



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**

**CENTRO DE TECNOLOGIA**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**ISAAC DIEGO PEREIRA DE SOUSA**

**PROJETO E ENSAIOS DE PÁS PARA TURBINAS EÓLICAS DE PEQUENO PORTE  
COM DIFERENTES CORREÇÕES GEOMÉTRICAS NA PONTA E NA RAIZ DA PÁ**

**FORTALEZA**

**2014**

**PROJETO E ENSAIOS DE PÁS PARA TURBINAS EÓLICAS DE PEQUENO PORTE  
COM DIFERENTES CORREÇÕES GEOMÉTRICAS NA PONTA E NA RAIZ DA PÁ**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Processos, equipamentos e sistemas para energias renováveis.

Orientador: Prof. Dra. Carla Freitas de Andrade

Coorientador: Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha

**FORTALEZA**

**2014**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca de Pós-Graduação em Engenharia – BPGE

---

S496p

Sousa, Isaac Diego Pereira de.

Projeto e ensaio de pás para turbinas eólicas de pequeno porte com diferentes correções geométricas na ponta e na raiz da pá / Isaac Diego Pereira de Sousa. – 2014  
107 f. : il. color., enc. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Departamento de Engenharia Mecânica e de Produção. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Fortaleza, 2014.

Área de Concentração: Processos, Equipamentos e Sistemas para Energias Renováveis.

Orientação: Profa. Dra. Carla Freitas de Andrade.

Coorientação: Prof. Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha.

1. Engenharia Mecânica. 2. Turbinas eólicas. 3. Estudo comparativo. 4. Energia renovável. I. Título.

---

CDD 620.1

**ISAAC DIEGO PEREIRA DE SOUSA**

**PROJETO E ENSAIOS DE PÁS PARA TURBINAS EÓLICAS DE PEQUENO PORTE  
COM DIFERENTES CORREÇÕES GEOMÉTRICAS NA PONTA E NA RAIZ DA PÁ**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Mecânica. Área de concentração: Processos, equipamentos e sistemas para energias renováveis.

Orientador: Prof. Dra. Carla Freitas de Andrade.

Aprovada em: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_.

**BANCA EXAMINADORA**

---

Prof. Dra. Carla Freitas de Andrade (Orientador)

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Daniel Albiero

Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais Luis Gonzaga e Eliane Cristina.

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus.

Aos meus pais, Luis Gonzaga e Eliane Cristina, que me ensinaram o valor da educação. Aos meus irmãos e irmã que sempre me incentivaram e apoiaram na condução dos meus estudos.

A CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior), pelo auxílio financeiro e subsídio nas compras de materiais necessários para a condução da pesquisa.

A UFC que por todos esses anos (graduação e mestrado) foi uma segunda casa, pois foi onde passei a maior parte do tempo quando não estava em casa.

A professora Dra. Carla Freitas de Andrade pela orientação, ensinamentos, paciência, disposição, disponibilidade e pelo exemplo de liderança, sabendo explorar o potencial da motivação de cada liderado.

Aos professores participantes da banca examinadora Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha e Dr. Daniel Albiero pelo apoio, paciência, disposição, colaboração, ensinamentos e sugestões que foram necessários e fundamentais para realização deste trabalho.

A todos que de uma forma direta e/ou indireta tiveram sua participação significativa nas etapas de fabricação e na montagem do aparato experimental, em especial ao povo do LAERO UFC e demais laboratórios do PPGEM UFC.

A todos os que fazem o PPGEM da UFC, professores, alunos, e servidores, em especial ao Valdi Matos e a Juliana.

## RESUMO

O trabalho visou construir, através da Teoria do BEM (*Blade Element Moment*), e testar três rotores eólicos, cada um destes constituídos de três pás, as quais foram construídas e aplicadas na montagem de três TEPP (*Turbinas Eólicas de Pequeno Porte*) com TSR (*Tip Speed Ratio*) de projeto igual a sete. Os três rotores, com pás de 2 metros de comprimento, distinguiram-se, em suas geometrias, do seguinte modo: 1) pás sem correção alguma, 2) pás com correção somente na ponta e 3) pás com correção somente na raiz. O aerofólio aplicado foi o NREL S809, desenvolvido pelo laboratório norte americano de energias renováveis (NREL). Este aerofólio é caracterizado por ter sido projetado para uso específico em turbinas eólicas. Os dados experimentais do aerofólio, como os coeficientes de sustentação e arrasto em função do ângulo de ataque, foram obtidos com base nos resultados de testes em túnel de vento para um número de Reynolds de  $3 \times 10^5$ . Realizou-se, também, testes em campo, utilizando-se de uma instrumentação necessária para a coleta de dados de torque no eixo principal do rotor eólico [ $N \cdot m$ ], velocidade angular do rotor [ $rad/s$ ], e velocidade do vento [ $m/s$ ], por meio de um sistema de coleta de dados. Os dados colhidos em campo, de cada turbina, foram analisados por inferência estatística. Os dados de  $C_p$  foram agrupados por faixas de TSR, e observou-se que os dados das duas últimas faixas foram os únicos intervalos que apresentaram uma distribuição normal de probabilidade dos dados de  $C_p$ . Estes dados foram submetidos a uma ANOVA com um fator. E os resultados mostraram que não há uma diferença significativa entre as médias dos rotores SC e CP. Já os dados que não apresentaram uma distribuição normal foram analisados pela Média Móvel Exponencialmente Ponderada (MMEP). Verificou-se também que os três rotores não apresentaram diferença entre os coeficientes de potência, do ponto de vista estatístico. Uma importante constatação dos experimentos realizados foi a de que as pás CR apresentaram valores médios de  $C_p$  superiores para cada faixa de TSR.

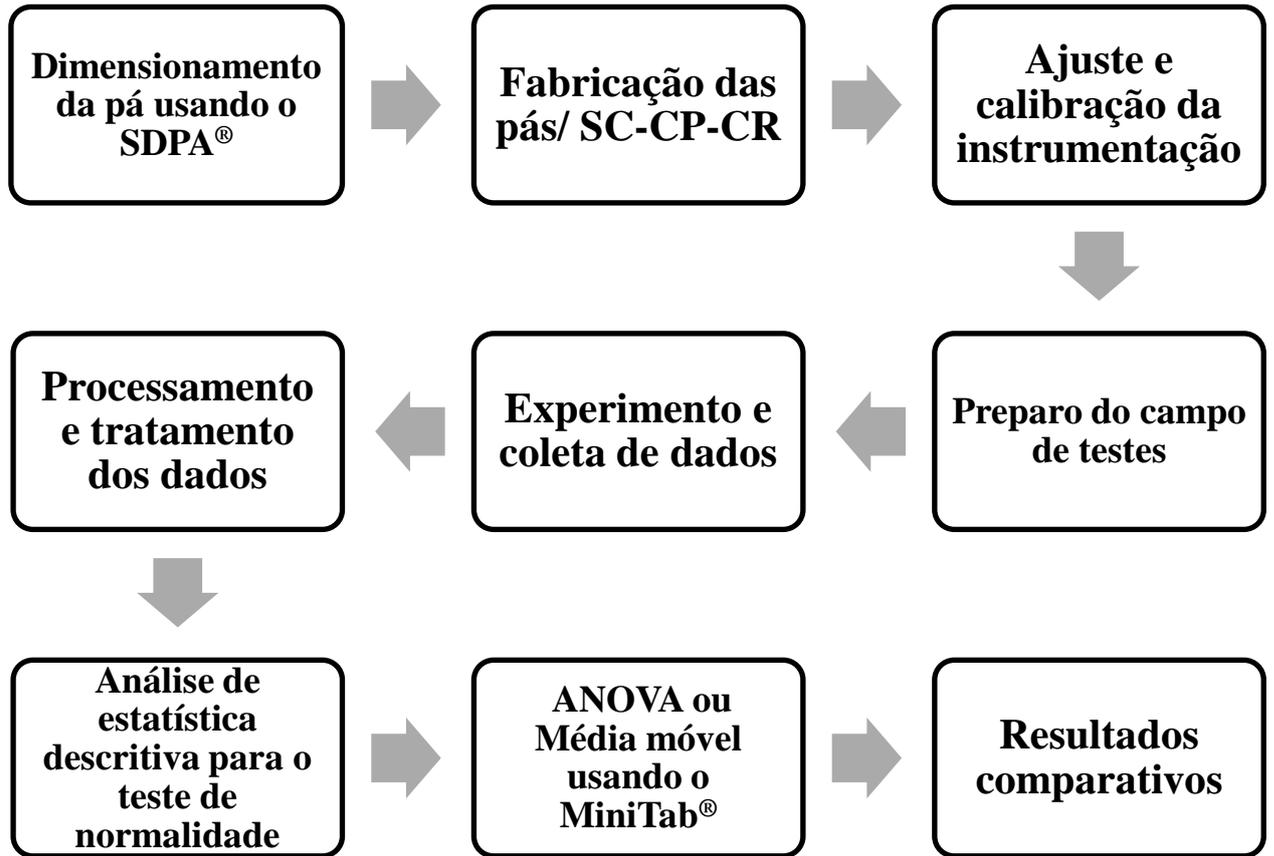
**Palavras-chave:** Turbina eólica de pequeno porte, testes em campo, ANOVA com um fator, MMEP.

## ABSTRACT

The work aims to build , using the BEM (*Blade Element Moment*) theory , and test three wind rotors , each one consisting of three blades, which were constructed and used for assembling three SWT (*Small Wind Turbine*) with TSR (*Tip Speed Ratio*) equal to seven. The three rotors with blades of 2 meters length, distinguished themselves in their geometries as follows: 1) blades without any correction, 2) blades with only tip correction, 3) blades with only root correction. The NREL S809 airfoil developed by the U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL) was used. This airfoil is characterized by having been specially developed for wind turbines. The airfoil experimental data, such as the lift and drag coefficients as a function of angle of attack, were obtained based on wind tunnel test results for Reynolds number of  $3 \times 10^5$ . Also, field tests were conducted to collect torque in the main shaft of the wind rotor [ $N \cdot m$ ], angular velocity [ $rad/s$ ] and wind speed [ $m/s$ ] data, using proper instrumentation and a data collection system. The data collected in the field for each turbine, were analyzed by statistical inference. The power coefficient data were grouped by TSR ranges, and was observed that the data of the last two ranges were the only intervals that showed a normal distribution of data of the  $C_p$ . These data were subjected to a one-way ANOVA. And the results showed no significant difference between the average of the rotors SC and CP. Already the data did not exhibit a normal distribution were analyzed by Exponentially Weighted Moving Average (EWMA). It was also observed that the three rotors showed no difference between the power coefficients, of the statistical point of view. An important finding of the experiments was that the CR blades had higher average values of power coefficients for each band TSR.

**Keywords:** Small Wind Turbine, field tests, one-way ANOVA, EWMA.

## DIAGRAMA DE FLUXO DE TRABALHO



## LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Turbina eólica de eixo horizontal.....	29
Figura 02 – Dispositivo de orientação. (a) Veleta/leme; (b) controle eletrônico de yaw.....	30
Figura 03 – Classificação com relação ao escoamento: turbina/ torre. (a) upwind; (b) downwind.....	31
Figura 04 – Diversas configurações de TEEV.....	33
Figura 05 – Princípio de conversão de energia cinética do vento em energia elétrica.....	34
Figura 06 – Escoamento externo sobre um aerofólio.....	34
Figura 07 – $C_p$ x $\lambda$ quanto ao número de pás.....	36
Figura 08 – Tipos de torre.....	40
Figura 09 – Classificação dos rotores quanto ao número de pás.....	40
Figura 10 – Modelo de disco atuador de uma turbina eólica.....	42
Figura 11 – Curva típica $C_p$ x $\lambda$ de um rotor.....	44
Figura 12 – Curvas de eficiência de rotores eólicos.....	45
Figura 13 – Terminologia de um aerofólio.....	46
Figura 14 – Coeficientes de sustentação e arrasto para o perfil S809 e $Re = 75 \times 10^6$ .....	48
Figura 15 – Variação das características do aerofólio com o número de $Re$ .....	48
Figura 16 – Variação da razão sustentação/arrasto.....	49
Figura 17– (a) Área anular varrida pelo elemento de pá e (b) elemento de pá.....	50
Figura 18– Triângulo de velocidades e forças agindo no elemento de pá.....	51
Figura 19 – Variação do $F_{ponta}$ ao longo do comprimento da pá.....	53
Figura 20 – Variação do $F_{raiz}$ ao longo da envergadura da pá.....	54

Figura 21 – Fatores de $F_{ponta}$ e $F_{raiz}$ .....	54
Figura 22 – Gráfico de controle MMEP gerado pelo Minitab.....	64
Figura 23 – Geometria do perfil NREL S809.....	65
Figura 24 – Dados da razão $C_l/C_d$ para o aerofólio S809 com um $N^\circ$ de $Re=3 \times 10^5$ .....	66
Figura 25 – Tela inicial capturada do SDPA 3.0.....	67
Figura 26 – Etapas do processo de fabricação dos perfis .....	69
Figura 27 – a) Posicionamento dos perfis e b) capeamento da pá .....	70
Figura 28 – a) Revestimento com fibra de vidro, b) pintadas com tinta epóxi.....	70
Figura 29 – Detalhe das correções nas extremidades das pás.....	71
Figura 30 – Balanceamento da pá.....	71
Figura 31 – Leme.....	72
Figura 32 – Base de medição.....	73
Figura 33 – Tacômetro.....	73
Figura 34 – Transdutor de torque.....	74
Figura 35– Anemômetro sônico.....	75
Figura 36– Calibração do Tacômetro (esq.) e transdutor de torque (dir.).....	76
Figura 37 – Fabricação do freio de segurança.....	78
Figura 38 – Sistema de aquisição de dados em testes de laboratório.....	78
Figura 39 – Data logger.....	79
Figura 40 – Conversor para uso geral.....	79
Figura 41 – Esquema geral do aparato experimental.....	80
Figura 42– Área de testes em campo no LESGN-UFC.....	81

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 01 – Capacidade eólica acumulada global 2013.....	21
Gráfico 02 – Capacidade eólica instalada global 2013.....	21
Gráfico 03 – Topo dos 10 países que mais cresceram em novas capacidades instaladas [%]..	22
Gráfico 04 – Curva de calibração do transdutor de torque.....	76
Gráfico 05 - Curva de calibração do tacômetro.....	77
Gráfico 06 – Curva de calibração do anemômetro.....	77
Gráfico 07 – Curvas de afilamento, torção e fator de correção para pá SC.....	83
Gráfico 08 – Curvas de afilamento, torção e fator de correção para pá CP.....	84
Gráfico 09 – Curvas de afilamento, torção e fator de correção para pá CR.....	85
Gráfico 10 – Curva de desempenho para a turbina SC.....	89
Gráfico 11 – Curva de desempenho para a turbina CP.....	89
Gráfico 12 – Curva de desempenho para a turbina CR.....	89
Gráfico 13 – Cartas de controle da MMEP para o grupo $0 < TSR \leq 0,5$ .....	91
Gráfico 14 – Cartas de controle da MMEP para o grupo $0,5 < TSR \leq 1,0$ .....	92
Gráfico 15 – Cartas de controle da MMEP para o grupo $1,0 < TSR \leq 1,5$ .....	93
Gráfico 16 – Cartas de controle da MMEP para o grupo $1,5 < TSR \leq 2,0$ .....	94
Gráfico 17 – Cartas de controle da MMEP para o grupo $2 < TSR \leq 2,5$ .....	95

## LISTA DE TABELAS

Tabela 01 – Matriz de energia elétrica (junho de 2014).....	23
Tabela 02 – Tabela de ANOVA.....	60
Tabela 03 – Parâmetros do projeto.....	66
Tabela 04 – Especificações para o projeto no SDPA 3.0.....	68
Tabela 05 – Material utilizado na fabricação das pás.....	68
Tabela 06 – Massa final das pás após a pesagem.....	72
Tabela 07 – Dados técnicos do tacômetro.....	74
Tabela 08 – Ficha técnica transdutor de torque.....	74
Tabela 09 – Ficha técnica do anemômetro.....	75
Tabela 10 – Grandezas dos instrumentos de medição.....	75
Tabela 11 – Ficha técnica do Data Logger.....	79
Tabela 12 – Ficha técnica do conversor.....	79/80
Tabela 13 – Ângulo de torção e comprimento de corda da pá SC.....	82
Tabela 14 - Ângulo de torção e comprimento de corda da pá CP.....	83
Tabela 15 - Ângulo de torção e comprimento de corda da pá CR.....	84
Tabela 16 – Caracterização da área de testes.....	86
Tabela 17 – Coeficientes de potência para as faixas de TSR.....	87
Tabela 18 - ANOVA com um fator para $2,5 < TSR \leq 3,5$ .....	95
Tabela 19 - ANOVA com um fator para $3,5 < TSR \leq 5$ .....	96

