

CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS GERAIS  
*Campus* DIVINÓPOLIS  
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECATRÔNICA

Ariany Carolina de Oliveira.

DESENVOLVIMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA DE PEQUENO PORTE



Divinópolis  
2013



Ariany Carolina de Oliveira.

DESENVOLVIMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA DE PEQUENO PORTE

Relatório Final de Trabalho de Conclusão de Curso  
em Engenharia Mecatrônica como parte dos requi-  
sitos exigidos para a obtenção do título de Engen-  
hario Mecatrônico.

Eixos de Formação: Mecânica e Elétrica.

Orientador: Evandro Fockink da Silva  
Coorientador: João Carlos de Oliveira



Divinópolis  
2013



Ariany Carolina de Oliveira

CEFET/MG *Campus* Divinópolis

DIMENSIONAMENTO DE UMA TURBINA EÓLICA DE PEQUENO PORTE

Monografia de Trabalho de Conclusão de Curso apresentada ao Colegiado de Graduação em Engenharia Mecatrônica como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Engenheiro Mecatrônico. Áreas de concentração: Mecânica e Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Evandro Fockink da Silva  
CEFET/MG *Campus* Divinópolis

Prof. Dr. Renato de Sousa Dâmaso  
CEFET/MG *Campus* Divinópolis

Prof. Dr. Wagner Custódio de Oliveira  
CEFET/MG *Campus* Divinópolis

Prof. Dr. Rodrigo Alves  
CEFET/MG *Campus* Divinópolis

Divinópolis  
2013



# Agradecimentos

Agradeço,

ao meu pai, minha mãe e meu irmão, por tornarem possível chegar até aqui. Por todo amor e dedicação que tiveram comigo. Por acreditarem na minha capacidade. Por terem aberto mão de muitas coisas para eu concluir essa graduação.

ao amigo Leonardo Elias, vulgo Léo da Zita, agora conselheiro de TCC. Muito obrigado por ter tornado possível a realização deste trabalho, por ter dedicado muito de seu pouco tempo para também me ajudar a qualquer hora, em qualquer dia, sempre que eu precisasse. Não existem palavras para expressar minha gratidão a você.

ao meu amigo, Paulo Vítor, por ter se sentado ao meu lado e me ajudado em todo o decorrer do curso, não uma, não duas, mas inúmeras vezes. Sempre com boa vontade e disposição. E sempre quando eu mais precisava.

ao meu amigo Nelson Barroso. Mais uma pessoa que dedicou um pouco do seu tempo para me ajudar.

ao amigo Marcelo Henrique, companheiro de estudos durante os sábados, os domingos e as madrugadas por aí. Muito obrigado, por sempre ter compartilhado seu conhecimento.

a amiga Glaucia de Moraes, parceira de laboratório, companheira de estudos. Foi ao lado dela que passei os momentos mais difíceis do curso. Muito obrigado pelo apoio, companheirismo e compreensão durante essa caminhada.

a Michelle, por todos os momentos que passamos juntas, dentro da graduação e fora dela. Por ser quem estive do meu lado sempre, seja rindo ou chorando. Por ser a pessoa capaz de sempre me entender. A quem a palavra amiga é pouco para descrever a importância em minha vida. Muito obrigada.

ao meu orientador, professor Evandro, pela disponibilidade em me orientar durante a concretização dessa monografia.

ao professor Valter Leite, por sua dedicação ao curso e aos alunos. Por sempre estar disposto a ajudar. Por ser mais que um professor, ser um amigo.

ao professor João Carlos, por ter acreditado em mim, por ter sempre me recebido com um sorriso no rosto todas as vezes que eu aparecia em sua sala.

ao professor Luiz Cláudio, por ter me ajudado sempre que precisei. Por ter me acolhido e

aceitado em seu grupo de estudos. Muito obrigado, Gordinho.

ao professor Sandro Trindade, por compartilhar que “tem que ser na raça, tem que ser no peito”.

ao professor Nelson Estevão, por também ter acreditado em minha capacidade e pela disponibilidade em ajudar quando foi preciso.

Eu sempre admirei as pessoas que são capazes de lutar para tornar os sonhos de outras em realidade. Muito obrigada, professor Renato Dâmaso, por ser uma dessas pessoas, por ser aquele que mais acreditou nesse curso. Obrigado por nunca ter desistido de nós.

a todos os demais professores do curso, pela paciência, dedicação e ensinamentos disponibilizados nas aulas. Esse trabalho é resultado do esforço de cada um vocês.

aos meus amigos e familiares, pelo carinho e pela compreensão nos momentos em que a dedicação aos estudos foi exclusiva. A todos que contribuíram direta ou indiretamente para que esse trabalho fosse realizado, meu sincero MUITO OBRIGADO.

a DEUS, SEMPRE, por tudo, por todos. Por ter colocado cada uma dessas pessoas em meu caminho.



# Resumo

Turbinas eólicas são mecanismos capazes de converter uma fração da energia cinética extraída do vento, por meio de um rotor eólico, em energia mecânica, convertendo-a em energia elétrica, através de um gerador elétrico. A energia cinética extraída do vento é limitada pela Lei de Betz, a qual informa que apenas 59% da energia cinética do vento pode ser convertida em energia mecânica. A energia convertida é, entre outros fatores, função da velocidade do vento e da geometria do perfil que irá captar o ar. Este trabalho teve como objetivo analisar a influência desses fatores na potência obtida por uma turbina eólica e também obter um protótipo que exemplifique o funcionamento do dispositivo e mostre a influência do perfil na potência obtida.

Na presente pesquisa, primeiramente foi realizado um estudo histórico sobre os principais mercados de energia eólica no mundo. Também foram analisadas as políticas públicas que incentivaram o desenvolvimento de fontes renováveis. Em seguida, foi realizada uma investigação sobre a influência do vento na produção eólica. Depois, foi mostrado o princípio de funcionamento dos aerogeradores. Também foram estudados os tipos de turbinas eólicas. As turbinas eólicas de eixo horizontal foram avaliadas quanto ao seu desempenho. Por meio dos estudos desenvolvidos, foram definidas as variáveis de projeto e o modelo de turbina que foi construído. A partir dessas definições, foi modelado um perfil geométrico ideal e também foi obtido o protótipo.

O trabalho desenvolvido permitiu observar que existe um mercado promissor para o desenvolvimento da indústria eólica e que, a existência desse é resultado direto das políticas públicas adotadas. Permitiu também confirmar que a potência obtida por uma turbina depende da velocidade do vento e do perfil geométrico utilizado. Com a construção do protótipo confirmou-se que é possível obter energia dos ventos, utilizando materiais simples e baratos.

**Palavras-chave:** Turbina eólica. Perfil aerodinâmico. Protótipo.



# Abstract

Wind turbines are mechanisms to convert a fraction of the kinetic energy extracted from the wind, from a rotor wind into mechanical energy of the shaft, converting it into electrical energy through an electric generator. The kinetic energy extracted from wind is limited by the Betz Law, which states that only 59 % of the wind's kinetic energy can be converted into mechanical energy. The converted energy is, among other factors, function of wind speed and geometry of the profile that will capture the air. This study aimed to analyze the influence of these factors on the power produced by a wind turbine and also get a prototype that exemplifies the operation of the device and show the influence of the profile in the power obtained. In this research, first we conducted a historical study of the major wind energy markets in the world. We also analyzed the policies that have encouraged the development of renewable sources. Then, an investigation was conducted on the influence of wind in wind production and also was shown the principle of operation of wind turbines. Also studied were the types of wind turbines. The horizontal axis wind turbines were evaluated for their performance. In the presents studies was defined the project variables and the model turbine to be developed. From these definitions, was modeled a ideal geometric profile and the prototype was built.

By work has observed that there is a promising market for the development of the wind industry and that the existence of this is a direct result of the policies adopted. It also allowed to verify that the power produced by a wind turbine depends on the wind speed and the geometric profile used. With the construction of the prototype confirmed that it is possible to obtain wind energy, using simple and inexpensive materials.

Key-words: Wind turbine. Airfoil. Prototype.





# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>xviii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xix</b>
<b>Lista de Acrônimos e Notação</b>	<b>xxi</b>
<b>1 Introdução Geral</b>	<b>1</b>
1.1 Definição do problema . . . . .	1
1.2 Motivação . . . . .	2
1.3 Objetivos geral e específicos . . . . .	3
<b>2 Breve histórico do uso de energia eólica</b>	<b>5</b>
2.1 Principais mercados . . . . .	5
2.1.1 Dinamarca . . . . .	6
2.1.2 Estados Unidos . . . . .	7
2.1.3 Alemanha . . . . .	8
2.1.4 Espanha . . . . .	9
2.1.5 Índia . . . . .	10
2.1.6 China . . . . .	11
2.2 Políticas Energéticas . . . . .	12
2.2.1 Necessidade das políticas energéticas . . . . .	12
2.2.2 O caso da Alemanha . . . . .	13
<b>3 Princípio de Funcionamento</b>	<b>17</b>
3.1 Utilização da força do vento . . . . .	17
3.2 Forças Aerodinâmicas . . . . .	21
3.2.1 Dispositivos de arrasto . . . . .	22
3.2.2 Dispositivos de sustentação . . . . .	22
<b>4 Tipos de turbinas eólicas para geração de energia elétrica</b>	<b>27</b>
4.1 Turbina Eólica de Eixo Vertical (TEEV) . . . . .	27
4.2 Turbina Eólica de Eixo Horizontal (TEEH) . . . . .	29

4.3	Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal . . . . .	30
<b>5</b>	<b>Máquinas Elétricas</b>	<b>33</b>
5.1	Geradores de energia elétrica . . . . .	33
5.1.1	Princípio de funcionamento dos alternadores . . . . .	34
5.1.2	Princípio de funcionamento dos dínamos . . . . .	37
<b>6</b>	<b>Definição das variáveis de projeto</b>	<b>39</b>
6.1	Características do projeto . . . . .	39
6.2	Média da velocidade de vento adotada . . . . .	39
6.3	Escolha do número de pás . . . . .	40
6.4	Cálculo do raio das pás . . . . .	41
6.5	Escolha do perfil geométrico utilizado . . . . .	43
6.6	Constantes e valores adotados . . . . .	43
<b>7</b>	<b>Modelagem do perfil geométrico das pás de uma turbina eólica</b>	<b>45</b>
7.1	Teoria do momento do elemento de pá (BEMT) . . . . .	45
7.2	Dimensionamento . . . . .	46
7.3	Considerações . . . . .	50
<b>8</b>	<b>Construção do protótipo</b>	<b>53</b>
8.1	Projeto Base . . . . .	53
8.2	Modelo inicial . . . . .	54
8.2.1	Desenho . . . . .	54
8.2.2	1 Protótipo . . . . .	55
8.2.3	Resultados . . . . .	55
8.3	2 Protótipo . . . . .	57
8.4	3 Protótipo . . . . .	57
8.4.1	Resultados . . . . .	58
<b>9</b>	<b>Conclusões e Perspectivas</b>	<b>61</b>
	<b>Bibliografia</b>	<b>63</b>

# Lista de Figuras

2.1	Evolução do tamanho e da potência das turbinas . . . . .	5
2.2	Evolução da capacidade instalada . . . . .	6
2.3	Evolução da capacidade instalada na Dinamarca . . . . .	7
2.4	Evolução da capacidade instalada nos EUA . . . . .	8
2.5	Evolução da capacidade instalada na Alemanha . . . . .	9
2.6	Evolução da capacidade instalada na Espanha . . . . .	9
2.7	Evolução da capacidade instalada na Índia . . . . .	11
2.8	Evolução da capacidade instalada na China . . . . .	11
2.9	Evolução dos reembolsos de energia eólica . . . . .	14
2.10	Evolução da tarifa no contexto da LER . . . . .	15
3.1	Fluxo de massa em de um tubo de seção transversal A . . . . .	17
3.2	Perdas de velocidade do vento em uma turbina eólica . . . . .	19
3.3	Forças aerodinâmicas em um objeto . . . . .	22
3.4	Rotação das pás devido a força do vento . . . . .	23
3.5	Relação entre as forças de sustentação e arrasto em um dispositivo de sustentação	24
3.6	$c_p$ x $\lambda$ para o gerador eólico Vestas V44-600 kW . . . . .	25
3.7	$c_P$ e aproximações utilizando o polinômio de terceira ordem . . . . .	26
4.1	Turbina Savonius . . . . .	28
4.2	Turbina Darrieus . . . . .	28
4.3	Tipos de posicionamento do rotor: (a) a montante, (b) a jusante . . . . .	29
4.4	Turbina de eixo horizontal de três pás . . . . .	30
4.5	Principais configurações de turbinas eólicas . . . . .	30
4.6	Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal . . . . .	31
5.1	Componentes básicos de um motor elétrico . . . . .	34
5.2	Princípio de funcionamento do alternador . . . . .	34
5.3	Fases representativas do funcionamento de um alternador . . . . .	35
5.4	Força eletromotriz induzida e fluxo . . . . .	36
5.5	Gerador de Corrente Alternada . . . . .	36
5.6	Máquina CC elementar com comutador . . . . .	37
5.7	Distribuição espacial da densidade de fluxo . . . . .	38

5.8	Forma da onda da tensão entre as escovas . . . . .	38
6.1	$c_p$ máximo alcançado em função do número de pás . . . . .	41
6.2	Comprimento do raio das pás em função da velocidade . . . . .	42
7.1	Perfil MH110 . . . . .	46
7.2	Perfil MH110 . . . . .	47
7.3	Pás sem correção (a), (b) e (c) . . . . .	51
7.4	Perfil obtido recalculado . . . . .	51
8.1	Turbina eólica de eixo horizontal de três pás . . . . .	53
8.2	Desenho do protótipo . . . . .	54
8.3	Pás do protótipo . . . . .	55
8.4	1º Protótipo . . . . .	56
8.5	Circuito amplificador: (a) Esquemático, (b) Circuito. . . . .	56
8.6	2º protótipo . . . . .	57
8.7	Gerador utilizado . . . . .	58
8.8	3º protótipo . . . . .	58

# Lista de Tabelas

3.1	Variação da $v$ em relação a classe de solo . . . . .	18
3.2	Coeficiente de arrasto para diversas superfícies . . . . .	23
3.3	Parâmetros que descrevem o $c_p$ . . . . .	26
6.1	Comparação entre rotores de 2 e 3 pás . . . . .	40
6.2	$B x \lambda$ . . . . .	40
6.3	Comparação entre rotores de 2 e 3 pás . . . . .	43
6.4	Constantes e valores adotados . . . . .	43
7.1	Coordenadas do perfil MH110 . . . . .	48
7.2	Coeficientes de sustentação e arrasto do perfil MH110 . . . . .	49
7.3	Parâmetros obtidos para cada N elemento de pá . . . . .	49
8.1	Valores de tensão e velocidade medidos . . . . .	59



# Lista de Acrônimos e Notação

AWEA	American Wind Energy Association (Associação Americana de Energia Eólica)
BEMT	Blade Element Momentum Theory (Teoria do momento do elemento de pá)
CNPq	National Counsel of Technological and Scientific Development (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico)
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
$CO_2$	Dióxido de Carbono
EFL	Electricity Feed in Law
EUA	Estados Unidos da América
GW	Gigawatt
GWEC	Global Wind Energy Council (Conselho Global de Energia Eólica)
GWEO	Global Wind Energy Outlook (Relatório Global de Energia Eólica)
kW	Kilowatt
MH110	Perfil aerodinâmico para turbinas eólicas de eixo horizontal criado por Martin Hepperle
MW	Megawatt
NACA	National Advisory Committee for Aeronautics (Comitê Nacional para aconselhamentos sobre aeronáutica)
NASA	National Aeronautics and Space Administration (Agência Aeroespacial Norte Americana)
NREL	National Renewable Energy Laboratory (Laboratório Nacional (EUA) de Energia Renovável)
PTC	Production Tax Credit (Crédito Fiscal de produção)
REL	Renewable Energy Law (Lei das Energias Renováveis)
TEEH	Turbina Eólica de Eixo Horizontal
TEEV	Turbina Eólica de Eixo Vertical

$A$	Área
$a$	Fator de indução axial
$a'$	Fator de indução tangencial
$B$	Número de pás
$c$	Corda
$C_D$	Coeficiente de arrasto
$c_M$	Coeficiente de momento
$C_D$	Coeficiente de sustentação
$C_P$	Coeficiente de Potência
$D$	Força de arrasto
$dD$	Forças de arrasto do elemento de pá
$dL$	Forças de sustentação do elemento de pá
$dQ$	Binário do elemento de pá
$E_{ex}$	Energia cinética extraída
$E_C$	Energia Cinética
$\varepsilon$	Relação de sustentação/arrasto
$L$	Força de sustentação aerodinâmica
$dm$	Varição mássica infinitesimal
$dt$	Varição temporal infinitesimal
$dx$	Varição de distância infinitesimal
$\dot{m}$	Vazão mássica
$M$	Torque
$m$	Massa
$N$	Número de elementos da pá
$P$	Potência
$p$	Pressão
$P_{ex}$	Potência extraída
$Q$	Binário
$R$	Raio do rotor
$r$	Raio local
$Re$	Número de Reynolds
$v$	Velocidade
$T$	Temperatura
$W$	Velocidade relativa
$\alpha$	Ângulo de ataque
$\beta$	Ângulo de torção da pá
$\eta$	Eficiência da turbina
$\phi$	Ângulo de escoamento não perturbado
$\lambda$	Razão/Relação da velocidade de ponta
$\lambda_r$	Razão/Relação da velocidade de ponta local
$\Omega$	Velocidade de rotação
$\mu$	Viscosidade dinâmica
$\rho$	Densidade do ar

# Introdução Geral

## 1.1 Definição do problema

O interesse pelo uso das fontes de energia não-renováveis, cresce, principalmente devido a dois fatores: econômicos e ambientais. Economicamente, a questão energética tem hoje um papel fundamental nas relações entre países. Muitos deles são pobres em recursos energéticos, como o petróleo, o carvão mineral e a energia elétrica, vitais em suas economias, por isso, são obrigados a importar os recursos energéticos em grandes quantidades, o que os torna dependentes dos grandes produtores estrangeiros. Qualquer oscilação nos preços desses produtos no mercado internacional traz reflexos imediatos para as suas economias. A procura da autossuficiência ou de alternativas energéticas tem sido a estratégia de muitos países para diminuir a danosa dependência externa [Moraes, 2005].

Já, a preocupação ambiental reside no fato de que grande parte da energia não renovável do planeta vem de combustíveis fósseis (petróleo, carvão e gás natural), sendo que a queima deste (exceto o gás natural) libera gás carbônico. A concentração desse gás em grandes quantidades forma uma redoma que aprisiona radiações infravermelhas emitidas pelo sol na superfície terrestre. Esse acúmulo de radiações infravermelhas produz o efeito estufa que é o aumento da temperatura média da Terra.

O aquecimento global é uma das grandes preocupações dos líderes mundiais. Logo, a tendência é desestimular o uso das fontes de energia poluentes. Dentre as alternativas de fontes renováveis de energia, destaca-se o incentivo pela energia eólica, obtida a partir de turbinas. Uma das grandes vantagens de se utilizar essa tecnologia é abundância dos ventos na Terra, que é capaz de gerar uma energia limpa e renovável. Porém, a sua principal desvantagem é o baixo fator de capacidade, devido às grandes variações de velocidades de vento, o que influencia diretamente na potência obtida, sendo o mesmo entre 25 e 45%. Por isso, este trabalho procurará responder as seguintes perguntas: É possível obter geometrias de pás para melhor aproveitar a força do vento? Qual a influência do escoamento do vento no desempenho da turbina? Para um protótipo, qual a energia gerada por ele?

## 1.2 Motivação

Apesar de ser uma estudante de ciências exatas, engenharia, sempre me interessei pelas disciplinas de ciências humanas e sociais. Achava fascinante discutir os problemas do passado e futuro e suas implicações na sociedade. E um deles, particularmente, chamou a minha atenção desde que estava cursando o ensino médio, quando o meu então professor de Geografia nos alertou da possível escassez de alguns bens indispensáveis para a manutenção da vida e para o funcionamento da sociedade, como, por exemplo, a água e o petróleo. O primeiro, indispensável para a vida e o segundo por mover as máquinas tão importantes para a sociedade. Já naquela época fiquei intrigada: já que esses recursos estavam prestes a acabar, por que as ações para impedir isso eram tão poucas?

Passado o momento da discussão na escola básica, esse problema veio me intrigar novamente quando fazia curso preparatório para ingressar em uma universidade, no segundo semestre de 2007. Naquela época, o aquecimento global e o derretimento das calotas polares eram o assunto do momento. Os professores debatiam exaustivamente que o excesso de poluição causaria danos à população e dificultaria a manutenção da vida. Eles afirmavam que seriam questões relativas a esses temas que iríamos responder. E não estavam errados. Em provas de vestibulares e no ENEM <sup>1</sup> daquele ano havia sempre questões que abordavam os temas <sup>2</sup>.

Já naquela época, o foco de meu interesse era o petróleo. Eu pensava, já que a queima desse é um dos principais responsáveis pelo aquecimento global e a velocidade de reposição dele na natureza é lenta, sendo possível vir até a faltar, por que ainda insistíamos tanto em utilizá-lo? É fato que já se falava em alternativas. A energia solar era apontada como uma e a biomassa também. A segunda, no Brasil era uma a que mais ganhava força, principalmente a utilização da cana de açúcar. Como a produção desta sempre foi expressiva no país, era natural aproveitar a energia dela. Porém, a poluição provocada pela queima da cana também é um problema.

Mesmo assim, as alternativas que víamos em funcionamento eram poucas. Eu pensava que a universidade, sempre exaltada pelos professores como a concentração de pessoas capacitadas e engajadas nesses assuntos, seria o local em que discutiríamos e resolveríamos estes problemas. Achei, que, ao ingressar no curso Engenharia Mecatrônica, resolveríamos esses problemas.

