Universidade do Estado do Rio de Janeiro
Faculdade de Engenharia Mecânica

Eden Rodrigues Nunes Junior

Metodologia de projeto de turbinas eólicas de pequeno porte

Rio de Janeiro
2008

Eden Rodrigues Nunes Junior

Metodologia de projeto de turbinas eólicas de pequeno porte

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de mestre, ao programa de Pós-Graduação em Engenharia mecânica, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Orientadora:Profª. Dra. Mila Rosendal Avelino

Rio de Janeiro
2008

N972 Nunes Junior, Éden Rodrigues
Metodologia de projeto de turbinas eólicas de pequeno porte. / Éden Rodrigues Nunes Junior. - 2008
188 f.:il.

Orientador: Mila Rosendal Avelino
Dissertação (Mestrado).Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Engenharia

Bibliografia: f.186-188.

1. Turbinas eólicas-Teses I. Avelino, Mila Rosendal. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro - Faculdade de Engenharia. II.Título

CDU 621

Eden Rodrigues Nunes Junior

Metodologia de projeto de turbinas eólicas de pequeno porte

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de mestre, ao programa de Pós-Graduação em Engenharia mecânica, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Aprovado em _____

Banca Examinadora: _____

_____
Profª. Dra. Mila Rosendal Avelino (Orientadora)
Faculdade de Engenharia Mecânica – UERJ

_____
Prof. Dr. Luiz Artur Pecorelli Peres
Faculdade de Elétrica Mecânica – UERJ

_____
Prof. Dr. Manoel Antônio da Fonseca Costa Filho
Faculdade de Engenharia Mecânica – UERJ

_____
Prof. Dr. Sebastião Ércules Melo de Oliveira
Faculdade de Engenharia Mecânica – UFRJ

Rio de Janeiro
2008

Dedico esta dissertação a minha filha Carolina,
cujo exemplo de bondade e amor
tem sido um norteador para a minha vida.

Agradecimentos

Dedico meus sinceros agradecimentos para:

– à Deus acima de tudo, por me dar a vida em primeiro lugar e permitir que eu tenha saúde para aproveitar todas as oportunidades que surgiram em minha vida;

– à professora DSc. Mila Rosendal Avelino, pela orientação, incentivo e amizade;

– à equipe da ENERSUD, em especial ao Engenheiro Luiz Cézar Sampaio Pereira, ao Sr. Bruno Bressan de Cnop, pela ajuda, pelo suporte técnico, dicas valiosas, sem os quais esse trabalho não teria sido realizado;

– à FINEP, pelo fomento a pesquisa no Brasil, em especial a Sra Ione Maria Dias;

– à minha namorada Renata, pelas palavras de incentivo, carinho e pela sincera crença que eu seria bem sucedido neste projeto;

– ao Engenheiro, professor e colega de trabalho Washington da Costa, cuja ajuda, suporte, dicas e suor foram fundamentais para o desenvolvimento da metodologia elétrica deste trabalho;

– ao Engenheiro Rodrigo Calado do Amaral, pela inestimável ajuda em todas as fases deste projeto;

– ao Sr Santos, faxineiro do Laboratório de Engenharia da UERJ, pelo cafezinho amigo;

– ao meu coordenador Luiz Claudio, pela compreensão nos momentos em que tive que me ausentar do trabalho;

– aos meus alunos do CEFET RJ, pela compreensão quando não pude comparecer para ministrar minhas aulas;

– todos os colegas do Mestrado em Engenharia Mecânica da UERJ;

– à todos os funcionários do CEFEN, que sempre me ajudaram em todos os momentos, em todas as compras que realizei para esse projeto.

"De tanto ver triunfar as nulidades,
de tanto ver prosperar a desonra,
de tanto ver crescer a injustiça,
de tanto ver agigantarem-se os poderes nas mãos dos maus,
o homem chega a desanimar da virtude,
a rir-se da honra,
a ter vergonha de ser honesto."

Rui Barbosa

Resumo

O potencial eólico do Brasil, de vento firme e com viabilidade econômica de aproveitamento, é de 143 GW. Isso equivale ao dobro de toda a capacidade da geração já instalada no país. No Brasil, a energia eólica tem uma sazonalidade complementar à energia hidrelétrica, porque os períodos de melhor condição de vento coincidem com os de menor capacidade dos reservatórios. O projeto desenvolvido neste trabalho nasceu de uma chamada pública do FINEP, e sob os auspícios do recém criado CEPER. Ao projeto foi incorporado um caráter investigativo, de contribuição científica original, resultando em um produto de tecnologia inovadora para aerogeradores de baixa potência. Dentre os objetivos do projeto, destacamos a avaliação experimental de turbinas eólicas de 5000 W de potência. Mais especificamente, dentro do objetivo geral deste projeto estão incluídas análise estrutural, análise aerodinâmica e análise de viabilidade de novos materiais a serem empregados. Para cada uma das diferentes áreas de conhecimento que compõem o projeto, será adotada a metodologia mais adequada. Para a Análise aerodinâmica foi realizada uma simulação numérica preliminar seguida de ensaios experimentais em túnel de vento. A descrição dos procedimentos adotados é apresentada no Capítulo 3. O Capítulo 4 é dedicado aos testes elétricos. Nesta etapa, foi desenvolvido um banco de testes para obtenção das características específicas das máquinas-base, como curvas de potência, rendimento elétrico, análise e perdas mecânicas e elétricas, e aquecimento. Este capítulo termina com a análise crítica dos valores obtidos. Foram realizados testes de campo de todo o conjunto montado. Atualmente, o aerogerador de 5kW encontra-se em operação, instrumentado e equipado com sistema de aquisição de dados para consolidação dos testes de confiabilidade. Os testes de campo estão ocorrendo na cidade de Campos, RJ, e abrangeram as seguintes dimensões de análise; testes de eficiência para determinação da curva de potência, níveis de ruído e atuação de dispositivos de segurança. Os resultados esperados pelo projeto foram atingidos, consolidando o projeto de um aerogerador de 5000 W.

Abstract

Initial estimates of the potential contribution of wind power in Brazil for selected areas are approximately of 143GW. This figure represents two times the total power already installed. In Brazil, wind power relates to hydroelectrical power in such way that when wind speeds are high and stable, reservoirs experiences low capacity in water volume. The project herein presented has its origins on the approval of sponsorship from FINEP, a governmental agency that provided grant to develop a 5kW windmill over a period of 30 months. Among the objectives of this project are the development of a new technology to be applied to windmills, by means of technological innovation. More specially, the main proposal was to evaluate wind turbines behavior numerically and experimentally, including its implementation in wind towers to generate 5kW.This is accomplished in detail x out performance of analysis of structural characteristics, aerodynamic, performance e viability on the use of new materials were performed. To this end, we shall define a specific methodology to each area of knowledge. Aerodynamic analysis was performed by means of initial numerical simulation followed by experimental tests in wind tunnel. A detailed description of the experimental set up and procedures is provided in chapter 3. Chapter 4 deals with electrical parts of the project. At this point an apparatus was specifically designed and built in order to acquire relevant parameters, which describe the electrical generator, provided we can predict on some measure the electrical energy performance under three different operating conditions, namely, without load, loaded and charging batteries. A detailed description of 5kW prototype manufactured is presented along with an analysis of the results are presented at the end of this chapter. Finally, the whole set was completed and were performed. The complete Truck-test set of the windmill is composed by tower, generator, turbines, controlling system and safety system. Results obtained are in agreement with the expected. At this moment, the 5kW windmill finds itself in operation. The windmill is instrumented and equipped with an data acquisition system to consolidate reliability tests, which provide efficiency tests, noise determination and safety devices test performance. This set of data will confirm the global performance and consolidate the 5kW windmill.

Sumário

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELAS

LISTA DE SÍMBOLOS

LISTA DE ABREVIATURAS E

INTRODUÇÃO p. 27

1.1 Fundamentos aerodinâmicos das maquinas eólicas ..... p. 27

1.1.1 Justificativa ..... p. 28

1.1.2 Metodologia ..... p. 29

1.1.2.1 Identificação, Testes e Análises dos equipamentos bases ..... p. 30

1.1.2.2 Testes Aerodinâmicos ..... p. 30

1.1.2.3 Testes Elétricos ..... p. 30

1.1.3 Análise crítica dos valores obtidos ..... p. 30

1.1.3.1 Eletrônica de potência. ..... p. 30

1.1.3.2 Definição de especificações e critérios. ..... p. 30

1.1.4 Desenvolvimento de modelos. ..... p. 31

1.1.4.1 Modelo aerodinâmico. ..... p. 31

1.1.4.2 Testes de protótipo em laboratório. ..... p. 31

1.1.4.3 Testes Aerodinâmicos ..... p. 31

1.1.4.4 Teste elétrico ..... p. 31

1.1.4.5 Testes em carga resistiva e em banco de baterias ..... p. 31

1.1.4.6 Teste da eletrônica de potência ..... p. 31

1.1.4.7 Testes de campo em todo o conjunto ..... p. 31

2 **ESTADO DA ARTE** p. 32

2.1 **Antecedentes históricos** ..... p. 32

2.2 **Circulação global**..... p. 37

2.2.1 Tipos de ventos..... p. 41

2.2.2 Brisas ..... p. 42

2.2.3 Ventos catabáticos e anabáticos..... p. 44

2.2.4 FOHN ..... p. 45

2.2.5 Velocidade do vento ..... p. 45

2.2.6 Lei exponencial de Hellmann. ..... p. 47

2.2.7 Energia útil do vento..... p. 49

2.2.8 Curvas de potência..... p. 50

2.2.9 Representação estatística do vento ..... p. 50

2.2.10 Fator de distribuição de forma ..... p. 51

2.2.11 Distribuição de Rayleigh..... p. 52

2.2.12 Distribuição de Weibull. ..... p. 54

3 **METODOLOGIA AERODINÂMICA** p. 56

3.1 **Fundamentos aerodinâmicos das máquinas eólicas** ..... p. 56

3.2 **Forças sobre um perfil**..... p. 56

3.2.1 Forças de arrasto e sustentação em perfis fixos..... p. 59

3.2.2 Polar de um perfil. . ..... p. 60

3.3 **Ação do vento sobre o perfil, potência útil e rendimento**. ..... p. 61

3.3.1 Pás perfiladas ..... p. 61

3.3.2 Ângulos da corda. ..... p. 61

3.3.3 Forças de arrasto e de sustentação em perfis móveis. ..... p. 62

3.3.4 Forças do conjugado e axial. ..... p. 65

3.3.5 Conjugado motor. ..... p. 66

3.3.6 Rendimento aerodinâmico das hélices. ..... p. 68

3.3.7 Potência máxima. ..... p. 70

3.3.8 Conjugado motor máximo ..... p. 71

3.3.9 Velocidade angular máxima . ..... p. 71

3.4 **Modelo teórico de Betz** ..... p. 72

3.4.1 Considerações práticas. ..... p. 74

3.5 **Rotor Multipá** ..... p. 75

3.5.1 Força axial sobre uma pá ..... p. 75

3.5.2 Força axial total ..... p. 76

3.6 **cálculo da força e do conjugado do motor**. ..... p. 76

3.6.1 Representação gráfica . ..... p. 78

3.7 **Teoria turbilhonaria das hélices eólicas** . ..... p. 79

3.8 **Otimização de uma instalação eólica** ..... p. 82

3.9 **Classificação**. ..... p. 84

3.9.1 Máquinas eólicas de eixo horizontal. ..... p. 85

3.9.2 Máquinas eólicas de eixo vertical ..... p. 86

3.10 **Aerogeradores de eixo horizontal** ..... p. 87

3.11 **Cargas que atuam sobre o rotor**. ..... p. 90

3.11.1 Situações limites. ..... p. 91

3.11.2 Vibrações. ..... p. 92

3.12 **Materiais de construção** ..... p. 92

3.13 **Parâmetros práticos utilizados no projeto de aerogeradores eólicos** ..... p. 93

3.13.1 Relação da velocidade periférica TSR. ..... p. 93

3.13.2 Relações práticas entre C_D e C_L ..... p. 94

3.13.3 Fator de atividade FA ..... p. 95

3.13.4 Rendimento aerodinâmico η ..... p. 96

3.13.5 Coeficiente de torque C_M . ..... p. 96

3.14 **Dimensionamento de um rotor eólico** ..... p. 97

3.14.1 Área frontal varrida por uma pá . . .. p. 97

3.14.2 Tamanho das pás e coeficiente de solidez Ω ..... p. 100

3.15 **Resistência aerodinâmica do rotor** ..... p. 101

3.15.1 Força centrífuga ..... p. 101

3.15.2 Resistência aerodinâmica da pá ..... p. 102

3.15.3 Momento fletor da pá ..... p. 102

3.15.4 Momento torsor ..... p. 102

3.16 **Cálculo simplificado de aerogeradores rápidos de eixo horizontal** ..... p. 103

3.16.1 Diâmetro do rotor ..... p. 103

3.16.2 Acoplamento rotor eólico-gerador elétrico ..... p. 104

3.16.3 Solidez das pás ..... p. 104

3.16.4 Perfil da pá ..... p. 105

3.16.5 Valores de θ ..... p. 105

3.16.6 Cálculo dos coeficiente de sustentação C_L máximo ..... p. 106

3.16.7 Comprimento da corda . ..... p. 106

3.16.8 Relação R/L da pá ..... p. 107

3.16.9 Correção do ângulo de ataque α ..... p. 108

3.16.10 Ângulo de inclinação β ..... p. 108

3.17 **O Projeto da turbina eólica GRW5000** ..... p. 108

3.18 **Fundamentos para o dimensionamento estrutural dos componentes** ..... p. 109

3.18.1 Cargas atuantes ..... p. 110

3.18.1.1 Carregamento aerodinâmico ..... p. 110

3.18.1.2 Carregamento gravitacional ..... p. 112

3.18.1.3 Carregamento inercial ..... p. 112

3.18.1.4 Carregamento operacional ..... p. 113

3.18.2 Estimativa do cálculo da potência ..... p. 113

3.19 **Desenvolvimento das tarefas** ..... p. 114

3.20 **NORMA IEC** ..... p. 116

3.21 **Condições operacionais** ..... p. 118

3.22 **Cálculo das cargas de projeto** ..... p. 119

3.22.1 cargas na longarina ..... p. 120

3.22.2 Cargas no revestimento ..... p. 121

3.23 **Cálculo das tensões** ..... p. 122

3.23.1 Tensões na longarina ..... p. 122

3.23.2 Tensões no revestimento ..... p. 123

3.24 **Verificação da rigidez** ..... p. 125

3.24.1 Verificação da rigidez flexural ..... p. 125

3.24.2 Verificação da rigidez torcional ..... p. 126

3.25 **Resultados** ..... p. 127

4 **METODOLOGIA ELÉTRICA** p. 128

4.1 **Máquinas de fluxo axial** ..... p. 128

4.1.1 Classificação das máquinas de fluxo axial e princípios de funcionamento ..... p. 129

4.2 **Os imãs permanentes** ..... p. 130

4.3 **Cronologia do magnetismo** ..... p. 130

4.4 **Imã de neodímio** ..... p. 131

4.5 **Máquina de fluxo axial utilizada no experimento** ..... p. 133

4.5.1 Protótipo utilizado ..... p. 135

4.6 **Descrição matemática** ..... p. 135

4.6.1 Variáveis primárias envolvidas..... p. 137

4.6.2 Variáveis secundárias envolvidas ..... p. 137

4.7 **Circuito equivalente de um gerador trifásico** ..... p. 138

4.8 **Equações de funcionamento** ..... p. 138

4.9 **Método experimental** ..... p. 140

4.9.1 Controles exercidos no experimento em bancada de teste..... p. 141

4.9.2 Controles e Velocidade de rotação da máquina..... p. 141

4.9.3 Controle da tensão terminal ..... p. 142

4.9.4 Controle da corrente elétrica..... p. 142

4.9.5 Controle da temperatura. ..... p. 142

4.9.6 Observações sobre a bancada de ensaios ..... p. 142

4.10 **Determinação do número de amostras** ..... p. 143

4.11 **Subsídios ao dimensionamento**. ..... p. 143

4.12 **Bancada de teste para realização do experimento** ..... p. 144

4.12.1 Dispositivos utilizados na bancada ..... p. 144

4.12.2 Estrutura mecânica da bancada ..... p. 145

4.12.3 Sistema elétrico de potência..... p. 147

4.12.4 Sistema de supervisão ..... p. 152

4.12.5 Aquisição de dados ..... p. 154

4.12.6 Avaliação da instrumentação utilizada adaptadas ao experimento ..... p. 157

4.13 **Ensaios realizados com a máquina AFPM** ..... p. 157

4.13.1 Análise do comportamento da tensão..... p. 157

4.14 **Análise do comportamento da tensão em vazio através de simulação em bancada** ..... p. 159

4.15 **Análise do comportamento da tensão com carga através de ensaios em bancada** ..... p. 161

4.16 **Resultados obtidos nos ensaios para recarga do banco de baterias** ..... p. 163

4.17 **Avaliação de resultados obtidos** ..... p. 164

4.17.1 Resultados obtidos em vazio ..... p. 165

4.17.2 Resultados obtidos com resistores e banco de baterias acoplado ..... p. 165

4.17.3 Avaliação do desempenho térmico da máquina AFPM GRW5000 ..... p. 165

4.17.4 Análise da variação das tensões ..... p. 166

4.17.5 Análise das variações das correntes ..... p. 167

4.17.6 Avaliação do rendimento em relação à carga aplicada ..... p. 167

CONCLUSÕES p. 185

REFERÊNCIAS p. 186

Lista de Figuras

1 Potência eólica instalada no mundo **(WWEA, 2008)** . . . . . p. 28

2 Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica **(CBEE, 2008)** p. 29

3 Radiação solar. A) Radiação solar sobre uma superfície horizontal; B) Radiação solar absorvida pela Terra. C) Radiação devolvida ao espaço exterior, **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 37

4 Modelo de Circulação Geral (1920)-(Modelo de 3 células), **(CORRêA,)** p. 39

5 Movimentos Atmosféricos, **(SENTELHAS; ANGELOCCI, 2007)** . . . . p. 39

6 Esquema geral de um vento particular terra-mar e vice-versa (brisas), **(SENTELHAS; ANGELOCCI, 2007)** . . . . . p. 43

7 Ventos de vales e montanhas (dia), **(SENTELHAS; ANGELOCCI, 2007)** p. 44

8 Ventos de vales e montanhas (noite), **(SENTELHAS; ANGELOCCI, 2007)** p. 44

9 Ventos catabáticos, **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 44

10 Efeito Fohn, **(SENTELHAS; ANGELOCCI, 2007)** . . . . . p. 45

11 Influência de obstáculos topográficos sobre a velocidade do vento, **(RGG, 2008)** . . . . . p. 46

12 Rosa dos ventos características para um fluxo dominante dentro de um vale, em uma planície e acima das elevações extremas se um vale, **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 46

13 Diversos tipos de anemômetros, **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 47

14 Variação da velocidade do vento (camada limite) com a altura sobre o terreno, segundo a lei exponencial de Hellmann, **(DíEZ, 2003.)** . . . . p. 48

15 Area A varrida pelo rotor de diâmetro D, **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 49

16 número total de horas ao ano que se prevê que o vento possa soprar a uma velocidade $\vec{v}$, **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 52

17 Comparação da energia disponível com a curva de Rayleigh correspondente, (**DíEZ, 2003.**) . . . . . p. 53

18 Perfil situado no seio de uma corrente fluida. (**DíEZ, 2003.**) . . . . . p. 57

19 Forças de sustentação em um perfil com grande inclinação. (**DíEZ, 2003.**) p. 58

20 Forças de sustentação em um perfil com pequena inclinação inclinação. (**DíEZ, 2003.**) . . . . . p. 58

21 Coeficiente k para alguns perfis semiesféricos. (**DíEZ, 2003.**) . . . . . p. 58

22 Coeficiente de arrasto e sustentação. (**DíEZ, 2003.**) . . . . . p. 59

23 Polar do perfil MH 110 para diferentes números de Reynolds. (**Curvas geradas pelo software PROFILI**) . . . . . p. 60

24 Forças que atuam sobre um elemento de pá em rotação. (**DíEZ, 2003.**) p. 62

25 Pá de uma hélice de avião. (**DíEZ, 2003.**) . . . . . p. 63

26 Pá de uma hélice de aerogerador. (**DíEZ, 2003.**) . . . . . p. 63

27 a) velocidades e b) forças que aparecem sobre a pá de um aerogerador. (**DíEZ, 2003.**) . . . . . p. 64

28 Rotor Savonius. (**GASCH; TWELE, 2002.**) . . . . . p. 66

29 Moinho multipá. (**GASCH; TWELE, 2002.**) . . . . . p. 66

30 Aerogerador Darrieus. (**WIKIPéDIA, 2008**) . . . . . p. 67

31 Aerogerador de hélice. (**GASCH; TWELE, 2002.**) . . . . . p. 67

32 Esbeltez de um perfil NACA. (**DíEZ, 2003.**) . . . . . p. 69

33 Modelo de Betz. (**citegasch modificado** . . . . . p. 72

34 Forças sobre um perfil. (**DíEZ, 2003.**) . . . . . p. 75

35 Triângulos de velocidades na entrada e na saída do perfil. (**DíEZ, 2003.**) p. 77

36 Representação gráfica da equação 3.61. (**Gráfico desenvolvido pelo autor com o software Grapher 6.0**) . . . . . p. 79

37 Representação gráfica da equação 3.62. (**Gráfico desenvolvido pelo autor com o software Grapher 6.0**) . . . . . p. 80

38 Teoria turbilhonária de hélices eólicas. (**DíEZ, 2003.**) . . . . . p. 81

39 Aerogerador Darrieus com dois Savonius que atuam como motor de partida. **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 87

40 Disposição da turbina VENTIS 20-100.**(GASCH; TWELE, 2002.)** . . . p. 89

41 Disposição da turbina NORDTANK 150 XLR.**(GASCH; TWELE, 2002.)** p. 89

42 Diagrama para a determinação da potência em aerogeneradores rápidos. **(GASCH; TWELE, 2002.)** . . . . . p. 90

43 Flexão das pás do rotor pela ação do vento. **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 91

44 Estrutura de uma pá moderna. **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 93

45 Coeficientes de arrasto e de sustentação do perfil MH110. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)** . . . . . p. 95

46 Relação entre o rendimento aerodinâmico, o TSR e o número de pás para, $D/L \rightarrow \infty$. **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 96

47 Curvas (η_{aerod} - TSR), **(JOHNSON, 2001.)** . . . . . p. 98

48 Curvas (η_{aerod} - TSR), para hélices. **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 98

49 Relação entre o coeficiente de solidez Ω e o TSR. **(GASCH; TWELE, 2002.)** . . . . . p. 101

50 Divisão de uma pá **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 105

51 Valores de θ em função de SR. **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 106

52 Valores do parâmetro de forma SP em função de SR. **((DíEZ, 2003.))** p. 107

53 Projeção das forças aerodinâmicas. **(DíEZ, 2003.)** . . . . . p. 110

54 Fluxograma da metodologia de projeto. **(RIBEIRO, 2006.)** . . . . . p. 115

55 Escala de vento Beaufort . . . . . p. 119

56 Forma em planta das pás. **(Desenho feito pelo autor com o uso do software Solidworks 2006)** . . . . . p. 120

57 Momento fletor ao longo da envergadura. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)** . . . . . p. 121

58 Momento torsor ao longo da envergadura. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)** . . . . . p. 122

59 Nível de tensões ao longo da envergadura. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)** . . . . . p. 123

60 Seção transversal dos perfis das pás. **(Desenho extraído do software PROFILI 2.21)** . . . . . p. 124

61 Tensões no revestimento ao longo da envergadura. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)** . . . . . p. 124

62 Condição considerada nos cálculos. **(RIBEIRO, 2006.) modificado** . . p. 125

63 Torção na pá. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)** . . . . . p. 126

64 Disposição de estatores e rotors nas máquinas AFPM. **(COSTA, 2007.)** p. 130

65 Desenho do aerogerador eólico GRW 5000. **desenho feito pelo autor utilizando o software Solidworks 2008** . . . . . p. 134

66 Gerador GRW 5000 fechado e em vista explodida. **(Desenho feito pelo Eng. Rodrigo Calado com o auxílio do software Solidworks 2006)** p. 134

67 Arquitetura do enrolamento da máquina AFPM GRW 5000. **(COSTA, 2007.)** . . . . . p. 135

68 Diagrama de bloco de um sistema de geração de energia eólica. **(COSTA, 2007.)** . . . . . p. 137

69 Circuito equivalente de um gerador trifásico. **(COSTA, 2007.)** . . . . . p. 138

70 Diagrama de bloco da bancada de teste. **(COSTA, 2007.)** . . . . . p. 141

71 Bancada de testes do gerador GRW 5000. (**Desenho feito pelo autor utilizando o software Solidworks 2008**) . . . . . p. 146

72 Foto do painel com os dispositivos de potência. (**Foto tirada pelo autor**) p. 147

73 Circuito de potência do painel. **(COSTA, 2007.)** . . . . . p. 148

74 Circuito de comando painel. **(COSTA, 2007.)** . . . . . p. 148

75 Foto do inversor de potência WEG CFW09. (**Foto tirada pelo autor**) p. 149

76 Foto do cartão PLC. **(WEG, 2007)** . . . . . p. 150

77 Ilustração do programa WLP. **(WEG, 2007)** . . . . . p. 151

78 Modo SCURVE. **(COSTA, 2007.)** . . . . . p. 153

79 Tela de operação do programa de supervisão.(**COSTA, 2007.**) . . . . . p. 153

80 Sistema de aquisição de dados via LABVIEW. (**COSTA, 2007.**) . . . . p. 155

81 Tela do LABVIEW usada na aquisição de dados. (**Sistema de aquisição de dados desenvolvido pelo autor com o software Labview 8.0**) p. 156

82 Diagrama em bloco do LABVIEW da aquisição de dados. (**Sistema de aquisição de dados desenvolvido pelo autor com o software Labview 8.0**) . . . . . p. 156

83 Gráfico dos valores da tensão calculada em função da rotação. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) . . . . p. 160

84 Gráfico dos valores experimentais obtidos em vazio. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) . . . . . p. 169

85 Gráfico da comparação de tensões entre os valores calculados e ensaiados em bancada. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) . . . . . p. 170

86 Circuito do banco de resistores. (**COSTA, 2007.**) . . . . . p. 171

87 Gráfico Tensão x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 1. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 172

88 Gráfico Corrente x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 1. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 173

89 Gráfico Potência x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 1. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 174

90 Gráfico Tensão x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 2. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 175

91 Gráfico Corrente x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 2. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 176

92 Gráfico Potência x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 2. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 177

93 Gráfico Tensão x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 3. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 178

94 Gráfico Corrente x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 3. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 179

95 Gráfico Potência x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 3. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 180

96 Gráfico Tensão x RPM do ensaio em bancada carregando as baterias. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 181

97 Gráfico Corrente x RPM do ensaio em bancada carregando as baterias. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 182

98 Gráfico Potência x RPM do ensaio em bancada carregando as baterias. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) p. 183

99 Gráfico do rendimento em % do ensaio em bancada carregando as baterias. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**) . . . . . p. 184

100 Circuito de potência do painel. **(COSTA, 2007.)** . . . . . p. 184

Lista de Tabelas

1 Valores do exponente de Hellmann em função da rugosidade do terreno p. 48

2 Velocidade do vento e horas de funcionamento . . . . . p. 55

3 Máquinas de eixo horizontal . . . . . p. 94

4 Valores do fator de potência F . . . . . p. 99

5 Fatores de correção da densidade do ar . . . . . p. 100

6 Valores estimados da eficiencia . . . . . p. 100

7 Número de pás em função do TSR . . . . . p. 104

8 Classes de turbinas . . . . . p. 117

9 Fatores de segurança . . . . . p. 117

10 Propriedades magnéticas típicas . . . . . p. 132

11 Unidades de medidas magnéticas . . . . . p. 132

12 Fatores de conversão . . . . . p. 132

13 Dados construtivos da máquina GRW 5000 . . . . . p. 136

14 Valores calculados das tensões para o gerador GRW 5000 . . . . . p. 159

15 Resultados obtidos a partir da simulação experimental em bancada . . p. 161

16 Ensaio em bancada com carga resistiva 1 . . . . . p. 162

17 Ensaio em bancada com carga resistiva 2 . . . . . p. 163

18 Ensaio em bancada com carga resistiva 3 . . . . . p. 163

19 Ensaio em bancada com o sistema realizando a recarga das baterias com o gerador GRW5000. . . . . p. 164

20 Resumo dos resultados obtidos no gerador com carga R1 acoplado às baterias . . . . . p. 166

21 Resumo dos resultados obtidos no gerador com carga R2 acoplado às baterias . . . . . p. 167

Lista de Símbolos

a	[-]	fator do escoamento axial induzido
$á$	[-]	fator do escoamento tangencial induzido
A	$[m^2]$	área do disco atuador
c	[m]	corda da pá
C_D	[-]	coeficiente de arrasto
C_L	[-]	coeficiente de sustentação
C_P	[-]	coeficiente de potência
D	$[N]$	força de arrasto
F	$[N]$	força de reação aerodinâmica
F_a	$[N]$	projeção das forças aerodinâmicas perpendicular ao plano de rotação
F_d	$[N]$	projeção das forças aerodinâmicas paralela ao plano de rotação
F_D	$[N]$	força de arrasto
F_L	$[N]$	força de sustentação
F_{ir}	$[N]$	força inercial na direção radial
F_{ia}	$[N]$	força inercial na direção axial
L	$[N]$	força de sustentação
m_p	$[kg/m^3]$	massa específica da pá
M_t	$[N.m]$	momento de torção da seção da pá
M_f	$[N.m]$	momento de flexão da seção da pá
M_z	$[N.m]$	momento causado pelas forças de precessão
M_∞	[-]	Número de Mach no escoamento não perturbado
N	[-]	número de pás
N_g	[-]	eficiência mecânica
P	$[W]$	potência
P	$[N/m^2]$	pressão
p_0	$[N/m^2]$	pressão atmosférica
p_+	$[N/m^2]$	pressão a montante do disco atuador
p_-	$[N/m^2]$	pressão a jusante do disco atuador
p_d	$[N/m^2]$	pressão dinâmica $1/2\rho U^2$

Q	$[N/m^2]$	torque
Q	$[ms^{-1}]$	intensidade de escoamento do vórtice
r	$[m]$	posição radial
r_θ	$[m]$	coordenadas do ponto no plano X-Y
R	$[m]$	raio do rotor
u	$[ms^{-1}]$	componente cartesiana da velocidade V
U	$[ms^{-1}]$	velocidade do escoamento
U_B	$[ms^{-1}]$	velocidade do vento quando o rotor opera em sua máxima rotação
U_C	$[ms^{-1}]$	velocidade do vento quando do início da rotação do rotor
U_d	$[ms^{-1}]$	velocidade do escoamento no disco
U_F	$[ms^{-1}]$	velocidade do vento máxima para operação da turbina
U_W	$[ms^{-1}]$	velocidade do vento para geração de máxima potência contínua
U_∞	$[ms^{-1}]$	velocidade do escoamento a jusante do disco
U_W	$[ms^{-1}]$	velocidade do escoamento a montante do disco (esteira)
v	$[ms^{-1}]$	componente cartesiana da velocidade V
V	$[ms^{-1}]$	velocidade do escoamento
V_r	$[ms^{-1}]$	velocidade radial provocada pela fonte/sumidouro
V_θ	$[ms^{-1}]$	velocidade tangencial provocada pela fonte/sumidouro
V_∞	$[ms^{-1}]$	velocidade do escoamento não perturbado
W	$[ms^{-1}]$	velocidade resultante
X	$[m]$	posição na direção da corda
Y	$[m]$	posição na direção da envergadura
Z	$[m]$	posição normal à superfície da pá
α	$[rad]$	ângulo de ataque
α_0	$[rad]$	ângulo de ataque de sustentação nula
β	$[rad]$	ângulo de passo local da pá
Γ	$[m^2/s]$	circulação
μ	[-]	razão entre o raio local e o raio da pá = r/R
γ	[-]	componente tangencial da velocidade na superfície de um perfil
γ	[-]	ângulo entre a sustentação e a força resultante
ρ	$[kg/m^3]$	densidade do ar 1.25 kg/m3
ϕ	$[rad]$	ângulo entre a direção da velocidade resultante W e o plano de rotação do rotor
σ	[-]	solidez da pá
σ	[-]	solidez de corda

λ	[-]	razão de velocidades na ponta da pá R/U
λ_R	[-]	razão de velocidades local da pá r/U
ψ	[-]	função corrente
Ω	$[rad/s]$	freqüência angular do rotor

Lista de abreviaturas e siglas

AC	-	Corrente Alternada
CBEE	-	Centro Brasileiro de Energia Eólica
DC	-	Corrente Contínua
ENERSUD	-	Indústria e Soluções Energéticas Ltda
FINEP	-	Financiadora de projetos
RPM	-	Rotação por minuto

1 *Introdução*

1.1 Fundamentos aerodinâmicos das máquinas eólicas

A motivação para realização deste projeto pode, em parte, ser explicada ao se analisar a figura 1, onde se percebe que a capacidade mundial de energia eólica instalada aumentou de aproximadamente 3,5GW em 1994 para pouco mais de $40GW$ no final de 2003. De 1990 até 2002, o vento foi a fonte de energia que mais rápido cresceu no mundo, percentualmente, com uma média anual de 30%. As plantas de energia eólicas estão massivamente concentradas na Europa e nos Estados Unidos e o Brasil, embora possua um enorme potencial para a utilização dessa fonte de energia, possui, ainda, baixa capacidade instalada, não tendo a indústria nacional, capacidade de atender essa demanda crescente.

O projeto GRW 5000 nasceu de uma chamada pública do FINEP, órgão de fomento do governo federal. O mesmo tem por meta o desenvolvimento tecnológico e industrial de geradores eólicos e como objetivo geral do projeto, destaca-se especificamente a avaliação experimental e numérica do funcionamento de turbinas eólicas, incluindo sua implementação em torres de geração de energia de até 5000 W de potência. Ainda no âmbito do objetivo geral deste projeto estão incluídos analise estrutural, aerodinâmica e analise de viabilidade de novos materiais a serem empregados.

O motivo pelo qual direcionou-se o projeto para turbinas de baixa potência, na faixa de $5kW$, além da chamada da FINEP, foi a facilidade na construção de protótipos, a custos relativamente baixos e o atendimento de áreas não supridas pelos sistemas de energia elétrica alcançadas por linhas de transmissão, alem do que, turbinas de baixa potência, definidas por sua capacidade nominal de até $100kW$, representam uma importante parcela do mercado global de turbinas eólicas.

Segundo a American Wind Energy Association (AWEA) - Small Wind Turbine Commitee.(2001), em 2020, 30% da demanda do mercado potencial será para atender vilas e comunidades isoladas com geradores da ordem de 10 kW, principalmente em países

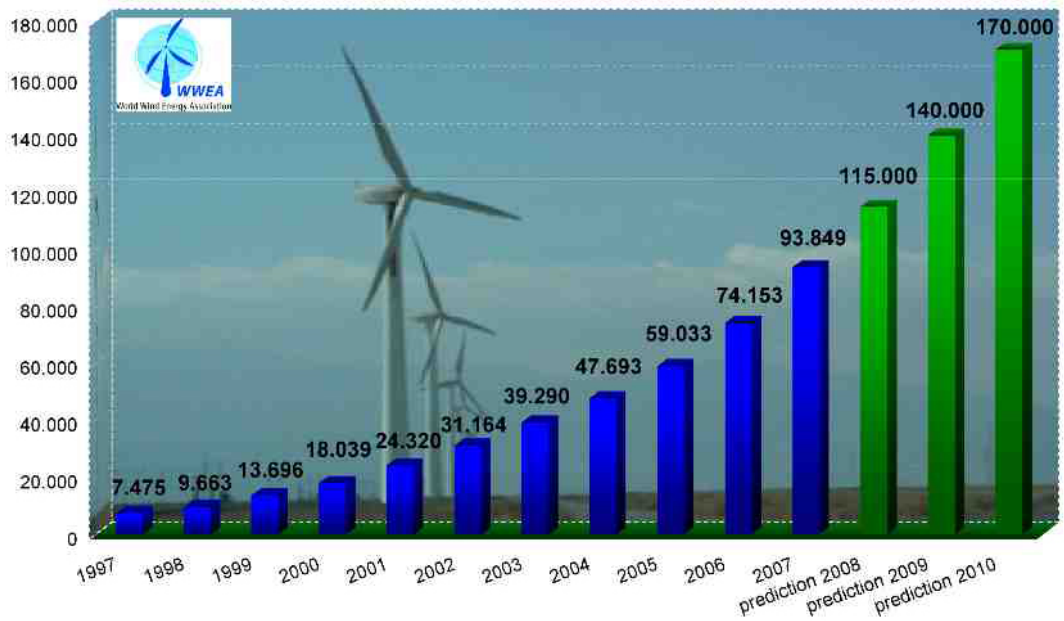


Figura 1: Potência eólica instalada no mundo (**WWEA, 2008**)

com grande desigualdade na distribuição dos recursos para a eletrificação de áreas sem grande interesse comercial, como acontece em diversas regiões do Brasil, o que justifica o investimento em pesquisas para a contínua evolução das máquinas de pequeno porte independente das máquinas de grande porte.

1.1.1 Justificativa

O potencial eólico do Brasil, de vento firme e com viabilidade econômica de aproveitamento, é de 143 GW. Isso equivale ao dobro de toda a capacidade da geração já instalada no país. A distribuição do potencial eólico é, no entanto, bastante desigual. No Nordeste está o maior potencial regional, 75 GW. Em seguida o Sudeste com quase 30 GW.

No Brasil, a energia eólica ainda tem uma sazonalidade complementar à energia hidrelétrica figura 2, porque os períodos de melhor condição de vento coincidem com os de menor capacidade dos reservatórios. A integração dos dois tipos de energia poderia conferir mais confiabilidade e estabilidade às redes de distribuição, reduzindo a necessidade ou até mesmo anulando a necessidade de implementação de novas usinas termoelétricas.

A ampliação do número de fabricantes de turbinas eólicas no Brasil viabilizará e conferirá competitividade à energia eólica. Paralelamente, a capacitação tecnológica de profissionais deste ramo, e a aproximação entre a indústria e as instituições de pesquisa e desenvolvimento e ensino superior permitirão a integração de centros autônomos

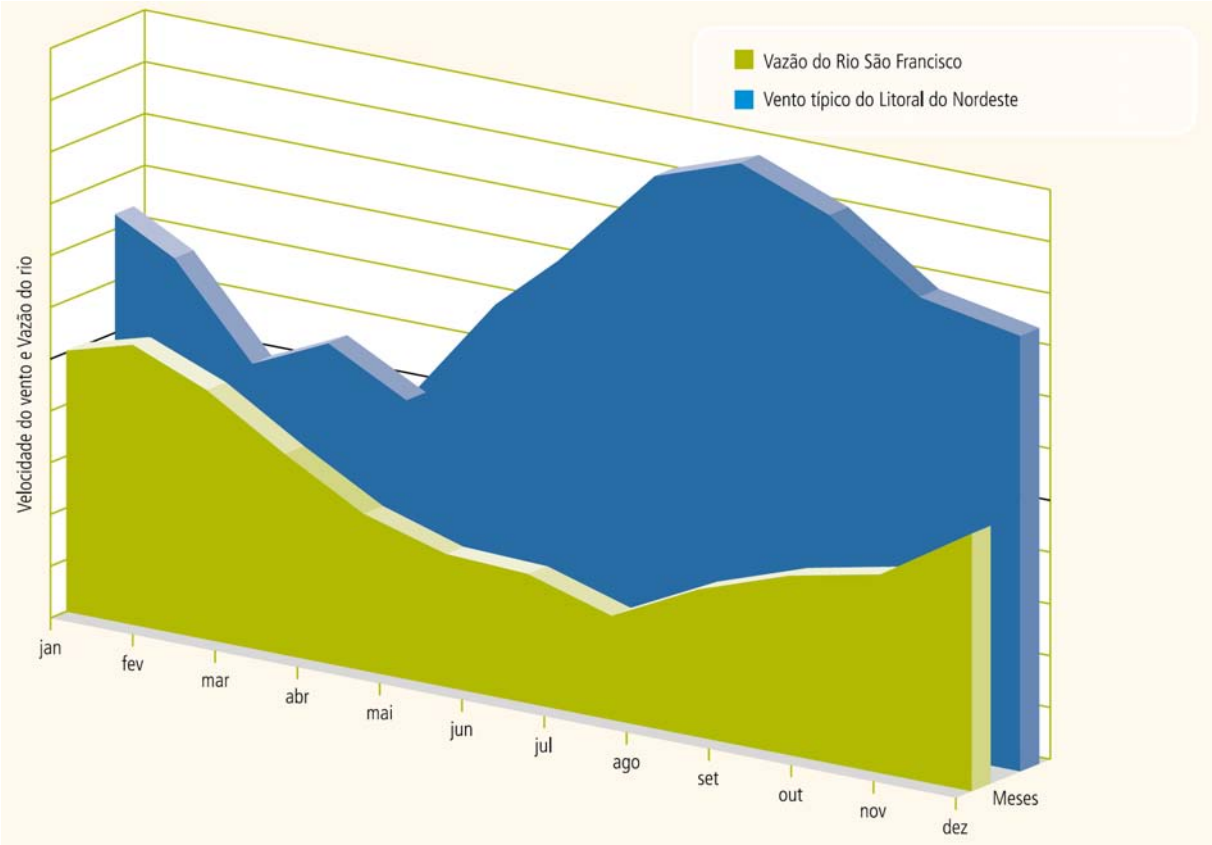


Figura 2: Complementaridade entre a geração hidrelétrica e eólica **(CBEE, 2008)**

Assim como outras fontes de geração de energia, a implementação de energia eólica no Brasil permitiria uma avaliação de desempenho na produção de eletricidade. Aliado às inúmeras vantagens do uso do vento para produção de energia deve-se ressaltar a necessidade de solucionar um de seus maiores problemas: a geração de empregos diretos e indiretos.

1.1.2 Metodologia

O projeto apresenta como ponto de partida duas máquinas já comercializadas pela ENERSUD empresa interveniente, com as seguintes capacidades nominais: $300W$ e $1000W$.

Objetivando dar continuidade a um trabalho de pesquisa que já segue por três anos, e com isso acelerar a obtenção dos resultados, será adotada a seguinte metodologia para todas as diferentes áreas de conhecimento que compõem o projeto.

1.1.2.1 Identificação, Testes e Análises dos equipamentos bases

Nesta etapa do projeto foi adotada primeiramente uma abordagem eminentemente fenomenológica do funcionamento das turbinas eólicas atualmente produzidas.

Desta forma a metodologia utilizada baseia-se em simular experimentalmente o desempenho de turbinas eólicas sob condições reais de funcionamento.

1.1.2.2 Testes Aerodinâmicos

O perfil aerodinâmico foi identificado e analisado com o apoio de uma ferramenta computacional específica e analisado em túnel de vento, para fins de observação prática.

1.1.2.3 Testes Elétricos

Foi desenvolvido um banco de testes para obtenção das características específicas das máquinas do arranjo básico, como curvas de potência, rendimento elétrico e perdas mecânicas e elétricas e aquecimento.

1.1.3 Análise crítica dos valores obtídos

1.1.3.1 Eletrônica de potência

Identificação da funções realizadas pelos controladores das máquinas atuais. Identificação dos componentes eletrônicos utilizados. Análise do circuito eletrônico.

1.1.3.2 Definição de especificações e critérios

As especificações de funcionamento e os critérios de desempenho em cada área específica foram determinados com base nos parâmetros apresentados por máquinas hoje disponíveis no mercado, tais como:

- Rendimento aerodinâmico
- Rendimento elétrico
- Faixa de rotação
- Tensões de trabalho
- Funções de controle

1.1.4 Desenvolvimento de modelos

Nesta fase foram apresentados os modelos matemáticos que descrevem o comportamento do sistema em suas diferentes áreas.

1.1.4.1 Modelo aerodinâmico

Foram feitas simulações das mudanças no perfil atual visando definir as melhores características do perfil para os resultados desejados.

1.1.4.2 Testes de protótipo em laboratório

1.1.4.3 Testes Aerodinâmicos

Foram construídos protótipos dos perfis das hélices para testes em túnel de vento.

1.1.4.4 Teste elétrico

Foi construído um protótipo da máquina de 5000 W para realização de testes em bancada com a confirmação da teoria empregada.

1.1.4.5 Testes em carga resistiva e em banco de baterias

1.1.4.6 Teste da eletrônica de potência

Com a construção do protótipo foram realizados testes em conjunto com a máquina elétrica.

1.1.4.7 Testes de campo em todo o conjunto

Foram realizados testes de todo o sistema eólico: torre, gerador, turbinas de captação, controlador e sistema de segurança, bem como foi avaliada a geração de energia, o rendimento e a curva de potência.

2 Estado da Arte

2.1 Antecedentes históricos

Antecedentes históricos

Até a aparição da máquina a vapor no século XIX, a única fonte de energia de origem não animal para a realização de trabalho mecânico era proveniente da água ou do vento. A primeira e mais imediata forma de aproveitamento da energia eólica tem sido, desde os tempos mais remotos, aplicada a navegação. As primeiras referencias da utilização de embarcações a vela procedem do Egito e datam do milênio IV ou V antes de Cristo (HéMERY; DEBIER; BELéAGE, 1993.).

Os moinhos de vento existiam já na mais remota antiguidade. Pérsia, Iraque, Egito e China dispunham de máquinas muitos séculos antes de Cristo. Hamurabi, rei da Babilônia (1792-1750 ou 1730-1685 a.c.), criador do império babilônico utilizou moinhos acionados pelo vento para regar as planícies da Mesopotâmia e para a moenda de grãos. Tratavam-se de máquinas eólicas primitivas de rotor vertical com várias pás de madeira ou cana, cuja rotação era transmitida diretamente pelo eixo a pedra do moinho. Na China existem referencias da existência de moinhos de rotor vertical e pás a base de telas colocadas sobre uma armação de madeira, que eram utilizados para o bombeamento de água e foram precursoras dos moinhos Persas. O egípcio Heron (também escrito como Hero e Herão) de Alexandria (10 d.C. - 70 d.C.) foi um sábio do começo da era cristã. Geômetra e engenheiro grego, Heron esteve ativo em torno do ano 62 e desenhou em um estudo um moinho vertical de quatro pás.

Os moinhos foram utilizados na Europa na Idade Média, e estenderam-se pela Grécia, Itália e França. Se a origem das máquinas eólicas se apresenta tão incerta, sua expansão pelo Mediterrâneo e pela Europa não se faz mais conhecida. Segundo alguns autores, se deve aos Cruzados a introdução da tecnologia eólica no Ocidente, se bem que outros opinam que a Europa desenvolveu sua própria tecnologia, claramente distinta da Oriental,

já que na Europa se impõe, fundamentalmente, os moinhos de eixo horizontal, enquanto que os moinhos Orientais eram de eixo vertical.

Seja qual fosse a forma de aparição dessas máquinas em diversos paises europeus, o certo é que se encontram exemplos abundantes da importância que os moinhos de vento chegaram a ter em diversas aplicações. Podemos citar como exemplo os moinhos holandeses, usados desde 1430 para drenagem dos polderes (terras baixas), e os literários moinhos espanhóis, usados para a moagem de grãos, todos eles de eixo horizontal. No século XVI os holandeses aperfeiçoaram o desenho dos moinhos, que são usados não apenas para a drenagem, mas também na extração de azeite, moagem de grãos (de onde seus nome se origina). Uma idéia da importância que no passado adquiriu a energia eólica é o fato de que no século XVIII, os holandeses tinham instalados e em funcionamento aproximadamente 20.000 moinhos, que lhes proporcionavam uma média de 20kW cada um, energia nada desprezível para as necessidades daquela época.

Em 1724 Leopold Jacob projeta um moinho de oito pás que move uma bomba de pistão; em 1883 aparece o pequeno moinho multipá americano desenhado por Steward Perry. Este moinho, de uns três metros de diâmetro utilizado para o bombeamento de água, foi o mais vendido da história, chegando-se a fabricar mais de seis milhões de unidades, com milhares deles ainda se encontrando em funcionamento. Como precursor dos atuais aerogeradores, é necessário citar a aeroturbina dinamarquesa de Lacourt (1892), máquina capaz de desenvolver entre 5 e 25 kW.

Até esse momento, as velocidades típicas atingidas com os multipás eram de duas vezes a velocidade do vento, enquanto que, os moinhos clássicos funcionavam com velocidades de ponta de pá da mesma ordem de magnitude da do vento.

A teoria aerodinâmica se desenvolveu durante as primeiras décadas do século XX, permitindo-se compreender a natureza e o comportamento das forças que atuam ao redor das pás das turbinas. Os mesmos cientistas que desenvolveram as pás para uso aeronáutico Joukowski, Drzewiechy e Sabinin na Rússia; Prandtl e Betz na Alemanha; Constantin e Enfield na França, etc, estabeleceram os critérios básicos que as novas gerações de turbinas eólicas deveriam cumprir.

Nos anos 20 começaram a serem aplicados aos rotores eólicos os perfis aerodinâmicos projetados para as asas e para os hélices dos aviões. Em 1927, o holandês A.J. Dekker construiu o primeiro rotor provido de pás com seção aerodinâmica, capaz de alcançar velocidades da ponta da pá de quatro ou cinco vezes superiores a do vento incidente.

Em paralelo, a American Palmer Putnam construiu, sob encomenda da Companhia americana Morgan Smith, uma turbina eólica de grandes dimensões sendo que a mesma foi projetada com um rotor de 53 metros de diâmetro. Não só o tamanho desta máquina foi significativamente distinto dos projetos concebidos até aquela época, mas também a filosofia do projeto. Os projetos dinamarqueses baseavam-se em um rotor "'upwind"' (orientado para a direção na qual o vento sopra) com regulagem por estol, operando a baixa velocidade. O design apresentado pela American Morgan Smith Co., baseava-se em um rotor "'downwind"' com regulação através de controle do ângulo de passo. Porém, a turbina de Putnam não teve muito êxito, sendo então desmontada em 1945 (GIPE, 1995.).

Betz demonstra em seu famoso artigo "Die Windmuhlen im neverer Forshung", (BETZ, 1982.), que o rendimento das turbinas aumenta com a velocidade de rotação e que , em qualquer caso, nenhum sistema eólico pode superar 60% da energia contida no vento. Para tanto, os novos rotores deveriam funcionar com elevadas velocidades de rotação para conseguir rendimentos mais elevados.

A teoria demonstra também que quanto maior a velocidade de rotação menor a importância do número de pás, pelo que as turbinas modernas poderiam ser construídas, inclusive, com uma única pá sem se diminuir seu rendimento aerodinâmico significativamente.

Apesar da energia empregada e do maior regime das novas turbinas, as dificuldades de armazenamento e as desvantagens próprias das irregularidades dos ventos foram a causa do declínio das aplicações de aproveitamento do vento como recurso energético que se verificou até o final da primeira guerra.

Os combustíveis fósseis, e em particular o petróleo, começavam a se impor como a fonte principal e "insubstituível"de energia, embora, o petróleo representasse um grave inconveniente ao criar uma dependência entre os países consumidores e os produtores, de forma que quando a ordem econômica se via alterada por alguma crise e a dependência energética se fazia patente, se adotavam políticas de apoio aos recursos autônomos, que eram abandonados, rapidamente, uma vez que a crise fosse superada.

A primeira dessas etapas foi uma conseqüência imediata da primeira guerra. Com uma forte expansão da eletricidade como sistema energético universal e a escassez de recursos para importar petróleo, as turbinas eólicas continuaram a ser desenvolvidas por dois caminhos diferentes.

Por um lado havia o desenho, construção e comercialização de aerogeradores de baixa

potência capazes de gera eletricidade em áreas rurais mais ou menos isoladas, nas quais, todavia, não haviam chegado as redes de eletrificação.

Por outro lado, e à sombra da indústria aeronáutica em pleno desenvolvimento, havia o desenho e construção de grandes plantas eólicas capazes de gerar eletricidade em grande escala.

O apoio ao desenvolvimento de recursos energéticos autônomos que começou imediatamente após a guerra, se manteve durante toda a década seguinte, como conseqüência da política protecionista adotada pelos países ocidentais depois da crise de 1929.

Durante esse período, foram inúmeros os trabalhos realizados sobre plantas eólicas de grande potência nos Estados Unidos e na Europa, direcionando os programas de geração eólica para aspectos diferentes como a avaliação dos recursos disponíveis, a obtenção e o tratamento dos dados meteorológicos, a elaboração de mapas eólicos, o mapeamento de locais adequados e o cálculo, o desenho e a construção de plantas de grande potência. Aqui o objetivo era criar incentivos que motivassem a iniciativa privada a fabricar e comercializar pequenas turbinas com funcionamento autônomo, que permitissem cobrir as necessidades de exportações agrícolas ou industriais situadas em zonas afastadas.

Dentro dos grandes projetos, o Honnef alemão consistia em instalar torres de 300 metros de altura, com três ou cinco rotores de 150 metros de diâmetro, capazes de gerar 75 MW, ainda que se realizassem estudos de pequena escala, o protótipo desta central foi destruído em um ataque aéreo.

O anteprojeto Heronemus (EUA) consistia de estações eólicas compostas por torres de 113 metros de altura com três rotores de 73 metros de diâmetro. Se pensava que com 1400 estações deste tipo, localizadas na costa se poderia gerar 8% da demanda elétrica nos EUA. Em 1931 se instalou no mar Negro uma máquina eólica de 10kW. Entre 1941 e 1945 funcionou nos EUA uma unidade de 1,2 MW.

Uma vez finalizada a segunda guerra, e como conseqüência do período de escassez que se seguiu, os países europeus elaboraram programas nacionais para encontrar locais mais adequados para se instalar as grandes plantas eólicas que se projetavam.

O segundo período do desenvolvimento da energia eólica começa nos anos cinqüenta e se prolonga até meados dos anos sessenta, quando, uma vez restabelecida a economia mundial, acaba se perdendo o interesse, nesta forma de geração não mais competitiva com o dos combustíveis fósseis convencionais e com o baixo preço do petróleo. Isto persistiu até 1973, fechando o caminho do desenvolvimento da tecnologia eólica. A partir daí, en-

tretanto, seguiram-se preços de petróleo elevados, e que se prolongaram até 1986, voltando a favorecer o desenvolvimento de aerogeradores eólicos como fonte de energia alternativa, renovável e não contaminante, capaz de produzir eletricidade a preços competitivos.

Nesta época, entretanto, as redes de eletrificação começaram a ser mostrar suficientemente extensas para cobrir a maior parte das zonas rurais, o que também resultou na diminuição das vantagens associadas aos aerogeradores de baixas potência utilizados nas zonas isoladas.

O período terminou com um grande número de instalações experimentais, construídas de uma forma dispersa em países diferentes, sem qualquer conexão entre elas. Somente na França, na Dinamarca e na Inglaterra se levou a cabo programas de certa importância. O número de aerogeradores instalados no final de 1991 era superior a 21.000, segundo dados da Agencia Internacional de Energia, com uma potência total instalada de 2.200MW, equivalente a duas centrais nucleares de grande potência, a metade das quais estava instalada nos parques eólicos da Califórnia.

No final de 1991, a potência de origem eólica instalada na rede elétrica dinamarquesa era da ordem de 410MW com uma produção de energia equivalente a 2.3% do consumo do país. Na Alemanha a potência instalada era da ordem de 100MW e estava previsto alcançar 250MW em breve prazo. A Holanda contava com 80MW de potência instalada e outros 100MW estavam em construção. O programa eólico holandês tinha uma previsão de alcançar os 1000MW até o ano 2000 e os 2000MW até o ano de 2010. A Espanha tinha em fase de finalização vários projetos que completariam 50MW até o final de 1992. A mesma alcançou os 100MW no final de 1995 e as previsões atuais superam bastante esses valores.

Quanto ao tipo de máquina de maior interesse, os resultados obtidos das inúmeras experiências realizadas permitiram fixar o campo de trabalho em dois modelos; as turbinas de eixo horizontal de três pás e em menor escala, as turbinas Darrieux de eixo vertical.

O tamanho médio das máquinas instaladas até 1990 esteve na faixa dos 100kW, ainda que se observava uma clara tendência ascendente. Nos últimos 10 anos os pequenos aerogeradores aumentaram pouco a pouco as suas potências, uma vez que a confiabilidade aumentou e os custos diminuíram; as potências médias dos aerogeradores instalados entre 1990 e 1991 era de 225 kW. nos últimos anos construiu-se aerogeradores com maiores potências, desenvolvidos pelas grandes companhias da indústria aeronáutica convergindo para uma nova geração de aeroturbinas de 500kW a 1,2MW, o que demonstra o alto grau de maturidade alcançado por essa tecnologia.