## **LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

BEM Blade Element Moment

CFD Computational Fluid Dynamics

EPE Empresa de Pesquisa Energética

EWEA The European Wind Energy Association

GWEA Global Wind Energy Association

GWEC Global Wind Energy Council

LAERO-UFC Laboratório de Aerodinâmica e Mecânica dos Fluidos

LESGN-UFC Laboratório de Energia Solar e Gás-Natural

MMA Ministério do Meio Ambiente

MME Ministério de Minas e Energia

NREL National Renewable Energy Laboratory

POLI-USP Escola Politécnica-Universidade de São Paulo

PROINFA Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia

TEEH Turbina Eólica de Eixo Horizontal

TEEV Turbina Eólica de Eixo Vertical

TEPP Turbina Eólica de Pequeno Porte

UFC Universidade Federal do Ceará

WECS Wind Energy Conversion Systems

WWEA World Wind Energy Association

## LISTA DE SÍMBOLOS

$A_R, A_v, A_D$	Área varrida pelo rotor [ $m^2$ ]
$C_T$	Coefficiente de empuxo [ <i>adimensional</i> ]
$C_p$	Coefficiente de potência [ <i>adimensional</i> ]
$P_{eixo}$	Potência de eixo [ $W$ ]
$U_\infty$	Velocidade do escoamento de corrente livre [ $m/s$ ]
$C_d$	Coefficiente de arrasto [ <i>adimensional</i> ]
$C_l$	Coefficiente de sustentação [ <i>adimensional</i> ]
$\sigma_r$	Solidez local [ <i>adimensional</i> ]
$D$	Diâmetro do rotor [ $m$ ]
$FEC$	Fluxo de energia cinética [ $W$ ]
$N$	Número de pás [ <i>adimensional</i> ]
$S, \sigma$	Solidez [ <i>adimensional</i> ]
$T$	Empuxo [ $N \cdot m$ ]
$a$	Fator de indução axial [ <i>adimensional</i> ]
$a'$	Fator de indução tangencial [ <i>adimensional</i> ]
$c$	Comprimento da corda [ $m$ ]
$\alpha$	Ângulo de ataque [ $^\circ$ ]
$\beta$	Ângulo de pitch (torção) [ $^\circ$ ]
$\theta$	Ângulo de passo [ $^\circ$ ]
$\lambda$	Razão de velocidade de ponta [ <i>adimensional</i> ]
$\rho$	Densidade do ar [ $kg/m^3$ ]

$\omega$  Velocidade angular [*rad/s*]

$\phi$  Ângulo de escoamento [°]

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVO</b>	<b>19</b>
2.1	objetivos específicos	19
<b>3</b>	<b>JUSTIFICATIVA</b>	<b>20</b>
<b>4</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>24</b>
<b>5</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>29</b>
5.1	Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal/ Máquinas de eixo Horizontal	29
5.2	Turbinas Eólicas de Eixo Vertical/ Máquinas de eixo vertical	31
5.3	Tipos de turbinas segundo as forças aerodinâmicas	33
5.3.1	<i>Turbinas de sustentação</i>	34
5.3.2	<i>Turbinas de Arraste</i>	35
5.4	O Número de Pás	36
5.5	Classificação da TEEH quanto à velocidade do rotor	37
5.5.1	<i>Velocidade constante</i>	37
5.5.2	<i>Velocidade variável</i>	37
5.6	Classificação quanto ao controle de potência	37
5.6.1	<i>Controle de passo (pitch control)</i>	38
5.6.2	<i>Controle por estol (stall control/ passive stall)</i>	38
5.6.3	<i>Híbrido (active stall)</i>	39
5.7	Componentes estruturais	39
5.7.1	<i>Torre</i>	39
5.7.2	<i>Rotor</i>	40
5.7.3	<i>Sistema de orientação (yaw)</i>	41
5.8	Eficiência de uma turbina eólica	41
5.9	Aerofólio e conceitos básicos de aerodinâmica	46
5.10	Modelagem matemática da pá - BEM	49
5.10.1	<i>Efeito da perda de ponta e de raiz no projeto da pá otimizado</i>	52
5.11	Estatística descritiva	55
5.11.1	<i>Conceitos Fundamentais e definições</i>	56
5.11.1.1	<i>Medida de tendência central</i>	56
5.11.1.2	<i>Medida de dispersão</i>	56
5.11.2	<i>Distribuição normal (Gaussiana)</i>	57
5.12	Teste de normalidade, ANOVA com um fator e experimento planejado	58
5.12.1	<i>ANOVA com um fator</i>	58
5.12.2	<i>Experimento planejado</i>	60
5.13	Métodos de comparações múltiplas posteriormente à ANOVA	61
5.14	Controle Estatístico do Processo	62
5.14.1	<i>Gráfico de controle para a média móvel exponencialmente ponderada</i>	63
<b>6</b>	<b>METODOLOGIA</b>	<b>65</b>
6.1	Projeto e fabricação das pás	65
6.2	Fabricação do leme/veleta	72
6.3	Base do sistema de medição experimental	73
6.4	Sistema para aquisição de dados	78
6.5	Estrutura de testes, local e caracterização dos dados de vento	80
6.5.1	<i>Estrutura de testes</i>	80
6.5.2	<i>Local e caracterização dos dados de vento</i>	80
<b>7</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>82</b>
7.1	Geometrias das pás	82
7.2	Caracterização da área de testes	85
7.3	Análise estatística dos resultados	87

7.4 Comparação do desempenho .....	88
<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>97</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>98</b>
<b>APÊNCICE .....</b>	<b>104</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos registros dos leilões de energia no Brasil, a geração eólica é a que apresentou os menores custos em R\$ por MW (megawatt), batendo as demais fontes alternativas e renováveis e até a convencional geração térmica. A produção eólica ficou atrás apenas da geração hidráulica, que apresenta o menor custo de geração em R\$ por MW.

Um importante aspecto a se destacar é a regulamentação da ANEEL (nº 482 de 17/04/2014) ainda pouco difundida no nosso país, que rege o sistema de compensação de energia elétrica. Tal sistema favorece a geração distribuída (descentralizada) de energia elétrica e de pequeno porte, tanto em regiões urbanas (residencial) quanto em regiões rurais (sítios, agricultura familiar). Há vários aspectos a se destacar nesse sistema de geração de eletricidade, mas o principal deles é o de se produzir a própria energia demandada, tendo-se ainda o benefício de que se a produção elétrica exceder o consumo, o excedente, por meio de um medidor bidirecional será inserido na rede, ou seja, o que foi produzido a mais é “vendido” na forma de crédito nas próximas contas de luz.

Eletricidade é uma forma nobre de energia devido a sua flexibilidade e fácil distribuição. A demanda energética mundial é crescente, conduzida pela explosão no consumo de eletrônicos, associada à atividade industrial e ao alargamento do acesso ao consumo nos países em desenvolvimento.

É extremamente difícil determinar, precisamente, a disponibilidade de combustível fóssil. De acordo com as maiores companhias de óleo e gás, ainda existem novas reservas de petróleo a serem exploradas, e/ou descobertas. Uma avaliação segura é a de que existe bastante petróleo para prover as demandas atuais por 30 anos (FRERIS & INFIELD, 2008).

Com a busca por fontes de energia que permitam diversificar a matriz energética nacional e contribuir para o desenvolvimento regional do país, o incentivo às fontes alternativas e renováveis de energia para produção de eletricidade vem ganhando destaque ao longo dos anos. Tendo-se em vista as características e potencialidades do local a ser explorado, faz-se uma análise de viabilidade econômica, técnica, ambiental, e instala-se a alternativa energética que melhor aproveite o recurso natural de forma sustentável.

A energia disponível no vento é, basicamente, energia cinética contida em grandes massas de ar movendo-se sobre a superfície terrestre. Esse movimento de ar é criado em escala global principalmente pelo aquecimento solar diferencial da atmosfera terrestre, fazendo, assim, da energia eólica uma forma indireta de energia solar. Pás de turbinas eólicas são dispositivos capazes de extrair eficientemente a energia cinética contida nos ventos e transformá-la em energia mecânica de eixo (MATHEW, 2006).

A eficiência de conversão eólica para outra forma de energia útil depende da eficiência com que o rotor interage com a corrente de vento. Portanto, a seleção do perfil aerodinâmico adequado, com suas características aerodinâmicas pré-estabelecidas por testes em túnel de vento, faz-se necessária para a obtenção da geometria ótima das pás do rotor do gerador eólico.

Diante da importância da energia eólica no contexto nacional, propôs-se realizar uma pesquisa visando à realização de um estudo comparativo entre diferentes configurações geométricas de pás de rotores eólicos e de pequeno porte. A importância destas turbinas está atrelada à versatilidade técnica e econômica no favorecimento de geração elétrica tanto na zona rural (áreas remotas ou agricultura familiar) como em um produtor urbano independente, tendo sua produção de eletricidade regida pelo sistema de compensação de energia elétrica da ANEEL.

O trabalho aqui exposto consistiu, sumariamente, em três etapas, a saber, o projeto da geometria das pás com o auxílio do Software de Desenvolvimento de Pá (SDPA) versão 3.0, construção das pás utilizando técnicas e materiais disponíveis no mercado local e, por fim, foram realizados os testes experimentais em campo das três configurações de turbinas eólicas de pequeno porte com diferentes correções nas geometrias da ponta e da raiz da pá.

Os dados coletados em campo foram analisados do ponto de vista estatístico, utilizando duas metodologias, que foram a análise de variância e a carta de controle. A ANOVA foi aplicada nos casos em que os dados tiveram uma distribuição de probabilidade normal, e a carta de controle a mais poderosa ferramenta do controle estatístico de processo foi aplicada nos casos em que os dados não apresentaram uma distribuição normal de probabilidade.

## 2 OBJETIVO

A presente dissertação tem como objetivo realizar um estudo comparativo do desempenho aerodinâmico em campo de três rotores eólicos tripá com diferentes configurações geométricas nas extremidades das pás.

Do ponto de vista da fabricação, as metodologias que levam em consideração as correções geométricas na extremidade das pás são mais complexas. Devido a isso, essas metodologias são mais justificáveis em turbinas eólicas de grande porte.

### 2.1 Objetivos específicos

- Calibração dos instrumentos de medição: transdutor de torque, tacômetro de sensor indutivo;
- Verificação do correto funcionamento do sistema de aquisição de dados;
- Manutenção da conexão elétrica do anemômetro sônico (3D);
- Projeto e fabricação três novos rotores, com três configurações distintas, a saber:
  - Aerogerador sem correção geométrica alguma (SC);
  - Aerogerador com correção de geometria na ponta da pá (CP);
  - Aerogerador com correção de geometria na raiz da pá (CR);
- Realização de testes experimentais, em campo, com base em metodologia já conhecida, e em área pré-estabelecida;
- Tratamento dos dados coletados em campo com o auxílio do pacote estatístico do Minitab®;
- Aplicação da análise estatística com a finalidade de comparar o desempenho dos rotores testados.

### 3 JUSTIFICATIVA

A aplicação da geração eólica de pequeno porte vem crescendo consideravelmente no país. Isso ocorre devido aos incentivos governamentais para o setor, regulamentados pela resolução normativa da ANEEL nº 482 de 17 de abril de 2012, dentre eles o chamado sistema de compensação de energia elétrica, microgeração e mini geração. No sistema de compensação de energia elétrica o consumidor de energia elétrica instala pequenos geradores em sua unidade consumidora (ex: pequenas turbinas eólicas, painéis solares fotovoltaicos) e a energia elétrica produzida é usada para abater o consumo de energia da unidade. Quando a geração for superior ao consumo, implica que o saldo foi positivo, e este poderá ser utilizado para abater o consumo em outra unidade consumidora de mesma titularidade, ou poderá ser utilizado para abatimento na fatura do mês subsequente.

Sendo assim, as Turbinas Eólicas de Pequeno Porte (TEPP) são dispositivos vitais para extração desta potência eólica em áreas rurais, suburbanas e cidades populosas, onde a instalação de aerogeradores de grande porte é inaceitável por falta de espaço e geração de ruídos (SINGH & AHMED, 2012).

O vento no nordeste brasileiro apresenta duas peculiaridades, que são: velocidade média é duas vezes maior que velocidade média mundial, e a volatilidade da mesma de apenas 5%, ou seja, os ventos brasileiros apresentam constância, permitindo uma maior previsibilidade do montante a ser produzido (ANEEL, 2008). Com isso, a produção eólica tem grande potencial de atuar como meio de complementar, ou seja, dar suporte à matriz energética do país.

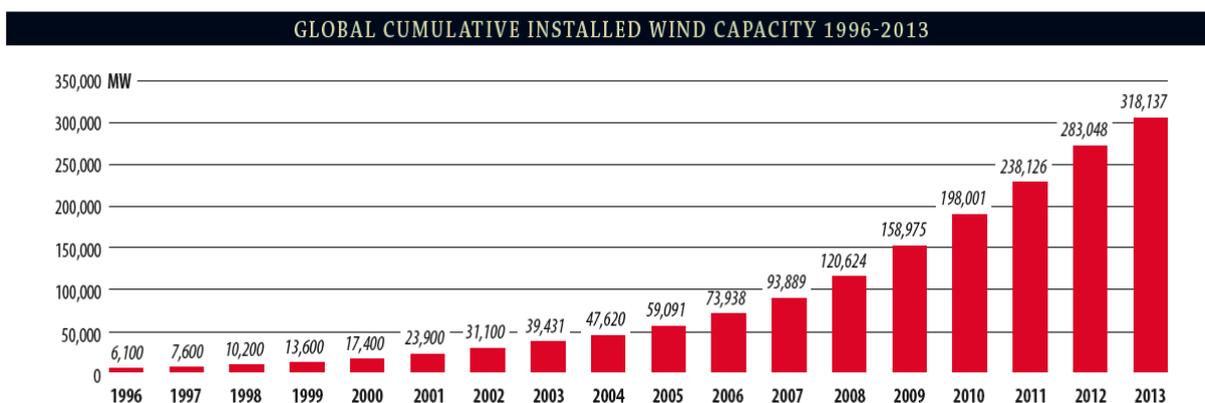
Segundo especialistas ligados ao Ministério de Minas e Energia (MME), o consumo energético médio anual brasileiro crescerá a uma taxa média anual de 4,3% até 2023, atingindo 781,7 tera-watts-hora (TWh) em 2023, contra os atuais 514 TWh, o que requer um incremento diversificado na geração elétrica nacional.

As turbinas eólicas modernas usam basicamente forças aerodinâmicas de sustentação ( $F_L$ ) para produzir torque no eixo do rotor, resultando na produção de potência mecânica. A experiência tem mostrado que os maiores aspectos do desempenho do gerador eólico são determinados por forças aerodinâmicas geradas pelo vento médio (MANWELL et al., 2009).

Para o desempenho eficiente e confiável de Sistemas de Conversão de Energia Eólica (da sigla em inglês WECS), todos os componentes são cuidadosamente projetados, trabalhados e integrados.

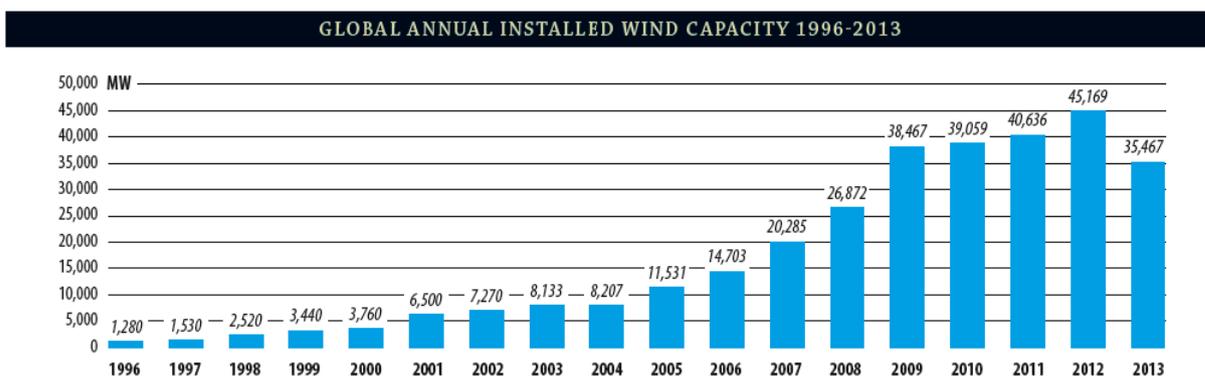
O aproveitamento eólico acumulado mundialmente vem crescendo, como pode-se verificar pelo Gráfico 01. No Gráfico 02, é perceptível um tímido crescimento nos últimos cinco anos, dando-se atenção para uma queda na capacidade instalada no ano de 2013.