Porém, não foi bem assim. Os projetos trabalhados dentro da universidade estavam mais voltados para a área industrial, automação de processos, controle. O que é natural, já que é a área de concentração do curso. Porém, a universidade em parceria com outras instituições oferece a oportunidade de outros trabalhos. Foi o que aconteceu em 2009, quando o *Prêmio Jovem Cientista* <sup>3</sup> abordou o tema “Energia e Meio Ambiente”. Nessa época foi feita a tentativa de se trabalhar com prédios inteligentes, que seria oportunidade perfeita de conectar engenharia e meio ambiente. Já que a automação de algumas funções básicas, como ligar ou desligar uma

---

<sup>1</sup>Exame Nacional do Ensino Médio (Enem) é um exame individual, de caráter voluntário, oferecido anualmente aos estudantes que estão concluindo ou que já concluíram o ensino médio em anos anteriores. Atualmente é utilizado como forma de seleção em alguns processos seletivos das universidades públicas federais.

<sup>2</sup>No ENEM de 2007, as questões 40 e 42 eram relativas ao aquecimento global e a degradação ambiental de Estudos e Pesquisas Educacionais Anísio Teixeira [2007].

<sup>3</sup>Prêmio de reconhecimento da produção científica brasileira, cujo os objetivos são promover a reflexão e a pesquisa, revelar talentos e investir em estudantes e jovens pesquisadores que procuram inovar na solução dos desafios brasileiros de Desenvolvimento Científico e Tecnológico [2011].

lâmpada ou chuveiro ou até mesmo mover as janelas de forma a permitir uma entrada melhor de luz natural podem ocasionar uma redução significativa no consumo de energia. Mas, o projeto não foi desenvolvido.

Uma nova oportunidade de trabalhar nesses problemas foi realizada no primeiro semestre de 2011. Após ler uma reportagem sobre a geração de energia eólica por meio de turbinas eólicas na Europa, interligadas a rede, questionei-me por que tal ideia não era desenvolvida no Brasil. Após pesquisas sobre o tema, foi proposto um projeto de iniciação científica ao *CNPq*<sup>3</sup> sobre o tema, porém o mesmo não foi aceito. Durante a construção da proposta, cogitou-se a ideia da geração de energia solar conectada a rede. Porém, um trabalho sobre o dimensionamento de aquecedor de piscina, realizado na disciplina de Fenômenos de Transporte, no sexto período do curso, mostrou que era necessária uma área de placa muito grande para ter um pequeno acréscimo na temperatura da água. Tal experiência desestimulou o projeto, optando-se pela geração de energia eólica. Como não foi possível desenvolver o projeto como um trabalho de iniciação científica, foi proposto desenvolvê-lo como trabalho de conclusão de curso.

### 1.3 Objetivos geral e específicos

O principal geral do trabalho é analisar o desempenho de uma turbina eólica em função do perfil de escoamento do vento nas pás do dispositivo. Esse trabalho também irá

Outros objetivos específicos deste trabalho são:

- Compreender o funcionamento de turbinas eólicas e investigar principalmente a influência da velocidade do vento e do ângulo das pás no funcionamento da mesma.
- Analisar as políticas públicas nacionais e internacionais que estimulam a geração de energia elétrica utilizando aerogeradores.
- Modelar o perfil geométrico das pás da turbina que possibilite o melhor desempenho em função do escoamento.
- Dimensionar e desenvolver uma turbina eólica de pequeno porte de caráter experimental.

---

<sup>3</sup>Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.



## Breve histórico do uso de energia eólica

### 2.1 Principais mercados

Na história do desenvolvimento da indústria, a época gloriosa das máquinas hoje já não é mais tão intensa conforme foi anteriormente. Vive-se hoje a era da tecnologia da informação, cuja a velocidade do avanço tecnológico é extremamente rápida, fazendo com que o desenvolvimento das indústrias de máquinas pesadas pareça obsoleto, se comparado. Porém, ainda existe a indústria de uma máquina moderna cuja taxa de crescimento nas duas últimas décadas tem sido comparada a da indústria da tecnologia da informação: a indústria de turbinas eólicas [R.Gasch and Twele, 2011].

O rápido incremento em tamanho e capacidade das turbinas eólicas fabricadas comercialmente entre os anos de 1982 e 2006, conforme mostrado na Figura 2.1, explica por que o desenvolvimento das turbinas eólicas pode ser comparado com a da tecnologia da informação.

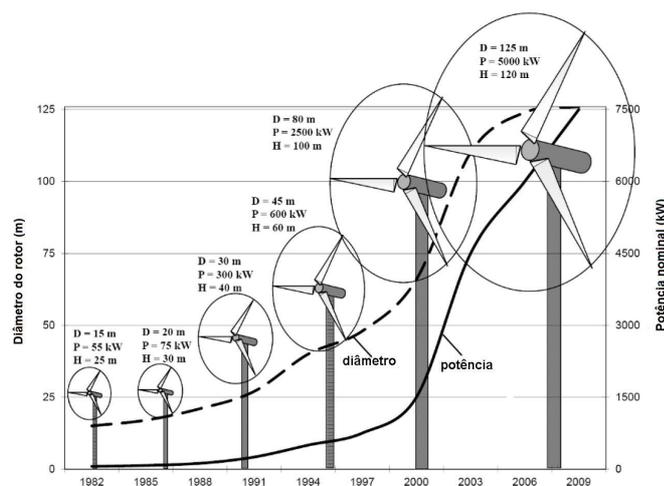


Figura 2.1: Evolução do tamanho e da potência das turbinas  
 Fonte:[Concil, 2012]

A Figura 2.1 mostra a rápida expansão do tamanho do diâmetro do rotor e da altura da turbina, acompanhados de um incremento elevado na produção de energia (kW). Analisando

a Figura 2.1, percebe-se que, em pouco tempo, aproximadamente 25 anos, tem sido desenvolvida uma tecnologia confiável e permanente. O desenvolvimento da tecnologia das turbinas levou também ao aumento na capacidade instalada da produção de energia eólica, conforme é observado na Figura 2.2.

Conforme pode ser observado nas Figuras 2.1 e 2.2, ambas as taxas de crescimento, tamanho da turbina e capacidade instalada, tem sido significativas. Por exemplo, em 1996, as maiores turbinas comerciais tinham um diâmetro de  $45m$  e uma altura de  $60m$ , produzindo  $600kW$  de energia. Nesse ano, o mundo registrava uma capacidade instalada de  $1.280MW$  de potência. Já, em 2009, as turbinas possuíam um diâmetro médio de  $125m$ , uma altura de  $120m$  e uma potência de  $5000kW$ . Nessa época, a potência instalada no mundo era de  $38.610MW$ . Portanto, verificou-se que a potência desenvolvida por uma turbina aumentou aproximadamente 8 vezes em 3 anos e a capacidade instalada no mundo aumentou aproximadamente 30 vezes.

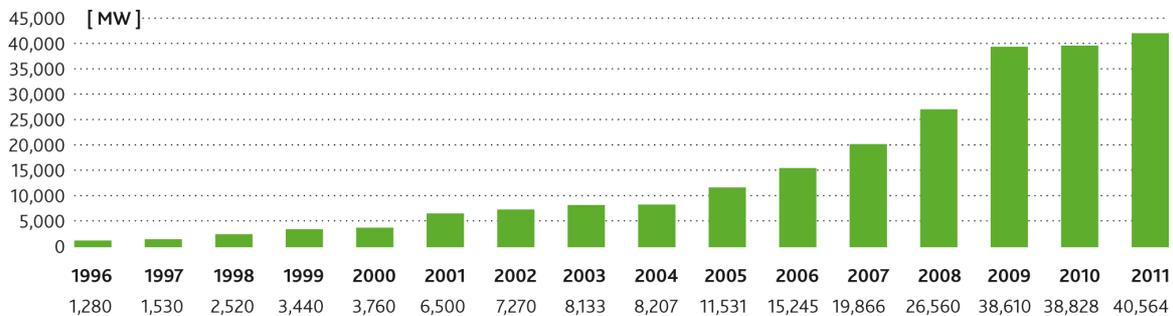


Figura 2.2: Evolução da capacidade instalada

Fonte: [R.Gasch and Twele, 2011]

A seguir resumem-se os acontecimentos mais importantes da história do desenvolvimento da energia eólica nos principais mercados, que explicam esse rápido crescimento e também o estado atual da produção de energia eólica.

### 2.1.1 Dinamarca

A produção de energia elétrica através da força dos ventos iniciou-se na Dinamarca somente por volta do século *XX*. Os dinamarqueses foram os primeiros nessa prática, como meio de minimizar os efeitos da crise do petróleo 1973 e 1978. A partir da década de 1970, pequenas empresas e fabricantes de máquinas e equipamentos rurais da Dinamarca desenvolveram as primeiras turbinas para a geração de energia de uso comercial. Esses aerogeradores tinham diâmetro de rotor de  $10$  a  $15m$  e capacidade de  $30$  a  $55kW$ . Um desenvolvimento maior dessa indústria no país foi possível devido a mudanças na política energética dinamarquesa, que garantiu que os proprietários desses equipamentos iriam receber um preço justo e fixo pela quantidade excedente de energia produzida, a qual era diretamente conectada a rede. Essa mudança na política foi a grande responsável por iniciar um mercado para o uso de energia renovável, principalmente a eólica, na Dinamarca. O resultado desses incentivos podem vistos no decorrer dos anos, conforme pode ser observado na Figura 2.3.

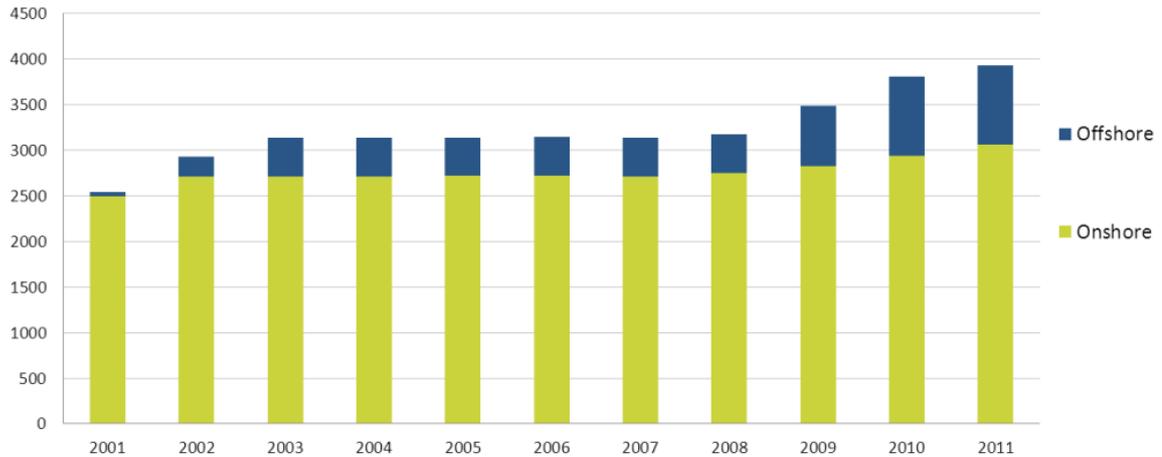


Figura 2.3: Evolução da capacidade instalada na Dinamarca

Fonte: [Power, 2012]

Como pode ser observado pela Figura acima, em 2007, o país registrou um recorde, 25% da energia elétrica consumida foram produzidas por turbinas eólicas [R.Gasch and Twele, 2011]. Em 2010, o país inaugurou o maior campo de energia eólica offshore (instaladas no mar e/ou oceanos) do mundo. Instalado no mar Norte, o *Horns Rev 2* entrou em operação em setembro, com 91 turbinas espalhadas em uma área de  $35\text{km}^2$  e com capacidade de produzir  $210\text{MW}$  de eletricidade por ano, o que seria suficiente para abastecer uma cidade de 200 mil habitantes [Costa, 2012]. Embora a Dinamarca tenha liderado o mundo na produção de energia eólica na década de 1990, hoje ocupa apenas a décima posição, atrás de países como China, Alemanha, Espanha, entre outros. Porém, o governo Dinamarquês quer recuperar a posição. Por isso em 2012 ele anunciou uma medida ousada: até 2050, pretende não utilizar mais combustíveis fósseis na geração de energia, utilizando apenas fontes renováveis. Para isso, espera-se que em 2020, 35% da energia consumida no país sejam provenientes de fontes renováveis, sendo que 50% de toda a eletricidade serão a partir de parques eólicos.

### 2.1.2 Estados Unidos

Entre os anos de 1980 e 1981, devido a crise da energia na década de 1970, foi iniciado o incentivo para o uso de energias renováveis nos Estados Unidos, principalmente na Califórnia, onde o governador *Jerry Brown* aprovou leis que impulsionaram e incentivaram o uso de tais energias. O resultado desses incentivos foi uma capacidade instalada de  $1.6\text{MW}$  em 1987. Porém, na metade da década de 1990, a expansão dos parques eólicos sofreu uma desaceleração, tanto que, no período, conforme afirma (N.F. da Silva, 2006, p.157) “[...] o descomissionamento das antigas fazendas eólicas chegou a superar a capacidade instalada de novas turbinas”. Tal fato resultou em uma redução da capacidade total instalada no país.

O que levou a recessão na indústria eólica americana foi a derrota do Governador democrata do Estado da Califórnia *Jerry Brown*, que perdeu a maioria dos votos para os republicanos, deixando o governo. O governador da Califórnia era um dos grandes incentivadores da conservação do ambiente, tendo em seu primeiro governo criado medidas que incentivaram o uso

de fontes renováveis de energia. Por isso, e também devido a velocidade elevada do vento, que no início da década de 1990, quase todo desenvolvimento de energia renovável nos Estados Unidos ocorreu na Califórnia, que detinha mais de 90% da produção mundial de energia eólica [Brown, 2012]. Portanto, a diminuição da produção eólica no estado californiano resultou em uma diminuição significativa na energia produzida no país. Após a derrota, a política de preservação de Brown foi substituída por leis que favoreceram as ofertas de energia mais baratas. Novamente, as usinas fósseis, grandes emissoras de  $CO_2$  tornaram-se a tecnologia predominante na geração de energia nos EUA.

Somente no final dos anos 1990, os parques eólicos americanos começaram novamente a progredir. Essa nova fase foi impulsionada pela data de expiração de alguns dos projetos do governo que incentivavam a produção de energia eólica, como é o caso, por exemplo, do *Production Tax Credit (PTC)*, cuja data de expiração ocorreria em junho de 1999 [da Silva, 2006]. Por exemplo, no segundo semestre de 1998, próximo a data limite do *PTC*, mais de 800MW de geração de energia eólica foram instaladas em território americano. Como se depreende da Figura 2.4, o país registrou um aumento expressivo da capacidade instalada nos últimos anos. No final de 2001, os EUA tinham uma capacidade instalada de 4.275MW. Já, em 2011, o país atingiu uma capacidade de 46.919MW.

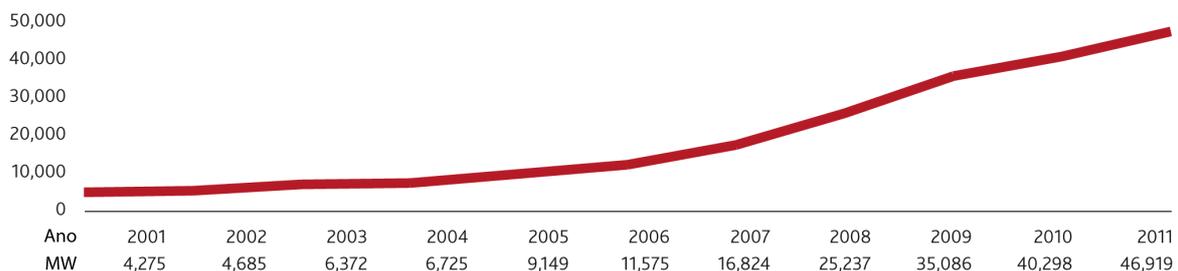


Figura 2.4: Evolução da capacidade instalada nos EUA

Fonte: [Concil, 2012]

Essa expansão só foi possível devido a extensão do *PTC*, bem como a adoção de arranjos institucionais que determinaram incentivos financeiros aos que investiram nessa tecnologia.

Atualmente, há 788 turbinas eólicas instaladas em 17 estados americanos. Até o primeiro bimestre de 2012, os EUA registraram uma capacidade instalada de 48.611MW, isso representa um acréscimo de 52% na produção sobre o ano passado, no mesmo período.

### 2.1.3 Alemanha

A Alemanha não teve participação expressiva na geração mundial de energia eólica até o ano de 1991, quando o governo alemão adotou a *Electricity Feed in Law (EFL)*, uma lei federal que definiu acesso a um preço justo e um preço fixo para a energia eólica [da Silva, 2006]. A adoção desse incentivo por parte do governo foi fundamental para o desenvolvimento do mercado eólico alemão, já que em 1985 a Alemanha tinha uma participação de menos de 1% na produção global de energias renováveis [P.A.Leonelli and et al.]. O programa de incentivos alemão foi tão eficiente, que conforme pode ser visto em (P.A. Leonelli e *et al.*, 2008, p.21), “[...] no final de

2002 a Alemanha tinha mais de um terço do estoque global de turbinas eólicas”. Oito anos após a adoção da *EFL*, a Alemanha tinha uma produção de  $3000MW$ . Em 1998, a província de *Niedersachsen* e *Schlewig-Holstein* produzia 7% da demanda de energia do país através dos ventos. Dois anos depois, essa participação havia aumentado 40%. Em abril de 2000, o governo Alemão aprovou a *Renewable Energy Law (REL)*, que substituiu a *EFL* e encorajou o desenvolvimento de turbinas *offshore*. Logo após essa lei, a Alemanha teve um novo recorde de produção de energia eólica, tendo registrado em 2002 uma produção de  $11.994MW$ , conforme pode ser observado na Figura 2.5. Em 2009, a Alemanha ocupou a terceira posição no ranking do total de capacidade instalada, com uma produção de  $25.777MW$ .

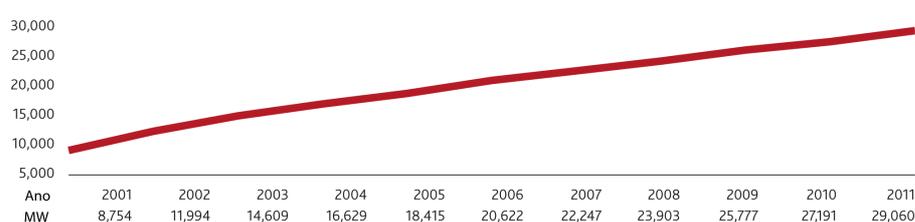


Figura 2.5: Evolução da capacidade instalada na Alemanha

Fonte: [Concil, 2012]

Em 2011, a Alemanha foi o país da Europa com maior capacidade instalada, seguido de França, Itália e Reino Unido. A grande maioria dessa produção foi obtida por turbinas instaladas no mar [Wilkes and et al., 2012]. Em *Brunsbüttel*, a Alemanha tem em operação uma das maiores e mais potentes turbinas do mundo. A *5M Repower*, com  $126m$  de diâmetro e  $183m$  de altura pode fornecer até cinco megawatts de eletricidade, o que é suficiente para suprir a energia de 4500 residências.

### 2.1.4 Espanha

Apesar do suporte às energias renováveis ter começado na Espanha na década de 1980, foi há poucos anos que o país estabeleceu uma participação significativa na produção de energia eólica. A Figura 2.6 mostra o crescimento da capacidade instalada nos últimos anos.

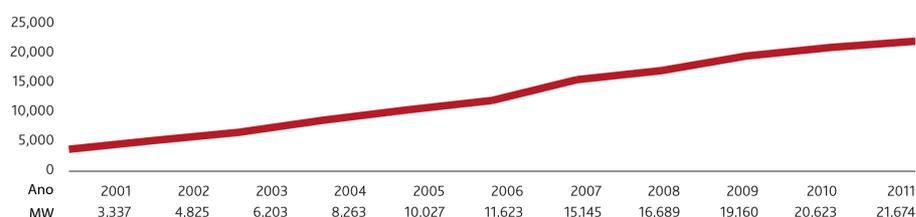


Figura 2.6: Evolução da capacidade instalada na Espanha

Fonte: [Concil, 2012]

O crescimento espanhol ocorreu principalmente devido a três fatores. O principal deles é financiamento do governo, que investe na tecnologia. Outro fator é a parceria entre empresas fabricantes de turbinas eólicas e centros de pesquisa. Como foi, por exemplo, o caso da Endesa

<sup>1</sup>.que através de um prêmio de pesquisa realizou uma parceria com um grupo de pesquisadores da Universidade Autônoma de Barcelona e do Conselho Superior de Pesquisa Científica. O objetivo dessas parcerias é otimizar e melhorar o parque eólico espanhol, conforme afirma o diretor de energias renováveis da Endesa, Fernando Ferrando (Business, 2012, p.3): “Queremos otimizar o sistema de gestão e o projeto para gerar energia da forma mais eficiente possível.”O terceiro fator é a velocidade do vento na Espanha, que apresenta condições propícias para a instalação de parques eólicos. Por exemplo, em 2007, o país registrou ventos que geraram 10% de toda a eletricidade produzida. Em 2008, particularmente no dia 4 de março, os ventos chegaram a gerar 28% da eletricidade total. Em 06 de novembro de 2011, o país registrou um recorde. 57.6% da demanda energética espanhola foi fornecida por energia eólica [Business, 2012].