O interesse na fabricação de pequenas máquinas tem sido perdido em países com redes de distribuição de eletricidade muito extensas, já que os custos superiores da energia em instalações pequenas e individuais as tornam pouco rentáveis. Entretanto em países onde as redes de distribuição não são tão extensas, o interesse pela utilização destas máquinas tem crescido, e sem dúvida, elas se tornam opções interessantes na eletrificação de áreas remotas.

O preço do kWh eólico pode se situar, para aerogeradores de potência média, na metade do preço do kWh para aerogeradores de potência baixa. A rentabilidade das turbinas eólicas implica na redução dos custos, tanto na sua instalação inicial, quanto nos gastos com manutenção, fazendo com que o tempo de vida da instalação seja superior ao período de amortização.

2.2 Circulação global

Se considera vento toda a massa de ar em movimento que surge como conseqüência do aquecimento desigual da superfície terrestre, sendo a fonte de energia eólica, a energia mecânica que em forma de energia cinética transporta o ar em movimento.

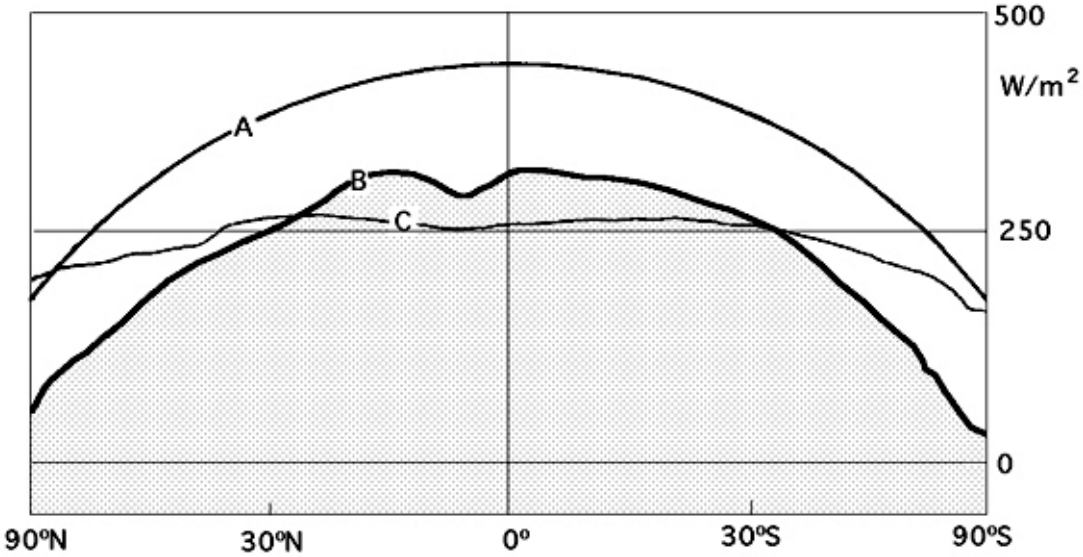


Figura 3: Radiação solar. A) Radiação solar sobre uma superfície horizontal; B) Radiação solar absorvida pela Terra. C) Radiação devolvida ao espaço exterior, **(DíEZ, 2003.)**

A terra funciona como uma grande máquina térmica que transforma parte do calor solar em energia cinética do vento, figura 3. A energia eólica tem a vantagem de ser

inesgotável, gratuita e pouco prejudicial ao meio ambiente, mas possui também grandes inconvenientes, pois é dispersa e aleatória. Sob a ação da pressão, o ar da atmosfera se desloca de um lugar a outro em diferentes velocidades, originando o vento. O gradiente de velocidade é maior quanto maior a diferença de pressão e seu movimento é influenciado pela rotação da terra.

Os principais fatores que originam o vento são:

1. A radiação solar que é mais forte no equador que nos pólos
2. A rotação da terra que provoca desvios na massa de ar para a direita no hemisfério norte e para a esquerda no hemisfério sul.
3. As perturbações atmosféricas.

O movimento da terra é regido pela seguinte relação de acelerações:

$$a_{(absoluta)} = a_{(relativa)} + a_{(arraste)} + a_{(Coriolis)} \tag{2.1}$$

Esta equação se aplica ao movimento do ar e, se simplificada adequadamente, proporciona a seguinte equação vetorial:

$$\vec{=}\frac{d_x}{d_t} = -\frac{\nabla p}{\rho} - \nabla\psi - 2(\vec{w} \wedge \vec{r}) \tag{2.2}$$

Onde v é a velocidade do vento, ∇p a pressão do ar, ρ a massa específica do ar, $\vec{w}$ a velocidade angular da Terra, $\vec{r}$ o vetor posição das partículas e $\nabla\psi$ a aceleração de origem gravitacional.

Esta equação vetorial dá lugar às equações diferenciais (Navier Stokes) que regem o movimento do ar sobre a Terra da seguinte forma:

$$\left.\begin{array}{l} \frac{d^2x}{dt^2} = \frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial x} - 2\vec{w}(\cos\psi\frac{dz}{dt} - sen\psi\frac{dy}{dt}) \\ \frac{d^2y}{dt^2} = \frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial y} - 2\vec{w}\cos\psi\frac{dx}{dt} \\ \frac{d^2z}{dt^2} = \frac{1}{\rho}\frac{\partial p}{\partial z} - 2\vec{w}\cos\psi\frac{dx}{dt} - g \end{array}\right\} \tag{2.3}$$

Nas zonas onde a radiação solar é mais intensa, como no equador, a Terra acumula calor principalmente no oceano, calor que é perdido nos pólos; embora, nem o equador nem os pólos vem a ser, pela média, os lugares mais quentes ou mais frios da superfície da Terra.

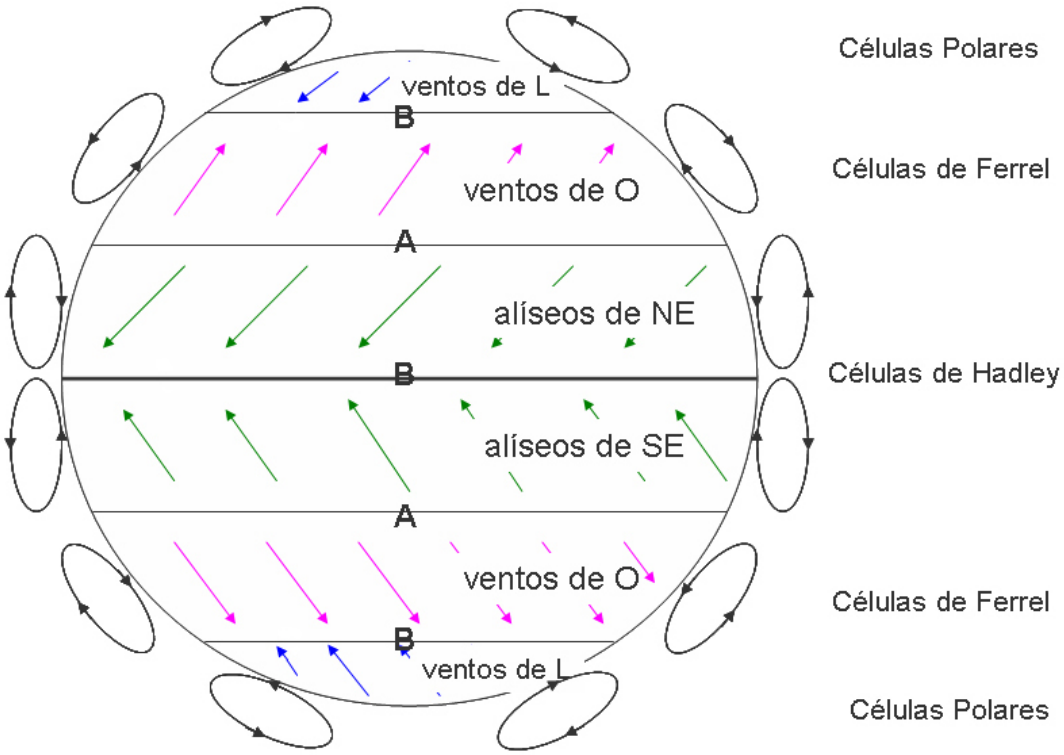


Figura 4: Modelo de Circulação Geral (1920)-(Modelo de 3 células), **(CORRêA,)**

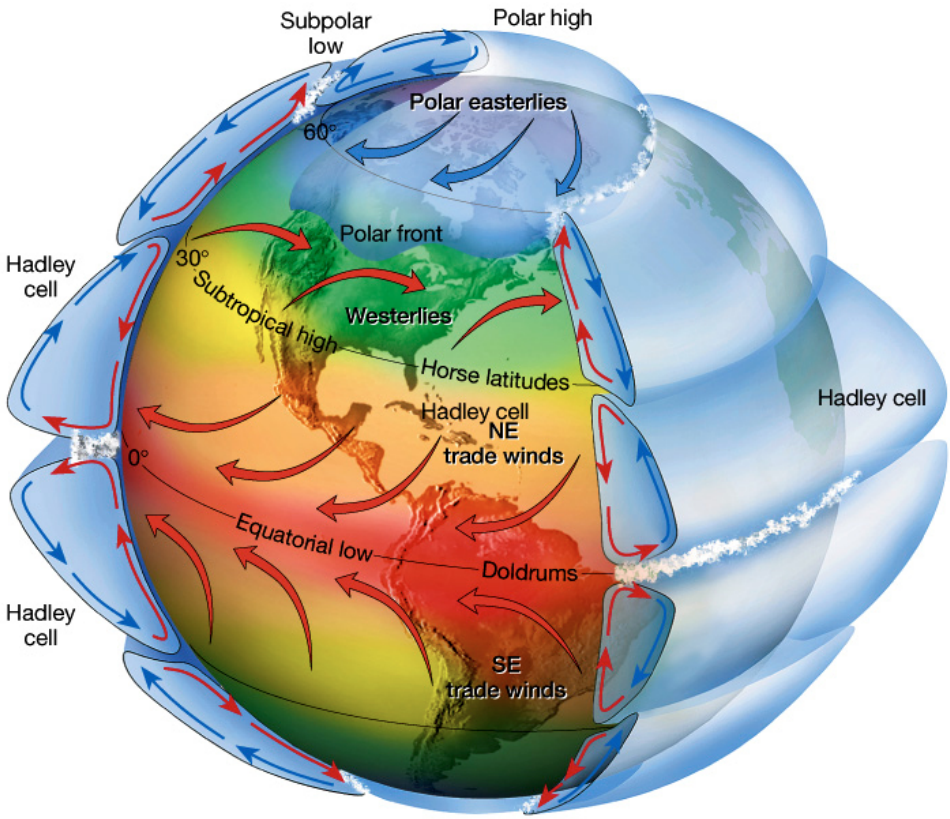


Figura 5: Movimentos Atmosféricos, **(SENTELHAS; ANGELOCCI, 2007)**

Um exemplo da circulação geral dos ventos são os ventos alíseos. Ao se aquecerem no equador, essas massas de ar sobem e são substituídos pelo ar mais próximo aos pólos, formando-se a chamada circulação de Hadley, que é instável a uns 30 graus de latitude e origina ventos gerais que afetam as ilhas Canárias. Esse fluxo não se projeta diretamente sobre os pólos devido a força de Coriolis que aparece como conseqüência do movimento de rotação da Terra, que modifica o seu curso; essa força depende da velocidade do vento e da rotação da Terra, porque as massas de ar quente se deslocam dessa forma até o oeste; A circulação geral é semelhante e simétrica em cada um dos hemisférios, figuras 4 e 5, e se dirigindo de oeste para leste no hemisfério norte.

O eixo principal desta circulação é uma corrente em jato que se produz acima dos 10.000 metros a uma pressão de $0,03MPa$; trata-se de um vento do oeste , que no hemisfério norte, se localiza até o paralelo 45 graus, sendo sua velocidade média de $200km/hora$, mas pode ultrapassar os $500km/hora$. Ao redor do eixo do jato circulam outras correntes de ar a velocidades diferente. O deslocamento das massas de ar se efetua desde as zonas onde a pressão do ar é mais elevada (anticiclones), até as zonas de pressão mais baixa (depressões ou ciclones), pela aceleração de Coriolis. As depressões e os anticiclones estão representados nas cartas meteorológicas pelo tratado das isóbaras.

A circulação geral na superfície depende das pressões médias ao longo de um quarto do meridiano terrestre. Para o hemisfério norte existe um centro anticiclonico no pólo, um eixo de depressão até os 60ºN, um eixo anticiclonico até os 30°N, conhecido como cinturão subtropical, e uma banda de depressão até o equador. O vento contorna os anticiclones em sentido contrário ao dos ponteiros do relógio, dirigindo-se até as depressões, e as contorna no sentido contrário.

O esquema de circulação geral se apresenta da seguinte maneira:

Entre 90ºN e 60ºN, ar ártico (muito frio) (Circulação de Rossby);

Entre 60ºN e 40ºN, ar polar (frio);

Entre 40ºN e 5ºN, ar tropical (temperado);

Entre 5ºN e 5ºS, ar equatorial (quente). No limite dessas diferentes massas de ar existem zonas de conflito ou zonas frontais; assim, pode-se dizer que:

- Entre o ar ártico e o ar polar existe a frente ártica;
- Entre o ar polar e o ar tropical, existe a frente polar;
- Entre o ar tropical e o ar equatorial, existe a zona de convergência intertropical, na

qual sopram ventos regulares do nordeste (alíseos), contornando o anticiclone dos Açores. (corrente de Hadley).

As diferentes massas de ar, assim como os eixos de depressão (60º) e anticiclônicos (30º), se deslocam segundo as estações do ano no sentido do movimento aparente do sol; no hemisfério norte existe, no inverno, uma translação geral até o norte, e no verão até o sul. No hemisfério sul, ocorre o inverso e são denominados monções.

Não obstante, as condições gerais dos ventos são modificadas localmente por temporais e gradientes de temperatura originados por aquecimentos desiguais da superfície da terra e da água ou por diversos acidentes orográficos. Pode-se considerar que os ventos são dirigidos por determinados centros de ação da atmosfera, sendo o mais freqüente o seu deslocamento no sentido horizontal.

A atmosfera não é homogênea, estando fracionada em um número bastante grande de massas de ar mais ou menos quentes. A transição entre as duas massas de ar pode ser lenta ou contínua ou, pelo contrário, brusca, constituindo então uma superfície frontal em que o ar mais quente, mais rápido, está por cima do ar mais frio.

A projeção sobre o solo de uma superfície frontal se denomina frente. Um exemplo típico é constituído, no hemisfério norte, pela frente polar atlântica, que representa a zona de separação entre o ar polar dirigido pela depressão da Islândia e o ar tropical conduzido pelo anticiclone dos Açores. As frentes não são estacionárias porque o ar frio tende a descer até o equador, enquanto que o ar quente tende a subir até o pólo, originando-se em um ponto uma onda que se desenvolve e cresce, ao tempo que é acelerada pelas correntes de ar a oeste, acompanhada de uma depressão móvel.

Quando o ar quente sobe, cria-se uma frente quente. Quando o ar frio desce, cria-se uma frente fria. O conjunto frente quente-frente fria constitui uma perturbação. A frente fria alcança a frente quente, e o ar quente é projetado para cima, formando-se uma frente oclusa. Uma sucessão de perturbações, ou família de perturbações, pode estar ligada a diferentes sistemas nebulosos característicos, que determinam assim os diferentes tipos de ventos.

2.2.1 Tipos de ventos

O conhecimento dos ventos gerais não é suficiente para uma correta utilização das máquinas acionadas pelo vento, pois existem fatores que modificam o regime geral e que devem ser conhecidos e tidos em conta na hora de realizar um projeto deste tipo.

Existe um axioma (Bjerknes) que indica o movimento do sentido de rotação do vento: quando o gradiente de pressão e o gradiente de temperatura têm direções distintas, produz-se uma circulação de ar.

Em geral, os deslocamentos verticais de ar são pequenos em relação aos deslocamentos horizontais, pelo que se pode considerar que a direção do deslocamento do vento é sensivelmente horizontal e se determina e se refere mediante o ângulo que o mesmo tem com relação a uma direção fixa, que é a do norte geográfico.

Tanto os ventos gerais quanto os sinóticos, estão ligados à circulação atmosférica e mantêm as mesmas características sobre grandes extensões de terreno. O vento sinótico sopra praticamente na horizontal, o que permite esquematizar seu movimento por um vetor orientado no sentido para o qual sopra e cuja origem esta situada no lugar de observação.

Os ventos regionais são regidos também por deslocamentos na escala sinótica das massas de ar, (que é mais fina e precisa da circulação geral de Hadley)

Suas características são determinadas em função de situações metereológicas dadas e muito precisas, como são as configurações isobáricas e a posição das frentes, tendo em conta também para qualquer lugar, tanto as condições geográficas regionais, como as locais (relevos, cotas, etc). figura 6.

A direção do vento ao nível do solo, medida geralmente a alguns metros do mesmo está fortemente influenciada pela topografia do lugar considerado.

A freqüência das direções não são sempre uma característica geral em consonância com a situação isobárica média como pode ser a posição respectiva média dos anticiclones e das depressões no transcurso dos anos. Os ventos particulares e locais são uma prova disso.

2.2.2 Brisas

Uma aplicação do axioma anterior é a justificativa do movimento do ar terra-mar nas costaS, ou terra-água nos lagos durante o dia e a noite, figura 6. Nas montanhas o ar se aquece durante o dia e sobe, enquanto isso a noite o ar frio, mais pesado, desce até os vales, figuras 7 e 7.

Os movimentos característicos do ar (terra-mar) nas costas, ou (terra-água) nos lagos, durante o dia e a noite dão lugar as brisas. O vento diurno, ou brisa marinha, é devido a

uma diminuição do gradiente de pressão barométrica, como conseqüência do aquecimento diurno da camada inferior do ar que está em contato com a terra. Como a superfície do mar adjacente não se aquece com tanta intensidade, permanece relativamente mais fria.

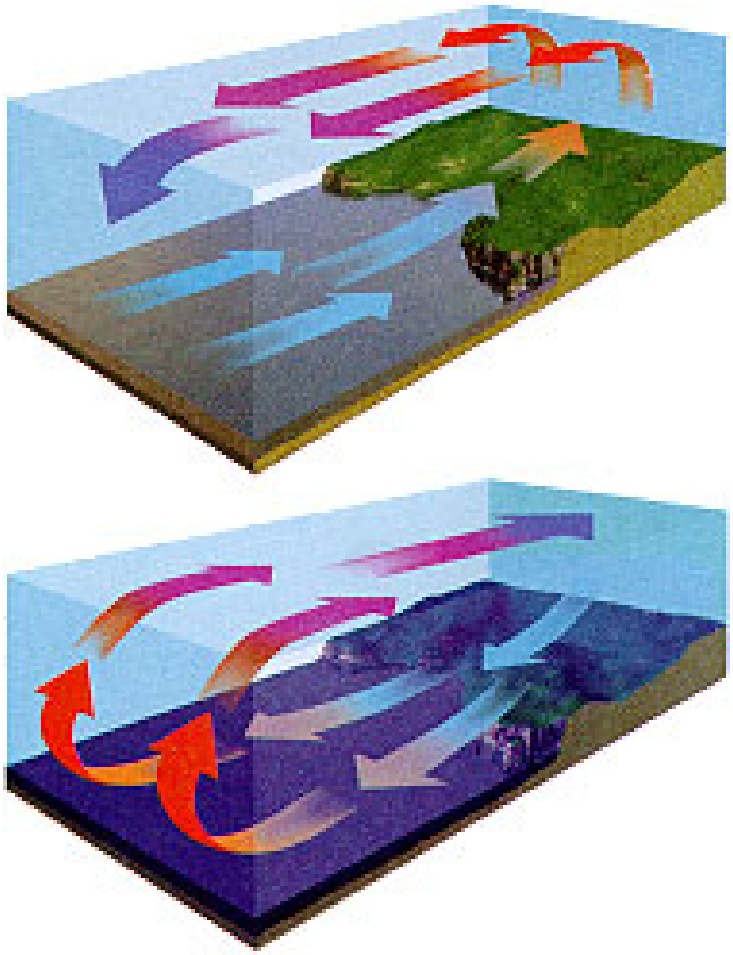


Figura 6: Esquema geral de um vento particular terra-mar e vice-versa (brisas), **(SENTELHAS; ANGELOCCI, 2007)**

Em resposta ao gradiente de pressão local, o ar se dirige para a terra à baixa altura. A brisa marinha é relativamente fria e proporciona um agradável alívio em uma estreita faixa da zona costeira nas tardes quentes de verão. A noite o gradiente de temperatura se inverte devido ao mais rápido resfriamento da superfície do terreno. O gradiente de pressão é, agora, da terra para o mar, motivando um fluxo de ar para o oceano (a brisa terrestre).

As condições locais influem consideravelmente no potencial eólico de uma zona e pode acontecer que dois lugares muito próximos tenham uma grande diferença de condições eólicas.

Figura 7: Ventos de vales e montanhas (dia), **(SENTELHAS; ANGELOCCI, 2007)**

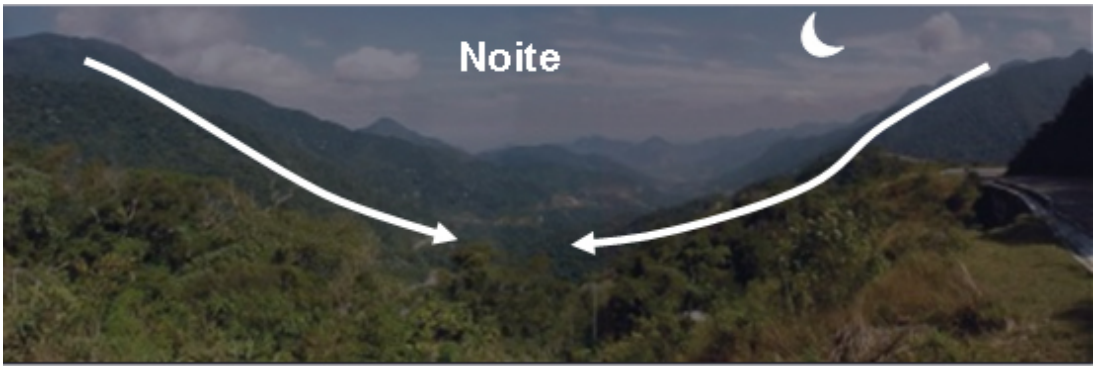


Figura 8: Ventos de vales e montanhas (noite), **(SENTELHAS; ANGELOCCI, 2007)**

2.2.3 Ventos catabáticos e anabáticos

O vento catabático, figura 9, é o produzido pela descida do ar fresco desde as regiões mais elevadas ou mais baixas, em forma de brisa, através de montanhas e vales.

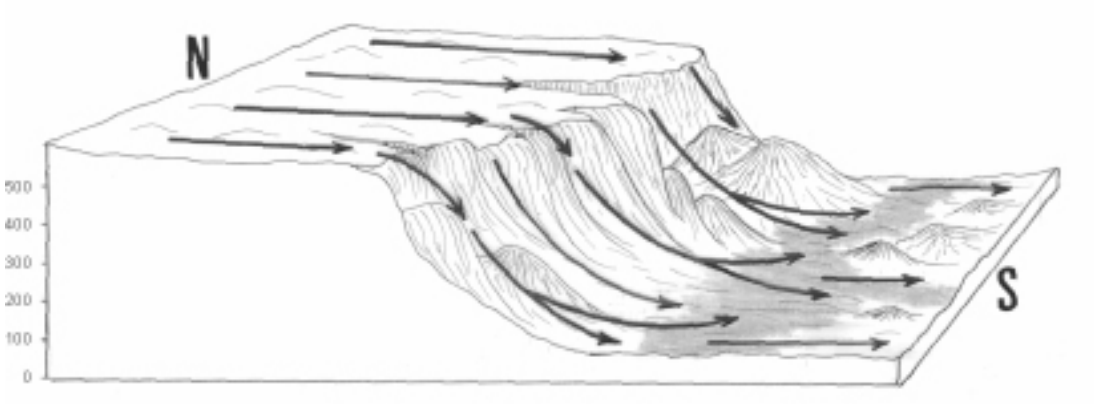


Figura 9: Ventos catabáticos, **(DíEZ, 2003.)**

O vento anabático é o que apresenta uma componente vertical ascendente, sendo o termo oposto ao catabático.

2.2.4 FOHN

O Fohn é um vento forte, seco e quente, que é produzido em montanhas a sotavento (lado contrário ao de onde vem o vento ou lado protegido do vento), figura 10. Um Fohn forte se apresenta precedido por um sistema de baixas pressões que avança ocasionando fortes ventos na troposfera média e alta. Quando este sistema se aproxima de uma montanha, o ar sobe pela ladeira a barlavento (lado de onde vem o vento ou lado exposto ao vento), esfriando-se abaixo da temperatura de condensação, formando nuvens que se mantém encostadas acima das montanhas, e que provocam precipitações, pelo que a umidade relativa do ar baixa e assim o ar que desce a sotavento é seco, aquecendo-se na descida a uma razão de 10ºC por km.

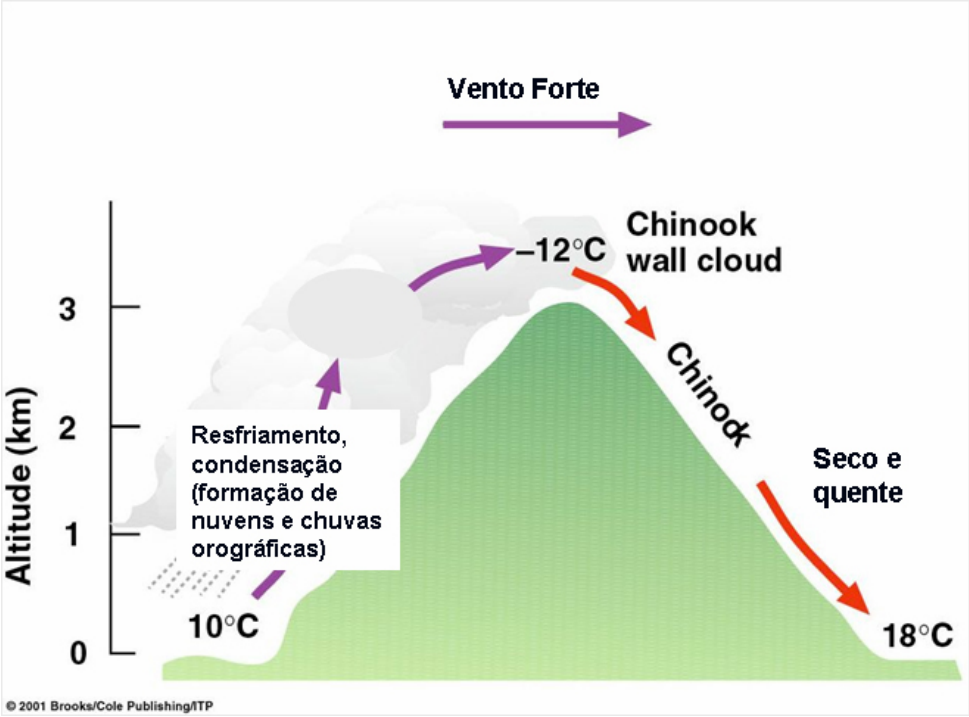


Figura 10: Efeito Fohn, (SENTELHAS; ANGELOCCI, 2007)

Também influi grandemente na velocidade do vento a forma do relevo da superfície da terra por onde transcorre a corrente. Superfícies de ladeiras suaves e despidas de obstáculos são os melhores lugares de potencial eólico, pois as linhas de corrente do fluido vão se agrupando e fazem a sua velocidade aumentar, figura 11.

2.2.5 Velocidade do vento

O vento é definido por dois parâmetros essenciais que são, sua direção e a sua velocidade. A direção do vento e o seu valor ao longo do tempo conduzem a construção da

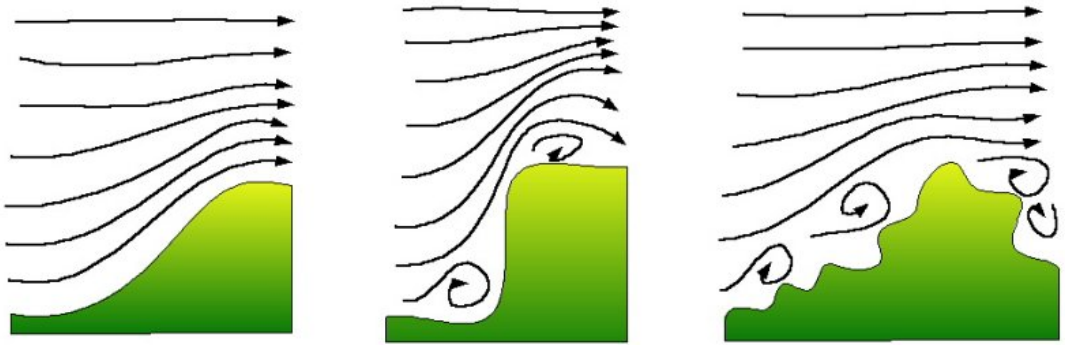


Figura 11: Influência de obstáculos topográficos sobre a velocidade do vento, **(RGG, 2008)**

chamada rosa dos ventos.

A velocidade média dos ventos varia entre 3 e $7m/s$, segundo diversas situações meteorológicas. É elevada nas costas, mais de $6m/s$, assim como em alguns vales mais ou menos estreitos. Em outras regiões é, em geral, de 3 a $4m/s$, sendo bem mais elevada nas montanhas, dependendo da altitude e da topografia.

A velocidade média do vento é mais fraca durante a noite, variando muito pouco, aumenta a partir da saída do sol e alcança um máximo entre 12 e 16 horas. Para medir as velocidades do vento utiliza-se de anemômetros. Existem vários tipos de anemômetros, que a princípio podem ser classificados de anemômetros de rotação e anemômetros de pressão.

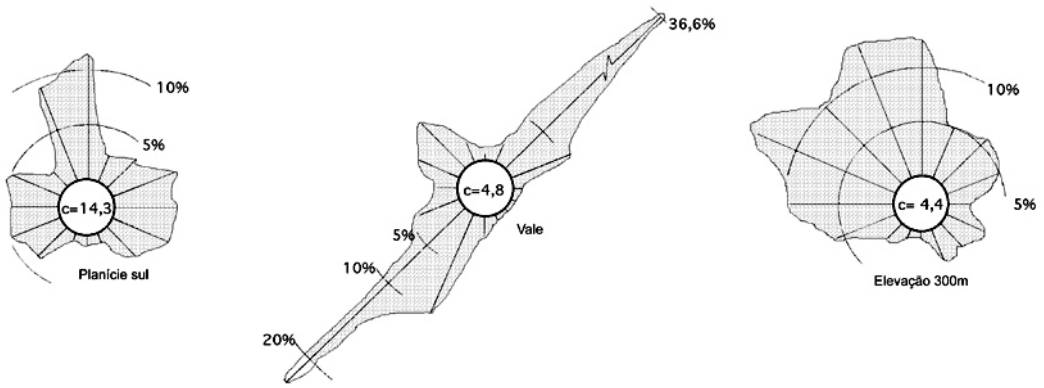


Figura 12: Rosa dos ventos características para um fluxo dominante dentro de um vale, em uma planície e acima das elevações extremas se um vale, **(DíEZ, 2003.)**

O anemômetro de rotação mais característico é o de Papillon, que é um moinho de eixo vertical com semiesferas ou o de aletas oblíquas de Jules Richard. O anemômetro de pressão se baseia no método do tubo de Pitot. A direção do vento é tomada através de uma bandeirinha, enquanto que a velocidade é medida com um anemômetro. A figura 13

mostra diversos tipos de anemômetros.

Segundo a velocidade, pode-se considerar três tipos de definição:

- Vento instantâneo; mede-se a velocidade do vento em um instante determinado;
- Vento médio aeronáutico; mede-se a velocidade média durante dois minutos;
- Vento médio meteorológico; mede-se a velocidade média durante dez minutos.

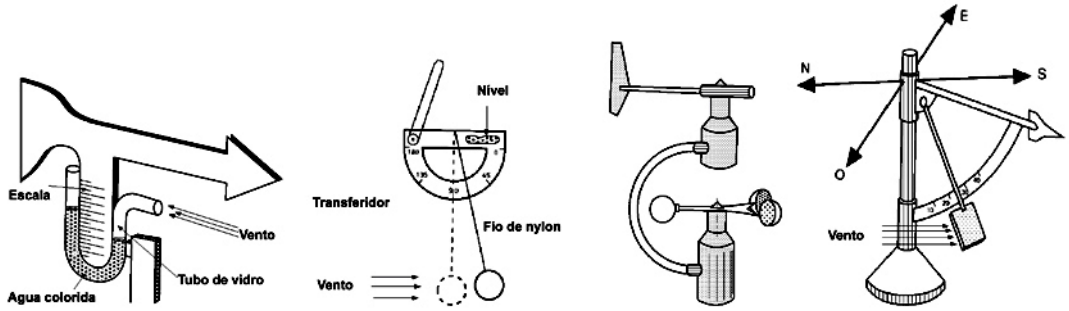


Figura 13: Diversos tipos de anemômetros, **(DíEZ, 2003.)**

Deve-se distinguir também entre golpe de vento e rajadas. Uma rajada é um aumento brutal e de curta duração da velocidade do vento, própria de tormentas e tempestades. Diz-se golpe de vento quando a velocidade média do vento ultrapassa $62km/h$ e é um sinal de advertência, sobre tudo junto a navegação marítima.

As fontes eólicas mais interessantes se encontram nas costas marinhas e entre montanhas. Existem zonas em que se pode dispor de mais de $3000kWh/m^2$ ano, e em outras que não chegue a $200kWh/m^2$ ano.

2.2.6 Lei exponencial de Hellmann

A velocidade do vento varia com a altura, seguindo aproximadamente uma equação estatística, conhecida como lei exponencial de Hellmann, da seguinte forma:

$$v_h = v_{10}\left(\frac{h}{10}\right)^{\alpha} \tag{2.4}$$

Onde v_h é a velocidade do vento a altura h , v_{10} é a velocidade do vento a 10 metros de altura e α é o expoente de Hellmann que varia com a rugosidade do terreno e, cujos valores são indicados na tabela 1. Na figura 14, se indicam as variações de velocidade do vento com a altura segundo a lei exponencial de Hellmann.

Tabela 1: Valores do exponente de Hellmann em função da rugosidade do terreno

Lugares planos com gelo	$\alpha = 0{,}08$ a $0{,}12$
Lugares planos (mar, costa)	$\alpha = 0{,}13$ a $0{,}16$
Terrenos pouco acidentados	$\alpha = 0{,}2$ a $0{,}26$
Zonas rústicas	$\alpha = 0{,}25$ a $0{,}4$
Terrenos acidentados ou bosques	$\alpha = 0{,}2$
Terrenos muito acidentados ou cidades	$\alpha = 0{,}25$ a $0{,}4$

Devido as máquinas eólicas partirem a determinada velocidade do vento, e ao mesmo tempo proporcionarem a potencia máxima para velocidades iguais ou superiores a uma dada V_{nom} , é natural que os dados a serem utilizados sejam as curvas de duração de velocidade, que se podem converter em curvas de energia utilizando no eixo de ordenadas quantidades, $N = k * v^3$, que proporcionam a potência disponível no vento para cada velocidade e da qual somente é possível extrair uma fração.

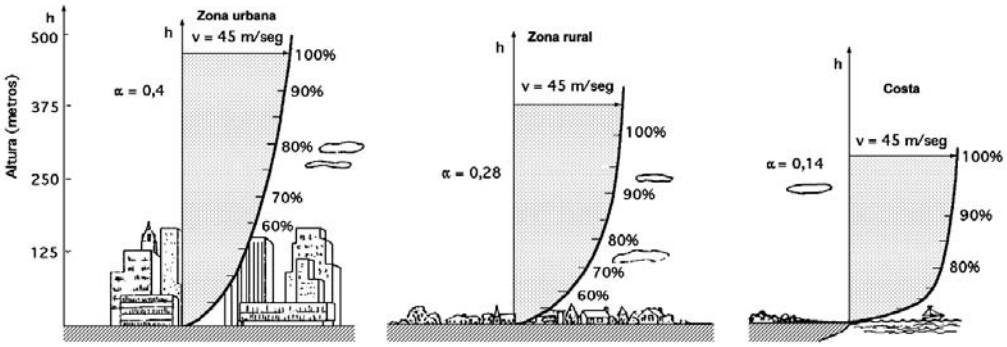


Figura 14: Variação da velocidade do vento (camada limite) com a altura sobre o terreno, segundo a lei exponencial de Hellmann, **(DíEZ, 2003.)**

A velocidade média anual do vento (8760 horas) é como mostrado na equação 2.5

$$\hat{v} = \frac{1}{8760} \int_0^{8760} v dt \tag{2.5}$$

A intensidade energética do vento, definida como a relação entre a potência e a superfície frontal (área varrida), é proporcional ao cubo da velocidade, da seguinte maneira:

$$\frac{N_{vento}}{A} = I_h = I_{10} \left(\frac{h}{10}\right)^{3\alpha} = I_{10} \left(\frac{v_h}{v_{10}}\right)^3 \tag{2.6}$$

Em uma máquina eólica pode-se considerar três velocidades do vento características da mesma. A velocidade de conexão $\hat{v}_{conex}$ é aquela velocidade do vento a partir da qual se gera energia. Abaixo desta velocidade, toda a energia do vento seria gasta em perdas

e não haveria geração de energia.

A velocidade nominal $\vec{v}_{nom}$ é a velocidade na qual a máquina eólica alcança sua potência nominal. Acima desta velocidade a potência extraída do vento pode se manter constante. A velocidade de desconexão $\vec{v}_{emb}$ é a velocidade acima da qual a máquina eólica deixa de gerar, porque ao se acelerar, os sistemas de proteção começam a atuar freando a máquina, desconectando-a da rede.

2.2.7 Energia útil do vento

Em uma corrente de ar de massa específica ρ e velocidade $\vec{v}$, como se indica na figura 15, a potência eólica disponível que atravessa uma superfície A e faz um percurso L no tempo t , é dada pela expressão:

$$N_{vento} = \frac{E_{cinetica}}{t} = \frac{\frac{mv^2}{2}}{t} = \frac{v^2}{2t}(vtA\rho) = \frac{\rho A v^3}{2} = k * v^3 \tag{2.7}$$

Para o aerogerador de eixo horizontal e diâmetro de hélice D , a seção A é:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \tag{2.8}$$

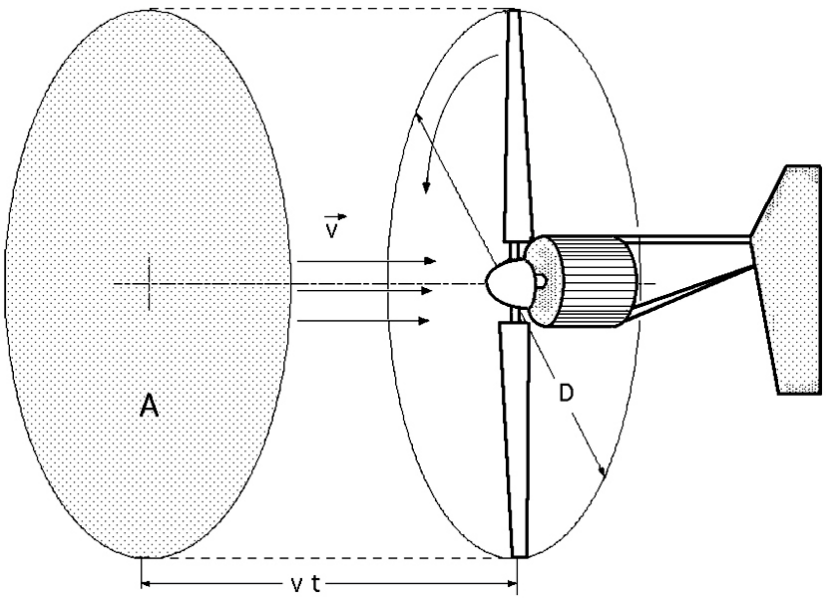


Figura 15: Area A varrida pelo rotor de diâmetro D, **(DíEZ, 2003.)**

Pelo que a potência do vento será da seguinte forma:

$$N_{vento} = \frac{\pi \rho D^2 v^3}{8} \tag{2.9}$$

A velocidade do vento varia com o tempo e, portanto, a sua potência N também variará. Pode-se considerar o valor médio de ambas, por exemplo, ao longo de um ano, obtendo-se:

$$N_{vento_anual} = \frac{1}{2} \rho A \hat{v}^3_{anual} \tag{2.10}$$

Destes conceitos, obtém-se as seguintes conseqüências:

1. A potência N_{vento} varia com a velocidade $\vec{v}$, sendo preciso fazer as medições de $\vec{v}$ no lugar exato onde se queira instalar a aeroturbina;

2. A potência N_{vento} varia com a densidade do ar ρ , e causa variações de pressão e de temperatura, em valores que podem oscilar de 10% a 15% ao longo de um ano.

2.2.8 Curvas de potência

Mediante as curvas de potência, pode-se conhecer quando uma aeroturbina fornece energia. Quando o vento supera a velocidade mínima $\vec{v}_{conex}$ a máquina começa a fornecer potência aumentando esta a medida que aumenta a velocidade do vento, até que este alcança a velocidade $\vec{v}_{nom}$ que corresponde a da potência nominal do gerador. Para velocidades superiores os sistemas de controle mantém constante a potência, evitando uma sobrecarga na turbina e no gerador.

As curvas que relacionam a velocidade do vento com o número de horas de funcionamento do gerador, $t = f(v)$, indicam o numero de horas ao ano em que a velocidade do vento supera um certo nível. A partir dessas curvas pode-se obter a curva de potência disponível do vento, e a curva de potência elétrica fornecida pelo aerogerador. A área coberta por esta última, proporciona a energia elétrica gerada em um ano, sendo freqüente expressar essas potências e energias por unidade de superfície varrida pelo rotor.

2.2.9 Representação estatística do vento

Segundo (DíEZ, 2003.), dadas características tão diversas e aleatórias da energia eólica, é óbvio que a única maneira de estudar se um local é adequado ou não, é utilizando a

estatística. Para isso se recorre a representação de uma velocidade do vento como uma variável aleatória com uma certa função de distribuição.

Normalmente utiliza-se a distribuição de Weillbul. Trata-se de uma distribuição de dois parâmetros: o parâmetro de escala c e o parâmetro fator de distribuição de forma k.

2.2.10 Fator de distribuição de forma

A energia $\hat{N}$ que o vento carregaria ao se deslocar com um velocidade igual a média durante as 8760 horas do ano, seria:

$$\hat{N} = \int_0^{8760} k * \hat{v}^3 dt = 8760k * \hat{v}^3 = 4380\rho A\hat{v}^3 \tag{2.11}$$

Enquanto que a energia realmente disponível no ano é:

$$\hat{N}_{anual} = \int_0^{8760} k * \hat{v}^3 dt \tag{2.12}$$

O fator de distribuição de forma da energia eólica k se define como a relação entre a energia obtida em um ano, $\hat{N}_{anual}$ e a energia $\hat{N}$ que se obteria nesse ano se a velocidade do vento se mantivesse constante e igual a velocidade média, quer dizer:

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{N_{anual}}{\hat{N}} = \frac{v^3}{\hat{v}^3} \tag{2.13}$$

Em dois lugares em que a velocidade média do vento $|v|$ seja a mesma, se terá mais energia disponível naquele em que o fator de distribuição k for maior. Se os fatores de distribuição são k_1 e k_2 ,e as energias disponíveis N_1 e N_2 , tem-se que:

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{k_1}{k_2} = \left(\frac{\hat{v}_1}{\hat{v}_2}\right)^3 \tag{2.14}$$

Na maioria dos casos os valores de k estão compreendidos entre 1,3 e 4,3. por isso, quando não se dispõe de muitos dados pode-se adotar a simplificação de fazer k=2, neste caso, a distribuição resultante é conhecida como distribuição de Rayleigh.

2.2.11 Distribuição de Rayleigh

Com os dados disponíveis da velocidade do vento em um determinado lugar, pode-se encontrar a equação da distribuição de Rayleigh que descreve a distribuição de velocidades do vento com uma aproximação razoável dentro de certos limites, sendo a velocidade média do mesmo um parâmetro a ter em conta, muito característico. Seus valores são dados na Tab. 2 2.

Para velocidades do vento abaixo de 15km/h, a distribuição de Rayleigh tem pouca precisão, não sendo útil a sua aplicação em lugares com uma velocidade média inferior a 13km/h.

A curva de distribuição de Rayleigh é da seguinte forma:

Tempo em horas: $t = 8,76\frac{\pi}{2}\frac{v}{\hat{v}}e^{-\xi}$; $\xi = \frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{\hat{v}}\right)^2$

Sendo v a velocidade do vento em milhas/seg, ($1\ milha \approx 1,6095km$) e $\hat{v}$ a velocidade média do vento.

Essa equação proporciona o número total de horas ao ano em que se prevê que o vento possa soprar a uma velocidade $\vec{v}$, sendo $\hat{v}$ a velocidade média do lugar. Sua representação gráfica é apresentada na figura 16, em que se considerou o tempo no eixo de ordenadas em %, e a velocidade do vento $\vec{v}$ em milhas por hora sobre o eixo das abscissas.

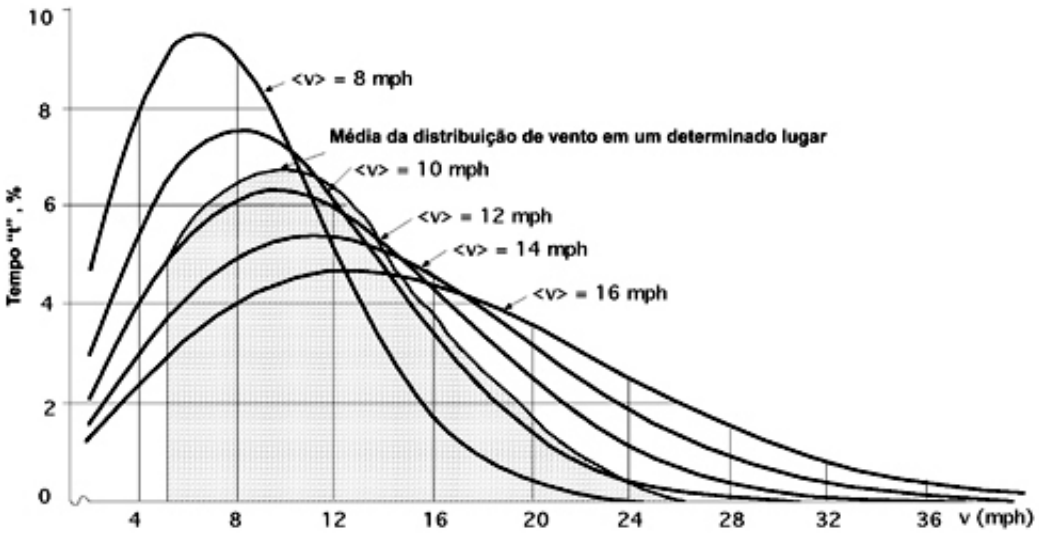


Figura 16: número total de horas ao ano que se prevê que o vento possa soprar a uma velocidade $\vec{v}$, **(DíEZ, 2003.)**

A energia que o vento leva é proporcional ao cubo de sua velocidade, pelo que uma velocidade mais elevada implica um transporte energético de mais densidade.

Se os resultados obtidos em um determinado lugar, por exemplo com uma velocidade média de $26km/h$, $16,2mph$, figura 16, se sobrepõe um gráfico de Rayleigh, observa-se que a distribuição de Rayleigh não coincide com a curva de distribuição do vento do lugar indicado, o que indica que não se pode substituir os dados obtidos da distribuição de Rayleigh como medidas atuais e próprias da velocidade do vento do lugar, mas podem servir como uma aproximação bastante razoável quando os únicos dados de que se dispõe sejam as médias anuais da velocidade do vento.

Para uma velocidade do vento de 22,5km/h, 14mph, pode-se esperar que o mesmo sopre a $37km/h$, $23mph$, durante 2,2% do tempo, ou 194 horas ao ano. Se a velocidade média fosse $10mph$, sopraria a $23mph$ durante 0,6% do tempo, ou 53 horas ao ano, figura 17.

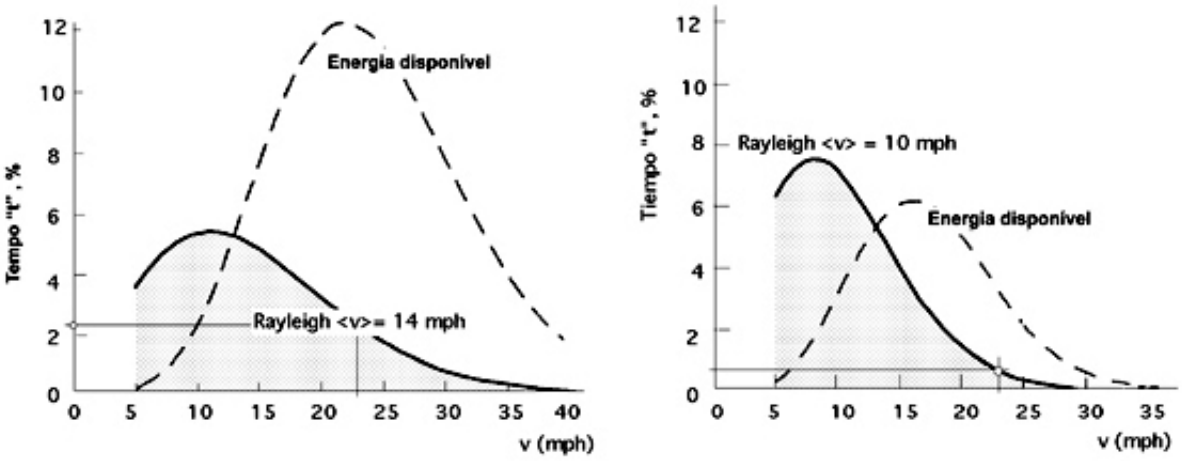


Figura 17: Comparação da energia disponível com a curva de Rayleigh correspondente, **(DíEZ, 2003.)**

A função de densidade de probabilidade da distribuição de Rayleigh é da seguinte forma:

$$f(v) = \frac{\pi}{2}\frac{v}{\hat{v}}\frac{1}{\hat{v}}e^{-\xi} \tag{2.15}$$

E a função de distribuição correspondente é:

$$f(v) = 1 - e^{-\xi} \tag{2.16}$$

Esta distribuição é ajustada fazendo-se coincidir a velocidade média do vento no lugar estudado com a velocidade . O emprego de um método mais elaborado requer a disposição de mais dados, caso em que se usaria a distribuição geral de Weibull.

2.2.12 Distribuição de Weibull

A função de densidade de probabilidade desta distribuição é da seguinte forma:

$$f(v) = \frac{k}{c}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \tag{2.17}$$

Trata-se de uma distribuição de dois parâmetros em que c e k são os parâmetros de escala e o fator de forma respectivamente.

A função de distribuição correspondente é:

$$f(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \tag{2.18}$$

O enésimo elemento da distibuicao de Weibull é:

$$v_{(n)} = \int_0^\infty v^n f(v) dv = \ldots = c^n \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right) \tag{2.19}$$

Sendo, $\Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right)$ a função gama.

A curva de erro normal ou integral de Gauss é:

$$\int_0^\infty e^{-t^2} dt = \frac{\sqrt{\pi}}{2} \tag{2.20}$$

Que se obtém a partir de: $\Gamma\left(\frac{1}{2}\right) = 2\int_0^\infty e^{-t^2} dt = \sqrt{\pi}$

A velocidade média do vento é o primeiro termo da função de densidade, n=1, sendo portanto:

$$v_{(1)} = \hat{v} = c\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \tag{2.21}$$

Para determinar os parâmetros c de escala e k de forma da distribuição, pode-se utilizar uma aproximação de mínimos quadrados, partindo-se da função de distribuição de Weibull na seguinte forma:

$$1 - F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \tag{2.22}$$

$$-\ln\{1-F(v)\} = \left(\frac{v}{c}\right)^k \Rightarrow \ln[-\ln\{1-F(v)\}] = \ln\left(\frac{v}{c}\right)^k = k\ln v - k\ln c \tag{2.23}$$

Que é da forma:

$$y = ax + b,\ com: \begin{cases} y = \ln[-\ln\{1-F(v)\}]; k = a \\ x = \ln v; b = -k\ln c; c = e^{-b/k} \end{cases} \tag{2.24}$$

Para n pares de valores (x,y) mediante mínimos quadrados obtem-se as seguintes soluções para a e b:

$$a = \frac{\sum\limits_{n=1}^{n} xy - \frac{\sum\limits_{n=1}^{n} x \sum\limits_{n=1}^{n} y}{n}}{\sum\limits_{n=1}^{n} x^2 - \frac{\left(\sum\limits_{n=1}^{n} x\right)^2}{n}}; b = y - ax = \frac{\sum\limits_{n=1}^{n} y}{n} - \frac{a\sum\limits_{n=1}^{n} x}{n}; k = \frac{\sum\limits_{n=1}^{n} xy - \frac{\sum\limits_{n=1}^{n} x \sum\limits_{n=1}^{n} y}{n}}{\sum\limits_{n=1}^{n} x^2 - \frac{\left(\sum\limits_{n=1}^{n} x\right)^2}{n}} \tag{2.25}$$

Tabela 2: Velocidade do vento e horas de funcionamento

Velocidade media anual m/seg	Horas de Funcionamento
8,6	3500
7,8	3500
7,1	2500
6,4	2009
5,6	1500

Na tabela 2 indicam-se as velocidades médias anuais do vento que com a distribuição estatística de Weibull permite-se conseguir produções correspondentes as horas de funcionamento indicadas. Esses dados correspondem a um parque situado a 950 metros de altitude, com perdas totais de 8% devido a sombras e disponibilidades do vento e transformações da energia eólica em mecânica.

3 Metodologia Aerodinâmica

3.1 Fundamentos aerodinâmicos das máquinas eólicas

O vento é composto por partículas de ar em movimento. Quando a massa de ar está formada por filetes justapostos, perfeitamente individualizados, se diz que o movimento do mesmo é laminar, ao passo que se os filetes se entrecruzam e não conservam a sua individualidade, se diz que o movimento do ar é turbulento. Este é o caso mais geral do que acontece com o vento. Se em cada ponto da massa de ar em movimento turbulento se medem as velocidades instantâneas, se observa que estas variam em magnitude e direção sem nenhuma regularidade, mas não podem se afastar muito de um valor médio. Os movimentos desordenados do ar a nível macroscópico se chamam turbulências, que podem influir em massas de ar importantes. Quando o vento encontra um obstáculo, seu movimento começa a ser perturbado e a fazer-se irregular a uma certa distância do mesmo. A aerodinâmica das turbinas eólicas é tratada neste capítulo através de uma compilação de conceitos e formulações apresentadas por (MIKKELSEN, 2003.), (BURTON et al., 2001.), (DíEZ, 2003.), (GASCH; TWELE, 2002.) e (RIBEIRO, 2006.)

3.2 Forças sobre um perfil

Um objeto situado no seio de uma corrente apresenta uma resistência ao avanço, deformando os filetes fluidos. Isto depende da forma do objeto e de sua posição em relação ao vento, figura 18. Ao estudar os efeitos da resistência do ar sobre um placa plana, observa-se que a resultante $\vec{R}$ das forças aplicadas a placa é um vetor cujo ponto de aplicação é o centro aerodinâmico, sendo sua direção perpendicular a placa, seu sentido é o do vento, e a sua intensidade é proporcional a superfície S exposta e ao quadrado da velocidade do vento v na forma:

$$R = C_W \rho \frac{Sv^2}{2} = kSv^2 \tag{3.1}$$

onde k é um coeficiente que depende do ângulo de incidência α, das unidades escolhidas e da turbulência do movimento. C_W é o coeficiente de resistência (penetração), ρ é a densidade do ar e S a seção frontal do perfil.