Gráfico 01 – Capacidade eólica acumulada global 2013.



Fonte: GWEC (2014).

Gráfico 02 – Capacidade eólica instalada global 2013.



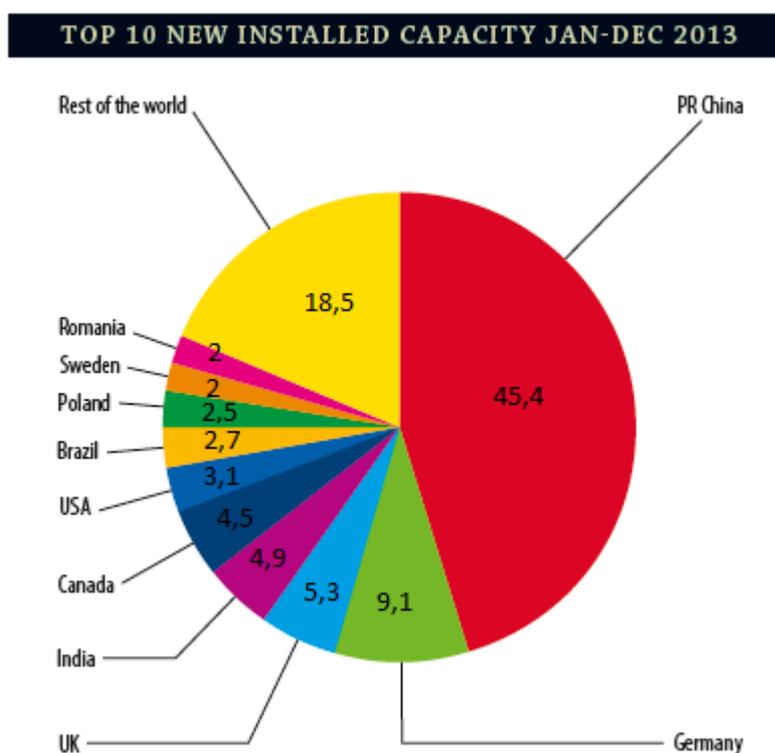
Fonte: GWEC (2014).

Devido a isso, e com base nos dados levantados no período de janeiro a dezembro do ano de 2013 pelo GWEC (*Global Wind Energy Council*), o Brasil que no ano de 2012 figurava no topo 10 da lista, com um percentual de 2 %, agora aparece na mesma lista com uma fatia de 2,7 % do total de novas instalações no mundo todo, consolidando-se com isso entre os maiores países no que tange a investimentos em instalações eólicas. O Gráfico 03 ilustra o topo dos 10 países que mais cresceram em nova capacidade instalada.

Isto ocorre devido a diversos fatores, dentre eles, o apoio governamental, como é o caso brasileiro do PROINFA (Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia). Outro fator é o desenvolvimento de novos materiais e processos de fabricação que garantem longevidade, confiabilidade e barateamento aos equipamentos de uma instalação eólica.

É importante atentar para os dados de que, de toda a nova capacidade instalada mundial, a parcela de 81 % desta é contribuição dos países do topo 10. Com o aumento da capacidade instalada mais se aproveita o vasto potencial eólico disponível no Brasil, que segundo o Atlas do Potencial Eólico Brasileiro é de aproximadamente 143GW, o que torna a energia eólica uma alternativa importante para a diversificação da geração elétrica no País (MMA).

Gráfico 03 – Topo dos 10 países que mais cresceram em novas capacidades instaladas [%].



Fonte: Adaptado de GWEC (2014).

Tendo-se em vista a necessidade de pesquisas e aprimoramento na área de energia eólica, estudos vêm sendo desenvolvidos pelo Laboratório de Aerodinâmica e Mecânica dos Fluidos da Universidade Federal do Ceará (LAERO UFC).

Sendo assim, desenvolveu-se o presente trabalho a fim de obter conhecimento acerca do impacto das correções de geometria no desempenho do rotor eólico, pois é de

extrema importância a busca por dispositivos cada vez mais eficientes no aproveitamento do recurso eólico disponível. A Tabela 01 ilustra o contexto atual da matriz energética brasileira.

Tabela 01 – Matriz de energia elétrica (junho de 2014).

**Matriz de Energia Elétrica**

<b>Empreendimentos em Operação</b>							
Tipo		Capacidade Instalada		%	Total		%
		N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
<b>Hidro</b>		1.110	87.121.988	63,45	1.110	87.121.988	63,45
<b>Gás</b>	Natural	116	12.538.531	9,13	157	14.285.954	10,40
	Processo	41	1.747.423	1,27			
<b>Petróleo</b>	Óleo Diesel	1.166	3.568.352	2,60	1.199	7.651.965	5,57
	Óleo Residual	33	4.083.613	2,97			
<b>Biomassa</b>	Bagaço de Cana	378	9.358.071	6,82	481	11.574.658	8,43
	Licor Negro	17	1.657.582	1,21			
	Madeira	53	437.635	0,32			
	Biogás	24	84.937	0,06			
	Casca de Arroz	9	36.433	0,03			
<b>Nuclear</b>		2	1.990.000	1,45	2	1.990.000	1,45
<b>Carvão Mineral</b>	Carvão Mineral	13	3.389.465	2,47	13	3.389.465	2,47
<b>Eólica</b>		147	3.106.180	2,26	147	3.106.180	2,26
<b>Fotovoltaica</b>		108	9.355	0	108	9.355	0
<b>Importação</b>	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	5,95
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
<b>Total</b>		<b>3.219</b>	<b>137.303.915</b>	<b>100</b>	<b>3.219</b>	<b>137.303.915</b>	<b>100</b>

Fonte: ANEEL (2014).

## 4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O estudo da aplicação de perfis aerodinâmicos em turbinas eólicas vem sendo desenvolvido, tanto por institutos de pesquisa públicos como por parte da iniciativa privada, ou até pela parceria público-privada. Nesta seção, são apresentadas publicações científicas que nortearam a realização deste trabalho tanto no aspecto do estudo em turbinas eólicas em caráter experimental quanto na utilização de ferramentas estatísticas para um estudo comparativo.

Sayed, Kandil e Shaltot (2012) apresentaram resultados de simulações aerodinâmicas de um escoamento bidimensional e estacionário a baixa velocidade sobre os perfis da série S, desenvolvidos pelo NREL<sup>1</sup>, que são aplicados em pás de turbinas eólicas. As simulações aerodinâmicas foram conduzidas usando-se a ferramenta de CFD<sup>2</sup>, método este baseado na aproximação de volumes finitos. As forças de sustentação e arrasto foram os parâmetros mais importantes no estudo do desempenho da turbina eólica. As mesmas forças foram analisadas para diversos perfis aerodinâmicos aplicados em rotores eólicos. A máxima “razão de deslizamento”, ( $C^L/C^D$ ), é desejável, a fim de obter a máxima potência da turbina eólica. A eficiência de diferentes perfis, a diferentes velocidades do vento foi investigada e o perfil de pá ótimo para cada velocidade do vento é determinado com base na máxima “razão de deslizamento”. Além disso, o ângulo de ataque ótimo para cada perfil de pá é determinado para diferentes velocidades do vento. Os resultados numéricos são aferidos com medidas em túnel de vento.

Singh e Ahmed (2012) desenvolveram um novo aerofólio para baixo número de Reynolds que permite iniciar a trabalhar a baixas velocidades do vento. O novo aerofólio foi projetado para número de Reynolds pequeno, foi aplicado em um rotor bipá, e foi testado na faixa de velocidade de 3 a 6 m/s. O ângulo de *pitch* das pás foi variado na faixa de 15°, 18° e 20°, para estudar a eficiência e a velocidade de *startup* (inicialização). Foi encontrado que a turbina que apresentou melhor desempenho foi a que tinha o ângulo de *pitch* de 18°. Em média a turbina eólica produziu um coeficiente de potência ( $C_p$ ) de 0,255 a uma altura de 8,22 m, com uma velocidade do vento de 6 m/s e ângulo de *pitch* de 18°. Os resultados do novo rotor bipá foram comparados com um rotor tripá, para uma mesma velocidade de vento, e constatou-se uma maior produção de energia elétrica do novo rotor bipá.

---

<sup>1</sup> NREL – National Renewable Energy Laboratory

<sup>2</sup> CFD – Computer Fluid Dynamics

Simic, Havelka e Vrhovcak (2012) analisaram turbinas eólicas de pequeno porte com menos de 10 kW de potência instalada. As curvas de potência de diferentes turbinas foram analisadas e comparadas. Além disso, eles avaliaram a possível produção de eletricidade para todas as turbinas. Seus resultados indicaram grandes melhoras no aumento do potencial de produção de eletricidade e na redução do custo da eletricidade.

Sugestões para melhorar a curva de eficiência de turbinas eólicas foram propostas por Khalfallah e Koliub (2007). Vários métodos para melhorar a potência de saída de turbinas eólicas foram investigados experimentalmente e teoricamente. O efeito da mudança da velocidade de rotação do rotor na potência da turbina Nordtank 300 kW, regulada por estol, foi verificada experimentalmente, verificou-se um aumento na eficiência aerodinâmica do rotor com o aumento da velocidade de rotação. A variação na eficiência aerodinâmica do rotor de turbina eólica, devido à mudança no ângulo de pitch foi verificada experimentalmente em um parque eólico, e constatou-se que a variação do ângulo de pitch, em turbinas eólicas que operam a baixas velocidades do vento, é necessária para aumentar a eficiência da turbina. Também se aplicou geradores de vórtice do tipo triangular e retangular para melhorar a eficiência da pá, e concluiu-se que o de configuração retangular é melhor do que o triangular em condições de baixa velocidade.

Lanzafame e Messina (2007) implementaram um modelo matemático de dinâmica dos fluidos para o projeto de turbinas eólicas, que é baseado na teoria do BEM, redefinindo os parâmetros  $a$  e  $a'$ . Tal redefinição se faz necessária quando  $a > 0,4$  e  $F < 1$ , pois se verifica uma instabilidade numérica no modelo do BEM. Uma nova formulação para o cálculo do fator  $a$  foi proposta, com base em um modelo proposto por Buhl (2005). No mesmo trabalho foi também redefinido o valor do fator  $a'$ . Visando validar a nova abordagem os autores realizaram testes no túnel de vento do NREL, a fim de comparar resultados do modelo x experimental. Verificou-se que para velocidades do vento acima de 10 m/s o  $a'$  calculado pelo novo método estava mais próximo dos valores obtidos no túnel de vento.

Testes de campo foram realizados por Wright e Wood (2004), visando analisar a velocidade mínima para a qual o rotor tripá vence a inércia do repouso, ou seja, o torque de partida. A turbina tinha 2 m de diâmetro e capacidade de 600 W, quando operando a uma velocidade de corrente livre de 10 m/s e 700 RPM. A velocidade mínima encontrada necessária para a partida foi de 4,6 m/s. Aplicando métodos analíticos envolvendo as equações de sustentação e arraste, verificaram boa correlação analítico-experimental.

Fonseca (2012) explicou acerca da importância de se considerar o controle de pitch em turbinas eólicas de pequeno porte (TEPP), mesmo que tal sistema de controle seja encontrado quase que exclusivamente em turbinas eólicas de grande porte. Este tipo de controle é de grande importância no que diz respeito a vários aspectos, dentre eles a proteção contra problemas estruturais causados por altas velocidades de vento e também configurar as pás em uma angulação correspondente à razão velocidade de ponta de projeto. Nesse trabalho realizou-se um estudo comparativo da influência da variação do ângulo de pitch no desempenho de um aerogerador de pequeno porte através de uma análise estatística dos dados obtidos experimentalmente. Para a condução dos testes experimentais utilizou-se um protótipo de um rotor tripá com pás de 1,5m de comprimento, que foi fabricado com o perfil aerodinâmico NREL S809, segundo a metodologia do BEM para uma razão velocidade de ponta igual a sete. O protótipo foi montado em campo e dados experimentais, para diferentes ângulos de pitch, foram coletados com o auxílio do sistema de aquisição de dados. Os dados coletados foram submetidos a uma análise estatística comparativa baseada na análise de variância e no teste de médias, para avaliação do desempenho do aerogerador. Após isso concluiu-se que: em intervalos de razão velocidade de ponta baixos não foram observadas diferenças no desempenho da turbina eólica, enquanto que em valores de razão velocidade de ponta mais próximos à de projeto observou-se uma diferença estatisticamente significativa entre as médias, significando, assim, que a variação do ângulo de pitch afeta o desempenho do aerogerador.

Uma turbina de 490 W em conjunto com uma estrutura para testes de desempenho de turbinas eólicas de pequeno porte (TEPP) foi desenvolvida por Lopes (2011). O mesmo autor utilizou o método analítico do BEM nas etapas de desenvolvimento, dimensionamento, fabricação e testes dos componentes da turbina e do sistema de medição. O autor definiu os métodos de cálculo e projeto mecânico de todos os principais componentes. Também definiu a metodologia de testes envolvendo a especificação de instrumentos, teste em bancada, teste em campo, tratamento dos dados e resultados. Por fim, os resultados obtidos experimentalmente foram comparados com os resultados teóricos previstos pelo BEM e concluiu-se que a estrutura de testes construída é também adequada para testes com rotores eólicos de maiores diâmetros.

Almeida (2013) desenvolveu um software em linguagem C++, por meio do ambiente de desenvolvimento integrado C++Builder, baseado no método clássico de projeto de turbinas eólicas, a saber, o BEM. O software fornece ao usuário curvas de afilamento e

torção da pá, curva do coeficiente de potência ( $C_p$ ), que podem considerar os fatores de correção devido a perdas de ponta e/ou raiz e por fim fornece a distribuição das cargas máximas sobre as pás do aerogerador.

Tendo em vista a necessidade do fornecimento de energia elétrica para o setor de agricultura familiar em pequenas propriedades rurais no Estado do Ceará, Albiero et al. (2014) desenvolveram um sistema eólico inovador. O sistema consistiu em um modelo de turbina capaz de aproveitar o recurso eólico, que na região dessas pequenas propriedades, é de baixa velocidade ( $< 6m/s$ ). Visando a construção de um rotor de pequena dimensão, e que atenda ao requisito técnico e econômico da agricultura familiar a utilização da tecnologia TARP (*Toroidal Accelerator Rotor Platform*), que aumenta a velocidade do vento em 180%, foi utilizado.

Albiero et al. (2012) conduziram estudo em que avaliou-se a distribuição longitudinal de sementes de uma semeadora de anel interno rotativo e propôs a metodologia da Média Móvel Exponencialmente Ponderada (MMEP) como uma alternativa ao controle de qualidade da semeadura quando os dados da distribuição não apresentam normalidade. Os resultados obtidos demonstraram que a média móvel é uma ferramenta de controle estatístico de processo adequado para o controle da qualidade da distribuição longitudinal de sementes.

Devido à necessidade de atender demandas energéticas em áreas ainda não atendidas pela eletrificação rural, Albiero e Rocha (2014) conduziram testes experimentais, no campus da Universidade Federal do Ceará, com duas turbinas eólicas de pequeno porte de três pás. O trabalho consistiu nas etapas de projeto, construção e teste de duas turbinas eólicas utilizando dois perfis aerodinâmicos, que foram o NACA 0012 (simétrico) e o 4412 (assimétrico/cambado). Os dados de desempenho para cada turbina foram analisados através métodos estatísticos adequados (ANOVA e MMEP) e exibiram desempenho aerodinâmico semelhante em faixa de rotação próxima à de projeto. Já para valores de rotação abaixo e acima do valor de projeto o perfil NACA 4412 apresentou desempenho superior.

Silva (2012) realizou testes de desempenho aerodinâmico de um conjunto de pás de uma TEPP de diferentes TSR, a saber, 6, 7, 8 e 9. As pás utilizadas nos testes experimentais foram calculadas segundo a teoria do BEM e utilizou-se o perfil NREL S809. Os resultados dos testes experimentais apresentaram melhores resultados para a turbina com TSR de 7 que apresentou um  $C_p$  (coeficiente de desempenho) de 0,31.