Porém, em 2011, conforme pode ser observado na Figura 2.6, o país registrou uma pequena recessão na produção eólica. A mesma foi causada devido a crise econômica que a Espanha vem enfrentando.

### 2.1.5 Índia

Com uma população superior a 1 bilhão de habitantes, a Índia, dentre todos os países já citados, é o que provavelmente mais precisa investir em fontes alternativas de energia, já que, segundo o analista internacional (Raul Sohr, 2012, s.p), “A grande vulnerabilidade econômica da Índia é a energia”. O país, há algum tempo, não está sendo capaz de fornecer energia suficiente para o funcionamento e crescimento de sua indústria. E este problema foi um dos responsáveis pela desaceleração do crescimento econômico do país em quase 10% em 2010 para estimados 7% este ano [Bajaj, 2012].

O problema enfrentado é tanto que basicamente todas as quartas-feira e sábados as indústrias recebem o suficiente apenas para acender suas lâmpadas, não para operarem suas máquinas, fazendo com que seja necessário utilizar diesel para funcionar geradores auxiliares. Além disso, quando há fornecimento, esse chega a ser interrompido por até seis horas.

Diante desse cenário, surgiu espaço para a produção eólica. Conforme (R.Gasch; J. Twele, 2011, p.3) “[...], o governo e os industriais indianos querem usar os parques eólicos para acabar com as frequentes paradas industriais provocadas pela escassez de energia”. Nesse sentido, embora a primeira usina tenha sido instalada em 1994, apenas em 1998 o país teve um aumento significativo na produção de energia eólica, tendo registrado uma produção de 200MW. Em 1998, esse número tinha aumentado para 1000MW e, em 2010, a capacidade instalada atingiu 13.065MW.

Pela Figura 2.7, percebe-se que, desde 2001, devido à grande demanda solicitada pelo país, o país vem tendo um aumento gradual de sua capacidade instalada, sendo que um incremento maior foi registrado a partir de 2004. Em 2011, a Índia teve um recorde na capacidade instalada, com uma produção de 16.084MW. Essa produção, porém, representa apenas 6% de sua demanda energética.

---

<sup>1</sup>Companhia elétrica e operadora de parques eólicos na Espanha.

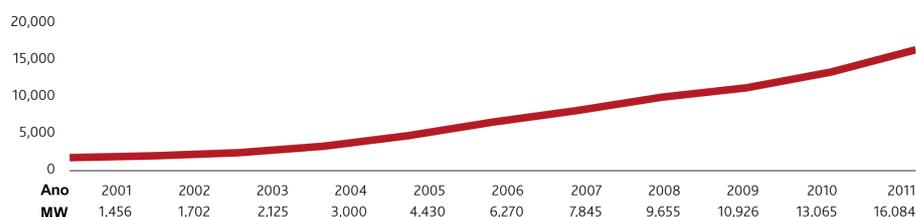


Figura 2.7: Evolução da capacidade instalada na Índia  
Fonte: [Concil, 2012]

### 2.1.6 China

O aumento da capacidade instalada na geração de energia eólica na China aumentou drasticamente nos últimos anos e, segundo Gordon Y. Lion (2009) “[...] é uma das que mais cresce no mundo”. Tal aumento ocorreu quando o governo chinês percebeu que 70% da energia gerada no país provinham de usinas termoeletricas, sendo, portanto, necessário diversificar a matriz energética utilizando fontes renováveis. Para isso, o governo estipulou, em 2006, a lei das energias renováveis. Essa estabeleceu que grandes conglomerados de energia deveriam gerar pelo menos 3% de eletricidade não convencional até 2010 e 8% até 2020. Estabeleceu também um investimento de *US\$67* bilhões no desenvolvimento de energias sustentáveis. O resultado desses investimentos foi que nos últimos anos, conforme já foi dito, a China foi um dos países que mais aumentou sua capacidade instalada, conforme pode ser visto na Figura 2.8.

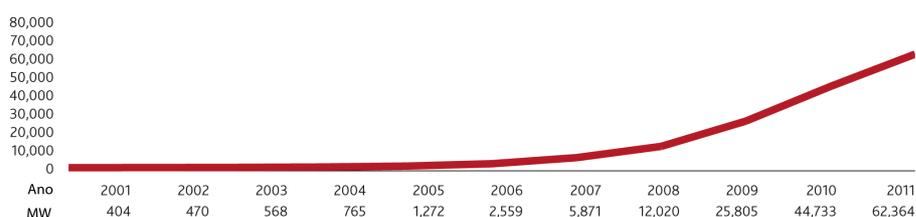


Figura 2.8: Evolução da capacidade instalada na China  
Fonte: [Concil, 2012]

Pela Figura 2.8, percebe-se que a evolução chinesa ocorreu depois da Lei de Incentivo das Energias Renováveis. Antes disso, a produção chinesa não apresentava aumentos significativos. Em 2009 país teve um recorde de produção, registrando  $42.287MW$  de capacidade instalada, obtida por turbinas com capacidade média de  $100W$ . Em maio de 2011, a China inaugurou uma turbina eólica de  $6MW$ , que pode ser utilizada tanto em mar ou não. No mesmo ano, o país liderou o mercado com uma produção de  $17630.9MW$ , o que representa 1.5% do total de eletricidade fornecida.

## 2.2 Políticas Energéticas

### 2.2.1 Necessidade das políticas energéticas

Analisando o mercado de energia eólica, encontram-se dois tipos principais de mercado, que são identificados por motivações governamentais distintas. Um primeiro cujo o apoio governamental é motivado por preocupações ambientais (por exemplo, os países da Europa) e o segundo, em que o apoio governamental é baseado na necessidade de energia (por exemplo, países da Ásia) [R.Gasch and Twele, 2011]. Em virtude dessas diferentes motivações, são formados mercados distintos, cujas formas de incentivo se diferenciam.

No primeiro, as principais características são:

- Obrigação do país de reduzir as taxas de emissão de  $CO_2$ .
- Não há necessidade de incremento na capacidade elétrica do país. A energia eólica contribui, geralmente, com uma parcela pequena da produção de energia.
- O desenvolvimento da energia eólica não é inteiramente sensível às variações externas do preço dos combustíveis.

No outro, temos como características:

- Necessidade imediata de aumento da capacidade, já que os países apresentam déficits de energia.
- Os países apresentam moderado e elevado crescimento econômico.
- Os países são dependentes da exportação de combustíveis fósseis.
- As economias dos países são sensíveis as variações no preço dos combustíveis.

Nos dois casos, em geral, o desenvolvimento da energia eólica pode ser apoiado em uma variedade de incentivos políticos, como forma de estimular o mercado [Dutra, 2007].

Geralmente, os incentivos adotados são a redução de custo e os programas de subsídio de financiamento que estimulam a produção eólica.

Porém, somente eles não funcionam se não houver compradores para a energia gerada, tornando tais programas ineficazes. Por isso, normalmente, adota-se também obrigatoriedade e outros requisitos de compra para assegurar o mercado [Ferreira, 2008]. No entanto, conforme já foi mencionado, existem motivos específicos para a criação dos mercados, logo, as políticas adotadas são distintas e variam de acordo com as características dos países.

A seguir analisa-se um pouco da política energética empregada na Alemanha, pois, conforme pode ser visto em [Dutra, 2007], [Ferreira, 2008] e [Costa, 2006], o modelo alemão de incentivo as fontes renováveis de energia é um dos mais significativos em termos de resultados. E, segundo o [P.A.Leonelli and et al.] e [Costa, 2006] é o modelo estudado para propor incentivos e recomendações para promover as fontes renováveis no Brasil. O programa destaca-se pelo uso das tarifas Feed-in, pelas quais o uso de energia renovável na Alemanha aumentou significativamente, principalmente as energias eólicas, sendo extremamente eficaz no que se propôs, conforme afirma

[Costa, 2006, p. 107]: “O *Feed-in* é de longe o instrumento mais eficaz: possui a vantagem de garantir a segurança do investimento, permite o ajuste do valor do *preço premium* ao longo do tempo. E ainda garante a expansão de E-FER a custos razoáveis para o consumidor”.

### 2.2.2 O caso da Alemanha

Nos países europeus, a força fundamental impulsionadora da energia eólica são os compromissos feitos por estes em direção à redução das taxas de emissão de dióxido de carbono. Na Alemanha, não foi diferente, apesar do país ter tido outros motivos. No país, os programas de incentivo a energia eólica e as FER (Fontes de Energia Renovável) em geral, iniciaram-se após a crise do petróleo na década de 1970, quando se percebeu que seria necessário investir em fontes alternativas de energia. Porém, somente em 1990 o mercado de turbinas eólicas começou a crescer [P.A.Leonelli and et al.]. Já que, inicialmente, a ênfase principal do governo em fontes alternativas foi em energia nuclear e carvão mineral.

Em 1980, o parlamento alemão recomendou como prioritários o investimento em eficiência energética e FER, mas, o incentivo maior foi em energia nuclear. Nessa época, a promoção da energia eólica se deu principalmente pelos programas de pesquisa e desenvolvimento, que foram implementados pelo Ministério Federal de Pesquisa e Tecnologia. Em 1981, o Ministério de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) solicitou um estudo profundo sobre as consequências do uso indiscriminado das fontes de energia, o qual teve forte repercussão na mídia, pois o resultado foi publicado na época do acidente de Chernobyl<sup>2</sup>. Nesse momento, o desenvolvimento da energia nuclear entrou em recessão, abrindo espaço para as fontes renováveis, já que, segundo afirma o [P.A.Leonelli and et al., p. 21] , “O estudo concluiu que apenas os esforços para o uso de FER e para a maior eficiência energética poderiam ser compatíveis com os valores básicos de uma sociedade livre, e que isso seria menos dispendioso que o investimento em sistema de abastecimento elétrico por energia nuclear, como era previsto”.

Depois desse relatório, em 1989, foi criado o Programa de Estímulo de Mercado (Programa 100/250MW), que estimulou a produção de energia eólica em larga escala. O objetivo do programa era produzir 100MW ( mais que os 20MW em operação naquele ano). Posteriormente, o programa foi expandido para a produção de 250MW. Para atingir esse objetivo, o governo garantiu o pagamento de um preço fixo por *kWh* de energia produzido. Inicialmente, pagaria-se € 0,04/*kWh*, depois esse valor foi reduzido para € 0.03/*kWh*. Além disso, foi garantindo também um investimento para os operadores privados, como, por exemplo, agricultores [P.A.Leonelli and et al.].

Em 1990 foi adotada a *Electricity Feed-In-Law* (LFE), lei que estabeleceu a conexão de energia gerada por fontes renováveis na rede pública. O reembolso da eletricidade produzida através de fontes renováveis estava estipulado em 90% da média dos preços de venda das concessionárias. Essas compravam a energia por um preço fixo na faixa de € 0.041/*kWh* a € 0.056/*kWh*. Isso significa que elas pagavam entre € 0.030/*kWh* a € 0.046/*kWh* a mais. [Dutra, 2007]. A partir dessa lei, a Alemanha tornou-se exemplo na promoção e geração de energias renováveis [Dutra, 2007].

---

<sup>2</sup>Acidente nuclear ocorrido em 1986, na Usina Nuclear de Chernobyl, na Ucrânia, cuja contaminação por radioatividade foi 400 vezes mais do que foi lançado em Hiroshima, no Japão [Stone, 2006].

Conforme já foi discutido, para que as FER fossem utilizadas, era necessária uma mudança na lógica do mercado que tornasse o preço pago por elas competitivo com o das fontes convencionais, que são erroneamente considerado mais barato, já não incorpora em seu preço final os prejuízos sociais ou ambientais causados. Através da *LFE*, o governo alemão conseguiu atingir tais objetivos, principalmente porque a Lei foi planejada para que os benefícios fossem obtidos a longo prazo. Sendo que essa foi a sua principal característica.

As tarifas pagas durante a *LFE* são mostradas na Figura 2.9:

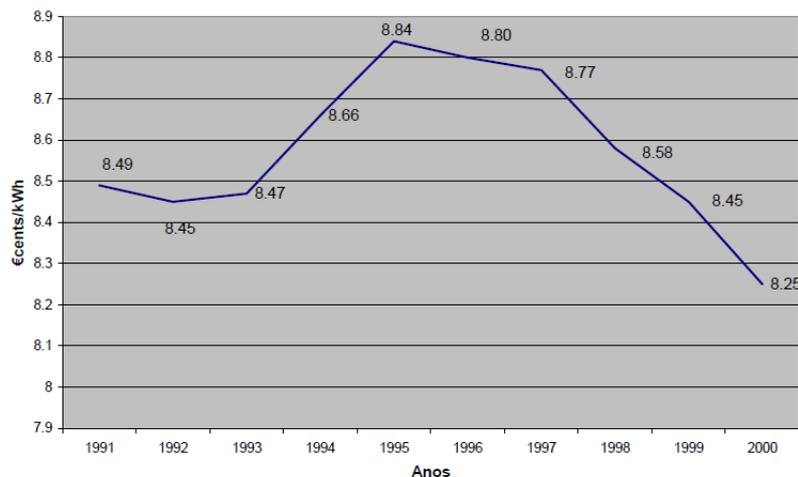


Figura 2.9: Evolução dos reembolsos de energia eólica

Fonte: The Danish Wind Industry Association, 1998; Internacional Energy Agency, 2004.  
Citado por [Dutra, 2007]

Pelo que se nota na Figura 2.9, em 1996, devido a abertura do mercado de energia elétrica na Alemanha, os valores tarifários pagos pelo consumidor final caíram, e, de acordo com a *LFE* que atrelou o valor pago pelo consumidor final aos valores tarifários da energia elétrica, estes também caíram. Apesar do mercado eólico alemão ter tido um crescimento expressivo sob forte influência da *LFE*, conforme pode ser observado no aumento da capacidade instalada alemão, na Figura 2.5, várias autoridades do setor elétrico previram problemas para a expansão nos próximos anos. Nesse momento, não só o mercado, como as autoridades pressionavam o governo para uma reformulação da *LFE* que garantisse a continuidade da expansão do setor eólico. A resposta veio em 1999, quando se iniciou a reforma da *Feed-in Law*, que resultou, na aprovação em 25/02/2000 da Lei das Energias Renováveis (LER) <sup>3</sup>, a qual impôs que os operadores do sistema alemão comprassem energia de cada forma específica de fonte renovável, incluindo eólica, durante vinte anos, a um preço fixo mínimo [Ferreira, 2008].

O objetivo dessa Lei era a duplicação da participação das fontes de energia renováveis na geração de eletricidade, que tinha como meta ir de 5% para 20% em 2010, conforme estipulado pela Comissão Europeia em seu relatório “Renawable Energy White Paper” [Dutra, 2007]. A nova Lei implementada destacou-se por iniciar a formação de um mercado sustentável para as FER através da compensação das distorções do mercado convencional. Isso foi obtido por medidas

<sup>3</sup>A lei também é conhecida como EEG (Erneuebare - Energie - Gesetz) [Dutra, 2007].

como o reajuste da taxa paga a cada dois anos, acompanhando as inovações tecnológicas e o desenvolvimento do mercado.

Com essas medidas, esperava-se que as FER tornassem-se competitivas a médio e a longo prazo, para que futuramente não fossem mais necessários incentivos.

A taxa de pagamento pelo preço da energia foi estabelecida baseada em uma análise de custo e uma proposta apresentada pela comunidade eólica alemã. Como a LER, conforme foi dito, objetivava que os incentivos fossem reduzidos a longo prazo, ela estabeleceu que inicialmente, haveria um preço fixo para a compra de energia eólica, porém, esse seria reduzido gradualmente de 1.5% [Dutra, 2007]<sup>4</sup>.

A Figura 2.10 mostra a redução sofrida pelas tarifas pagas ao longo dos anos pela energia eólica desde a implementação da LER. Pelo gráfico mostrado, percebe-se que a Lei também determinou uma diferença entre os valores pagos de acordo com o local de instalação (que determina a dificuldade da mesma).

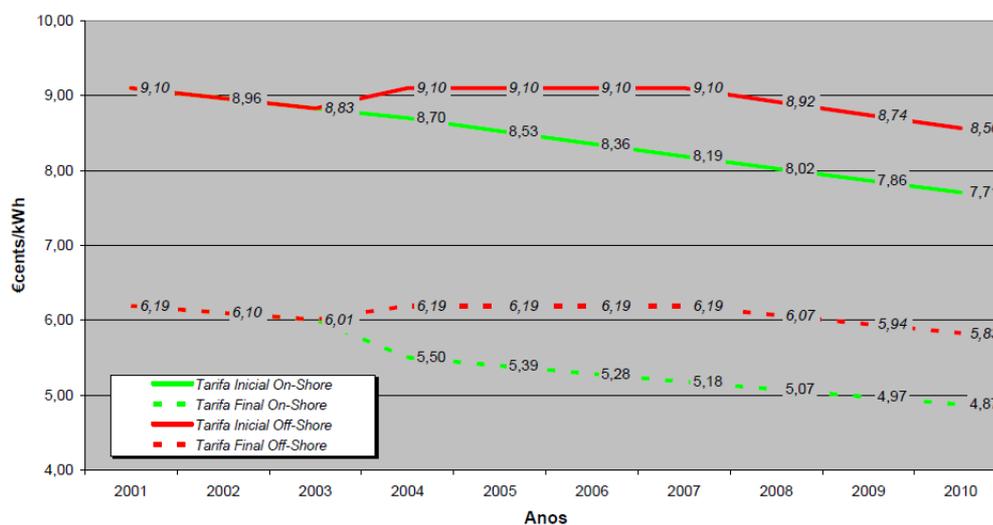


Figura 2.10: Evolução da tarifa no contexto da LER

Fonte: Federal Ministry for the Environment, 1998. Citado por [Dutra, 2007]

<sup>4</sup>Essa medida foi adotada não somente para energia eólica, mas, para todas as fontes [Dutra, 2007].



## Princípio de Funcionamento

### 3.1 Utilização da força do vento

Nas turbinas eólicas, podemos considerar que há um tubo imaginário de área  $A$  cujo o raio é dado pelo comprimento da pá da turbina. Seja um fluxo de massa de ar com densidade  $\rho$  e velocidade  $v$  atravessando a seção transversal desse tubo da mesma forma como mostrada na Figura 3.1.

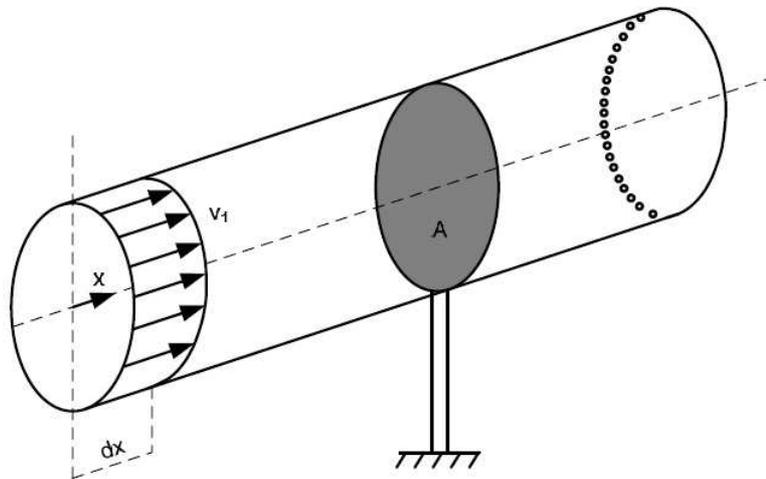


Figura 3.1: Fluxo de massa em de um tubo de seção transversal  $A$   
 Fonte: [R.Gasch and Twele, 2011]

Sabe-se que a vazão mássica nesse tubo é a taxa de variação da massa com o tempo, logo:

$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} \quad (3.1)$$

Mas, sabe-se também que a massa em dado instante de tempo é dada por:

$$dm = \rho V \quad (3.2)$$

em que  $\rho$  é a densidade do ar e  $V$  é o volume ocupado pela massa de ar.

Como pode ver observado na Figura 3.1, sabe-se que o volume da massa de ar em certo instante  $dt$  é dado por:

$$V = A_{base}h = Adx \quad (3.3)$$

Ou seja, o volume ocupado pela massa de ar é dado pelo produto da área da base do tubo imaginário,  $A$ , pela altura do mesmo no instante  $dt$ ,  $dx$ .

Substituindo a Equação 3.3 na Equação 3.2 temos que:

$$dm = \rho Adx \quad (3.4)$$

Logo, substituindo a última equação obtida na Equação 3.1, temos que:

$$\dot{m} = A\rho \frac{dx}{dt} \quad (3.5)$$

Como a variação da distância percorrido pela massa de ar em determinado instante é a velocidade, temos que:

$$\dot{m} = A\rho \frac{dx}{dt} = A\rho v \quad (3.6)$$

Sabe-se também que a massa de ar percorrendo o tubo possui uma energia cinética associada ao seu movimento. A energia cinética é, por definição, dada por:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3.7)$$

em que :

- $m$  é a massa do corpo, em  $kg$
- $v$  é a volicidade, em  $m/s$

Por definição, a potência é a taxa de variação da energia por unidade de tempo. Sendo assim:

$$P_{vento} = \dot{E} = \frac{1}{2}\dot{m}v^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (3.8)$$

Na Equação 3.8, a densidade do ar  $\rho$  varia com a pressão do ar  $p$  e temperatura  $T$ . A densidade muda proporcionalmente à pressão atmosférica a uma temperatura constante. A Tabela 3.1 mostra a variação de densidade para diferentes temperaturas a pressão constante.