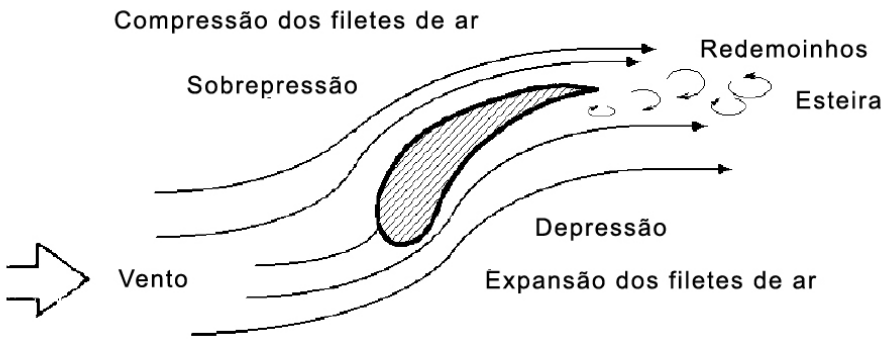


Figura 18: Perfil situado no seio de uma corrente fluida. **(DíEZ, 2003.)**

Se o ângulo α que forma o plano da placa com a direção do vento é grande, existe uma sobrepressão na parte dianteira da placa e uma depressão na sua parte posterior de caráter turbulento, figura 19. Se o ângulo de incidência α é pequeno, a sobrepressão aparece na parte inferior da placa e a depressão em cima da mesma, de forma que aparece uma força que tende a elevá-la figura 20, conhecida como força de sustentação ou de elevação. Para perfis planos de comprimento L paralelos a velocidade do vento v , o valor do número de Reinolds é:

$$R_e = \frac{\rho v L}{\mu} \tag{3.2}$$

O valor de C_W é dado por:

Regime laminar:

$$C_W = \frac{1,328}{\sqrt{\mathrm{Re}}}; \mathrm{Re} < 10^{15} \tag{3.3}$$

Regime turbulento:

$$\begin{cases} C_W = \frac{0,074}{\mathrm{Re}^{1/5}}; & 10^5 < \mathrm{Re} < 10^7 \\ C_W = \frac{0,455}{(\log \mathrm{Re})^{-2,58}}; & \mathrm{Re} > 10^7 \end{cases} \tag{3.4}$$

Para outros perfis planos com seu eixo de simetria paralelo a direção do vento, se indica na figura 21 o valor do coeficiente C_W

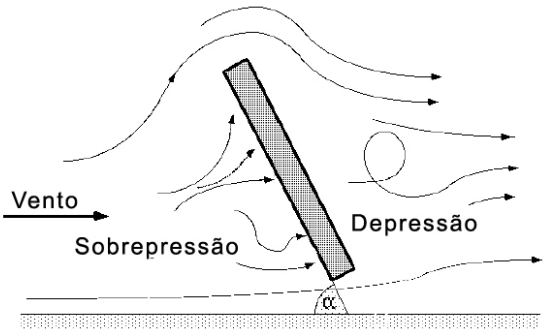


Figura 19: Forças de sustentação em um perfil com grande inclinação. **(DíEZ, 2003.)**

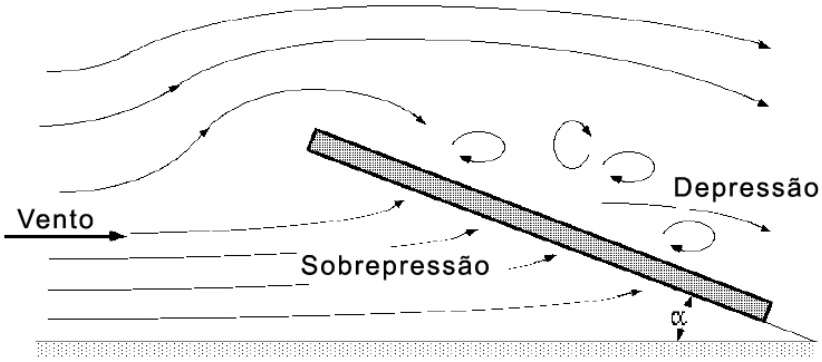


Figura 20: Forças de sustentação em um perfil com pequena inclinação inclinação. **(DíEZ, 2003.)**

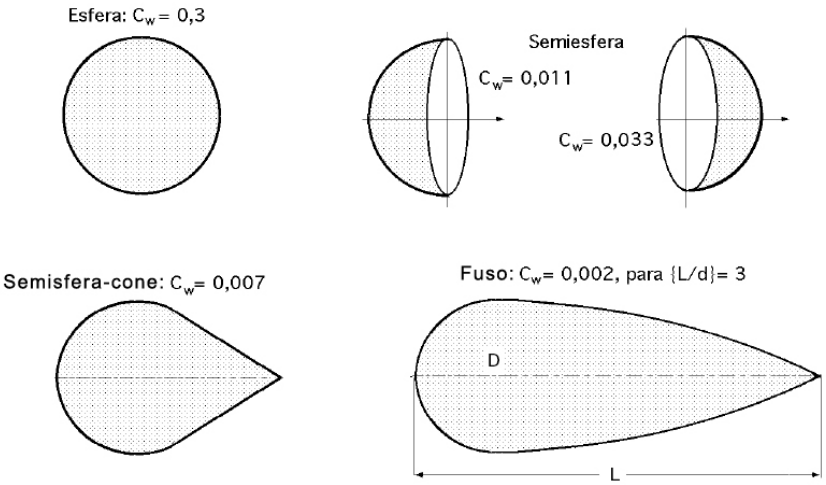


Figura 21: Coeficiente k para alguns perfis semiesféricos. **(DíEZ, 2003.)**

Para um perfil aerodinâmico se definem as seguintes zonas:

1. O extradorso: que é a parte do perfil onde os filetes de ar se encontram em depressão;
2. O intradorso, que é a parte do perfil onde os filetes de ar se encontram em sobre-pressão.

Se a placa não está alinhada convenientemente, as turbulências originadas sobre o extradorso diminuem a energia cinética do ar. Quando se permite que a placa se desloque sob a influência da força exercida pelo vento, um trabalho será produzido em forma de energia mecânica, quanto menor for a turbulência, maior será esse trabalho.

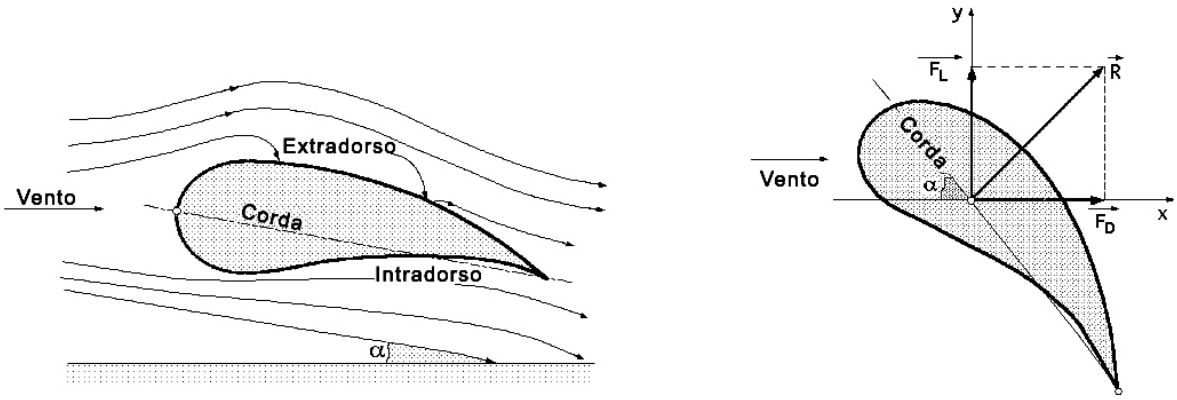


Figura 22: Coeficiente de arrasto e sustentação. **(DíEZ, 2003.)**

3.2.1 Forças de arrasto e sustentação em perfis fixos

A Componente de $\vec{R}$ na direção do vento é a força de arrasto F_D, ao mesmo tempo que a componente $\vec{R}$ perpendicular a força de arrasto é a força de sustentação F_L.

$$F_D = Rsen\alpha = k_x S v^2 \tag{3.5}$$

$$F_L = R\cos\alpha = k_y S v^2 \tag{3.6}$$

A força $\vec{R}$ é sempre normal a corda do perfil, que é ao mesmo seu comprimento característico. A força de sustentação aumenta a medida que α diminui. Considera-se a corda a partir do bordo de ataque até o bordo de fuga. Se a forma do perfil não é plana, pode-se decompor $\vec{R}$ em função de dois tpos de coeficiente k_x de arrasto e k_y de sustentação, sendo o eixo x paralelo a direção do vento, figura 22.

3.2.2 Polar de um perfil

Define-se a esbeltez de um perfil, para um dado valor de α, como a relação entre os coeficientes k_x e k_y, na seguinte forma:

$$f = \frac{k_y}{k_x} = \frac{C_y}{C_x} = \frac{1}{tg\alpha} \tag{3.7}$$

A curva $C_y = f\left(C_x\right)$, figura 22, é denominada polar do perfil e é gerada fazendo-se medições dos valores das forças de arrasto e sustentação, mediante uma balança de torção e um túnel de vento,para diversos valores do ângulo de ataque.

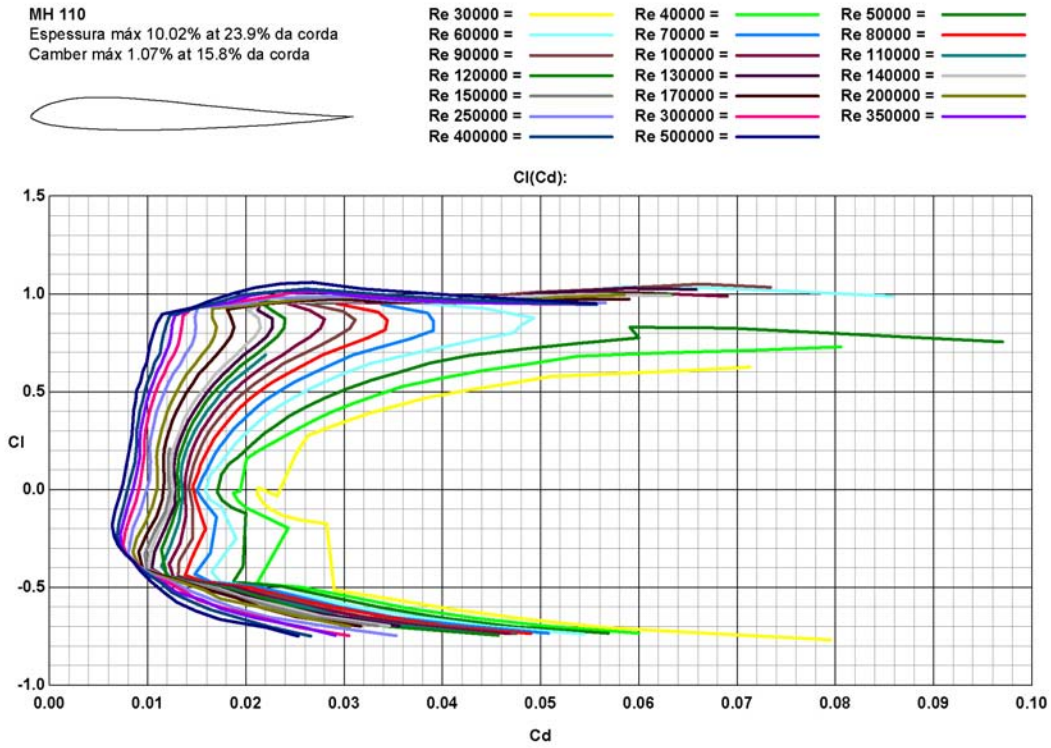


Figura 23: Polar do perfil MH 110 para diferentes números de Reynolds. **(Curvas geradas pelo software PROFILI)**

3.3 Ação do vento sobre o perfil, potência util e rendimento

3.3.1 Pás perfiladas

O elemento básico de uma aeroturbina é o rotor, que é formado por uma ou várias hélices, ou pás (a teoria de cálculo é análoga a das hélices de avião). No rotor estão situadas as pás, cujo número é variável segundo cada caso. Cada pá tem um perfil que tem uma forma aerodinâmica. Estes perfis têm uma extremidade maior, que é o bordo de ataque e uma extremidade afilada, que é o bordo de fuga. Os perfis têm nomes distintos segundo a sua geometria. Eles se denominam biconvexos se o intradorso e o extradorso são convexos, plano-convexos se o extradorso é convexo e o intradorso é plano e de dupla curvatura se o intradorso e o extradorso são côncavos.

3.3.2 Ângulos da corda

A pá da hélice de um gerador eólico converte a energia cinética do vento em energia mecânica de rotação. As forças que atuam sobre um elemento de comprimento de pá dx em rotação, são obtidas ao se estudar a ação do vento relativo que a pá, girando a uma velocidade $\vec{c}$ (vento aparente ou esteira), recebe, que pode-se considerar como a soma do vento real de velocidade $\vec{v}$ com a de um vento originado pelo movimento de rotação da pá, de velocidade $\vec{u}$ figura 24.

Ao se tratar de uma hélice de avião (propulsiva), como o vento incidente é um vento relativo devido ao deslocamento do avião, existe uma diferença na posição da pá com respeito a do aerogerador, como se indica na figura 25, em que:

- β é o ângulo que uma corda qualquer do perfil forma como plano de rotação, é o ângulo de inclinação (corda/u);
- α é o ângulo que a corda do perfil forma com a velocidade aparente do vento $\vec{c}$ (ângulo de incidência ou ataque);
- θ é o ângulo que o plano de rotação forma com a direção aparente do vento que passa pelo bordo de ataque e que é conhecido como ângulo aparente do vento.

- $\beta = \theta - \alpha$, para a hélice de um aerogerador

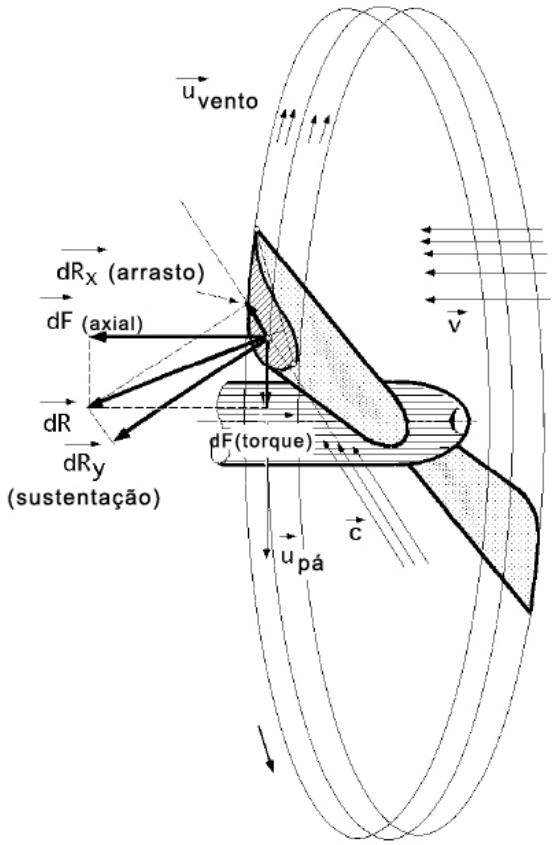


Figura 24: Forças que atuam sobre um elemento de pá em rotação. **(DíEZ, 2003.)**

- $\beta = \theta + \alpha$, para a hélice de um avião
- $\vec{u}$ é a velocidade do vento criada pelo deslocamento da pá (giro)
- $\vec{v}$ é velocidade do vento real (velocidade nominal)

O cabeceio é uma medida da tendência de um perfil de asa a abaixar o seu bordo de ataque em uma corrente frontal de vento, dado importante na hora de desenhar a estrutura das pás, mecanismos de hélice, etc. Alguns perfis são neutros porque não tem movimento de cabeceio. A pá de um aerogerador é mais simples e fácil de construir que a de um avião, já que é mais lisa, apresentando ao vento uma superfície quase plana, ao mesmo tempo que um a hélice de avião girando nas mesmas condições que a hélice de um aerogerador, não eria aplicação para a transformação da energia eólica.

3.3.3 Forças de arrasto e de sustentação em perfis móveis

A força que atua no centro aerodinâmico de um elemento de pá em rotação, de superfície frontal elementar dS (projeção do perfil sobre a direção do vento aparente), é

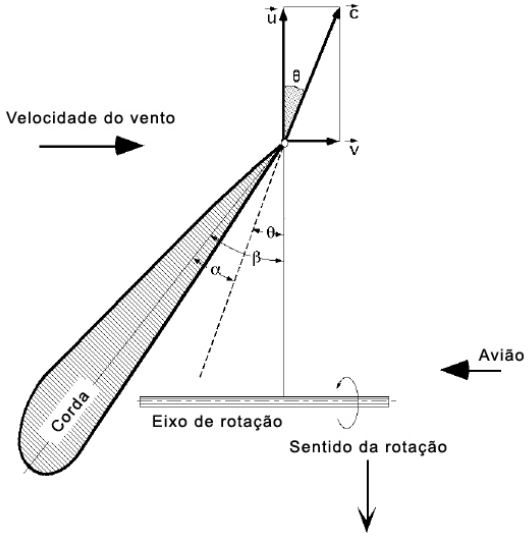


Figura 25: Pá de uma hélice de avião. **(DíEZ, 2003.)**

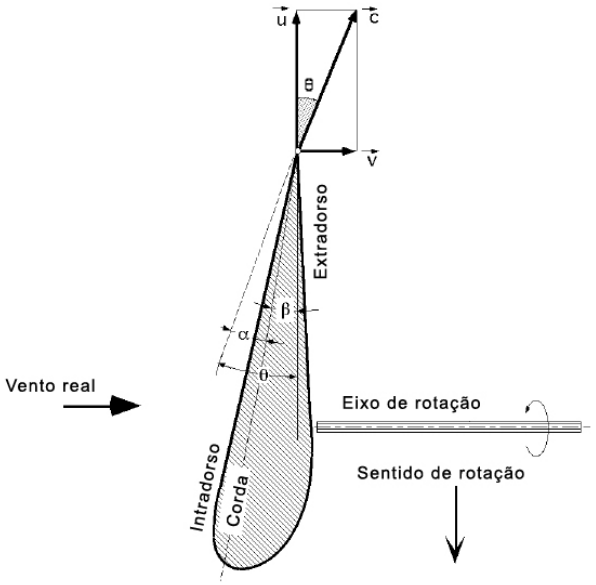


Figura 26: Pá de uma hélice de aerogerador. **(DíEZ, 2003.)**

dada por dR, figura 27. Esta força, por sua vez, pode ser decomposta em duas outras, dR_x na direção do vento aparente (força de arrasto) e, que corresponde a uma degradação da energia, e dR_y (força ascensional ou de empuxo) sobre o elemento de pá considerado.

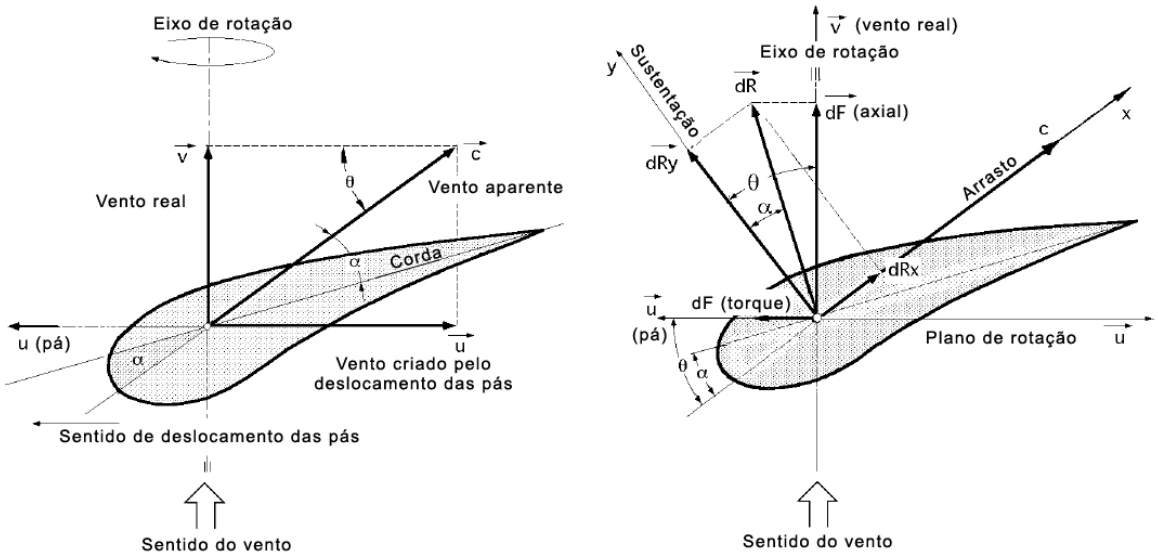


Figura 27: a) velocidades e b) forças que aparecem sobre a pá de um aerogerador. **(DíEZ, 2003.)**

Para tanto, para o elemento de pá diferencial em rotação dS, e de acordo com a figura 27, pode-se dizer:

Força de arrasto

$$dR_x = \frac{1}{2} C_x \rho c^2 dS = dF_D \tag{3.8}$$

Força de sustentação

$$dR_y = \frac{1}{2} C_y \rho c^2 dS = dF_L \tag{3.9}$$

C_x é o coeficiente de arrasto e C_y o coeficiente de sustentação, que dependem do tipo de perfil , do ângulo de incidência e do número de Reynolds. dS é a área do elemento diferencial de pá que se oferece ao vento, de valor Ldr, sendo L o comprimento característico do perfil, igual ao comprimento da corda. Os coeficientes C_x e C_y estão relacionados ao coeficiente aerodinâmico C_T da seguinte maneira:

$$C_T^2 = C_x^2 + C_y^2 \tag{3.10}$$

3.3.4 Forças do conjugado e axial

Ao se projetar as forças de arrasto dR_x e de sustentação dR_y sobre o plano de rotação, obtém-se uma força útil $dF_{conjugado}$ (paralela a u), que faz girar a hélice e outra força perpendicular, dF_{axial} (força de empuxo do vento sobre o rotor), que se compensa pela reação do suporte do eixo do rotor da hélice da seguinte forma:

$$\begin{aligned} dF_{conjugado} &= dR_y sen\theta - dR_x \cos\theta \\ &= \tfrac{1}{2}\rho c^2 \left(C_y sen\theta - C_x \cos\theta\right) = \\ &= \tfrac{1}{2}\rho \tfrac{v^2}{sen^2\theta} dS \left(C_y sen\theta - C_x \cos\theta\right) \end{aligned}$$

$$\frac{\rho v^2}{2}\left(1 + \cot g^2\theta\right) dS \left(C_y sen\theta - C_x \cos\theta\right) \tag{3.11}$$

$$\begin{aligned} dF_{axial} &= dR_y \cos\theta - dR_x sen\theta \\ &= \tfrac{1}{2}\rho c^2 \left(C_y \cos\theta - C_x sen\theta\right) = \\ &= \tfrac{1}{2}\rho \tfrac{v^2}{sen^2\theta} dS \left(C_y \cos\theta - C_x sen\theta\right) \end{aligned}$$

$$\frac{\rho v^2}{2}\left(1 + \cot^2\theta\right) dS \left(C_y \cos\theta - C_x sen\theta\right) \tag{3.12}$$

Sendo θ o ângulo que a direção do vento aparente(relativa) forma entre os vetores $\vec{u}$ e $\vec{c}$. Os valores que entram no cálculo desses elementos diferenciais são função das velocidades de cada zona e, portanto, do ângulo de ataque α, uma vez que ao se conhecer este, é possível obter os valores de C_x e C_y em função de α.

Como, $tg\alpha = \frac{C_x}{C_y} = \frac{dR_x}{dR_y}$, então

$$C_y \cos\theta + C_x sen\theta = C_y \left(\cos\theta + \frac{C_x}{C_y} sen\theta\right) = C_y \left(\cos\theta + tg\alpha sen\theta\right) = C_y \frac{\cos\left(\theta - \alpha\right)}{\cos\theta}$$

obtendo-se:

$$dF_{axial} = \frac{1}{2}\rho v^2 dS C_y \frac{\cos\left(\theta - \alpha\right)}{sen^2\theta \cos\alpha} \tag{3.13}$$

$$dF_{conjugado} = \frac{1}{2}\rho v^2 dS C_y \frac{\cos\left(\theta - \alpha\right)}{sen^2\theta \cos\alpha} \tag{3.14}$$

A força de sustentação aumenta com o ângulo de ataque α até um máximo e logo

diminui. Como $\vec{u}$ varia com o raio r, $\vec{c}$ também variará, pelo que o ângulo β deverá variar ao longo da pá e é por isso que elas são construídas torcidas.

3.3.5 Conjugado motor

Os aerogeradores eólicos cujo torque do motor se obtém a partir da força de arrasto F_D, são os aerogeradores Savonius figura 28e os moinhos multipás (12 a 24 pás) figura 29.

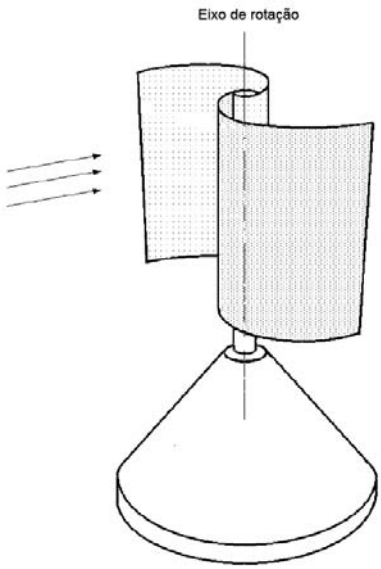


Figura 28: Rotor Savonius. **(GASCH; TWELE, 2002.)**

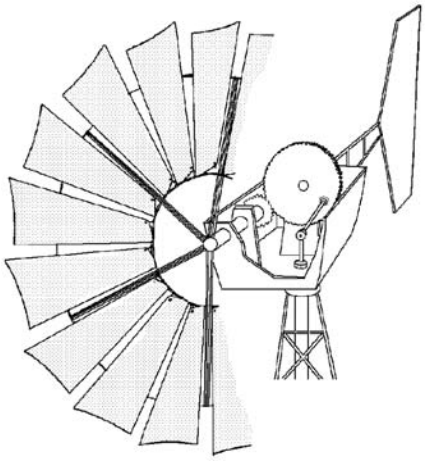


Figura 29: Moinho multipá. **(GASCH; TWELE, 2002.)**

O conjugado do motor se obtém então da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} dC &= rdF_{arr} = rdR_x \\ &= \tfrac{r}{2}C_x\rho c^2 dS = \tfrac{r}{2}C_x\rho c^2\left(1+\cot g^2\theta\right)dS \end{aligned}$$

$$\frac{r}{2}C_y\rho v^2\frac{sen\,(\theta-\alpha)}{sen^2\theta\cos\alpha}dS \tag{3.15}$$

Os aerogeradores em que o torque do motor é obtido a partir da força de torque $F_{conjugado}$ são os aerogeradores Darrieus, figura 30 e de Hélice figura 31.

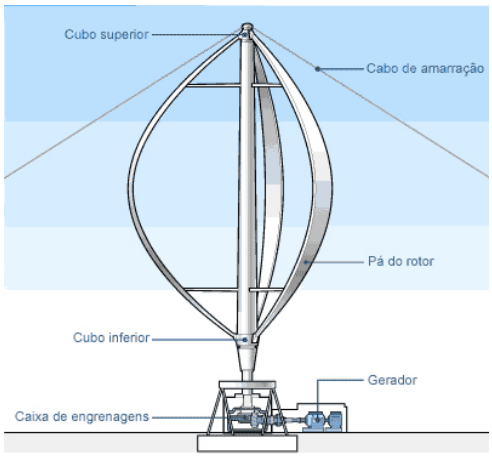


Figura 30: Aerogerador Darrieus. **(WIKIPéDIA, 2008)**

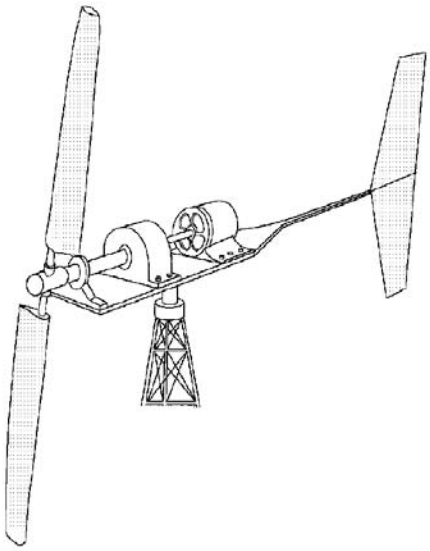


Figura 31: Aerogerador de hélice. **(GASCH; TWELE, 2002.)**

$$dC = rdF_{par} = \frac{r}{2}\rho v^2 dS\left(1+\cot g^2\theta\right)(C_y sen\theta - C_x\cos\theta) \tag{3.16}$$

3.3.6 Rendimento aerodinâmico das hélices

O diferencial da potência útil gerada pelas pás é da seguinte forma:

$$dN_{util} = dF_{conjugado}u \tag{3.17}$$

E a potência consumida pelo vento

$$dN_{vento} = dF_{axial}v \tag{3.18}$$

pelo que se pode definir o rendimento aerodinâmico n_{aerod} como a relação entre a potência útil gerada pela pá e a consumida pelo vento neste efeito da seguinte maneira:

$\eta_{aerod} = \frac{dF_{par}u}{dF_{axial}v}$

$= \frac{dR_y sen\theta - dR_x \cos\theta}{dR_y \cos\theta + dR_x sen\theta} \frac{u}{v}$

$= \frac{sen(\theta-\alpha)}{\cos(\theta-\alpha)} \frac{u}{v}$

$= tg\,(\theta - \alpha) \frac{u}{v}$

$= \frac{\frac{dR_y}{dR_y} - \cot g\theta}{\frac{dR_y}{dR_y} \cot g\theta + 1} \frac{u}{v}$

$= \frac{1-\mu \cot g\theta}{1+\mu tg\theta}$

$$\eta_{aerod} = \frac{f - \cot g\theta}{f + tg\theta} \tag{3.19}$$

que depende da esbeltez f e da TSR

$$f = \frac{1}{\mu} = \frac{dR_y}{dR_x} = \frac{C_y}{C_x} = \frac{1}{tg\alpha} \tag{3.20}$$

$$TSR = \frac{u}{v} = \cot g\theta = \frac{Rw}{v} = \frac{\pi Rn}{30v} \tag{3.21}$$

Sendo a relação TSR da velocidade periférica (específica) da pá $\vec{u}$ (Tip-Speed-Ratio) um conceito que substitui ao número de rotações específico e se define como o coeficiente entre a velocidade periférica da pá $\vec{u}$ e do vento $\vec{v}$, sem a intervenção de velocidades induzidas.

A relação entre a velocidade angular $\vec{w}$ para um raio r qualquer e o ângulo θ figura

32 é:

$$SR = \frac{u}{v} = \cot g\theta = \frac{rw}{v} = \frac{\pi rn}{30v} \tag{3.22}$$

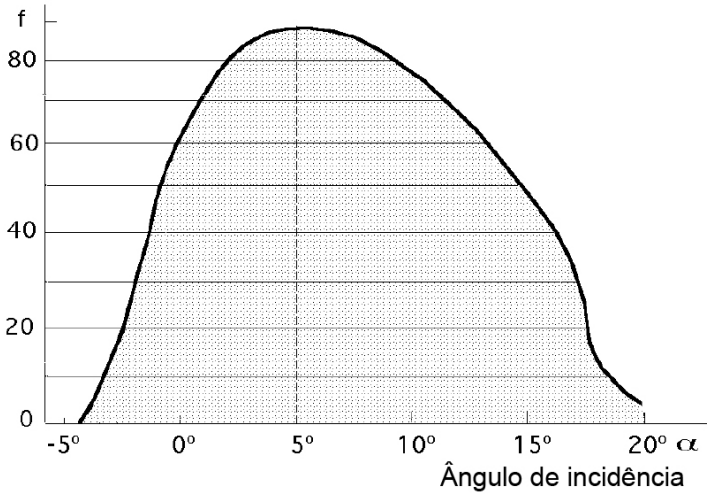


Figura 32: Esbeltez de um perfil NACA. **(DíEZ, 2003.)**

Sendo SR (speed-Ratio), em que r é a distância do elemento de pá considerado ao eixo de rotação do aerogerador. Se r diminui, o ângulo θ aumenta. Se β é constante, o ângulo de incidência α aumenta. Da expressão do rendimento de uma pá de aerogerador em função de sua esbeltez f e do ângulo aparente do vento θ, se deduz que quanto menor for o valor de μ (ou quanto maior for a esbeltez f), maior será o rendimento n_{aerod}, obtendo-se para $\mu = 0$, ou $f = \infty$ um rendimento máximo igual a unidade, o que é impossível pelo teorema de Betz, que será visto mais tarde.

Quando se constrói um aerogerador, deve-se eleger uma velocidade do vento mais adequada e a partir dela tentar se obter o rendimento máximo. Esta será a velocidade nominal, dependendo a sua eleição do lugar onde a máquina irá ser instalada. Uma vez fixada a velocidade do vento, elege-se o tipo de perfil de pá e a rotação desejada. Conhecendo a velocidade nominal do vento v e a velocidade periférica de rotação u, determina-se o ângulo aparente do vento θ que varia ao longo da pá segundo a distância do eixo de rotação da hélice. Há que se ter em conta também que para obter o $n_{aerod.max}$ o ângulo de incidência do vento sobre a pá deve possuir um valor fixo α_0 ao longo de toda a mesma. Para que isto seja dessa forma, é necessário que $\beta = \theta - \alpha$ varie ao mesmo tempo que θ. A pá que tem o maior rendimento aerodinâmico é a que tem a forma de hélice em que o ângulo β é muito importante na raiz da pá e de menor importância na extremidade. Uma pá em forma de hélice é cara e difícil de ser construída, motivo do

qual, geralmente, se utilizam pás de perfil constante ou retangulares, em que a perda de rendimento com respeito as mais sofisticadas é pequena.

3.3.7 Potência máxima

Para se achar a potência máxima, pode-se partir da expressão da potência útil da seguinte maneira:

$dN_{util} = udF_{par} = udF_{par} = u\left(dR_y sen\theta - dR_x \cos\theta\right)$

$= \frac{u}{2}\rho c^2 dS\left(C_y sen\theta - C_x \cos\theta\right)$

$= \frac{u}{2}\rho v^2 dS\left(\cot g^2\theta + 1\right)\left(C_y sen\theta - C_x \cos\theta\right)$

$$dN_{util} = \frac{\rho v^3 dS}{2}\cot g\theta\left(\cot g^2\theta + 1\right)\left(C_y sen\theta - C_x \cos\theta\right) \tag{3.23}$$

Que na prática se simplifica considerando que o valor de, $\theta < 20°$ é dito:

$$tg\theta = sen\theta; \cos\theta \approx 1; \cot g\theta \approx \frac{1}{sen\theta} \tag{3.24}$$

Ficando a expressão de dN_{util} na seguinte forma:

$dN_{util} = \frac{\rho v^3 dS}{2}\frac{1}{sen\theta}\left(\cot g^2\theta + 1\right)\left(C_y sen\theta - C_x\right)$

$\frac{\rho v^3 dS}{2}\left\{C_y\left(\cot g^2\theta + 1\right)\left(C_y sen\theta - C_x\right)\right\}$

$\frac{\rho v^3 dS}{2}\left(\frac{C_y}{sen^2\theta} - \frac{C_x}{sen^3\theta}\right)$

$$dN_{util} = \frac{\rho v^3 dS}{2}\left(C_y \cot g^2\theta - C_x \cot g^3\theta\right) \tag{3.25}$$

A condição e potência máxima desenvolvida pelo vento correspondente ao elemento dS é calculada derivando-se a expressão de dN_{util} em relação a θ, obtendo-se:

$$2C_y \cot g\theta - 3C_x \cot g^2\theta = 0 \tag{3.26}$$

Cujas soluções são:

$$\begin{cases} \cot g\theta = 0 \\ 2C_y = 3C_x \cot g\theta \Rightarrow \cot g\theta = \frac{2C_y}{3C_x} = \frac{2f}{3} = \frac{2}{3\mu} \end{cases} \tag{3.27}$$

e portanto:

$$dN_{util\ \max} = \frac{\rho v^3 dS}{2}\left(C_y \frac{4C_y^2}{9C_x^2} - C_x \frac{8C_y^3}{9C_x^3}\right) = \frac{2\rho v^3 dS}{27}\frac{C_y^3}{C_x^2} \tag{3.28}$$

3.3.8 Conjugado motor máximo

O conjugado do motor dC correspondente ao elemento de superfície de pá dS foi calculado anteriormente. Pode-se também calculá-lo da seguinte forma:

$$dN_{util} = dC_W = dC\frac{\pi n}{30} \tag{3.29}$$

Isolando dC tem-se:

$$dC = \frac{dN_{util}}{w} = \frac{dN_{util}}{u}r = \frac{dN_{util}}{v\cot g\theta}r = \frac{r\rho v^2 dS}{2}\left(C_y \cot g\theta - C_x \cot g^2\theta\right) \tag{3.30}$$

Que se anula para $\cot g\theta = \frac{C_y}{C_x}$

A condição de um torque do motor máximo é obtida para o seguinte valor de θ:

$$C_y = 2C_x \cot g\theta; \cot g\theta = \frac{C_y}{2C_x} \tag{3.31}$$

E é da seguinte forma:

$$dC_{\max} = \frac{r\rho v^2 dS}{2}\left(\frac{C_y^2}{2C_x} - \frac{C_x C_y^2}{4C_x^2}\right) = \frac{r\rho v^2 dS}{8}\frac{C_y^2}{C_x} \tag{3.32}$$

3.3.9 Velocidade angular máxima

A velocidade angular máxima w_{max}

$$w_{\max} = \left(\frac{dN}{dC}\right)_{\max} = \frac{\frac{r\rho v^3 dS}{27}\frac{C_y^3}{C_x^2}}{\frac{r\rho v^2 dS}{8}\frac{C_y^2}{C_x}} = \frac{16}{27}\frac{v}{r}\frac{C_y}{C_x} \tag{3.33}$$

Para se obter uma velocidade angular w uniforme nos aerogeradores de eixo horizontal, é necessário que tanto a velocidade do vento v, quanto a sua direção, permaneçam

constantes em relação a pá.

A relação $\frac{u}{v} = \cot g\,(\theta)$ somente varia entre 0.2 e 10, o que permite fazer a seguinte classificação das máquinas eólicas de eixo horizontal segundo sua TSR:

Para grandes moinhos	$\mu/v < 1$
Para aerogeradores de pás múltiplas	$\mu/v \approx 3$
Para aerogeradores rápidos com hélices	$\mu/v \approx 10$

3.4 Modelo teórico de Betz

Vamos supor que se pode recuperar e transformar a energia eólica através de um aerogerador de hélice (dado este que não é estritamente necessário, pois essa demonstração é válida para qualquer outro meio de transformação dessa energia). Supõem-se a hélice imersa em uma corrente de ar de velocidade $\vec{v}$ que a montante possui velocidade não nula $\vec{v}_2$, o que permite assegurar que não é possível a transformação e recuperação de toda a energia do vento em outra forma de energia. Supõem-se também que a jusante da hélice, o ar que circula pelo tubo de corrente indicado na figura 33 possui uma velocidade v_1 em uma seção transversal fictícia A_1, que é a velocidade do vento sem perturbação, ao mesmo tempo que $\vec{v}_2$ corresponde a velocidade de uma outra seção transversal fictícia A_2 a montante da zona em que se encontra a hélice .

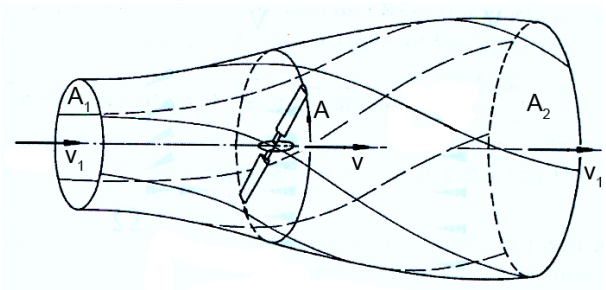


Figura 33: Modelo de Betz. **(citegasch modificado**

No plano que contém a hélice, a seção transversal atingida pela mesma seria um disco imaginário de seção A, sendo v a velocidade útil do vento na mesma. Supõe-se ser a hélice um disco de diâmetro d que capta a energia do ar em movimento que chega até ela. Se o disco fosse capaz de captar toda a energia cinética do vento, a montante da mesma, o ar estaria em repouso, e para tanto sua velocidade seria $v_2 = 0$.

Supondo que a perda mássica G de ar que circula pelo tubo é constante, tem-se que:

$$G = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 = \rho A v \tag{3.34}$$

A variação da energia cinética do vento na unidade de tempo é:

$$\Delta E_{cinetica} = E_{c1} - E_{c2} = \frac{G}{2}\left(v_1^2 - v_2^2\right) = \frac{\rho A v}{2}\left(v_1^2 - v_2^2\right) \tag{3.35}$$

A força F exercida pelo vento na unidade de tempo, $\Delta t = 1$, sobre a área fictícia A varrida pela hélice, é igual a variação da quantidade de movimento do ar que a atravessa. O trabalho gerado por essa força F na unidade de tempo é a potencia N_{util} da seguinte maneira:

$$N_{util} = Fv = \left| F = \frac{G\Delta v}{\Delta t} = \rho A v\left(v_1 - v_2\right)\right| = \rho A v^2\left(v_1 - v_2\right) \tag{3.36}$$

Que é igual a variação da energia cinética do ar, e ao mesmo tempo pode-se por

$$N_{util} = \rho A v^2\left(v_1 - v_2\right) = \frac{\rho A v}{2}\left(v_1^2 - v_2^2\right) \Rightarrow v = \frac{v_1 + v_2}{2} \tag{3.37}$$

Ao se trocar $v_2 = bv_1$, com $0 < b < 1$, resulta:

$$N_{util} = \frac{\rho A\left(v_1 + v_2\right)}{4}\left(v_1^2 + v_2^2\right) = \frac{\rho A v_1^3}{4}\left(1 + b\right)\left(1 - b^2\right) \tag{3.38}$$

O valor máximo de N_{util} se obtém fazendo $\frac{dN_{util}}{db} = 0$, resultando:

$$\left(1 - b^2\right) + \left(1 + b\right)\left(-2b\right) = 0; \left(1 + b\right)\left(1 - 3b\right) = 0 \tag{3.39}$$

Cujas soluções são:

$b = -1$, que não cumpre com a condição $0 < b < 1$

e $b = \frac{1}{3} = \frac{v_2}{v_1}; v_1 = 3v_2$

Que permite achar a potência fornecida pelo rotor:

$$N_{util\ \max} = \frac{\rho A v_1^3}{4}\left(1 + \frac{1}{3}\right)\left(1 - \frac{1}{9}\right) = \frac{8\rho A v_1^3}{27} = 0,37 A v_1^3 \tag{3.40}$$

Que é conhecida como equação de Betz, onde se tomou a densidade média do ar,

$\rho = 1,25kg/m^3$.

De tudo isto deduz-se que a potência máxima teórica é proporcional ao diâmetro D da hélice e ao cubo da velocidade nominal do vento v_1. Como a potência do vento a montante da hélice é dada pela expressão:

$$N_{disponivel\ vento} = \frac{\rho A v_1^3}{2} = 0,625 A v_1^3 \tag{3.41}$$

O rendimento máximo aerodinâmico (o fator de potência máxima) será:

$$N_{\max imo} = \frac{N_{util\ \max imo}}{N_{vento}} = \frac{16}{27} = 0,595 = 59,5\% \tag{3.42}$$

Que é o limite teórico ou coeficiente de Betz, resultado que nenhuma máquina eólica, por mais sofisticada que seja, pode superar.

3.4.1 Considerações práticas

A equação de Betz proporciona o limite superior das possibilidades de um aerogerador, mas em si, é pouco apurada, pois não leva em conta uma série de fatores como:

- A resistência aerodinâmica das pás
- A perda de energia gerada pela esteira na rotação
- A compressibilidade do fluido
- A interferência das pás

O rendimento prático depende do tipo de rotor,o que multiplicando a expressão anterior da potência máxima teórica por um coeficiente de rendimento teórico máximo, que compreenda os fatores anteriores, e que está compreendido no intervalo de $0,30a0,80$, obtém-se:

Na realidade deverá se ter em conta também o rendimento dos diversos mecanismos que compõem o aerogerador, e considerando o seguinte balanço dos componentes distintos:

Rendimento de Betz	$59,3\%$
Rendimento da hélice	85%
Rendimento da caixa de redução	98%
Rendimento do alternador	95%
Rendimento do transformador	98%

Obtém-se um rendimento global da instalação da ordem de 46%

Na prática o rendimento de um aerogerador será ainda menor, pelo que se pode aceitar como um valor bastante razoável para a potência do mesmo a seguinte expressão:

$$N_{util} = (0,11 \div 0,17)\, Av_1^3 \tag{3.43}$$

3.5 Rotor Multipá

3.5.1 Força axial sobre uma pá

Se a hélice tem z pás, sendo L o comprimento da corda do perfil e t o passo tangencial das pás, a força axial que se exerce sobre um elemento de pá é como mostrado na figura 34:

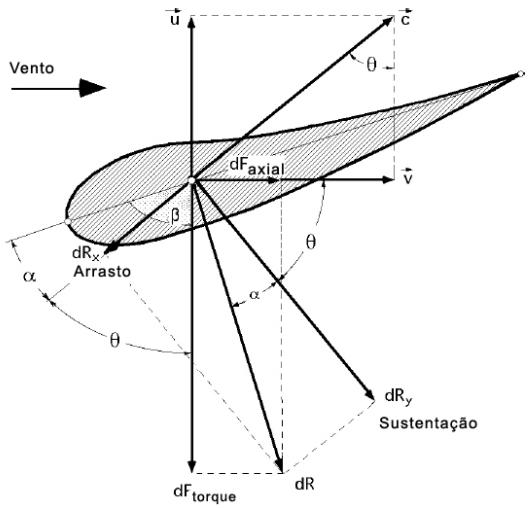


Figura 34: Forças sobre um perfil. **(DíEZ, 2003.)**

$$dF_{axial} = \frac{1}{2}\frac{C_y \rho v^2 \cos(\theta - \alpha)\, Ldr}{\cos\alpha sen^2\theta} \tag{3.44}$$

3.5.2 Força axial total

A força axial $dF_{axialtotal}$, para Z pás é:

$$dF_{axial\ total} = ZdF_{axial} = \frac{Z}{2}\frac{C_y\rho\cos(\theta-\alpha)\,Ldr}{\cos\alpha sen^2\theta} \tag{3.45}$$

Por outro lado, ao se supor que a $v_2 = 0$ (aproveitamento total do vento) se teria $v = \frac{v_1}{2}$, pelo que o valor da força F_{total} na direção do eixo do aerogerador é:

$$dF_{axial\ total} = \rho dAv\,(v_1 - v_2) = 2\rho dAv^2 = |dA = 2\pi rdr| = 4\pi\rho v^2 rdr \tag{3.46}$$

Igualando as duas expressões de $F_{axialtotal}$ obtém-se:

$$\frac{Z}{2} = \frac{C_y\rho v^2\cos(\theta-\alpha)\,Ldr}{\cos\alpha sen^2\theta} = 4\pi\rho v^2 rdr \Rightarrow \frac{ZLC_y}{2\pi r} = \frac{4\cos\alpha sen^2\theta}{\cos(\theta-\alpha)} \tag{3.47}$$

Conhecida a relação entre o passo tangencial t e o número de pás Z, obtém-se:

$$Z = \frac{2\pi r}{t}; \frac{Z}{2\pi r} = \frac{1}{t}; \frac{LC_y}{t} = 4\frac{\cos\alpha sen^2\theta}{\cos(\theta-\alpha)} \tag{3.48}$$

Que é a relação que deve existir entre o ângulo de incidência do vento α e o do movimento relativo θ do mesmo a saída, em função do comprimento da corda L, do passo t e do coeficiente de sustentação C_L.

3.6 cálculo da força e do conjugado do motor

A força do conjugado, $dF_{conjugado}$ é da seguinte forma:

$$dF_{torque} = dRsen\,(\theta-\alpha) = dF_{axial}tg\,(\theta-\alpha) = \frac{1}{2}\frac{C_y\rho v^2 sen\,(\theta-\alpha)\,Ldr}{\cos\alpha sen^2\theta} \tag{3.49}$$

O vento chega axialmente as pás, mas sabemos que adquire uma componente tangencial $\vec{u}$, que é igual na entrada e na saída das mesmas. O vento aparente na entrada das pás tem uma velocidade $\vec{c}_1$, e o vento aparente na saída das mesmas tem uma velocidade $\vec{c}_2$, colocando as velocidades sobre o triangulo de velocidades, figura 35, uma componente

para a velocidade aparente surge da seguinte maneira:

$$c = c_1 - c_2 = 2ua = 2wra \tag{3.50}$$

Onde w é a velocidade angular da hélice, r é a distancia da seção dS considerada ao eixo de rotação e a é uma variável a ser determinada, que depende de r, v, w, e θ. Se aplicamos o teorema da quantidade de movimento a seção anular varida pela hélice, de largura dr, e que é atravessada pelo vento em um tempo unitário, pode-se dizer que:

$dr\Delta t = dG\,(c_1 - c_2)$, com $\Delta t = 1$

$$dR = (2\pi r dr \rho v)\,(2war) = 4\pi\rho awr^2 dr \tag{3.51}$$

O momento dC aplicado ao elemento de superfície dS obtém-se multiplicando dR pela sua distância r ao eixo de rotação.

$$dC = 4\pi\rho awvr^3 dr \tag{3.52}$$

A expressão de dC, para Z pás, ficará da seguinte forma:

$$dC = rZdF_{conjugado} = 4\pi\rho awvr^3 dr = \frac{Z}{2}\frac{C_y r\rho v^2 sen\,(\theta-\alpha)\,Ldr}{\cos(\alpha)\,sen^2(\theta)} \tag{3.53}$$

Deduzindo-se

$$\frac{ZC_y vL}{2}\frac{sen\,(\theta-\alpha)}{\cos(\alpha)\,sen^2(\theta)} = 4\pi awr^2 = \left| Z = \frac{2\pi r}{t}; r = \frac{Zt}{2\pi} \right| = 4\pi awr\frac{tZ}{2\pi} \tag{3.54}$$

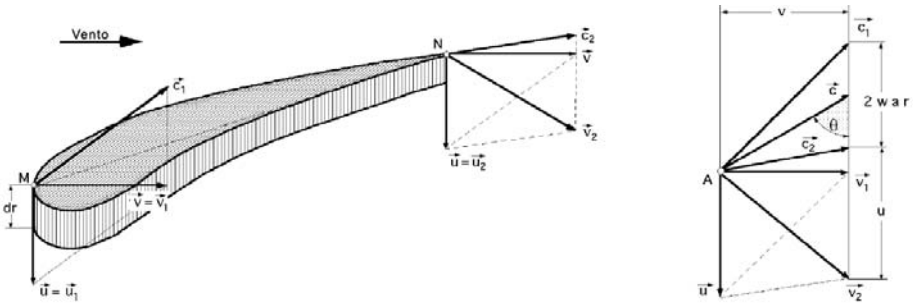


Figura 35: Triângulos de velocidades na entrada e na saída do perfil. **(DíEZ, 2003.)**

Em que teve em conta a relação entre o raio r e o passo t das pás e o seu numero Z,

obtendo-se:

$$\frac{LC_y}{t} = \frac{4awr}{v}\frac{\cos(\alpha)\, sen^2(\theta)}{sen(\theta-\alpha)} \tag{3.55}$$

Igualando-se as expressões encontradas para $\frac{LC_y}{t}$ chega-se a:

$$\frac{4awr}{v}\frac{\cos(\alpha)\, sen^2(\theta)}{sen(\theta-\alpha)} = 4\frac{\cos(\alpha)\, sen^2(\theta)}{sen(\theta-\alpha)} \Rightarrow \frac{rw}{w} = \frac{tg(\theta-\alpha)}{a} = SR \tag{3.56}$$

Tendo-se em conta os triângulos de velocidade da entrada, da saída e no centro de sustentação da pá, figura 35, se encontra o valor de a:

$$tg(\theta) = \frac{v}{wr - war} = \frac{v}{wr(1-a)}; a = 1 - \frac{v}{wrtg(\theta)} \tag{3.57}$$

Que substituída na equação 3.53 permite obter:

$$\frac{rw}{v} = \frac{tg(\theta-\alpha)}{1-\frac{v}{wrtg(\theta)}} \tag{3.58}$$

Deduzindo-se uma relação entre a velocidade do vento $\vec{v}$ e a velocidade periférica das pás $\vec{u}$, em função dos ângulos θ e α, tem-se:

$$v\{tg(\theta)\, tg(\theta-\alpha)+1\} = wrtg(\theta) = \frac{\pi n}{30} rtg(\theta) \tag{3.59}$$

$$\frac{v}{rw} = \frac{v}{u} = \frac{tg(\theta)}{tg(\theta)\, tg(\theta-\alpha)+1} = \frac{1}{SR} \tag{3.60}$$

3.6.1 Representação gráfica

A representação gráfica das equações

$$\frac{C_y L}{t} = f(\theta) \tag{3.61}$$

$$\frac{u}{v} = \frac{v}{rw} = SR \tag{3.62}$$

Na figura 36, apresenta-se, para diversos valores de θ, no intervalo $0 < \theta < 60°$, e para os valores α correspondentes a $\alpha = 1°$ e $\alpha = 6°$, em que se observa que no intervalo de valores de α compreendidos entre 0 e 6°, o valor de $\frac{v}{rw} = \frac{1}{SR}$ passa por um máximo para valores de θ da ordem de 40° a 45°, figura 37.

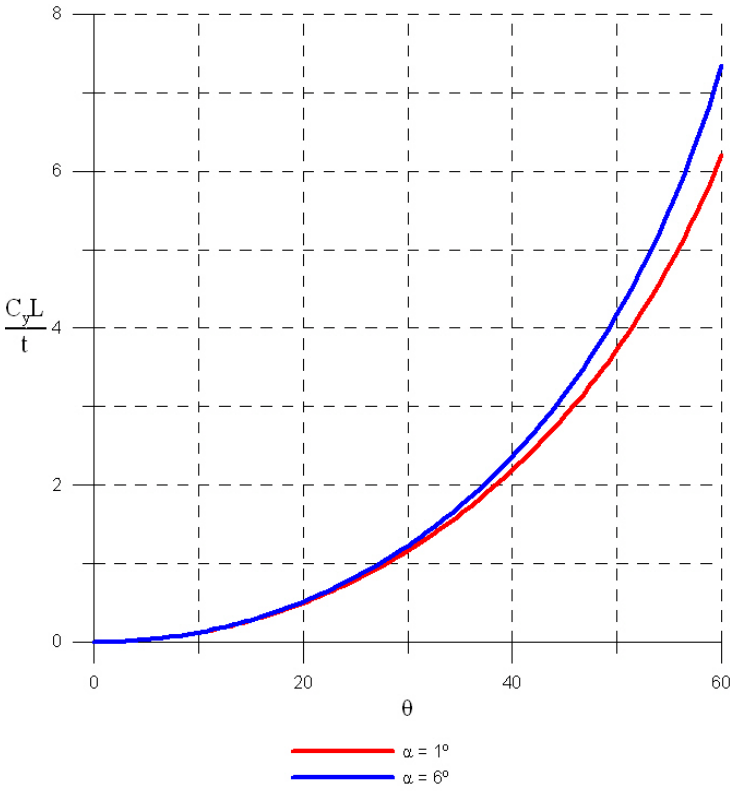


Figura 36: Representação gráfica da equação 3.61. **(Gráfico desenvolvido pelo autor com o software Grapher 6.0)**

Ao se fixar a velocidade angular w, o fluxo de ar se faz máximo quando alcance valores compreendido entre $2,5$ e 3, que são valores demasiadamente elevados, o que implica risco de desprendimento da pá e, portanto, a destruição da máquina.

