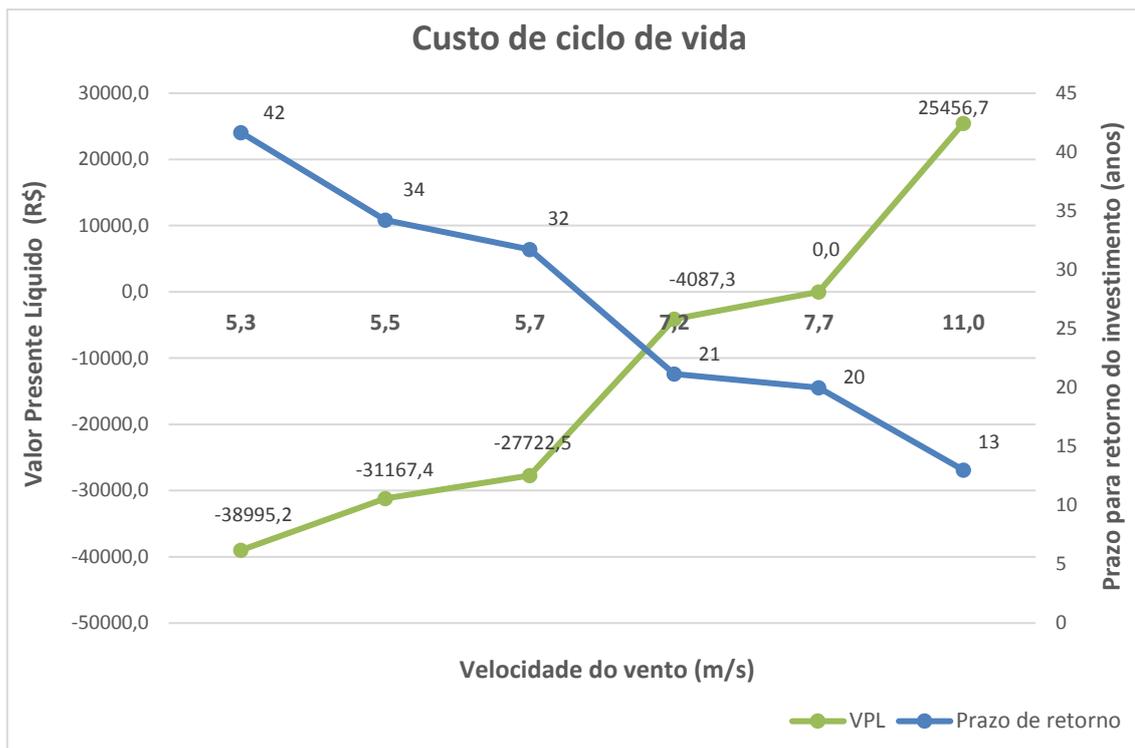


Figura 54 – Resultados obtidos para a análise do custo de ciclo de vida.

Na Tabela 20, seguem os valores de taxa interna de retorno para cada velocidade de vento considerada.

Tabela 20 - TIR (%) correspondente a cada velocidade de vento.

VELOCIDADE DO VENTO (m/s)	TIR (%)
5,3	-8
5,5	-6
5,7	-5
7,2	-1
7,7	0
11,0	4

Dos resultados obtidos, pode-se concluir que a instalação da turbina na região considerada a 12 m de altura não seria economicamente viável. A viabilidade só seria possível em velocidades de vento superiores a 7,7 m/s. Os

valores de TIR obtidos não seriam suficientemente satisfatórios para justificar um investimento na tecnologia em detrimento de um investimento no mercado financeiro.

Outro ponto a ser levado em consideração foi a tarifa de energia (custo unitário R\$/kWh) aplicada. A tarifa considerada foi a presente na última conta de luz, de R\$ 0,84258, a qual não consta variação de bandeira, já que a residência considerada ainda não possui o relógio que mede essa variação.

Para que o investimento na turbina se fizesse viável nas condições de projeto, seu orçamento deveria ser de no máximo R\$ 35 997,78.

4.3 Comparação das energias solar e eólica

Para comparação econômica entre as energias solar e eólica para uso residencial, 6 cidades de diferentes regiões do Brasil, apresentando diferentes incidências de sol e vento foram avaliadas. A Figura 55 e a Figura 56 mostram as médias anuais de vento e radiação para as cidades selecionadas. Os dados foram extraídos do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro e do Atlas Solarimétrico do Brasil (CRESESB).