Tabela 3.1: Variação da  $v$  em relação a classe de solo

Temperatura (T) em $^{\circ}C$	-20	-10	0	10	20	30	40
Densidade $\rho$ em $kg/m^3$	1.377	1.324	1.275	1.230	1.188	1.149	1.112

Fonte: [Quaschnig, 2005]

O vento durante uma tempestade violenta (Força Beaufort 11), com uma velocidade de  $30\text{m/s}$ , e temperatura de  $10\text{C}$  atinge uma potência de  $16.6\text{kW/m}^2$ . Com essas altas densidades de energia, a devastação causada por tempestades violentas não é nenhuma surpresa. No entanto, a energia do vento com uma velocidade de  $1\text{m/s}$  é inferior a  $1\text{W/m}^2$ . Portanto, os altos ventos médios são essenciais para um bom rendimento de um gerador de energia eólica.

Para a utilização da energia eólica em sistemas técnicos, a turbina deve extrair a máxima potência do vento possível. Essa turbina atrasa a velocidade do vento de  $v_1$  para  $v_2$  e gera uma potência correspondente a essa diferença. Se isso acontece em um tubo com paredes rígidas a pressão constante, a velocidade  $v_2$  mudará com a velocidade inicial do vento porque segundo a Lei da Continuidade, a mesma quantidade de ar que entra no tubo deve deixá-lo. Assim, o fluxo de massa do ar antes e depois da turbina de vento é o mesmo.

As turbinas eólicas, ao desacelerarem a velocidade da massa de ar, promovem a conversão da energia cinética do vento em energia mecânica através da rotação das pás. A potência disponível pelo vento não pode ser totalmente aproveitada pela turbina eólica na conversão de energia elétrica. Para levar em conta esta limitação física, é introduzido um índice denominado coeficiente de potência  $c_p$ , que pode ser definido como a fração da potência eólica disponível que é extraída pelas pás do rotor.

Para determinar o valor máximo da parcela de energia extraída do vento ( $c_p$  máxima), o físico alemão Albert Betz considerou um conjunto de pás em um tubo, conforme mostrado na Figura 3.2, em que  $v_1$  representa a velocidade do vento na região anterior às pás,  $v$  a velocidade do vento no nível das pás e  $v_2$  a velocidade no vento após deixar as pás.

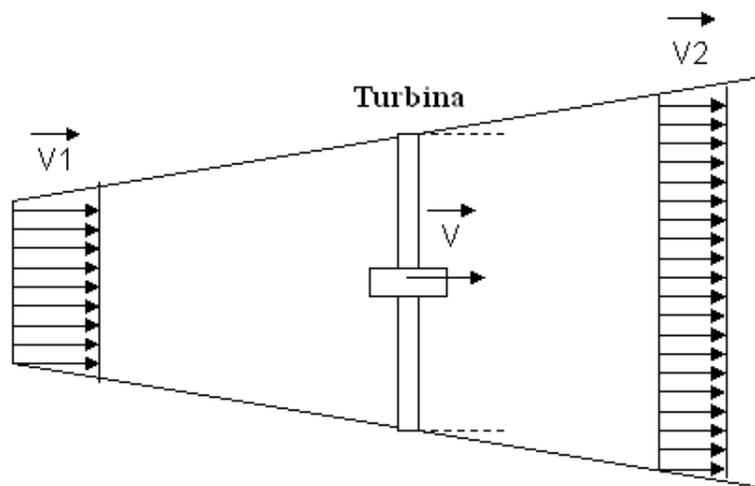


Figura 3.2: Perdas de velocidade do vento em uma turbina eólica

Fonte: [Quaschnig, 2005]

No deslocamento do fluxo de ar no tubo, Betz assumiu um deslocamento homogêneo a uma velocidade  $v_1$  que é retardada pelo conjunto de pás assumindo uma velocidade  $v_2$  a jusante das pás. Pela lei da continuidade temos que:

$$\dot{m} = \rho \dot{V} = \rho v_1 A_1 = \rho v A = \rho v_2 A_2 \quad (3.9)$$

Como a redução da pressão do ar é mínima, assume-se que a densidade é constante. A

energia cinética extraída pela turbina eólica é a diferença entre a energia cinética a montante e a jusante do conjunto de pás, obtida pela diferença as velocidades:

$$E_{ex} = \frac{1}{2}m(v_1^2 - v_2^2) \quad (3.10)$$

A potência extraída dessa energia é:

$$P_{ex} = \dot{E}_{ex} = \frac{1}{2}\dot{m}(v_1^2 - v_2^2) \quad (3.11)$$

Pela Equação 3.11, pode-se observar o efeito de duas situações extremas possíveis. A primeira delas é extrair toda a energia cinética do vento, ou seja, a velocidade final é reduzida a valor zero ( $v_2 = 0$ ). Neste caso o fluxo de massa de ar é zero, o que não é possível, já que assim o vento não abandonaria o tubo. A outra é considerar que o vento flui através da área sem sofrer nenhuma desaceleração, ou seja, a velocidade do vento não é alterada ( $v_1 = v_2$ ). Neste caso também não é extraída nenhuma potência.

A partir dessas duas considerações extremas, a velocidade referente ao máximo de potência extraída é um valor entre  $v_1$  e  $v_2$ . Este valor pode ser calculado se a velocidade no rotor  $v$  é conhecida (Dutra [2008]). A massa de ar é dada por:

$$\dot{m} = \rho Av \quad (3.12)$$

Pelo Teorema de Rankine-Froude pode assumir que a relação entre as velocidades  $v_1$ ,  $v$  e  $v_2$  é dada por:

$$v = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (3.13)$$

Substituindo a Equação 3.12 na Equação 3.13 e o resultado na Equação 3.11, temos que:

$$P = \frac{1}{4}\rho A(v_1 + v_2)(v_1^2 - v_2^2)$$

Por meio de manipulações algébricas chega-se que:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av_1^3 \left( \left[ 1 + \frac{v_2}{v_1} \right] \left[ 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \right)$$

Sendo que:

Potência do vento:

$$P_{vento} = \frac{1}{2}\rho Av_1^3 \quad (3.14)$$

Coefficiente de potência:

$$c_p = \left( \left[ 1 + \frac{v_2}{v_1} \right] \left[ 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \right) \quad (3.15)$$

*Betz* e *Lanchester* descobriram que a potência máxima extraída por uma turbina livre é obtida quando o montante original da velocidade do vento,  $v_1$ , é reduzido (desacelerado) a uma

velocidade  $v_2 = v_1/3$  mais a jusante do rotor. Sendo assim, a velocidade resultante no rotor é  $v = 2v_1/3$  [R.Gasch and Twele, 2011].

Como a velocidade ideal é  $v_2 = v_1/3$ , tem-se que,  $v_2/v_1 = 1/3$ . Substituindo essa última na Equação 3.15, tem-se que o máximo coeficiente é:

$$c_p = \frac{1}{2} \left[ 1 + \frac{1}{3} \right] \left[ 1 - \frac{1}{9} \right] = \frac{16}{27}$$

Portanto,

$$c_p = 0.59 = 59\% \quad (3.16)$$

Pela equação acima, percebe-se que, mesmo com o máximo coeficiente de potência, sem considerar perdas, apenas 59% de energia eólica é extraída por turbinas eólicas.

Geradores eólicos reais não podem chegar a este ideal teórico, no entanto, bons sistemas têm coeficientes de potência  $c_p$  entre 0.4 e 0.5. A eficiência da turbina é obtida pela razão entre o coeficiente real da turbina e o coeficiente teórico de Betz, conforme mostrado:

$$\eta = \frac{c_P}{c_{P.Betz}} \quad (3.17)$$

Como pode ser percebido, a velocidade do vento é um fator decisivo para o funcionamento das turbinas e, segundo Renováveis [2012], a maior parte da energia eólica está localizada acima da velocidade média do vento de projeto. Logo, para que haja a produção de energia elétrica em larga escala, só valores com velocidades médias anuais superiores a  $6m/s$  são interessantes, abaixo desse valor já não existe viabilidade para este tipo de aplicação [Renováveis, 2012]. Os valores ideais de aproveitamento são por volta de  $9 - 10m/s$ . No entanto as turbinas podem ser projetadas para uma eficiência máxima dependendo da zona de velocidade de vento onde esteja a maior parte da energia.

## 3.2 Forças Aerodinâmicas

Em um escoamento externo, quando um objeto está se movimentando através do fluido, se manifesta uma interação fluido-corpo, resultando em forças que podem ser descritas em função da tensão de cisalhamento na parede,  $\tau_w$ , provocada pelos efeitos viscosos e uma tensão normal provocada pela distribuição de pressão,  $\rho$ . Para objetos simétricos, essa força será na direção do escoamento a montante, chamada força de arrasto,  $F_D$ . Se o objeto não for simétrico (ou se não produzir escoamento simétrico, como o escoamento em torno de uma esfera em rotação), pode existir também uma força normal ao escoamento a montante, chamada de sustentação  $F_L$ . A Figura 3.3 mostra essas forças.

Na Figura 3.3 temos que:

- Força de sustentação,  $F_L$ : é a componente da força resultante que atua na direção normal ao escoamento.
- Força de arrasto,  $F_D$ : é a componente da força resultante que atua na direção do escoamento

De acordo com o tipo acionamento do rotor de uma turbina por essas forças, elas podem ser classificadas em turbina de rotor acionada por arrasto e turbina de rotor acionado por sustentação [R.Gasch and Twele, 2011].

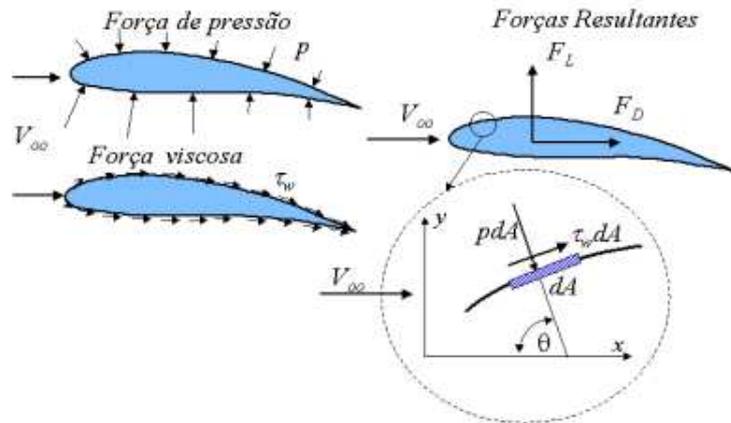


Figura 3.3: Forças aerodinâmicas em um objeto

Fonte: <http://estudeaviacao.blogspot.com.br>

### 3.2.1 Dispositivos de arrasto

Conforme foi visto, se um objeto é exposto perpendicularmente ao vento, este exerce uma  $F_D$  força sobre aquele, sendo que a força exercida dependerá da velocidade vento  $v$ , da área do efetiva do objeto,  $A$ , e do coeficiente de arrasto o  $c_D$ , como mostrado na a Equação 3.18:

$$F_D = c_D \frac{1}{2} \rho A v^2 \quad (3.18)$$

O coeficiente de arrasto  $c_D$  depende da forma do objeto, variando de acordo com o seu desenho e dimensões, apresentando valores inferiores a 2. A Tabela 3.2 mostra os coeficientes de arrasto para várias formas.

Se na Equação 3.18 fizermos  $P_D = F_D v$ , temos que a potência extraída do vento por uma turbina movida a força de arrasto será:

$$P_D = c_D \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.19)$$

Em turbinas de arrasto, a velocidade das pás em turbinas não pode ser maior que a velocidade do vento, fator que limita sua eficiência. Estas turbinas são frequentemente usadas para bombeamento de pequenos volumes de água com ventos de baixa velocidade e apresentam potência de  $0.5kW$  para um rotor com diâmetro da ordem de  $5m$  [R.Gasch and Twele, 2011].

### 3.2.2 Dispositivos de sustentação

Se o vento, que circula em torno de um corpo, desenvolve velocidades de escoamento maiores ao longo da superfície superior do que ao longo da inferior, uma sobrepressão surge na superfície

Tabela 3.2: Coeficiente de arrasto para diversas superfícies

Superfície	$C_D$
Esfera rugosa	0.40
Esfera lisa	0.10
Semi-esfera oca oposta a corrente	1.42
Semi-esfera oca face a corrente	0.38
Semi-cilindro oco oposto a corrente	1.20
Semi-cilindro oco com face para corrente	2.30
Placa plana $90^\circ$	1.17
Placa plana comprida a $90^\circ$	1.98
Roda girando oca $h/D = 0.28$	0.58
Placa Plana Laminar	0.001
Placa Plana Turbulenta	0.005

Fonte: Adaptado de [Quaschnig, 2005]

superior e uma subpressão na parte inferior. O resultado é uma força de sustentação, de acordo com *Bernoulli*:

$$F_L = \frac{1}{2} c_L \rho A_p v_A^2 \quad (3.20)$$

A força de sustentação é calculada usando o coeficiente de sustentação  $c_L$ , a densidade do ar,  $\rho$ , a velocidade aparente,  $v_A$  do vento e a área projetada do corpo,  $A_p$ . Pás dos rotores de turbinas modernas costumam fazer uso da força de empuxo. A área projetada da pá do rotor é definida pela corda  $t$ , que é aproximadamente igual ao raio  $r$  do rotor.

$$A_p = tr \quad (3.21)$$

A Figura 3.4 mostra a velocidade aparente do vento  $v_A$  resultada de uma velocidade real de vento  $v_w$  e também o movimento do rotor.

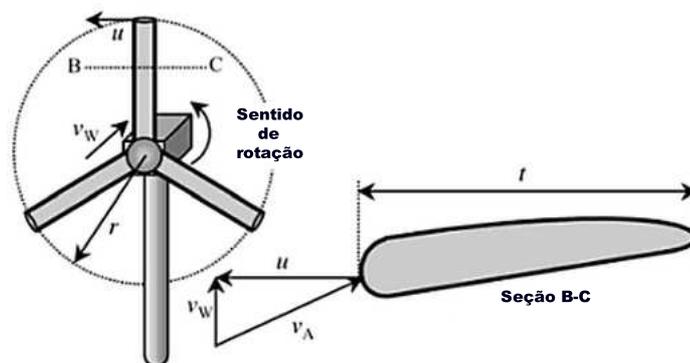


Figura 3.4: Rotação das pás devido a força do vento

Fonte: [Quaschnig, 2005]

As forças de arrasto, que foram descritas anteriormente, também têm efeitos sobre dispositivos de elevação:

$$F_D = C_D \frac{1}{2} \rho A_p v_A^2 \quad (3.22)$$

No entanto, a força de sustentação em um dispositivo de arrasto é muito maior do que a força de arrasto. A proporção entre as duas forças é chamada a relação de sustentação/arrasto.

$$\varepsilon = \frac{F_L}{F_D} = \frac{c_L}{c_D} \quad (3.23)$$

Também pode-se usar a relação inversa. Bons perfis de rotores podem ter um  $\varepsilon = 400$ . A velocidade aparente do vento é dada por:

$$v_A = \sqrt{v_w^2 + u^2} \quad (3.24)$$

As equações acima são calculadas a partir da velocidade do vento real ( $v_w$ ) e da velocidade de rotação ( $u$ ), conforme pode ser visto na Figura 3.4. Com a relação de velocidade de ponta  $\lambda = u/v_w$ , a velocidade aparente do vento torna-se:

$$v_A = v_w \sqrt{1 + \lambda^2} \quad (3.25)$$

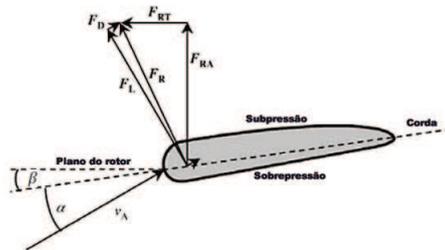


Figura 3.5: Relação entre as forças de sustentação e arrasto em um dispositivo de sustentação  
Fonte: [Quaschnig, 2005]

A Figura 3.5 mostra a relação entre a força de arrasto,  $F_D$ , e sustentação,  $F_L$ . A soma vetorial dessas forças proporciona a força resultante:

$$F_R = F_D + F_L \quad (3.26)$$

A força resultante pode ser subdividida em um componente axial,  $F_{RA}$ , e uma componente tangencial,  $F_{RT}$ . A componente tangencial da força resultante,  $F_{RT}$  é que faz com que o rotor gire.

Os coeficientes de sustentação,  $c_L$ , e arrasto,  $c_D$ , variam significativamente com o ângulo de ataque  $\alpha$  (em graus). Para  $\alpha < 10^\circ$ , a seguinte aproximação pode ser usada [R.Gasch and Twele, 2011]:

$$c_A \approx 5.5\alpha \frac{\pi}{180^\circ} \quad (3.27)$$

Modificando a inclinação da pá de rotor, isto é, alterando o ângulo de torção (ou ângulo de passo),  $\beta$ , que é mostrada na Figura 3.5, modifica-se também o ângulo de ataque e, portanto, o coeficiente de potência  $c_p$ . O valor máximo do coeficiente de potência diminui significativamente com grandes ângulos de inclinação e ocorre a taxas mais baixas de velocidade da ponta. Turbinas com inclinação controlada usam este efeito: durante a partida da turbina eólica, ângulos agudos são utilizados. A inclinação das pás do rotor também pode limitar a potência a velocidades de vento muito elevadas. O coeficiente de arrasto pode ser negligenciado em ângulos de ataque inferior a  $15^\circ$ . Um dispositivo de sustentação obtém a potência  $P$  do vento. Com o coeficiente de energia  $c_p$  e a energia  $P_{vento}$ , a energia obtida é dada por:

$$P_{vento} = c_p P = c_p \frac{1}{2} \rho A v_w^3 \quad (3.28)$$

A força resultante provoca o torque  $M$ . Com:

$$M = \frac{P_{vento}}{\omega} = \frac{P_{vento} r}{u} \quad (3.29)$$

o torque torna-se:

$$M = c_p \frac{v_w}{u} \frac{1}{2} \rho A r v_w^2 \quad (3.30)$$

Da equação acima, obtém-se o coeficiente de momento,  $c_M$ :

$$c_M = c_p \frac{v_w}{u} = \frac{c_p}{\lambda} \quad (3.31)$$

Se, substituirmos a Equação 3.31 na Equação 3.30 e também substituindo a área,  $A$ , por  $A = \pi r^2$ , temos:

$$M = c_M \frac{1}{2} \rho A r v_w^2 = c_M \frac{1}{2} \rho \pi r^3 v_w^2 \quad (3.32)$$

Se o torque  $M$  ou a potência  $P$  de um gerador de energia eólica, em função da velocidade do vento  $v_w$  é conhecido, o coeficiente de potência a uma velocidade constante pode ser calculado. A Figura 3.6 mostra as características do coeficiente de potência e da razão de velocidade de ponta de um gerador eólico de  $600kW$ . O coeficiente de potência máxima de 0.427 é muito mais próximo do coeficiente de potência de Betz do que o alcançado por um dispositivo de arrasto.

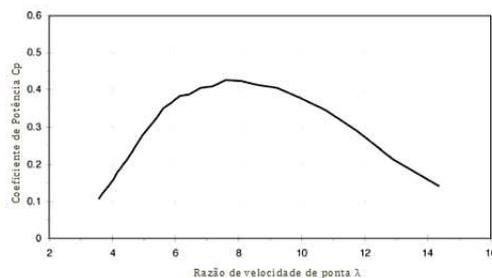


Figura 3.6:  $c_p \times \lambda$  para o gerador eólico Vestas V44-600 kW  
Fonte: [Quaschnig, 2005]

O cálculo da curva do coeficiente de potência é muito difícil e só é possível quando se considera complexas condições aerodinâmicas ao longo das pás do rotor. Assim, a dependência entre o coeficiente de potência e da razão de velocidade de ponta é geralmente estimado através de medições. Um polinômio de terceiro grau pode aproximadamente descrever a curva do coeficiente de potência:

$$c_p = a_3\lambda^3 + a_2\lambda^2 + a_1\lambda + a_0 \quad (3.33)$$

Os  $a_3$  coeficientes a  $a_0$  podem ser estimados com programas como o *Matlab* ou *MS-Excel* a partir de medições. A Figura 3.7 mostra duas curvas reais de coeficientes de potência e a aproximação delas por polinômios de terceiro grau.

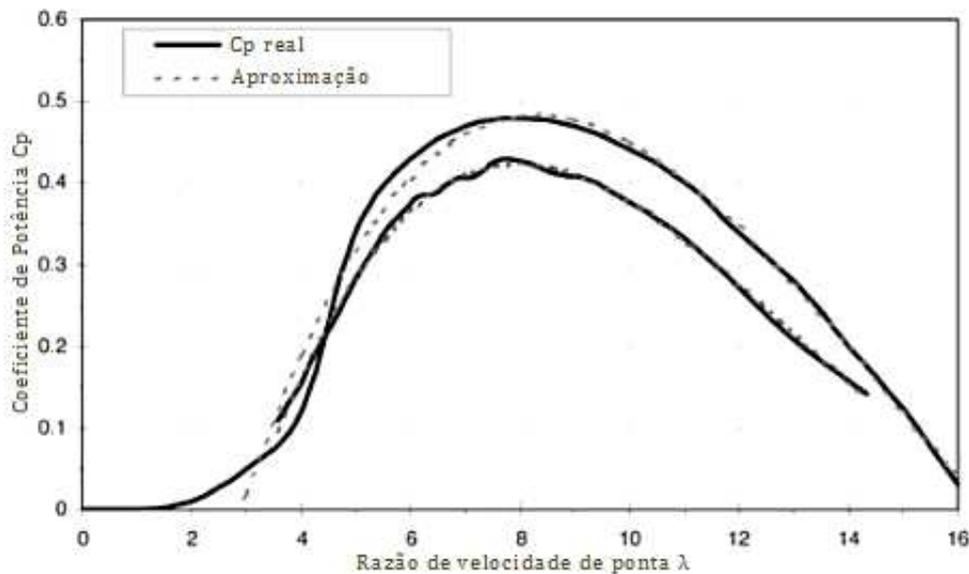


Figura 3.7:  $c_p$  e aproximações utilizando o polinômio de terceira ordem  
Fonte: [Quaschnig, 2005]

A Tabela 3.3 mostra os parâmetros de ambas as curvas. A Tabela abaixo mostra os parâmetros de ambas as curvas.