3.7 Teoria turbilhonária das hélices eólicas

Como visto anteriormente, as perdas de energia que se considerou foram mínimas, já que se desprezou alguns efeitos importantes como a perda de potência pela rotação da esteira, a interferência das pás, a resistência aerodinâmica das mesmas, a compressibilidade do ar, etc. Na teoria das pás não se considerou as velocidades induzidas, nem a rotação da esteira, defeitos que são corrigidos na teoria turbulenta. A velocidade do ar a montante do rotor é, como se sabe, v1, e a chegar ao rotor ela semodifica de forma que seu valor é v_1 menos uma velocidade axial que chamamos, $v_{ind} = kv_1$. Como conseqüência, pode-se

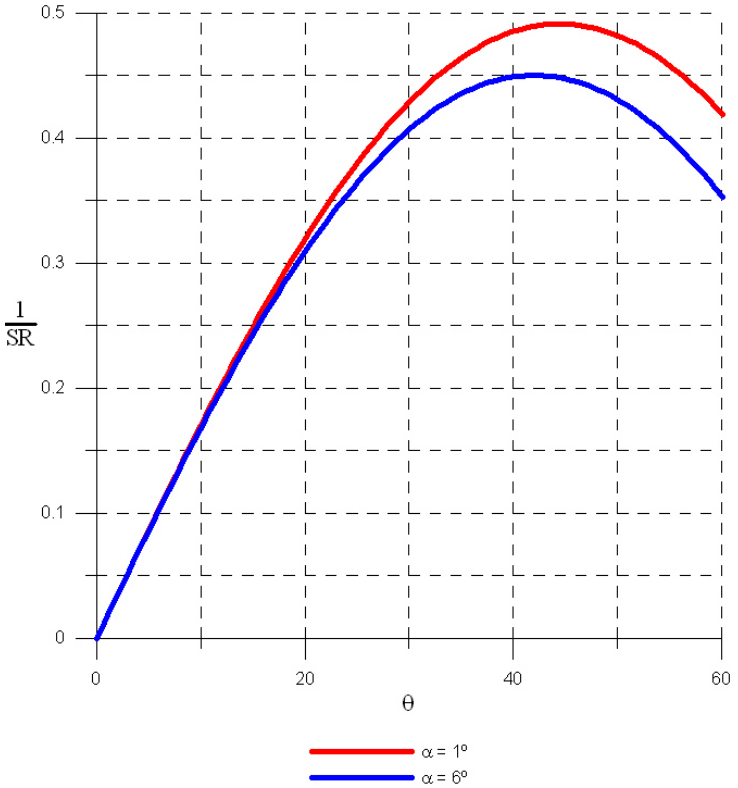


Figura 37: Representação gráfica da equação 3.62. **(Gráfico desenvolvido pelo autor com o software Grapher 6.0)**

considerar que a velocidade do vento no rotor é da forma, $v_1(1-k)$, figura 38.

De mesma forma, na esteira pode-se supor que, a montante do rotor, sua velocidade angular é w_1. Ao chegar ao rotor, seu valor w_1 será afetado por uma velocidade induzida de rotação da seguinte forma, $k*w_1$, pelo que se pode considerar que a velocidade angular de uma esteira no rotor é $w_1(q+k*)$ a velocidade axial de saída do vento a montante é:

$$v_2 = v_1\left(1-2k\right) \tag{3.63}$$

e a velocidade da esteira:

$$w_2 = w_1\left(1+2k^*\right) \tag{3.64}$$

aplicando o teorema da quantidade de movimento cinético ao elemento diferencial de espessura dr, a distancia r do eixo de rotação, obtém-se:

$$dF_{axialtotal} = 4\pi r^3 dr \rho v_1\left(1-k\right) w_1 k^* \tag{3.65}$$

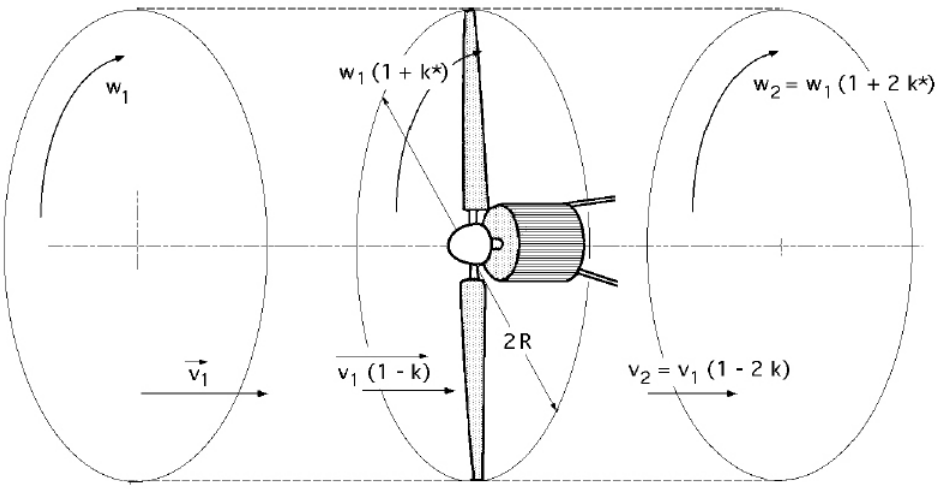


Figura 38: Teoria turbilhonária de hélices eólicas. **(DíEZ, 2003.)**

tendo em conta que a forca dF_{axial} para Z pás, deduzida anteriormente é:

$$dF_{axialtotal} = Z\frac{C_y \rho v_1^2 (1-k)^2 \cos(\theta - \alpha) Ldr}{2\cos(\alpha) sen^2(\theta)} \tag{3.66}$$

da mesma forma, a força de torque $dF_{conjugado}$ que demonstramos vale:

$$dF_{conjugado} = \frac{C_y \rho v_1^2 (1-k)^2 sen(\theta - \alpha) Ldr}{2\cos(\alpha) sen^2(\theta)} \tag{3.67}$$

a força $dF_{conjugadototal}$ para Z pás é:

$$dF_{conjugado} = \frac{C_y \rho v_1^2 (1-k)^2 sen(\theta - \alpha) Ldr}{2\cos(\alpha) sen^2(\theta)} \tag{3.68}$$

igualando as duas expressões de $dF_{axialtotal}$ obtém-se:

$$4\pi\rho krdrv_1^2(1-k) = Z\frac{C_y \rho v_1^2 (1-k)^2 sen(\theta - \alpha) Ldr}{2\cos(\alpha) sen^2(\theta)} \tag{3.69}$$

fazendo o mesmo com as expressões de momento:

$4\pi r^3 dr\rho v_1 (1-k) w_1 k^* = \frac{ZC_y \rho v_1^2 (1-k)^2 sen(\theta-\alpha) Ldr}{2\cos(\alpha) sen^2(\theta)} r$

$\frac{k^*}{1+k} = \frac{Zv_1 LC_y}{8\pi r^2 w_1} \frac{sen(\theta-\alpha)}{\cos(\alpha) sen^2(\theta)}$

$= \left| \begin{array}{l} \frac{v}{u} = tg(\theta) = \frac{v_1(1-k)}{rw_1(1+k^*)} \\ \frac{v_1}{rw_1} = \frac{1+k^*}{1-k} tg(\theta) \end{array} \right|$

$$= \frac{ZLC_y}{8\pi r}\frac{1+k^*}{1-k}tg\left(\theta\right)\frac{sen\left(\theta-\alpha\right)}{\cos\left(\alpha\right)sen^2\left(\theta\right)} \tag{3.70}$$

O valor do TSR é:

$$TSR = \frac{u_1}{v_1}\frac{Rw_1}{v_1} = \frac{R\left(1-k\right)\cot g\left(\theta\right)}{r\left(1+k^*\right)} \tag{3.71}$$

As expressões anteriores permitem um procedimento de cálculo de pás de aerogeradores da seguinte maneira: Em primeiro lugar se toma uma seção qualquer do perfil desenhado, com sua espessura, corda, etc, e se supõe inicialmente um ângulo de ataque α, que junto com a torsão β que se deu a pá, permitem entrar na expressão seguinte:

$$\frac{k}{1-k} = \frac{\Omega C_y}{8}\frac{\cos\left(\theta-\alpha\right)}{\cos\left(\alpha\right)sen^2\left(\theta\right)} \tag{3.72}$$

Que se conhece o lado direito, e que permite calcular o valor de k. A solução é obtida pondo-se o lado direito em função de k, o que dá lugar a três tipos de soluções, uma instável e duas estáveis. Ao estudar estes procedimentos se chega a conclusão de quais os ângulos de ataque que devem ir aparecendo, e devem ser tais que não produzam descontinuidades ao longo da pá

Conhecidos k e k^* insere-se na seguinte expressão:

$$TSR = \frac{u_1}{v_1} = \frac{Rw_1}{v_1} = \frac{R\left(1-k\right)\cot g\left(\theta\right)}{r\left(1+k^*\right)} \tag{3.73}$$

E se o valor obtido para TSR é correto, o cálculo está concluído. Se não está correto, deve-se iniciar novamente um processo iterativo, mediante algum software. Para o estudo geral se toma um determinado perfil, e se calcula o valor de C_y para cada ângulo de ataque e para cada espessura, pra diversos valores de α, e com ele se prepara um programa em Excel, por exemplo, para se obter os dados para cada situação Como a velocidade do vento a jusante do rotor é, $v_2 = v_1(1-2k)$, o valor de k não pode ser maior que $0,5$, pois isso implicaria em valores negativos de velocidade.

3.8 Otimização de uma instalação eólica

A otimização de uma instalação eólica tem por objetivo conseguir a máxima geração de energia a um dado custo. Para tanto, e tendo em conta que o custo principal vem

da amortização do investimento, é evidente que o equipamento instalado deve gerar a maior quantidade de energia possível. Esta energia pode ser calculada como a potência elétrica média que a instalação gerou ao longo de um ano, multiplicada pelo numero de horas desse ano. Supondo-se que a velocidade do vento pode ser representada como uma variável aleatoria da função densidade $f(v)$, a potência elétrica media gerada será:

$$N_{elet_gerada} = \frac{\rho A}{2}\int_{v_{conex}}^{v_{nom}} \eta_p\eta_m\eta_g v f(v)dv + \frac{\rho A\eta_p\eta_m\eta_g v}{2}\int_{v_{nom}}^{v_{emb}} f(v)dv = \eta_p\eta_m\eta_g N_{vento} \quad (3.74)$$

$\eta_p < 59,5\%$ é a eficiência com que a energia do vento se converte em energia mecânica (limite de Betz) $\eta_m < 0,83$ é a eficiencia com que a energia mecânica é cedida ao gerador através da transmissão mecânica. $\eta_p < 0,93$ é a eficiência com que a energia cedida ao gerador se transforma em eletricidade

Para tanto, em uma dada localização deve-se escolher o aerogerador cujos parâmetros v_{conex}, v_{nom}, e v_{emb} tenham esta potência elétrica média máxima. Para que este cálculo possa ser realizado, é necessário conhecer a função de distribuição de velocidade do vento $f(v)$ e a relação existente entre η_p, η_m e η_g com a velocidade do vento v, não obstante, devido a que o funcionamento do gerador para potências inferiores a nominal é pouco conveniente, pode-se realizar a otimização considerando somente a segunda integral da equação anterior.

Além disso, como é evidente, o gerador ótimo, independentemente das características do vento, deveria ter $V_{conex} = 0$ e $v_{emb} = \infty$, ficando, unicamente, como parâmetro a se escolher o valor de $v_{nom} = v$

Infelizmente isso não é possível por que $V_{conex} > 0$ devido a existência de atritos e perdas e, $v_{emb} = \infty$, por causa da resistência mecânica das pás.

Para calcular o valor de v_{nom} que torna a $N_{eletrgera}$ ótima, pode-se efetuar uma simplificação adicional, baseando-se em que N_n é proporcional ao cubo de v_{nom}. Na primeira aproximação pode-se supor que $v_{emb} = \infty$, obtendo-se:

$$\frac{dN_{eletr_gerada}}{dv_{nominal}} = 0 \quad (3.75)$$

No caso de se utilizar a distribuição de Rayleigh tem-se:

$$v_{nom} = v\sqrt{\frac{6}{\pi}} = 1,382v \tag{3.76}$$

E no caso de se utilizar a distribuição de Weilbull (k é o fator de distribuição de forma):

$$v_{nom} = \frac{\hat{v}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)}\left(\frac{3}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \tag{3.77}$$

Se não se aceita essa simplificação , a equação resultante para a distribuição de Rayleigh seria:

$$\left\{3 - \frac{\pi}{2}\left(\frac{v_{nom}}{\hat{v}}\right)^2\right\} e^{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v_{nom}}{\hat{v}}\right)^2} = 3e^{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v_{emb}}{\hat{v}}\right)^2} \tag{3.78}$$

E para a distribuição de Weilbull:

$$\left\{3 - k\left(\frac{v_{nom}}{c}\right)^k\right\} e^{\left(\frac{v_{nom}}{\hat{v}}\right)^k} = 3e^{-\left(\frac{v_{emb}}{c}\right)^k} \tag{3.79}$$

Equações que somente podem ser resolvidas numericamente.

Para valores pequenos de v a influência de v_{emb} é desprezível e se pode utilizar a equação 3.79

$$v_{nom} = \frac{\hat{v}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)}\left(\frac{3}{k}\right)^{\frac{1}{k}} \tag{3.80}$$

Mas conforme v aumenta, as diferenças entre equações 3.78 e 3.79 se tornam cada vez maiores.

3.9 Classificação

As máquinas eólicas tem sido estudadas pelo homem de forma intensiva e dentro delas existem atualmente diferentes tipos que vão desde as de pequena potência, até as grandes máquinas americanas e alemãs de vários MW. Os dispositivos que permitem o aproveitamento da energia eólica são numerosos, podendo-se fazer uma classificação dos mesmos segundo a posição do seu eixo de rotação com respeito à direção do vento. Nas máquinas eólicas de eixo horizontal, para que se obtenha nas pás uma velocidade angular

regular e uniforme w, para determinada velocidade do vento v, é necessário que tanto a direção do vento, quanto sua velocidade, se mantenham constantes em relação às pás.

As máquinas eólicas de eixo vertical, ao contrario, mantendo as mesmas condições regulares na velocidade do vento e na velocidade angular das pás podem ser submetidas a um vento aparente de direção e velocidade continuamente variáveis, porque, nestas maquinas, o fluxo aerodinâmico é muito complicado, ignorando-se, em muitas ocasiões as verdadeiras possibilidades das mesmas. As máquinas eólicas podem ser classificadas em:

- Aeroturbinas de eixo horizontal e de eixo vertical
- Sistema giromill (eixo vertical e pás verticais)
- Sistemas especiais

Dentro delas, as aeroturbinas de eixo horizontal se encontram mais desenvolvidas, tanto do ponto de vista técnico quanto comercial.

3.9.1 Máquinas eólicas de eixo horizontal

As aeroturbinas de eixo horizontal podem ser classificadas segundo a sua velocidade de rotação ou segundo o numero de pás do rotor, aspectos que estão intimamente relacionados, nas máquinas rápidas de nas lentas. As primeiras tem um numero de pás não superior a 4 e as segundas podem ter até 24 pás. Os principais tipos de máquinas eólicas de eixo vertical são:

1. Máquinas de movimento alternativo, utilizadas para bombeamento.
2. Máquinas multipás
3. Hélices com pás pivotantes (ângulo de ataque variável)
4. Hélices com pás torcidas, muito sofisticadas, que incluem ailerons de ângulo variável

Os aerogeradores de eixo horizontal tipo hélice, figura 31 são compostos, em geral, por um gerador elétrico, um dínamo ou alternador, do sistema de acoplamento que pode ser por sua vez um multiplicador das rotações da hélice e o sistema de controle e orientação. Tudo isso é montado em uma torre similar a das linhas elétricas, em que deve-se analisar com bastante cuidado seus modos de vibração. A hélice pode apresentar dois tipos de posições, em relação ao vento, que são:

1. Barlavento ou upwind, em que o vento vem de frente para as pás, tendo o sistema de orientação na parte de trás da máquina, a jusante.

2. Sotavento ou downwind, em que o vento incide sobre as pás de forma que este passa primeiro pelo mecanismo de orientação e depois atua sobre a hélice.

As aeroturbinas lentas tem um TSR pequeno e um grande número de pás, suas aplicações são destinadas, em geral, ao bombeamento de água. As aeroturbinas rápidas tem um TSR alto e o numero de pás tende a ser menor. Podem ser tripás com TSR=4 ou bipás com TSR=8, tendo-se desenhado e construído aeroturbinas de uma única pá. O processo de funcionamento dessas máquinas é diferente, porque respeita o tipo de ação devida ao vento que as faz funcionar. Nas máquinas lentas a foráa de arrasto é muito mais importante que a de sustentação, ao mesmo tempo em que nas máquinas rápidas a componente de sustentação é muito maior que a de arrasto. O numero de pás também influi no torque de arranque da máquina, de forma que uma máquina com grande número de pás no rotor, requer um torque de arranque muito maior.

3.9.2 Máquinas eólicas de eixo vertical

Dentre as máquinas eólicas de eixo vertical se pode citar:

O aerogerador Savonius figura 28, que pode arrancar com pouco vento, sendo muito sensível sua fabricação. Tem uma velocidade de rotação pequena e seu rendimento é relativamente baixo. O aerogerador Darrieus ou de catenária figura 30, requer para um correto funcionamento ventos com velocidade mínima de 4 a $5m/s$, mantendo grandes velocidades e um bom rendimento. Em geral são construídos de 2 ou 3 lâminas. Moinho vertical tipo Giromil ou ciclogiro que deriva do Darrieus. Tem entre 2 e 6 pás. O modelo Darrieus arranca mal, ao mesmo tempo que o Savonius pode se por em movimento com uma leve brisa. Devido a isto, pode-se fazer uma combinação sobre o mesmo eixo de ambas as máquinas de forma que um rotor Savonius atue durante o arranque e um rotor Darrieus seja o gerador de energia para maiores velocidades do vento figura 39.

As vantagens desses aerogeradores em relação aos de eixo horizontal são:

1. Não necessitam de sistemas de orientação

2. Os elementos que requerem certa manutenção podem ser instalados ao nível do solo.

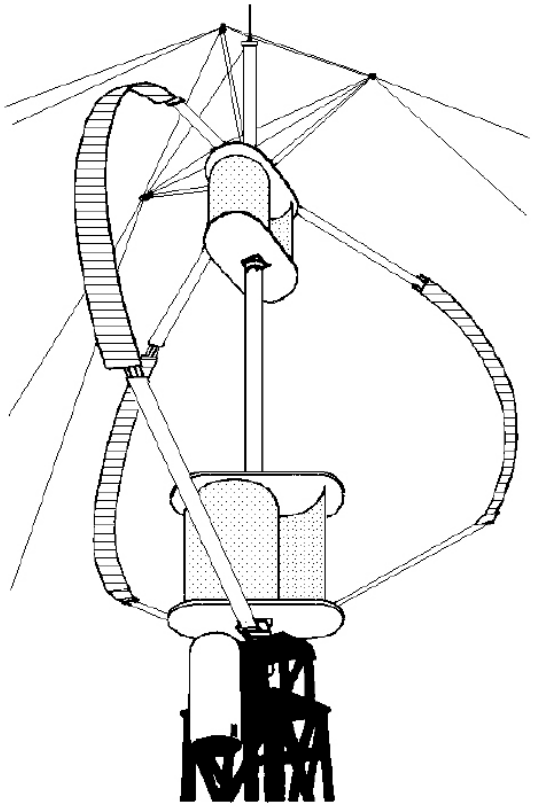


Figura 39: Aerogerador Darrieus com dois Savonius que atuam como motor de partida. **(DíEZ, 2003.)**

3. Na necessitam de mecanismos de redução de rotações, porque não são empregados em aplicações que precisem de velocidade angular constante.

As vantagens dos aerogeradores de eixo horizontal são:

1. Maior rendimento
2. Maior velocidade de rotação
3. Menor superfície de pá S para a mesma área varrida A
4. Podem ser instalados a maior altura, onde a velocidade do vento é mais intensa.

3.10 Aerogeradores de eixo horizontal

Desde os primeiros desenhos de aerogeradores para utilização comercial, até os atuais, tem havido um progressivo crescimento da potência das turbinas (maiores rotores e altura da torre), com progressivas diminuições do custo de geracao por kWh. Nos aerogeradores

de eixo rápidos, o rotor é constituído por uma hélice de 2 ou mais pás. Os perfis normalmente utilizados nas mesmas são muito parecidos com os perfis das asas de um avião, portanto, estas estão bem estudadas e se conhece muito bem suas características. Os perfis são eleitos levando-se em conta o número de rotações por minuto que se deseja para a máquina, definindo-se o perfil em função dos seguintes parâmetros:

1. da forma da estrutura do mesmo com relação as suas linhas médias ou cordas a distancias distintas do eixo de rotação.
2. da espessura em relação ao comprimento característico da corda
3. da simetria ou não de suas pás, etc.

A forma das pás é função da potência desejada, e de sua velocidade de rotação, elegendo-se perfis que não criem grandes tensões nas extremidades das pás pelo efeito da forca centrifuga, de forma que o número máximo de rotações por minuto n_{max}, não supere a relação $n_{max} * D = 2000$, sendo D o diâmetro da hélice em metros. Para aerogeradores destinados a obtenção de energia elétrica, o número de pás pode ser de 2 ou 3, porque a potência depende mais da superfície A varrida do que do número de pás. A aeroturbina pode acionar dois tipos distintos de geradores elétricos, de corrente continua (dínamos) ou de corrente alternada (alternadores síncronos, assíncronos, etc.), diretamente ou mediante um sistema de redução de engrenagens figuras 40e 41 em que se observa que o eixo do aerogerador e do alternador podem ou não estarem alinhados. Os primeiros desenhos eram de potências pequenas e velocidades fixas, tinham geradores de indução diretamente conectados a rede. A potência nominal, numa primeira aproximação, é dada pela expressão:

$$N = 0,20D^2v^3 \tag{3.81}$$

Em que N é dado em watts, D em metros e v em m/s.

Com o diagrama da figura 42 pode-se determinar a potência de um aerogerador rápido em função da rpm, da TSR, da velocidade do vento e do diâmetro da superfície varrida pelas pás. A potência máxima de um aerogerador rápido é obtida com valores de TSR altos, da ordem de 7 a 10, requerendo-se velocidades do vento superiores a 6m/s. Seu rendimento é da ordem de 35% a 40%, que é um valor mais alto que o dos multipás. Com 3 ou 4 pás se consegue um torque de partida importante, porque no inicio do funcionamento,

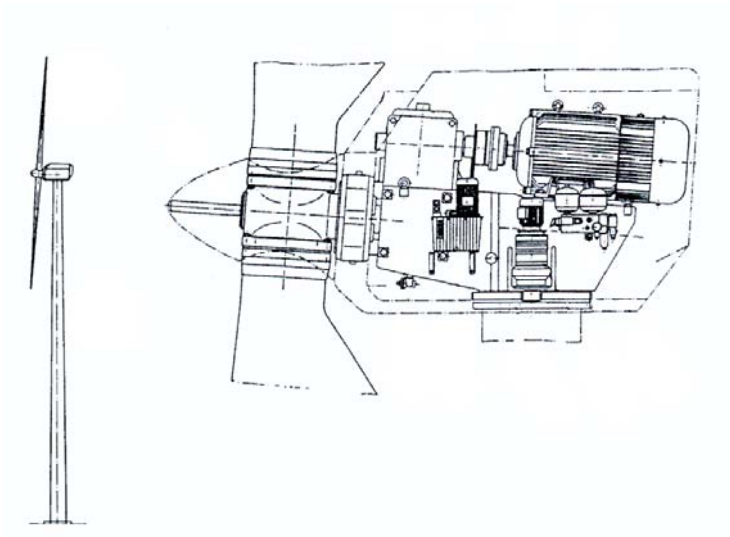


Figura 40: Disposição da turbina VENTIS 20-100.(**GASCH; TWELE, 2002.**)

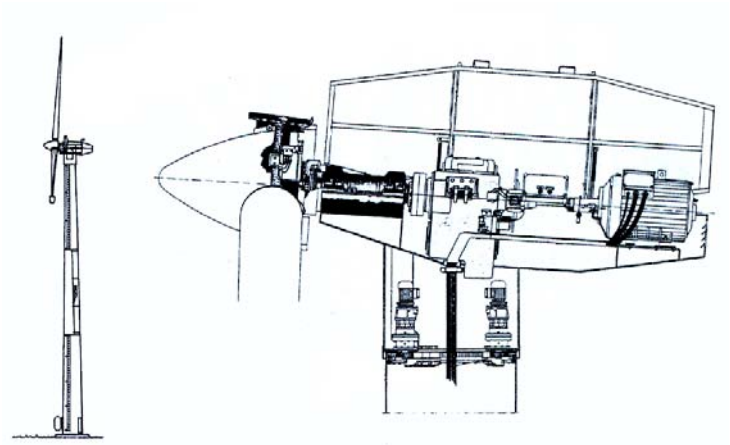


Figura 41: Disposição da turbina NORDTANK 150 XLR.(**GASCH; TWELE, 2002.**)

a força exercida pelo vento é proporcional ao número de pás (daí vem o uso de rotores multipás para o bombeamento de água, que requerem um bom torque de partida dada as características do fluido a ser bombeado), o que não se consegue com máquinas bipás que, em alguns casos, precisam de energia adicional para começar a funcionar.

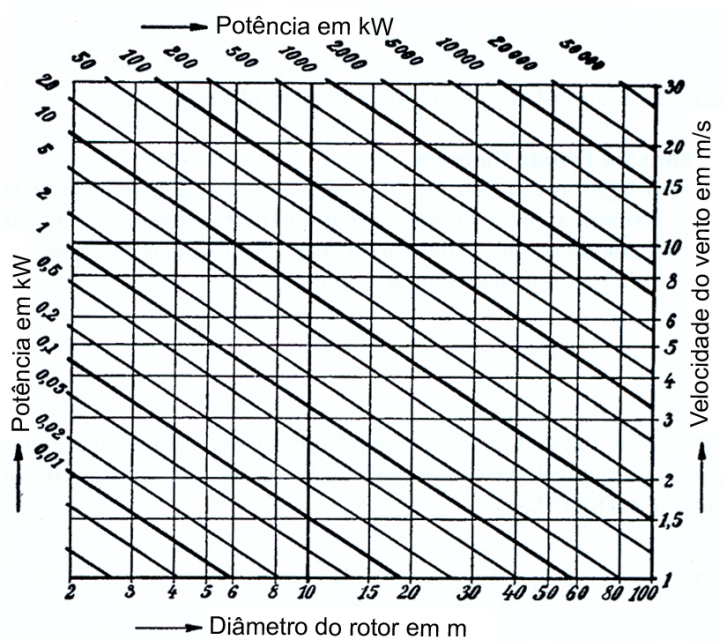


Figura 42: Diagrama para a determinação da potência em aerogeneradores rápidos. **(GASCH; TWELE, 2002.)**

3.11 Cargas que atuam sobre o rotor

As cargas que atuam sobre o rotor podem ser classificadas em estática e dinâmica. A força centrifuga é uma carga estática perpendicular ao eixo de rotação. A pá inclina-se ligeiramente e da força centrifuga surge uma componente de tração ao longo da pá e outra de flexão no sentido contrário das cargas aerodinâmicas. Os esforços estáticos que estas cargas originam, são muito pequenos. As cargas dinâmicas são devidas a rotação da pá, existindo também cargas transitórias devido as manobras da máquina. A gravidade atua como uma carga periódica que se comporta como uma força oscilante no plano do rotor, aparecendo um desalinhamento, pois o rotor nunca funciona perpendicular a ação do vento, portanto, possui oscilações que geram as cargas dinâmicas. Outros tipos de cargas dinâmicas são devido a variação do vento em relação a altura figura 43, ou o efeito da esteira sobre a torre, sobretudo se o rotor está atrás da torre, ou dos efeitos devido as turbulências. Estas cargas dinâmicas originam um problema de vibrações, e portanto deve-se estudar a freqüência dessas forças. Deve-se ter em conta também a variação de

passo de cada pá e os efeitos das manobras de orientação do rotor. Os efeitos estáticos e dinâmicos que atuam sobre o rotor são estudados em situações limites tais, que ao se assegurar que as pás não rompam para estes, não se romperam em nenhuma outra situação previstas.

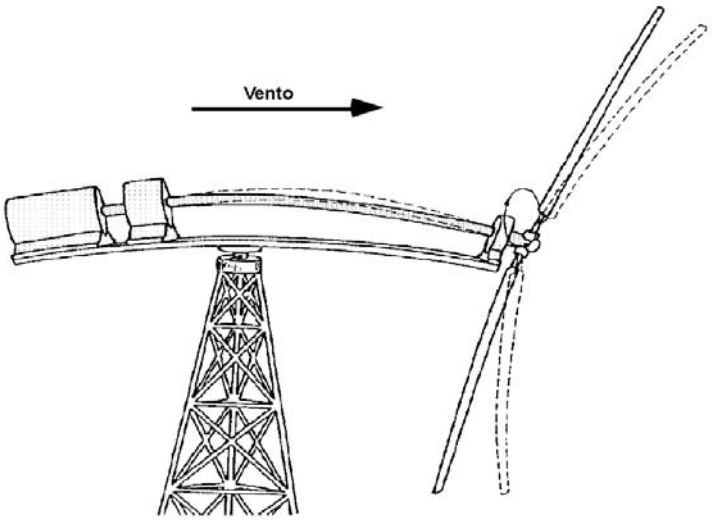


Figura 43: Flexão das pás do rotor pela ação do vento. **(DíEZ, 2003.)**

3.11.1 Situações limites

1. Regimes operacionais estacionários em que se exige que os esforços que atuam na estrutura estejam sempre dentro dos limites de fadiga, e além disso que nunca alcancem os limites de esforços de PANDEO, e que a pá se comporte como uma viga engastada e nela aparecem esforços de tração e compressão que provocam a fadiga. O primeiro caso é o de uma máquina operando na velocidade nominal do vento que provoca a carga máxima e se supõe ter potência e rotação nominais e passo da pá nulo. Este caso corresponde a carga máxima da pá e um esforço dinâmico máximo.o segundo caso é o de uma máquina operando com a velocidade máxima do vento e se supõe que tenha também potência e rotações nominais, mas com o passo da pá máximo. Este caso também é de esforço dinâmico máximo. O terceiro caso é o de uma máquina operando com a velocidade máxima do vento necessária para provocar a partida, com potência nula e passo zero da pá. Este caso corresponde a um grande esforço estático.

2. Nos regimes operacionais transitórios se incluem os casos anteriores com esforços dinâmicos, caso um e dois, com velocidades próximas da nominal e com desligamento.

3. Os casos extremos que devem ser levados em conta são os furacões

3.11.2 Vibrações

O rotor de duas pás, em geral, gera vibrações já que durante a rotação normal o centro de gravidade das pás descreve, teoricamente, uma circunferência, pois devido ao seu próprio peso e a ação do vento que tende a flexionar as pás, o centro de gravidade do sistema durante a rotação não está sobre o eixo de rotação do rotor. Isso ocorre devido ao dobramento e deformação das pás sob a ação do peso próprio, como mostra a figura 43. Este efeito pode ser evitado parcialmente, equilibrando-se as pás mediante contrapesos que tendem a fazer o C.G. do conjunto coincidir com o eixo de rotação. No entanto, mesmo equilibrada, a hélice bipá gera vibrações com o dobro da freqüência de rotação, devido aos efeitos de inércia, que podem danificar a máquina, caso venha a se somar com as vibrações da estrutura de suporte. Estes inconvenientes não se apresentam, em geral, em um rotor tripá, embora seu balanceamento seja mais difícil de ser alcançado.

O desenho do suporte do aerogerador e da torre deve ser estudado com cuidado, de forma que as freqüências próprias de vibração não estejam próximas das frequências geradas pela rotação da hélice e dessa forma se evitar que entrem em ressonância, sendo seu estudo bastante complicado. Para as aeroturbinas cujo diâmetro seja inferior a 30 ou 40 metros, pode-se utilizar um cubo rígido, especialmente com as hélices tripás, porque este tipo de rotor é mais equilibrado que o bipá. O momento de cabeceio é menor para o primeiro, pois a fadiga de flexão do eixo do rotor diminui. O suporte mais barato é o do tipo de baixa freqüência. Pode ser feito de concreto armado ou aço. O suporte de baixa freqüência é mais rápido de ser construído, porem é menos resistente que o de alta freqüência, que é rígido. Seja qual for o tipo escolhido, deve se fazer constar que o suporte deve ser calculado para resistir a uma força centrífuga que apareceria em sua parte mais alta, caso uma pá se rompa. Isso é importante para a segurança dos aerogeradores. As estatísticas mostram que muitas instalações foram destruídas pela ruptura de uma pá. Na Suécia todas as instalações de grande potência são projetadas para suportar esse tipo de acidente.

3.12 Materiais de cosntrução

Uma questão que deve-se ter em conta no desenho de um rotor é o problema estrutural, porque sempre é possível desenhar uma pá muito boa do ponto de vista aerodinâmico,

mas que não é capaz de resistir aos esforços aos quais está submetida. Outra questão importante é o processo de fabricação do rotor, uma vez que uma diminuição dos custos neste sentido, é imperativa. As pás estarão sujeitas a condições trabalho muito duras, como fenômenos de corrosão, erosão, contrações e dilatações devidas a vibrações (fadiga), etc. e daí o material com o qual elas são construídas é muito importante. Em sua construção pode-se utilizar materiais como telas e madeiras, mas uma das soluções mais interessantes consiste em utilizar estruturas de ligas de alumínio (duralumínio) com chapas finas, longarina central resistente e nervuras que proporcionam uma certa rigidez, figura 44.

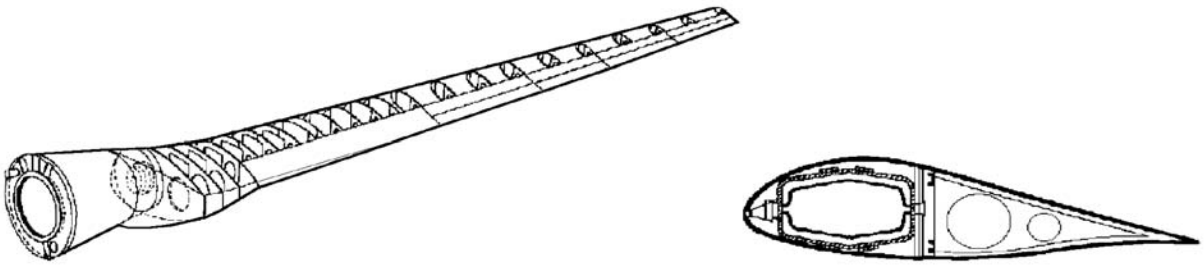


Figura 44: Estrutura de uma pá moderna. **(DíEZ, 2003.)**

Outro tipo de estrutura prevista é a fibra de vidro, que se pode fazer em diversas formatos. Pode-se construir com bobinas ou colocando a fibra no sentido longitudinal ou na direção do eixo, o que aumenta consideravelmente a resistência. Estas fibras podem ser complexos de resinas sintéticas (fibra de vidro + resina epóxi, fibra de vidro + poliésteres, fibra de carbono + elastômeros), etc, que podem ser moldados facilmente, e que são interessantes para pequenas séries. Para a construção da parte móvel das pás pode-se utilizar plástico reforçado devido a rapidez e resistência e para a parte fixa plástico e aço.

3.13 Parâmetros práticos utilizados no projeto de aerogeradores eólicos

3.13.1 Relação da velocidade periférica TSR

A relação da velocidade especifica ou periférica TSR - Tip Speed Ratio, é um termo que substitui o número de rotações por minuto n do rotor. Serve para comparar o funcionamento de máquinas eólicas diferentes, pelo que também se pode denominar velocidade específica. O TSR indica que a periferia da pá circula com uma velocidade TSR vezes maior que a velocidade do vento $\vec{v}$ e é a relação entre a velocidade periférica $\vec{u}$ da pá e

Rw, o ponto mais externo sobre a mesma a partir do eixo de rotação e a velocidade $\vec{v}$ do vento da seguinte maneira:

$$TSR = \frac{RW}{v} = \cot g\,(\theta) = \frac{\pi Rn}{30v} \tag{3.82}$$

Se a velocidade do vento v, o raio da pá e o número de rotações n são conhecidos, pode-se calcular o TSR a qualquer distância r compreendida ente o eixo de rotação do rotor e a periferia da pá, relação de velocidades que se conhece como SR.

$$SR = \frac{2\pi rn}{60kv} \tag{3.83}$$

Onde k é uma constante de ajuste das diversas unidade que podem ser usadas, tomando os seguintes valores:

$k = 1,47$ quando a velocidade $\vec{v}$ é dada em mph e o raio em ft $k = 1$ quando a velocidade $\vec{v}$ é dada em ft/s e o raio em ft $k = 1$ quando a velocidade $\vec{v}$ é dada em m/s e o raio em m $k = 3,6$ quando a velocidade $\vec{v}$ é dada em km/h e o raio em m

Tabela 3: Máquinas de eixo horizontal

Tipo de máquina	TSR de projeto	Tipo de pá	C_L/C_D
Bombeamento d'água	1	Placa plana	10
	1	Placa curva	20-40
	1	Asa de tela	10-25
Generadores eólicos pequenos	3-4	Perfil simples	10-50
	4-6	Perfil abaulado	20-100
	3-5	Asa de tela	20-30
Generadores eólicos grandes	5-15	Perfil abaulado	20-100

3.13.2 Relações práticas entre C_D e C_L

Na figura 45 se apresenta a polar do perfil MH110 e a mesma escala a representação de C_L em função do ângulo de ataque α. Desse gráfico se obtém que a sustentação máxima aparece para uma ângulo de ataque próximo a 11° e que o arrasto mínimo se produz para um valor de $C_D = 0,006$, que corresponde a um coeficiente de sustentação $C_L = -0,21$. O melhor funcionamento de uma pá se produz para um ângulo de ataque α em que a relação C_L/C_D seja máxima, isto é, o coeficiente de sustentação tem que ser máximo (mas não necessariamente o máximo absoluto) e ao mesmo tempo o coeficiente de arrasto deve ser mínimo.

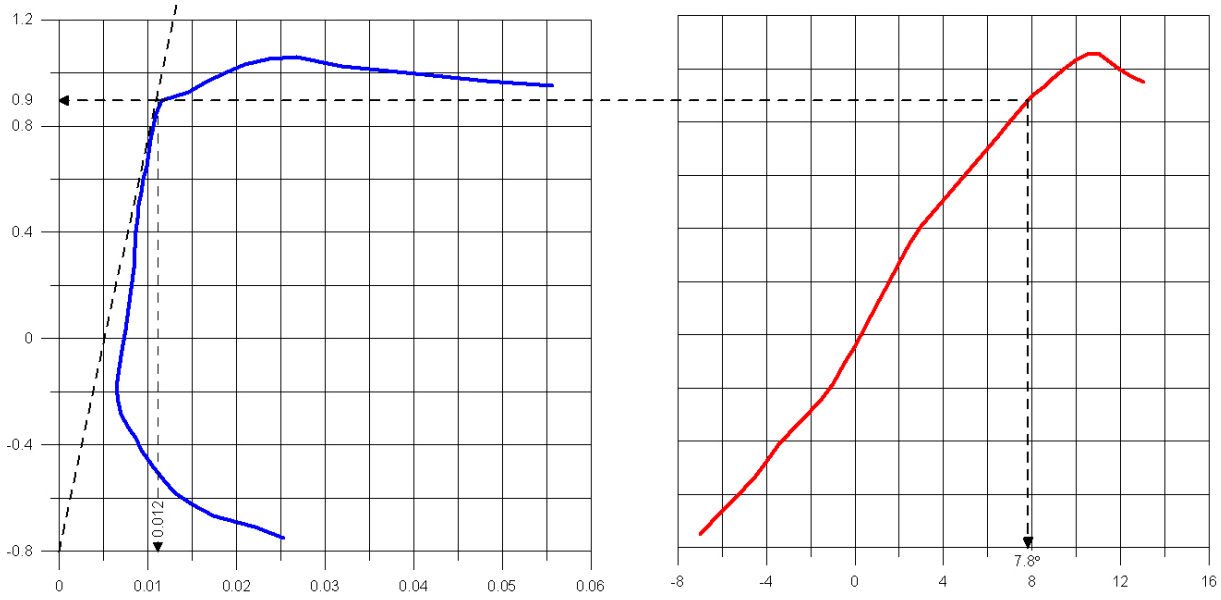


Figura 45: Coeficientes de arrasto e de sustentação do perfil MH110. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)**

Também se observa que o arrasto mínimo se produz para $C_L = 0,21$, que é um valor baixo se comparado com o máximo possível $C_L = 1,1$. Para encontrar o ângulo de ataque para o qual a relação C_L/C_D se faz máxima, traça-se uma linha desde a origem e tangente a polar. O ponto de tangência P corresponde ao máximo valor C_L/C_D do perfil da pá, proporcionando neste caso um valor de $C_L = 0,9$ e um valor de $C_D = 0,012$, obtendo-se:

$$\frac{C_L}{C_D} = \frac{0,9}{0,012} = 75 \tag{3.84}$$

Para um ângulo de ataque $\alpha = 11°$, correspondente ao valor máximo de C_L/C_D. Colocando o bordo do perfil com este ângulo, para uma determinada velocidade do vento, lhe permitirá voar em condições ótimas de funcionamento.

3.13.3 Fator de atividade FA

O fator de atividade indica a capacidade estrutural do rotor para gera energia e se define da seguinte maneira:

$$FA = \frac{100.000}{32} \int_{raiz}^{ponta} \frac{L}{R}\left(\frac{r}{R}\right) d\left(\frac{r}{R}\right) \tag{3.85}$$

Sendo: L o comprimento da corda media, R o raio e r a distância ao eixo. Os valores admissíveis do fator de atividade estão comepreendidos entre 15 e 60. com valores abaixo

de 15 o rotor sofre de resitência estrutural. Valores grandes de FA correspondem a pás largas e pequenos valores de FA correspondem a pás finas e esbeltas. Os valores de FA maiores que 15 se relacionam a valores TSR compreendidos entre $6,5$ e 10, valores de D/L da ordem de 60 e coeficiente de potência C_N da ordem de $0,4$.

3.13.4 Rendimento aerodinâmico η

Define-se o rendimento aerodinâmico η como a relação entre a potência gerada pelo aerogerador e a energia do vento que atravessa o rotor da seguinte maneira:

$$\eta = \frac{N}{\frac{\rho A v^3}{2}} \tag{3.86}$$

Na figura 46 mostra-se a relação entre o rendimento aerodinâmico η, a velocidade específica TSR e o número de pás para uma relação $D/L \to \infty$

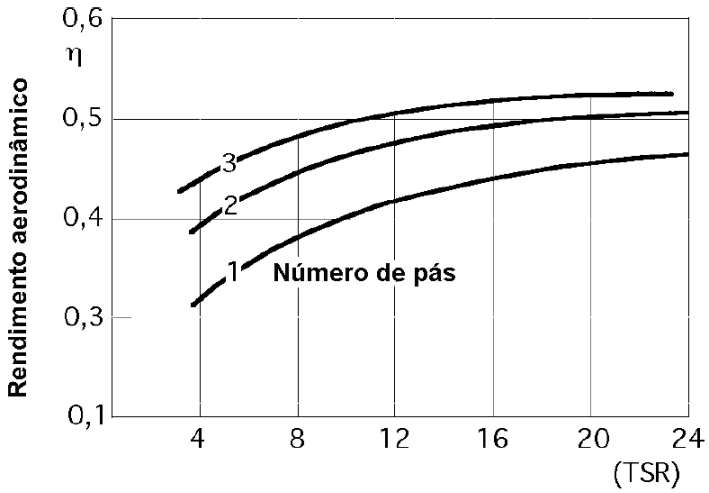


Figura 46: Relação entre o rendimento aerodinâmico, o TSR e o número de pás para, $D/L \to \infty$. **(DíEZ, 2003.)**

3.13.5 Coeficiente de torque C_M

Define-se o coeficiente de torque C_M pela equação:

$$C_M = \frac{C}{\frac{\frac{1}{2}\rho A v^3}{v} R} = \frac{C}{\frac{1}{2}\rho A v^2 R} = \frac{\frac{N_{util}}{N_{vento}}}{\frac{Rw}{v}} = \frac{\eta_{aerod}}{TSR} = \frac{C_N}{TSR} \tag{3.87}$$

Para o caso particular de um rotor de hélice, o valor da área frontal varrida é e o coeficiente C_M correspondente

$$C_M = \frac{C}{\frac{1}{2}\rho\pi v^2 R^3} \tag{3.88}$$

O torque do motor pode ser expresso também em função do rendimento aerodinâmico ou coeficiente de potência C_N e da potência útil do vento da seguinte maneira:

$$C = \frac{N_u}{w} = \frac{\eta_{aerod} N_{vento}}{w} = \frac{C_N N_{vento}}{w} \tag{3.89}$$

Tendo em conta a equação, podemos determinar a qualidade de uma máquina eólica, considerando as curvas do tipo (η_{aerod} - TSR) de onde pode-se fazer uma classificação mediante um gráfico, como o da figura 47, obtendo-se as seguintes conclusões:

1. Os moinhos multipás e savonius obtém o máximo rendimento aerodinâmico para TSR pequenos, isto é, giram a baixa velocidade. Mesmo assim, funcionam com velocidade de ventos $\vec{v}$ pequenas.

2. O rendimento aerodinâmico e, portanto, a potência útil é superior nas máquinas Darrieus e de hélice.

3. O rendimento aerodinâmico se mantém sempre abaixo do limite de Betz, e se aproximaria dele se o TSR tendesse para infinito.

4. Se o TSR for maior que 3,5 as pás funcionam principalmente por empuxo ascencional, e se é menor que 3,5, funcionam por arrasto.

Na figura 48 representou-se $\{\eta_{aerod} - TSR\}$, para hélices em função do número de pás, da relação D/L e $f = \frac{F_L}{F_D} = \frac{C_y}{C_D}$ respectivamente.

3.14 Dimensionamento de um rotor eólico

3.14.1 Área frontal varrida por uma pá

A área A varrida pelo rotor e que esta apresenta frontalmente ao vento, é um parâmetro que se utiliza com certa freqüência nos cálculos de energia eólica. Esta área, para uma hélice, é a superfície total varrida pelas pás do rotor, perpendicular a direção do vento. para um rotor de hélice, de eixo horizontal, paralelo a direção do vento, e diâmetro d, o valor de A é:

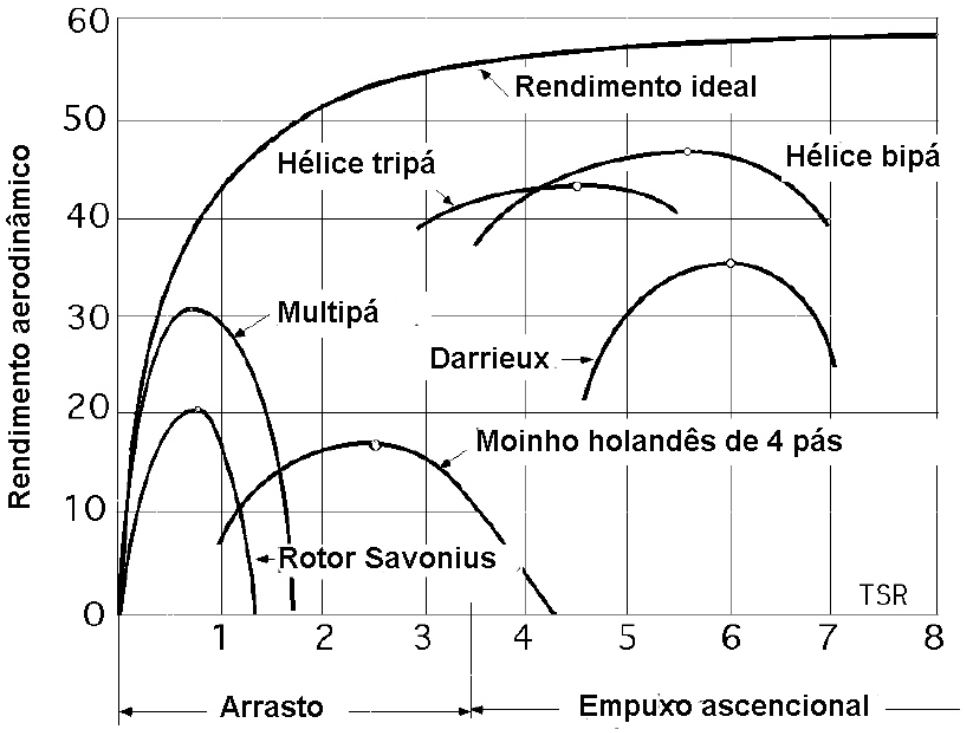


Figura 47: Curvas (η_{aerod} - TSR), **(JOHNSON, 2001.)**

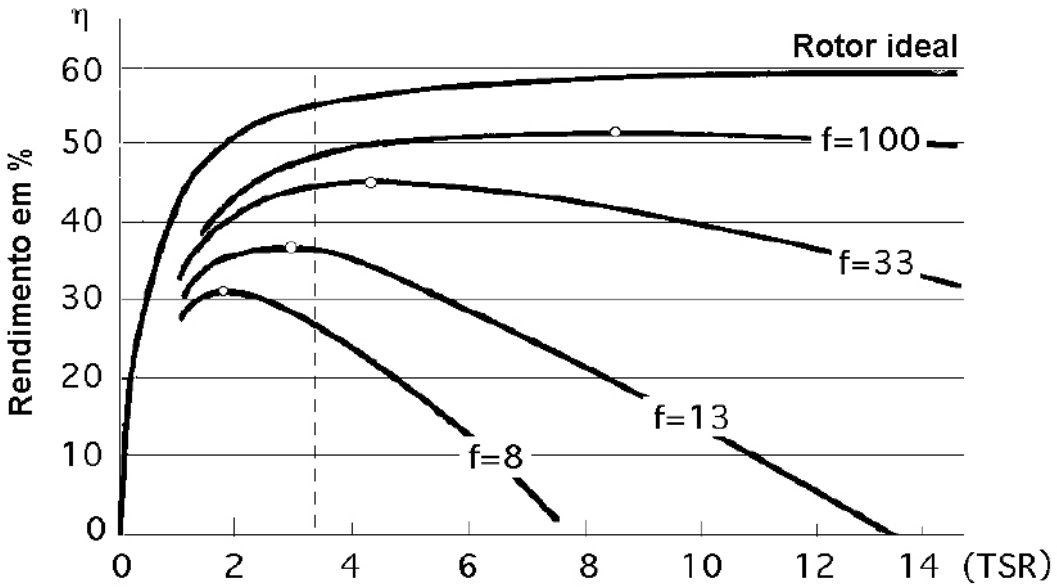


Figura 48: Curvas (η_{aerod} - TSR), para hélices. **(DíEZ, 2003.)**

$$A = \frac{\pi d^2}{4} \tag{3.90}$$

O tamanho e as dimensões de um rotor eólico se determina calculando, em primeiro lugar, a área frontal A do mesmo. Para isso, pode-se supô-la como uma máquina motriz, a qual de antemão se tem que prefixar e atribuir a energia que se deseja gerar. Ao mesmo tempo, se determina a média de energia que se pode obter a partir dos recursos eólicos do lugar onde se vai instalar a máquina eólica. Conhecidos esses dados energéticos, da máquina e da fonte de energia, iguala-se e se determina a área varrida pelo rotor, para, desta forma, se calcular o comprimento das pás. O desenho da máquina é relativamente simples, enquanto que o estudo e a eleição do lugar com recursos eólicos pode ser mais complicado, podendo-se obter resultados ajustados entre a energia que se deseja obter e a energia do veto disponível e necessária para consegui-lo. Estas médias da energia eólica necessária, N_{util}, são dadas pela equação:

$$N_{util} = N_{vento}\eta = \frac{1}{2}\rho A v^3 \eta \tag{3.91}$$

Sendo, $\eta = \eta_{aerod}$ o rendimento aerodinâmico global do aerogerador.

Esta fórmula pode ser escrita, também da seguinte maneira:

$$A = \frac{2N_{utilaero}}{\rho v^3 \eta} = \frac{93N_{utilaero}}{\eta F C_A C_T} \tag{3.92}$$

Com N_{util} em kW e de forma que F seja um fator que depende da velocidade do vento e cujos valores se indicam na tabela 4, sendo C_A e C_T dois fatores de correção da densidade do ar, em função da altitude (em metros) e da temperatura do lugar em $°C$, valores que estão compilados na tabela 5. Quando se dispõe de um aerogerador eólico instalado e se conhece a eficiência do mesmo, a fórmula anterior permite comprovar se a área frontal da máquina corresponde com as necessidades energéticas programadas de antemão. Por isso, quando se desenha uma máquina eólica é preciso fixar de forma aproximada a eficiência da mesma, que é um fator desconhecido, e para o qual se fará uso da tabela 6.

Tabela 4: Valores do fator de potência F

v(mph)	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**
F	1,07	1,78	2,62	3,74	5,13	6,82	8,86	11,3	14,1	17,3	21	25,2
v(mph)	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**	**27**	**28**	**29**
F	29,9	35,2	41	47,5	54,6	62,4	70,9	80,1	90,1	101	113	125

Tabela 5: Fatores de correção da densidade do ar

Altitude	C_A	**Temperatura** C	C_T
0	1	-18	1,13
750	0,898	-6	1,083
1500	0,819	+4	1,04
2250	0,744	+16	1
3000	0,676	+27	0,963
		+38	0,929

Tabela 6: Valores estimados da eficiencia

Máquina eólica	**Eficiência em %**	
	Construção simplificada	**Projeto ótimo**
Bomba dágua multipá	10	30
Bomba dágua multipá de tela	10	25
Bomba dágua Darrieus	15	30
Aerogerador Savonius	10	20
Aerogeradores pequenos ($< 2kW$)	20	30
Aerogeradores médios (2 a 10kW)	20	30
Aerogeradores grandes ($> 10kW$)	—	30 a 40
Gerador Darrieus	15	35

3.14.2 Tamanho das pás e coeficiente de solidez Ω

Quando uma máquina eólica dispõe de determinado número de pás Z, a superfície total das mesmas se calcula pela seguinte expressão:

Área total das pás = ZS = Solidez Ω x Área A varrida pelo rotor

Pelo que a solidez Ω do rotor pode ser interpretada como a relação entre a área geométrica da pá, $S = RL$ e a área varrida por ela em sua rotação:

$$\Omega = \frac{ZS}{\pi R^2} = \frac{ZRL}{\pi R^2} = \frac{ZL}{\pi R} \tag{3.93}$$

Para obter a superfície de uma pá divide-se a área total assim obtida pelo número de pás. O coeficiente de solidez Ω guarda uma relação inversa com o TSR, figura 49.

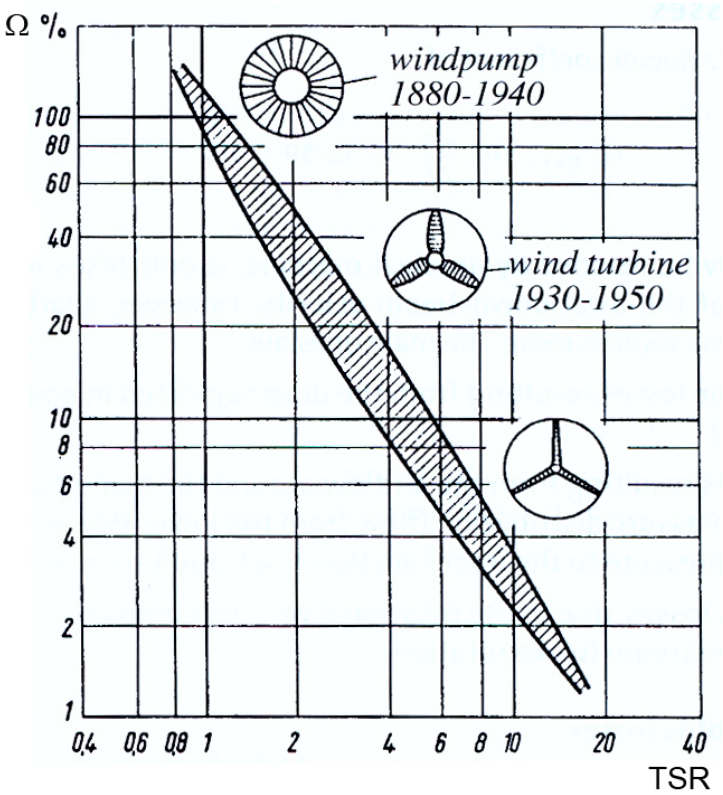


Figura 49: Relação entre o coeficiente de solidez Ω e o TSR. **(GASCH; TWELE, 2002.)**

3.15 Resistência aerodinâmica do rotor

3.15.1 Força centrífuga

A forca centrífuga empurra as pás para fora e tendem a arrancá-las do cubo do rotor é dada pela equação:

$$F_{cent} = \frac{1}{2}G\frac{u^2}{r_G} = \frac{1}{2r_G}G\left(\frac{\pi r_G n}{30}\right)^2 = \frac{\pi^2}{1800r_G}G\left(r_G n\right)^2 = \frac{\pi^2}{1800r_G}G\left[\frac{kv\left(SR\right)_G}{0,105}\right] = \frac{0,1034G\left[kv\left(SR\right)_G\right]^2}{r_G} \tag{3.94}$$

Onde: G é o peso da pá em kg, e k um valor que depende das unidades, SR_G é a relação da velocidade tangencial referida ao vento no centro de gravidade da pá a distância r_G. r_G é a distância em metros, desde o eixo de rotação do rotor até o C.G. da pá. Como a velocidade do vento está elevada ao quadrado, um aumento brusco da mesma originaria um grande aumento da força centrífuga.