Andrade et al. (2013) projetaram, através da teoria do momento do elemento de pá (da sigla em inglês BEM) quatro conjuntos de pás, cada qual destes constituídos de três pás, perfazendo um total de 12 pás que foram fabricadas e aplicadas na montagem de quatro Turbinas Eólicas de Pequeno Porte (TEPP). O parâmetro de projeto, denominado de razão de velocidade de ponta foi igual a sete. Os conjuntos de pás foram compostos por pás de 2 metros de comprimento, distinguindo-se por correções em suas geometrias, especificamente nas regiões da ponta e da raiz das pás. O primeiro conjunto caracterizou-se por correções na ponta e na raiz, o segundo por correções somente na ponta, o terceiro por correções somente na raiz e, por fim, o quarto sem correção alguma.

## 5 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

As turbinas eólicas são basicamente divididas em dois grandes grupos, que são classificados com relação à orientação do seu eixo de rotação. A saber, turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH), que são as mais comumente aplicadas em geração de eletricidade, e as turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV).

### 5.1 Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal/ Máquinas de eixo horizontal

As turbinas eólicas de eixo horizontal têm seu eixo de rotação na posição horizontal em relação ao solo e paralelo ao escoamento como é conferido na Figura 01.

Figura 01 – Turbina eólica de eixo horizontal.



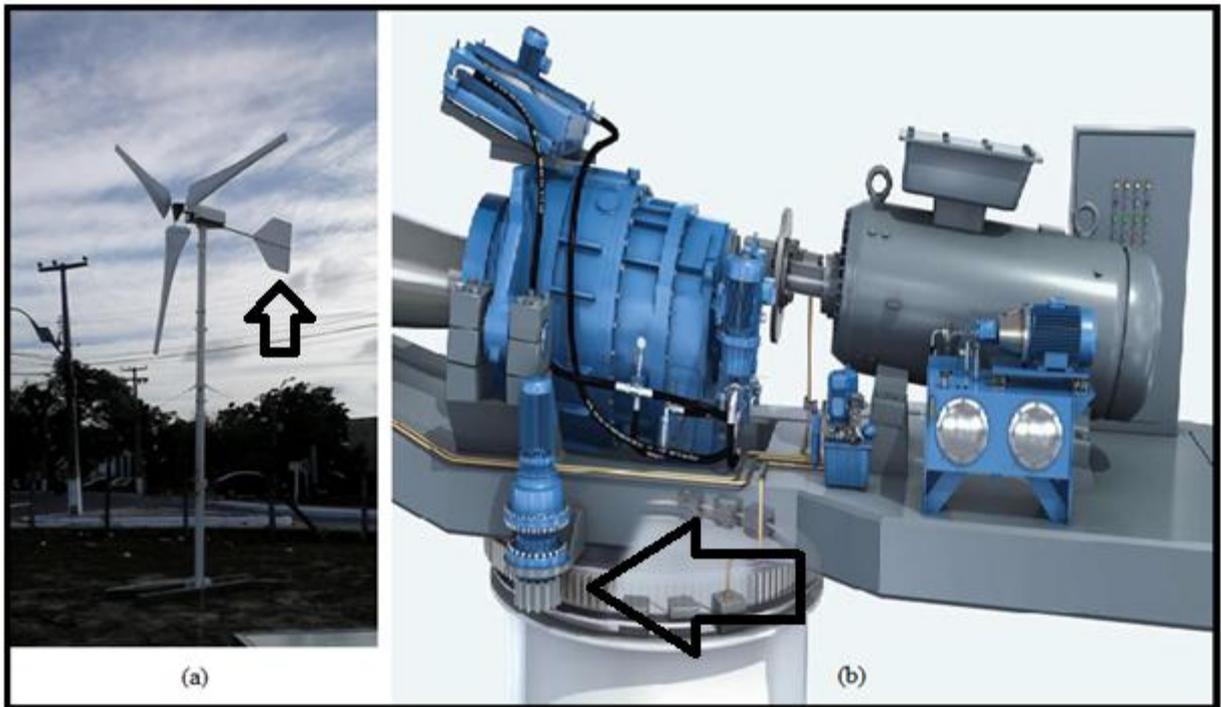
Fonte: GWEC (2014).

A maioria das turbinas eólicas, que são comercializadas, é desta categoria. A superioridade dessa categoria está relacionada aos seguintes fatores: a potência de saída e a velocidade do rotor podem ser controladas pelo *pitch control* (sistema usado em grandes turbinas com a finalidade também de preservação estrutural), sendo ainda utilizado objetivando otimizar a operação das pás em sustentação máxima.

As turbinas eólicas de eixo horizontal têm vantagens peculiares que são a baixa velocidade de vento de corte (*cut-in*), que é a mínima velocidade em que a turbina produz potência útil e a facilidade de girar.

Em geral, as turbinas eólicas de eixo horizontal têm relativamente um elevado coeficiente de potência ( $C_p$ ). Uma desvantagem é que estas precisam de um sistema de orientação em relação ao vento. A orientação ou guinada (*yaw*) é acionada pelo próprio vento, como é o caso da veleta ou leme, ou por um controle eletrônico de *yaw* como é o caso das turbinas eólicas mais sofisticadas, ver detalhe na Figura 02.

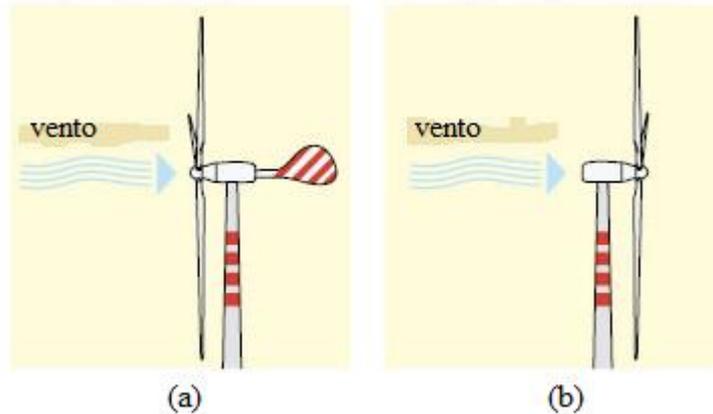
Figura 02 – Dispositivo de orientação. (a) Veleta/leme; (b) controle eletrônico de *yaw*.



Fonte: (a) Elaborado pelo autor. (b) Bosch Rexroth Group (2010).

As TEEH também são classificadas em *upwind* e *downwind*, verificar Figura 03. As turbinas *upwind* caracterizam turbinas eólicas em que o escoamento primeiro toca as pás e depois a torre. Nas turbinas *downwind*, o escoamento toca primeiro a torre e depois as pás. É necessário salientar que turbinas deste tipo não necessitam de um sistema de orientação (*yaw*) na direção do vento.

Figura 03 – Classificação com relação ao escoamento: turbina/ torre. (a) upwind; (b) downwind.



Fonte: CLEAN ENERGY BRANDS (2014).

## 5.2 Turbinas Eólicas de Eixo Vertical/ Máquinas de eixo vertical

Historicamente, os rotores mais antigos são os de eixo vertical. No princípio, os mesmos se limitavam ao arrasto aerodinâmico como força motriz. Rotores eólicos de eixo vertical têm seu eixo de rotação perpendicular ao escoamento. A principal vantagem de uma VAWT é que não necessita de um sistema de orientação na direção do vento (*yaw system*). Outra vantagem é que o maquinário pesado (gerador, caixa de engrenagem) fica no solo facilitando assim a manutenção. Em contrapartida, há desvantagens como, por exemplo, baixos valores de TSR e incapacidades de partida própria e controle de potência. Outra desvantagem é a de as pás ficarem perto do solo, onde a velocidade do vento é menor e o vento é mais turbulento (imaginar a camada limite do vento).

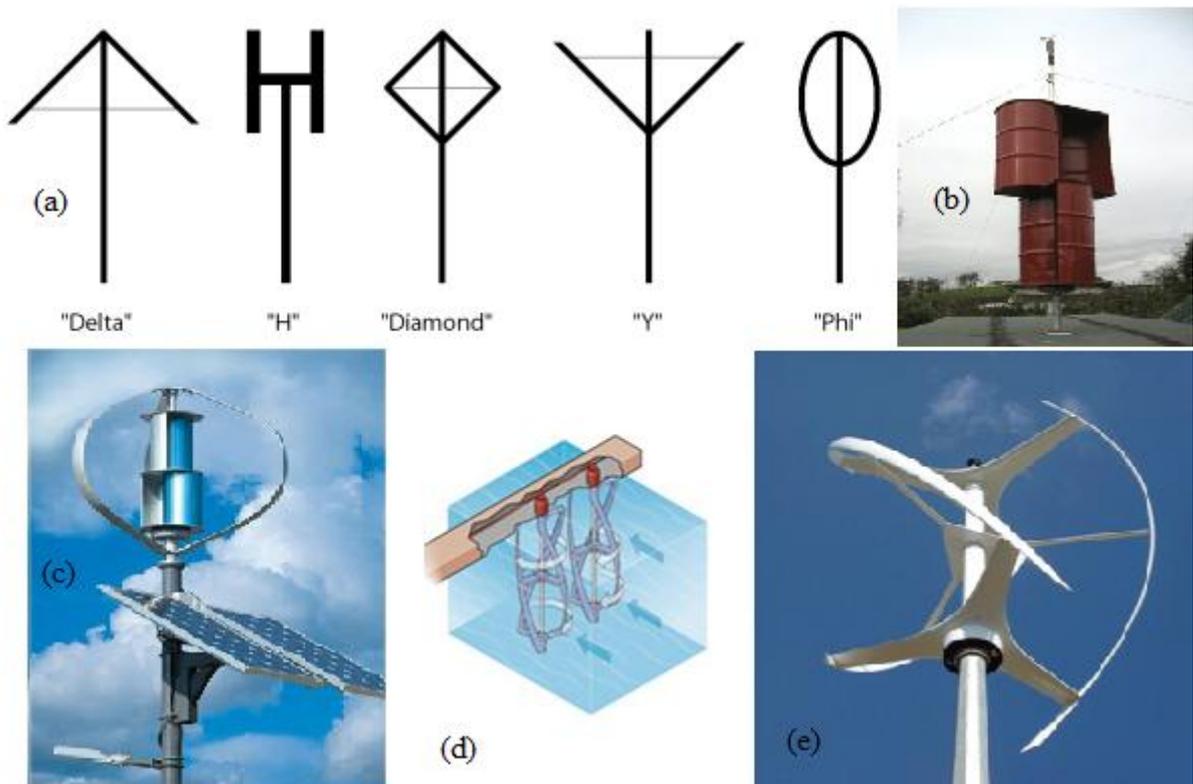
Segundo Pinto (2013), Darrieus é a única máquina de eixo vertical que obteve êxito comercial. Seu nome é uma homenagem ao seu inventor, Georges Jean Marie Darrieus (1888-1979). Assim como nos rotores HAWT, a turbina Darrieus possui 2 ou 3 pás, apresentando uma curvatura em forma de catenária. Uma característica peculiar é que esses rotores necessitam de um motor de partida, já que apresentam deficiência na partida de funcionamento. A Figura 04 (a) ilustra algumas das principais configurações de rotores Darrieus, tendo como destaque a configuração “*phi*” (mais popularizada). Já o rotor H (Giromill) ao invés de pás curvadas (catenária) são utilizadas pás em linha reta que são

conectadas ao eixo de rotação por suportes. A área de interceptação do vento de um rotor H é um retângulo: portanto uma área varrida maior que a de uma elipse (*Darrieur phi*). Muitas pesquisas visando desenvolver o modelo para uso comercial foram realizadas nos Estados Unidos, Reino Unido e Alemanha, mas não tiveram êxito. Ver Figura 4 (a).

O rotor Savonius tem a sua pá em formato de “S”, portanto muito simples, e seu funcionamento é similar a um anemômetro de copos. É uma turbina caracterizada por baixa rotação e elevado torque, podendo trabalhar a baixas velocidades de vento funcionando com predominância de arrasto aerodinâmico. O  $C_T$  máximo ocorre numa faixa de TSR de  $0,3 \leq TSR \leq 0,6$  (PINTO, 2013). As principais aplicações deste tipo de rotor são em sistemas de baixa potência como o bombeamento de água, ventilação, medidor de correntes oceânicas, carregador de bateria em farol e torre de telecomunicação. Um exemplo típico de fabricação desse rotor é ao cortar-se um tambor/barril e ao inverter uma das bandas e soldando-se as metades obtém-se um rotor em formato de “S”. Há dois problemas com estes rotores: são de baixa eficiência e de difícil proteção em rajadas de vento conforme Pinto (2013). A Figura 04 (b) esboça uma perspectiva de um rotor Savonius.

Ainda segundo Pinto (2013), o rotor híbrido é um mix dos rotores Darrieus e Savonius. É também caracterizado por ter elevada solidez. Ver Figura 4 (c). Já a Helicoidal é uma variação da turbina Darrieus, com suas pás em formato helicoidal e torcida a um ângulo de  $180^\circ$ . Foi inventada pelo russo Alexander M. Gorlov (professor de Engenharia Mecânica da *Northeastern University*, em *Boston- Massachusetts*). Desenvolvida para ser aplicada em rios, ver Figura 4 (d). A sua variação para aplicação na área eólica é a denominada turbina *turby*. Devido ao formato helicoidal esta turbina é funcional em qualquer direção do escoamento de vento. E a do tipo Turby especificamente desenvolvida para o uso urbano e em edificações. Foi concebida visando sanar os problemas peculiares das turbinas Darrieus, que eram basicamente o ruído e a vibração. Sua ilustração é dada na Figura 4 (e).

Figura 04 – Diversas configurações de TEEV.



Fonte: elaborada pelo autor<sup>3</sup>.

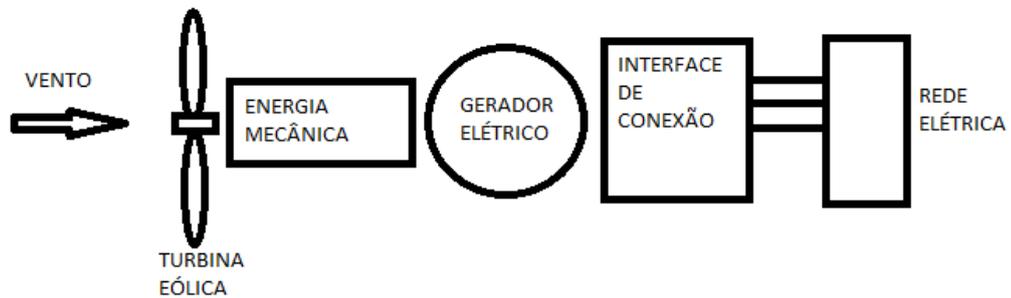
### 5.3 Tipos de turbinas segundo as forças aerodinâmicas

As turbinas eólicas, também chamadas de sistemas de conversão de energia do vento, são dispositivos captadores de parte da energia cinética contida no vento e a convertem em energia mecânica e por fim em energia elétrica. A eficiência da conversão eólio-mecânica ou eólio-elétrica depende da eficiência com que o rotor interage com a corrente de vento. As etapas de conversão são ilustradas na Figura 05.

Para que essa captação energética ocorra há duas forças características atuantes em corpos imersos em um escoamento, a saber, a força de arraste ou “*drag*” que é a componente da força aerodinâmica resultante na direção do escoamento, e a força de sustentação ou “*lift*” que é a componente na direção normal ao escoamento. A força do fluido na superfície do corpo pode ser paralela à superfície (força de atrito de pele ou viscoso) e pode ser normal à superfície (força de pressão).

<sup>3</sup> (a) TYPES OF VAWT (2014); (b) SOLARVAN (2014); (c) RABE CONTROLLING (2014); (d) NATIONAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL (2014); (e) WINDDOSE.COM (2014).

Figura 05 – Princípio de conversão de energia cinética do vento em energia elétrica.



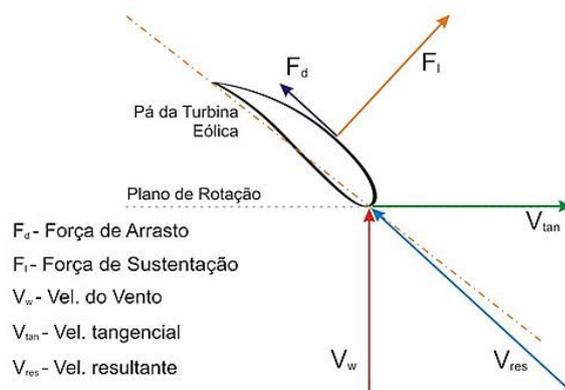
Fonte: Elaborada pelo autor.