Tabela 3.3: Parâmetros que descrevem o  $c_p$

	$a_3$	$a_2$	$a_1$	$a_0$
Curva 1	0.00094	-0.0353	0.3841	-0.8714
Curva 2	0.00068	-0.0297	0.3531	-0.7905

Fonte:[Quaschnig, 2005]

# Tipos de turbinas eólicas para geração de energia elétrica

Os modelos mais comuns encontrados na literatura são as TEEV (Turbinas Eólicas de Eixo Vertical) *Darrieus* e *Savonius* e os aerogeradores de eixo horizontal, TEEH (Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal).

## 4.1 Turbina Eólica de Eixo Vertical (TEEV)

Neste tipo de turbina, o eixo de rotação é montado na vertical, perpendicularmente ao solo, e aproveita o vento que vem de qualquer direção. Em geral, os rotores de eixo vertical têm a vantagem de não necessitarem de mecanismos de acompanhamento para variações da direção do vento, o que reduz a complexidade do projeto e os esforços devido às forças de *Coriolis*, bem como os aspectos de construção e manutenção, já que os geradores estão a nível do solo. Mas, isso significa uma área de base maior para a turbina, o que é uma grande desvantagem em áreas de cultivo [Layton],[Dutra, 2008]). Esses rotores também podem ser movidos por forças de sustentação e arrasto. Como desvantagem, uma TEEV não pode começar a se mover por si mesma, ela precisa de um impulso de seu sistema elétrico para dar partida. Em vez de uma torre, ela geralmente usa cabos para sustentação, pois assim a elevação do rotor é menor. Como menor elevação significa menor velocidade do vento devido à interferência do solo, como visto no *Capítulo 3*, as TEEV geralmente são menos eficientes que as Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH) [Layton]. Outra desvantagem desse tipo de turbina é que, devido ao movimento de rotação, os ângulos de ataque e passo de suas pás são constantemente alterados em relação a direção do vento, o que gera forças resultantes alternadas, que além de limitar o seu rendimento, causam também fortes vibrações em toda a sua estrutura.

Os principais tipos de rotores verticais são: *Savonius* e *Darrieus*. O primeiro, inventado em 1922 pelo engenheiro finlandês Sigurd J. Savonius, é uma TEEV de baixa rotação e alto torque, a qual pode trabalhar com baixas velocidades de vento, predominando no seu funcionamento as forças de arrasto. Ela é construída com duas pás em formato de conchas, dispostas lado a lado, em posições contrárias e ligadas a um eixo vertical, conforme mostra a Figura 4.1 [Dutra, 2008].



Figura 4.1: Turbina Savonius

textit Fonte <http://www.portalsaofrancisco.com.br/alfa/energia-eolica/energia-eolica-20.php>

A eficiência desse tipo de turbina é baixa, seu rendimento mecânico máximo pode atingir somente 31%. Sua curva de rendimento em relação a velocidade do vento é próxima à do rotor de múltiplas pás de eixo horizontal. Seu uso é indicado para sistemas simples, como bombeamento à água, em que o custo final, barato devido à simplicidade do sistema de transmissão e construção do rotor, compense o baixo rendimento [Mariani and Scheffel].

O segundo tipo, a turbina *Darrieus*, desenvolvida em 1931 pelo francês G.J.M Darrieus, é um modelo que apresenta duas ou três pás em formato de lâminas curvas, presas pelas duas pontas ao eixo vertical, conforme mostra a Figura 4.2 [Pires, 2010].

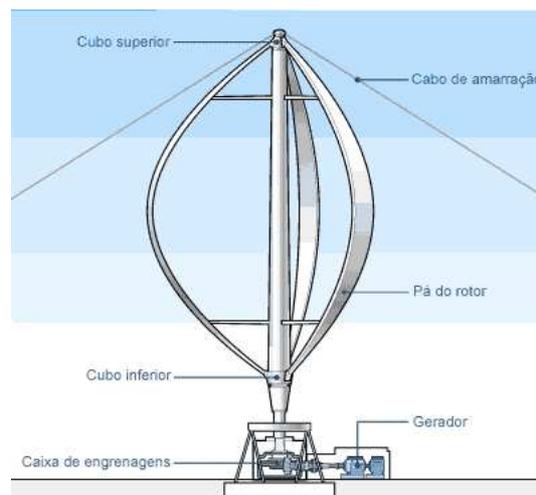


Figura 4.2: Turbina Darrieus

textit Fonte: <http://www.laboratoriodefisica.com.br/noticias/energiaeolica.html>

Estes rotores podem ser combinados com outros para elevar o torque de partida. Por terem a curva de rendimento característica próxima a dos rotores de três pás de eixo horizontal, são apropriados para o uso em aerogeradores [Barros and Varella].

## 4.2 Turbina Eólica de Eixo Horizontal (TEEH)

Nas turbinas horizontais, o eixo de rotação é paralelo a direção dos ventos, ou seja, paralelo a superfície da Terra. Eles são movidos por forças de sustentação e arrasto. Conforme visto no *Capítulo 3*, um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto). Como também já foi visto anteriormente, as forças de sustentação dependem da geometria do corpo e do ângulo de ataque (formado entre a velocidade relativa do vento e linha de corda da pá).

As turbinas cujos rotores giram predominantemente devido às forças de sustentação liberam mais potência do que aquelas que giram devido a ação das forças de arrasto, para uma mesma velocidade de vento [Dutra, 2008].

Os rotores de eixo horizontal, por serem movidos por forças de sustentação, devem possuir mecanismos capazes de permitir que o disco imaginário varrido pelas pás esteja sempre perpendicular ao vento. Para isso, as pás são construídas de modo a permitir tal situação [Dutra, 2008]. Devido a essa necessidade de captar melhor o vento, as pás são desenvolvidas com perfis aerodinâmicos diferentes, conforme será visto adiante. Além da variação geométrica, as pás se diferenciam também pelos materiais que serão utilizados.

Quanto a posição do rotor em relação a torre, o disco imaginário varrido pelas pás pode estar a jusante ou a montante do vento. A montante, as pás estão à fente da torre, conforme visto na Figura 4.3(a). Devido a isso, necessita de mecanismos de orientação que posicionem o rotor com o fluxo do vento. A jusante, a torre de sustentação encontra-se em frente as pás, conforme mostrado na Figura 4.3(b). Nessa configuração, o rotor é orientado automaticamente, o que é uma vantagem. Porém, tem a desvantagem do efeito de sombra, que é a vibração do rotor ocasionada pela pá que está escondida pela torre e, por isso, não sofre a mesma solitação que as demais [E.G.C. Neves and R.Munchow, 2009].

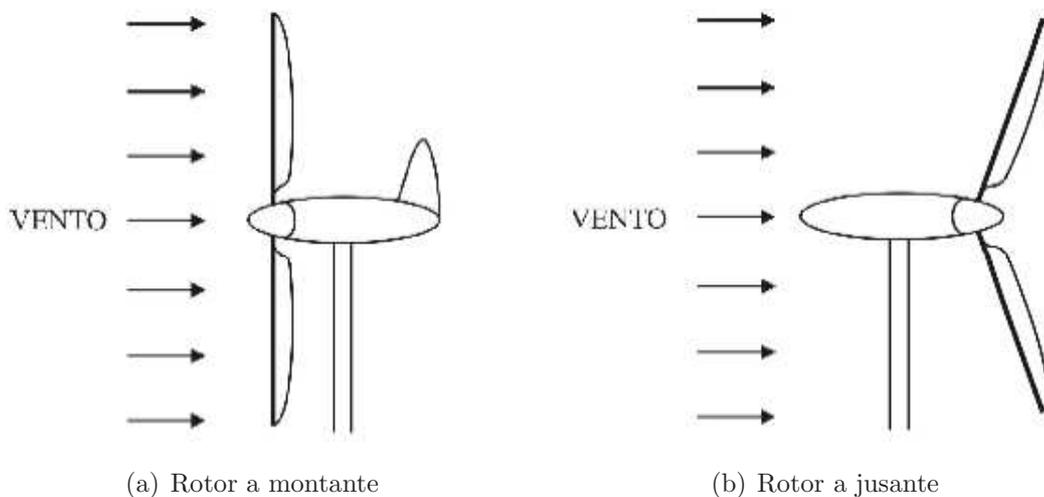


Figura 4.3: Tipos de posicionamento do rotor: (a) a montante, (b) a jusante  
Fonte: [E.G.C. Neves and R.Munchow, 2009]

Os rotores mais utilizados para a geração de energia elétrica são os de eixo horizontal tipo hélice, conforme mostrado na Figura 4.4, normalmente composta de três pás ou, em alguns casos, uma ou duas pás.



Figura 4.4: Turbina de eixo horizontal de três pás  
Fonte: <http://portuguese.alibaba.com>

### 4.3 Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal

Existem três principais configurações para turbinas eólicas, conforme mostrado na Figura 4.5.

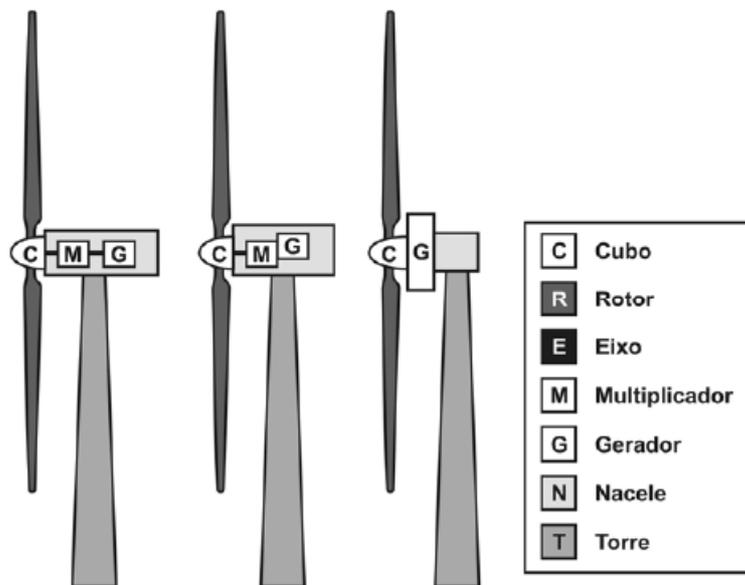


Figura 4.5: Principais configurações de turbinas eólicas  
Fonte: [Dutra, 2008]

Essas são diferenciadas pelas características abaixo:

- Tamanho e formato do nacele

- Presença ou não de caixa multiplicadora
- Tipo de gerador utilizado (convencional ou multipolos)

A seguir explica-se os principais componentes de uma turbinas eólica, como a mostrada pela Figura 4.6.

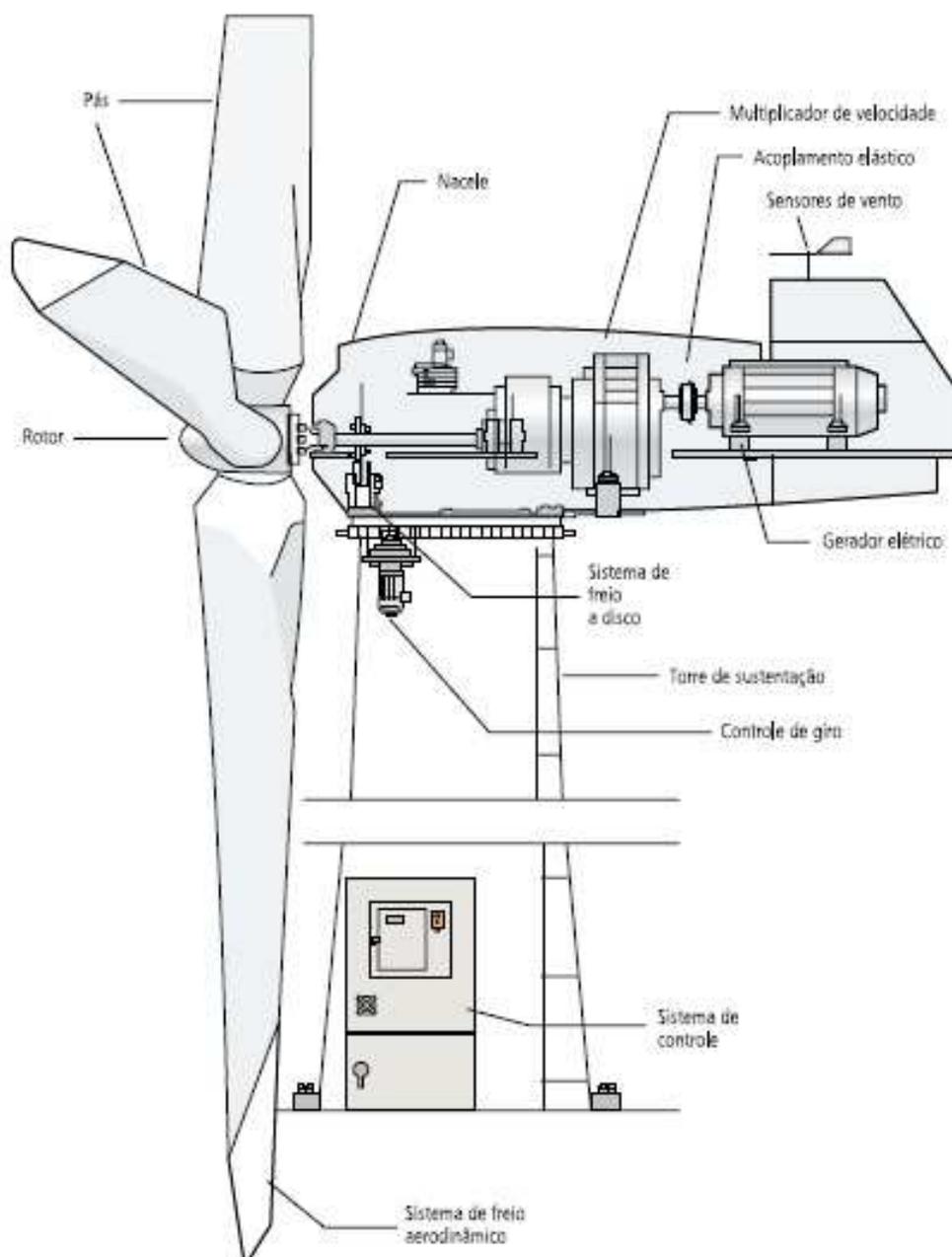


Figura 4.6: Componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal

Fonte: Centro Brasileiro de Energia Eólica CBEE\UFPE. 2000. Citado pela Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. Disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)

1. Nacele: É a estrutura montada sobre a torre onde se situam o gerador, a transmissão, sistema de controle, medição do vento e motores para posicionamento do vento (controlador). Os principais componentes de uma nacele são:
  - Transmissão e caixa multiplicadora: a transmissão, que engloba a caixa multiplicadora, transfere o torque ao gerador. É composta por eixos, mancais, engrenagens e acoplamentos.
  - Gerador: transforma a energia de rotação do eixo em eletricidade usando eletromagnetismo.
  - Sistema de controle : monitora o sistema, desliga-o em caso de falhas e controla o mecanismo de ajuste para alinhar a turbina com o vento.
  - Controlador (controle de giro): ajusta o rotor para deixá-lo alinhado com a direção do vento.
  - Freios: para o eixo em caso de sobrecarga ou falha no sistema.
2. Pás, cubo e eixo: as pás são perfis aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento, convertendo parte da energia cinética em trabalho mecânico. Nas turbinas que usam controle de velocidade por passo, a pá possui rolamentos em sua base para que possa girar modificando assim seu ângulo de ataque. As pás são fixadas através de flanges a frente da turbina, no cubo. Esta estrutura é construída em aço ou liga de alta resistência. Para as turbinas que utilizem o controle de velocidade por passo, o cubo além de apresentar os rolamentos para fixação das pás, também comporta os mecanismos e motores para o ajuste do ângulo de ataque de todas as pás. O eixo é o responsável pelo acoplamento do cubo ao gerador fazendo a transferência da energia mecânica da turbina. É construído em aço ou liga metálica de alta resistência.
3. Torre: A torre de um aerogerador é o componente que sustenta todo o equipamento e, por isso, é suscetível a diversas solicitações estruturais e, conforme já foi mencionado nos capítulos anteriores, é um fator determinante para a potência extraída da mesma. A torre é responsável por sustentar o rotor e a nacele, ambos extremamente pesados, fora o seu próprio peso. O maior problema de projeto de turbinas, em relação às torres é a determinação do módulo de frequência desse componente. Já que as vibrações causadas pela rotação das pás podem gerar efeito de ressonância, aumentando a amplitude de carregamento. Essa amplitude pode ocasionar fadiga no material da torre, reduzindo sua vida útil e, em casos extremos, levar a queda da estrutura [Pires, 2010].

A altura da turbina eólica é outro fator determinante para captação do vento e potência da turbina. Como o diâmetro dos rotores é cada vez maior para turbinas de grande porte, as torres tendem a ser cada vez mais elevadas. Porém, existem condições na montagem delas que podem viabilizar ou não a sua construção. Como por exemplo, a disponibilidade de guindastes capazes de erguer a estrutura [Pires, 2010].

## Máquinas Elétricas

A parte mais importante de uma turbina eólica é o gerador elétrico, responsável por converter a energia mecânica produzida pelo vento em energia elétrica. A característica principal das máquinas elétricas utilizadas para essa conversão é o tipo de corrente fornecida. Os principais tipos de corrente são:

- Corrente contínua
- Corrente alternada
- Corrente pulsada
- Corrente trifásica

As máquinas de corrente contínua são as mais antigas e são utilizadas para inúmeras aplicações, como por exemplo, motor de para-brisas nos carros. As máquinas de corrente alternada também são utilizadas para várias aplicações, principalmente em eletrodomésticos. Os motores de passo, utilizados para mover os cartuchos de tinta em impressoras, utilizam a corrente pulsada. Porém, as máquinas de corrente trifásica são as mais adequadas e utilizadas para a geração de eletricidade em usinas eólicas. Essas podem ser divididas em máquinas assíncronas e síncronas.

### 5.1 Geradores de energia elétrica

Conforme já foi dito, gerador elétrico é todo equipamento cujo objetivo é produzir energia elétrica a partir de energia mecânica. Esses equipamentos geralmente funcionam devido a dois princípios:

- Fenômenos eletrostáticos
- Indução eletromagnética

O segundo deles é o mais utilizado em aplicações industriais. Conforme também já foi mencionado anteriormente, os geradores podem ter a corrente alternada, nesse caso chamados

de alternadores, ou podem ter a corrente contínua, chamados de dínamos. Podem ainda ter a corrente pulsada ou trifásica. Nesse trabalho, devido às classes de máquinas elétricas utilizadas na construção do protótipo, estudaram-se somente os dois primeiros.

As máquinas elétricas são formadas por duas partes importantes, o estator e o rotor, conforme pode ser visualizado na Figura 5.1.

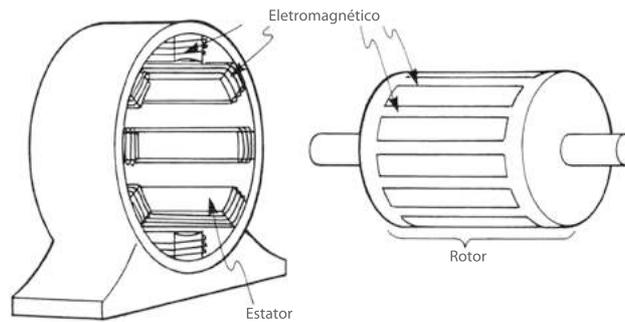


Figura 5.1: Componentes básicos de um motor elétrico  
Fonte: <http://100porcentoeletricista.motoreletrico.zip.net>

O primeiro, como o próprio nome sugere, é a parte fixa da máquina, que tem a função de conduzir o fluxo magnético. Já o segundo é o componente móvel, que gira em torno de um eixo, dentro de um campo magnético. Sendo assim, pode-se distinguir duas partes distintas, o indutor, que produz o campo magnético e o induzido, que gera a corrente induzida. No dínamo o rotor é o induzido e o estator é o indutor. No alternador geralmente ocorre o contrário.

### 5.1.1 Princípio de funcionamento dos alternadores

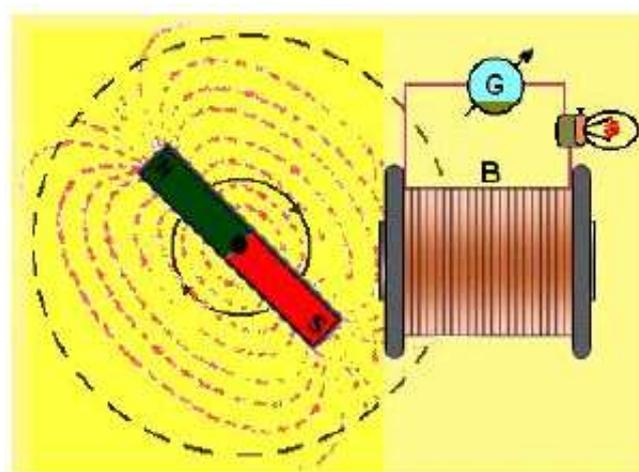


Figura 5.2: Princípio de funcionamento do alternador  
[Pereira, 2013]

Seja a bobina  $B$ , mostrada na Figura 5.2, do lado da qual é colocado um ímã  $SN$ , girando. Esse mantém um campo do qual o fluxo associado com a bobina varia periodicamente com a mesma frequência de revolução do ímã [Pereira, 2013]. Se o ímã se move lentamente,

um galvanômetro pode medir a corrente instantânea, caso contrário, é necessário colocar um osciloscópio.