Para um rotor que funciona com um TSR fixo, a força centrífuga cresce com o quadrado da velocidade do vento. Existem duas condições operacionais a ter em conta para

o calcula da força centrífuga:

1. A primeira coisa que deve ser prevista, quando o rotor esta em fase de desenho ainda, é a velocidade máxima do vento que a máquina poderá suportar antes que o regulador comece a limitar o seu número de rotações.

2. Uma vez construídas a máquina e esta entra em funcionamento, se ela por alguma razão acelera, por falha no mecanismo de regulagem, deve-se prever a máxima velocidade que se pode permitir alcançar. Se a máquina eólica é pequena, pode suportar um excesso na velocidade de rotação de ate 50%, mas se a máquina é grande, nestas circunstâncias ela ficaria avariada e inutilizada.

3.15.2 Resistência aerodinâmica da pá

Um fórmula aproximada para determinar a resistência de um aerogerador em rotação, imerso em uma corrente de ar de velocidade v, pode ser expressa da seguinte forma:

Em que A é dado em m^2 e v em m/s.

3.15.3 Momento fletor da pá

O momento fletor da pá é calculado a partir das forças aerodinâmicas que atuam sobre as pás, que são paralelas ao eixo de rotação, a distancia r_G do mesmo e são calculadas da seguinte maneira:

$$M_{fletor} = r_G F_{aerod} \tag{3.95}$$

Que proporciona um valor aproximado, somente, porque os valores que intervém no cálculo são também aproximados, mas suficientes para um grande número de aplicações. Para valores exatos, seria necessário uma formulação mais complexa. O ponto de máximo esforço, e que portanto estará sujeito a fadiga máxima, encontra-se situado no engaste da pá com o cubo.

3.15.4 Momento torsor

O momento de torsão das pás com relação ao eixo de rotação (torque motor) é dado pela seguinte expressão:

$$C = \frac{N_{geradarotor}}{w} = \frac{N_{util} d}{2\,(TSR)\,v} \tag{3.96}$$

onde N_{util} em kgm/s, d em m e v em m/s

A equação anterior pode ser escrita, também, da seguinte maneira:

$$C = \frac{51 N_{util} d}{(TSR)\,v} \tag{3.97}$$

O torque motor C, obtido dessa forma, é o total, e para saber o torque originado de cada pá, divide-se o torque total pelo número de pás. Deve-se ter em conta que a potência N_{util} a ser usada é a que se tem no eixo do motor, e não no eixo de saída do gerador ou outro aparato impulsionado pelo aerogerador. Esse momento atua no plano de rotação, e a máxima tensão se localiza também no engaste das pás com o rotor. O torque aumenta com o coeficiente de solidez Ω.

3.16 Cálculo simplificado de aerogeradores rápidos de eixo horizontal

3.16.1 Diâmetro do rotor

Para calcular o diâmetro do rotor, iguala-se a potência específica proporcionada pelo gerador, a potência de saída do sistema a velocidade máxima do vento. Supondo os seguintes dados:

$N_{util} = 1kW$; $\rho = 1,25kg/m^3$; $v = 6,7m/s$; $\eta = 25\%$

$1kW = \frac{10^{-3}}{2} * 1,257 * (6,7)^3 * A * 0,25\ A = 21,27m^2$

e o diâmetro d é igua a $d = 5,25m$

Ao se aumentar o rendimento para 36%, para obter-se a mesma energia de 1kW, poderia-se diminuir o rotor,:

$A = 15,2m^2$; $d = 3,75m$

Um aumento na velocidade do vento implica na diminuição do diâmetro das pás para se obter a mesma potência.

3.16.2 Acoplamento rotor eólico-gerador elétrico

No acoplamento do rotor ao gerador elétrico, através de uma redução, deve-se ter em conta a rotação a qual o gerador irá funcionar. Ao se selecionar um gerador elétrico para trabalhar em baixa velocidade (por exemplo para carregar baterias), o rotor pode ser posto para trabalhar na velocidade máxima do vento. Se em nosso exemplo supomos que o gerador requer $300rpm$ para gerar potência de $1kW$ e o rotor funciona com estas $300rpm$, não é necessário colocar nenhuma redução e o acoplamento será direto. Essa rotação corresponde a um TSR igua a:

$TSR = 0,105\frac{rn}{v} = 0,105 * \frac{\frac{5,25}{2}300}{6,7} = 12,34 > 10$

Que é um valor um pouco elevado. Ao se colocar um redutor, com uma relação, por exemplo de $2:1$, poreria se utilizar um rotor que funcionasse a uma velocidade inferior, $150rpm$, reduzindo o TSR para $6,17$, que é um valor mais apropriado. Se o que se deseja é acionar um gerador elétrico, este requer uma velocidade síncrona a uma rpm constante e esta virá perfeitamente determinada em função da freqüência da energia elétrica a ser obtida e do número de pólos do mesmo, da seguinte forma:

50 ciclos/s x 60s = 3000 = $n_{(rpm)alt}$ x (n° de pares de polos)

Para 2 pares de pólos, $n = 1500rpm$, o que implicaria uma redução de $5:1$ funcionando o rotor a $300rpm$. Um aumento do número de pares de pólos diminui esse fator de redução.

3.16.3 Solidez das pás

Uma vez selecionada a relação de redução do acoplamento rotor-gerador e para tanto o TSR, determina-se a solidez Ω mediante o gráfico da figura 49 e o número de pás segundo a tabela 7.

Tabela 7: Número de pás em função do TSR

TSR	1	2	3	4	5 a 8	8 a 15
Número de pás	6 a 20	4 a 12	3 a 8	3 a 5	2 a 4	1 a 2

Deduzindo-se que para um TSR=6, a solidez deve ser da ordem de 5% e o rotor tripá. Portanto, o número de pás de um aerogerador não é de grande importância em sua atuação, sendo os critérios de seleção mais econômicos do que técnicos, uma vez que quanto maior o número de pás maior o custo, quanto mais pás, maior o torque de partida.

3.16.4 Perfil da pá

Perfis com altos valores de D/L, da ordem de 60, para C_L próximo da unidade são mais interessantes. A espessura do perfil diminui desde o engaste com o cubo ate a periferia. Quando a espessura do perfil aumenta, diminui a relação D/L, e o perfil transmite menos força ao rotor. Como os perfis grossos devem estar mais próximos do cubo , por razoes estruturais,, produzem pouco torque, e por isso pode-se suprimir essa zona. Concretamente, em uma região de 10 a 15% próximo ao cubo, não é necessário colocar perfis aerodinamicos. Na periferia das pás, estas nunca devem superar espessuras de 18%. Para perfilar uma pá deve-se proceder, em primeiro lugar, um esquema da mesma, figura 50, dividindo-se a pá em varias seções, e calculando a relacao de velocidades SR correspondentes a cada uma delas.

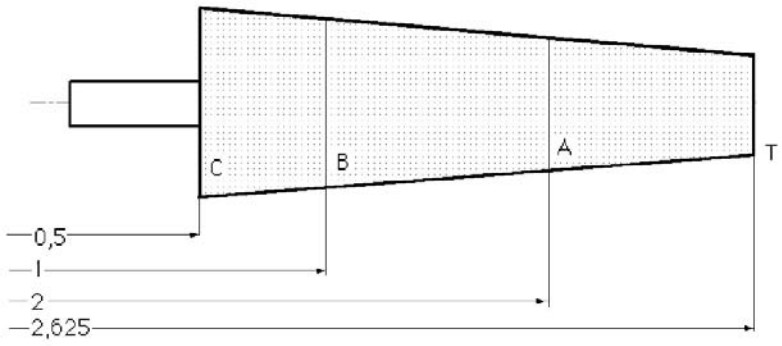


Figura 50: Divisão de uma pá **(DíEZ, 2003.)**

$$SR = \frac{TSRr}{R} \Rightarrow \begin{cases} SR_T = \frac{6*2,625}{2,625} = 6; SR_A = \frac{6*2}{2,625} = 4,57 \\ SR_B = \frac{6*1}{2,625} = 2,29; SR_C = \frac{6*0,5}{2,625} = 1,14 \end{cases} \tag{3.98}$$

Neste procedimento utilizou-se apenas três seções, embora na prática, a pá possa ser dividida em dez ou mais partes.

3.16.5 Valores de θ

Tendo em conta os gráficos das figuras 51 e 52, determinam-se o ângulo θ e um parâmetro de forma (SP) a partir de SR, da seguinte maneira:

$$\begin{cases} q_T\,(6,00) = 6,3°; (SP)_T = 0,17 \\ q_A\,(4,57) = 7,3°; (SP)_A = 0,32 \\ q_B\,(2,29) = 16°; (SP)_B = 1,02 \\ q_C\,(1,14) = 28°; (SP)_C = 2,40 \end{cases}$$

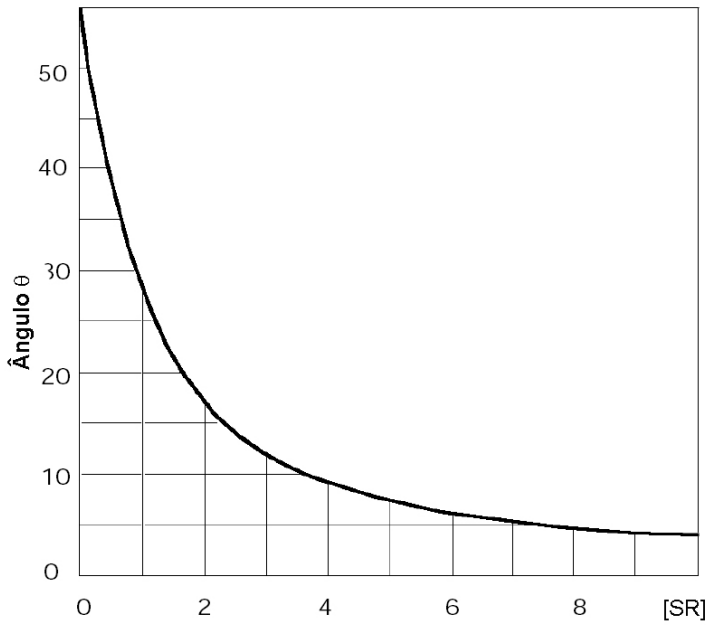


Figura 51: Valores de θ em função de SR. **(DíEZ, 2003.)**

3.16.6 Cálculo dos coeficiente de sustentação C_L máximo

Uma vez eleito o tipo de perfil e determinado o coeficiente C_D que se obtém de sua polar, determina-se o comprimento L da corda. Para o perfil FX60-126 da figura 45, o valor máximo de $C_L = 1,08$ se obtém da relação:

$\frac{C_L}{C_D} = \frac{1,08}{0,0108} = 100$

assim como o ângulo de ataque correspondente, $\alpha = 5°$

3.16.7 Comprimento da corda

Para cada distância radial r, calcula-se o comprimento da corda mediante a seguinte expressão:

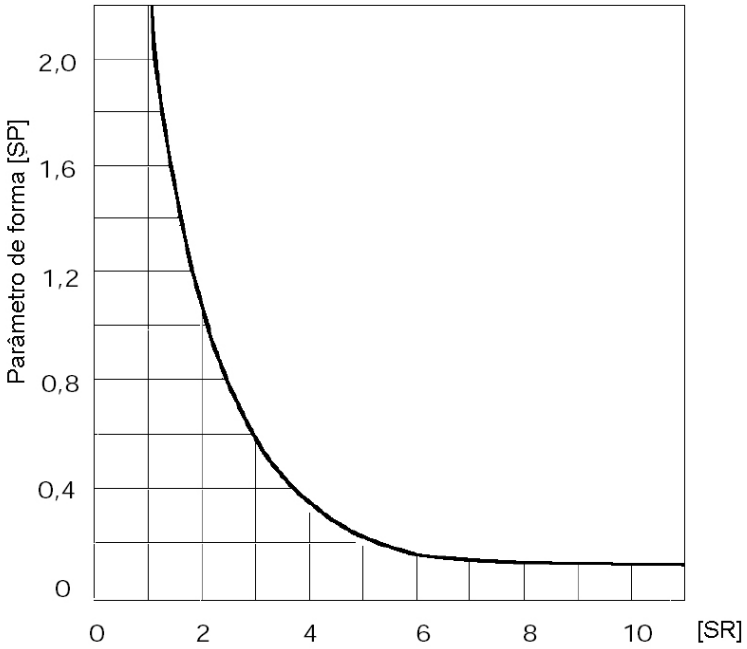


Figura 52: Valores do parâmetro de forma SP em função de SR. ((**DíEZ, 2003.**))

$$L = \frac{r\,(SP)}{C_L Z} \tag{3.99}$$

Sendo Z o número de pás Os comprimentos das cordas correspondentes às diversas seções são:

$L_T = \frac{2{,}625*0{,}17}{1{,}08*3} = 0,1377m$ $L_A = \frac{2{,}0*0{,}32}{1{,}08*3} = 0,1975$ $L_B = \frac{1{,}0*1{,}02}{1{,}08*3} = 0,3148$ $L_B = \frac{0{,}5*2{,}40}{1{,}08*3} = 0,37m$

3.16.8 Relação R/L da pá

A relação ΔL entre a envergadura da pá (seu comprimento) dada pelo se raio máximo R e a média das cordas nas distintas seções consideradas:

$\hat{L} = \frac{0{,}1377+0{,}1975+0{,}3148+0{,}37}{4} = 0,255m$

Permite obter para o raio máximo $R = 2,625m$, o valor $\Delta L = \frac{2{,}625}{0{,}255} = 10,29$ que serve para corrigir o ângulo de incidencia α

3.16.9 Correção do ângulo de ataque α

O ajuste do ângulo de ataque α para um valor ótimo da relação C_L/C_D se faz mediante a seguinte equação empírica:

$\alpha = -\alpha_0 + \frac{C_L}{0{,}11}\left(1 + \frac{3}{\Delta L}\right) = -5^\circ + \frac{1{,}08}{0{,}11}\left(1 + \frac{3}{10{,}29}\right) = 7,68^\circ$

Que é, em uma primeira aproximação, constante para todas as cordas, tomando o valor médio ΔL L obtido anteriormente para as mesmas. Pode-se calcular com maior precisão tomando para cada distância da corda correspondente, e tratando cada seção como um caso particular.

3.16.10 Ângulo de inclinação β

Um fator importante no desenho de superfícies helicoidais é determinar a torsão que a pá de forma que seu ângulo de inclinação β não seja constante, isto é, deve existir uma variação desse ângulo ao longo de todo o perfil, de forma a consertar o fato de que para diversos raios ao longo da pá, a velocidade de saída do vento u vento varia com a distância ao centro de rotação, o que faz com que o ângulo θ não seja constante em cada seção do perfil. O ângulo β se chama também ângulo de torção e se determina mediante a correcao do ângulo de ataque α, obtendo-se para cada seção transversal a inclinação das diferentes cordas da pá, para cada distancia r ao centro de rotação, mediante a equação $\beta = \theta - \alpha$, da seguinte maneira:

$\beta_T = 6,3^\circ - 7,68^\circ = -1,38^\circ$ $\beta_A = 7,3^\circ - 7,68^\circ = -0,38^\circ$ $\beta_A = 16^\circ - 7,68^\circ = +8,32^\circ$ $\beta_A = 28^\circ - 7,68^\circ = +20,32^\circ$

Que determinam o ângulo β que a corda forma em cada seção do perfil da pá com relação ao plano de rotação.

3.17 O Projeto da turbina eólica GRW5000

Turbinas eólicas são equipamentos mecânicos complexos que exigem ampla variedade de conhecimentos em seu projeto. Ainda que a metodologia a ser empregada na execução do projeto deva atender aos requisitos básicos de engenharia para o tipo de produto em questão há ainda espaço para sua adaptação à experiência e ao gosto pessoal da equipe de projeto envolvida.

Ao longo das diversas etapas do trabalho os projetistas freqüentemente são levados a

tomar decisões de escolha entre as alternativas possíveis para atender cada requisito ou necessidade de projeto.

Atualmente, existem várias alternativas de conjuntos eólicos, com o uso de geradores de corrente contínua, geradores síncronos, geradores assíncronos e geradores de comutador de corrente alternada.

Cada tipo oferece vantagens e desvantagens que devem ser analisadas com cuidado na sua incorporação aos sistemas de conversão de energia eólica.

Também devem ser estudadas e analisadas as seguintes condições:

- regularidade do vento: variações na direção e intensidade da velocidade;
- intensidade do vento: disponibilidade energética do local destinado à instalação do sistema eólico;
- exigência de freqüência e tensão constante na energia final produzida;
- facilidade de instalação, operação e manutenção devido ao isolamento geográfico de tais sistemas, sobretudo em caso de pequena escala de produção implicando na necessidade de alta confiabilidade.

3.18 Fundamentos para o dimensionamento estrutural dos componentes

As cargas de projeto são obtidas aplicando-se os fatores de segurança e qualidade propostos em normas e requisitos sobre as cargas de serviço calculadas para cada componente. Teorias de resistência dos materiais são usadas na definição das dimensões adequadas ao atendimento de critérios de resistência e rigidez.

Na definição das cargas de serviço deve ser avaliado cada um dos tipos de carregamento atuantes sobre os componentes bem como a combinação dos carregamentos que eventualmente atuem simultaneamente.

Ferramentas computacionais de engenharia podem ser usadas para simulação da rigidez e resistência de todo o conjunto de modo a verificar que não haja interferências entre eles, e avaliar a adequação do dimensionamento.

3.18.1 Cargas atuantes

3.18.1.1 Carregamento aerodinâmico

O escoamento de uma massa fluida, o ar, através da envergadura da pá, gera forças de reação aerodinâmica. As cargas aerodinâmicas são cargas estáticas e dinâmicas causadas pelo fluxo de ar e sua interação com os elementos estacionários e móveis do sistema eólico.

As condições do escoamento dependem da velocidade angular do rotor Ω, da velocidade média do vento incidente sobre o plano de rotação U, do ângulo de pá β da densidade do ar ρ e dos perfis aerodinâmicos utilizados na construção dos componentes e seus efeitos interativos, incluindo fenômenos aeroelásticos e turbulência.

A reação aerodinâmica pode ser decomposta em uma força de sustentação L, perpendicular à direção do escoamento local e uma força de arrasto D, paralela à direção do escoamento. A direção do escoamento é definida em função das velocidades do vento, rotação das pás e aquelas induzidas pela natureza do escoamento.

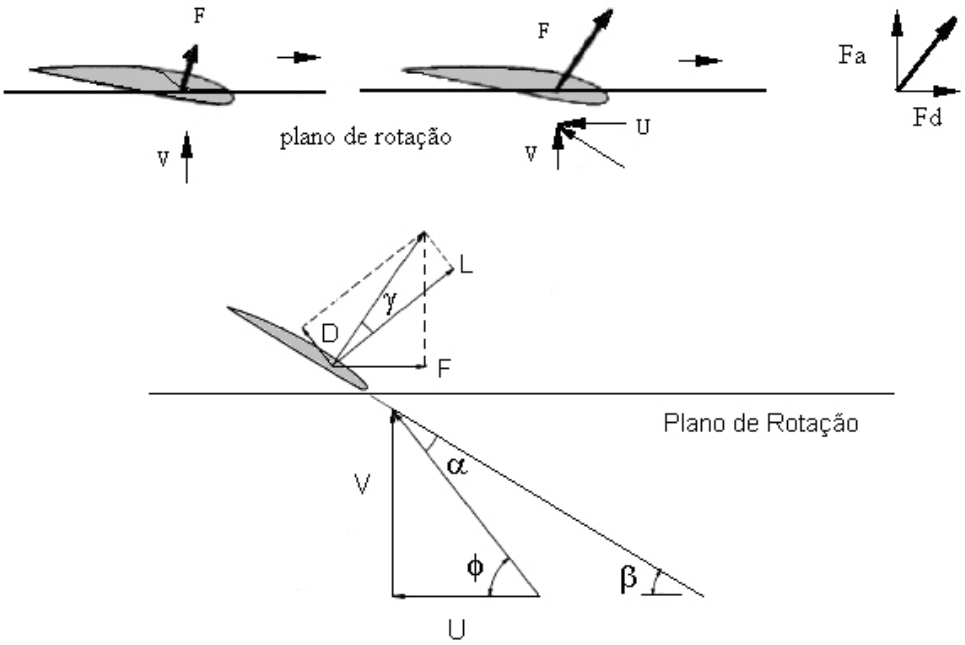


Figura 53: Projeção das forças aerodinâmicas. **(DíEZ, 2003.)**

Como mostrado na Figura 53, a reação aerodinâmica F pode ser decomposta numa força F_a que é a projeção das forças aerodinâmicas no sentido perpendicular ao plano de rotação e na força F_d que atua na direção paralela ao plano de rotação das pás.

A força F_d é responsável pela rotação do motor gerando o torque útil de saída da

turbina e a força F_a , que deverá ser resistida pela torre, provoca esforços de flexão nas pás. Considerando agora, a distribuição das forças aerodinâmicas ao longo da corda da pá, elas geram um momento em torno do eixo longitudinal, provocando esforços de torção ao longo da envergadura da pá.

Os momentos de flexão e torção podem ser determinados de acordo com as seguintes equações:

$$M_f = \frac{1}{2}.\rho.\int_0^S c(x).V^2(x).Cl(x).x.dx \tag{3.100}$$

onde M_f é o momento de flexão fora do plano na seção; ρ é a densidade do ar, $c(x)$ é a corda na seção; $V(x)$ é a velocidade resultante na seção; $C_L(x)$ é o coeficiente de sustentação local; x é a distancia em relação à extremidade

e:

$$Mt = \frac{1}{2}.\rho.\int_0^S c^2(x).V^2(x).Cm(x).dx \tag{3.101}$$

onde M_t é o momento de torção na seção; ρ é a densidade do ar; $c(x)$ é a corda na seção; $V(x)$ é a velocidade resultante na seção; $C_m(x)$ é o coeficiente de momento local; x é a distancia em relação à extremidade.

O esforço torsional provocado pelo momento aerodinâmico é transferido para o cubo na fixação da pá, e para outros componentes ligados ao cubo. Então para estes componentes, é necessário um estudo do comportamento estrutural (resistência e rigidez) sofridos por eles, devido à torção descrita.

Uma estimativa do momento causado pela força de precessão, pode ser feito através da expressão:

$$M_Z = 3 \cdot \omega \cdot \dot{\theta} \cdot I_P \tag{3.102}$$

onde M_Z é o momento devido à força de precessão, ω é a velocidade angular da pá da turbina, θ é a velocidade angular da turbina em torno do eixo central da torre e I_P é o produto de inércia em torno do centro de rotação.

3.18.1.2 Carregamento gravitacional

As cargas gravitacionais são provenientes da ação estática da aceleração gravitacional. No caso das pás de turbinas eólicas de eixo horizontal, esta aceleração provoca ao longo da envergadura uma carga senoidal, visto que o elemento em consideração está girando num plano de rotação ortogonal à aceleração gravitacional.

Assim, as cargas impostas pela ação da gravidade ao longo da envergadura das pás variam de cargas de tração de um lado e de cargas de compressão de mesma intensidade na posição oposta à primeira. A carga radial provocada pela ação gravitacional pode ser determinada pela seguinte expressão:

$$F_G = -g.m_P.\cos\phi \int_0^S c(x).dx \tag{3.103}$$

onde F_G é a forca gravitacional na seção, m_P é a massa especifica da pá, $c(x)$ é a corda na seção, φ é o ângulo em relação ao eixo vertical e g é a aceleração gravitacional.

3.18.1.3 Carregamento inercial

As cargas inerciais são provocadas pela ação dinâmica da aceleração centrifuga ao longo das pás devido ao peso próprio, causando forcas nas direções radial e axial das pás. Este carregamento tem como efeito secundário o alivio do momento (fora do plano) causado pela força de sustentação. As cargas inerciais podem ser divididas entre cargas radiais e cargas axiais ao longo da pá. A determinação destas componentes pode ser feita pelas equações a seguir:

$$F_{IR} = m_P.\cos\theta. \int_0^S c(x).V^2(x).\frac{1}{r(x)}.dx \tag{3.104}$$

onde F_{IR} é a forca inercial radial na seção, m_P é a massa especifica das pás, $c(x)$ é a corda na seção, $V(x)$ é a velocidade resultante na seção, R é o raio da pá, x é a distancia em relação à extremidade, $r(x) = R - x$ é o raio local e θ é o ângulo entre o plano de rotação e o plano ortogonal ao eixo.

$$F_{IA} = m_P.sen\theta. \int_0^S c(x).V^2(x).\frac{1}{r(x)}.dx \tag{3.105}$$

onde F_{IA} é a forca inercial axial na seção, m_P é a massa especifica das pás, $c(x)$ é a corda na seção, $V(x)$ é a velocidade resultante na seção, R é o raio da pá, X é a distancia em relação à extremidade, $r(x) = R - x$ é o raio local e θ é o ângulo entre plano de rotação e o plano ortogonal ao eixo

Também se deve considerar o efeito giroscópico sobre a estrutura. Este efeito é verificado quando movimentos rotacionais em torno de dois eixos perpendiculares entre si são aplicados em um corpo. O momento provocado pelo efeito giroscópico pode ser determinado pela seguinte equação:

$$M_G = 2.\omega.\Lambda.\cos\phi \int_0^S R^2(x).m_P(x).dx \tag{3.106}$$

onde M_G é o momento flexor giroscópico, ω é a velocidade de rotação das pás, m_P é a massa especifica, Λé a velocidade de guinada, R é o raio da pá, X é a distancia em relação à extremidade, $r(x) = R - x$ o raio local e φ é o ângulo em relação ao eixo vertical.

Estes efeitos giroscópicos são da ordem de apenas 5% do valor máximo do momento flexor (fora do plano) devido às cargas aerodinâmicas. (PROVENZA, 1990.) Assim, para o presente caso, não são considerados estes carregamentos para efeito do dimensionamento estrutural, visto que os limites são determinados pelos carregamentos aerodinâmicos.

3.18.1.4 Carregamento operacional

As cargas operacionais são provenientes das condições de operação e controle de velocidade e torque do sistema eólico. Incluem também frenagem mecânica e carregamentos transientes causados por paradas e partidas, entrada e saída do gerador elétrico e de movimentos da turbina ao longo do eixo vertical. Neste trabalho os efeitos operacionais não são considerados por apresentarem, de acordo com a literatura, níveis de cargas subcríticos em relação às cargas aerodinâmicas e inerciais.

3.18.2 Estimativa do cálculo da potência

A energia cinética de massas de ar em movimento, na forma de vento, pode ser calculada por:

$$E_C = \frac{1}{2} m V^2 \tag{3.107}$$

onde m é a massa de ar e V a sua velocidade.

As turbinas eólicas não permitem converter a totalidade da energia do vento em energia útil. A potência recuperável por uma turbina eólica é função da velocidade do vento ao cubo, conforme equação abaixo:

$$P = \frac{1}{2}.\rho.A.V^3.C_p.N_g \tag{3.108}$$

onde P é a potência, ρ é a densidade do ar, A é a área do rotor exposto ao vento, V é a velocidade do vento, C_P é o coeficiente de potência, valor baseado no limite de Betz e N_g é a eficiência do sistema mecânico.

3.19 Desenvolvimento das tarefas

A revisão bibliográfica evidencia, no cenário mundial, a participação crescente da energia eólica dentro da matriz energética com o conseqüente interesse em seu desenvolvimento.

De fato, programas governamentais e privados em vários países vêm permitindo sua capacitação para produzir os equipamentos necessários ao atendimento de suas necessidades internas bem como entrar num reduzido número de fornecedores de equipamentos e serviços nessa área.

Assim julgamos importante que se desenvolvam no Brasil pesquisas capazes de capacitar o país em todo o ciclo do conhecimento de utilização da energia eólica.

A proposta essencial desse trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia para o projeto de turbinas eólicas de eixo horizontal de baixa potência.

Nessa metodologia as características operacionais, de controle e o desempenho dos equipamentos de conversão da energia mecânica em energia elétrica são adotadas como dados de entrada do projeto da turbina eólica e do sistema de variação de passo. Portanto, esses equipamentos sãoabordados no nível de especificação e não do ponto de vista de seus projetos específicos.

A metodologia proposta abrangeos vários aspectos necessários ao projeto da turbina eólica sendo organizados conforme o fluxograma mostrado na Figura 14.

No texto final do trabalho estão descritas e comentadas as várias etapas do projeto, a saber:

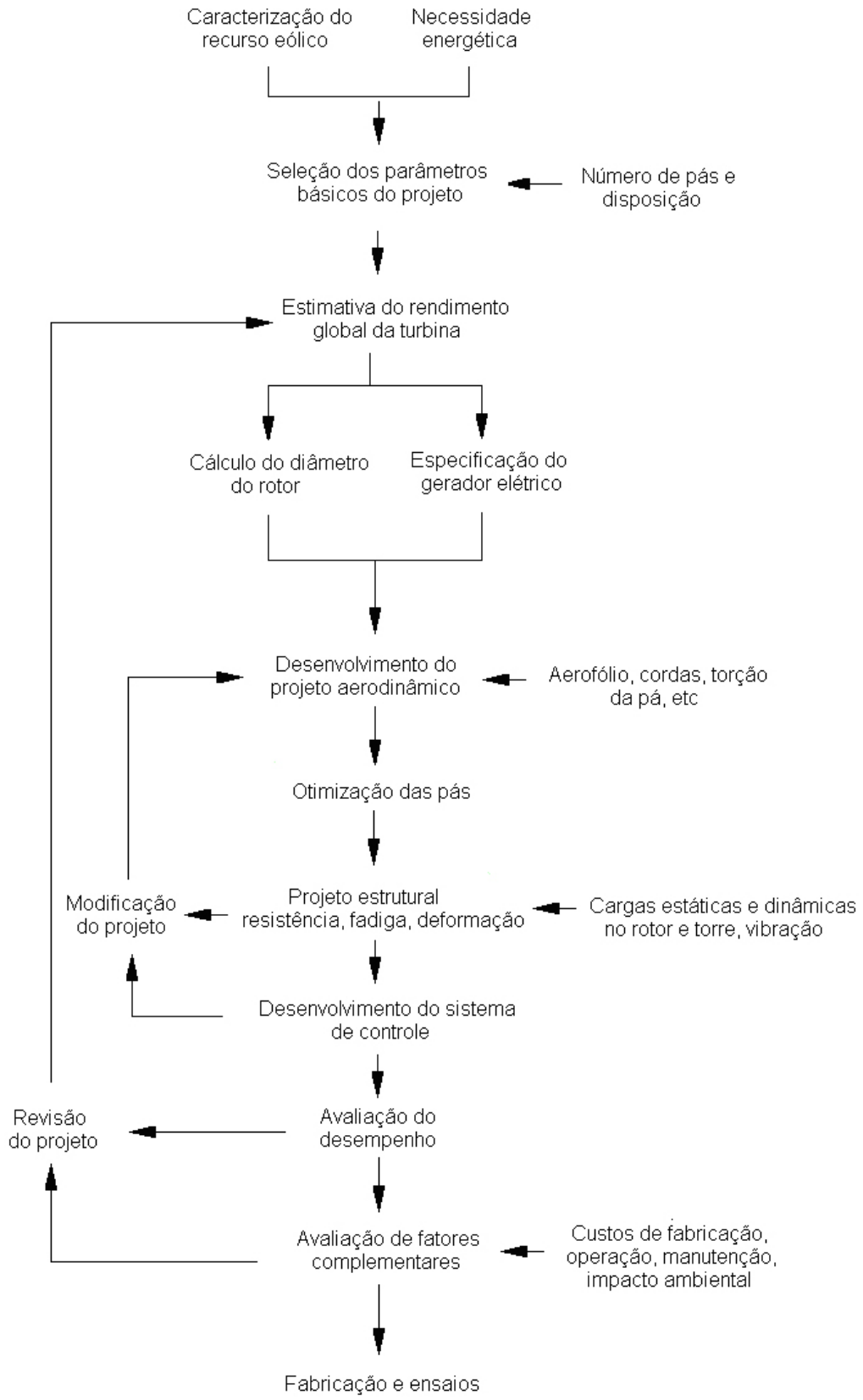


Figura 54: Fluxograma da metodologia de projeto. **(RIBEIRO, 2006.)**

- projeto conceitual global
- projeto conceitual de sistemas
- estudos comparativos
- análise de normas e requisitos
- definição do desempenho almejado
- especificação preliminar
- cálculos aerodinâmicos prévios
- cálculos estruturais prévios
- otimização do projeto aerodinâmico das pás
- desenvolvimento de sistema de variação de passo
- desenvolvimento de sistema para alinhamento com o vento
- estudo dos mecanismos
- dimensionamento dos componentes
- detalhamento dos componentes
- revisão do projeto
- especificação final
- desenhos de fabricação
- fabricação
- ensaios preliminares

3.20 NORMA IEC

A IEC- International Eletrotechnical Commission publicou, a partir de 1988, uma padronização internacional estabelecendo requisitos de segurança aplicáveis à construção de sistemas eólicos de geração de energia elétrica. Segundo a norma IEC 61400-1 Wind Turbine Generator Systems - Part 1, são estabelecidos cinco classes distintas de turbinas

eólicas a fim de enquadrar as diferentes condições de ventos em cada local, onde o numero de indicação da classe de uma turbina cresce com a diminuição da intensidade do vento. Os parâmetros de vento para cada classe de turbina estão dispostos na tabela 8 a seguir.

Tabela 8: Classes de turbinas

Parâmetro (Vel)	**Classe I**	**Classe II**	**Classe III**	**Classe IV**	**Especial**
Vento Referencia	50	42,5	37,5	37,5	Determinada em função das condições locais
Media Vento Anual	10	8,5	7,5	7,5	
Vento Rajada 50 anos	70	59,5	52,5	52,5	
Vento Rajada 1 ano	52,5	44,6	39,4	39,4	

A intensidade de vento usada como referência é definida como sendo a maior intensidade média do vento durante um período de dez minutos, à altura do cubo do rotor, considerando-se os últimos cinqüenta anos. Para permitir a definição de parâmetros para um local onde as condições não se enquadrem nas classes estabelecidas, a classe cinco permite que tais parâmetros sejam estabelecidos pelo fabricante. O valor da densidade do ar normalmente considerado é de $1,225Kg/ms$. Um parâmetro de extrema importância no dimensionamento de turbinas eólicas é a intensidade da turbulência no local de operação, que é definida como sendo a razão entre a variância da velocidade do vento e a velocidade média. A norma estabelece dois níveis de intensidade de turbulência, designados por categoria A (maior) e categoria B (menor), que são independentes da classe de vento citada anteriormente. Em cada caso, a turbulência varia com a velocidade média do vento à altura do cubo da turbina, $\bar{U}$ de acordo com a fórmula

$$I_U = \frac{I_{15}.(a+15/\overline{U})}{(a+1)}$$

Onde I_{15} indica a intensidade da turbulência à velocidade média de $15m/s$, definida como 18% para a categoria A e 16% para a categoria B. A constante a assume os valores 2 e 3 para as categorias A e B respectivamente. A carga final de projeto de cada componente é calculada como sendo a soma dos produtos de cada carregamento individual pelo fator de segurança aplicável. Os fatores de segurança estabelecidos pela norma IEC 61400-1 para cada tipo de carregamento estão mostrados na Tabela 9.

Fonte de Carga	**Cargas Desfavoráveis**	**Cargas Favoráveis**
Aerodinâmica	1,35	0,9
Operacional	1,35	0,9
Gravitacional	1,10	0,9
Inércia	1,25	0,9

Tabela 9: Fatores de segurança

De acordo com a norma, especialmente em situações onde cargas variáveis resultem

em efeitos dinâmicos, as cargas originadas por cada fonte, seja ela aerodinâmica, gravitacional, inercial ou operacional, não podem ser analisadas separadamente. O fator de carga referente às cargas de fadiga é definido como sendo a unidade. O dimensionamento estrutural de sistemas eólicos de geração de energia deve ser baseado na verificação da integridade estrutural dos componentes responsáveis por suportar as cargas impostas pelas condições de operação. A carga final de projeto e a carga de fadiga dos membros estruturais devem ser verificados por cálculos ou ensaios para demonstrar a integridade estrutural da turbina eólica de acordo com um nível apropriado de segurança. Um nível de segurança aceitável deve ser estabelecido de forma a garantir que as cargas não excedam os níveis suportados pelos materiais empregados na construção. O nível de carregamento em qualquer teste de carga deve atender ao estabelecido de acordo com os fatores de segurança utilizados nos cálculos. A análise estrutural será considerada de acordo com a norma ISO 2394, que estabelece as cargas limites e operacionais aceitáveis. O objetivo deste enfoque é manter uma probabilidade de se atingir uma condição limite abaixo de um certo valor de acordo com o tipo de estrutura em questão. As cargas limites correspondem às situações de perda de equilíbrio, ruptura de elementos críticos ou deformações excessivas e colapso estrutural. As cargas operacionais limites correspondem às deformações que afetam a eficiência operacional ou a aparência do sistema, vibrações excessivas que provocam desconforto ou afetam elementos não estruturais do sistema e danos locais que reduzem a durabilidade da estrutura. Para controlar os limites operacionais, é necessário que se considere as condições limite estabelecidas na norma IEC 61400-1.

3.21 Condições operacionais

As condições operacionais utilizadas para a determinação das cargas de projeto do presente trabalho serão estimadas em função das velocidades dos ventos de acordo com uma escala empírica, a escala de Beaufort. Esta escala estabelece 12 diferentes níveis de intensidade do vento e podem ser estimados de acordo com a influência que o vento tem sobre o mar e a terra. Os níveis de intensidade estabelecidos pela escala Beaufort são os dispostos na tabela a seguir.

Utilizando como referência a escala de Beaufort, figura 55 adotaremos como condição operacional para a turbina eólica em questão um valor de intensidade de vento correspondente ao nível 9 ou seja, com velocidades de ate $21.5m/s$ cuja influencia em terra inclui danos nas partes salientes das árvores e a impossibilidade de se caminhar contra o vento. Esta estimativa, apesar de não remeter às condições históricas de ocorrências climáticas,

Força	Designação	m/seg	km/h	nós	Aspecto do Mar	Influência em Terra
0	CALMARIA	0 a 0,5	0 a 1	0 a 1	Espelhado.	A fumaça sobe verticalmente.
1	BAFAGEM	0,6 a 1,7	2 a 6	2 a 3	Mar encrespado em pequenas rugas, com aparência de escamas.	A direção da bafagem é indicada pela fumaça, mas a grimpa ainda não reage.
2	ARAGEM	1,8 a 3,3	7 a 12	4 a 6	Ligeiras ondulações de 30 cm (1 pé), com cristas, mas sem arrebentação.	Sente-se o vento no rosto, movem-se as folhas das árvores e a grimpa começa a funcionar.
3	FRACO	3,4 a 5,2	13 a 18	7 a 10	Grandes ondulações de 60 cm com princípio de arrebentação. Alguns "carneiros".	As folhas das árvores se agitam e as bandeiras se desfraldam.
4	MODERADO	5,3 a 7,4	19 a 26	11 a 16	Pequenas vagas, mais longas, de 1,5 m, com freqüentes "carneiros".	Poeira e pequenos papéis soltos são levantados. Movem-se os galhos das árvores.
5	FRESCO	7,5 a 9,8	27 a 35	17 a 21	Vagas moderadas de forma longa e uns 2,4 m. Muitos "carneiros". Possibilidade de alguns borrifos.	Movem-se as pequenas árvores. Nos lagos a água começa a ondular.
6	MUITO FRESCO	9,9 a 12,4	36 a 44	22 a 27	Grandes vagas de até 3,6 m. muitas cristas brancas. Probabilidade de borrifos.	Assobios na fiação aérea. Movem-se os maiores galhos das árvores. Guarda-Chuva usado com dificuldade.
7	FORTE	12,5 a 15,2	45 a 54	28 a 33	Mar grosso. Vagas de até 4,8 m de altura. Espuma branca de arrebentação; o vento arranca laivos de espuma.	Movem-se as grandes árvores. É difícil andar contra o vento.
8	MUITO FORTE	15,3 a 18,2	55 a 65	34 a 40	Vagalhões regulares de 6 a 7,5 m de altura, com faixas de espuma branca e franca arrebentação.	Quebram-se os galhos das árvores. É difícil andar contra o vento.
9	DURO	18,3 a 21,5	66 a 77	41 a 47	Vagalhões de 7,5 m com faixas de espuma densa. O mar rola. O borrifo começa a afetar a visibilidade.	Danos nas partes salientes das árvores. Impossível andar contra o vento.
10	MUITO DURO	21,6 a 25,1	78 a 90	48 a 55	Grandes vagalhões de 9 a 12 m. O vento arranca as faixas de espuma; a superfície do mar fica toda branca. A visibilidade é afetada.	Arranca árvores e causa danos na estrutura dos prédios.
11	TEMPESTUOSO	26,2 a 29	91 a 104	56 a 65	Vagalhões excepcionalmente grandes, de até 13,5 m. A visibilidade é muito afetada. Navios de tamanho médio somem no cavado das vagas.	Muito raramente observado em terra.
12	FURACÃO	30 a ...	105 a ...	66 a ...	Mar todo de espuma. Espuma e respingos saturam o ar. A visibilidade é seriamente afetada.	Grandes estragos.

Figura 55: Escala de vento Beaufort

apresenta razoável indicação das condições às quais o sistema eólico estará sujeito. Além disso, temos outro fator relevante a ser considerado: a região onde o sistema será instalado. A densidade do ar considerada será, de acordo com a norma IEC 61400-1, 1.225Kg/m3. Os perfis aerodinâmicos utilizado nas pás são os MH's 101, 102, 103, 104 e 105. A massa especifica das pás será considerada $10Kg/m^2$, valor avaliado em comparação com asas de avião construídas pelo mesmo processo.

3.22 Cálculo das cargas de projeto

O cálculo de cargas em sistemas sujeitos à rotação, apresenta algumas peculiaridades como a variação de vários parâmetros ao longo da extensão da envergadura. Para o

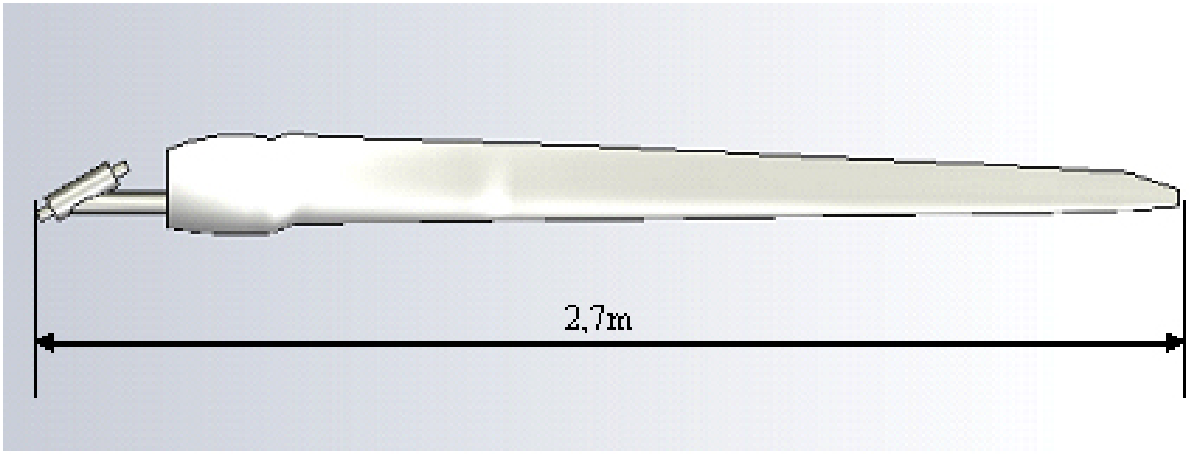


Figura 56: Forma em planta das pás. **(Desenho feito pelo autor com o uso do software Solidworks 2006)**

caso em estudo, com pás afiladas, tem-se que se considerar as variações da corda, da distribuição de massa, do raio local, da velocidade resultante, do ângulo de ataque e dos coeficientes de sustentação e arrasto locais.

3.22.1 cargas na longarina

A longarina será fabricada em fibra de vidro reforçada com cabos de aço, sendo responsável por suportar as cargas de momento fletor ao longo da envergadura. A carga líquida de flexão atuante na longarina será a carga aerodinâmica menos a carga de inércia axial, modelo idêntico à da teoria de rotores de helicópteros. As cargas serão calculadas ao longo de 21 seções transversais da envergadura da longarina, de acordo com a seguinte fórmula:

$$M_{RS} = \frac{1}{2}.\rho.\int_0^S c(x).V^2(x).Cl(x).x.dx - m.sen\theta \int_0^S c(x).V^2(x).\frac{1}{R(x)}.x.dx \qquad (3.109)$$

onde:

M_RS éMomento fletor resultante na seção, ρ é a densidade do ar, θ é o ângulo entre plano de rotação/plano ortogonal ao eixo, $V(x)$ é a velocidade resultante sobre o perfil, m é a massa especifica, $C_lx)$ é o coeficiente de sustentação local, $R(x)$ é o raio local, x é a posição em relação à ponta e $c(x)$ é a corda local.

A distribuição da carga de momento fletor ao longo da envergadura pode ser visualizada pelo gráfico a seguir:

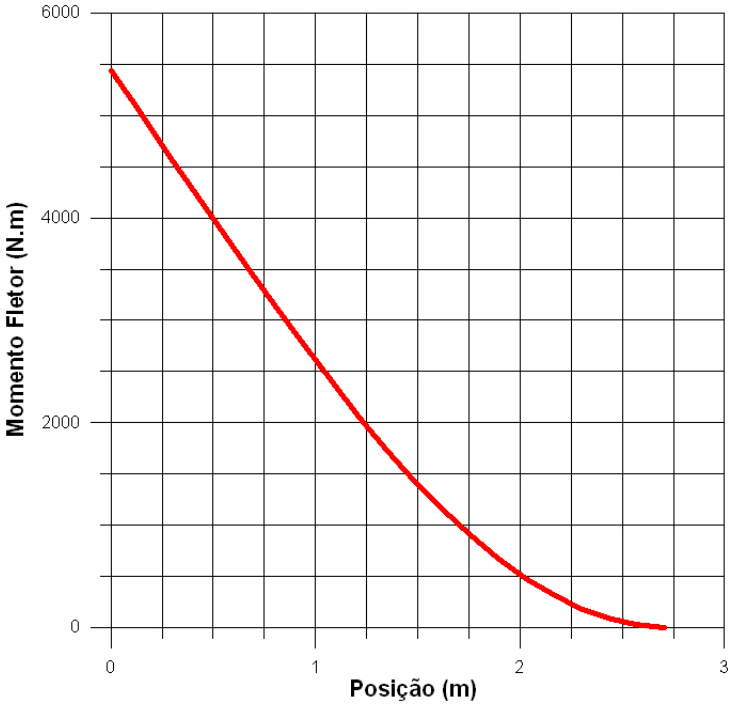


Figura 57: Momento fletor ao longo da envergadura. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)**

3.22.2 Cargas no revestimento

O revestimento será feito em tecido de fibra de vidro com resina epóxi. Esta estrutura será responsável por suportar as cargas de torção ao longo do eixo da própria pá, proveniente do momento aerodinâmico gerado pelo perfil. As cargas de torção serão determinadas para 21 seções da envergadura, de acordo com a seguinte equação:

$$T_S = \frac{1}{2}.\rho.\int_0^S c^2(x).V^2(x).Cm(x).dx \tag{3.110}$$

onde: T_S Momento torsor na seção, ρ é a densidade do ar, θ é o ângulo entre plano de rotação/plano ortogonal ao eixo, $V(x)$ é a velocidade resultante sobre o perfil, $C_m(x)$ é o coeficiente de momento local, $c(x)$ é a corda local.

A distribuição dos esforços torsores no revestimento ao longo da envergadura pode ser vista no gráfico 57 a seguir:

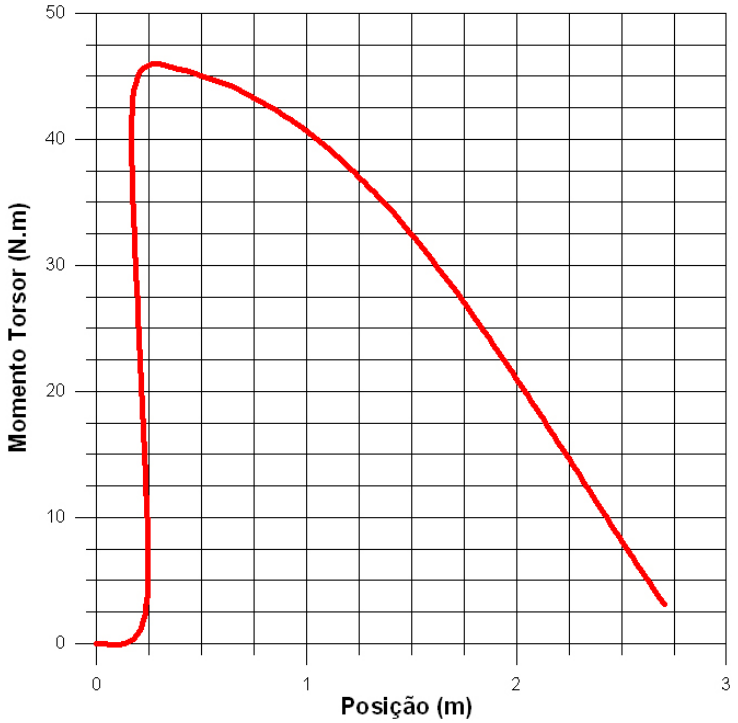


Figura 58: Momento torsor ao longo da envergadura. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)**

3.23 Cálculo das tensões

Aqui serão calculadas as tensões atuantes nos elementos em consideração: longarina e revestimento, sujeitas, respectivamente a esforços de flexão e torção.

3.23.1 Tensões na longarina

O dimensionamento da longarina deve atender a certos limites construtivos, como por exemplo a atura do perfil disponível na seção considerada, neste caso de 15% da corda local. A largura foi estabelecida de forma a ser obter uma distribuição linear de larguras ao longo da envergadura, com o objetivo de facilitar o processo construtivo, atendendo aos limites de tensões para o material empregado. As tensões atuantes em cada seção da envergadura podem ser determinadas pela seguinte equação:

$$\sigma_s = \frac{M_S.h_S}{2.I} \tag{3.111}$$

onde:

σ_s é a tensão atuante no ponto, M_S é o momento atuante na seção, h_S é a altura da

longarina na seção e I é o momento de Inércia na seção.

Algumas sessões apresentam valores acima de $824Kgf/cm^2$, valor limite para o material em questão. Porém, nas referidas seções, a longarina está embutida em um tubo metálico do cubo do rotor mais o reforço de cabos de aço, cujo dimensionamento já foi executado considerando-se este carregamento. O nível de tensões ao longo da envergadura pode ser observado no gráfico a seguir.

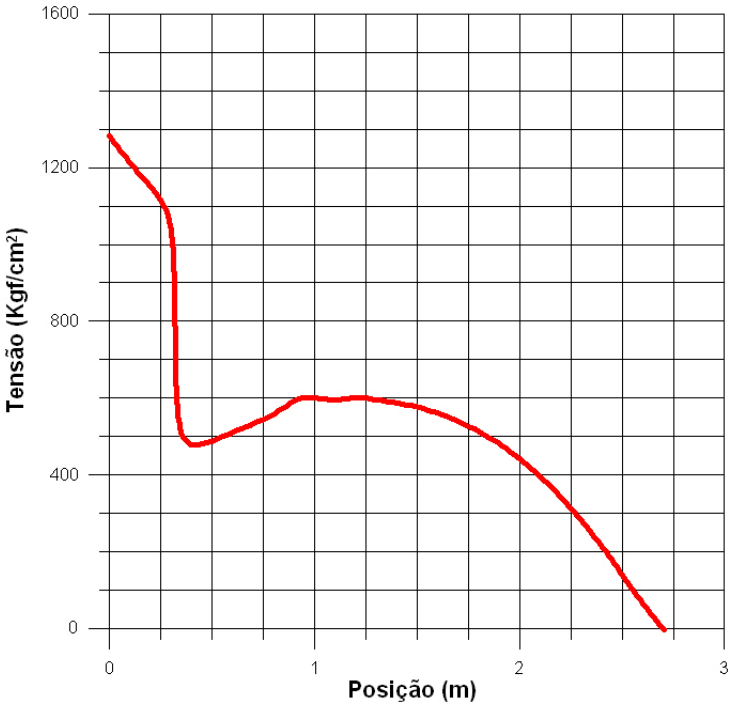


Figura 59: Nível de tensões ao longo da envergadura. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)**

Assim, todas as seções da longarina atendem ao limite de tensão admissível do material empregado na fabricação, já considerados os fatores de segurança de 1.35 para cargas desfavoráveis e de 0.9 para cargas favoráveis.

3.23.2 Tensões no revestimento

As cargas de torção no revestimento são provenientes do momento aerodinâmico gerado pelo perfil. Este tipo de carregamento será suportado pelo revestimento do perfil. A tensão cisalhante pode ser calculada pela fórmula de Bredt a seguir:

$$\tau_S = \frac{T_S}{2 \cdot e \cdot A} \tag{3.112}$$

onde τ_S é a tensão cisalhante na seção, T_S é a torção atuante na seção, e é a espessura

do revestimento na seção e A é a área da seção.

As tensões cisalhantes são mostradas no gráfico 60.

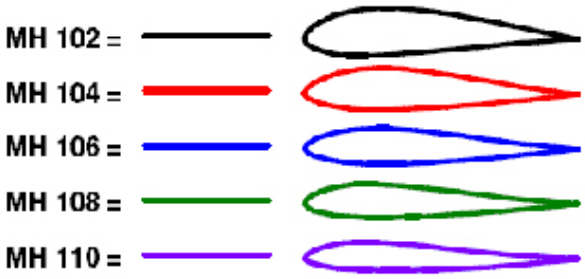


Figura 60: Seção transversal dos perfis das pás. **(Desenho extraído do software PROFILI 2.21)**

O gráfico 61 mostra a tensão no revestimento.

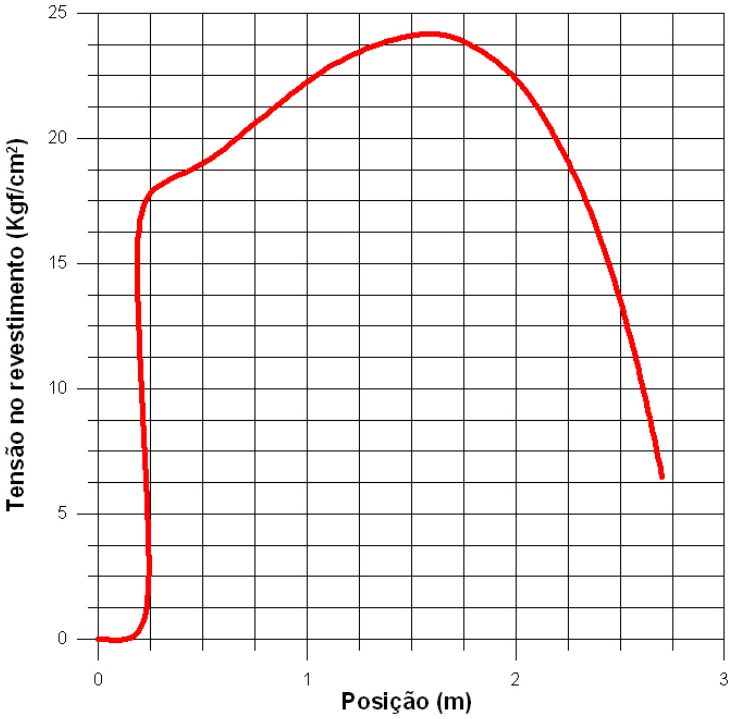


Figura 61: Tensões no revestimento ao longo da envergadura. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)**

Todos os valores de tensões cisalhantes calculados estão abaixo do limite de $300 Kgf/cm^2$ para o material em questão, tecido de fibra de vidro.

3.24 Verificação da rigidez

Neste ponto, deve-se proceder a uma verificação da rigidez dos elementos dimensionados, tanto flexural quanto torcional. Isto é de extrema importância em sistemas dinâmicos, visto que tais parâmetros podem influir no desempenho e nas cargas atuantes no sistema.