### 5.3.1 Turbinas de sustentação

Asas de avião, rotores de helicóptero e pás propulsoras são exemplos de superfícies aerodinâmicas (aerofólios), que devem gerar uma grande sustentação e um pequeno arrasto. O desempenho de um aerofólio depende fortemente da forma da seção transversal. Dados aerodinâmicos de aerofólios, como sustentação e arrasto, são obtidos em testes realizados em túnel de vento. Os dados dos testes são utilizados como parâmetros nas equações de dimensionamento, tanto estrutural quanto geométrico, de uma máquina eólica.

Na Figura 06, observa-se que o vento relativo incide sobre a pá com um ângulo de ataque  $\alpha$  em relação à corda. Devido ao gradiente de pressão de baixo para cima do perfil, uma força de empuxo é desenvolvida, porque o escoamento é forçado a mudar de direção na pá, e é definida como resultante das forças de sustentação ( $L$ ) e arraste ( $D$ ).

Figura 06 – Escoamento externo sobre um aerofólio.



Fonte: CRESESB (2014).

A força de sustentação “*lift*”  $L$ , que é a componente da força de empuxo, é perpendicular à direção da velocidade relativa do vento, e é dada pela Equação 01.

$$L = \frac{1}{2} \rho U^2 C_l A_L \quad (01)$$

O coeficiente de sustentação ( $C_l$ ) é um adimensional, que é função da forma do corpo e do número de Reynolds.

A área  $A_L$  é a área planificada e paralela ao escoamento, e é dada pelo produto dos comprimentos de corda e de envergadura.

Esta força poderá mudar ao longo do comprimento longitudinal da pá, devido à mudança da geometria da pá.

A geometria da pá, afilamento e torção, deve ser projetada de maneira que a força de empuxo favoreça a rotação rotor, beneficiando a produção de torque.

O escoamento em torno da pá é classificado em dois tipos. O primeiro é o escoamento laminar e aderente caracterizando uma maior sustentação aerodinâmica da pá, portanto maior captação energética. A outra classificação ocorre quando o escoamento junto à pá é descolado da superfície, definindo uma região de perda de sustentação aerodinâmica.

Para corpos grandes, como asas de avião e pás de turbina eólica, a sustentação por unidade de comprimento é usada, e a área planificada é substituída pelo comprimento de corda, como pode ser visto na Equação 02.

$$L/l = \frac{1}{2} \rho U^2 C_l c \quad (02)$$

### 5.3.2 *Turbinas de Arraste*

As pás são empurradas pelo vento, obrigando o rotor a girar. A força de arraste, que é a componente da força de empuxo paralela à velocidade relativa do vento, é definida pela Equação 03. Em geral, o arraste é composto por arraste de superfície (atrito viscoso) e arraste de pressão (forma do corpo).

$$D = \frac{1}{2} \rho U^2 C_d A_D \quad (03)$$

O coeficiente de arraste ( $C_d$ ), assim como o coeficiente de sustentação, é uma grandeza adimensional, e, para escoamentos incompressíveis, é função do número de Reynolds e da forma do corpo.

Ambos os coeficientes são obtidos por meio de testes experimentais em túnel de vento. A área  $A_D$  é a área de seção transversal perpendicular ao escoamento, e, no caso de uma esfera, é  $\pi R^2$ .

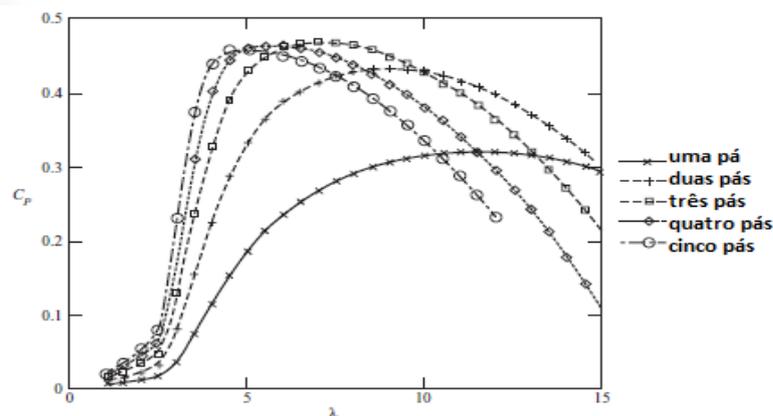
#### 5.4 O Número de Pás

Segundo Pinto (2013), a turbina eólica mais comum talvez seja a multipás, utilizada em bombeamento d'água. Tais máquinas são substancialmente diferentes daquelas utilizadas na geração de eletricidade. No bombeamento de água, a turbina tem que fornecer um elevado torque de partida. Outra característica peculiar a esses rotores é a de operar a baixas velocidades de vento a fim de gerar um bombeamento de água contínuo ao longo do ano.

Uma turbina desta configuração tem elevada área de contato com o vento, que explica seu elevado torque e baixa velocidade angular. À medida que aumenta a velocidade angular da turbina, a turbulência causada por uma pá afeta a eficiência da pá posterior. Com um número reduzido de pás pode-se operar a maiores velocidades angulares antes que a interferência torne-se significativa.

Teoricamente, o coeficiente de potência cresce com o aumento do número de pás, no entanto, turbinas com um grande número de pás apresentam uma queda no coeficiente de potência. Turbinas eólicas com um menor número de pás giram mais rápido, compensando assim a menor área de cobertura. A Figura 07 exibe a variação do  $C_p$  com o número de pás.

Figura 07 –  $C_p \times \lambda$  quanto ao número de pás.



Fonte – adaptada de Burton (2001).

Vários fatores são levados em consideração na escolha do número de pás, como por exemplo:

- aplicação: geração de eletricidade, bombeamento de água;

- dinâmica do funcionamento do rotor: solicitações nos componentes estruturais, ruído;
- efeito visual.

Em termos comerciais, a combinação de todos os fatores supracitados fez do rotor tripá o mais aceito.

## **5.5 Classificação da TEEH quanto à velocidade do rotor**

Segundo Custódio (2009), as turbinas eólicas também podem ser classificadas quanto à velocidade do vento.

### **5.5.1 *Velocidade constante***

Neste caso, a velocidade específica não pode ser mantida constante durante a operação. Então há um único valor de velocidade do vento para o qual o coeficiente de potência é máximo. Mesmo devido a isso, turbinas eólicas desse tipo continuam a ser produzidas por apresentarem baixo custo.

### **5.5.2 *Velocidade variável***

É o princípio de operação dos aerogeradores modernos. A operação em velocidade variável possibilita a velocidade específica ser mantida constante para diferentes valores de velocidade do vento, e assim manter o aerogerador funcionando em seu valor de velocidade específica ótimo, correspondente ao coeficiente de potência máximo.

## **5.6 Classificação quanto ao controle de potência**

Segundo Pinto (2013), o rotor de uma turbina eólica tem que ter meios aerodinâmicos para limitar as suas potência e velocidade angular. Existem três tipos conhecidos de controle de potência:

- a) Ativo: sistema de controle de passo (*pitch control*);
- b) Passivo: sistema de controle por estol (*stall control ou passive stall*);
- c) Híbrido: mix do ativo e passivo (*active stall*).

### 5.6.1 *Controle de passo (pitch control)*

Segundo Custódio (2009), é um sistema de controle ativo, que necessita de um sinal (resposta) do gerador de potência. Quando a potência nominal do gerador for ultrapassada, devido ao aumento da velocidade do vento, as pás do rotor serão giradas em torno de seu eixo longitudinal, mudando o ângulo de passo para aumentar o ângulo de ataque. Este controle é realizado visando manter a turbina em condição ótima de operação independentemente da velocidade do vento. Este controle apresenta as seguintes vantagens.

- a) Permite controle de potência ativa sob todas as condições de vento;
- b) Partida simples do rotor pela mudança de passo;
- c) Dispensa o uso de grandes freios para paradas de emergência, feitas pela mudança de passo (freio aerodinâmico);
- d) Cargas das pás decrescentes para ventos acima da potência nominal;
- e) Posição de “embandeiramento” das pás do rotor para ventos extremos;
- f) Massa das pás menores (visto que em condições de ventos extremos as pás se adaptam para coletar um menor percentual de energia e, portanto as pás não precisam ser tão robustas).

O coeficiente de potência  $C_p$  para uma turbina com controle de passo é dado pela Equação 04, definida por Pinto (2013).

$$C_p \cong 0,22 \left( \frac{116}{\lambda} - 0,4\theta - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda}} \quad (04)$$

### 5.6.2 *Controle por estol (stall control/ passive stall)*

Custódio (2009) define o controle por estol como um sistema passivo que responde à velocidade do vento. As pás do rotor são fixas e não podem ser giradas em torno de seu eixo longitudinal. O ângulo de passo é selecionado de maneira que para valores de velocidade do vento maior que o valor nominal o escoamento que antes aderido se descola do perfil (“perfil estolado”), diminuindo drasticamente a sustentação aerodinâmica, e por fim controlando a potência.

De forma a evitar que o estol ocorra em todas as posições radiais da pá simultaneamente, a mesma é fabricada com uma torção que faz com que o escoamento

descole (estol) da superfície suavemente. Algumas características deste tipo de controle são elencadas abaixo:

- a) São mais simples que as turbinas com controle de passo;
- b) Estrutura do cubo do rotor é simples;
- c) Menos manutenção, devido ao número de peças serem reduzido;
- d) Autocontrole de potência.

### **5.6.3 Híbrido (active stall)**

Segundo Pinto (2013), o sistema híbrido é um mix do sistema ativo e passivo, e geralmente, indicado para turbinas eólicas de grande porte (potência maior que 1MW). O controle híbrido tem as seguintes vantagens:

- a) Controle simples da potência por leves ajustes no ângulo de passo;
- b) Turbinas mais simples de serem construídas do que as de controle de passo.

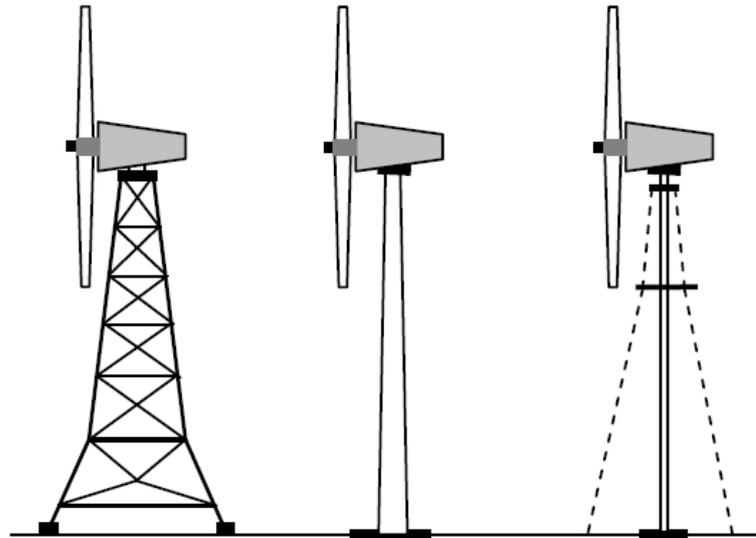
## **5.7 Componentes estruturais**

Basicamente, as turbinas eólicas de pequeno porte possuem três componentes estruturais que são a torre, o rotor e o sistema de orientação (*yaw system*).

### **5.7.1 Torre**

A torre suporta o rotor a uma determinada altura. Os tipos de torres mais utilizadas são: treliçada, tubular e estaiada, como apresentado, respectivamente, na Figura 08.

Figura 08 – Tipos de torre.



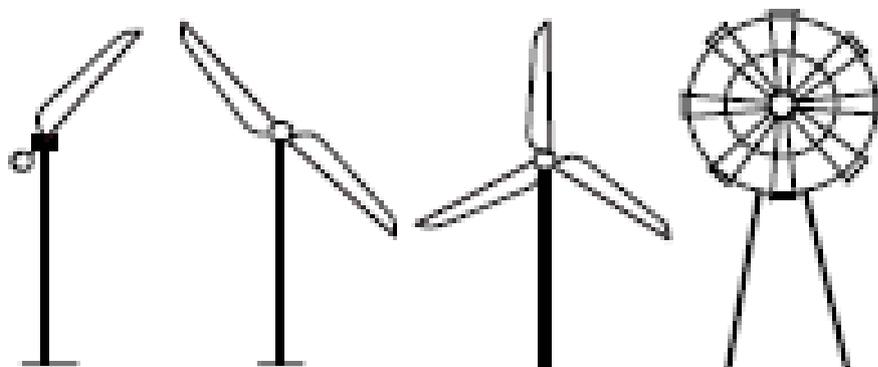
Fonte: Mathew (2006).

### 5.7.2 *Rotor*

O rotor é a parte mais importante do aerogerador. Isto ocorre porque o rotor é quem capta a energia cinética contida no vento e a transforma em potência mecânica de eixo. Os componentes do rotor são: eixo, rolamentos, acoplamentos, pás, cubo, entre outros.

No que diz respeito ao número de pás, a quantidade de pá mais utilizada em aerogeradores comerciais, para aplicação em geração de eletricidade é o rotor tripa, ilustrado na Figura 09. Estes são mais estáveis, visto que o carregamento aerodinâmico se dá de maneira mais uniforme.

Figura 09 – Classificação dos rotores quanto ao número de pás.



Fonte: adaptado de Mathew (2006).

### 5.7.3 Sistema de orientação (yaw)

Tem a função de posicionar o rotor da turbina sempre normal a direção do vento. No caso das turbinas eólicas do tipo *upwind*, os dois tipos mais comuns de sistemas de orientação são o leme e o motor elétrico, como ilustrado no início deste capítulo pela Figura 02. Para o caso de uma TEPP, o leme/veleta é o sistema mais aplicado e mais simples. O dimensionamento do leme, segundo Gouriérès (1982) é caracterizado como uma proporção da ordem de 4% da área varrida  $A_V$  pelo rotor, como expressado na Equação 05.

$$A_{Leme} = 0,04 \cdot A_V \quad (05)$$

### 5.8 Eficiência de uma turbina eólica

Apenas parte da taxa de energia cinética contida no vento é convertida em potência mecânica de eixo, e a eficiência de conversão é dada pela Equação 07. O  $C_p$  é chamado de coeficiente de potência, que é a razão entre a potência realmente extraída do vento por uma turbina eólica e a potência disponível no vento.

$$C_p = \frac{P_{eixo}}{FEC} = \frac{\omega \cdot T}{FEC} \quad (07)$$

Onde  $\omega$  é a velocidade angular em  $[rad/s]$ ,  $T$  é o torque no eixo do rotor em  $[N.m]$  e o  $FEC$  (Fluxo ou taxa de energia cinética) em  $[W]$ , é dado pela Equação 08.

$$FEC = \frac{1}{2} \rho A_V U_\infty^3 \quad (08)$$

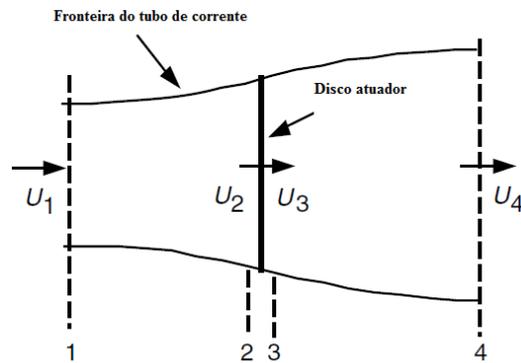
Da Equação 08, verifica-se que a potência do vento é proporcional a:

- a) Densidade do ar  $\rho$ , que em casos práticos é de  $\cong 1,225 \text{ kg/m}^3$ ;
- b) Área varrida pelo rotor que é  $A_V = \frac{\pi D^2}{4} [\text{m}^2]$ ;
- c) Ao cubo da velocidade do vento  $U_\infty$ .

Logo, uma pequena variação na velocidade do vento, impacta fortemente na potência disponível no vento.

Algumas simplificações são pré-estabelecidas pelo modelo de escoamento unidimensional Rankine. Uma delas é o conceito de disco atuador, que é um modelo simplificado de turbina eólica e que considera somente o processo de extração energética, vide Figura 10.

Figura 10 – Modelo de disco atuador de uma turbina eólica.



Fonte: adaptado de Manwell et al. (2009).

Esta análise supracitada segue as seguintes considerações:

- O ar é um fluido incompressível;
- O fluxo de ar no disco é uniforme, contínuo e homogêneo;
- Existe um número infinito de pás;
- Não há efeitos de turbulência;
- Qualquer gradiente de pressão na direção radial é desprezado.