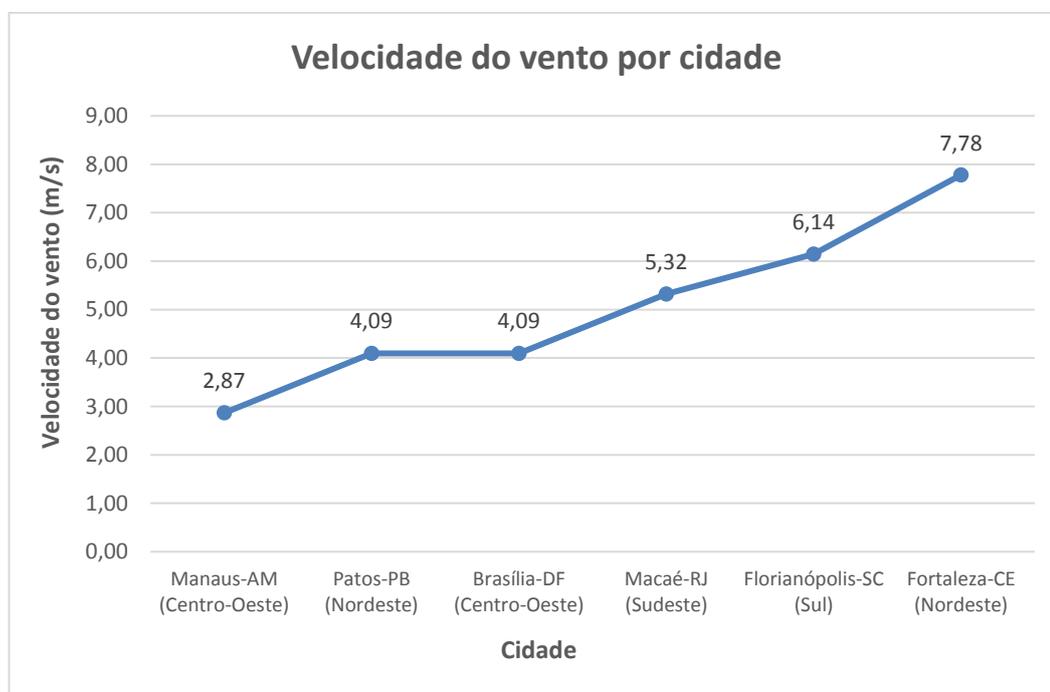


Figura 55 – Média anual da velocidade do vento a 12 m nas cidades selecionadas.

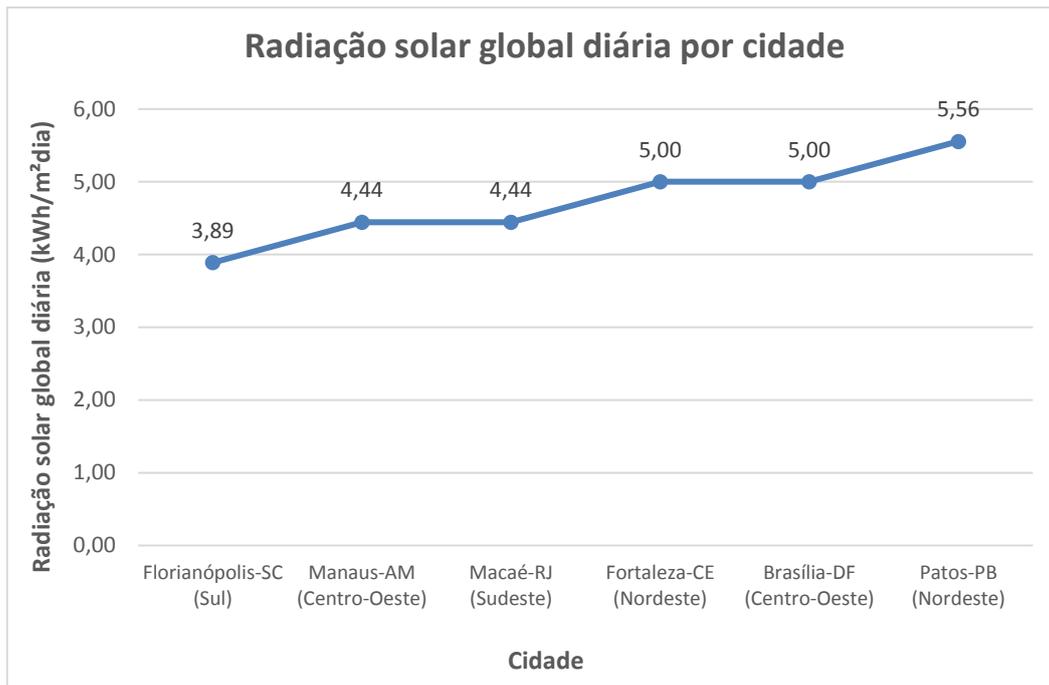


Figura 56 – Média anual da radiação solar global diária nas cidades selecionadas.

Para que fosse possível analisar economicamente as cidades escolhidas quanto ao uso da energia solar, o seguinte cálculo para encontrar a potência alcançada com o sistema orçado foi desenvolvido (DIGIUSEPPE, BAI, TURINI, 2014):

$$E = 30(A_{total}R_{global}\eta_{painéis}) \quad (31)$$

E = Energia gerada em 1 mês (kWh/mês)

A_{total} = Área total de superfície dos painéis (m²)

R_{global} = Radiação solar global diária (kWh/m²dia)

$\eta_{painéis}$ = Eficiência dos painéis

Os resultados obtidos para cada cidade considerada podem ser vistos na Tabela 21.

Tabela 21 – Energia produzida pelo sistema solar orçado nas cidades consideradas.

CIDADE	ENERGIA (kWh/mês)
Florianópolis-SC (Sul)	242,83
Manaus-AM (Centro-Oeste)	277,52
Macaé-RJ (Sudeste)	277,52
Fortaleza-CE (Nordeste)	312,21
Brasília-DF (Centro-Oeste)	312,21
Patos-PB (Nordeste)	346,90

Os resultados obtidos para a análise econômica encontram-se abaixo (Figura 57).