3.24.1 Verificação da rigidez flexural

Sabe-se que uma flecha de uma viga de igual resistência (todas as seções sob mesma tensão) com carga distribuída ao longo da mesma correspondem aproximadamente à flecha de uma viga de seção constante quando solicitada por um único carregamento aplicado em sua extremidade. As condições para esta consideração são que ambas as vigas sejam de mesmo material, seção da viga constante igual à seção da raiz da viga de igual resistência e momento na extremidade da viga de seção constante igual ao momento na raiz da viga de igual resistência. A carga utilizada para o cálculo da deflexão da viga será a carga de serviço e não a de projeto, ou seja, a carga sem considerar os fatores de segurança aplicáveis. A figura 59 a seguir ilustra as condições.

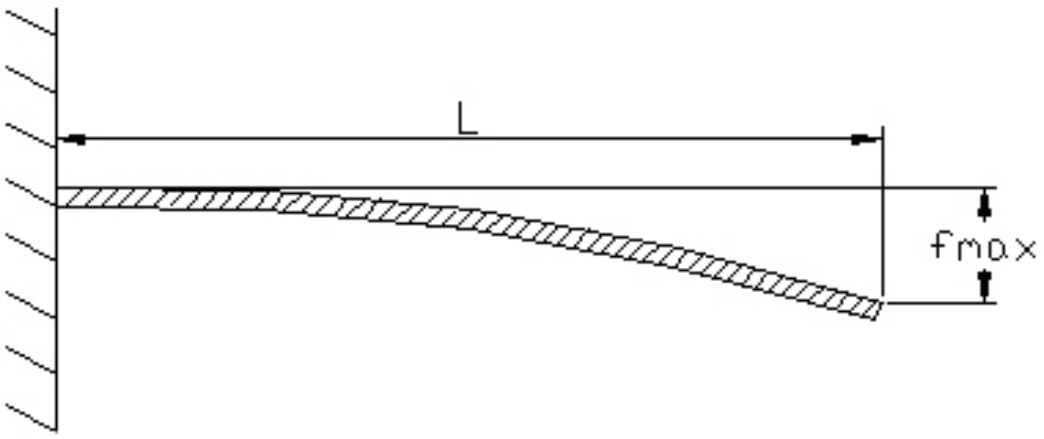


Figura 62: Condição considerada nos cálculos. **(RIBEIRO, 2006.) modificado**

$$f_{\max} = \frac{ML^2}{2EJ} \tag{3.113}$$

Para o caso em estudo temos:

$L = 2,7m$ Comprimento total livre $M = 2750,4N.m$ Momento fletor na raiz $E = 16,4GPa$ Modulo de elasticidade $J = 1,5x10 - 6m^4$ Momento de Inércia na raiz

Assim, a flecha máxima esperada para esta longarina será de $0.50m$, desconsiderando

a contribuição do revestimento na flexão da pá.

3.24.2 Verificação da rigidez torcional

Pode-se calcular por:

$$d\phi = \frac{M_t \cdot P}{4 \cdot A^2 \cdot e \cdot G} dx \tag{3.114}$$

onde:

$d\phi$ é a torção elementar no trecho dx, T_S é o momento de torção aplicado no trecho dx, P é o perímetro da caixa de torção, A é area da caixa de torção, G é o módulo de elasticidade transversal do material, e e é a espessura do revestimento na seção

Sendo que, $G = 50000 kgf/cm^2$ para laminado de tecido de fibra-de-vidro (E), tipo plano, bidirecional, fibras dispostas a 45° , em matriz de resina epóxi.

A espessura inicial utilizada para os cálculos será de $1,0mm$, correspondente a uma laminação com matriz em epóxi de 3 camadas de tecido de fibra de vidro com gramatura $145g/m^2$. Para as condições do sistema em estudo, temos as seguintes respostas, como mostrado no gráfico da figura 63.

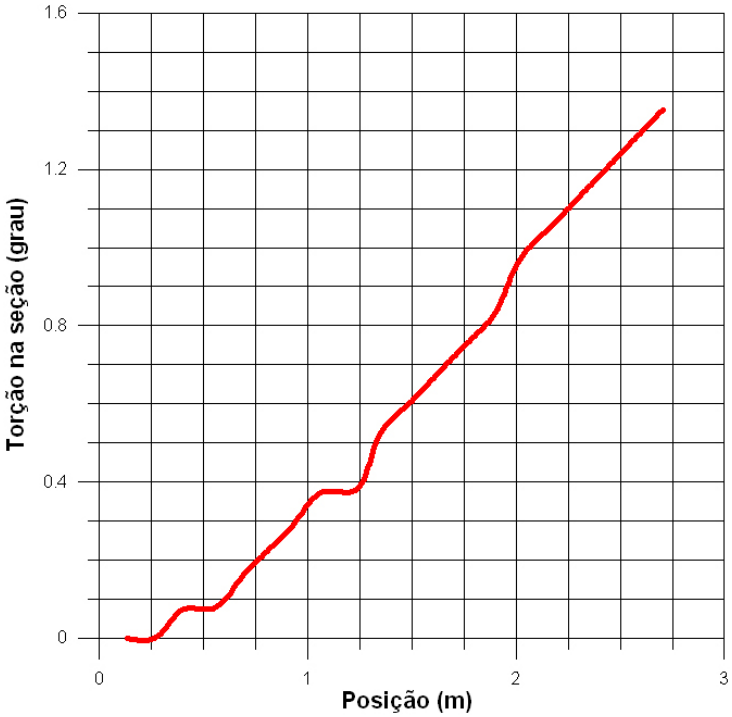


Figura 63: Torção na pá. **(Gráfico plotado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0)**

3.25 Resultados

Este trabalho considerou, para efeito de dimensionamento estrutural, apenas as cargas estáticas atuantes sobre as pás da turbina eólica. As cargas dinâmicas não foram consideradas, como por exemplo o efeito da turbulência nos modos de vibração e os efeitos de instalação. A metodologia de cálculo se mostrou confiável pois, comparando-se os dados calculados com dados obtidos experimentalmente em turbinas de dimensões semelhantes, os valores são muito próximos. De acordo com o relatório NREL/CP-500-25787 (Predicting Ultimate Loads for Wind Turbine Design) do NREL - National Renewable Energy Laboratory, órgão do governo norte americano responsável por pesquisas na área de energias renováveis, o momento fletor fora do plano para uma turbina com pás de 5m de envergadura e configuração geral semelhante à do caso em estudo é de cerca de $5140N.m$ para uma velocidade do vento de $20m/s$. No caso da turbina experimental em estudo, os cálculos desenvolvidos obtiveram um valor de $3455N.m$ para este momento fletor, sendo bastante coerente, pois a envergadura da turbina em estudo é menor que a do experimento americano.

4 Metodologia Elétrica

4.1 Máquinas de fluxo axial

A máquina de indução convencional não é apropriada para aplicação em máquinas de pequeno porte devido a sua baixa densidade de torque e sua baixa capacidade sob carga. Essas máquinas, em geral, apresentam um percurso de fluxo magnético radial ao eixo mecânico. Comparando as máquinas elétricas convencionais com as máquinas de fluxo axial apresentam uma relação potência/peso muito mais alta que as máquinas convencionais para os mesmos rendimentos. Essa razão alta se consegue através de um número elevado de pólos. A denominação de Fluxo Axial tem origem no fato que o caminho do fluxo magnético principal se dá em paralelo ao eixo mecânico.

Para realizar esta comparação e justificar o emprego das máquinas de fluxo axial comparando-se a sua densidade de potência com as máquinas de fluxo radial pode-se utilizar a equação 4.1, (SILVA; ROCHA; MARCOLINO, 2006.), (COSTA, 2007.).

$$\xi_M = \frac{P_M}{V_M} \tag{4.1}$$

Onde ξ_M é a densidade de potência, P_M é a potência e V_M é o volume.

Para as máquinas de potências médias e pequenas, a razão que compara as densidades de potência para ambos os tipos de máquinas de características similares (um rotor e um estator) vem estabelecida pela equação 4.2.

$$\xi_M = \frac{\xi_{MA}}{\xi_{MR}} = \frac{p(1+\pi/4p)^2}{\pi} \tag{4.2}$$

Onde ξ_M é a relação das densidades de potência, ξ_A é a densidade de potência das máquinas de fluxo axial W/m^3, $\xi_M R$ é a densidade de potência das máquinas de fluxo radial e p é o número de pares de polos.

A equação 4.2 demonstra que a relação das densidades de potência é uma função do número de pares de pólos p, e assim se deduz que para as máquinas multipolares a densidade de potência é muito maior, como nas máquinas de fluxo axiais.

Nas máquinas de fluxo axial o estator tem uma estrutura de anel e o rotor em forma de disco. O comprimento radial do raio interno ao raio externo é a parte ativa que produz torque. O comprimento axial é dependente da densidade do fluxo mútuo entre o estator e rotor.

4.1.1 Classificação das máquinas de fluxo axial e princípios de funcionamento.

As máquinas de fluxo axial podem ser classificadas inicialmente em função da forma pela qual gera corrente de magnetização, onde são denominadas como:

Maquinas de imãs permanentes (AFPM) O campo magnético é estabelecido através de imãs permanentes situados no rotor, e o funcionamento da máquina se caracteriza por produzir torque pela existência de sincronismo entre a velocidade do campo do estator e a velocidade de rotação do rotor.

Máquinas de indução (AFIM Neste caso o torque é obtido pela existência de deslizamento entre as velocidades de campo do estator e a do rotor. A corrente de magnetização é gerada no estator.

Outra classificação é feita em função da disposição dos condutores no estator podendo ser com ranhuras ou não.

Características e vantagens das máquinas de imãs permanentes quando aplicada em energia eólica:

- Não necessita da caixa de transmissão mecânica reduzindo assim manutenção mecânica.
- Podem operar em baixa rotação, devido à quantidade de pólos magnéticos.
- Sua estrutura permite melhor aproveitamento da potência extraída do vento.
- Facilidade de controle do sistema como, por exemplo, controle do fator de potência.
- Redução do ruído gerado, propiciando instalações em regiões habitadas.
- Eliminação de anéis e escovas de contato, reduzindo assim a manutenção.

- Redução das perdas no enrolamento do núcleo do rotor.
- Com a redução das perdas, se obtém maior rendimento, reduzindo-se o seu tamanho.

Geradores a ímãs permanentes de fluxo axial.

A máquina possui estator enrolamento no entreferro com arquitetura toroidal e dois discos de rotor ou a máquina possui estator de dupla face e enrolamento no entreferro. Algumas máquinas possuem ímãs sintetizados de Nd-Fe-B (neodímio ferro boro) o que ocasiona alta excitação magnética. Com isso, é possível gerar FEM desejável, com um pequeno número de voltas no enrolamento, diminuindo a resistência e a indutância. São máquinas leves e compactas.

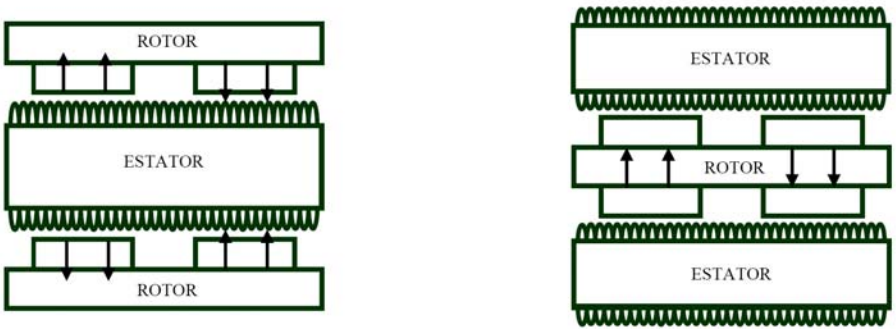


Figura 64: Disposição de estatores e rotors nas máquinas AFPM. **(COSTA, 2007.)**

4.2 Os imãs permanentes

Aqui é apresentado um breve histórico dos imãs desde os primeiros registros que se tem notícia até os dias de hoje

4.3 Cronologia do magnetismo

"Séculos antes da Era Cristã - os Gregos conheciam um mineral chamado 'lodestone", óxido de ferro, da região de Magnésia.

2700 A.C. - Registros do uso de bússolas rústicas feitas de Lodestone pelos chineses.

1000-1200 D.C. - Bússolas para navegação largamente utilizadas.

1600 - William Gilbert considerado o pai do magnetismo publica os primeiros conhecimentos afirmando que a Terra é um grande ímã.

1820 - Oersted descobre a relação entre eletricidade e magnetismo; Ampere determinou que duas bobinas carregando corrente elétrica agem como ímãs; Arago descobre que o ferro pode ser magnetizado e Faraday afirma que eletricidade pode ser gerada trocando o fluxo magnético dentro de uma bobina.

1920 - Ímãs de maior capacidade magnética são desenvolvidos: o Alnico.

1950 - Significantes desenvolvimentos de ímãs cerâmicos orientados (Ferrites).

1970 - Impressionantes aumentos de forças magnéticas foram obtidos a partir de ligas de Samário Cobalto (Terras Raras); porém; com custos muito altos.

1980 - Da família Terras Raras os ímãs de Neodímio Ferro Boro surgiram com capacidades magnéticas ainda maiores e com menor custo, porém muito sensíveis a altas temperaturas.

4.4 Ímã de neodímio

Um ímã de neodímio (também chamado de ímã de neodímio-ferro-boro, ou genericamente de imã de Terras raras) é um poderoso imã feito a partir de uma combinação de neodímio, ferro e boro - . Estes imãs são muito fortes em comparação a sua massa, mas também são mecanicamente frágeis e perdem seu magnetismo em temperaturas acima de 80°C. Eles substituíram os imãs de samário-cobalto na maioria das aplicações, que são ligeiramente mais fracos e significativamente mais resistentes a temperatura devido ao seu custo mais baixo. Sua força é classificada desde N24 até ao mais forte N54. O número após o N representa o produto da energia magnética em megagauss-oersteds

Há um intenso esforço de pesquisa para aumentar esta energia até que um limite de cerca de N60 seja alcançado. O N48 possui um campo magnético resultante de 1,38 Tesla e de H (intensidade de campo magnético) de 13,000 oersteds. Para alcançar a mesma força do imã de neodímio usando imãs de cerâmica é necessário um volume 18 vezes maior do material comparado ao de neodímio.

Cuidados devem ser tomados quando se usa um imã de neodímio. Mesmo um pequeno imã é capaz de destruir o conteúdo, por exemplo, de um disquete de modo que fique irrecuperável. Estes imãs são normalmente fortes o suficientes não apenas para magnetizar as cores de televisores e monitores a base de CRT, mas também para deformar fisicamente partes do monitor. As tabelas 10, 11 e 12 abaixo (MAGNETOS GERAIS LTDA., 2007) mostram as características dos imãs mais utilizados, suas unidades de medida e os fatores

de conversão.

Tabela 10: Propriedades magnéticas típicas

Material	**Br** (Gaus)	**Hc** (Oersted)	**Hci** (Oersted)	**Bhmáx** MGOe	**Tmáx** $°C$	**Densidade** g/cm^3	**Custo relativo** %
NdFeB	12100	11600	17000	42	100	7,4	60
SmCo	10300	8000	18000	23	250	8,5	100
Ferrite	3600	2900	3000	3.2	350	5,1	8
Alnico	12600	630	n/a	5.3	550	7,6	27

Tabela 11: Unidades de medidas magnéticas

Unidade	**Símbolo**	**CGS**	**SI**
Fluxo	ϕ	Maxwell	Oersted
Remanência	B	Gauss	Tesla
Coercividade	H	Oersted	Ampere.turn/m
Comprimento	L	cm	M
Permeabilidade	μ	1	$0,4 * \pi * 10$

Tabela 12: Fatores de conversão

CGS	**SI**	**FATOR**
Gauss (G)	Militesla	1 Gauss = 0,1 mT
Oersted (Oe)	Kilo.ampere/metro	1Oe = 0.07958 K/Am
Mega Gauss Oersted (MGOe)	Kilo Joules/metro	1 MGOe = 7,96 KJ/m

Neodimio-Ferro-Boro (NdFeB) são os mais poderosos ímãs de terras raras, tem ótimo desempenho e alto produto energético, altíssima indução residual e alta força coercitiva.

Ímãs de SmCo são fabricados com o elemento químico SAMÁRIO um Terra-Rara e Cobalto. Com alto desempenho quanto à força coercitiva, alto produto energético e altíssima resistência à oxidação. São muito usados onde se requer alto desempenho magnético aliado a altos valores de temperatura de trabalho, como por exemplo: motores, guias de plasma, separadores magnéticos, etc.

Ferrite são compostos essencialmente da combinação físico química de óxido de ferro (Fe2 O3) com Óxidos Metálicos, tais como: Óxido de Níquel (NiO), Óxido de Mangânes (Mn O2), Óxido de Zinco (Zn O), Óxido de Bário (Ba O) ou Óxido de Estrôncio (Sr O), entre outros e manufaturados com o processo metalúrgico do pó. O ferrite que produz

o ímã permanente de bário ou estrôncio também é denominado de Ímã Cerâmico devido sua forma de produção assemelhar-se ao processo de uma cerâmica convencional. As características de baixa permeabilidade, junto com a força coercitiva elevada, fazem-nos altamente resistentes aos campos desmagnetizantes.

AlNiCo. Alumínio + Níquel + Cobalto forma uma liga magnética a partir da fundição de seus componentes básicos. Ímãs de AlNiCo tem grande estabilidade térmica e atingem picos de temperatura de trabalho de até 600 °C e regime constante de até 550°C. Podem-se exemplificar algumas aplicações: Velocímetros, tacógrafos, medidores de energia elétrica, radares, tomógrafos, etc.

4.5 Máquina de fluxo axial utilizada no experimento

Os argumentos apresentados justificam a utilização das máquinas de ímã permanente e de fluxo de axial para geração de energia elétrica eólica de pequeno porte. A topologia axial foi adotada pela ENERSUD devido à ótima relação custo relativo e eficiência já comprovada em modelos de pequeno porte em operação. A analise foi elaborada da máquina foi executada a partir de estudos realizados com uma máquina uma de 5000W.

As máquinas elétricas com ímã permanente ganharam eficiência com o desenvolvimento dos super-ímãs, samário e neodímio. A aplicação destas máquinas concentra-se em duas áreas: motores de tração, no crescente mercado de carros elétricos e alternadores, na geração eólico-elétrica.

Existem diversos tipos de máquinas de ímã permanente que são utilizadas em diversas aplicações. Apesar do custo elevado dos ímãs, este é compensado em função de algumas facilidades no processo de produção.

O gerador simétrico considerado neste trabalho apresenta características particulares diferente dos tradicionais. A analise desenvolvida permitiu caracterizar os parâmetros de tal forma a obter como resultado compatibilidade entre a rotação do rotor e a freqüência gerada entre as fases, como também o torque e a potência exercida no eixo do gerador seja equivalente em termos de energia resultante.

A figura 65 demonstra a turbina de maneira genérica devidamente montada para uso.

A figura 66 descreve a máquina de Imã permanente de fluxo Axial (AFPM) GRW5000, em duas maneiras: a primeira ilustração apresenta o gerador montado e a segunda a sua vista explodida com os respectivos componentes externos e internos.

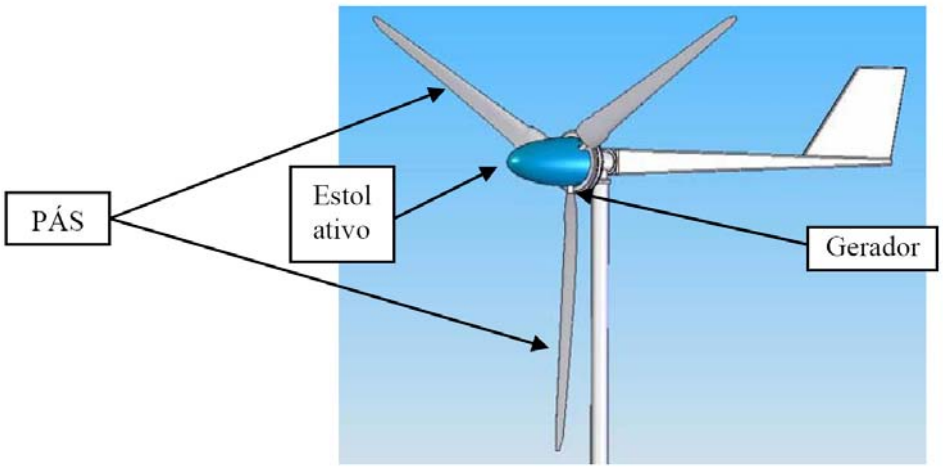


Figura 65: Desenho do aerogerador eólico GRW 5000. **desenho feito pelo autor utilizando o software Solidworks 2008**

Para facilitar o entendimento das partes fundamentais foram incluídos números cuja correspondência é a seguinte:

1. Refere-se ao Rotor que é a parte móvel do gerador onde as pás encontram-se fixadas.
2. Refere-se ao Estator que é a parte fixa do gerador e que na sua parte interna estão às bobinas do enrolamento.
3. Refere-se aos imãs permanentes de material Neodímio, os mesmos encontram-se fixados a um anel metálico revestidos por resina e este fazendo parte do rotor.

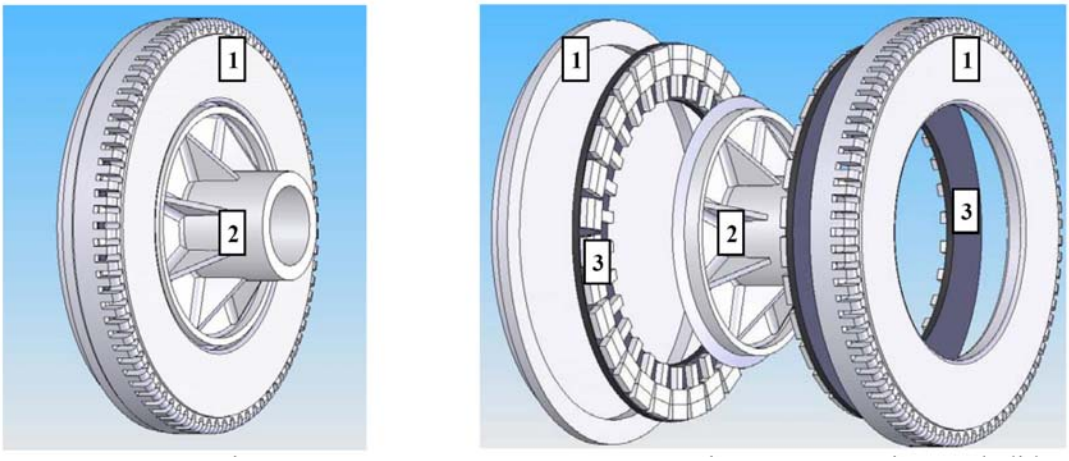


Figura 66: Gerador GRW 5000 fechado e em vista explodida. **(Desenho feito pelo Eng. Rodrigo Calado com o auxílio do software Solidworks 2006)**

4.5.1 Protótipo utilizado

A máquina utilizada no desenvolvimento deste trabalho possui estator com núcleo confeccionado em chapa de aço silício, e o rotor constituído de pastilhas ferro magnéticas, o enrolamento de cada bobina é de cobre, trifásico, do tipo toróide, contendo 15 bobinas por fase, com um total de 45 bobinas onde cada uma delas possui 36 espiras cujo esquema está ilustrado na figura 67. A arquitetura dos grupos possui comprimento igual por fase e estão conectadas em ligação estrela e isoladas eletricamente, com estrutura aberta em relação ao circuito magnético.

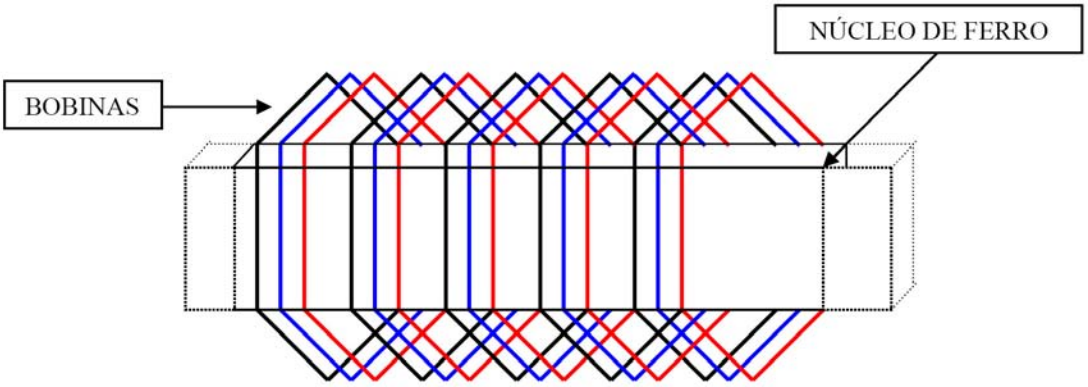


Figura 67: Arquitetura do enrolamento da máquina AFPM GRW 5000. **(COSTA, 2007.)**

A tabela 13 demonstra as características técnicas detalhadas da máquina de imã permanente de fluxo axial GRW5000.

A arquitetura da máquina foi concebida buscando adequar uma estrutura ótimizada, levando em consideração custo e disponibilidade do material empregado, como também simplicidade no processo de fabricação. O núcleo de ferro que constitui o estator é laminado, porém não é ranhurado. Os imãs de neodímio utilizados possuem a forma retangular e cada sapata polar é formada por três deles montados simetricamente formando um campo magnético capaz de fazer com que a máquina obtenha um rendimento próximo do ideal.

4.6 Descrição matemática

Para a análise realizada no projeto, são consideradas dois procedimentos; o primeiro deles fornece às condições otimizadas para o funcionamento do gerador em função das velocidades específicas da turbina, de acordo com um ou mais modelos. A segunda for-

Tabela 13: Dados construtivos da máquina GRW 5000

Numero de fases	3
Numero de pares pólos	15
ROTOR	
Diâmetro externo do rotor	480mm
Diâmetro interno do rotor	370mm
Forma do imã Neodímio. 40x20x10	Retangular
Forma do imã Neodímio. 30x20x10	Retangular
Altura do imã da face 1 e 2	10mm
Total de imãs (1). 40x20x10 por face	30
Total de imãs (2). 30x20x10 por face	30
Área total dos imãs (1) + (2) por Pólo	$22cm^2$
Área total dos imãs por face	$330cm^2$
Volume total dos ímãs por face	$3300cm^3$
ESTATOR	
Diâmetro externo do estator+bob	530mm
Diâmetro interno do estator	300mm
Espessura do anel do estator (FeSi)	20mm
Número de bobinas por fase	15
Número de espiras por bobina	36
Número de espiras por fase	540
Número de camadas de espira	3
Fio utilizado 13 AWG Φ_{ISO}	2,2mm
Altura do enrolamento da bobina	6,6mm
Altura do entre ferro (rotor, anel do estator).	7,5mm
Gap (distância entre enrolamento e rotor)	1,0mm
Largura do toróide do entre ferro	1,1mm
Largura da bobina	116mm
Ímã de Neodímio - Ferro Boro	$\approx 4W/cm^3$

nece às condições ideais de funcionamento, em função da potência recebida, capaz de movimentar o rotor da máquina e estabelecer o fluxo magnético necessário para geração de força eletromotriz.

4.6.1 Variáveis primárias envolvidas

São grandezas obtidas diretamente das medições efetuadas para análise do sistema. A exemplo da tensão de fase na saída do gerador e da velocidade de rotação da maquina que determina a freqüência da tensão alternada.

4.6.2 Variáveis secundárias envolvidas

São grandezas lidas das medições efetuadas indiretamente para análise do sistema, a exemplo da corrente de carga do gerador, temperatura do estator e torque na carcaça do gerador. A figura 68 apresenta um diagrama em bloco de um sistema de geração de energia eólica.

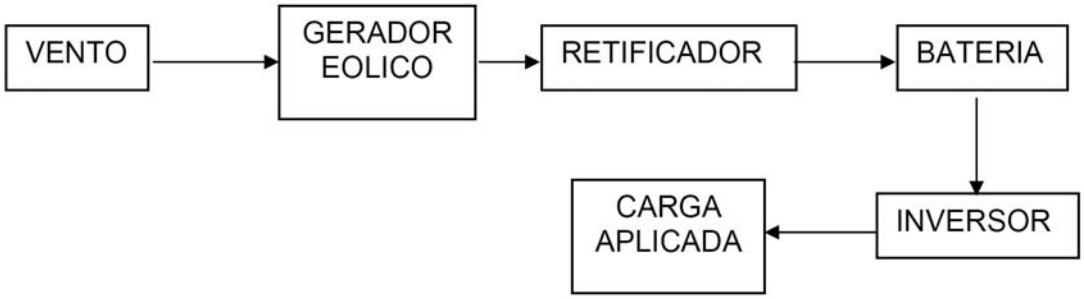


Figura 68: Diagrama de bloco de um sistema de geração de energia eólica. **(COSTA, 2007.)**

O gerador eólico AFPM recebe energia através do vento que movimenta as suas pás estabelecendo desta forma a potência necessária para que o gerador forneça energia elétrica em tensão alternada trifásica, esta tensão é retificada através de uma ponte retificadora transformando a corrente alternada em corrente contínua, que por sua vez carrega o banco de baterias. Em um sistema de geração de energia eólica é necessário um acumulador de energia elétrica porque a velocidade do vento fornecida para movimentação do gerador não é constante. Conseqüentemente como a velocidade de rotação é que determina a tensão elétrica gerada, o banco de baterias garante a estabilidade da tensão elétrica fornecida. Para adequar esta geração de energia aos diversos dispositivos e aparelhos que são ligados ao sistema, como também no caso interligação do sistema com a rede elétrica; utiliza-se

um inversor que converte a corrente contínua das baterias em corrente alternada de acordo com a aplicação. O sistema como um todo funciona com uma série de variáveis. Cada subsistema apresenta perdas de energia. Um dos objetivos dos planejamentos para implementação de geração de energia elétrica eólica é reduzir ao máximo estas perdas visando conseguir o maior rendimento possível. Neste aspecto concentraram-se os experimentos com o gerador desenvolvido.

4.7 Circuito equivalente de um gerador trifásico

No gerador trifásico em estudo, as bobinas de cada fase são idênticas e a indução magnética ocorre a partir dos imãs permanentes. Com isso a representação do seu circuito elétrico pode ser considerada, para simplificação da análise, utilizando apenas um dos grupos de bobinas do enrolamento do gerador levando em conta apenas uma das fases. Assim as tensões eficazes de fase para N (neutro) são iguais. A figura 69 ilustra um circuito equivalente de um gerador trifásico.

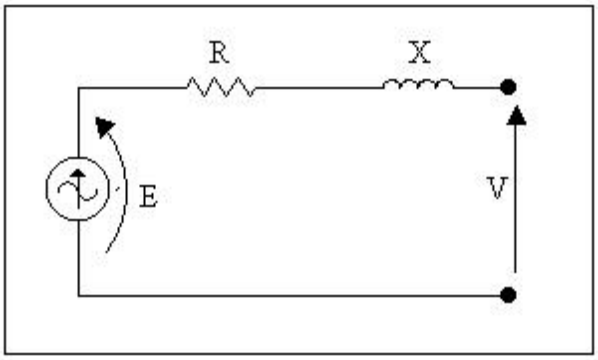


Figura 69: Circuito equivalente de um gerador trifásico. **(COSTA, 2007.)**

$$X = 2\pi f L \tag{4.3}$$

Onde E_fase é a f.e.m. induzida no enrolamento, R é a resistência do enrolamento por fase, X é a reatância por fase, V é a tensão nos terminais, f é a freqüência e L a indutância por fase em Henry.

4.8 Equações de funcionamento

As equações 4.4, 4.5 e 4.6 descrevem as grandezas envolvidas na AFPM. As duas primeiras equações 4.4 e 4.5 representam a potência necessária para obtenção do movi-

mento mecânico do gerador, e o torque aplicado no gerador eólico, respectivamente, que correspondem a quantidade de vento disponível nas pás do gerador.

De acordo com (SILVA; ROCHA; MARCOLINO, 2006.) a potência na turbina é:

$$P_C = \frac{1}{2}\rho.A.V^3 \tag{4.4}$$

Onde P_C é a potência disponível na turbina, ρ é a massa específica do ar, A é a área varrida pelo vento e V é a velocidade do vento.

De acordo com (ROVIO; L.VIHRIäLA; SöDERLUND, sem referência de data.) a equação do torque na turbina é:

$$T = \frac{3BN\xi_{PO}IA_g\varpi}{\pi} \tag{4.5}$$

Onde Té o torque, B é a indução magnética do entre-ferro, N é número de espiras do enrolamento de campo, $\xi_P O$ é o número de polos, A_g é a área de entre-ferro, I é a corrente elétrica de fase, ω é a velocidade de rotação de máquina

A equação 4.6 é equação da f.e.m por fase para a AFPM, sendo esta a equação principal a sua modelagem.

De acordo com (ROVIO; L.VIHRIäLA; SöDERLUND, sem referência de data.) tem-se força eletromotriz por fase segundo a equação 4.6

$$E_{fase} = \frac{N\xi_{PO}BA_g\varpi}{\pi} \tag{4.6}$$

Onde E_fase é a tensão de uma fase, N é o número de espiras do enrolamento de campo, $\xi_P O$ é o número de pólos,B é a indução magnética do entre-ferro, A_g é a área de entre-ferro magnetizada, ω é a velocidade de rotação de máquina.

A equação 4.6 corresponde ao valor da tensão terminal em vazio da AFPM.

Com relação as equações acima descritas por (ROVIO; L.VIHRIäLA; SöDERLUND, sem referência de data.), as seguintes explicações se tornam necessárias. Segundo (FITZGERALD; JR.; UMAM, 2004) as seguintes equações se aplicam:

1. $E = \omega N\phi sen\,(\omega t)$ $B = \frac{\varphi}{A}$ donde $\varphi = BA$
2. $E_{MAX} = \omega N\phi_{MAX}$ $\omega = \omega_{el}$

3. $\omega = \omega_{el} = \frac{p}{2}\omega_{mec}$, onde p é o número de polos $\begin{cases} n\,(RPM) = \frac{420f}{p} \\ \omega_{mec} = \left(rd/s = \frac{120f}{p} x \frac{2\pi}{60} rd/s\right) \\ \omega_{mec} = \frac{4\pi f}{p} rd/s \end{cases}$

4. $\omega_{mec} = \frac{2}{p}\omega_{el}\,(rd/s)$

   $\omega_{mec} = \frac{2}{p} 2\pi f_{el}$

   $f_{el} = \frac{p}{2}\frac{1}{2\pi}\omega_{mec}$

   $E_{MAX} = 2\pi\frac{p}{2}\frac{1}{2\pi}\omega_{mec}BA$

   $E_{RMS} = \frac{2\pi}{\sqrt{2}}\frac{p}{2}\frac{1}{2\pi}\omega_{mec}BA$

   $E_{RMS} = 4,4\frac{p}{4\pi}\omega_{mec}BAN$

   Assumindo-se um fator de enrolamento $k_a = 0,9$ tem-se:

   $E_{RMS} = 0,9x4,44\frac{p}{4\pi}\omega_{mec}BA$

   Assumindo-se uma potência elétrica desenvolvida igual a corrente por fase I_a e arranjo das bobinas em Y, tem-se que:

   $P_e = V_{RMS} * I_{RMS}$

   Para as três fases tem-se:

   $P_e = 3(V_{RMS} * I_{RMS})$

   Logo considerando-se o rendimento do gerador igual a η_g o torque aplicado será:

   $T = \frac{P_e}{\omega_m}$

   sendo asssim:

   $T_m = \frac{3N\xi BA\omega_m}{\omega_m} I_{RMS}$

   $T_m = 3N\xi BAI_{RMS}$

4.9 Método experimental

O método experimental foi empregado com o objetivo, de validação dos parâmetros dos protótipos das AFPM utilizadas no trabalho e considera as equações 4.4, 4.5 e 4.6.

São adotados como dados de entrada da turbina eólica e do sistema: a potência aplicada nas pás do gerador. Para tal foi construído um simulador, que para maior eficácia do experimento são levados em conta as variações as quais a máquina e os controles são submetidos de forma a representar o gerador quando utilizado em campo.

4.9.1 Controles exercidos no experimento em bancada de teste.

Visando realizar o experimento foram exercidos controles sobre as seguintes grandezas: velocidade de rotação da maquina; tensão terminal por fase; corrente elétrica por fase; temperatura.

A figura 70 representa o diagrama em bloco da bancada de teste que foi utilizada no experimento.

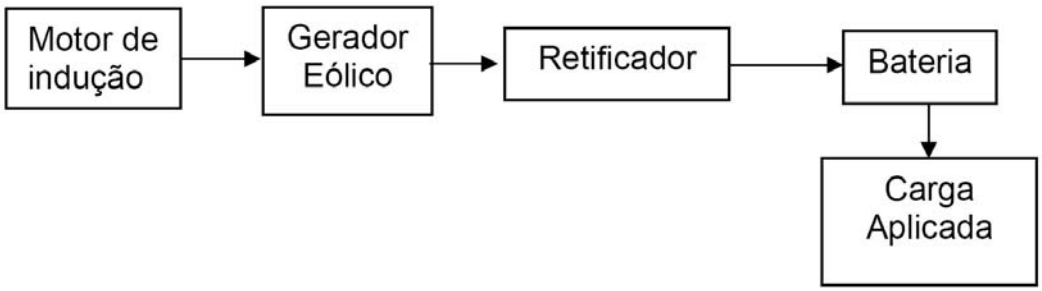


Figura 70: Diagrama de bloco da bancada de teste. **(COSTA, 2007.)**

4.9.2 Controles e Velocidade de rotação da máquina.

As turbinas eólicas são projetadas de maneira que atinjam a potência nominal com as velocidades de vento disponível. São previstos dispositivos de limitações da rotação e da potência para evitar esforços excessivos nos componentes mecânicos e elétricos do.

Existem dois tipos básicos de controle baseados em princípios aerodinâmicos:

- Pelo "estol"(deslocamento passivo do escoamento do ar);
- Pelo "pitch"ajuste ativo do ângulo de passo da pá.

No controle a "estol"quando a força de deslocamento diminui aumenta a resistência aerodinâmica (semelhante acontece com as asas de um avião). Para obter-se uma rotação constante a pá pode ser montada de maneira que, quando a velocidade do vento ultrapasse a velocidade nominal da máquina a potência gerada se mantenha praticamente constante. Para a velocidade do vento ligeiramente superior a nominal, há uma queda de potência, mas se a velocidade continuar a crescer, a potencia volta a ter uma pequena elevação. As turbinas das classes pequena e média geralmente usam essa regulagem. No caso da máquina em analise para controle da velocidade foi utilizado o de "estol"onde a velocidade nominal de rotação foi estabelecida em torno de 250 RPM. A bancada construída para no experimento levou em conta os limites de velocidade e a segurança elétrica da máquina.

4.9.3 Controle da tensão terminal.

A tensão elétrica do gerador se dá em conseqüência da rotação do mesmo, em função do número de vezes que as linhas de fluxo magnético em movimento do rotor "cortam"as bobinas que se encontram no estator. O isolamento do estator tem um limite máximo de tensão uma vez ultrapassado causará danos ao circuito interno do gerador, portanto além do controle de velocidade de rotação realizado foi observada a tensão de saída do gerador, principalmente quando esse funciona em vazio. Assim a tensão máxima entre fases na saída do gerador foi controlada para não ultrapassar 500v, que é a tensão máxima admitida pelo isolamento do estator.

4.9.4 Controle da corrente elétrica.

O enrolamento do estator apresenta uma limitação de corrente elétrica em função dos condutores empregados. Este é um dos fatores que promove o aquecimento dos enrolamentos, por isto é essencial controlar a corrente elétrica por fase, não permitindo que a mesma ultrapasse para o protótipo utilizado 50A, que é a corrente máxima admitida pelo gerador.

4.9.5 Controle da temperatura.

Temperaturas elevadas prejudicam de maneira significativa o funcionamento do gerador entre as principais causas destacam-se: A elevação da resistência interna dos condutores alterando a tensão de saída do gerador, a redução da indução magnética dos imãs neodímios que suporta uma temperatura máxima de 80ºC. Note-se que a característica ferro magnética, do núcleo do rotor com o aumento da temperatura reduz a permeabilidade, causando desgastes importantes nos materiais isolantes utilizados no gerador além de precipitar danos mecânicos ao mesmo. Todos estes fatores se não observados diminuem a eficiência do funcionamento e por estas razões é primordial o controle da temperatura.

4.9.6 Observações sobre a bancada de ensaios.

Além dos fatores já relacionados acima, que dizem respeito principalmente aos controles principais procurou-se observar outros efeitos que poderiam influenciar o experimento dificultando a execução ou induzindo erros. Vibrações, excentricidades, sincronismo, condições ambientais, interferências magnéticas.

4.10 Determinação do número de amostras.

Antes do início dos ensaios foi realizado um planejamento do experimento em função das grandezas a serem medidas, das grandezas a serem controladas, do equipamento disponível, da duração dos ensaios, da equipe técnica e do custo. Utilizou-se como referência, (HOLMAN, 2001.)

Seguindo este planejamento foram estaelecidas como grandezas a serem medidas::

- Tensão AC (eficaz e de pico);
- Tensão DC;
- Freqüência;
- Corrente AC;
- Corrente DC;
- Potência;
- Torque.

4.11 Subsídios ao dimensionamento.

As grandezas mencionadas foram medidas nas rotações de 50 a 400 RPM com uma variação de 50 em 50 RPM totalizando, assim, 8 grupos. As medições foram realizadas de duas maneiras: sem carga (em vazio) e com carga totalizando 16 grupos de teste. Em vazio, foram medidas as seguintes grandezas:

- Tensão AC (eficaz e de pico);
- Tensão DC,

Nos ensaios as cargas consideradas na saída da ponte retificadora, cuja potência total inicial foi de 500W e as subseqüentes variaram de $1KW$ até $6KW$, em intervalos de $1K$W totalizando 448 medições.

Visando uma maior confiabilidade do experimento foram realizadas duas replicas dos testes e desta forma foram obtidos um total de 1440 valores correspondentes a um total de 32 horas de duração do experimento.

4.12 Bancada de teste para realização do experimento.

Buscou-se adaptar a instrumentação existente comercialmente no mercado para viabilização do experimento, porém, foi preciso desenvolver diversos dispositivos para atender os requisitos necessários. Foram tomadas algumas precauções para realização do experimento tais como: Instalações elétricas adequadas observando capacidade de corrente, tensão, isolamento e aterramento da instalação e o isolamento físico adequado da área de execução dos ensaios.

4.12.1 Dispositivos utilizados na bancada.

Buscou-se adaptar a instrumentação existente comercialmente no mercado para a viabilização do experimento, porém, foi preciso desenvolver diversos dispositivos para atender os requisitos necessários.

Instrumentação e Equipamentos.

1. Bancada móvel de estrutura de aço para fixação do motor elétrico e gerador.
2. Suporte móvel de estrutura de aço para fixação do inversor e do painel de comando.
3. Fonte de potência CA / Inversor WEG - CFW 09 R82. Tensão Trifásica: 220V; 60HZ. Potência mínima: 20 kVA. Saída Tensão Trifásica: de 0 a 220V; de 0 a 200HZ.
4. Cartão PLC1 para inversor de freqüência WEG - CFW-09.
5. Motor trifásico de indução, tensão: 220V; Potência: 13KW, rotação nominal 1480 RPM.
6. Ponte Retificadora de corrente mínima 50 A.
7. Banco de cargas de resistores, variáveis de 50 W a 6kW.
8. Banco de baterias constituído de: 10 baterias estacionárias de 12V, 180 Ah, C/20.
9. Sistema de aquisição de dados Lab Wiew versão 7.1.
10. Cartão de aquisição de dados DaqCard 1200, para corrente, tensão e temperatura.
11. Notebook, 256 MB de memória Ram, disco rígido 80 GB, processador 1.6 GHZ, sistema operacional Windows XP.

A potência nominal do motor da bancada é de 13kW e a sua rotação nominal é de $1480RPM$ $(154,98rd/s)$. Assim o torque correspondente é de $83,88N.m$ quando o motor atingir a roação nominal.

O torque nominal do motor de indução de acordo a equação 4.7 fornece

$$\begin{aligned} \tau &= P\omega \\ \tau &= \tfrac{13000(W)}{154{,}98(rd/s)} \\ \tau_1 &= 83,88\,(N/m) \end{aligned} \tag{4.7}$$

A rotação estabelecida para o gerador referente à potência de 5kW é de aproximadamente $210RPM$ $(21,19rd/s)$. Assim são necessários $235,96Nm$ de torque para que o gerador alcance a potência nominal, isto é, sem considerar as perdas elétricas e mecânicas do sistema em estudo.

Se for considerada a eficiência máxima do gerador do sistema eólico em análise igual a de 52% e considerando também as perdas mecânicas da transmissão em torno de 4% um torque 52% maior será necessário para se obter a potência nominal do gerador.

Vale observar que o limite teórico de aproveitamento de um sistema eólico é igual a 59,3% conforme explicado anteriormente na metodologia aerodinâmica e que se constitui no limite de Betz.

Desta forma de acordo com a equação 4.7 o torque necessário no gerador considerando as perdas será

$$\begin{aligned} \tau &= [235,96\,(Nm)]\,1,52 \\ \tau_2 &= 358,65\,(Nm) \end{aligned}$$

A bancada construída dispõe de três partes, a estrutura mecânica, o sistema elétrico de potência e o sistema de aquisição de dados e controle.

4.12.2 Estrutura mecânica da bancada.

Foi construída uma bancada móvel de estrutura de aço para fixação do motor elétrico e gerador, utilizando-se aço metalon de 80 mm x 80 mm com dimensões de 1200 mm x 800 mm, sobre quatro rodas de 10 mm de diâmetro. Nessa estrutura ficaram alojadas além do motor elétrico e as geradoras eólicas, as devidas transmissões mecânicas para estabelecer uma relação de rotação de 1:4,7 com o objetivo de obter um torque maior visando realizar

os testes com diversas cargas diferentes. Para melhor entendimento a estrutura descrita encontra-se apresentada na figura 71

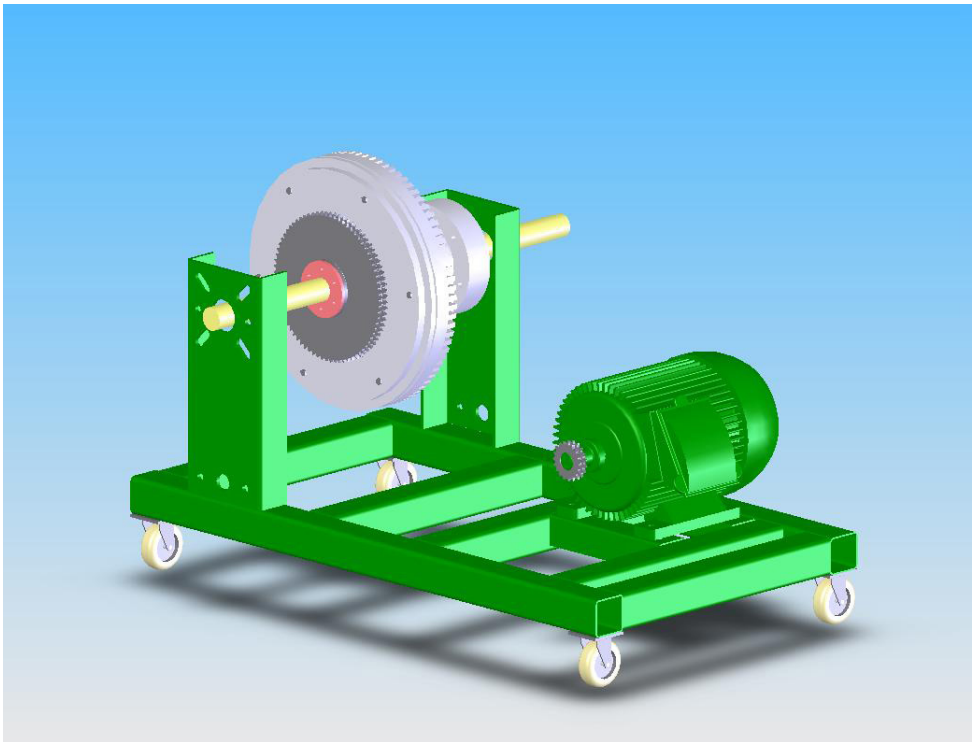


Figura 71: Bancada de testes do gerador GRW 5000. (**Desenho feito pelo autor utilizando o software Solidworks 2008**)

As equações 4.8 e 4.9 estabelecem a relação de transmissão.

$$P = \omega.\tau \tag{4.8}$$

Onde P é a potência em (W), τ é o torque em (Nm) e ω é a rotação em (rd/s)

Para se obter a relação de transmissão citada anteriormente, é possível utilizar o torque fornecido e o torque necessário de acordo com a equação 4.9:

$$\begin{aligned} Rt &= 1 : \tfrac{\tau_3}{\tau_1} \\ Rt &= \tfrac{358{,}65(Nm)}{83{,}88(Nm)} \\ Rt &= 1 : 4,27 \end{aligned} \tag{4.9}$$

Esta relação de transmissão foi constituída utilizando um pinhão duplo de 17 dentes no eixo do motor trifásico, uma coroa dupla de 76 dentes fixada no rotor do gerador e corrente. Obteve-se assim a relação de transmissão.

4.12.3 Sistema elétrico de potência.

Para propulsão do gerador eólico na bancada foi utilizado um motor de indução de tendo em vista que o máximo de rendimento de uma instalação deste tipo é de 59,3%, conforme já citado. Além disto foi construído um suporte móvel de estrutura de aço para fixação do inversor e do painel de potência. Neste painel foram montados os dispositivos necessários para o experimento apresentado na figura 72. Em seguida são descritos os principais dispositivos.

Figura 72: Foto do painel com os dispositivos de potência. (**Foto tirada pelo autor**)

Painel elétrico de comando

O painel possui dimensões de 80x60x20cm, cinco tomadas de acoplamento; duas tomadas de 32A para o banco de resistores e para o banco de baterias e outras três de 63 A, para alimentação trifásica, do motor elétrico e entrada de tensão trifásica produzida pelo gerador. Dois contatores de 58A foram utilizados para alimentar a ponte retificadora trifásica como também realizar a frenagem do gerador através de curto circuito na saída do mesmo. Adicionalmente foram empregadas fusíveis, botoeiras, disjuntores, ponte retificadora, seis chaves facas para fazer as comutações do banco de resistência de acordo com as potências exigidas. A seguir nas figuras 73 e 74 estão representados respectivamente os diagramas elétricos do circuito de potência e o circuito de comando do painel elétrico de controle da bancada de teste.

Inversor de Potencia As especificações do Inversor foram estabelecidas em função da necessidade de obter as rotações especificadas para os ensaios levando em conta a potência a ser atendida pelo gerador eólico (GRW5000) simulando assim o vento que em condições reais movimentam as pás do mesmo. A Fig. 4 12 ilustra o inversor utilizado,

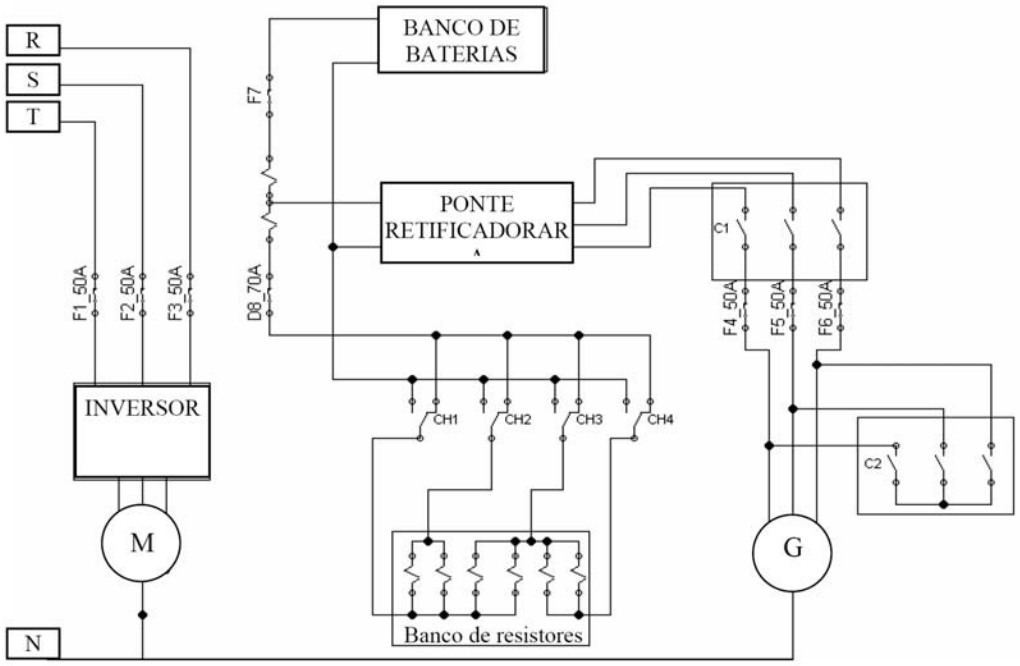
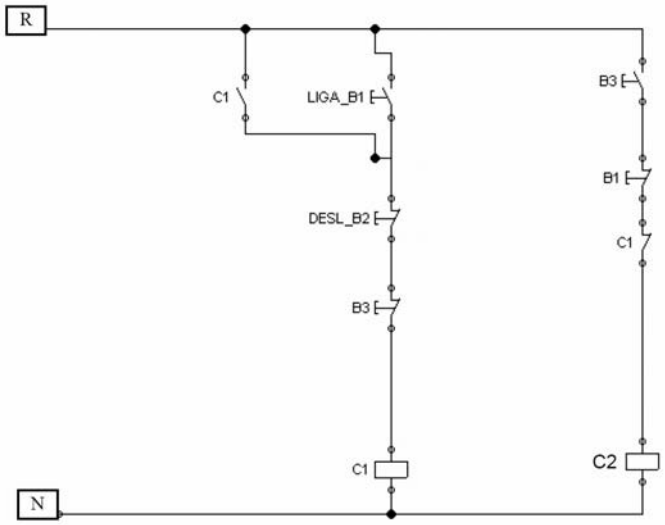


Figura 73: Circuito de potência do painel. **(COSTA, 2007.)**



F1, F2, F3	Fusível 50 A
F4, F5, F6	Fusível 50 A
F7	Fusível 70 A
G1	Gerador eólico
M1	Motor 3 trifásico
C1	Contator 50 A
C2	Contator 50 A freio
CH1, CH2, CH3 E CH4	Chaves para controle de potência dos resistores
R, S, T	Fases
N	Neutro
D 8	Disjuntor 70 A
B1	Botão Liga
B2	Botão Desliga
B3	Botão do Freio

Figura 74: Circuito de comando painel. **(COSTA, 2007.)**

que é fabricado pela WEG modelo CFW 09 R82. Potência: 20kVA, Saída: em tensão trifásica: de 0 a 220V entre fases e freqüência de 0 a 200HZ. O inversor comprado para o projeto é apresentado na figura 75

Figura 75: Foto do inversor de potência WEG CFW09. (**Foto tirada pelo autor**)

O inversor apresenta ainda as seguintes características:

1. Potência: 1,5 a 30 cv, Tensão: 220 a 230V, 380 a 480V e 500 a 600/690V;
2. Controle escalar e vetorial programável;
3. Controle vetorial com alto torque e rapidez na resposta, mesmo em velocidades muito baixas e na partida, auto-ajuste adaptando automaticamente o controle vetorial ao motor e a carga, Inversor Regenerativo;
4. Cartão opcional com funções de CLP. Multi-speed: Através da combinação de três entradas digitais o motor pode ser acionado em até oito velocidades pré-programadas, regulador PID integrado, partida com o motor girando, freqüências de ressonância podem ser evitadas a fim de minimizar o stress mecânico na máquina.

O controle se faz necessário em função das diversas velocidades de rotação exigidas pelo experimento. Na fase de funcionamento do gerador, sem carga, é necessário verificar a que rotação o mesmo começa a produzir tensão como também o seu desempenho nas diversas rotações até atingir a rotação máxima de 400 RPM.

Nos ensaios realizados em carga haverá uma quantidade maior de parâmetros a serem analisados necessitando também de diversas velocidades de rotação. Para estes ensaios levou-se em consideração a velocidade de rotação nominal do gerador em torno de 204 RPM.