O coeficiente de potência varia com a velocidade do vento, devido as pás alterarem suas eficiências aerodinâmicas em função da variação da velocidade do vento incidente. Na Figura 07, pode-se observar curvas de  $C_p$ , para aerogeradores de diferentes quantidade de pás.

A potência máxima que pode ser extraída por uma máquina perfeita, sem perdas, é dada na Equação 09.

$$P_{D \text{ ideal}} = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_v \cdot U_\infty^3 \quad (09)$$

Resultando em um coeficiente de potência máximo, que é chamado de limite de Betz ou eficiência de Betz, e leva o nome do cientista alemão Albert Betz (1920). Ele e é dado pela Equação 10.

$$C_{p \text{ Betz}} = \frac{P_{D \text{ ideal}}}{\frac{1}{2} \rho A_v U_\infty^3} = \frac{16}{27} \quad (10)$$

Com a finalidade de ilustrar que o aproveitamento de uma turbina eólica pode ser expresso como uma razão entre a eficiência real e a máxima eficiência teórica, utiliza-se da analogia de uma turbina eólica com uma máquina térmica, cuja eficiência térmica máxima

teórica, que é independente do tipo de motor, é limitada pela eficiência de Carnot, é apresentada na Equação 11.

$$\eta = \frac{T_H - T_C}{T_H} \cdot \eta^* = \eta_{Carnot} \cdot \eta^* \quad (11)$$

E para turbinas eólicas, tem-se:

$$\eta = \frac{16}{27} \cdot \eta^* = \eta_{Betz} \cdot \eta^* \quad (12)$$

Onde o  $\eta$  é o coeficiente de potência do aerogerador, e o  $\eta^* = \frac{C_P}{C_{P\text{ máx}}}$  é o percentual de aproveitamento em relação ao limite máximo teórico.

Em um bom projeto de turbina eólica, o  $\eta^*$  pode ser de 0,7, porém é mais frequente um valor entre 0,4 e 0,6. (ROSA, 2009). Isso significa dizer que o percentual de aproveitamento real em relação ao máximo aproveitamento possível está numa faixa percentual entre 40 e 60, segundo Rosa (2009).

Da teoria do momento, o coeficiente de potência é definido pela Equação 13.

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (13)$$

Onde  $a$  é o chamado fator de indução axial, que representa a taxa de redução de velocidade do escoamento de corrente livre ( $U_1$ ) até o disco atuador ( $U_2$ ). O valor de  $C_p$  é máximo quando o fator de indução axial assume o valor de 1/3.

E o coeficiente de empuxo ( $C_T$ ), definido pela Equação 14, que é a forma adimensional da força no disco atuador causada pela queda de pressão, é dado pela equação abaixo.

$$C_T = \frac{\omega \cdot T}{\frac{1}{2} \rho A_d U_\infty^2} = \frac{F U_\infty}{\frac{1}{2} \rho A_d U_\infty^2} = 4a(1 - a) \quad (14)$$

Uma curva típica de uma máquina eólica tripá é ilustrada na Figura 10, e é independente das dimensões da máquina, visto que tanto o  $C_p$  quanto o  $\lambda$  são adimensionais.

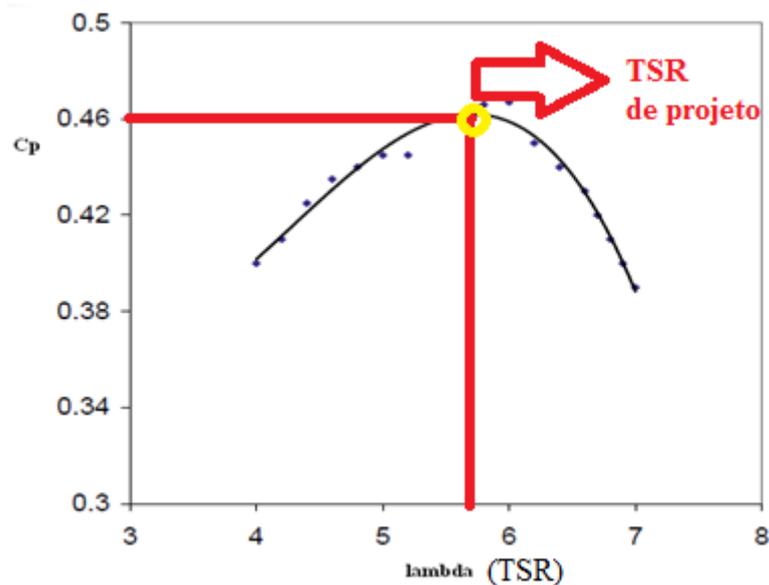
Onde o parâmetro adimensional  $\lambda$  (lambda), comumente chamado de velocidade específica ou razão de velocidade de ponta<sup>4</sup>, representa a razão entre a velocidade na ponta da pá ( $\omega R$ ) e a velocidade de corrente livre ( $U_1$ ), e é definido pela Equação 15.

$$\lambda = \frac{\omega R}{U_\infty} \quad (15)$$

Na prática, TEEH modernas e de grande porte apresentam coeficientes de potência na ordem de 0,5 (50%). Já as TEEH de pequeno porte, segundo constatações de Gipe<sup>5</sup> (2004), apresentam coeficientes de potência situados entre 0,1 (10%) e 0,3 (30%).

A relação de  $C_p$  e  $\lambda$  mostra que há apenas um valor de velocidade específica para o qual o coeficiente de potência é máximo, ver indicação na Figura 11, e este valor é chamado de razão velocidade de ponta de projeto ( $\lambda_p$  ou TSR<sub>p</sub>).

Figura 11 – Curva típica  $C_p \times \lambda$  de um rotor.



Fonte: adaptado de Mathew (2006).

Valores mais comuns de velocidade tangencial de ponta<sup>6</sup> variam entre 50 m/s e 150 m/s. Estes valores representam importante critério para o dimensionamento da pá. Instalações eólicas de pequeno porte apresentam altos valores de velocidade angular, da

<sup>4</sup> Do inglês *TSR- Tip Speed Ratio*, razão velocidade de ponta.

<sup>5</sup> Grande autor e experiente profissional em energia eólica que vem trabalhando com o aproveitamento eólico desde 1976.

<sup>6</sup> É definida pelo produto entre a velocidade angular e o raio da pá ( $\omega \cdot R$ ).

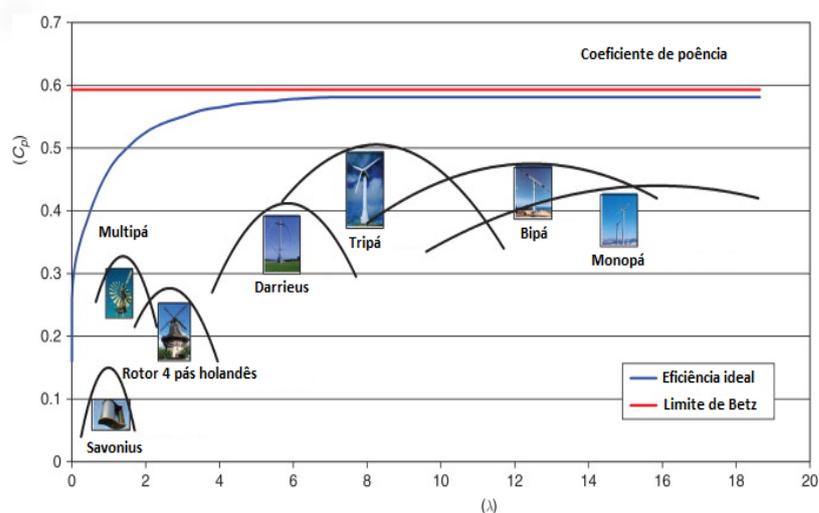
ordem de 180 RPM. Enquanto instalações de grande porte apresentam valores da ordem de 20 RPM. (CARVALHO, 2003).

Quanto menor o número de pás, mais rápido o rotor gira. Portanto, o  $\lambda$  é função de um parâmetro adimensional chamado de solidez, que é definido como a razão entre a área total das pás e a área varrida pelo rotor. Em suma, as relações entre  $\lambda$  e solidez fornecem:

- a) Rotores com altos valores de  $\lambda$  possuem baixa solidez, são mais rápidos (leves) e possuem baixo torque de partida do rotor. São empregados principalmente na geração de eletricidade. TEEH com três pás e TEEV do tipo Darrieus apresentam valores de  $\lambda$  na faixa de 4 a 7 e  $C_p$  entre 0,4 e 0,5.
- b) Rotores com baixos valores de  $\lambda$  apresentam alta solidez, são mais lentos, e possuem elevado torque na partida e são empregados principalmente em operações que exigem elevadas forças, como são os casos de bombeamento de água e moagem de grãos. Cata-ventos do tipo multipás apresentam valores de  $\lambda$  entre 1,0 e 2,5 e valores de  $C_p$  entre 0,15 e 0,3.

Na Figura 12, pode-se verificar as curvas de eficiência de diversas configurações de rotores em função da razão de velocidade de ponta, e por fim conclui-se que a mais vantajosa é a TEEH do tipo tripá.

Figura 12 – Curvas de eficiência de rotores eólicos.



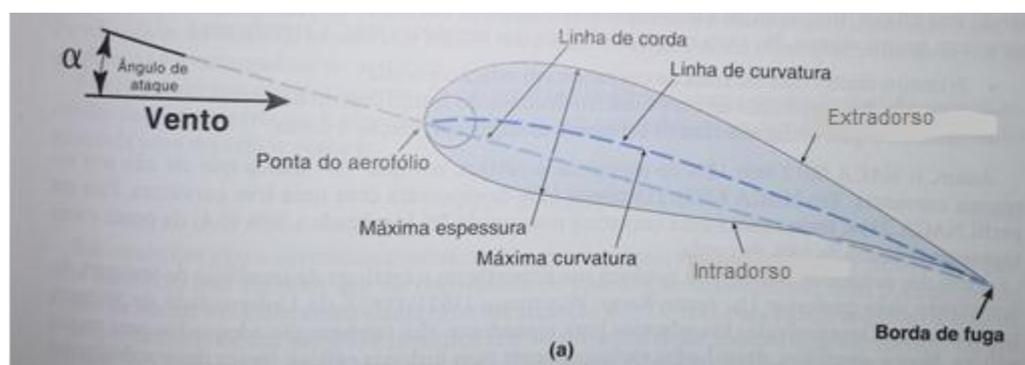
Fonte: Burton (2001).

## 5.9 Aerofólio e conceitos básicos de aerodinâmica

Aerofólios são estruturas, com forma geométrica característica (carenada), que são usados para a geração de duas forças mecânicas devido ao movimento relativo do aerofólio e do escoamento do fluido. As pás das turbinas eólicas utilizam aerofólios para produzir potência mecânica. Se seccionar-se transversalmente a pá da maioria das turbinas eólicas visualiza-se um aerofólio.

Um aerofólio é caracterizado por alguns termos. A Figura 13 ilustra a terminologia de um aerofólio.

Figura 13 – Terminologia de um aerofólio.



Fonte: adaptada de Pinto (2013).

A ponta do aerofólio é também chamada de bordo de ataque. A extremidade do aerofólio é chamada de bordo de fuga. A linha de corda é a linha que liga o bordo de ataque ao bordo de fuga. O ângulo de ataque,  $\alpha$ , é o ângulo formado entre a corda  $c$  e a velocidade de vento relativa,  $W$ . O extradorso é a parte superior do aerofólio. O intradorso é a parte inferior do aerofólio. A linha de curvatura média é a linha equidistante do intradorso e do extradorso. A máxima espessura é a máxima distância entre o intradorso e o extradorso.

Pesquisadores têm mostrado que alguns problemas de escoamento podem ser caracterizados por parâmetros adimensionais. O mais importante parâmetro adimensional para definir as características das condições de escoamento de um fluido é o número de Reynolds,  $Re$ . Este parâmetro é definido como a razão entre a força de inércia e a força viscosa, ver Equação 16.

$$Re = \frac{\rho UL}{\mu} = \frac{UL}{\nu} = \frac{\text{Força inercial}}{\text{Força viscosa}} \quad (16)$$

Onde  $\rho$  [ $\text{kg/m}^3$ ] é a densidade do fluido,  $\mu$  [ $\text{N.s/m}^2$ ] é a viscosidade absoluta do fluido,  $\nu = \frac{\mu}{\rho}$  é a viscosidade cinemática,  $U$  [ $\text{m/s}$ ] é a velocidade do fluido (ex.  $U$  do vento) e  $L$  [ $\text{m}$ ] é o comprimento característico (ex. comprimento de corda  $c$ ).

Outros parâmetros adimensionais são os coeficientes de sustentação e arrasto, que são função do número de Re, e podem ser definidos em duas ou três dimensões. Aerofólios analisados como tridimensionais têm uma extensão finita e os coeficientes de força são afetados pelo escoamento próximo a extremidade do aerofólio. Já os aerofólios bidimensionais são assumidos como tendo uma extensão infinita, e, portanto, não há efeitos de perdas de ponta.

No projeto de rotores eólicos, normalmente se usam coeficientes bidimensionais, determinados em testes em túnel de vento, para uma determinada faixa de ângulo de ataque e número de Re.

O coeficiente bidimensional de sustentação é definido na Equação 17.

$$C_l = \frac{L/l}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} \quad (17)$$

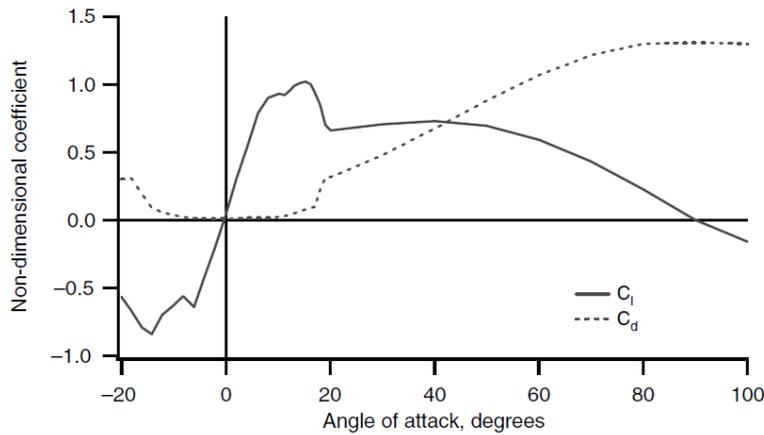
O coeficiente bidimensional de arrasto é definido pela Equação 18.

$$C_d = \frac{D/l}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} \quad (18)$$

Onde  $\rho$  [ $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$ ] é a densidade,  $U$  [ $\frac{\text{m}}{\text{s}}$ ] é a velocidade do escoamento,  $c$  [ $\text{m}$ ] é o comprimento de corda,  $l$  [ $\text{m}$ ] é a envergadura,  $L$  e  $D$  [ $\text{N}$ ] as forças de sustentação e arrasto respectivamente.

Um gráfico típico dos coeficientes supracitados é exibido na Figura 14, para um determinado perfil e número de Re.

Figura 14 – Coeficientes de sustentação e arrasto para o perfil S809 e  $Re = 75 \times 10^6$ .

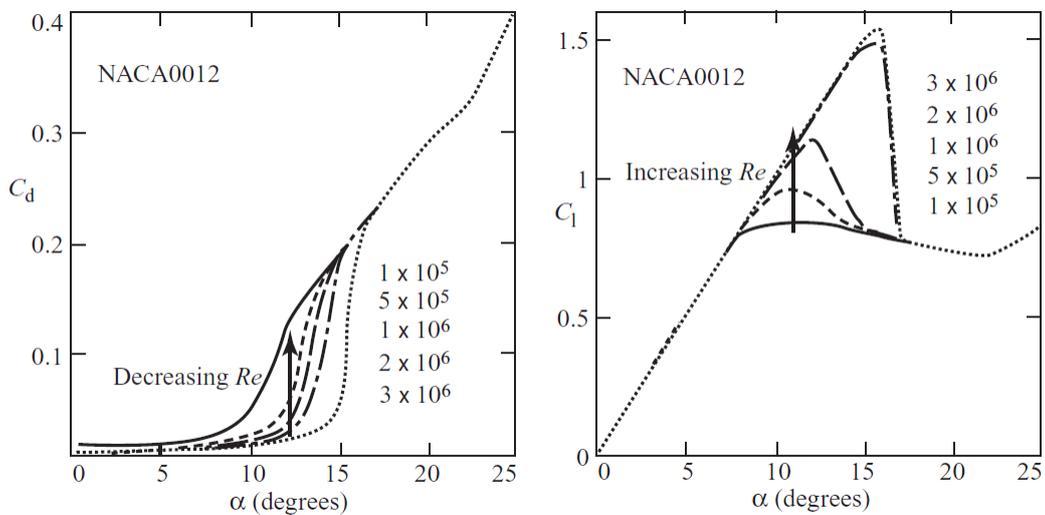


Fonte: Manwell et. al. (2009).