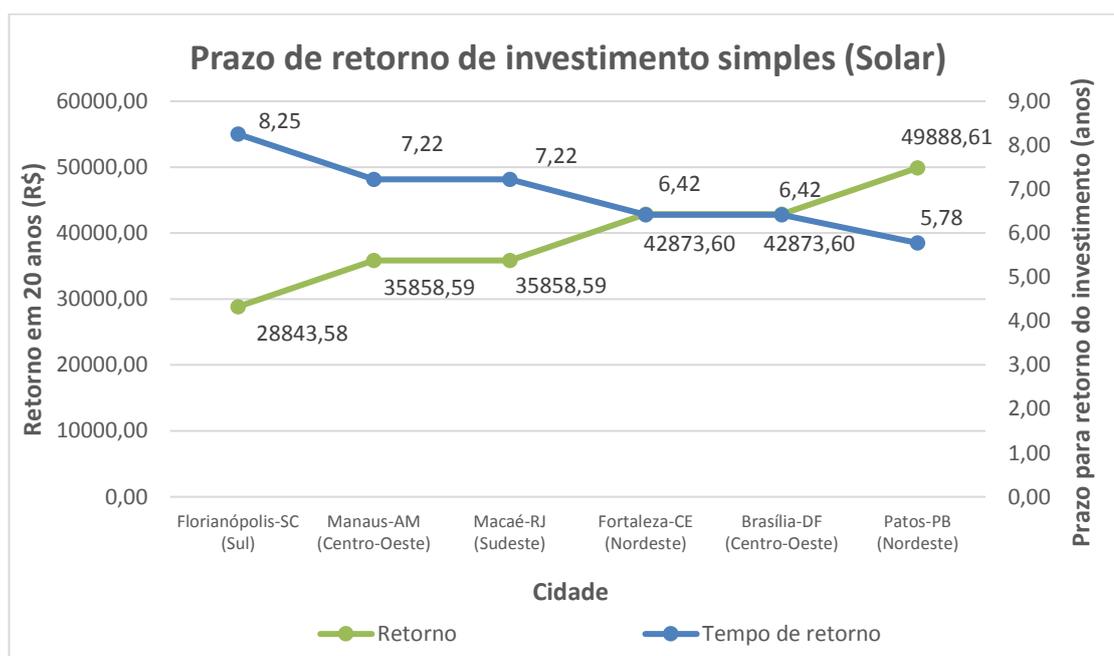


Figura 57 - Resultados obtidos para análise do prazo de retorno de investimento simples (Sistema de energia solar).

Os resultados obtidos para o prazo de retorno de investimento simples do sistema de energia solar são bastante positivos. Todas as cidades consideradas conseguem retornar o investimento inicial em menos de 20 anos, trazendo retornos positivos no final dos 20 anos.

Florianópolis, no sul do país se destacou por ser a cidade que traz o menor retorno final, de R\$ 28 843,58, retornando o investimento inicial em pouco mais de 8 anos. Já Patos, no nordeste, conseguiria trazer um retorno de R\$ 49 888,61 em 20 anos, pagando o investimento realizado em pouco menos de 6 anos.

Macaé, na região sudeste, traria um retorno de R\$ 35 858,59, pagando o investimento em aproximadamente 7 anos.

Mesmo com a queda de atratividade proporcionada pela análise do custo de ciclo de vida, os resultados obtidos continuaram positivos, com todas as cidades conseguindo retornar o investimento em menos de 20 anos (Figura 58).