Outra avaliação importante se refere ao comportamento do gerador quando o mesmo encontra-se no campo sob a ação real dos ventos cuja velocidade não é constante e apresenta grandes variações. Neste caso é preciso fazer com que a bancada simule também essa situação. Assim os controles de velocidade do motor de indução para simulação do funcionamento do gerador poderiam ocorrer de duas maneiras: primeiro manualmente a partir do controle existente no próprio inversor CFW 09. Para isto é utilizada uma interface homem-máquina destacável, com duplo display (LCD + LED's). Através deste dispositivo configura-se o inversor, visualizam-se diversas variáveis de funcionamento do motor de indução. A segunda maneira seria de forma automatizada usando o cartão PLC1 ou PLC2. O cartão PLC1, ilustrado na figura 76, permite que o inversor de freqüência CFW-09 assuma funções de um controle lógico programável, com as seguintes características:

1. referência de velocidade e módulo de posicionamento;
2. Programação em linguagem Ladder através do Software WLP, temporizadores, contadores, bobinas e contatos;
3. RS-232 com Protocolo Modbus RTU;
4. Disponibilidade de 100 parâmetros configuráveis via software ou IHM;
5. Interface CAN com protocolos Canopen e DeviceNet, CANopen mestre, pode operar como mestre da rede CAN open, permitindo controlar um conjunto de até 8 escravos, em um total de 1024 pontos (512 de entrada e 512 de saída).

Figura 76: Foto do cartão PLC. **(WEG, 2007)**

Utilizando o cartão PLC é possível realizar diversas programações de velocidade de rotação estabelecendo a cada fase de ensaio os parâmetros ideais para realização do experimento. Além disto, é possível também realizar o controle do painel de potência acionando os dispositivos de saída do gerador, frenagem e comutação de carga. Desta forma este controle juntamente com o sistema de aquisição de dados permite mais rapidez na realização dos ensaios.

A figura 77 ilustra parte da programação feita com o programa WLP que é utilizado para controlar a placa a placa PLC1 ou 2.

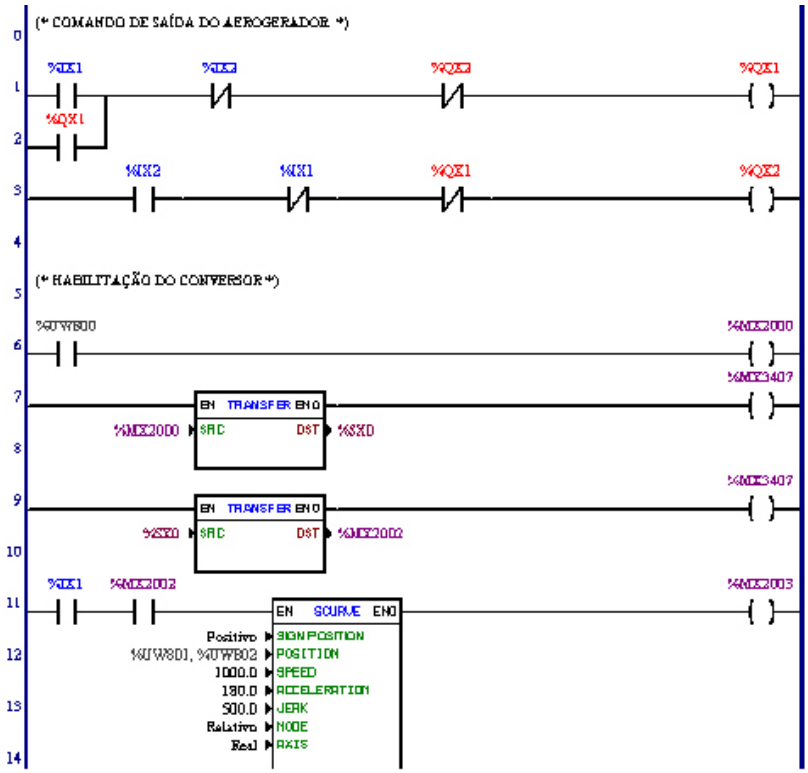


Figura 77: Ilustração do programa WLP. **(WEG, 2007)**

Para maior entendimento a seguir são explicitados os elementos deste programa.

As bobinas QX1 e QX2 representam as saídas digitais do PLC que vão acionar os contatores C1 e C2 do painel de potência que comanda a tensão de saída do gerador e o freio do mesmo. É composto por 1 entrada e 1 argumento. Funciona transferindo o sinal contido em sua entrada para o seu argumento.

As bobinas MX tipo de dado do argumento é no caso um marcador de bit.

O bloco TRANSFER é composto por 1 entrada EN, 1 saída ENO e 2 argumentos, sendo eles: SRC - dado fonte e DST - dado destino, a entrada EN é responsável pela habilitação do bloco, a saída ENO vai para 1 somente quando o dado destino for atuali-

zado. O tipo de dado fonte pode ser constante ou constante (float). Possui marcador de bit de vários tipos. Sendo o primeiro de habilitação do inversor e o segundo retorno da habilitação.

O Importante é que este bloco trabalha em malha de posição, permanecendo assim mesmo após a sua conclusão. As equações da cinemática usadas nesse bloco são:

$$
\begin{aligned}
x &= x_0 + v_0 t + \tfrac{1}{2} a_0 + t^2 + \tfrac{1}{6} J t^3 \\
v &= v_0 + a_0 t + \tfrac{1}{2} J t^3 \\
a &= a_0 + J t
\end{aligned}
$$

Onde x é a posição final, x_0 é a posição inicial, v é a velocidade final, v_0 velocidade inicial, v é a aceleração final, e a_0 é a aceleração inicial e J é o jerk.

Obs: O JERK é composto por um tipo de dado e um endereço ou um valor constante, dependendo da escolha do tipo de dado. O tipo de dado do jerk pode ser: Uma constante, parâmetro do usuário ou marcador de Word.

O MODO é sempre uma constante, possui as opções: relativo e absoluto. O modo relativo refere-se a um posicionamento a partir de sua última posição. Neste caso, o sentido de giro deste posicionamento é dado pelo sinal, ou seja, sentido horário se for positivo e sentido anti-horário se for negativo. O modo absoluto refere-se à posição de zero máquina, só podendo ser utilizado se uma busca de zero já foi feita previamente. A figura 78 mostra de forma gráfica o funcionamento do bloco SCURVE.

4.12.4 Sistema de supervisão.

Para o sistema de supervisão da bancada foi elaborado um programa através do Software Elipse SCADA já que a WEG também o utiliza. Assim é possível operar a bancada experimental manualmente utilizando o comando manual do inversor ou por um computador pessoal conectado ao inversor. A figura 79 apresenta a tela de operação do programa de supervisão.

Para elaboração da tela foi colocado a figura do painel com os seus devidos comandos, uma caixa de animação com a figura da bancada, o motor de indução, o gerador eólico e os elementos de acoplamento e por fim foram também representados com caixas de animação os resistores de carga.

Banco de Baterias. O banco de baterias estacionárias foi especificado considerando

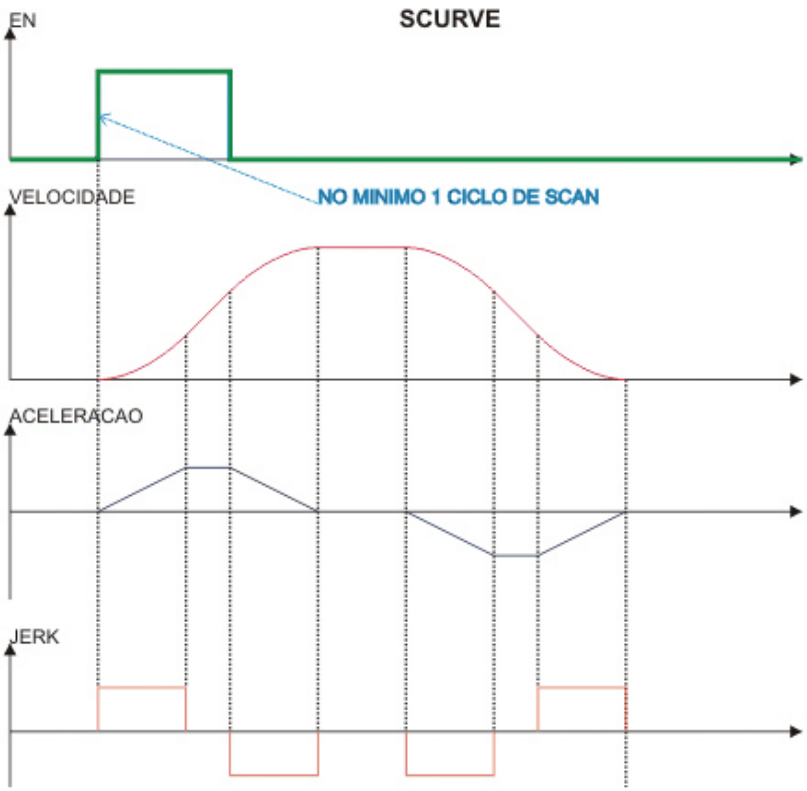


Figura 78: Modo SCURVE. **(COSTA, 2007.)**

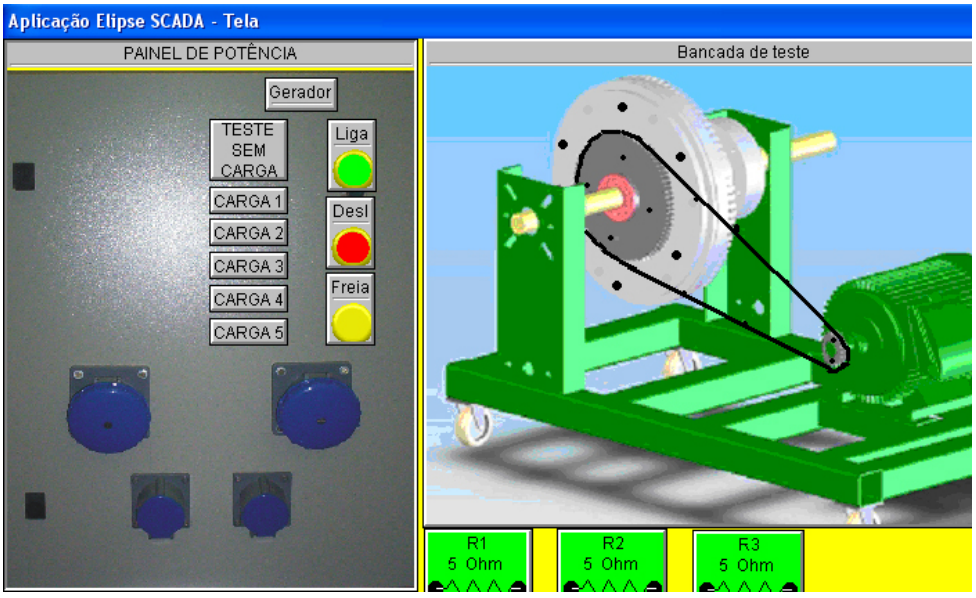


Figura 79: Tela de operação do programa de supervisão.**(COSTA, 2007.)**

cenários de consumo e de regime de ventos típicos diários a ser aplicado o sistema de geração de energia eólica. É constituído de dez baterias de 12Vcc, 180Ah, C20 ligadas em série. Dessa forma a tensão no banco de baterias é de 126 Vcc e o gerador esta projetado para trabalhar com uma tensão nominal de 130V já que a Tensão de flutuação para recarga da bateria é de 132Vcc.

Banco de resistores Para a carga consumida foi adaptado ao sistema um banco de resistores utilizado para dissipar a energia gerada comutados adequadamente de modo a simular o comportamento de um consumidor qualquer. Esse conjunto de resistores foi alimentado com corrente contínua retificada após a geração de energia realizada pelo gerador eólico GRW5000. Para essa montagem foi utilizado: seis resistores de 1500 W sendo tensão de isolamento de 250V e tensão de funcionamento máxima de 220V a resistência elétrica medida de cada um foi em torno de 11Ω.

4.12.5 Aquisição de dados.

Para aquisição de dados diversas variáveis foram observadas e controladas a primeira delas foi o controle da velocidade que foi exercido através do inversor acoplado ao motor de indução trifásico. A partir da programação de rotação e do valor conhecido da relação de transmissão deduz-se a rotação no eixo do gerador. Quatro faixas de velocidades do vento foram consideradas. A primeira é de zero até a velocidade mínima de geração em torno de 2,2 m/s, abaixo da qual a potência gerada vence apenas as perdas por atrito. A segunda faixa é a de operação normal próxima de 12m/s, mantida por um sistema de controle de posição das pás em relação à direção de ataque do vento. A terceira faixa, de altos ventos, é controlada para manter uma potência de saída constante e máxima. Acima dessa faixa, em torno de 20,0 m/s, as pás do rotor são alinhadas na direção do vento, para evitar danos mecânicos ao gerador eólico. Com base nestes valores os ensaios foram feitos controlando a rotação do motor de indução numa faixa de 0 a 1100 RPM que representa uma rotação em torno de 0 a 250 RPM no gerador. As demais grandezas foram obtidas através do sistema de aquisição de dados Labview versão utilizando o cartão DaqCard para medição de corrente, tensão, temperatura e torque. (Em anexo consta uma explicação sobre o sistema Labview).

O sistema de aquisição de dados foi projetado para realizar as leituras das seguintes grandezas:

1. Tensão alternada na saída do gerador;

2. Tensão contínua na saída do retificador e no banco de baterias;
3. Corrente alternada do gerador;
4. Corrente contínua de carga da bateria;
5. Corrente contínua na saída do retificador;
6. Temperatura do estator, rotação do gerador,
7. Torque na carcaça do gerador;
8. Velocidade do vento, para o ensaio realizado em campo utilizou-se também um anemômetro.

Para aquisição de dados foi construída uma interface a partir de um circuito eletrônico com objetivo de adaptar os diversos sinais das grandezas a serem lidas com o sistema de aquisição de dados Labview. O diagrama em bloco do sistema de aquisição de dados é apresentado na figura 80.

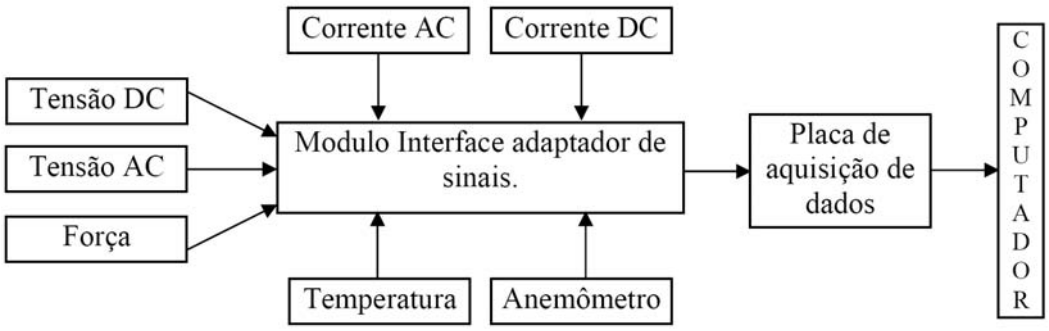


Figura 80: Sistema de aquisição de dados via LABVIEW. **(COSTA, 2007.)**

Para obtenção da temperatura utilizou-se um sensor de temperatura do tipo PTC (coeficiente positivo de temperatura).

Para medir o torque na carcaça do gerador, foi fixada em uma das extremidades da bancada uma célula de carga acionada por uma alavanca de 95 cm, fixada na carcaça do gerador eólico.

Através da figura 81 apresentada a seguir, é demonstrada a tela utilizada para supervisão dos dados obtidos durante os ensaios experimentais do gerador GRW 5000 utilizando o sistema de aquisição de dados Labview.

Através da figura 82, vem ilustrando o diagrama em bloco para os ensaios experimentais do gerador GRM5000, utilizado no sistema LabView.

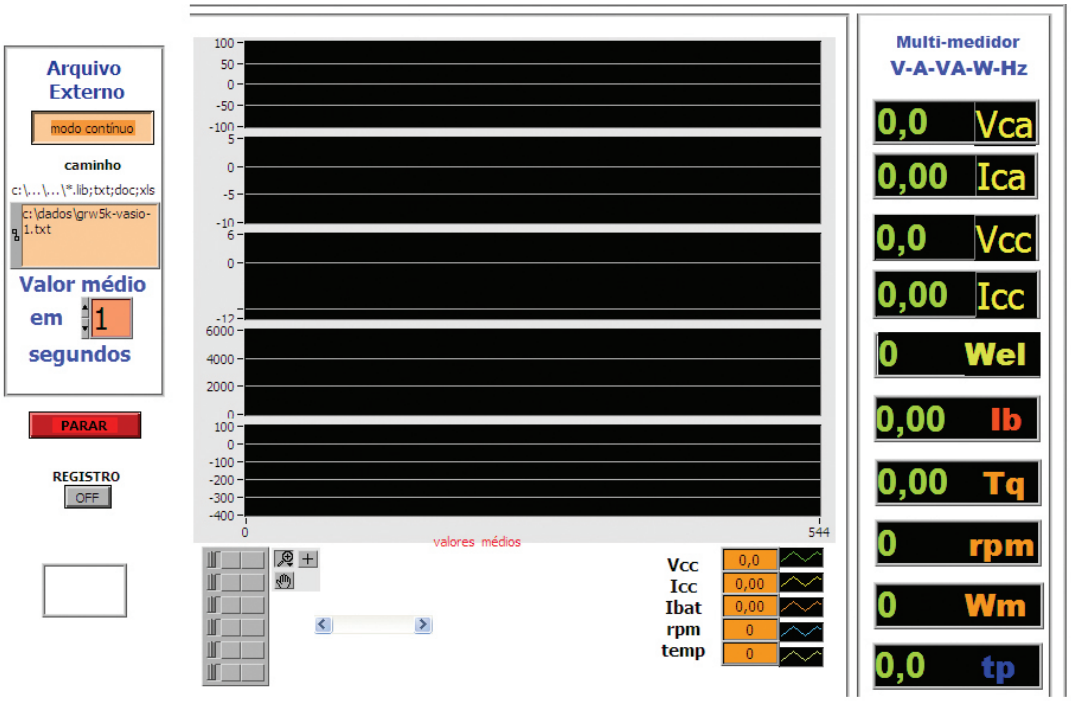


Figura 81: Tela do LABVIEW usada na aquisição de dados. (**Sistema de aquisição de dados desenvolvido pelo autor com o software Labview 8.0**)

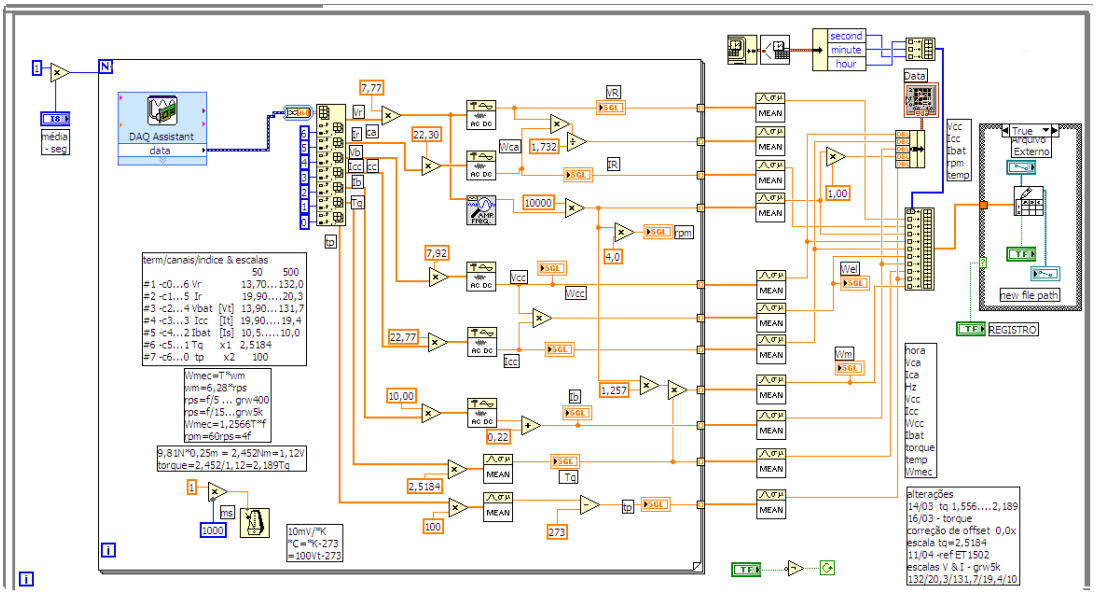


Figura 82: Diagrama em bloco do LABVIEW da aquisição de dados. (**Sistema de aquisição de dados desenvolvido pelo autor com o software Labview 8.0**)

4.12.6 Avaliação da instrumentação utilizada adaptadas ao experimento

Para verificação da bancada, após a instalação do quadro elétrico de controle e proteção, realizou-se a calibração dos transdutores para leitura das grandezas necessárias e conferindo também as ligações entre os diversos componentes do circuito. Todas as grandezas foram programadas para serem registradas com taxa de amostragem de 1kS/s e registro do valor médio a cada 2 segundos, via LabView e cartão de aquisição DaqCard. As medições foram programadas com a tensão da bateria entre 125V e 132V e corrente de carga entre 2A a 40A considerando a corrente inicial de geração até a corrente nominal do gerador quando o mesmo atinge a potência máxima em função do consumo de recarga das baterias como também da carga aplicada pelo banco de resistores.

4.13 Ensaios realizados com a máquina AFPM

Para simulação da máquina utilizou-se as equações já descritas anteriormente onde as principais análises estão relacionadas a tensão de fase na saída do gerador . Em relação à velocidade de rotação da máquina AFPM considerou-se o funcionamento da mesma em vazio e a equação da tensão 4.6 foi empregada.

Em um segundo momento realizou-se o ensaio em vazio como também com carga. A partir dos resultados obtidos foram feitas análises comparativas em relação ao comportamento da máquina AFPM.

4.13.1 Análise do comportamento da tensão.

Para simulação com base no modelo matemático, expresso pela equação 4.6 foram utilizados os dados da Tabela 14 que trata das características do gerador. Entretanto alguns deles merecem esclarecimentos. Os dados da área dos imãs permanentes consideram toda parte de indução efetiva, isto é a soma das áreas das duas faces que se encontram fixados no rotor. Quanto a indução magnética, o valor apresentado está baseado nas informações fornecidas pelos fabricantes de Neodímios especificamente da empresa Magtek que em sua tabela de especificação apresenta para o tipo N35, empregado no gerador, uma indução remanescente de 1,19 T.

Utilizando a equação 4.6 para análise do comportamento da tensão vale lembrar que o resultado obtido será referente à tensão de pico a pico entre fase e neutro do gerador,

que tem seu enrolamento ligado em estrela. Para completar os resultados obtidos deste modelo matemático é necessário calcular a tensão eficaz entre fase e neutro como também a tensão eficaz entre fase-fase, para isto são utilizadas as equações 4.10, 4.11 e 4.12. Para o valor eficaz da corrente alternada:

$$E_M = \sqrt{2} * E$$

Logo

$$E = \frac{E_M}{\sqrt{2}} \tag{4.10}$$

Onde E_M é a tensão de pico (máxima) e E é a tensão eficaz.

Para um sistema trifásico,

$$V_f = \frac{V}{\sqrt{3}}$$

Logo

$$V = V_f * \sqrt{3} \tag{4.11}$$

Onde V_f é a tensão eficaz entre fase e neutro e V é a tensão eficaz entre fases.

Desta forma

$$V_f = \frac{E_M}{\sqrt{2}}$$

logo

$$E_M = \frac{E_{fase}}{2} \tag{4.12}$$

Onde E_{fase} é a tensão de pico a pico de fase-neutro, resultante da equação 4.6, E_M é a tensão de pico de fase-neutro e V_f é a tensão eficaz de fase-neutro.

A tensão eficaz entre fases fica:

$$V = V_f * \sqrt{3} \tag{4.13}$$

Onde V é a tensão eficaz entre fases e V_f é a tensão eficaz de fase-neutro.

Na tabela 14 encontram-se os valores calculados das tensões para o gerador GRW 5000 em 10 rotações distintas.

Tabela 14: Valores calculados das tensões para o gerador GRW 5000

Rotação gerador (rad/s)	**Rotação gerador** (RPM)	**Tensão pico a pico fase-neutro**	**Tensão eficaz fase-neutro**	**Tensão eficaz fase-fase**
(ω)	(ω)	(V)	(V)	(V)
9,27	88,49	125,1	44,23	76,61
11,71	111,86	158,14	55,91	96,84
14,06	134,23	189,76	67,09	116,21
16,4	156,6	221,39	78,27	135,57
18,74	178,97	253,01	89,45	154,94
21,08	201,34	284,64	100,63	174,3
23,43	223,71	316,26	111,82	193,67
25,77	246,09	347,9	123	213,05
30,46	290,83	411,15	145,36	251,78
32,8	313,2	442,78	156,55	271,14

A figura 83 retrata de forma gráfica os resultados das tensões de pico a pico referente a equação 4.6, as tensões eficazes de fase para neutro referente a equação 4.11 e as tensões eficazes entre fases referentes a equação 4.12

4.14 Análise do comportamento da tensão em vazio através de simulação em bancada

Os resultados obtidos nos ensaios utilizando a bancada de teste com gerador em vazio, estão na tabela 15. Estes dados consistem na medição de tensão eficaz, fase-fase, na saída da máquina AFPM e tensão DC na saída da fonte retificadora, após variação da rotação do motor de indução As rotações da máquina foram medidas em rpm através do sistema de aquisição de dados Labview 7.1 sendo a tabela 15 um resumo dos resultados obtidos neste teste, já que foram realizadas noventa e seis medições em intervalos de três segundos entre cada uma delas.

Os resultados obtidos em vazio permitem algumas observações importantes:

- Necessidade de comparação e validação dos valores apresentados, anteriormente em relação à tensão na tabela 14

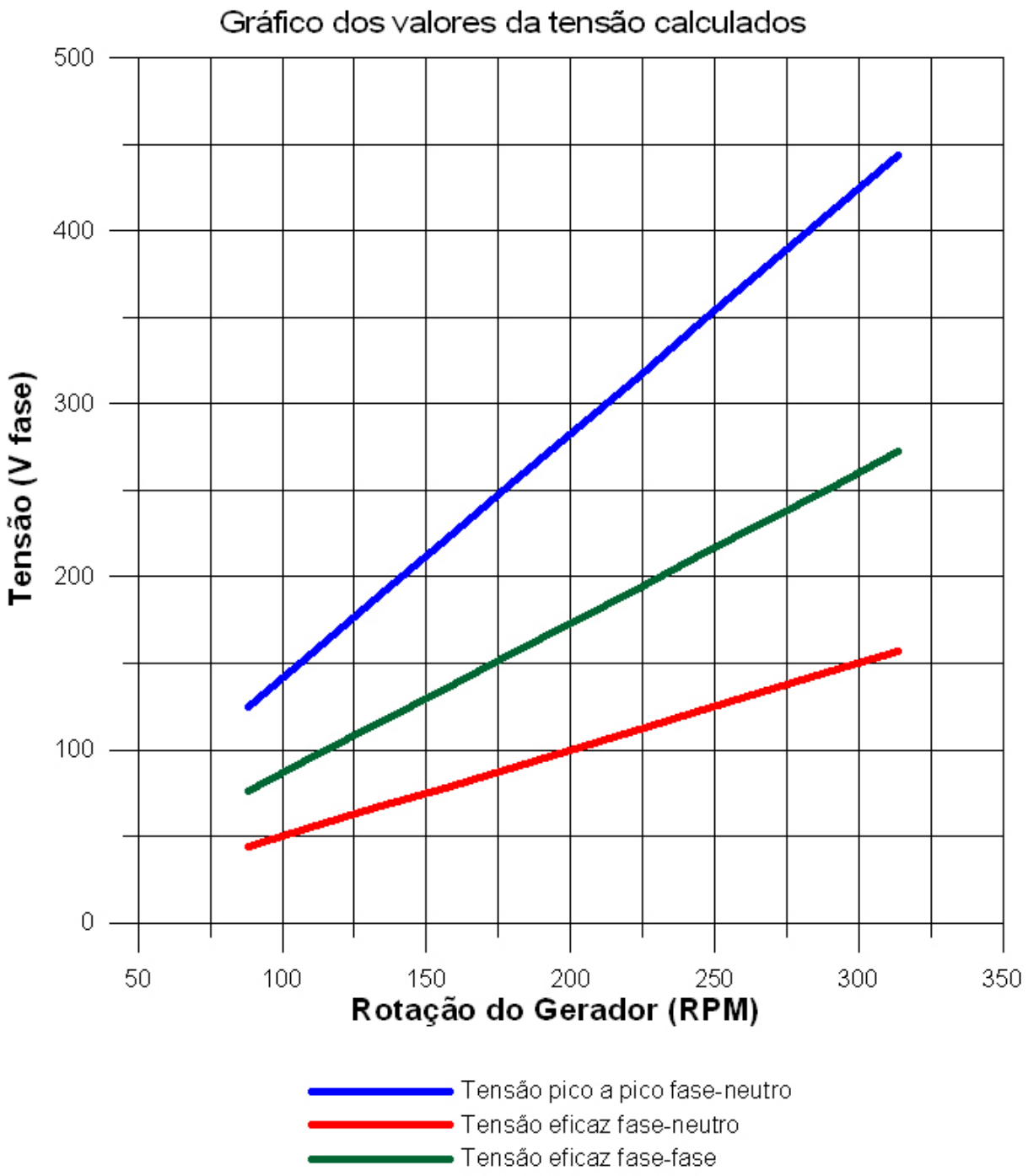


Figura 83: Gráfico dos valores da tensão calculada em função da rotação. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

- Necessidade de verificar a partir de que rotação inicia-se o processo de geração de energia.
- Necessidade de verificar a rotação mínima capaz de iniciar o processo de transferência de energia na saída do retificador para recarga do banco de baterias.

Tabela 15: Resultados obtidos a partir da simulação experimental em bancada

Rotação motor (RPM)	Rotação gerador (RPM)	Tensão DC (V)	Tensão eficaz fase-fase (V)	Tensão eficaz fase-neutro (V)	Tensão pico fase-fase (V)	Tensão pico fase-neutro (V)	Tensão pico a pico fase-neutro (V)
400	89,49	94	68	43,29	96,17	61,22	122,44
500	111,86	112	85	54,11	120,21	76,53	153,05
600	134,23	132	96	61,12	135,76	86,43	172,86
700	156,6	153	112	71,30	158,39	100,84	201,67
800	178,97	174	128	81,49	181,02	115,24	230,48
900	201,34	196	144	91,67	203,65	129,65	259,29
1000	223,71	217	159	101,22	224,86	143,15	286,30
1100	246,09	238	175	111,41	247,49	157,56	315,11
1200	268,46	260	191	121,59	270,11	171,96	343,92
1300	290,83	282	208	132,42	294,16	187,27	374,53
1400	313,2	303	223	141,97	315,37	200,77	401,54

A figura 84 representa graficamente os resultados obtidos experimentalmente.

A figura 85 apresenta graficamente a comparação entre as tensões calculadas e as obtidas em testes de bancada. O gráfico demonstra a coerência das tensões de pico a pico por fase e também a tensão eficaz fase-fase. É importante lembrar que o resultado obtido para as colunas da tabela 14 considerou uma indução magnética de 1,19T. Todavia caso fosse utilizado o valor de 0,8T, as tensões obtidas em bancada e as calculadas através da equação 4.6 adquirem valores mais próximos.

4.15 Análise do comportamento da tensão com carga através de ensaios em bancada

Para as cargas foram utilizados resistores na saída da ponte retificadora. O chaveamento para obtenção das cargas em cada fase dos ensaios está representado na figura 86.

Os resultados obtidos nos ensaios utilizando a bancada de testes, com carga resistiva,

estão nas tabelas 16, 17 e 18, cada uma delas apresenta os testes com cargas resistivas diferentes entre si. As grandezas elétricas apresentadas nas tabelas são as seguintes:

- Tensão eficaz fase-fase nos terminais de saída da máquina AFPM em volt;
- Tensão de pico fase-fase nos terminais de saída da máquina AFPM em volt;
- Tensão DC na saída da fonte retificadora em volt;
- Corrente AC nos terminais de saída da máquina AFPM em A;
- Corrente DC na saída da ponte retificadora em A;

No primeiro conjunto de testes realizados com carga, foi ligado apenas o banco de resistores, ficando o banco de baterias isolado do sistema. Assim, além das tensões obteve-se a partir destas grandezas a potência elétrica para cada rotação. As duas colunas nas tabelas referentes à rotação correspondem às rotações do motor de indução e a rotação obtida no rotor da na máquina AFPM.

Tabela 16: Ensaio em bancada com carga resistiva 1

R1 em série com R2 igual a 11 omega - 240V - 4,5kW (valor estimado)							
Rotação motor (RPM)	Rotação gerador (RPM)	Tensão fase-fase (V)	Tensão pico (V)	Tensão DC (V)	Corrente (A)	Corrente (A)	Potência (W)
400	89,49	61,1	86,4	81,0	5,7	6,3	510,3
500	111,11	76,2	107,8	100,0	7,0	7,3	730,0
600	133,3	91,0	128,7	120,0	8,1	9,8	1176,0
700	155,6	105,0	148,5	139,0	9,5	11,5	1598,5
800	177,8	120,0	169,7	158,0	10,8	12,7	2006,6
900	200,0	134,0	189,5	177,0	12,0	14,4	2548,8
1000	222,2	148,0	209,3	195,0	13,2	16,0	3120,0
1100	244,4	162,5	229,8	213,0	14,5	18,0	3834,0
1200	266,7	176,2	249,2	231,0	15,5	19,7	4550,7
1300	288,9	187,5	265,2	240,0	16,1	20,8	4992,0

As figuras 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94 e 95, mostram os gráficos referentes as tabelas anteriores.

Tabela 17: Ensaio em bancada com carga resistiva 2

R1 e R2 em paralelo iguais a 6 Ù - 240 v - 9,6 kW (valor estimado)							
Rotação motor (RPM)	Rotação gerador (RPM)	Tensão fase-fase (V)	Tensão pico (V)	Tensão DC (V)	Corrente (A)	Corrente (A)	Potência (W)
400	89,49	57,0	80,6	74,0	10,0	12,6	932,4
500	111,11	70,5	99,7	92,0	12,2	14,6	1343,4
600	133,3	83,8	118,5	110,0	14,3	17,8	1958,0
700	155,6	97,0	137,2	127,0	16,3	20,3	2578,1
800	177,8	109,0	154,1	143,0	18,4	23,5	3360,5
900	200,0	122,0	172,5	160,0	20,4	26,0	4160,0
1000	222,2	134,0	189,5	176,0	22,1	27,9	4910,4
1100	244,4	145,0	205,1	190,0	23,9	30,7	5833,0

Tabela 18: Ensaio em bancada com carga resistiva 3

R1, R2 e R3 em paralelo iguais a 4 Ù - 240 v - 14 kW (valor estimado)							
Rotação motor (RPM)	Rotação gerador (RPM)	Tensão fase-fase (V)	Tensão pico (V)	Tensão DC (V)	Corrente (A)	Corrente (A)	Potência (W)
400	89,49	51,7	73,1	68,0	14,0	17,0	1156,0
500	111,11	64,1	90,7	83,0	16,9	20,7	1718,1
600	133,3	75,6	106,9	98,0	19,8	22,5	2205,0
700	155,6	86,9	122,9	113,0	22,5	28,7	3243,1
800	177,8	96,9	137,0	126,0	25,0	31,9	4019,4
900	200,0	106,0	149,9	139,0	27,2	35,3	4906,7

4.16 Resultados obtidos nos ensaios para recarga do banco de baterias

Os resultados obtidos nos ensaios utilizando a bancada de testes para recarga do banco de baterias, estão na tabela 19 para os quais as cargas resistivas foram desligadas. As grandezas apresentadas nas tabelas são as seguintes:

- Tensão DC na saída da ponte retificadora em volt;
- Corrente DC na saída da ponte retificadora em A;
- Rotação da máquina AFPM em rpm e rd/s;
- Força em kgf exercida em uma alavanca de 0,95m para obtenção do torque em N.m;
- Potência elétrica em W;

- Potência mecânica em W;
- Rendimento da máquina AFPM em %.

Tabela 19: Ensaio em bancada com o sistema realizando a recarga das baterias com o gerador GRW5000.

Rotação rd/s	Rotação (RPM)	Força kgf.m	Tensão DC (V)	Corrente (A)	Potência elétrica (W)	Potência mecânica (W)	Rendimento (%)
10,47	100	0,5	126,7	0,2	25,34	48,77	52
11,51	110	1,0	126,8	0,7	88,76	107,29	83
12,35	118	4,5	128,0	3,0	384,00	517,92	74
13,56	130	11,5	129,9	7,9	1026,21	1453,68	71
14,65	140	18,5	131,9	12,9	1701,51	2526,18	67
15,83	151	24,5	134,0	18,0	2412,00	3613,12	67
17,04	163	31,0	136,4	22,9	3123,56	4922,44	63
18,17	174	37,0	138,6	27,6	3825,36	6264,93	61
19,26	184	43,0	140,4	32,1	4506,84	7717,04	58
20,31	194	48,0	142,6	36,7	5233,42	9082,55	58
21,35	204	53,0	144,5	41,0	5924,50	10545,59	56

Cabe esclarecer que os valores de rendimento apresentados nos ensaios realizados em bancada, diz respeito à relação entre a potência mecânica de entrada no eixo do rotor e a potência elétrica fornecida pelo gerador GRW5000. As figuras 96, 97, 98 e 99 a seguir, mostram os gráficos referentes a 19.

Vale lembrar que os rendimentos obtidos nos ensaios demonstrados nas Tabelas 19, 20 e 21 ultrapassam o limite teórico de 59,3% visto que o motor de indução foi utilizado em lugar das pás, ou seja, o rendimento considerado é exclusivamente da máquina AFPM GRW5000.

4.17 Avaliação de resultados obtidos

Os resultados obtidos a partir dos ensaios realizados podem ser divididos em três partes primeiro as comparações de tensões geradas na máquina AFPM GRW 5000 em vazio, segundo a análise dos resultados obtidos com a máquina AFPM GRW5000 com carga resistiva e o banco de baterias desligado do sistema e por fim a análise realizada com a máquina AFPM GRW5000 funcionando em processo de recarga do banco de baterias.

4.17.1 Resultados obtidos em vazio

Constata-se coerência entre os valores calculados da tensão em relação aos ensaios realizados em bancada. O valor dos cálculos não considera, as perdas elétricas e magnéticas.

A máquina analisada apresenta resultado satisfatório visto que a partir de 70 rpm já começa a gerar tensão elétrica. A rotação mínima capaz de iniciar o processo de transferência de energia na saída do retificador para recarga do banco de baterias foi de 134 rpm gerando uma tensão de 132 V.

4.17.2 Resultados obtidos com resistores e banco de baterias acoplado

Esta parte do experimento retrata o funcionamento real do sistema. Sendo assim, é apresentada uma avaliação resumida dos resultados obtidos neste teste. A análise será feita em quatro partes:

- Avaliação do desempenho térmico da máquina AFPM GRW5000 durante o funcionamento em bancada.
- Análise da variação das tensões.
- Análise das variações das correntes.
- Avaliação do rendimento da máquina AFPM em relação à carga aplicada.

Para melhor entendimento desta parte do trabalho está reapresentada abaixo a figura 100, que demonstra o circuito de potência da bancada de testes com o conjunto dos seus dispositivos.

4.17.3 Avaliação do desempenho térmico da máquina AFPM GRW5000

O superaquecimento pode ocasionar danos irreparáveis ao enrolamento da máquina como também aos ímãs de neodímios. Conforme mencionado anteriormente, estes não suportam temperaturas acima de 100°C. Através da tabela 20 pode-se perceber o desempenho térmico da máquina AFPM GRW5000. Ao Funcionar aproximadamente durante dez minutos com rotações entre 113 e 140 rpm a alteração de temperatura foi pequena

e variou entre 28ºC e 32ºC. A elevação da temperatura é mais significativa após permanecer funcionando durante aproximadamente quarenta e cinco minutos a uma rotação de 148 rpm quando então a mesma chega a 55ºC, como também após mais uma hora de funcionamento, a uma rotação média de 167 rpm em que atinge 98ºC. Estes valores não representam perigo capaz de causar dano à máquina porque acontecem no estator, considerando que o rotor está em movimento a temperatura do mesmo é bem menor. Quando o gerador estiver funcionando acionado pelo vento a dissipação de calor será ainda maior conseqüentemente estes níveis de temperatura para os mesmos níveis de potência se reduzem. Estes resultados comprovam a possibilidade de funcionamento da máquina a temperaturas mais altas, conforme apresenta a tabela 20 em que apesar das temperaturas mais elevadas o rendimento da máquina é satisfatório.

Tabela 20: Resumo dos resultados obtidos no gerador com carga R1 acoplado às baterias

Duração	Rotação gerador (RPM)	Tensão CC (V)	Corrente Icc carga (A)	Corrente Bateria (A)	Potência elétrica (W)	Potência mecânica (W)	Rend. (%)	Temp. Estator (C)
00:01:58	113	126,4	4,6	4,6	587,1	842,7	69,7	28,7
00:05:50	127	129,0	9,2	9,2	1181,2	1509,7	78,2	29,0
00:09:54	140	130,2	17,8	5,7	2318,4	3110,2	74,5	31,3
00:56:26	148	131,0	16,6	4,5	2181,0	2870,5	76,0	55,0
00:58:00	160	129,4	26,8	2,6	3469,0	5109,8	67,9	56,9
01:52:36	167	125,5	22,1	-1,4	2770,3	4185,8	66,2	98,6

4.17.4 Análise da variação das tensões

A tensão nos terminais do gerador aumenta com a velocidade de rotação em vazio quando a carga é passiva constituída de uma impedância constante. Todavia, isto não é o caso quando o gerador opera para recarregar um banco de baterias, pois este impõe valores constantes de tensão, nos terminais do gerador e na saída da fonte retificadora, obtendo-se uma tensão estabilizada independentemente da rotação.

Observando a tabela 20 onde o ensaio é realizado com apenas com a carga 1 do banco dos resistores, constata-se acima da potência de 3,5 kW a 160 rpm há uma queda de tensão. Pode-se deduzir que a causa principal deste efeito é a elevação da temperatura, pois a queda de tensão torna-se mais significativa quando a temperatura do estator atinge o maior valor obtido que é 98ºC.

Na Tabela a tabela 21 que apresenta um resumo dos testes realizados durante aproxi-

madamente oito minutos, com rotações entre 120 rpm e 185 rpm e uma carga de dois resistores de 10 ligados em paralelo a tensão evolui normalmente de acordo com a da rotação do gerador. Outro fato importante observado é o fato da diferença das tensões AC e DC permanecerem equilibradas durante todo este ensaio.

Tabela 21: Resumo dos resultados obtidos no gerador com carga R2 acoplado às baterias

Tempo	Rotação gerador (RPM)	Tensão AC (V)	Tensão DC (V)	Corrente Icc carga (A)	Corrente Bateria (A)	Pot. elétrica (W)	Pot. mec. (W)	Rend. (%)	Temp. Estat. (C)
00:00	120	96,7	128,2	3,1	3,1	396,4	427,2	93	47
00:38	119	96,8	128,5	2,8	2,8	359,2	435,4	82	47
01:28	125	99,3	130,5	5,0	4,9	646,5	778,6	83	48
03:14	145	103,7	131,5	17,2	4,9	2255,9	2838,1	79	47
04:06	156	102,8	128,7	25,7	1,5	3302,9	4476,1	74	48
05:54	169	103,0	127,2	33,2	0,4	4219,6	6219,7	68	53
06:42	175	104,3	128,6	35,3	2,2	4539,4	6776,7	67	55
06:48	179	105,2	129,5	37,3	4,0	4827,5	7274,3	66	56
07:16	179	105,3	129,5	36,3	3,0	4698,2	7147,9	66	58
07:22	184	106,6	130,7	38,8	5,2	5073,0	7719,4	66	60
07:24	185	106,5	130,8	38,8	5,2	5079,2	7761,7	65	61
07:28	185	106,7	130,9	38,8	5,2	5082,5	7843,0	65	61

4.17.5 Análise das variações das correntes

Num gerador eólico a tensão nos terminais do gerador e o consumo, que é igual a corrente de recarga das baterias mais a carga de consumo de energia, variam aleatoriamente. Como a disponibilidade de energia é conseqüência da velocidade do vento, há necessidade de absorver o excesso de energia para limitar a velocidade de rotação das pás. Assim o gerador eólico tem que funcionar com carga de forma que os valores destas seja próximo ao nominal ou com cargas elevadas quando opera com ventos em alta velocidade. Como já dito anteriormente a corrente elétrica elevada causa perdas significativas de potência porque altera a resistência do enrolamento em conseqüência do aumento de temperatura. Na a análise das correntes obtidas durante os ensaios em bancada concluímos que o comportamento destas mantiveram-se estáveis até a potência máxima testada.

4.17.6 Avaliação do rendimento em relação à carga aplicada

Na tabela 21 a penúltima coluna apresenta o rendimento que comporta-se de forma decrescente até quando o gerador aproxima-se da sua potência de 5kW a 184 rpm, atin-

gindo nesta situação o seu menor rendimento que é de 66%, se comparado ao ensaio realizado sem carga resistiva, isto é, apenas em recarga das baterias, conforme pode ser constatado na tabela 20, para a mesma rotação verifica-se um melhor rendimento quando o gerador funciona com o banco de baterias e resistores acoplados ao sistema.

Para melhores análises do rendimento seria necessário dar continuidade aos testes aplicando cargas mais elevadas. Isto não foi possível porque até o presente momento não foram ainda concluídas as mudanças necessárias na bancada para obtenção de um torque maior, isto é, aumentando a relação de transmissão, que possibilitaria levar o motor de indução a sua potência máxima potência de 13kW a 1480rpm.

Apesar do acima exposto os testes realizados permitiram avaliar de forma satisfatória o rendimento da máquina AFPM GRW5000.

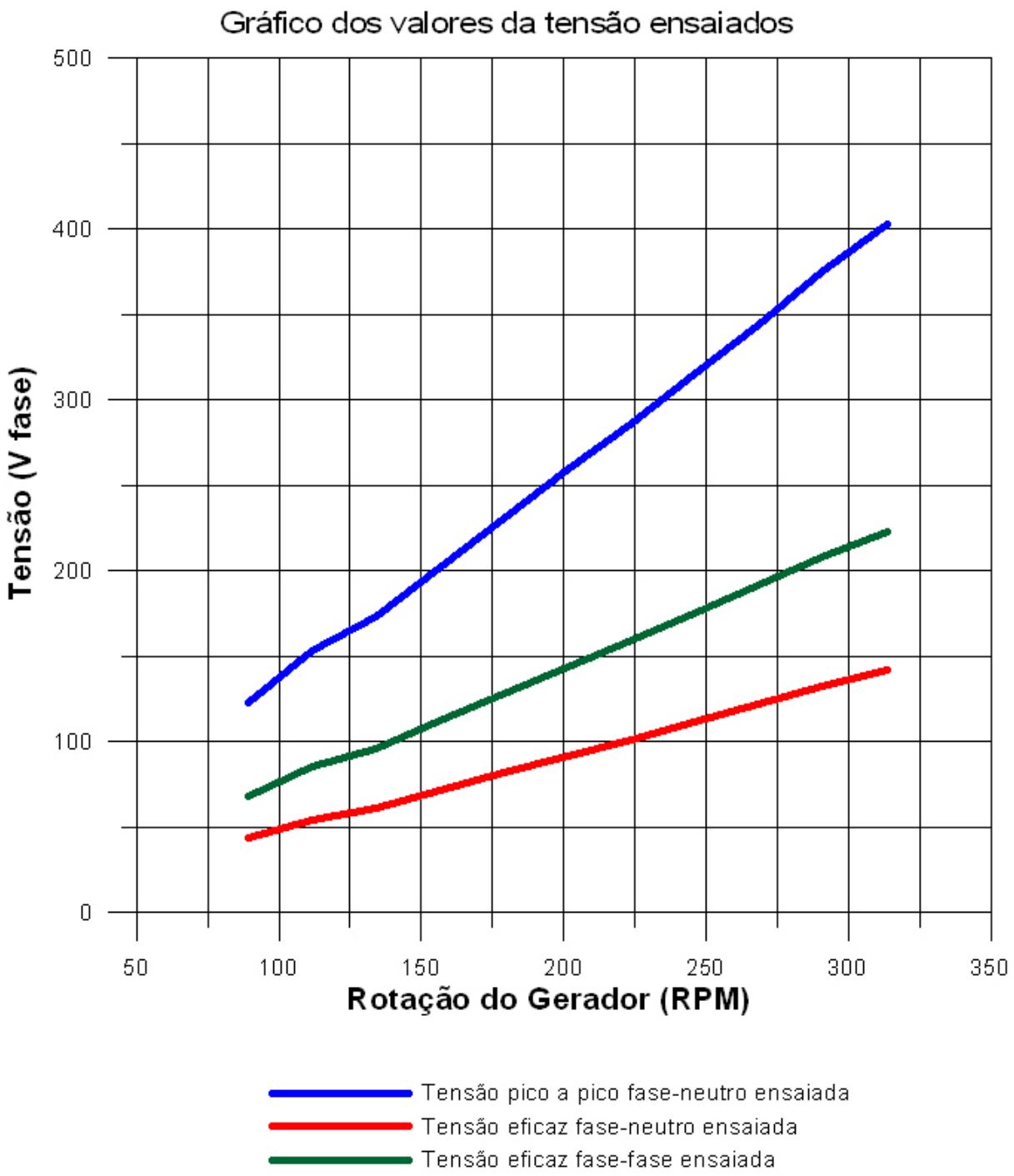


Figura 84: Gráfico dos valores experimentais obtidos em vazio. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

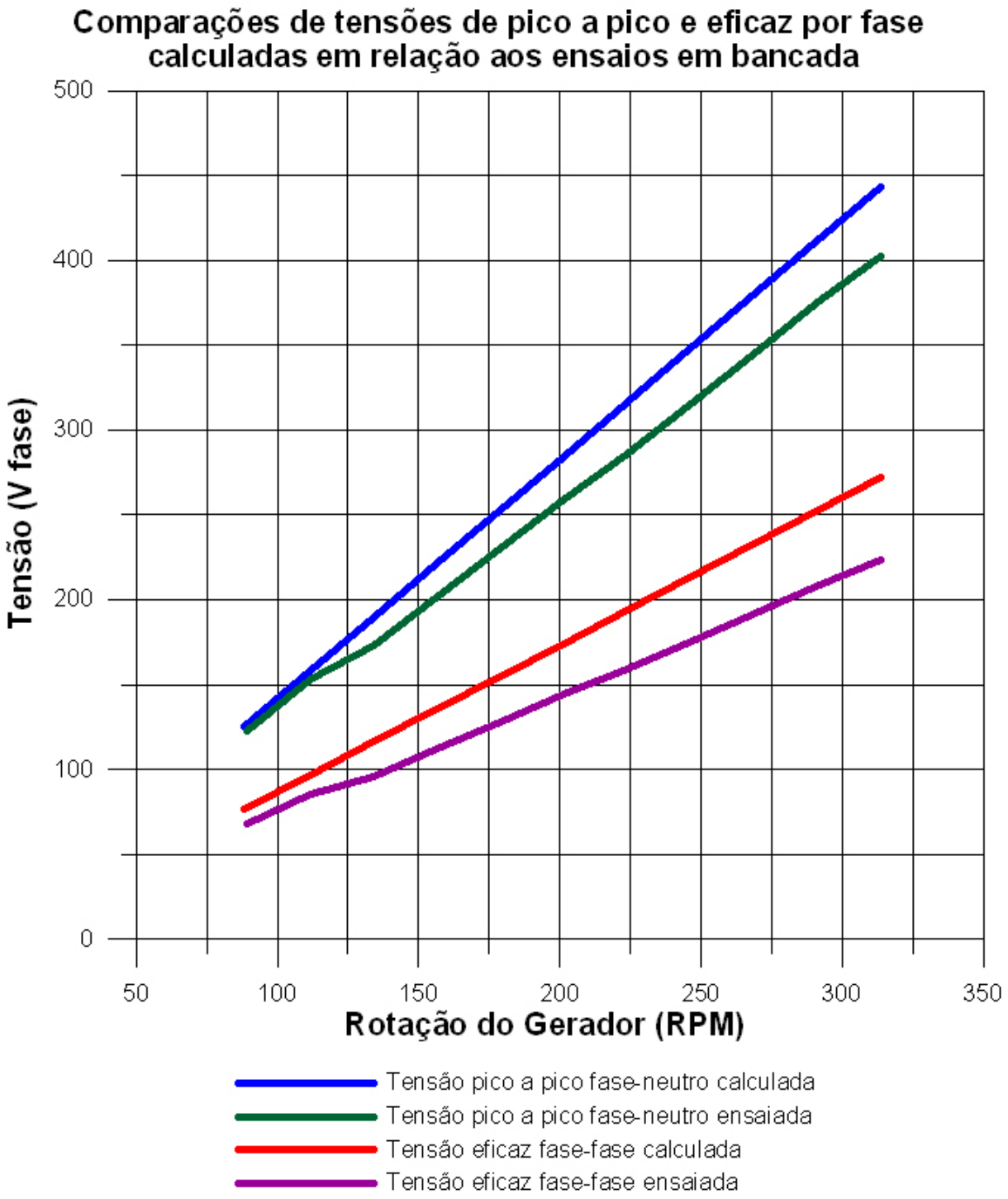


Figura 85: Gráfico da comparação de tensões entre os valores calculados e ensaiados em bancada. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

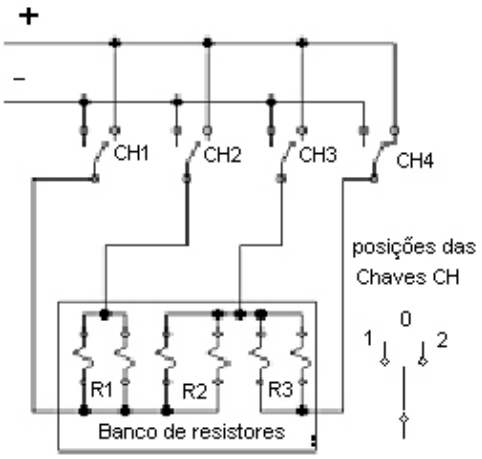


Figura 86: Circuito do banco de resistores. **(COSTA, 2007.)**

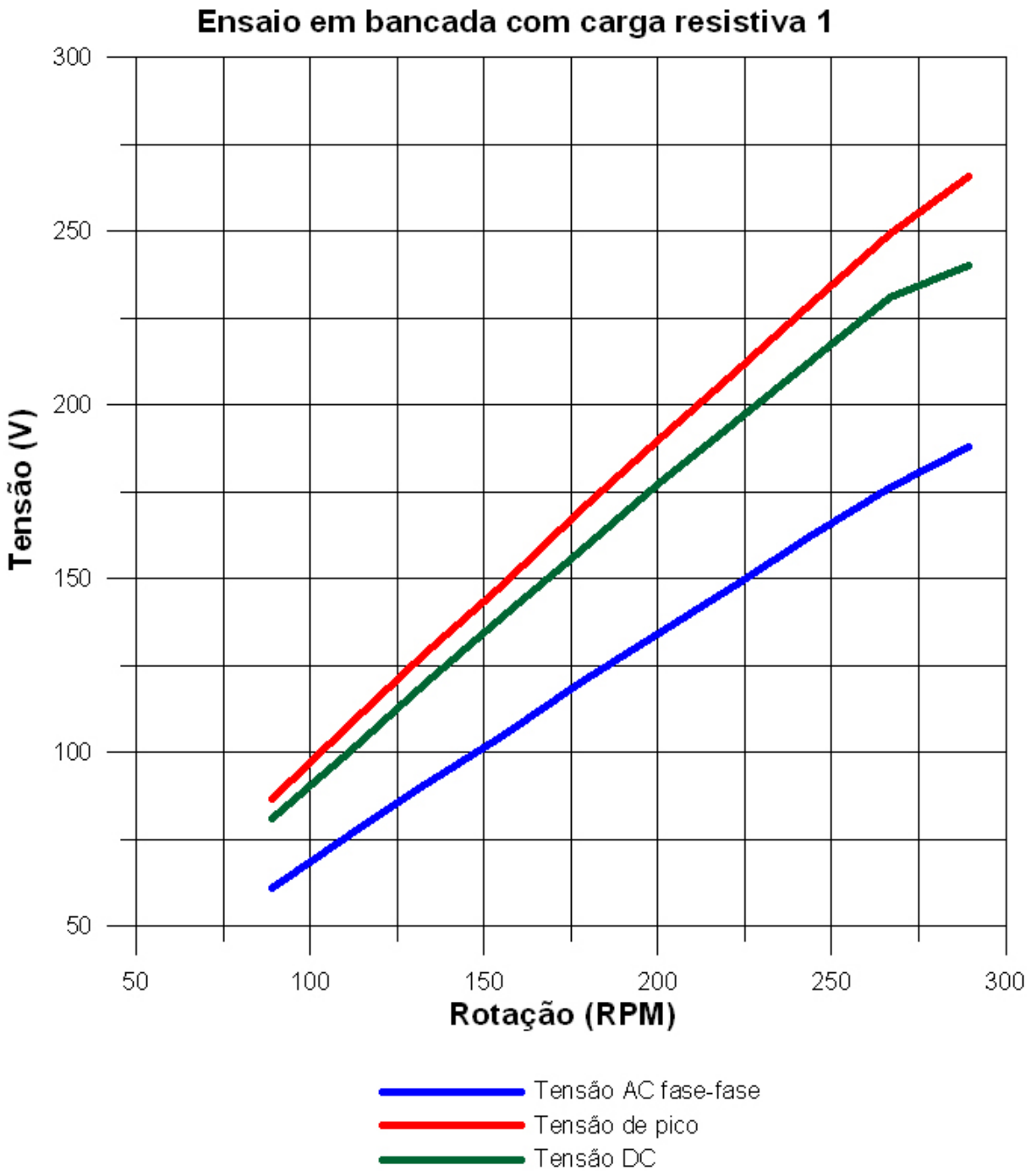


Figura 87: Gráfico Tensão x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 1. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