Do gráfico da Figura 14, pode-se tirar algumas conclusões como o ponto de máxima sustentação, que ocorre na faixa de  $0 - 10^\circ$  do ângulo de ataque. Outro ponto a se destacar é o ponto de estolamento (*stall*) onde ocorre o fenômeno de “perda” de sustentação e está situado na faixa de  $10 - 20^\circ$  do ângulo de ataque.

Outro gráfico importante e que traduz a influência do número de  $Re$  nas características do aerofólio é apresentado pela Figura 15.

Figura 15 – Variação das características do aerofólio com o número de  $Re$ .

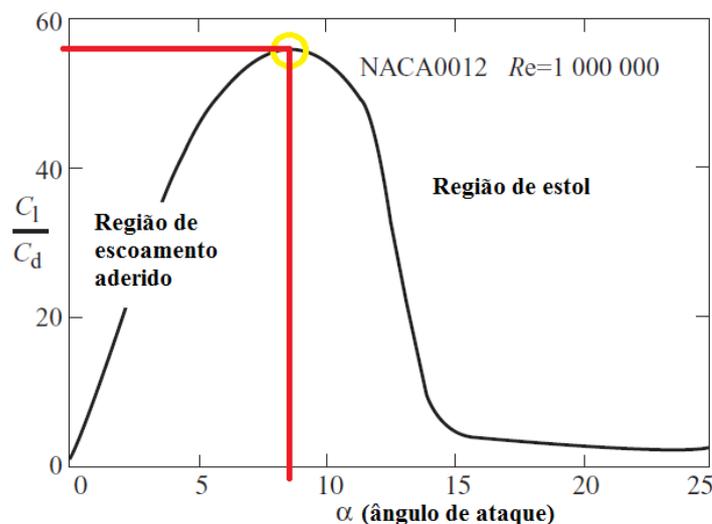


Fonte: Burton et. al. (2001).

Pela figura, pode-se observar, claramente, que à medida que o número de Reynolds diminui o coeficiente de arrasto aumenta. Observa-se, também, que o coeficiente de sustentação aumenta linearmente com o ângulo de ataque até atingir o ponto de estol, em que se observa a queda da sustentação.

É importante, também, mostrar o gráfico da razão sustentação/arrasto, ver Figura 16, gráfico este que tem significativa influência na eficiência de uma turbina eólica, pois é desejável que as pás da mesma operem no ponto de máxima razão  $\frac{C_l}{C_d}$ , onde a sustentação é maior que o arrasto. O ângulo de ataque correspondente a esta máxima razão é o chamado ângulo de ataque ótimo,  $\alpha_{\text{ótimo}}$ . No mesmo gráfico, distinguem-se duas regiões, a saber, a região de escoamento aderido e a região de estol, que é a região do gráfico onde o perfil está estolado.

Figura 16 – Variação da razão sustentação/arrasto.



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

### 5.10 Modelagem matemática da pá – Teoria do BEM (*Blade Element Momentum*)

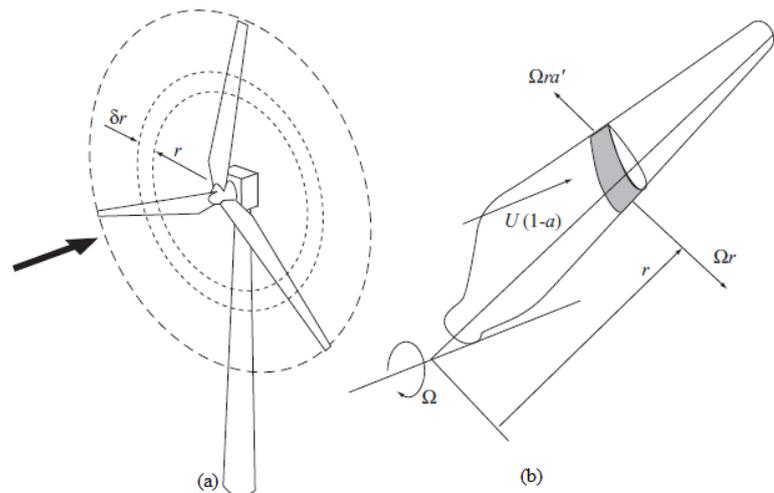
O modelo matemático mais frequentemente utilizado por comunidades científicas e industriais é baseado na teoria do momento do elemento de pá (BEM). Tal modelo possibilita o projeto de dinâmica dos fluidos das pás do rotor e avalia a eficiência da turbina, tanto em condições de projeto quanto em condições fora de projeto, ou seja, em condições de projeto a razão de velocidade de ponta de projeto do rotor é a razão de velocidade de ponta onde o coeficiente de potência é máximo, como ilustrado na Figura 11. Com a solução do

modelo, é possível projetar o rotor, escolher as características geométricas da turbina (diâmetro, perfil aerodinâmico, corda, ângulo de passo (pitch) e torção), avaliar as forças agindo nas pás, o torque e a potência no eixo do rotor. Com a solução matemática do modelo, é possível calcular a eficiência da turbina para uma larga faixa de velocidades do vento (LANZAFAME E MESSINA, 2007).

A teoria do BEM<sup>7</sup> resulta na combinação dos resultados das abordagens da teoria do momento (linear e angular) e da teoria do elemento de pá. O BEM pode ser usado para relacionar a forma da pá do rotor com a capacidade de extrair potência do vento.

De uma forma breve, a teoria do elemento de pá é uma análise em que a pá é dividida em N elementos ou seções, como ilustrado na Figura 17.

Figura 17 – (a) Área anular varrida pelo elemento de pá e (b) elemento de pá.



Fonte: adaptado de Burton (2001).

As componentes de velocidade em cada posição radial são expressas em termos da velocidade de corrente livre ( $U_\infty$ ), da velocidade de rotação do rotor e dos fatores de indução de escoamento axial ( $a$ ) e tangencial ( $a'$ ). A partir desses parâmetros, determina-se o ângulo de ataque, que, por definição, é o ângulo entre corda do aerofólio e a velocidade resultante do escoamento. Tendo-se informações dos coeficientes de sustentação e arrasto variando com o ângulo de ataque, as forças nas pás podem se determinadas.

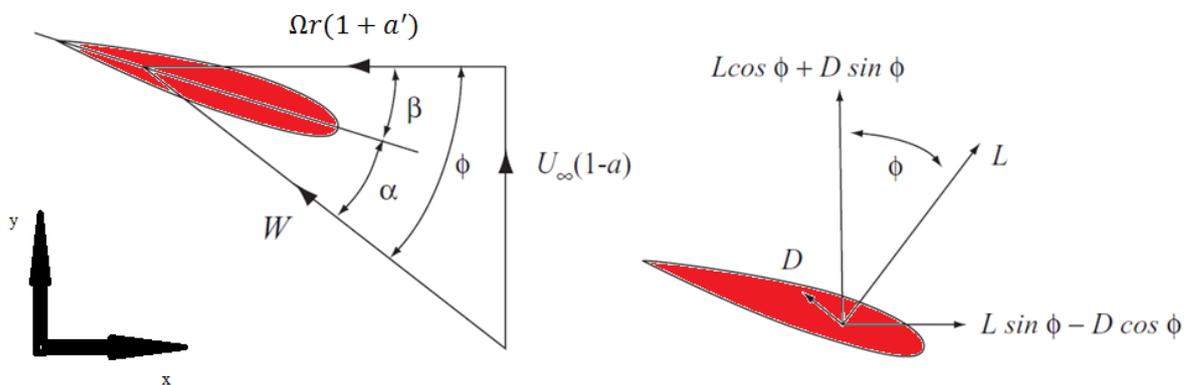
<sup>7</sup> Também conhecida como teoria das faixas (do inglês strip theory)

Uma hipótese básica da teoria do BEM é que a força em elemento de pá é a única responsável pela mudança do momento do ar que passa através da área anular varrida pelo elemento de pá. Por conseguinte, assume-se que não há qualquer interação radial entre os escoamentos através dos anéis adjacentes, condição esta que, estritamente, só é verdadeira se o fator de indução axial ( $a$ ) não variar radialmente. Na prática, o valor do fator de indução axial dificilmente é constante, porém em observações experimentais dadas em Lock et al. (1925) mostram que assumir a independência de ( $a$ ) com a posição radial é aceitável.

As equações do BEM são então desenvolvidas para se obter a geometria da pá, que proporcionará a máxima eficiência do rotor. Dois parâmetros caracterizam a geometria da pá, a saber, o ângulo de torção ( $\beta$ ) e o comprimento de corda ( $c$ ).

Da Figura 18, verifica-se que:

Figura 18 – Triângulo de velocidades e forças agindo no elemento de pá.



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

A velocidade resultante  $W$ , vista por cada perfil do elemento de pá, é dada na Equação 19.

$$W = \sqrt{[U_{\infty}(1-a)]^2 + [\Omega r(1+a')]^2} \quad (19)$$

O ângulo de torção  $\beta$  necessário para manter o perfil no ângulo de ataque referente à máxima razão  $\frac{C_l}{C_d}$  é dado pela Equação 20.

$$\beta = \phi - \alpha \quad (20)$$

A força de sustentação e a força de arrasto são demonstradas nas Equações 21 e 22.

$$\delta L = \frac{1}{2} \rho c W^2 C_l \delta r \quad (21)$$

$$\delta D = \frac{1}{2} \rho c W^2 C_d \delta r \quad (22)$$

Para o projeto geométrico otimizado de uma pá, desprezam-se as perdas por arrasto visando à obtenção da melhor geometria da pá. E o comprimento da corda para cada elemento de pá é calculado pela Equação 23,

$$c = \frac{2 \cdot \pi \cdot R \cdot 4 \cdot \lambda^2 \cdot \mu^2 \cdot a'}{N \cdot \lambda \cdot C_l \cdot \sqrt{(1-a)^2 + [\lambda \cdot \mu (1+a')]^2}} \quad (23)$$

Onde,  $\mu$  é a posição adimensionalizada do elemento de pá, sendo caracterizado com valor 0 na raiz e valor 1 na ponta da pá, ver Equação 24. E  $a'$  é o fator de interferência tangencial, dado na Equação 25.

$$\mu = \frac{r}{R} \quad (24)$$

$$a' = \frac{a(1-a)}{\lambda^2 \cdot \mu^2} \quad (25)$$

Já o ângulo de incidência  $\phi$  em cada elemento de pá, para uma condição de operação ótima é dado na Equação 26.

$$\phi = \arctg \frac{1 - \frac{1}{3}}{\lambda \mu \left(1 + \frac{2}{3 \lambda^2 \mu^2}\right)} \quad (26)$$

O coeficiente de sustentação ( $C_l$ ) é obtido da máxima razão  $\frac{C_l}{C_d}$ , a fim de minimizar perdas por arrasto, e o ângulo de ataque correspondente a esta máxima relação é denominado de  $\alpha_{ótimo}$ , e, portanto, é o ângulo de ataque aplicado no projeto da pá. Pode-se concluir também, da Equação 23, que elevados valores de razão de velocidade de ponta de projeto implicam em pás mais delgadas, ao passo que baixos valores induzem a pás mais largas.

#### 5.10.1 Efeito da perda de ponta e de raiz no projeto da pá otimizado

A componente da força de sustentação na direção tangencial é a componente da força que contribui para o torque do rotor. Reduzindo o torque, reduz-se a potência, e esta redução é conhecida como *tip loss* (perda de ponta) porque o efeito só ocorre na parte mais extrema da pá.

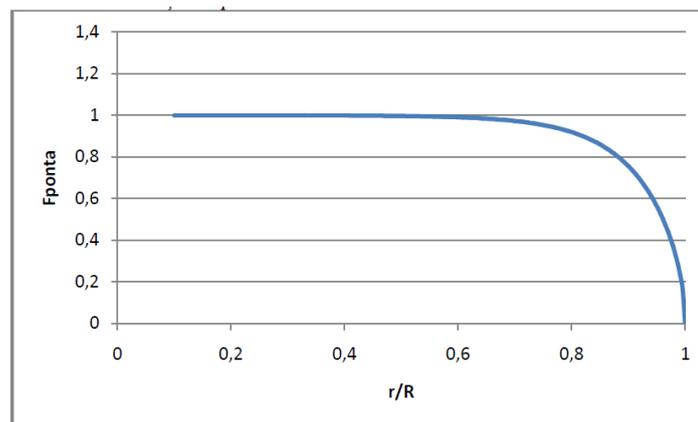
Segundo Almeida (2013), existem alguns métodos propostos para a abordagem das perdas geradas na ponta da pá devido à diferença de pressão sobre a sua superfície. O mais aplicado devido a sua simplicidade e eficácia é o método de Prandtl.

Este método aplica um fator de correção denominado de  $F_{ponta}$ , e o mesmo deve ser introduzido nas Equações 23 e 26. O  $F_{ponta}$  é definido na Equação 27.

$$F_{ponta} = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cos^{-1} e^{-\frac{\frac{B}{2}(R-r)}{r \text{sen}\phi}} \quad (27)$$

O  $F_{ponta}$  tem valor igual a um na região próxima à raiz da pá e vai tendendo a zero nas proximidades da ponta da pá, conforme é ilustrado na Figura 19.

Figura 19 – Variação do  $F_{ponta}$  ao longo do comprimento da pá.



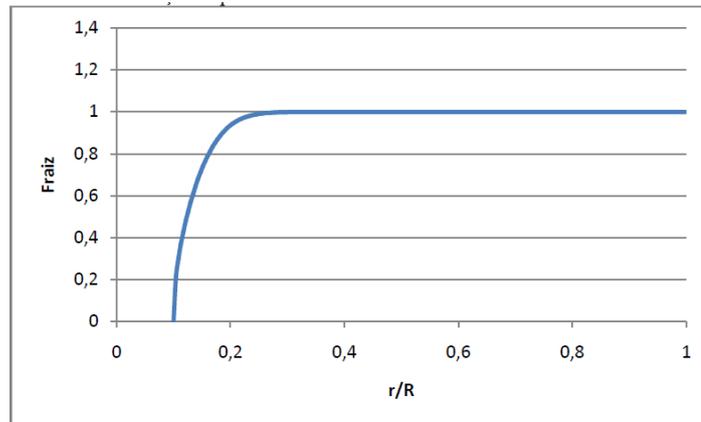
Fonte: Almeida (2013).

Ainda segundo Almeida (2013), assim como o modelo de perda de ponta, também existe o modelo de perda de raiz, que serve para corrigir os efeitos causados por vórtices próximos ao cubo do rotor. De forma semelhante, o fator perda de raiz  $F_{raiz}$  é definido pela Equação 28.

$$F_{raiz} = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cos^{-1} e^{-\frac{\frac{B}{2}(r-R_{cubo})}{R_{cubo} \text{sen}\phi}} \quad (28)$$

A Figura 20 exhibe os valores para o  $F_{raiz}$  ao longo da envergadura da pá.

Figura 20 – Variação do  $F_{raiz}$  ao longo da envergadura da pá.

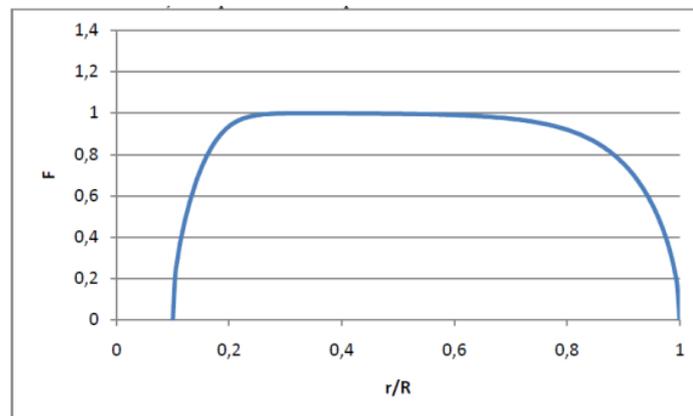


Fonte: Almeida (2013).

De posse dos fatores de correção de perdas de ponta e raiz a Equação 29 define o fator de correção de perda  $f$  como o produto entre o  $F_{ponta}$  e o  $F_{raiz}$ . Seu comportamento ao longo da extensão da pá é ilustrado na Figura 21.

$$f = F_{ponta} F_{raiz} \quad (29)$$

Figura 21 – Fatores de  $F_{ponta}$  e  $F_{raiz}$ .