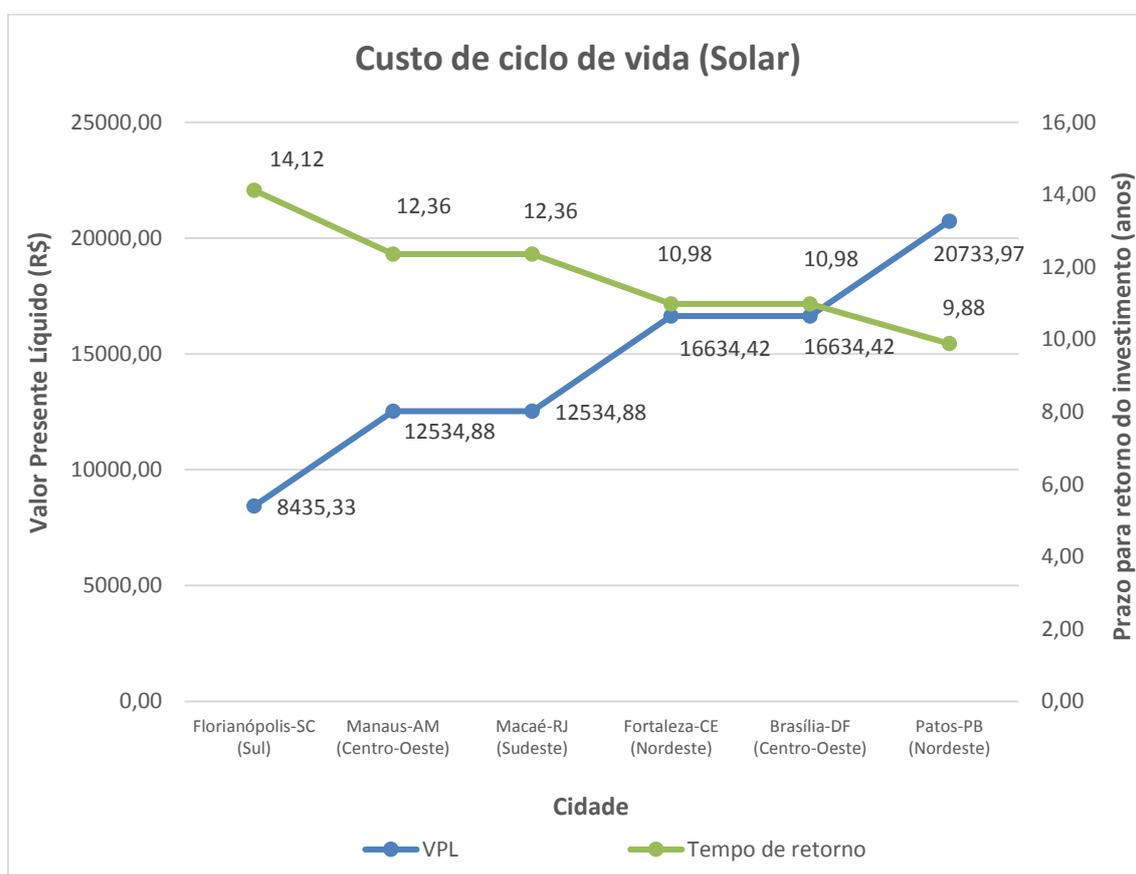


Figura 58 - Resultados obtidos para a análise do custo de ciclo de vida (Sistema de energia solar).

Dessa vez, Florianópolis levaria cerca de 14 anos para trazer o retorno do investimento, trazendo um lucro de R\$ 8435,33 ao final dos 20 anos. Patos levaria cerca de 10 anos, retornando R\$ 20 733,97 no final do período e Macaé

possibilitaria um lucro de R\$ 12 534,88, retornando o investimento em pouco mais de 12 anos.

A Tabela 22 mostra as taxas internas de retorno de cada cidade analisada. As TIR para Patos, Brasília e Fortaleza revelam que o investimento em energia solar nessas cidades é um ótimo negócio, superando o rendimento anual na poupança, por exemplo. O rendimento em Macaé e Manaus se equipara ao do investimento na poupança, e o rendimento em Florianópolis, apesar de menor, ainda traz resultados positivos.

Tabela 22 - TIR (%) correspondente a cada cidade para o sistema de energia solar.

CIDADE	TIR (%)
Florianópolis-SC (Sul)	5
Manaus-AM (Centro-Oeste)	8
Macaé-RJ (Sudeste)	8
Fortaleza-CE (Nordeste)	10
Brasília-DF (Centro-Oeste)	10
Patos-PB (Nordeste)	12

Para a análise econômica dessas mesmas cidades quanto à instalação do sistema de energia eólica orçado, as potências geradas para cada velocidade de vento, extraídas da Figura 50 estão expressas na Tabela 23.

Tabela 23 – Energia mensal gerada pela turbina para a velocidade de vento das cidades selecionadas.

CIDADE	Energia (kWh/mês)
Manaus-AM (Centro-Oeste)	30,00
Brasília-DF (Centro-Oeste)	140,00
Patos-PB (Nordeste)	140,00
Macaé-RJ (Sudeste)	304,61

Florianópolis-SC (Sul)	450,00
Fortaleza-CE (Nordeste)	640,00

Seguem os resultados para a análise econômica do sistema de energia eólica orçado para as cidades selecionadas (Figura 59):

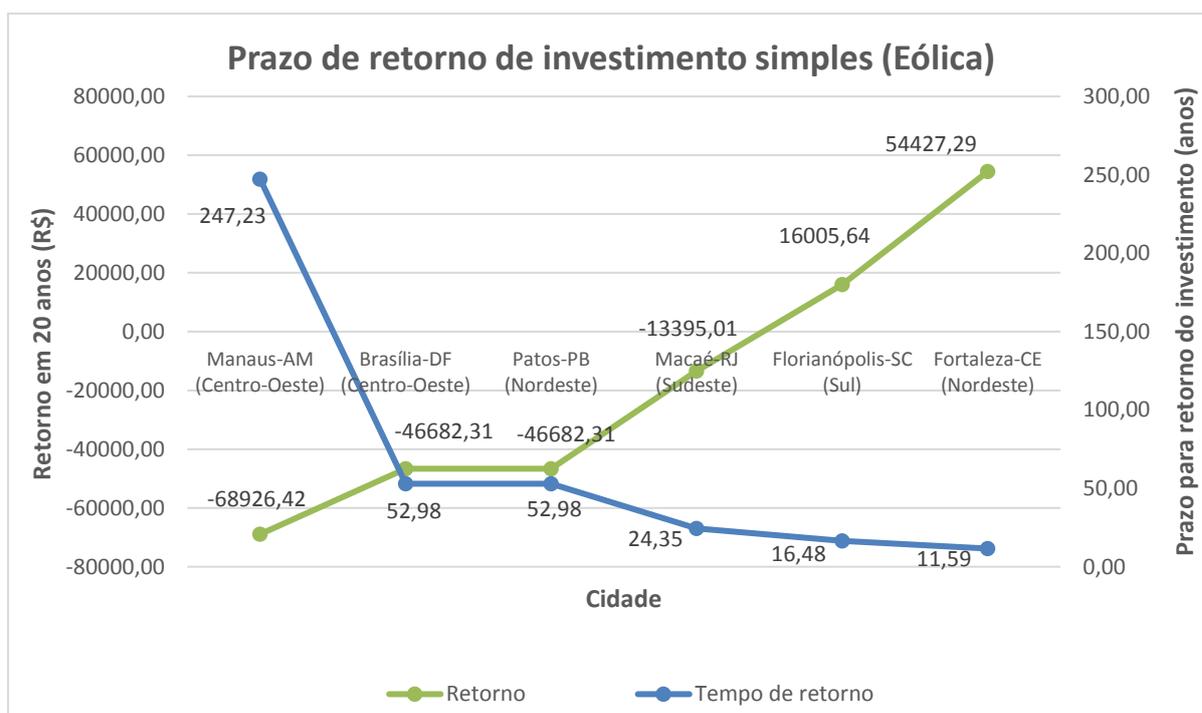


Figura 59 – Resultados obtidos para análise do prazo de retorno de investimento simples (Sistema de energia eólica).