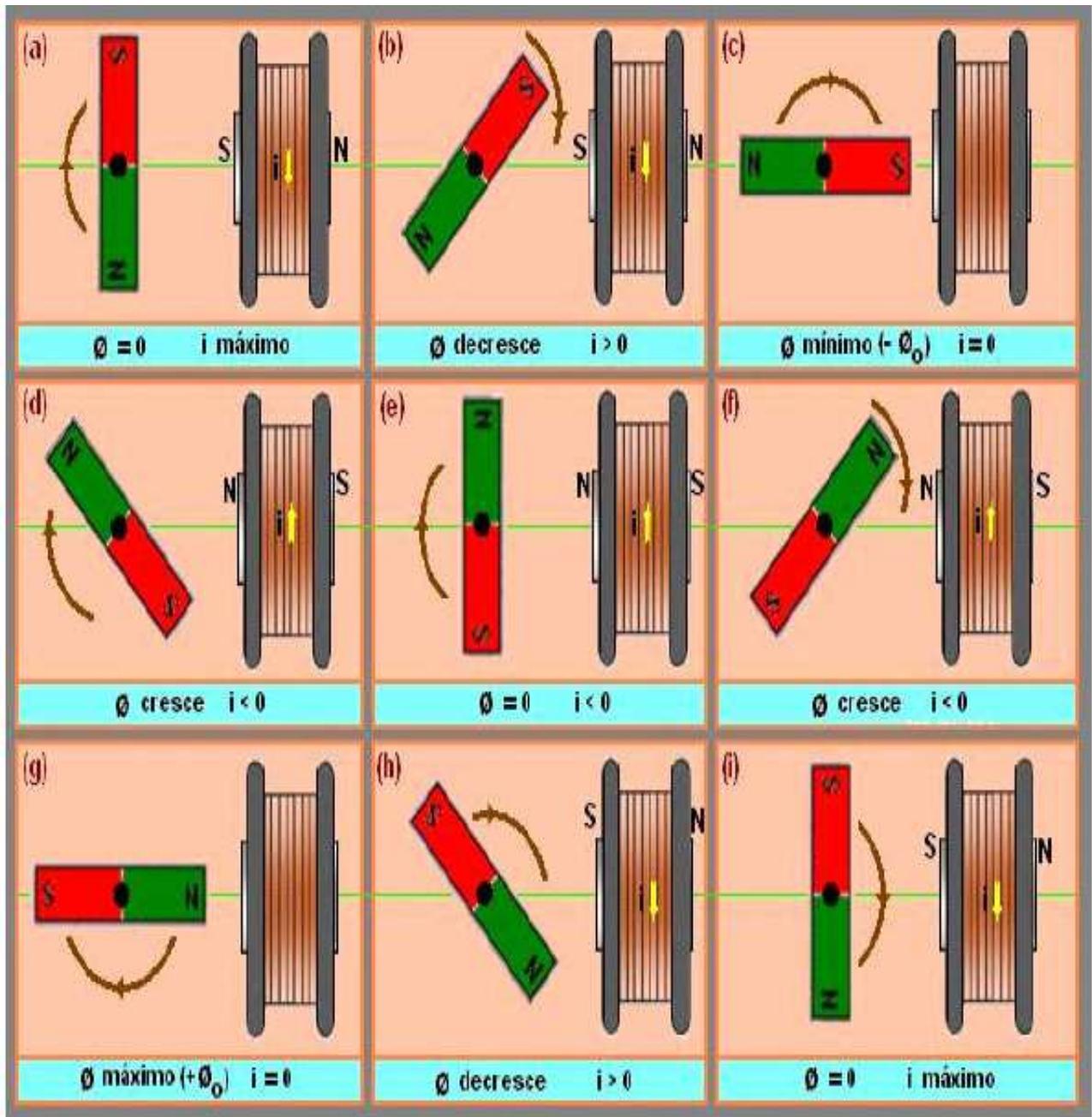


Figura 5.3: Fases representativas do funcionamento de um alternador  
Pereira [2013]

A Figura 5.3 apresenta as fases mais importantes do funcionamento de um alternador. Pela Figura percebe-se que é a variação do fluxo, que hora cresce, hora decresce, que induz a corrente. Logo, fluxo e corrente estão relacionados. E não só eles, mas também a força eletromotriz ( $E$ ) gerada. Por exemplo, quando o fluxo é máximo, não há variação. Nesse caso a  $E$  e a corrente são nulas, e logo mudam de sentido. O campo magnético produzido pela corrente induzida exercem forças contrárias à sua rotação do ímã. A Figura 5.4 mostra a variação do fluxo e da

força eletromotriz.

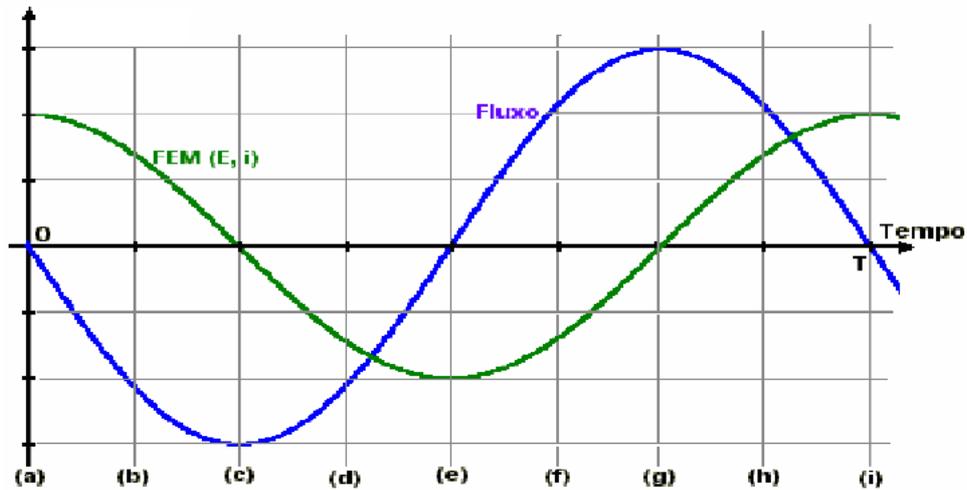


Figura 5.4: Força eletromotriz induzida e fluxo  
[Pereira, 2013]

Pela Figura também é possível perceber que quando o fluxo diminui, a corrente é positiva e quando ele aumenta, ela é negativa. E, conforme já foi dito, fluxo máximo ou mínimo corresponde a corrente induzida nula. Percebe-se também que o fluxo de indução sofre maior variação quando próximo de zero, quando a corrente tem intensidade máxima, seja ela negativa ou positiva. A Figura 5.5 exemplifica como ocorre a conversão de energia mecânica em elétrica em um gerador elétrico de corrente alternada.

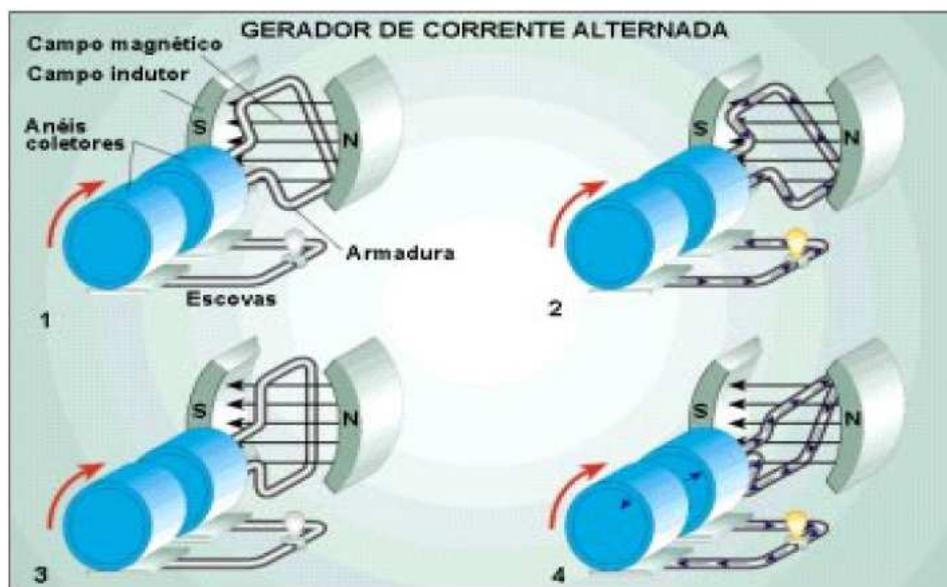


Figura 5.5: Gerador de Corrente Alternada  
[Pereira, 2013]

Na Figura, têm-se quatro momentos distintos. No primeiro, as duas extremidades da ar-

madura se conectam aos anéis condutores, que estão apoiados em escovas de carbono. Então, na segunda etapa, a armadura encontra-se girando e a corrente está fluindo no sentido anti-horário. Nessa etapa a lâmpada é acesa, já que a escova do anel *A* conduz a corrente para fora da armadura e o anel *B* então devolve é responsável por devolvê-la.

No terceiro momento, percebe-se que a lâmpada não está acesa. Isso ocorre porque a armadura está girando paralelo ao campo magnético e não há geração de corrente.

No último momento, poucos segundos depois da etapa anterior, a armadura volta a girar sem estar paralela ao campo e a corrente inverte seu sentido. A escova do anel coletor *B* conduz para fora da armadura e a do anel *A* devolve, o que permite que a lâmpada acenda.

### 5.1.2 Princípio de funcionamento dos dínamos

Um gerador de corrente contínua de dois pólos é mostrado na Figura 5.6.

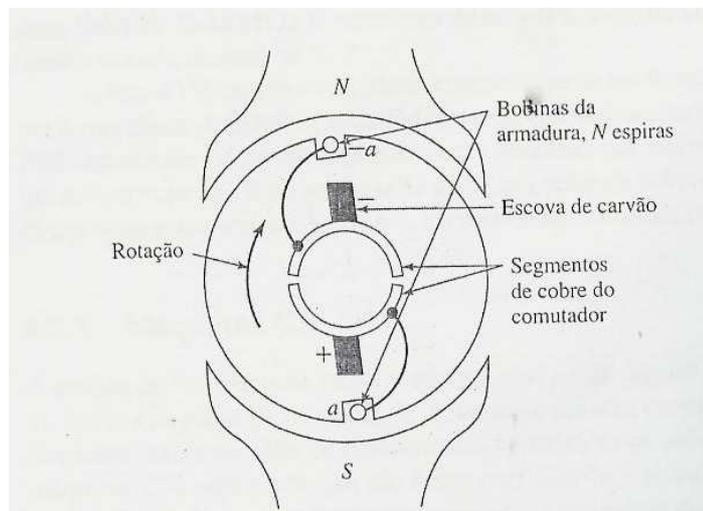


Figura 5.6: Máquina CC elementar com comutador [Junior and Umans, 2006]

O rotor do dínamo gira a uma velocidade constante por meio de uma fonte de potência mecânica, as pás nas turbinas eólicas, conectas ao eixo. A forma de onda do fluxo no entreferro é uma onda de picos achatados, conforme mostrado na Figura 5.7, ao contrário da onda senoidal encontrada nas máquinas de corrente alternada [Junior and Umans, 2006].

A rotação da bobina gera uma tensão que é função do tempo e com forma de onda igual a do fluxo. Mesmo que o objetivo final seja a geração de tensão contínua, a tensão induzida obtida por uma bobina individual é uma tensão alternada, que deve ser retificada. Nas máquinas *CA*, a retificação pode ser feita externamente usando retificadores semicondutores. Nas máquinas *CC* a retificação é feita internamente, por meio de um comutador. Esse é um cilindro formado de segmentos de cobre isolados entre si por mica, ou outro material isolante, e montado, mas isolado, sobre o eixo do motor. Escovas estacionárias de carbono, mantidas apoiadas sobre a superfície do comutador, conectam o enrolamento aos terminais externos da armadura [Junior and Umans, 2006]. Em um gerador *CC* elementar, o comutador tem a forma mostrado na Figura 5.6. Para o sentido de rotação assumido, em qualquer instante o comutador conecta o lado da bobina

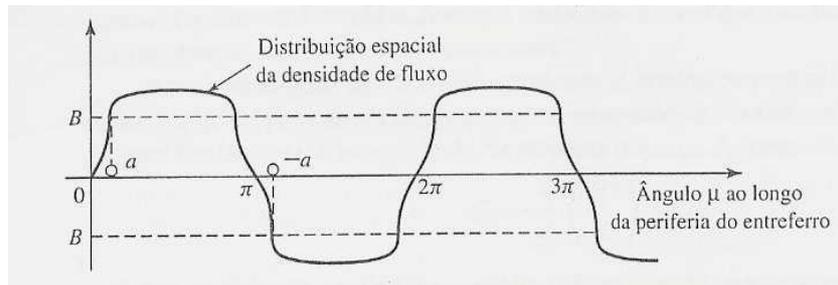


Figura 5.7: Distribuição espacial da densidade de fluxo  
[Junior and Umans, 2006]

que está próximo ao pólo sul à escova positiva, e a que está próxima do pólo norte, à escova negativa. O comutador executa uma retificação de onda completa, transformando a forma de onda das escovas mostrada na Figura 5.7 na forma mostrada na Figura 5.8, e tornando possível uma tensão unipolar para o circuito externo.

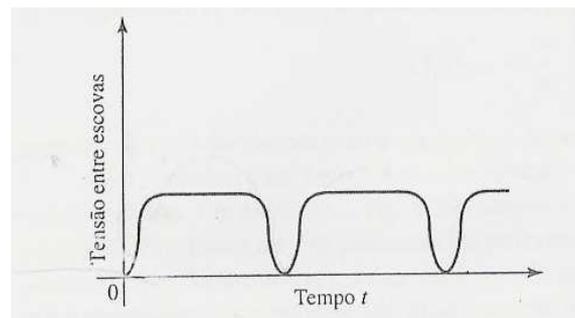


Figura 5.8: Forma da onda da tensão entre as escovas  
[Junior and Umans, 2006]

## Definição das variáveis de projeto

Neste presente trabalho pretende-se obter o perfil geométrico ideal para as pás de uma turbina eólica de pequeno porte. Para isso, algumas características de projeto devem ser definidas. Além do mais, esse trabalho também pretende, como forma de demonstrar o funcionamento do dispositivo estudado e aplicar os conhecimentos técnicos aprendidos durante o curso de Engenharia Mecatrônica, construir o protótipo de uma turbina eólica de três pás, já este tipo é conhecido por apresentar os melhores resultados de potência obtida, utilizando-se, a princípio, um dínamo, que comumente é utilizado para acender faróis de bicicleta. O perfil e protótipo forma dimensionados com base na velocidade de vento da cidade de Belo Horizonte, na região do Barreiro, e em outros valores pré-estabelecidos. Neste capítulo apresentam-se as considerações e hipóteses adotadas para o desenvolvimento do perfil geométrico e do protótipo.

### 6.1 Características do projeto

O desenvolvimento do protótipo teve que levar em consideração a baixa densidade energética dos ventos, pois é o que define o aproveitamento da energia eólica. Além do mais, a potência obtida, inicialmente, foi limitada pelo dínamo utilizado, que é de  $6W$ . Outro aspecto importante na confecção do protótipo é o custo do mesmo, sendo esse foi pensado para ser de valor acessível.

### 6.2 Média da velocidade de vento adotada

Para o projeto dessa turbina eólica foi adotada a média de ventos da região do Barreiro, em Belo Horizonte/MG. Tal região foi adotada por apresentar a maior média de velocidade de ventos conhecida, sendo esta igual a  $5m/s$ , em períodos normais e até  $7m/s$  em rajadas. Além do mais, na Região do Barreiro está presente a Estação Meteorológica SE-Barreiro da CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais S.A.), a qual espeva-se futuramente ser utilizada para testes. Assim, seria possível obter a curva da potência obtida pela turbina em relação a velocidade do vento. Porém, no desenvolvimento do projeto, os testes forma realizados em Divinópolis, cidade do interior de Minas Gerais.

O Barreiro é uma região de Belo Horizonte que está localizada à sudoeste da mesma, aproximadamente à latitude  $19^{\circ}99'86'$  sul e longitude  $43^{\circ}99'13'$  oeste, com altitude média de  $1.050m$ .

Ela está inserida no contexto da região metropolitana de Belo Horizonte [C. N. Prudente and Reis].

### 6.3 Escolha do número de pás

Os rotores das turbinas eólicas podem constituídos por 1, 2, 3 ou múltiplas pás. Os mais utilizados são os rotores de 3 pás, o que pode ser observado pelas turbinas instaladas pelo mundo.

O número de pás utilizadas depende da finalidade do projeto, já que ele influência diretamente em várias características da turbina, como por exemplo, a solidez<sup>1</sup> o momento de polar de inércia, o número de Reynolds, a espessura, a geração de ruídos, a fadiga, a velocidade de rotação, entre outros. A Tabela 6.1 compara algumas dessas características para as turbinas de duas e três pás, já que as turbinas de múltiplas pás não são muito utilizadas em aplicações comerciais, devido ao seu alto custo, resultado direto do número de pás. Esse tipo de turbina é geralmente utilizada em aplicações caseiras, na qual geralmente adapta-se as múltiplas pás em rodas de bicicleta, utilizando-as para girar o gerador. Tal aplicação consegue resultados expressivos, sendo capaz de carregar baterias de 12 V, utilizando ventos de baixa velocidade. Outro fator a se considerar para a escolha do  $B$  é o valor da relação de velocidade de ponta ( $\lambda$ ).

Tabela 6.1: Comparação entre rotores de 2 e 3 pás

Característica	Rotor de duas pás	Rotor de três pás
Peso	X	
Custo	X	
Velocidade de rotação		X
Geração de ruído		X
Fadiga das pás	X	
Momento polar de inércia		X

As turbinas comerciais são projetadas para altos valores de  $\lambda$  e o aumento dessa relação está intimamente ligado à diminuição do número de pás, como pode ser observado na Tabela 6.2

Tabela 6.2:  $B$  x  $\lambda$

Relação de velocidade de ponta	Número de pás
1	6 - 20
2	4 - 12
3	3 - 6
4	2 - 4
5 - 8	3 - 2
8 - 15	2 - 1

Fonte: <http://revistaseletronicas.pucrs.br>

<sup>1</sup>É definida como a área total da pá, dividida pela área circunferencial do rotor [Alves, 2011].

O gráfico apresentado na Figura 6.1 mostra uma comparação entre os ganhos de eficiência obtidos com o aumento do número de pás.

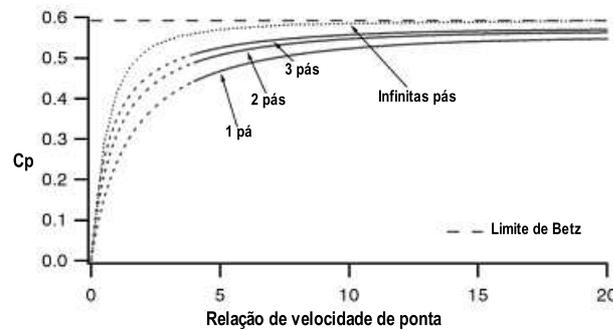


Figura 6.1:  $c_p$  máximo alcançado em função do número de pás  
 Fonte: Adaptado de J. F. Manwell [2009]. Citado por [Alves, 2011]

Pelo gráfico conclui-se que com o aumento do número de pás aumenta também a eficiência, porém, essa variação não é linear:

- De uma para duas pás: aumenta significativamente a eficiência aerodinâmica.
- De duas para três pás: o aumento obtido já não é tão significativo.
- Mais de três pás: o aumento obtido no coeficiente de potência compromete a rigidez das pás.

Segundo Pires (2009), a velocidade de ponta para turbinas que utilizam força de sustentação é entre 6 e 7, logo, de acordo com a Tabela 6.2, esse projeto deveria ter duas ou três pás. Mas, conforme discutido acima, as turbinas de três pás têm o melhor desempenho global e também o melhor coeficiente de potência. Por isso, nesse trabalho, escolheu-se  $B = 3$ .

## 6.4 Cálculo do raio das pás

Da Equação 3.14, obtém-se a Equação do raio da pá da turbina, dada por:

$$r = \sqrt{\frac{2P_{vento}}{\rho\pi v_1^3}} \quad (6.1)$$

A partir da equação definida acima, calculou-se o raio das pás para as potências entre 1 e 6W (respeitando a potência máxima gerada pelo dínamo), e variações de velocidade entre 1 e 5m/s. Dos valores de raio obtidos, obteve-se os gráficos mostrados na Figura 6.2.