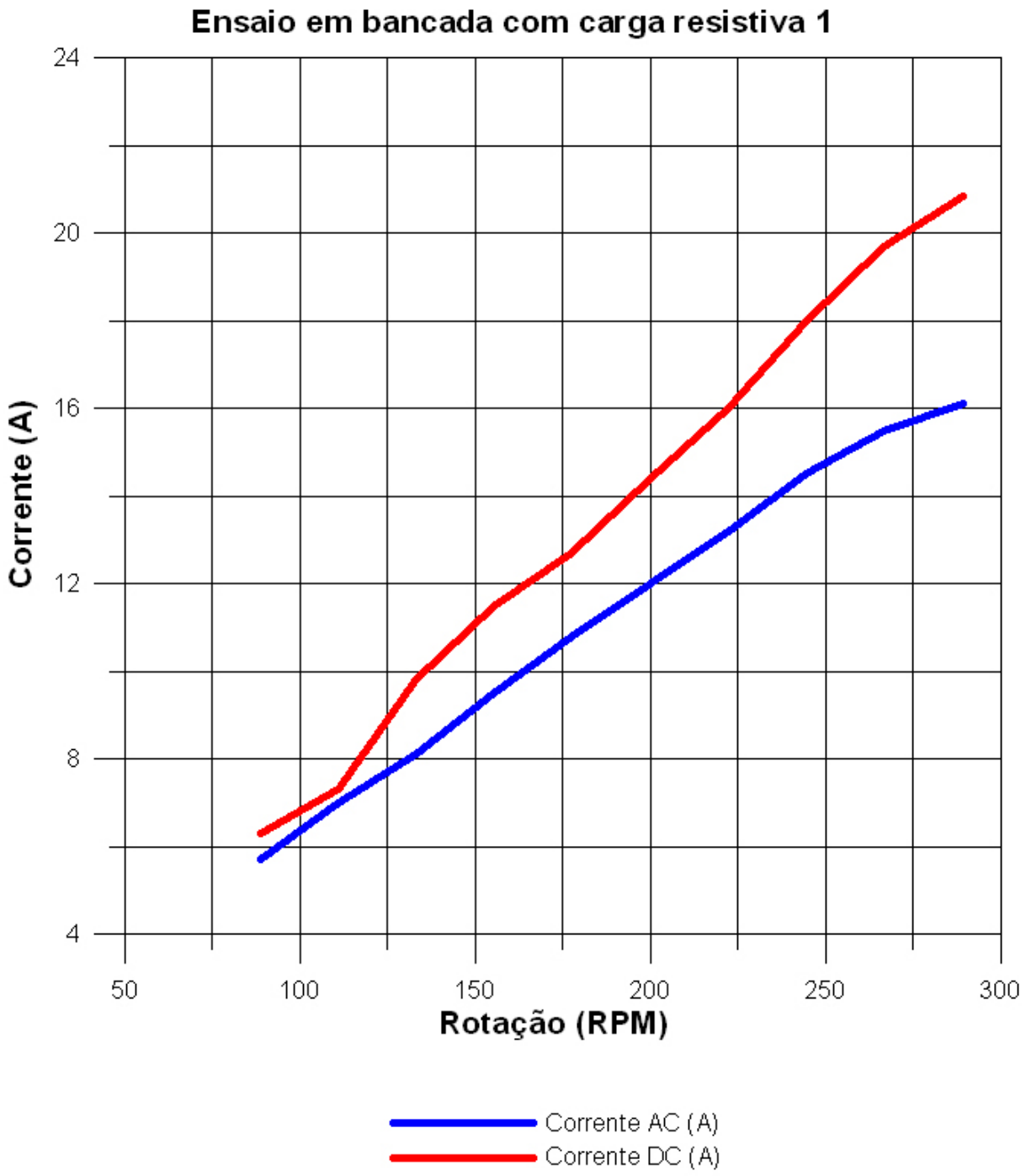


Figura 88: Gráfico Corrente x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 1. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

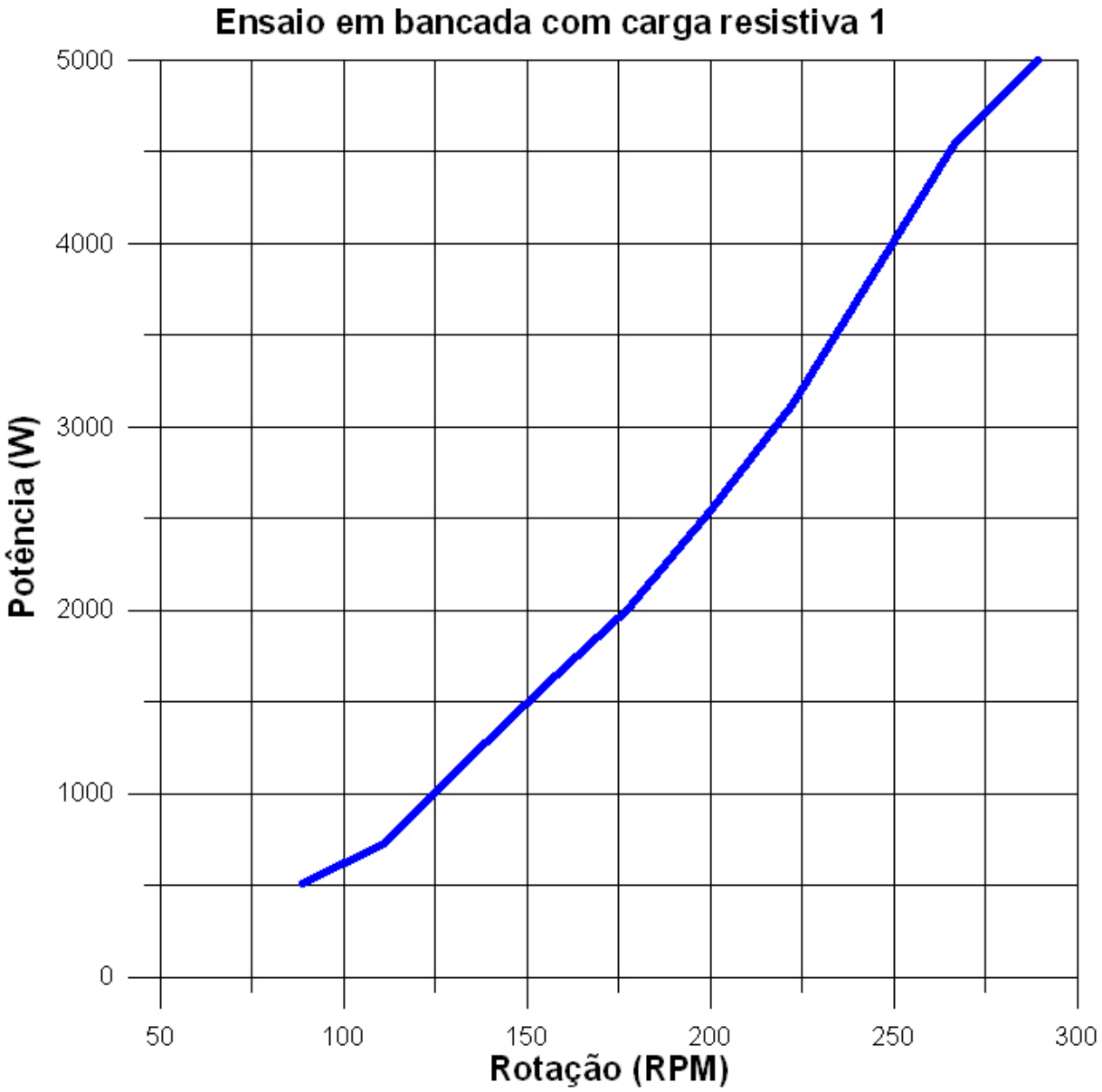


Figura 89: Gráfico Potência x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 1. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

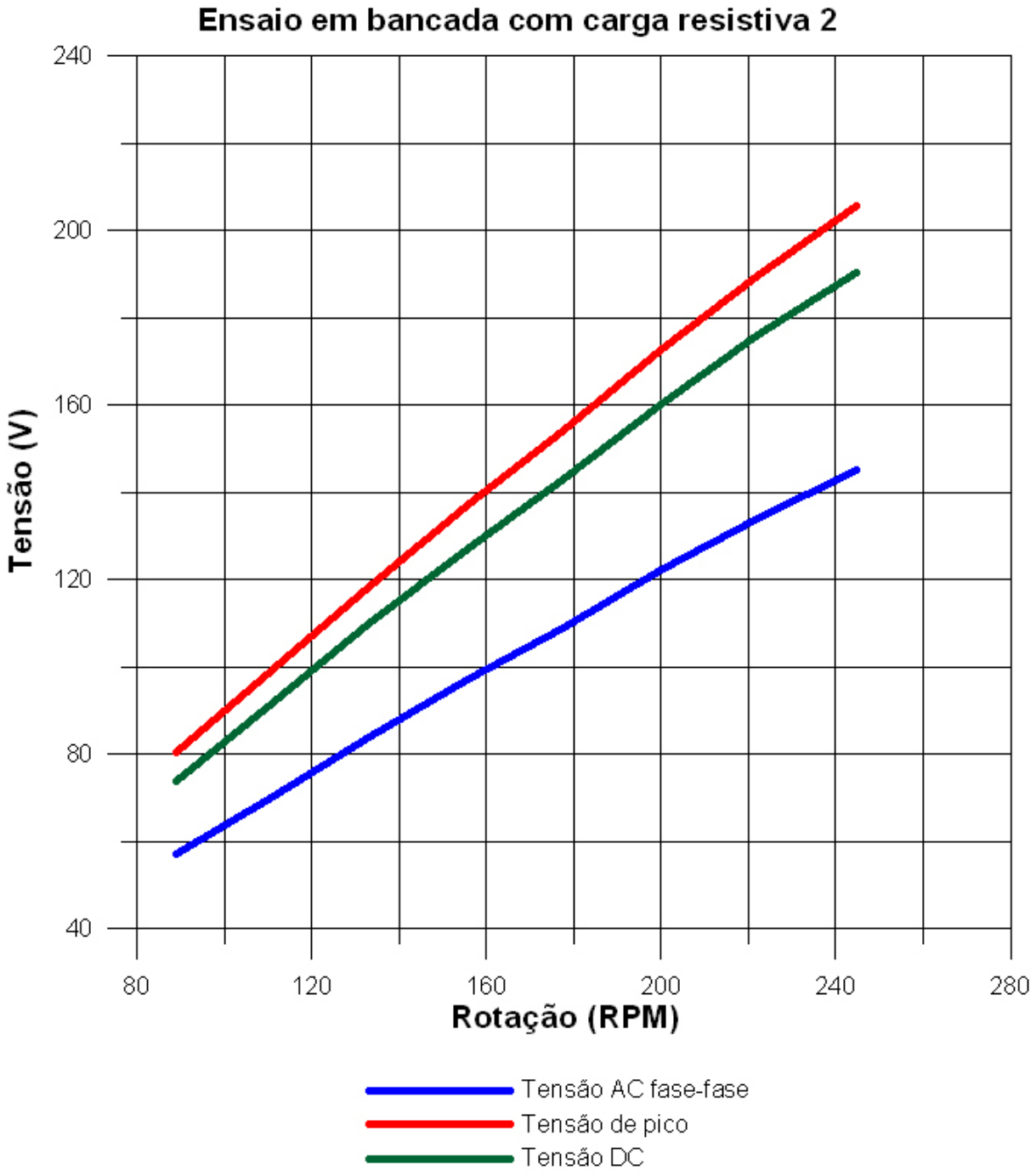


Figura 90: Gráfico Tensão x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 2. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

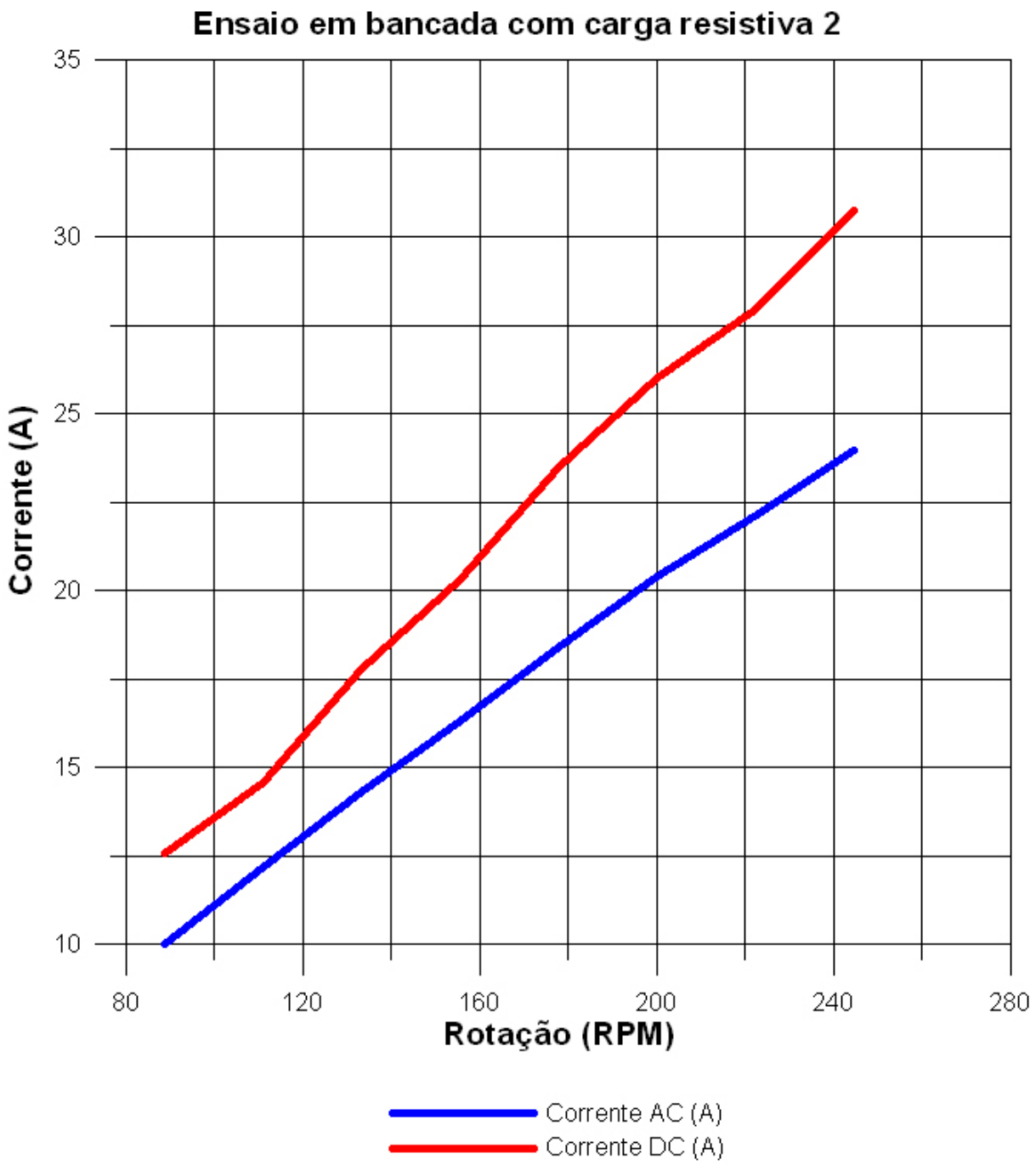


Figura 91: Gráfico Corrente x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 2. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

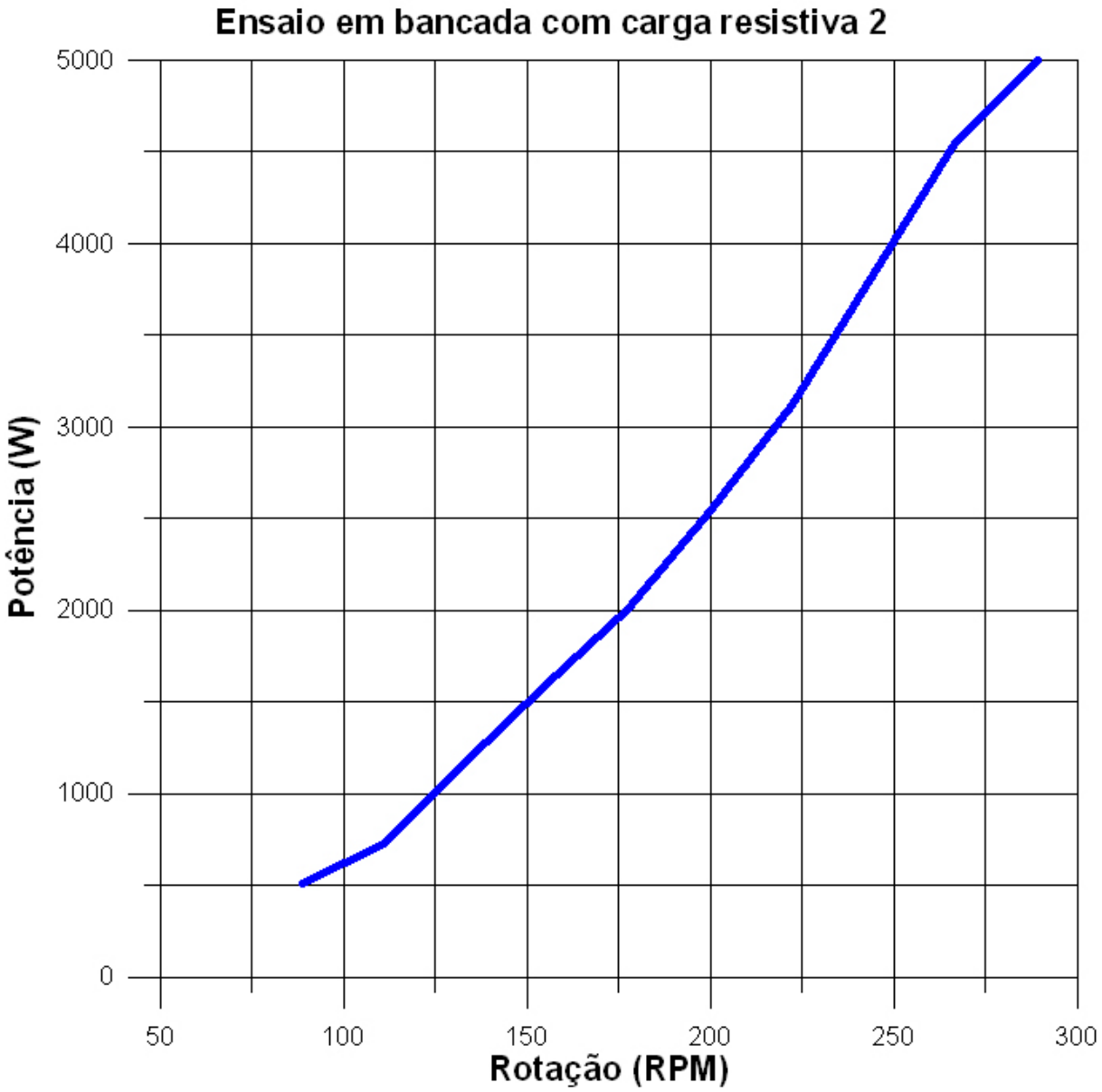


Figura 92: Gráfico Potência x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 2. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

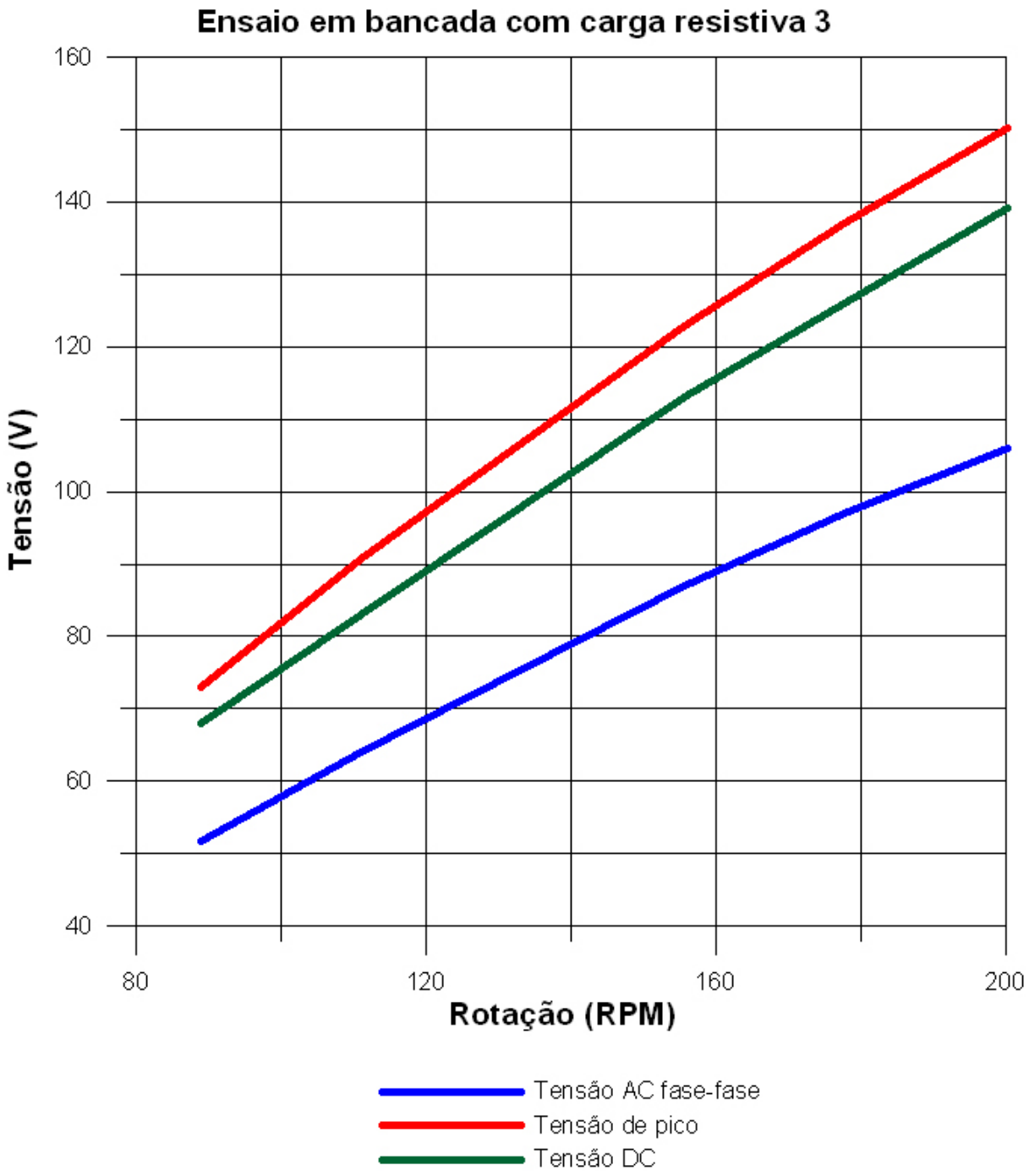


Figura 93: Gráfico Tensão x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 3. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

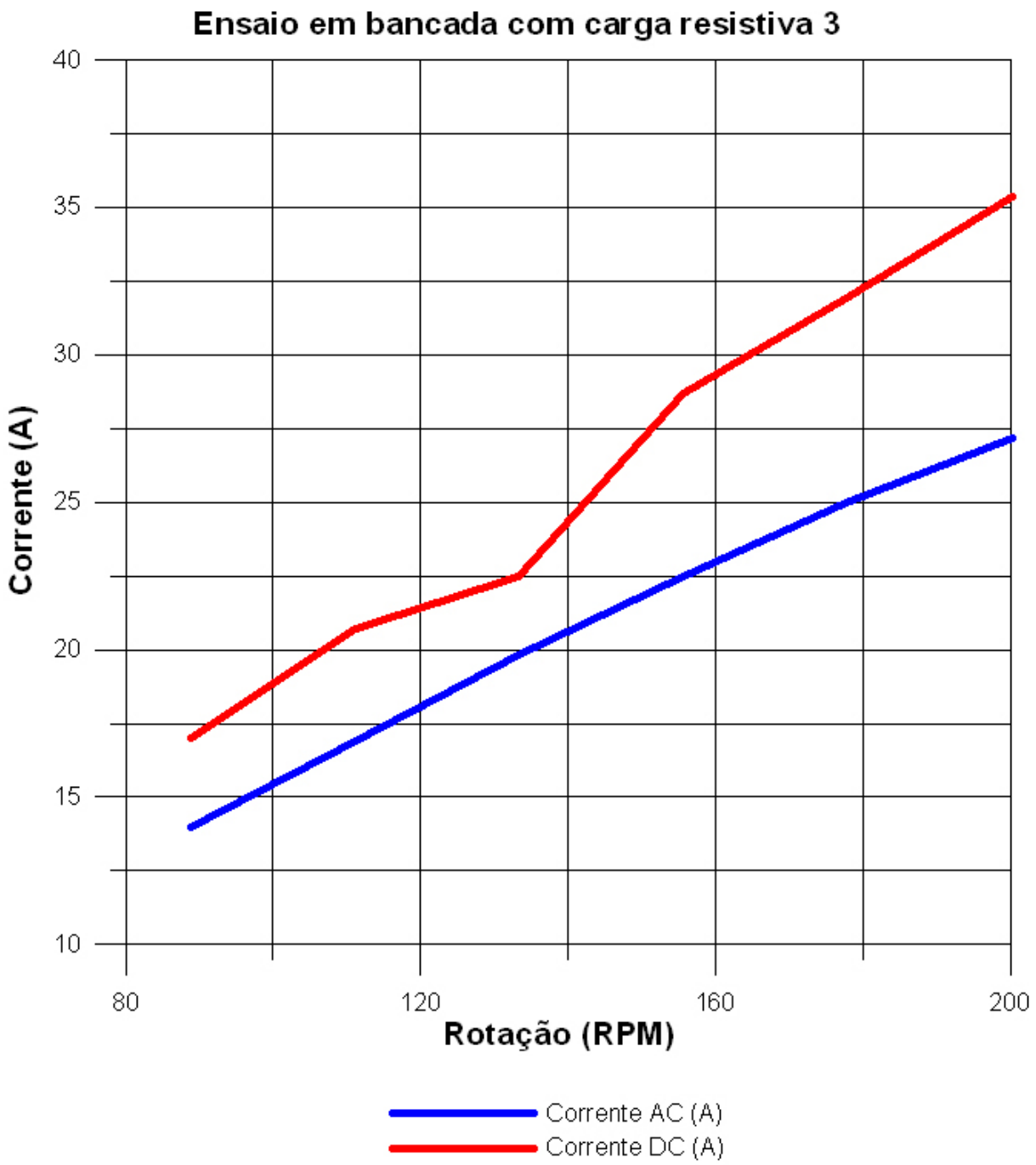


Figura 94: Gráfico Corrente x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 3. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

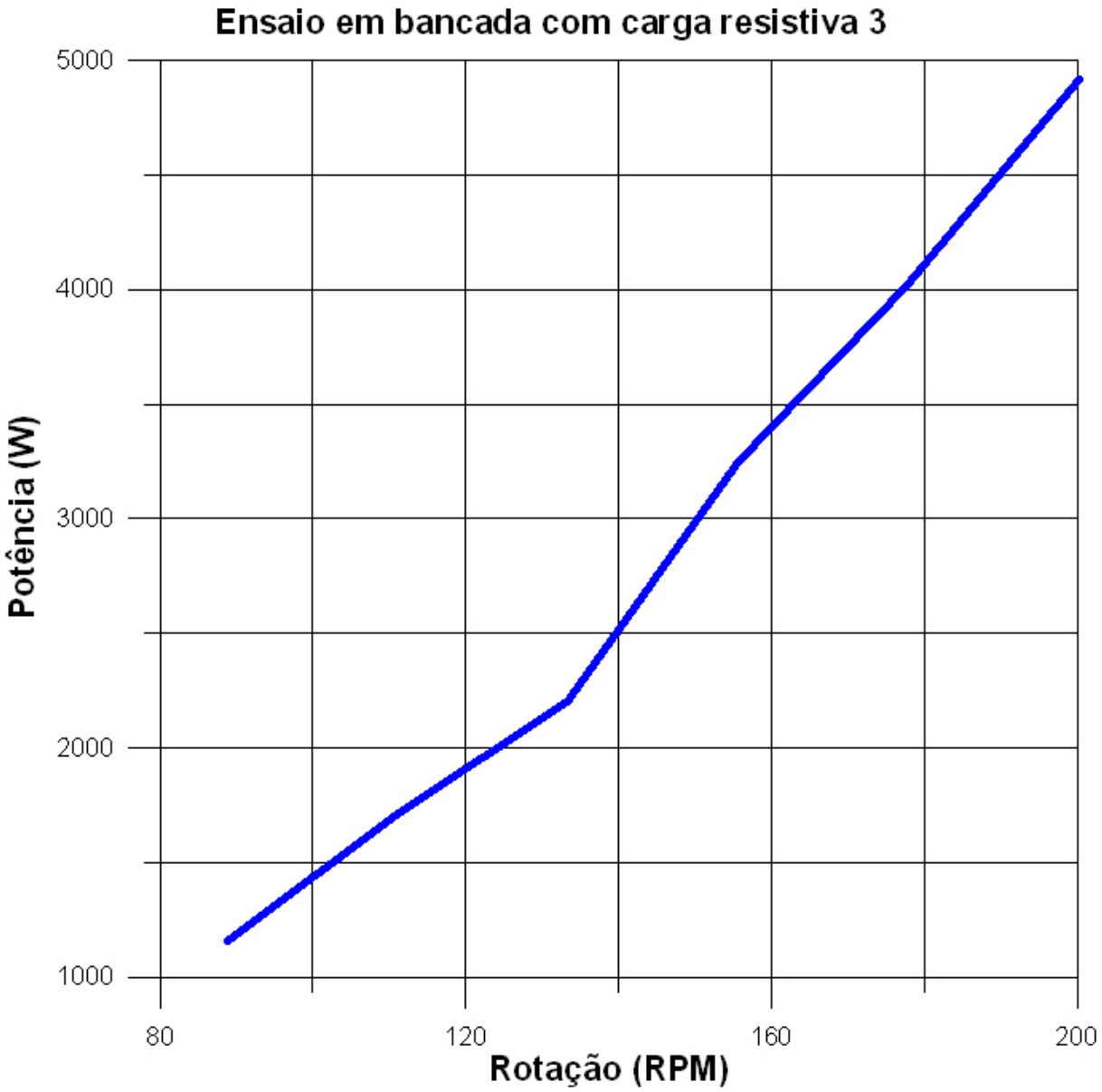


Figura 95: Gráfico Potência x RPM do ensaio em bancada com carga resistiva 3. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

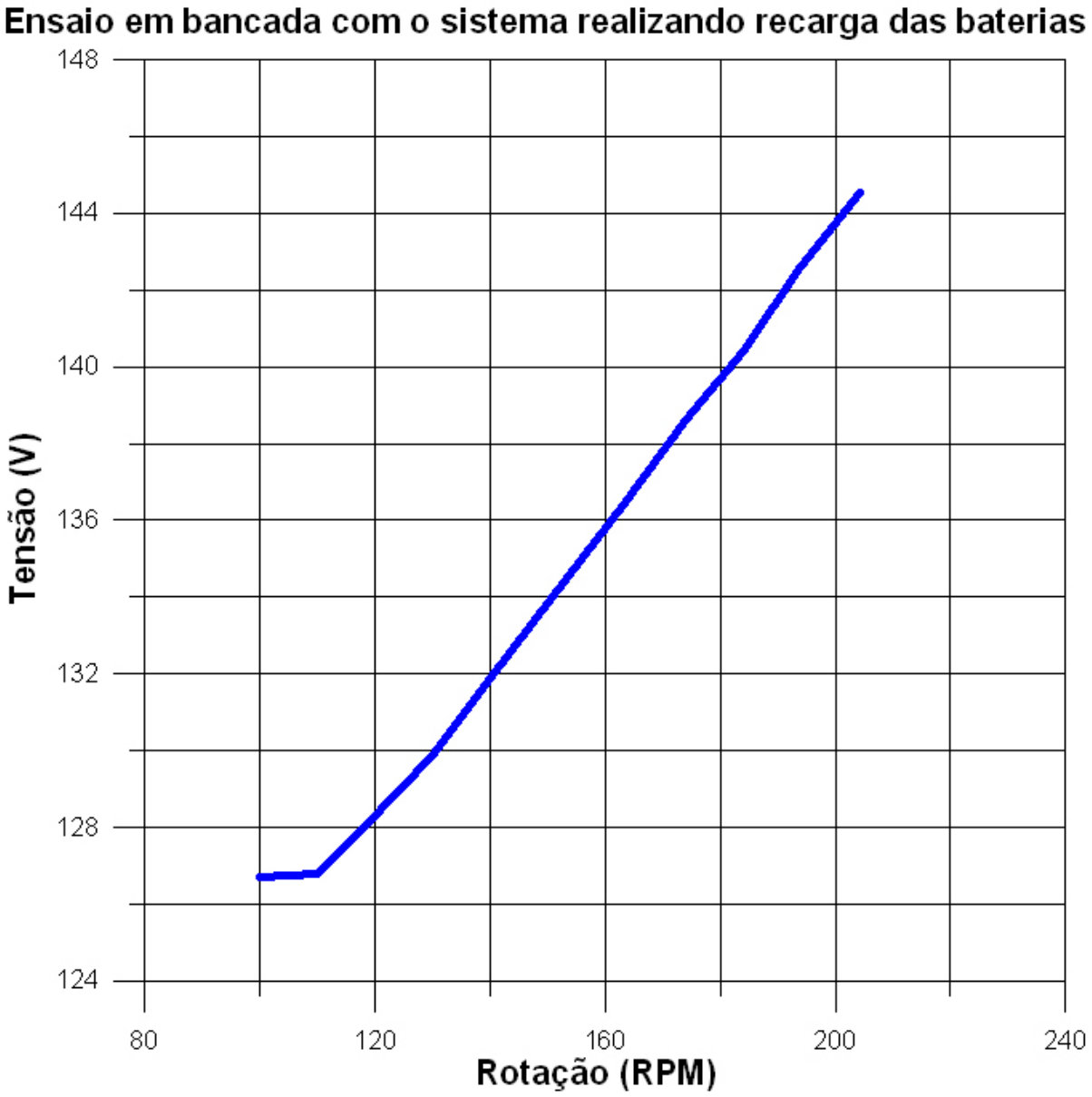


Figura 96: Gráfico Tensão x RPM do ensaio em bancada carregando as baterias. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

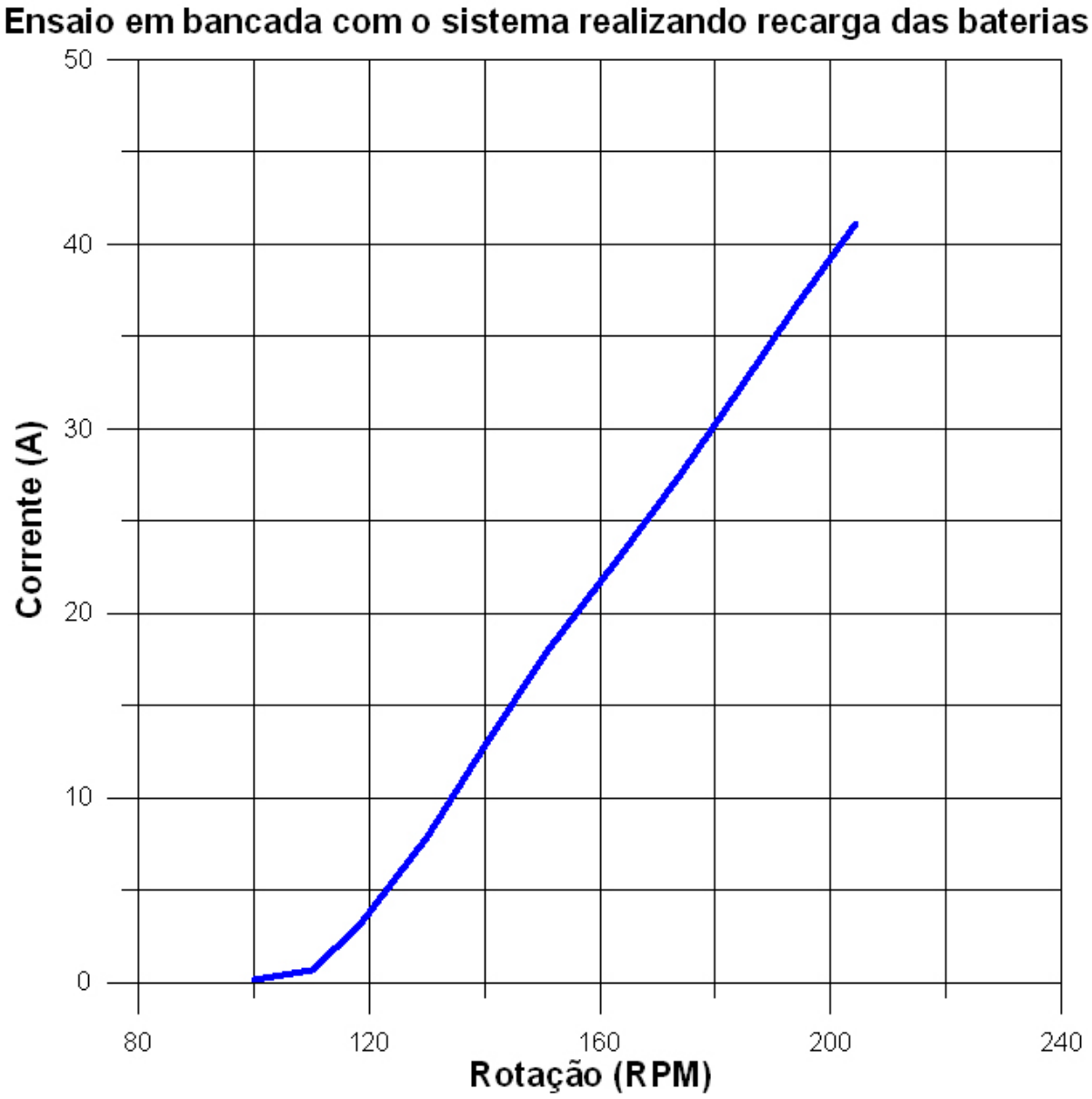


Figura 97: Gráfico Corrente x RPM do ensaio em bancada carregando as baterias. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

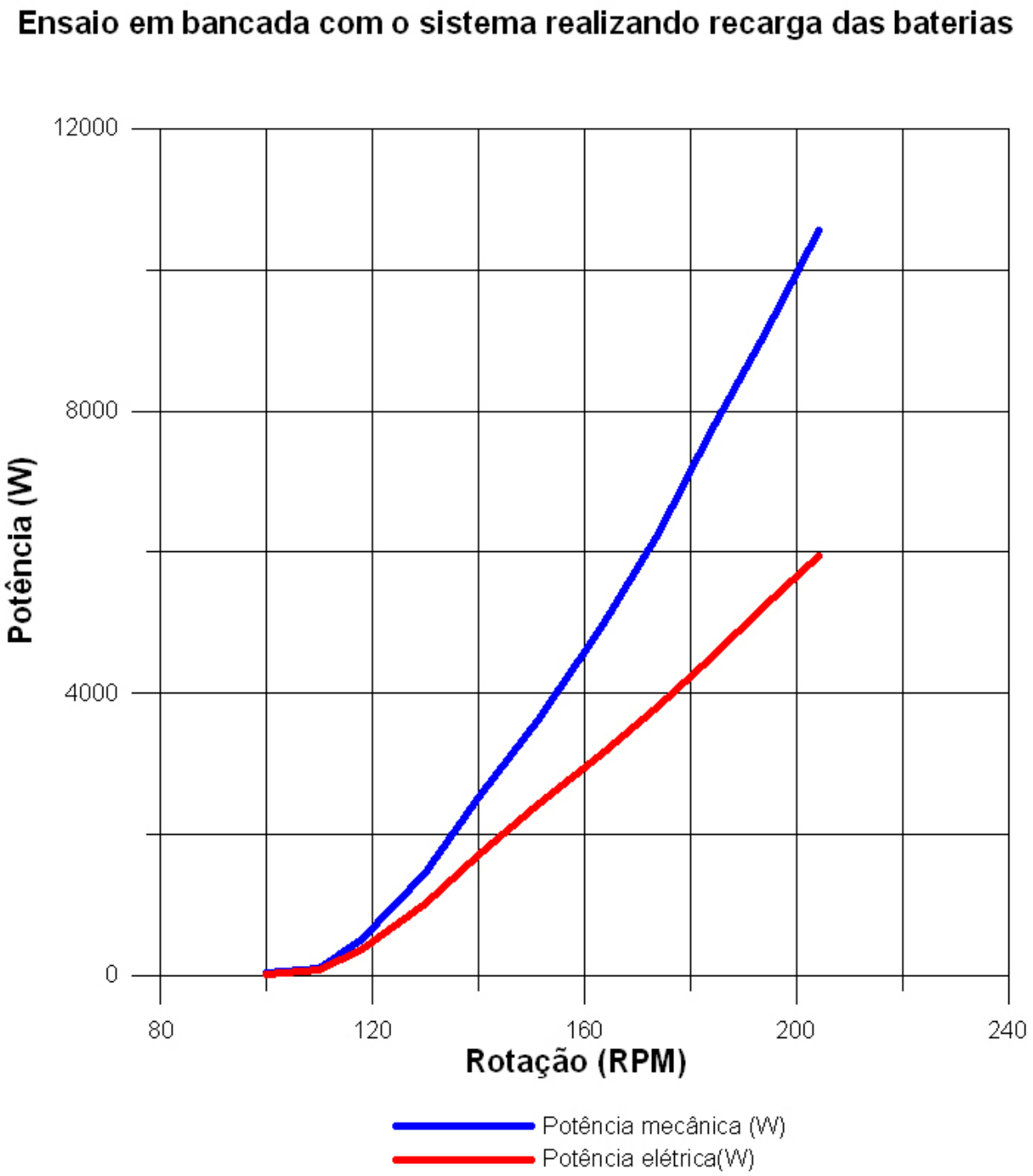


Figura 98: Gráfico Potência x RPM do ensaio em bancada carregando as baterias. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

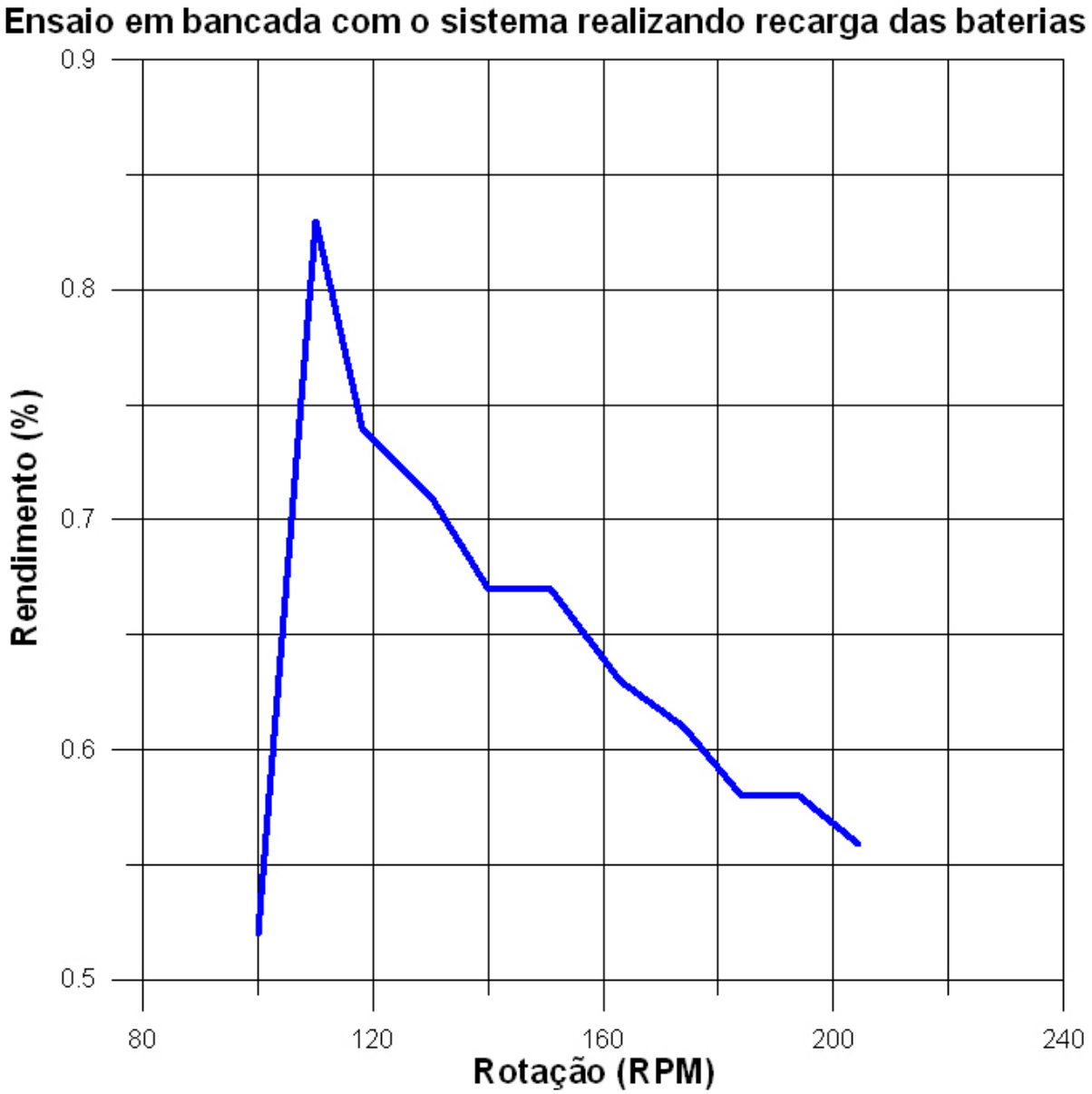


Figura 99: Gráfico do rendimento em % do ensaio em bancada carregando as baterias. (**gráfico elaborado pelo autor utilizando o software Grapher 6.0**)

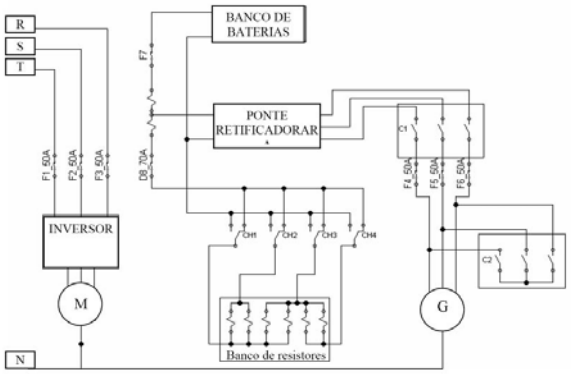


Figura 100: Circuito de potência do painel. (**COSTA, 2007.**)

Conclusões

Este trabalho atingiu o seu objetivo com o desenvolvimento, projeto e construção de dois protótipos de turbinas eólicas de pequeno porte. Com isto foi possível também analisar o funcionamento do gerador elétrico acoplado constituído por uma máquina de imã permanente de fluxo magnético axial. Pode-se afirmar que os sistemas mecânicos e elétricos que constituem estes protótipos são considerados adequados. Para isto foram realizados testes inovadores, tais como o "'Truck-Test"' fornecendo valiosas informações ainda na fase de desenvolvimento do projeto. Tais ensaios comprovaram os resultados obtidos em bancada mostrando o acerto da metodologia empregada.

O segundo protótipo construído está em operação em Campos no estado do Rio de Janeiro já há quase um ano, sem apresentar sequer um problema, seja elétrico, mecânico ou aerodinâmico. A execução do trabalho abrangendo desde a concepção até a fabricação da turbina permitiu uma boa simulação da atuação profissional em engenharia mecânica.

O aerogerador está instrumentado e fornecendo dados valiosos para futuros trabalhos,

Ficou evidente a vasta gama de conhecimentos necessários ao desenvolvimento de um produto.

A utilidade das ferramentas computacionais de auxílio ao projeto pôde ser observada.

As contingências de custo para aquisição de componentes e materiais balizando a definição das soluções economicamente viáveis deram a oportunidade de se perceber essa importante tarefa do profissional de engenharia.

Do ponto de vista do produto, os testes preliminares sugerem um grande potencial para a utilização dessa máquina, visto que a mesma satisfez todas as exigências de projeto.

Referências

ABBOTT, I. H. *Theory of Wings Sections*. 1ª. ed. New York, USA: Dover Publications, Inc, 1959.

ACKERMANN, T.; SODER, L. An overview of wind energy-status 2002. *Renewable and Sustainable Energy Reviews,*, v. 6, p. 67–128, 2002.

AGARRAD HASSAN AND PARTNERS. *Bladed for Windows - Theory manual*. Bristol, England, June 1997.

ANDERSON JR, J. D. *Fundamentals of Aerodynamics*. 2ª. ed. Maryland, USA: McGraw-Hill International Editions, 1991.

ASSOCIATION, E. W. E. *Record Growth for Global Wind Power in 2002*. [S.l.], 2003. Usenet Newsgroup: rec.autos.tech; Company URL: www.irl.cri.nz.

BETZ, A. *Wind-Energie und Ihre Ausnutzung durch Windmühlen*. Göttingen, Germany: Vandehoeck und Ruprech; reprint: Öko-Buchverlag Kassel, 1982.

BURTON, T. et al. *Wind Energy Handbook*. 2ª. ed. West Sussex,England: Wiley, 2001.

CBEE. *Energia Eólica*. http://www.eolica.org.br, 2008.

COMMISSION, I. I. E. *Norma IEC 61400-1 - Wind Turbine Generator Systems - Part 1*. [S.l.], 1998.

CORRêA, M. de P. *Fundamentos de meterologia - EAM 10*. IRN/UNIFEI.

CORTEN, G. P. Flow separation on wind turbine blades. PhD Dissertation Universiteit Utrecht Nederland. 2001.

COSTA, W. da. Elaboração de bancada para ensaios experimentais e análise de desempenho das máquinas de Ímã permanente de fluxo axial utilizadas na geração de energia eólica de pequeno porte. Monografia UERJ Rio de Janeiro. 2007.

DíEZ, P. F. *Energia Eólica*. Tese (Doutorado) — Universidad de Cantabria - Departamento de ingenieria electrica y energetica, 2003.

FEITOSA, E. *Energia Eólica no Brasil: Situação Atual e Perspectivas*. [S.l.], 2004.

FILHO, L. P. A. Dimensionamento estrutural das pás de uma turbina eólica de eixo horizontal. Trabalho de graduação do Curso de Engenharia Mecânica da UFMG. June 2004.

FITZGERALD, A. E.; JR., C. K.; UMAM, S. D. *Electric Machinery*. [S.l.]: Mcgraw Hill international book company, 2004.

FRASSON, M. V. S. *Classe ABNT: confecção de trabalhos acadêmicos em LaTeXsegundo as normas ABNT*. http://abntex.codigolivre.org.br, 2002. Versão 1.

FRERIS, L. *Wind Energy Conversion Systems*. 1ª. ed. Cambridge, USA: Prentice Hall, 1989.

GASCH, R.; TWELE, J. *Wind Power Plants. Fundamentals, Design, Construction and Operation*. Berlin, Germany and London, UK: Solarpraxis AG in association with James and James - Science Publishers Ltd., 2002.

GIPE, P. *Wind Energy Comes of Age*. New York, USA: John Wiley and Sons, Inc., 1995.

HéMERY, D.; DEBIER, J.-C.; BELéAGE, J.-P. *Uma História da Energia*. Brasília, Brasil: Editora Universidade de Brasília, 1993.

HOLMAN, J. W. *Experimental methods for engineers*. 7ª. ed. [S.l.]: McGraw-Hill International Editions, 2001.

JESSEN, K. S. *LaTeXdemo: Exemplos com LaTeX 2_ε*. jessen@acm.org, 2001. Versão: 1.13.

JOHNSON, G. L. *Wind Energy Systems*. Manhathan, USA: KS, Eletronic Edition, 2001.

KAMAL, I.; ISLAM, M. A theoretical investigation of the design and performance of a horizontal axis wind turbine at various wind conditions of bangladesh. *Journal of Mechanical Engineering Research and Development,*, v. 18, p. 67–128, 1995.

LEMOS, D. F. A. Análise de projeto de turbina eólica de grande porte para condições climáticas da região nordeste do brasil. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Pernambuco. 2005.

MAGNETOS GERAIS LTDA. *Magnetos Gerais*. http://www.magnetogerais.com.br, 2007.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2ª. ed. West Sussex,England: Wiley, 2001.

MIKKELSEN, R. *Actuator Disc Methods Applied to Wind Turbines*. Tese (Doutorado) — Technical University of Denmark (DTU), 2003.

MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation. IEEE Industry Applications Society Annual Meeting Phoenix,. 1999.

OLIVEIRA, P.; BORTOLUS, M.; PINTO, R. Otimização aerodinâmica de turbinas eólicas de eixo horizontal. *VII ENCIT - Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas*, v. 2, n. 4, p. 1294–1298, 1998.

PROVENZA, F. *Projetista de Máquinas*. 76ª. ed. São Paulo, Brasil: Editora F. Provenza, 1990.

RGG. *FAP - Fotografias Aéreas com Pipas*. http://rgg.homelinux.com:8080/, 2008.

RIBEIRO, R.; BORTOLUS, M. Design and construction of a 10kw h horizontal axis wind turbine (hawt) with variable speed. *18th International Congress of Mechanical Engineering, Ouro Preto, Brasil*, 2005.

RIBEIRO, R. P. *Metodologia de projeto de turbinas eólicas de eixo horizontal para baixa potência*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2006.

ROVIO, T.; L.VIHRIäLA; SöDERLUND, J. Axial and radial flux generations in smal-scale wind power production. institute of eletromagnetics. Tempere university of tecnology. sem referência de data.

SARTORI, M. da G. B. *Gênese e características do vento norte regional em Santa Maria, RS*. 2007. UFSM - Santa Maria - RS.

SENTELHAS, P. C.; ANGELOCCI, L. R. *A Atmosfera Terrestre e Movimentos Atmosféricos*. 2007. ESALQ/USP.

SILVA, T. C. T.; ROCHA, E. M.; MARCOLINO, R. C. Máquina de Ímã permanente de fluxo axial na geração de energia eólica de pequeno porte. Monografia UERJ Rio de Janeiro. 2006.

TERCIOTE, R. Eficiência energética de um sistema eólico isolado. Faculdade de Engenharia Mecânica - Departamento de Energia - UNICAMP. 2001.

WARBRICK, J. et al. *Essential LaTeX++*. [S.l.], 1994.

WEG. *Manual do inversor de potência WEG CFW09*. http://www.weg.com.br, 2007.

WIKIPéDIA. *wikipedia*. http://pt.wikipedia.org, 2008.

WIND POWER - DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. *Guided Tour on Wind Energy*. http://www.windpower.org, 2004. Site visitado em Dezembro de 2006.

WWEA. *Wind turbines generate more than 1 % of the global electricity*. http://www.wwindea.org, 2008.