Os resultados obtidos da análise do prazo de retorno de investimento simples para o sistema de energia eólica orçado já não foram tão satisfatórios quanto para o sistema de energia solar.

As únicas duas cidades que conseguiram obter um retorno positivo nos 20 anos foram Florianópolis, no sul do país e Fortaleza, no nordeste. A primeira conseguiria pagar os investimentos em aproximadamente 16 anos e meio, trazendo um lucro de R\$ 16 005,64 ao final do tempo considerado, enquanto a segunda levaria cerca de quase 12 anos para trazer o retorno, trazendo um lucro de R\$ 54 427,29.

Manaus se destaca negativamente para geração de energia eólica. Como seus ventos são consideravelmente fracos, sua capacidade de geração de energia de 30 kWh/mês trouxe resultados bastantes inviáveis para a análise econômica, necessitando de quase 250 anos para retornar o investimento, e com um déficit de R\$ 68 926,42 no final dos 20 anos.

Para a análise do custo do ciclo de vida (Figura 60), o investimento no sistema eólico se torna ainda mais negativo. Manaus passaria a precisar de 423 anos para retornar o investimento, trazendo um prejuízo de R\$71 447,71 ao final dos 20 anos.

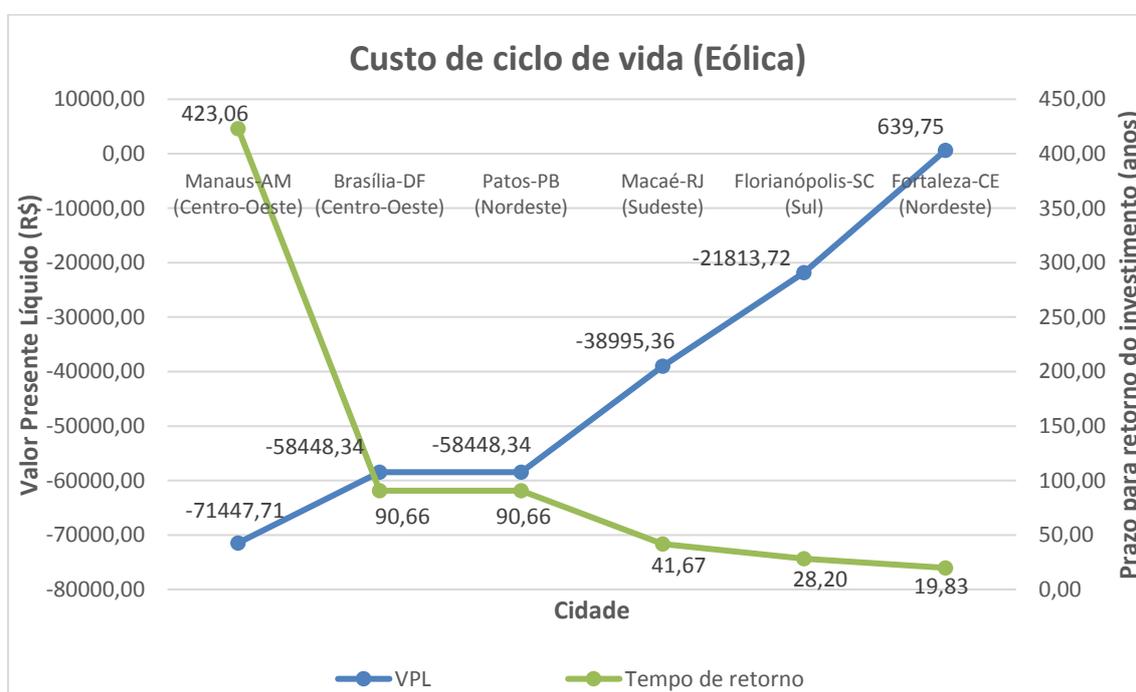


Figura 60 – Resultados obtidos para a análise do custo do ciclo de vida (Sistema de energia eólica).

A única cidade que ficaria sem nenhum prejuízo ao final do tempo estabelecido seria Fortaleza, que ainda assim, não seria capaz de trazer lucros.

Os valores obtidos para a taxa interna de retorno desta análise podem ser observados na Tabela 24.

Tabela 24 - TIR (%) correspondente a cada cidade para o sistema de energia eólica.

CIDADE	TIR (%)
Manaus-AM (Centro-Oeste)	-23
Brasília-DF (Centro-Oeste)	-14
Patos-PB (Nordeste)	-14
Macaé-RJ (Sudeste)	-8
Florianópolis-SC (Sul)	-4
Fortaleza-CE (Nordeste)	0

Verifica-se nessa análise, que o investimento no sistema de energia eólica orçado para as cidades consideradas e velocidades de vento na altura de 12 m não são economicamente atrativas, trazendo taxas de retorno de investimento negativas e nula.