Como era esperado, pelos gráficos obtidos, confirma-se que o diâmetro das pás diminui a medida que aumenta-se a velocidade do vento. A partir do cálculo desenvolvido, escolheu-se o melhor valor para o raio das pás. Primeiramente, pensou-se em projetar a turbina para gerar até 4W de potência, um valor intermediário que não exigiria que o dínamo forneça a potência máxima. Para velocidade, arbitrariou-se 3m/s, valor este que pode ser obtido por meio de

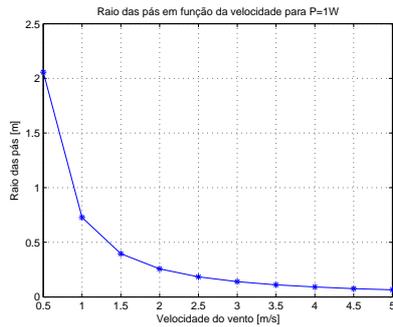
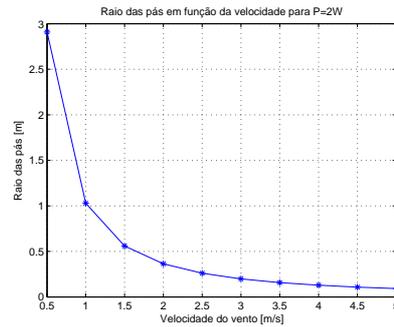
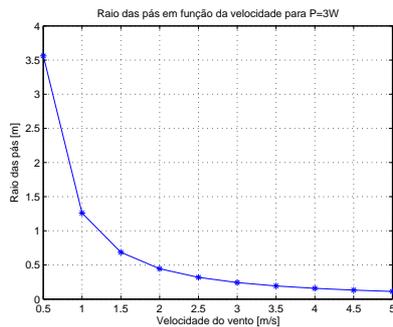
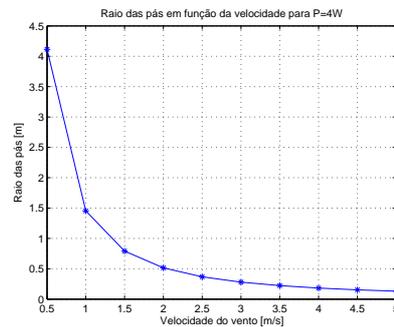
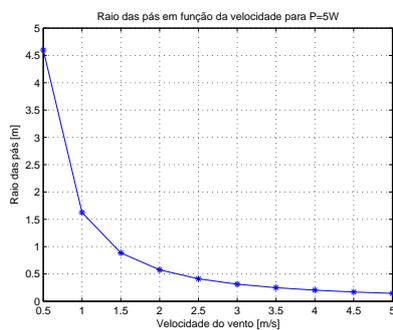
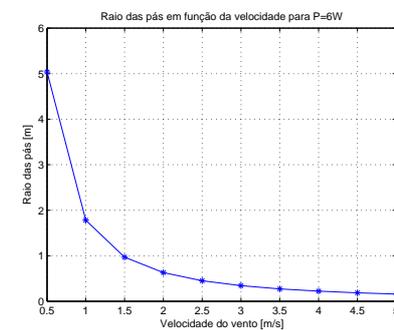
(a) Raio das pás para  $P = 1W$ (b) Raio das pás para  $P = 2W$ (c) Raio das pás para  $P = 3W$ (d) Raio das pás para  $P = 4W$ (e) Raio das pás para  $P = 5W$ (f) Raio das pás para  $P = 6W$ 

Figura 6.2: Comprimento do raio das pás em função da velocidade

ventiladores comuns <sup>1</sup>, sem precisar depender diretamente de ventos naturais para realizar o teste de funcionamento. Logo, com essas características, o raio da pá obtido foi de:

$$R_1 = 27.99cm$$

No desenvolvimento do protótipo, utilizou-se  $30cm$  de raio de pá, para dar mais de segurança ao projeto.

<sup>1</sup>Ventilador de coluna com uma potência de  $200W$  gera ventos com velocidade média de aproximadamente  $3.8m/s$  Modolo [2011].

## 6.5 Escolha do perfil geométrico utilizado

As TEEH's tem suas pás projetadas usando famílias de perfis alares. As pontas são projetadas utilizando-se perfis com menor espessura relativa, procurando uma ótima relação sustentação/arrasto aerodinâmica ( $C_L/C_D$ ). A região da raiz é feita usa uma versão do mesmo perfil, ou outro, com uma maior espessura para o suporte estrutural J. F. Manwell [2009] citado por [Alves, 2011]. Os perfis mais utilizados nas turbinas eólicas têm sido as séries *NACA*, *NASA* e *LS - 1*. Todos os perfis têm vantagens e desvantagens, conforme é resumido na Tabela 6.3.

Tabela 6.3: Comparação entre rotores de 2 e 3 pás

Perfil	Vantagens	Desvantagens
<i>NACA 230xx</i>	Bom comportamento aerodinâmico global Alto $C_L$ Baixo $C_D$	Grandes quedas no $C_L$ quando o perfil está sujo e com incrustações
<i>NACA 44xx</i>	Bom comportamento aerodinâmico global Alto $C_L$ Baixo $C_D$	Poucas perdas no $C_L$ devido a sujeira se comparado ao <i>NACA 230xx</i>
<i>NASA LS - 1</i>	Alto $C_L$ Alto $C_L$ em direção a raiz da pá Baixa sensibilidade à rugosidade no bordo de ataque	Menor perda no $C_L$ devido a sujeira e incrustações comparado ao <i>NACA 230xx</i> e <i>44xx</i>

Geralmente, as séries *NACA* e *NASA* são utilizadas nos projetos e no desenvolvimento das pás das TEEH's, conforme pode ser visto em inúmeros trabalhos acadêmicos desenvolvidos. Mas, estes perfis foram desenvolvidos especialmente para aplicações aeronáuticas e, devido a isso, apresentam desvantagens quando são utilizados em turbinas eólicas, a principal delas é a perda das características aerodinâmicas devido a sujeira das pás. Para resolver esse problema, novos perfis geométricos para turbinas eólicas foram desenvolvidos, entre os quais os perfis da família *NREL* e o perfil desenvolvido por Martin Hepperle. Nesse trabalho, conforme será explicado nos próximos capítulos, utilizou-se o segundo perfil.

## 6.6 Constantes e valores adotados

A Tabela 6.4 resume o que foi convencionado para dimensionamento da turbina:

Tabela 6.4: Constantes e valores adotados

Constante	Valor	Unidade
$P$	3	$W$
$R$	0.3	$m$
$\rho$	1,204	$kg/m^3$
$\lambda$	6	-
$B$	3	-



# Modelagem do perfil geométrico das pás de uma turbina eólica

## 7.1 Teoria do momento do elemento de pá (BEMT)

Para avaliar o escoamento sobre turbina eólicas, o rotor é modelado como um disco que interfere no escoamento do ambiente. Essa interferência é dividida em uma componente axial e uma tangencial, descritas por seus fatores. A interferência axial ( $a$ ) é a fração de velocidade axial que o fluido perde ao passar pela turbina. Já, a interferência tangencial ( $a'$ ) é a quantidade da velocidade de rotação que é transferida do rotor para o fluido em forma de momento angular [Modolo, 2011].

Na teoria BEMT, o escoamento sobre as pás é considerado bidimensional, ignorando a componente radial da velocidade. Pela teoria, um perfil aerodinâmico é formado por  $N$  elementos de pá, que se comportam como um perfil aerodinâmico isolado. Cada um desses elementos é obtido a distâncias iguais sobre o raio do perfil como um todo. Sendo que, cada um desses elementos apresenta velocidade de rotação, velocidade de vento e fatores de interferências diferentes. A partir do conhecimento das características aerodinâmicas do perfil, como o coeficiente de sustentação, de arrasto e o ângulo de ataque, pode-se determinar as forças de arrasto e sustentação sobre as pás. As equações da BEMT foram desenvolvidas levando em consideração a divisão de um perfil em vários elementos de pá, de forma a se obter a geometria de máxima eficiência para um aerogerador. Neste tipo de aerogerador, a rotação não é constante, mas sim a relação de velocidade de ponta. A geometria do rotor é então definida por dois parâmetros: o ângulo de escoamento perturbado ( $\phi$ ) e a corda ( $c$ ) da pá em cada posição radial. Nesse trabalho foi utilizado a Teoria Bem simplificada, a qual não leva em consideração a variação da interferência axial ( $a$ ) e da interferência radial ( $a'$ ), sendo essas consideradas constantes em todos os elementos. Os valores adotados para esses valores foram:

$$a = \frac{1}{3} \tag{7.1}$$

$$a' = 0 \tag{7.2}$$

Para maiores informações sobre a Teoria BEM, ver [Alves, 2011] e [R.Gasch and Twele, 2011].

## 7.2 Dimensionamento

Para dimensionar as pás do rotor eólico, o primeiro passo consiste em determinar as variáveis de projeto, que são os parâmetros aerodinâmicos do mesmo, como por exemplo, a velocidade, o coeficiente de sustentação e o de arrasto. Pois, esses influenciam diretamente na eficiência do perfil.

Para obter os valores desses parâmetros, foi feita uma análise aerodinâmica utilizando o *software JavaFoil*, programa muito utilizado para este fim. Porém, para que o mesmo apresentasse resultados confiáveis, era necessário analisar dados experimentais do perfil adotado com os dados obtidos pelo *software*. Nesse trabalho, esse tipo de análise não foi feita, já que o modelo geométrico testado é um modelo virtual. Conforme já foi dito, os perfis *NACA* são uns dos mais utilizados, logo, seria uma escolha razoável para ser empregado como modelo. Porém, o modelo escolhido para modelagem e simulação nesse trabalho foi o *MH110*, desenvolvido por Martin Hepperle, especialmente para uso em aerogeradores de eixo horizontal. Esse perfil foi escolhido por se apresentar disponível para pesquisas acadêmicas e também por já apresentar as coordenadas utilizadas pelo *software* [Pires, 2010].

As coordenadas do perfil obtidas pelo site *MH Airfoils* e utilizadas pelo *software* em questão são mostradas resumidamente na Tabela 7.1 .

O perfil obtido a partir das coordenadas é mostrado na Figura 7.1.

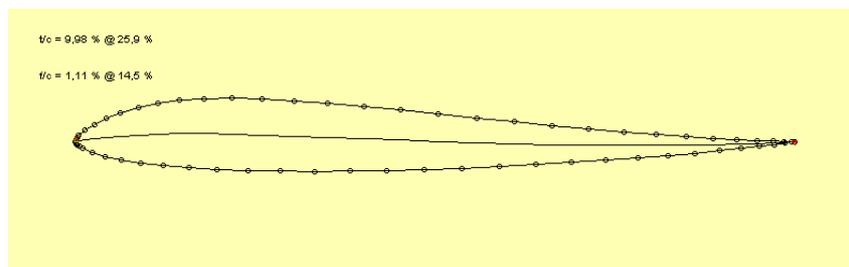


Figura 7.1: Perfil MH110

O perfil obtido tem uma espessura máxima ( $t/c$ ) do perfil é 9.984% da corda e está a 25.9% no eixo  $x$ . A curvatura ( $f/c$ ) é de 1.11% a 14.5% no eixo  $x$ . A Figura 7.2 mostra os dados obtidos a partir do *software*.

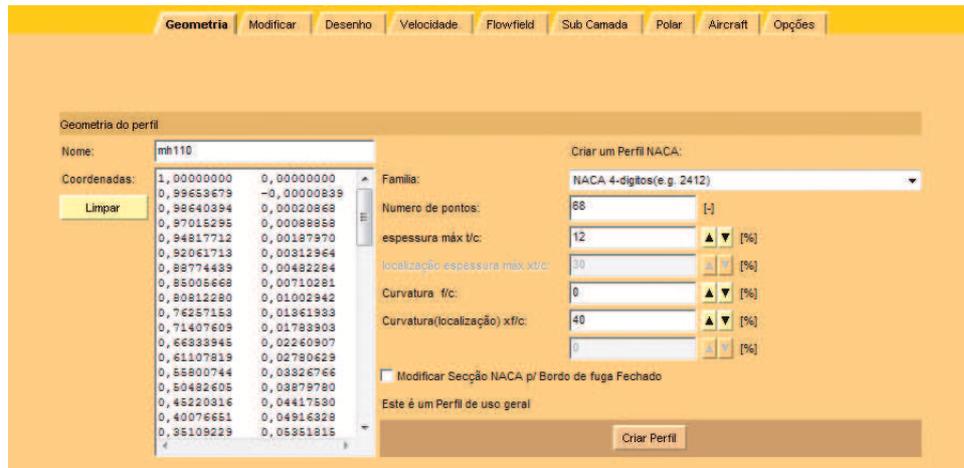


Figura 7.2: Perfil MH110

A partir do perfil escolhido, obteve-se o melhor ângulo de ataque para perfil, que resultou em uma melhor relação sustentação/arrasto. Com *software JavaFoil* também foi possível obter os coeficientes de sustentação  $C_L$ , e de arrasto  $C_D$  para o perfil. A Tabela 7.2 apresenta esses coeficientes e a relação entre eles, para ângulos de ataque de  $0^\circ$  a  $15^\circ$ , com incremento de  $1^\circ$  (os ângulos de ataque foram analisados até  $15^\circ$  porque a literatura mostra que, quando o ângulo de ataque aumenta até um certo valor, geralmente a partir de  $15^\circ$  graus, o coeficiente de sustentação diminui, ao mesmo tempo em que o coeficiente de arrasto aumenta drasticamente [R.Gasch and Twele, 2011]).

A Tabela 7.2 mostra que o maior valor de  $C_L$  foi obtido com o ângulo de ataque de  $5^\circ$ , porém, deve-se considerar a melhor relação entre coeficiente de sustentação e coeficiente de arrasto. Portanto:

$$\alpha = 5^\circ$$

$$C_L = 0.509$$

Com o valor do ângulo de ataque definido, o perfil escolhido foi então analisado, utilizando o mesmo programa.

Determinado esses parâmetros, foi possível calcular as cordas de cada elemento de pá de acordo com a Teoria BEM. Para isso foi utilizada a Equação 7.3, que calcula o ângulo de torção,  $\beta$ , para um ângulo  $\alpha$ .

$$\alpha = \phi - \beta \quad (7.3)$$

O ângulo de escoamento perturbado foi calculado pela Equação 7.4, em função da razão de velocidade local, obtida para cada distância radial.

$$\phi = \frac{2}{3} \tan^{-1} \left( \frac{1}{\lambda_r} \right) \quad (7.4)$$

Por fim, a corda de cada elemento foi obtida pela Equação 7.5.

Tabela 7.1: Coordenadas do perfil MH110

$x$	$y$
1.00000000	0.00000000
0.99653679	-0.00000839
0.98640394	0.00020868
0.97015295	0.00088858
0.94817712	0.00187970
0.92061713	0.00312964
⋮	⋮
0.02329198	-0.01496193
0.04120440	-0.02035040
0.06381301	-0.02526009
0.09094732	-0.02958794
0.12236865	-0.03326391
0.15780899	-0.03623346
0.19695727	-0.03849081
0.23943286	-0.04006268
0.28478797	-0.04097415
0.33254591	-0.04124334
0.38220182	-0.04089743
0.43324080	-0.03996525
0.48514078	-0.03851948
0.53730757	-0.03665724
0.58911977	-0.03440665
0.64003009	-0.03178595
0.68950142	-0.02887417
0.73697819	-0.02575203
0.78192326	-0.02249320
0.82382388	-0.01917110
0.86219604	-0.01586085
0.89658864	-0.01263340
0.92658689	-0.00956236
0.95181035	-0.00668459
0.97203228	-0.00402294
0.98711684	-0.00181207
0.99667613	-0.00043813
1.00000000	0.00000000

Fonte: <http://www.mh-aerotools.de>

Tabela 7.2: Coeficientes de sustentação e arrasto do perfil MH110

$\alpha(^{\circ})$	$C_L$	$C_D$	$C_L/C_D$
0	-0.081	0.010	8.333
1	0.037	0.012	3.096
2	0.156	0.010	15.600
3	0.274	0.010	26.346
4	0.392	0.011	36.533
5	0.509	0.011	45.609
6	0.609	0.018	33.498
7	0.509	0.026	25.524
8	0.657	0.054	12.257
9	0.711	0.062	11.378
10	0.737	0.074	10.018
11	0.736	0.089	8.227
12	0.708	0.105	6.768
13	0.661	0.125	5.272
14	0.602	0.147	4.083
15	0.538	0.180	2.994

$$c = \frac{8\pi r \sin(\phi)}{3BC_L\lambda_r} \quad (7.5)$$

A Tabela 7.3 mostra a velocidade de ponta local, os valores de corda obtidos, bem como o ângulo de torção para cada elemento de pá.

Tabela 7.3: Parâmetros obtidos para cada N elemento de pá

N	r(m)	$\lambda_r(m)$	$\beta_r(^{\circ})$	c(m)
1	0.0280	0.5600	30.5008	0.0175
2	0.0560	1.1200	17.8402	0.0215
3	0.0840	1.6800	10.5085	0.0274
4	0.1120	2.2400	6.0382	0.0377
5	0.1400	2.8000	3.1025	0.0601
6	0.1680	3.3600	1.0493	0.1503
7	0.1960	3.9200	-0.4593	0.2970
8	0.2240	4.4800	-1.6114	0.0745
9	0.2520	5.0400	-2.5184	0.0425
10	0.2800	5.6000	-3.2502	0.0298

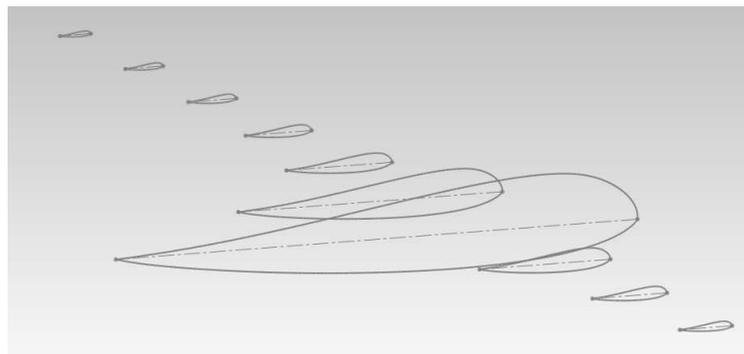
A partir do raio e da corda, a pá já pode ser desenhada com o auxílio do *software SolidWorks*. A Figura 7.3 mostra a estrutura da pá desenhada a partir dos 10 elementos de pá. A Figura 7.3(a) apresenta os elementos de pá ainda sem sofrerem a torção do ângulo  $\beta$ . Já, a Figura 7.3(b) apresenta os mesmos elemento de pá, dessas vez, torcidos pelo valor de  $\beta$ . A Figura 7.3(c) apresenta o perfil geométrico obtido.

Analisando a Figura 7.3(c), percebe-se que o perfil gerado não é de acordo com o esperava-se obter, ou seja, com os perfis estudados anteriormente e o modelo usado. Isso aconteceu porque a equação utilizada para o cálculo da corda, conforme já foi dito, não levou em consideração a mudança que a variação da interferência radial e tangencial provocam no ângulo de escoamento perturbado ( $\phi$ ) e nas demais variáveis utilizadas. Para corrigir o perfil, seria necessário um algoritmo iterativo que recalcula-se a corda de cada um desses elementos, levando em consideração a variação da interferência radial e axial, bem como do ângulo de escoamento perturbado, do ângulo de ataque, do coeficiente de sustentação e ataque de cada elemento de pá. Porém, nesse trabalho foi realizada somente uma suavização do perfil obtido anteriormente, já que a elaboração do algoritmo seria trabalhosa, o que prejudicaria o desenvolvimento de outras etapas do trabalho. Um exemplo de algoritmo utilizado para o cálculo da corda de acordo com o método iterativo pode ser encontrado em [Alves, 2011].

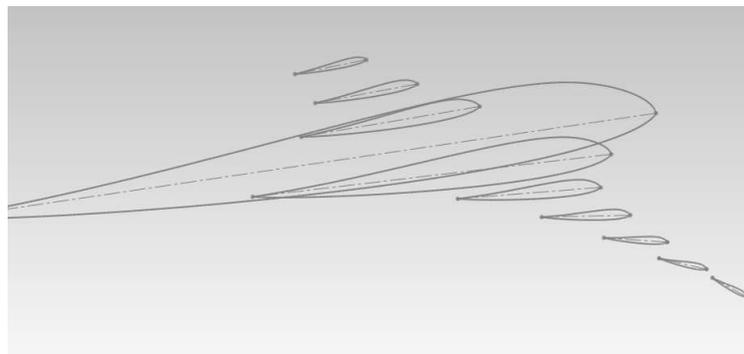
A suavização do modelo pode ser utilizada, porém, não é a melhor opção, já que geralmente implica em perdas aerodinâmicas em relação ao que foi determinado pelo projetado. Utilizando o mesmo procedimento descrito anteriormente, o perfil aerodinâmico foi suavizado. A Figura 7.4 mostra o novo perfil obtido. Pela Figura 7.4, percebe-se que esse perfil já é mais parecido com o que se esperava obter.

### 7.3 Considerações

A proposta inicial desse trabalho, modificada posteriormente, era comparar os resultados do perfil desenvolvido com outros. Para isso, seriam utilizados softwares que permitissem uma simulação do escoamento do fluido na pá obtida e em outra, utilizada para comparação. A partir dessa simulação, esperava-se obter parâmetros como o Número de Reynolds, coeficiente de potência entre outros valores, para cada uma das pás e assim, comparar os resultados obtidos. Porém, conforme já foi dito, durante o desenvolvimento da proposta desse trabalho, foi constatado que seria difícil obter um software gratuito que realizasse a simulação. Logo, pretende-se realizar essa análise em trabalhos futuros.



(a) Elementos obtidos sem torção



(b) Elementos obtidos com torção

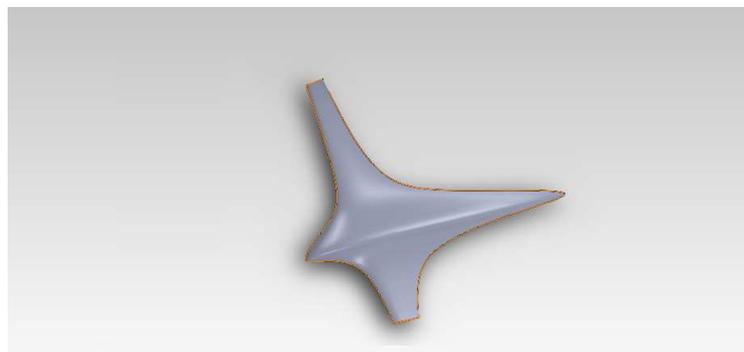
(c) Perfil aerodinâmico gerado a partir dos  $N$  elementos

Figura 7.3: Pás sem correção (a), (b) e (c)

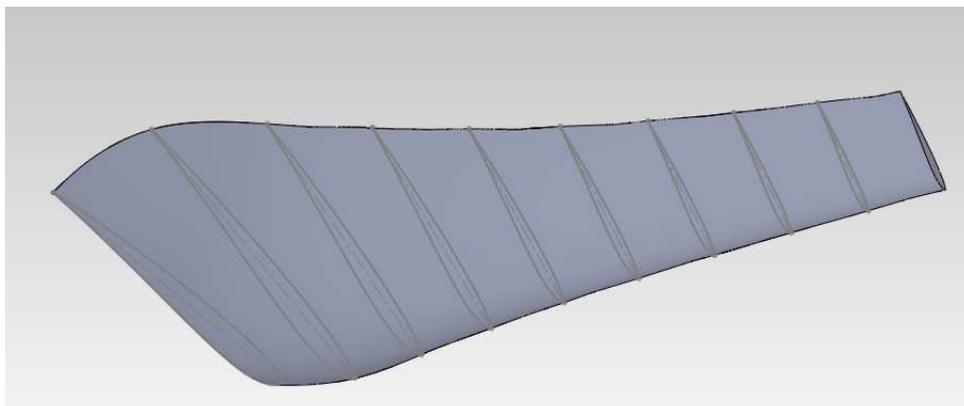


Figura 7.4: Perfil obtido recalculado



## Construção do protótipo

### 8.1 Projeto Base

Conforme já foi mencionado, o projeto de uma turbina eólica tem como fatores principais a geometria e as dimensões da estrutura, pois definem a potência adquirida pelo equipamento e afetam diretamente no preço do mesmo. Nesse projeto, procurou-se utilizar materiais de baixo custo, que tornassem viável a execução do mesmo. O modelo inicial adotado baseia-se na estrutura mostrada na Figura 8.1, que é comumente utilizado na construção de turbinas eólicas caseiras.



Figura 8.1: Turbina eólica de eixo horizontal de três pás  
 Fonte:(<http://www.assimsefaz.com.br>)

A turbina mostrada acima apresenta uma estrutura simples e fácil de se construir, pois a maioria dos seus componentes, como por exemplo as pás e a torre, podem ser fabricados em plástico (*PVC*) ou madeira, o que faz com que a fabricação da estrutura seja relativamente barata em comparação com outros materiais que, apesar de possuírem uma boa relação resistência/ peso são bastante caros. Além do mais, esse tipo de turbina é o mais utilizado, as informações sobre a construção da mesma são facilmente encontradas e este modelo possui o melhor desempenho conhecido. Assim, têm-se as principais motivos pelas quais se selecionou uma Turbina Eólica de Eixo Horizontal neste projeto.

Essa turbina é formada por uma torre representada por um tubo de aço (ou *PVC*) que é

afixada por meio de uma base fixa ao solo, ou podendo também ser montada sobre um edifício, um motor de corrente contínua, um apoio central que está conectado ao rotor por meio de rolamentos, um segundo apoio no qual estão encaixados as pás do rotor, um circuito de controle de carregamento e um sistema de cata vento (leme), que permite que a turbina fique sempre virada para o vento.

## 8.2 Modelo inicial

### 8.2.1 Desenho

Com base na dimensão da pá, no gerador utilizado e no modelo base adotado, o projeto do protótipo construído foi desenhado em ambiente 3D, no *SolidWorks*. O desenho obtido pode ser visualizado na Figura 8.2.

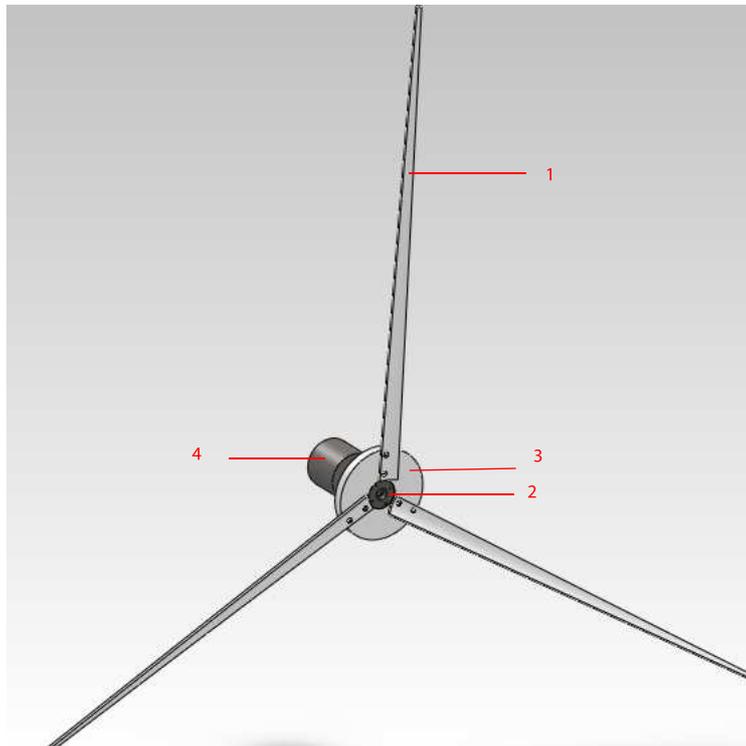


Figura 8.2: Desenho do protótipo

No desenho obtido, destacam-se as seguintes partes:

1. Pás: 3 pás de 30cm, formando assim uma turbina de 60cm de diâmetro. As pás já foram desenhadas pensando que seriam fabricadas a partir de um cano de PVC.
2. Apoio central 1: Responsável por fazer a ligação entre o eixo do dínamo (de 5mm de rosca) e o apoio central 2, onde são afixadas as pás.
3. Apoio central 2: Apoio onde foram fixadas as pás. As pás não foram fixadas diretamente ao eixo a fim de se evitar vibrações que poderiam danificar a estrutura.

4. Dínamo: Parte responsável por converter a energia do vento em energia eólica. Seu funcionamento será mostrado no próximo capítulo.

A partir do desenho obtido no *SolidWorks* foi gerado o Código G para que as peças apoio central 1 e apoio central 2 pudessem ser usinadas em uma máquina frassadora *CNC*.

### 8.2.2 1 Protótipo

Após ser definido o modelo base e obtido o desenho do protótipo, o mesmo foi construído. As pás foram obtidas a partir de um cano de PVC de  $150\text{mm}$  de diâmetro. Do cano, foram cortadas duas tiras de  $300 \times 60\text{mm}$  (a altura baseada no raio calculado para a pá, a base foi escolhida para ser compatível com a altura). De cada tira, foram obtidas duas pás idênticas, totalizando 4. As pás obtidas e utilizadas no primeiro protótipo são mostradas na Figura 8.3.



Figura 8.3: Pás do protótipo

As pás foram cortadas de modo que tivessem uma curvatura mínima que ajudasse na sustentação das mesmas. O apoio central 1 e o apoio central 2 foram usinados em nylon, em uma fresa *CNC*, conforme já foi dito. O nylon foi utilizado porque era o material disponível. Para afixar o apoio central 1 no dínamo foi feito um furo de  $4\text{mm}$  com a furadeira no centro do apoio, depois, foi aberta uma rosca de  $5\text{mm}$ , de modo que o eixo do dínamo ficasse preso ao apoio por meio de uma contra porca. Isso foi um problema, já que o eixo era muito curto, não dando para apertar direito, o que fazia com que a estrutura, dependendo da situação, soltasse.

O protótipo obtido pode ser visualizado na Figura 8.4

### 8.2.3 Resultados

O modelo inicial não correspondeu ao resultado esperado, mesmo que já houvesse uma suspeita de que isso fosse ocorrer, devido ao torque alto do dínamo utilizado. No primeiro protótipo desenvolvido, o rotor não foi capaz de manter-se funcionando durante muito tempo depois que recebia um impulso inicial e era colocado contra o ventilador para funcionar. Isso já era esperado porque o impulso necessário para fazer a eixo do rotor girar era muito alto, ou seja, seriam necessários ventos fortes (velocidades de rotação muito elevadas) para fazê-lo girar.



Figura 8.4: 1º Protótipo

Porém, o que surpreendeu foi que, mesmo com o impulso, o protótipo desenvolvido não foi capaz de acender um led, o que, girando o eixo direto com a mão, era conseguido. Assim, não era imaginado que a diferença de força entre os dois casos fosse ser tão significativa. Também foi observado que mesmo após o impulso e com o multímetro disponível, não foi possível medir a tensão gerada. Essa fato evidenciou que a tensão gerada era muito pequena.

Para medir a tensão foi necessária a utilização de um amplificador operacional de ganho 3, cujo o desenho esquemático e o circuito são mostrados na Figura 8.5.

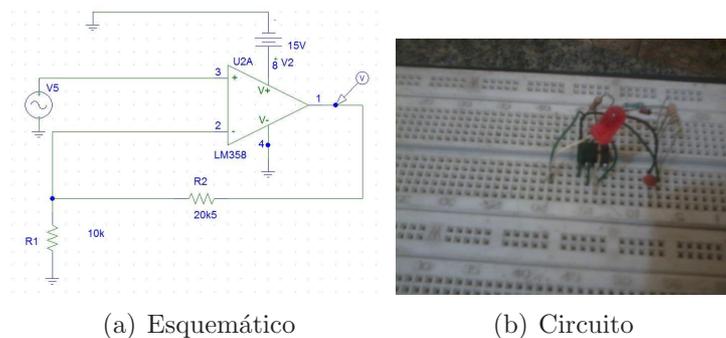


Figura 8.5: Circuito amplificador: (a) Esquemático, (b) Circuito.

Esse circuito amplificador de configuração não inversora e realimentação negativa é composto por duas resistências,  $R_1 = 10k$  e  $R_2 = 20K5$  e o amplificador operacional  $LM358$ . O circuito foi projetado pensando em utilizar os componentes que estavam disponíveis. O ganho teórico desse amplificador é função das resistências e é dado por:

$$G = 1 + \frac{R_2}{R_1} = 3.05$$

Como era de se esperar, após colocarmos o amplificador operacional, conseguimos medir a tensão. O valor obtido foi de  $2.4V$ . Ou seja, a tensão produzida pela turbina foi de:

$$V_1 = \frac{2.4}{3} = 0.8V$$

Como o protótipo desenvolvido não alcançou o resultado esperado, ele sofreu modificações.

### 8.3 2 Protótipo

No segundo protótipo desenvolvido, a única alteração feita foi a substituição das pás de 30cm de raio por pás de 50cm. Essa alteração foi feita com o objetivo de aumentar a sustentação. O objetivo inicial era aumentar somente a largura da pás, aumentando a curvatura. Porém, viu-se que seria necessário também modificar o comprimento das pás. A Figura 8.6 o novo protótipo construído.



Figura 8.6: 2º protótipo

Com esse protótipo, foi obtido um resultado parcialmente satisfatório. Isso porque a turbina foi capaz de iniciar o movimento sozinha e mantê-lo (diferente do que aconteceu com o primeiro protótipo), utilizando somente ventos naturais, e não tão fortes. Na verdade, ela foi capaz de girar a velocidades extremamente rápidas (comprovadas visivelmente, já que não foi medida). Porém, mesmo girando a toda essa velocidade, o valor de tensão gerado ainda foi baixíssimo, quase igual ao anterior. Sendo esse igual a:

$$V_2 = 0.82V$$

### 8.4 3 Protótipo

Como os dois protótipos desenvolvidos não conseguiram atingir os objetivos propostos, partiu-se para uma nova abordagem, sem esquecer o projeto base. Analisando os protótipos anteriores, constatou-se que as pás de 50cm eram adequadas para projeto, já que elas giraram não velocidade visualmente ideal. O problema, conforme verificado, o dínamo, pois necessitava

de um impulso muito alto, o que não seria facilmente conseguido. Além do mais, construtivamente, o dínamo apresentava o problema de o eixo soltar-se da estrutura, necessitando ser fortemente preso, o que acabava por travar o eixo.

Diante desse fato, resolveu-se, dessa vez, mudar o gerador eólico. No lugar do dínamo foi utilizado um motor de corrente contínua de uma impressora *HP Deskjet 656c*, conforme mostrado na Figura 8.7.



Figura 8.7: Gerador utilizado

Resolveu-se utilizar um motor *DC* porque, apesar do dínamo ser um dos geradores mais conhecidos, a maioria dos projetos de desenvolvimento de turbinas eólicas encontrados na literatura utilizaram motores para transformar a força do vento em energia. Como os projetos encontrados tinham resultados satisfatórios, optou-se por também utilizar um motor.

Como o eixo do motor era diferente do eixo do dínamo, o apoio central 1 teve que ser novamente usinado. Dessa vez, foi feito também um furo no apoio no qual foi colocado um parafuso allen para travar o eixo, esperando assim melhorar o desempenho.

A Figura 8.8 mostra o terceiro protótipo desenvolvido.



Figura 8.8: 3º protótipo

Desta vez, para avaliar melhor o desempenho da turbina, foi medida não só a tensão gerada, como também a velocidade de rotação da pá. Para isso, foi utilizado um velocímetro de bicicleta. A Tabela 8.1 mostra os valores de tensão e velocidade angular obtidos.

### 8.4.1 Resultados

Utilizando o motor *DC*, os resultados obtidos foram bem melhores do que utilizando o dínamo. Vale resaltar, que os testes realizados com o motor foram feitos utilizando-se ventiladores já que os ventos naturais não ofereciam condições propícias para o funcionamento natural do

Tabela 8.1: Valores de tensão e velocidade medidos

Medição	$Tenso(V)$	$\omega(\text{rad/s})$
1	1.25	178.5
2	1.4	166.75
3	1.47	180.5
4	1.76	208.25
5	1.82	222.25
6	1.09	132
7	2.23	270.75
8	2.29	277.75
9	2.21	264

dispositivo, visto que na época dos testes os ventos estavam com velocidades muito baixas. Uma hipótese elaborada foi a de que, se os ventos se apresentarem conforme nos testes do segundo protótipo, o equipamento conseguirá gerar no mínimo  $5V$  de tensão.

A dependência de condições climáticas propícias para o bom rendimento do dispositivo é uma das principais desvantagens de se utilizar energia eólica, conforme foi observado pelo trabalho.



## Conclusões e Perspectivas

Pelo trabalho realizado, comprovou-se que a energia eólica é uma alternativa viável para as crises de abastecimento de energia que afetam alguns países e também para a diminuição dos danos causados ao ambiente pelo uso de fontes de energia não renováveis e poluentes. Porém, para um desenvolvimento pleno e amplo desse tipo de energia, é preciso de esforços políticos e públicos para que o preço do  $kW$  de energia gerado por turbinas eólicas seja competitivo com o preço das outras fontes. É preciso também uma mudança de paradigma, para que os danos causados ao ambiente pelas fontes poluentes sejam incorporados ao produto final, tornando as outras fontes competitivas.

O trabalho também permitiu concluir que uso maciço da energia eólica se deu recentemente e foi motivado por crises de abastecimento e ambientais, entre outros fatores. Percebeu-se também que a tendência de mercado é um acréscimo da produção eólica, derivada de maiores investimentos na área. Esses investimentos abrem espaço para o desenvolvimento do setor, principalmente na área de pesquisa, responsável por otimizar os equipamentos já existentes e até mesmo criar novos produtos. Essa é a área de maior possibilidade de atuação de um Engenheiro Mecatrônico, justamente pela Mecatrônica ser uma área multidisciplinar, assim como as turbinas eólicas são hoje em dia. Dentro desse cenário, o estudo do perfil geométrico ideal para as pás de uma turbina eólica é altamente necessário. Principalmente pelos fatos deles serem responsáveis direto pelo desempenho do equipamento. No escopo desse trabalho, a obtenção de um perfil geométrico ideal foi através de um modelo antigo, utilizado há muito tempo para a criação de perfis alares. Percebeu-se que tal prática não foi adotada somente nesse trabalho, mas, em muitos outros encontrados na literatura.

Após o estudo do funcionamento do dispositivo e a construção de um protótipo, mesmo que o perfil geométrico das pás não foi igual ao modelado (o que foi realizado devido a facilidade construtiva das pás com cano *PVC*), foi observado que até mesmo para baixos valores de velocidade do vento, o dispositivo foi capaz de gerar uma quantidade expressiva de energia. O que mostra que a geração de eletricidade através do vento não precisa acontecer necessariamente em locais de altas velocidades de vento, é preciso somente de uma bateria e um bom sistema de controle para aproveitar a energia obtida. Devido a esse fato, pequenas unidades eólicas podem muito bem ser incorporadas às residências. Há pessoas que usam o baixo aproveitamento do dispositivo e da necessidade de ventos contínuos para desmotivar o uso das turbinas. Porém,

mesmo que o dispositivo não funcione sempre, mesmo que a geração de eletricidade seja baixa, isso representa uma economia. Seja ela de apenas 1% ao mês por residência. O montante desse economia no mundo inteiro durante um ano é altamente significativo.

Conforme discutido acima, a energia eólica é uma opção viável para a geração de energia. Devido a isso, inúmeras possibilidades de trabalhos futuros desenvolve dela. Pode-se por exemplo, estudar a interligação desses sistemas a rede de abastecimento ou, estudar formas de controle de carregamento de baterias, ou formas de controle do rotor. Pode-se estudar também a fabricação do equipamento, os materiais, o sistema de transmissão, entre outras. Porém, como nesse trabalho a parte elétrica foi muito pouco explorada, ele compromete-se a desenvolver mais essa área, seja estudando sistemas de controle de carregamento de baterias ou também a conexão de pequenas centrais eólicas à rede de distribuição de energia.

# Bibliografia

- Edson Augusto de Brito Alves. Concepção de uma pequena turbina eólica destinada ao segmento doméstico (simplificação e análise aerodinâmica das pás). Master's thesis, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Novembro 2011.
- Vikas Bajaj. Índia tem dificuldade de fornecer energia suficiente para crescimento. <http://m.noticias.uol.com.br>, Maio 2012.
- M Barros and V Varella. Fontes de energia renováveis. <http://www.solar.coppe.ufrj.br/eolica>.
- Jerry Brown. Clean energy jobs plan. <http://www.jerrybrown.org>, Maio 2012.
- Spain Business. A energia eólica na Espanha. <http://www.technologyreview.com/spain/wind>, Maio 2012.
- A. Raia C. N. Prudente and R.J. Reis. Comportamento do vento na região metropolitana de Belo Horizonte. *Congresso Brasileiro de Meteorologia*.
- Global Wind Energy Council. Global wind report: Annual market update 2011. <http://www.gwec.net>, Maio 2012.
- C. V. Costa. *Políticas de Promoção de Fontes Novas e Renováveis para Geração de Energia Elétrica: Lições da Experiência Européia para o Caso Brasileiro*. PhD thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.
- H. S. Costa. Dinamarca inaugura o maior campo de energia eólica off shore do mundo, com capacidade para 210 megawatts por ano. <http://www.ecodebate.com.br>, Abril 2012.
- N. F. da Silva. *Fontes de Energia Renováveis Complementares na Expansão do Setor Elétrico Brasileiro: O Caso da Energia Eólica*. PhD thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2006.
- Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico. O prêmio. <http://www.jovemcientista.org.br>, 2011.
- Instituto Nacional de Estudos e Pesquisas Educacionais Anísio Teixeira. Enem 2007 - prova 1 - amarela. <http://download.inep.gov.br>, 2007.

- R. M. Dutra. Energia eólica: Princípios e tecnologias. *CRESESB: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito*, 2008. URL <http://www.cresesb.cepel.br>.
- R. M. Dutra. *Propostas de Políticas Específicas para Energia Eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA*. PhD thesis, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- C.F.A Teixeira E.G.C. Neves, R.C.F. Damé and R.Munchow. Introdução ao estudo de energia eólica. <http://minerva.ufpel.edu.br>, 2009.
- H.T. Ferreira. Energia eólica: Barreiras a sua participação no setor elétrico brasileiro. Master's thesis, Universidade de São Paulo, 2008.
- J. G. McGowan and A. L. Rogers J. F. Manwell. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Wiley. John Wiley and Sons Ltd, second edition edition, 2009.
- A. E. Fitzgerald; C. K. Junior and S. D. Umans. *Máquinas Elétricas*. 2006.
- J. Layton. Como funciona a energia eólica. <http://ambiente.hsw.uol.com.br/energia-eolica.htm>.
- P. Mariani and S. Scheffel. Energia eólica. <http://www.engambiente3.blogspot.com.br>.
- P.A.C. Rocha; F.O. Carneiro; A.S. Lopes; I.A. Maia; A.B. Modolo. Montagem e testes de uma bancada para medição de desempenho de aerogeradores em escala. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, Junho 2011.
- P. R. Moraes. *Geografia Geral e do Brasil*. Harbra, 2005.
- P.A.Leonelli and et al. Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada á rede, em particular em edificações urbanas.
- S. Pereira. Geradores de energia elétrica. <http://www.ebah.com.br>, 2013.
- J. C. P. Pires. Estudo de rotor para turbina eólica de eixo horizontal de pequeno porte para aplicação de modelagem e simulação virtual. Master's thesis, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010.
- Wind Power. The danish market. <http://www.windpower.org>, Maio 2012.
- V. Quaschnig. *Understanding Renewable Energy Systems*. Earthscan, 1 edition, 2005.
- P. E. Renováveis. Convergência: Lei de belz. *Portal das Energias Renováveis*, 2012.
- R.Gasch and J. Twele. *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*. Springer, second edition edition, 2011.
- Richard Stone. Inside chernobyl. <http://ngm.nationalgeographic.com>, Abril 2006.
- Justin Wilkes and et al. Wind in power 2011: European statistics. <http://www.ewea.org>, Maio 2012.