Na comparação realizada entre os dois sistemas orçados nas cidades consideradas, a energia solar se mostrou mais atrativa economicamente.

5 Conclusão

O presente projeto mostrou os principais pontos de um dimensionamento conceitual de projetos complexos envolvendo diversos sistemas atuando em conjunto, desde a definição do projeto em si com os primeiros dados de entrada e condições de contorno, até escolha e cálculos de componentes e os desenhos técnicos e por fim considerando um estudo de viabilidade econômica da tecnologia.

Na parte mecânica do trabalho, foi possível entender o funcionamento de um projeto de engenharia mecânica e as dificuldades de se projetar componentes que operam em um conjunto, sempre tendo que levar em consideração as rotações, torques, dimensões e forças envolvidas, de forma a possibilitar uma integração apropriada do sistema.

Todos os componentes calculados e selecionados para integrar a turbina projetada apresentaram resultados satisfatórios, com coeficientes de segurança que garantem um bom funcionamento.

Para desenvolvimentos futuros do projeto de engenharia da turbina eólica, pode ser trabalhado o detalhamento do projeto mecânico, além de um estudo de fabricação dos itens dimensionados, analisando os processos de fabricação adequados para cada um. Estudos envolvendo a instalação elétrica da turbina e o detalhamento da instalação da torre no solo seriam de grande utilidade para a fabricação e instalação da turbina proposta.

Já para a análise econômica, foi possível entender os principais métodos utilizados para verificar se um projeto é viável economicamente ou não na perspectiva do investidor.

Como apresentado nos resultados de análise econômica para a turbina, foi verificado que o sistema eólico orçado para abastecer a residência avaliada não seria economicamente viável na velocidade de vento a 12 m de altura na cidade de Macaé.

Em termos comparativos foi selecionado um sistema de energia solar orçado para abastecer a mesma demanda energética da residência em questão, o qual obteve resultados atrativos de investimento.

Foram selecionadas outras 5 cidades pelo Brasil com o intuito de fazer esta mesma comparação, do sistema de energia solar com o sistema de energia eólica a 12 m de altura. Novamente, a energia solar apresentou vantagens econômicas em relação à eólica nas condições consideradas.

Deve-se levar em consideração que as velocidades de vento consideradas, assim como as radiações solares são valores estimados, e não necessariamente essa seria a realidade para todos os casos. Além disso, pode-se concluir que aumentando a altura de instalação do projeto (e conseqüentemente a velocidade do vento) o sistema eólico se torna mais rentável, podendo em algum momento superar o sistema solar. Isso justifica porque as fazendas eólicas são construídas com turbinas que podem alcançar mais de 100 m.

A análise econômica realizada no presente projeto mostra o porquê das residências da região adotarem preferencialmente a energia solar à eólica. Para que a energia eólica residencial se torne mais difundida, alguns fatores devem mudar, como a redução do preço da turbina propriamente dita. Como pode ser visto no orçamento, apenas a turbina, sem considerar a torre e os custos de instalação, custa cerca de R\$ 50 000,00. Novas tecnologias e mais incentivos fiscais por parte do governo devem ser desenvolvidos para tornar as turbinas mais atrativas economicamente.

Outro fator crucial para que sistemas eólicos sejam viáveis, é a velocidade do vento. Por isso, a altura de instalação adotada deve ser a mais alta possível. Soluções seriam a instalação no teto de residências que estejam localizadas em relevos, como morros, de forma a aumentar consideravelmente a altura de instalação sem necessariamente aumentar o tamanho da torre (e seu preço).

O Brasil é conhecido por ser um país bastante ensolarado em quase todas as suas regiões, porém, em regiões onde a radiação do sol não é tão forte, mas que apresentam altas velocidades de vento, possivelmente o sistema eólico seria a melhor opção em termos econômicos.

Um importante ponto a ser discutido é que sistemas de energia alternativa para abastecimento residencial apresentam de forma geral um investimento inicial alto, porém é importante enfatizar que muitas vezes eles são adotados

não somente em busca de retorno econômico, mas em busca de contribuir para a preservação do meio ambiente.

Para propriedades que não são conectadas à rede, ou quando a rede é demasiadamente instável e o proprietário precisa ter uma autonomia na geração de energia, os sistemas de energia alternativa tornam-se uma excelente opção.

Para desenvolvimentos futuros da análise econômica do presente projeto, seria interessante realizar a medição da velocidade do vento na cidade de Macaé, para identificar de fato as velocidades envolvidas em diferentes alturas e em qual delas o uso da energia eólica se torna viável para instalação em uma residência.

Um estudo visando descobrir a velocidade de vento que torna o uso do sistema eólico orçado viável para as demais cidades estudadas também seria de grande interesse.

Além disso, poderia ser realizado um estudo de orçamentos de diferentes empresas para comparar o mercado e obter o melhor preço.

Outra abordagem interessante a ser feita para o estudo de economia, seria a realização de uma análise real de quanto seria o custo de fabricação da turbina dimensionada no projeto, estimando o valor de fabricação dos componentes dimensionados e obtendo os orçamentos dos componentes selecionados de catálogo.

6 Referências bibliográficas

ALINE TRADING. Catálogo de Multiplicadores de Velocidade. Disponível em <<http://alinetrading.com.au/contact>>. Acesso em: 20 de Agosto de 2016.

ANEEL. Resolução 481/2012. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 26 de Janeiro de 2016.

BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE. New Energy Outlook 2016. Disponível em <<http://blog.cpv.com.br/blog/2016/06/27/energia-solar-e-eolica-deve-superar-hidreletricas-no-brasil/>>. Acesso em: 12 de Junho de 2016.

BUDYNAS, R., G., NISBETT, J., K., "*Elementos de Máquinas de Shigley*", 8ª Edição, AMGH Editora – São Paulo, SP, 2011.

CARSON, R., "*Silent Spring*". Houghton Mifflin, New York. 1962.

CRESESB. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Disponível em <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 26 de Janeiro de 2016.

DIGIUSEPPE, G., BAI, H., TURINI, G., "KEEN City: A Review of Power Generation Devices". Flint, MI – USA, 2014.

FADIGAS, E. A. F. A., "*Energia Eólica*". 1ª Edição, Editora Manole Ltda, Barueri, SP, 2011.

FEITAL. Tubos em Aço Carbono. Disponível em <<http://www.feital.com.br/produtos/tubos-em-aco-carbono-padrao-schedule-com-ou-sem-costura/>>. Acesso em: 20 de Outubro de 2016.

FREITAS, R. V. N., "*Projeto do Protótipo de um Aerogerador para Utilização em Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologias na Área de Geração Eólica*". Rio de Janeiro, 2014.

GLOBAL WIND ENERGY CONCIL. Estatísticas Energia Eólica. Disponível em <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2013/06/GWEC_global_fact_sheets.pdf>. Acesso em: 12 de Junho de 2016.

HIBBELER, R. C., "*Resistência dos Materiais*". 7ª Edição, PEARSON EDUCATION - BR, 2010.

- MANWELL, J.F., MCGOWAN, J.G., ROGERS, L.A., et. al., "*Wind Energy Explained: Theory Design And Application*". 2ª Edição, WILLEY, 2009.
- MAYR. Catálogo de Freios. Disponível em <<http://www.mayr.com/br>>. Acesso em: 15 de Setembro de 2016.
- MCDONALD, A., T., FOX, R., W., PRITCHARD, P., J., "*Introduction to Fluid Mechanics*", 6ª Edição, JOHN WILEY & SONS – USA, 2004.
- MEADOWS, D. H., MEADOWS, D. L., RANDERS, J. e BEHRENS III, W.W. "*The Limits to Growth*". Universe Books, New York, 1972.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/>>. Acesso em: 15 de Janeiro de 2016.
- MÜLLER, M. N., "*Projeto de uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal*". Rio de Janeiro, 2015.
- NSK. Catálogos de Rolamentos. Disponível em <<http://www.nsk.com.br/>>. Acesso em: 03 de Outubro de 2016.
- PEREIRA, M. P., 2015. "*Mercado de Energia Eólica de Pequeno Porte no Brasil: Percepção do Potencial Consumidor*". Disponível em <http://www2.ctee.com.br/brazilwindpower/2015/papers/Marcio_Giannini_Pereira.pdf>. Acesso em: 15 de Junho de 2016.
- PERRY, R., "*Design of a Small Wind Turbine for a Rural Community in Australia*". Queensland, Australia, 2010.
- RENEWABLES 2015 GLOBAL STATUS REPORT. Disponível em <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf>. Acesso em: 12 de Junho de 2016.
- SUCO VSE FRANCE. Freios Centrífugos. Disponível em <<http://www.sucovse.fr/embrayages-et-freins-centrifuges.html>>. Acesso em: 15 de Setembro de 2016.
- TONG, W., "*Wind Power Generation and Wind Turbine Design*", 1ª Edição, WITpress – Southampton, Boston, EUA, 2010.

VOWLES, H. P., “*An inquiry into the origins of the windmill*”. *Journal of the Newcomen Society*, 11, 1–14, 1930.

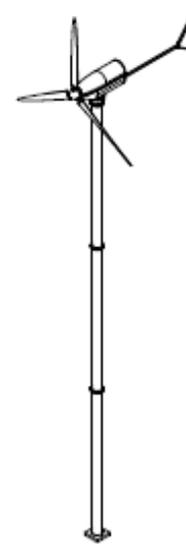
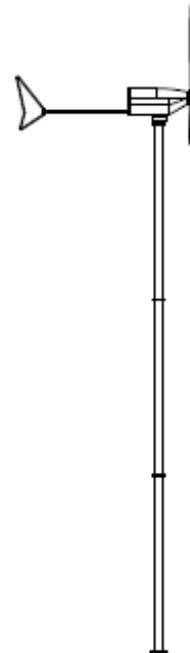
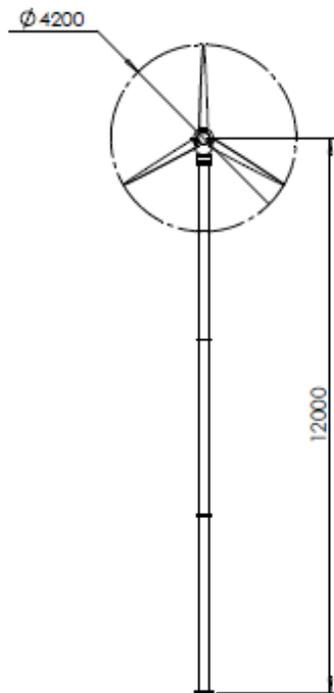
WEG. Catálogo de Motores. Disponível em <<http://www.weg.net/br>>. Acesso em: 07 de Agosto de 2016.

WINDY NATION. Sistema de Guinada. Disponível em <<http://www.windynation.com/jzv/inf/wind-turbine-tail-fin-sizing-your-wind-turbine-tail>>. Acesso em: 25 de Outubro de 2016.

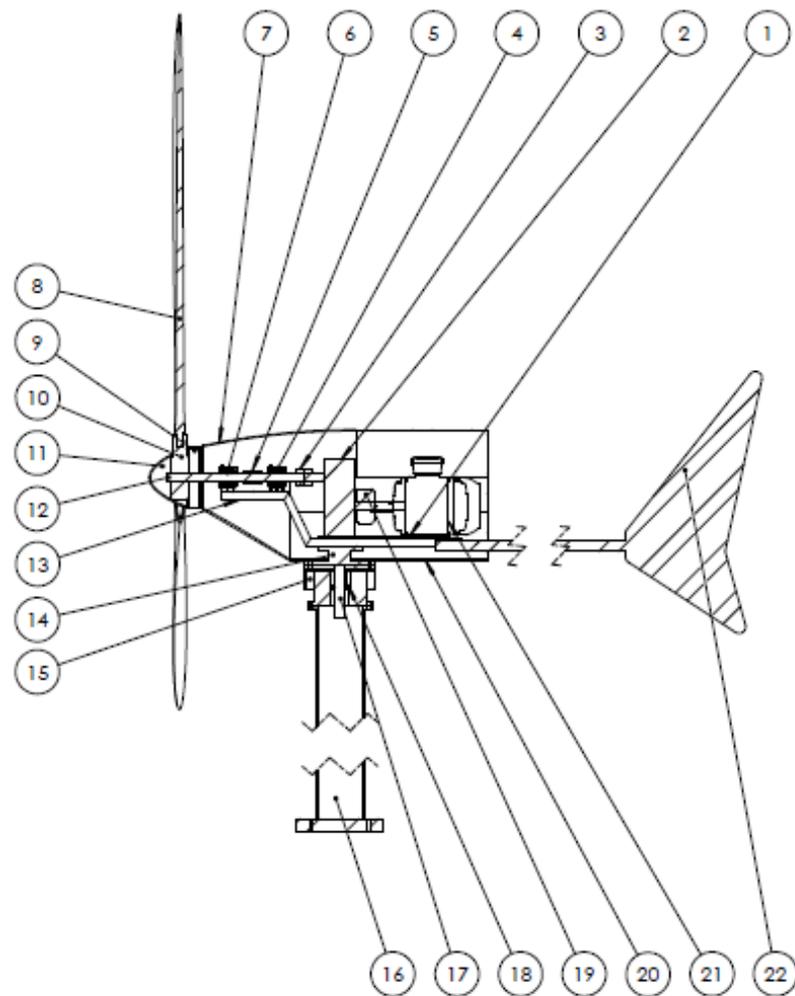
WOODCROFT, B., 1851, “*Pneumatics of Hero of Alexandria*”. Disponível em <[http://www.history.rochester.edu/steam/hero/.](http://www.history.rochester.edu/steam/hero/)>. Acesso em 17 de maio de 2016.

7 Anexos

7.1 Desenhos Técnicos



PROF. MAURICIO AGUILAR					
ENGENHARIA MECÂNICA		UFRJ MACAÉ			
		Projetado/Date MARINA 20/11/20	Desenho 	Escala 1:100	Formato A3
Aplicação: TURBINA EÓLICA 3,7 KW		Desenhado/Date MARINA 20/11/20	Revisão A	Folha 1 / 2	
Título: MONTAGEM TURBINA EÓLICA		Verificado/Date MARINA 25/11/20	Projeto PROJETO DE GRADUAÇÃO		
		Aprovado/Date MARINA 01/12/20	montagem		



22	1	Leme
21	1	Gerador Weg 3,7 kW
20	1	Nacelle Inferior
19	1	Freio de Emergência
18	1	Rolamento Sistema Guinada
17	1	Eixo Sistema Guinada
16	1	Torre
15	1	Capa Protetora
14	1	Interface Chassi/Torre
13	1	Chassi
12	1	Eixo do Rotor
11	1	Capa do Hub
10	1	Hub
9	1	Tampa do Hub
8	3	Pá
7	1	Nacelle Superior
6	2	Mancal
5	1	Freio Centrifugo
4	2	Rolamento do eixo do rotor
3	1	Acoplamento
2	1	Multiplicador de Velocidades
1	1	Calço do Gerador

ITEM NO.	QUANT.	Descrição
PROF. MAURÍCIO AGUIAR		
ENGENHARIA MECÂNICA		UFRJ MACAÉ
Projeto/Date MARDIA 20/11/26		Classe 1:20
Apliação: TURBINA EÓLICA 3,7 KW		Formato A3
Desenho/Date MARDIA 20/11/26		Revisão A
Verificado/Date MARDIA 25/11/26		Folha 2 / 2
Título: MONTAGEM TURBINA EÓLICA		Projeto PROJETO DE GRADUAÇÃO
Aprovado/Date MARDIA 01/12/26		montagem