Fonte: Almeida (2013).

De posse de todas estas equações, os parâmetros necessários para o projeto otimizado das pás de uma turbina eólica são definidos pelas Equações 30, 31 e 20.

O comprimento da corda corrigido ( $c_i$ ) pelo fator de correção de perda  $f$ , para cada elemento de pá do perfil aerodinâmico, é dado por:

$$C_i = \frac{2.\pi.R.4a(1-a)}{N.\lambda.C_l \sqrt{\left(1-\frac{a}{f}\right)^2 + \left[\lambda.\mu \left(1 + \frac{a\left(1-\frac{a}{f}\right)}{\lambda^2.\mu^2.f}\right)\right]^2}} \quad (30)$$

Onde,  $R$  [m] é o raio do rotor e  $N$  é o número de pás.

O ângulo de escoamento ( $\phi$ ) corrigido pelo fator de correção de perda  $f$  pode ser obtido por:

$$\operatorname{tg} \phi = \frac{1-\frac{a}{f}}{\lambda\mu \left[1 + \frac{a\left(1-\frac{a}{f}\right)}{\lambda^2.\mu^2.f}\right]} \quad (31)$$

Por conseguinte, a torção ( $\beta$ ) é dada pela subtração entre o ângulo de escoamento e o ângulo de ataque ótimo, ver Equação 20.

$$\beta = \phi - \alpha_{\text{ótimo}} \quad (20)$$

Concluída a parte do projeto, inicia-se a parte estatística para análise dos dados medidos em campo.

## 5.11 Estatística descritiva

O ramo da estatística que lida com a organização, resumo e apresentação de dados, a fim de facilitar sua interpretação e análise, é chamado de estatística descritiva. O investigador, ao fazer suas análises, pode estar usando dados provenientes de uma população finita ou de uma amostra aleatória.

Segundo Montgomery & Runger (2012), o resumo e a apresentação de dados bem constituídos são essenciais ao bom julgamento estatístico, porque permitem ao engenheiro focar nas características importantes dos dados ou ter discernimento acerca do tipo de modelo que deveria ser usado na solução do problema.

### 5.11.1 Conceitos Fundamentais e definições

#### 5.11.1.1 Medida de tendência central

As medidas de tendência central são assim denominadas por indicarem um ponto em torno do qual se concentram os dados, que são:

a) *Média aritmética* ( $\bar{x}$ ): a medida de posição mais comum, intensa e extensivamente utilizada, é a média aritmética, geralmente denominada de média, ver Equação 21. É a medida de tendência central mais utilizada para representar a massa de dados.

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (21)$$

b) *Moda* ( $M_o$ ): é o valor que apresenta a maior frequência da variável entre os valores observados.

c) *Mediana* ( $M_d$ ): é o valor que ocupa a posição central da série de observações de uma variável.

d) *Simetria* ( $a_3$ ): indica que a maior proporção de valores está no centro ou nas extremidades. É definida como o terceiro momento da média.

e) *Curtose* ( $a_4$ ): descreve o grau de achatamento da distribuição. É definida como o quarto momento da média.

O teste de normalidade é usado para verificar se um conjunto de dados de uma variável é bem modelado por uma distribuição normal. Como teste de normalidade utilizou-se a análise de simetria e de curtose para o conjunto de dados analisados neste trabalho. Segundo Montgomery (2004) coeficientes de simetria e curtose com valores menores que -3 e maiores que 3 representam uma distribuição não normal.

#### 5.11.1.2 Medida de dispersão

De acordo com Toledo et al. (1978), fenômenos que envolvem análises estatísticas caracterizam-se por suas semelhanças e variabilidades. As medidas de dispersão

auxiliam as medidas de tendência central a descrever o conjunto de dados adequadamente, indicando se os dados estão próximos, ou não, uns dos outros. Para descrever um conjunto de dados de forma representativa, no caso de um conjunto de dados com elevada variação, faz-se necessário ao menos uma medida de tendência central e uma medida de dispersão. As medidas de dispersão são as seguintes:

a) *Variância ( $S^2$ )*: é definida como uma medida de dispersão estatística, que indica a variabilidade de um conjunto de dados, dado pela Equação (22).

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1} \quad (22)$$

Onde,  $x_i$  é o valor de cada observação,  $\bar{x}$  é o valor da média e  $n$  é o tamanho da amostra.

b) *Desvio padrão ( $S$ )*: é definido como a raiz quadrada da variância, Equação (23).

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad (23)$$

c) *Coefficiente de Variação ( $CV$ )*: é uma medida de dispersão relativa, utilizada para estimar a precisão de um experimento, e também é útil para comparar duas ou mais variáveis. É definido como a razão entre o desvio padrão e a média, Equação (24).

$$CV = \frac{S}{\bar{x}} .100 \quad (24)$$

Um valor de  $CV$  superior a 50% sugere alta dispersão, o que indica heterogeneidade dos dados. Quanto maior for este valor, menos representativa será a média. E, neste caso, opta-se pela mediana ou moda.

### 5.11.2 *Distribuição normal (Gaussiana)*

A distribuição normal é uma distribuição contínua de probabilidade, e a mais importante distribuição de probabilidade em estatística. As razões disso são muitas, mas algumas delas podem ser elencadas, a saber:

a) A grande maioria das técnicas empregadas na estatística é baseada na distribuição normal;

- b) Inúmeros são os fenômenos aleatórios cujos comportamentos podem ser descritos (modelados) precisamente ou de forma aproximada pelo modelo probabilístico normal;
- c) A distribuição normal é a forma limitante de muitas outras distribuições de probabilidades, como consequência do teorema do limite central;
- d) Muitos conjuntos de dados apresentam distribuições assintóticas normais, ou seja, distribuição estatística aproxima-se da normal à medida que o tamanho da amostra cresce. A vantagem desta distribuição está no fato de que a mesma é definida por apenas dois parâmetros, a média aritmética,  $\bar{x}$ , e o desvio padrão,  $S$ , da distribuição.

## 5.12 ANOVA com um fator<sup>8</sup> e experimento planejado

### 5.12.1 ANOVA com um fator

A ANOVA é usada para determinar se há diferenças estatisticamente significativas entre as médias de mais de duas populações. Como todo teste de hipótese há o nível de significância e há duas hipóteses a se destacar, a saber, a hipótese nula,  $H_0$ , que alega a igualdade entre as médias, e a hipótese alternativa,  $H_1$ , que alega uma diferença significativa entre as médias dos níveis.

Segundo Montgomery & Runger (2012) cada nível de um determinado fator é chamado de tratamento. Um tratamento é uma condição imposta ou um objeto que se deseja medir ou avaliar num experimento. Normalmente, num experimento é usado mais de um tratamento, como por exemplo: equipamentos de diferentes marcas, diferentes tamanhos de peças, ou até mesmo diferentes correções na geometria das pás em aerogeradores. No presente trabalho aborda-se a análise com único fator, e o fator considerado foi o coeficiente de potência ( $C_p$ ).

Num experimento, cada observação  $Y_{ij}$  pode ser decomposta conforme o modelo a seguir:

$$Y_{ij} = \mu + \tau_i + \epsilon_{ij} \quad i = 1, \dots, I \text{ e } j = 1, \dots, J \quad (25)$$

---

<sup>8</sup> No presente trabalho a análise de variância com um único fator significa dizer que o único fator de interesse é o  $C_p$  (Coeficiente de Potência) e os níveis ou tratamentos são as correções na geometria da pá, a saber, correções de ponta, de raiz e sem correção.

Onde,

$Y_{ij}$  é a observação do  $i$ -ésimo tratamento na  $j$ -ésima unidade experimental;

$\mu$  é a média geral;

$\tau_i$  é o efeito do  $i$ -ésimo tratamento;

$\epsilon_{ij}$  é o erro associado ao  $i$ -ésimo tratamento na  $j$ -ésima unidade experimental.

Num experimento, há o interesse em testar se existem diferenças entre as médias dos tratamentos, como descrito abaixo:

$$H_0: \mu_1 = \mu_2 = \dots = \mu_I$$

$$H_1: \mu_i \neq \mu_{i'} \text{ para pelo menos uma par } (i, i'), \text{ com } i \neq i'$$

Em que:

$$\mu_i = \mu + \tau_i \quad i = 1, 2, \dots, I \quad (26)$$

De forma equivalente, é possível escrever as hipótese da seguinte forma:

$$H_0: \tau_1 = \tau_2 = \dots = \tau_I = 0$$

$$H_1: \tau_i \neq 0 \text{ para pelo menos um } i. \quad (28)$$

Das hipóteses descritas acima, observa-se que se a hipótese nula for aceita, todos os níveis terão a mesma média.

A ANOVA está baseada na decomposição da variação total da variável resposta em partes que podem ser atribuídas aos tratamentos (variância entre) e ao erro experimental (variância dentro). Essa variação pode ser medida através das definições da soma dos quadrados.

$$SQ_{Total} = \sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J y_{ij}^2 - C \quad \text{Onde, } C = \frac{(\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^J y_{ij})^2}{IJ} \quad (29)$$

$$SQ_{Trat} = \frac{\sum_{i=1}^I y_i^2}{J} - C \quad (30)$$

Definindo-se a soma do quadrado dos resíduos (erro), tem-se:

$$SQ_{Res} = SQ_{Total} - SQ_{Trat} \quad (31)$$

A  $SQ_{Trat}$  também é chamada de variação entre, que é a variação existente entre os diferentes tratamentos e a  $SQ_{Res}$  é chamada de variação dentro, que é função das diferenças existentes entre as repetições de um mesmo tratamento.

As somas de quadrados apresentadas acima podem ser organizadas em uma tabela conhecida como tabela de análise de variância, ilustrada pela Tabela 02.

Onde,

$$QM_{Trat} = \frac{SQ_{Trat}}{I-1} \quad (32)$$

$$QM_{Res} = \frac{SQ_{Res}}{(I(J-1))} \quad (33)$$

Tabela 02 – Tabela de ANOVA.

Causas de Variação	Graus de Liberdade	Soma de Quadrados	Quadrados Médios	F calculado
Tratamentos	I-1	SQTrat	QMTrat	QMTrat/QMRes
Resíduo	I(J-1)	SQRes	QMRes	
Total	IJ-1	SQTotal		

Fonte: adaptado de Montgomery & Runger (2012) e de Estatística 2 da UFPR (2009).

É possível mostrar que a razão entre as equações 32 e 33, dada por  $\frac{QM_{Trat}}{QM_{Res}}$  tem distribuição  $F$  com  $(I - 1)$  e  $I(J - 1)$  graus de liberdade, supondo que,  $y_{ij}$  são variáveis aleatórias independentes. Se  $F_{calculado} > F_{tabelado}$  rejeita-se a hipótese nula, ou seja, há diferença significativa entre pelo menos um par de médias de tratamentos a um nível  $\alpha$  de significância. Caso contrário, aceita-se a hipótese de nulidade e aceita-se a alegação de que não há a diferença significativa entre as médias.

### 5.12.2 Planejamento experimental

Como claramente explicado por Montgomery (2004), a experimentação e teste são partes naturais da engenharia de análise de processos e surgem frequentemente nos problemas de engenharia e de qualidade.

Segundo Montgomery & Runger (2012), técnicas de planejamento de experimentos, com base estatística, são particularmente úteis no mundo da engenharia, a fim de resolver muitos problemas importantes: a descoberta de novos fenômenos básicos que podem resultar em novos produtos e a comercialização de nova tecnologia, incluindo o desenvolvimento de novos produtos, novos processos e a melhoria de produtos e processos existentes.

Os métodos de planejamento de experimentos também são úteis em atividades de projeto de engenharia, no caso que se pretende desenvolver novos produtos e/ou melhorar produtos já existentes. Montgomery & Runger (2012) citaram alguns exemplos de aplicações das técnicas de planejamento de experimentos com base estatística na engenharia, a saber: avaliação e comparação de configurações básicas de projeto, avaliação de materiais diferentes, seleção de parâmetros de projeto de modo que o produto trabalhe bem sob uma ampla variedade de condições de campo e a determinação de parâmetros chave do projeto do produto que afetem o desempenho do produto.

O uso da técnica de planejamento de experimento no projeto de engenharia pode resultar em produtos que sejam mais fáceis de fabricar e em produtos que tenham melhor desempenho em campo.

De uma forma concisa, cada experimento envolve uma sequência de atividades, que são: conjectura- hipótese original que motivou o experimento, experimento- o teste feito para verificar a conjectura, análise- a análise estatística dos dados do experimento, conclusão- o que se aprendeu acerca da conjectura do experimento. Experimentos estatisticamente planejados permitem eficiência e economia no processo experimental, e o uso de métodos estatísticos no exame de dados resulta em objetividade científica na tomada de decisões.

### **5.13 Teste de médias**

Ainda segundo Montgomery & Runger (2012) no caso em que  $H_0$  é rejeitada sabe-se que algumas médias dos níveis são diferentes. No entanto a ANOVA não identifica quais as médias que são diferentes. Os métodos utilizados para investigar quais médias que são diferentes são chamados de métodos de comparações múltiplas. Um método muito

simples é o método de Fisher da Mínima Diferença Significativa (MDS)<sup>9</sup> e há também o método gráfico. O método de Fisher compara todos os pares possíveis de médias com as hipóteses nulas ( $H_0: \mu_i = \mu_j$ ) usando a estatística t de Student, ver Equação 31.

$$t_0 = \frac{\bar{y}_i - \bar{y}_j}{\sqrt{\frac{MQE}{n} \left( \frac{1}{n_i} + \frac{1}{n_j} \right)}} \quad (31)$$

Considerando uma hipótese alternativa bilateral<sup>10</sup>, o par de médias seria considerado significativamente diferente se  $|\bar{y}_i - \bar{y}_j| > MDS$ . A MDS é definida na Equação 32.

$$MDS = t_{\alpha/2; N-a} \sqrt{MQE \left( \frac{1}{n_i} + \frac{1}{n_j} \right)}. \quad (32)$$

Onde,

$\alpha$  é o nível de significância;

$t$  é o “t” de Student;

$N$  é o tamanho total das amostras;

$n_i$  e  $n_j$  são o tamanho da amostra de cada nível comparado.

## 5.14 Controle Estatístico do Processo

O controle estatístico do processo é uma ferramenta poderosa para encontrar a estabilidade de um processo e para melhorar a capacidade por meio da redução da variabilidade. É comum pensar sobre o CEP<sup>11</sup> como um conjunto de ferramentas para resolver problemas, que podem ser aplicadas em qualquer processo. Dentre essas ferramentas de CEP a mais poderosa é o gráfico de controle.

<sup>9</sup> Do inglês LSD *least significant difference*.

<sup>10</sup> Implica em um teste bicaudal com hipótese alternativa  $H_1: \mu_i \neq \mu_j$ .

<sup>11</sup> Abreviação de controle estatístico de processo

### 5.14.1 Gráfico de controle para a média móvel exponencialmente ponderada

Segundo Hunter (1986), Albiero (2010) e Albiero et al. (2012), a Média Móvel Exponencialmente Ponderada (MMEP)<sup>12</sup> é uma média ponderada de todas as observações, porém com a característica de atribuir menor peso aos dados mais antigos, ou menos frequentes. Assim, em decorrência do teorema do limite central, esta estatística é robusta a desvios da normalidade, portanto uma boa opção para a avaliação da estabilidade estatística de processos não normais.

Os limites dos gráficos de controle da MMEP são colocados a três desvios-padrão em torno da média, e são definidos pelas Equações 46, 47 e 48.

$$LIC = \mu_0 - 3 \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \sqrt{\frac{\lambda}{2-\lambda} [1 - (1-\lambda)^{2t}]} \quad (46)$$

$$CL = \mu_0 \quad (47)$$

$$LSC = \mu_0 + 3 \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \sqrt{\frac{\lambda}{2-\lambda} [1 - (1-\lambda)^{2t}]} \quad (48)$$

Segundo Montgomery (2004), a Média Móvel Exponencialmente Ponderada (MMEP) é definida na Equação 49.

$$z_t = \lambda \bar{x}_t + (1-\lambda)z_{t-1} \quad (49)$$

Onde:

$z_t$  é o valor da média móvel exponencialmente ponderada;

$z_0$  é a média global do processo;

$z_{t-1}$  é o valor anterior da observação;

$\bar{x}_t$  é o valor da característica medida;

$\lambda$  é o peso considerado para a média, se refere à sensibilidade em captar pequenas mudanças na média. Este parâmetro varia em um intervalo de 0 a 1. Por padrão o Minitab assume o valor de 0,2, podendo ser alterado pelo usuário.

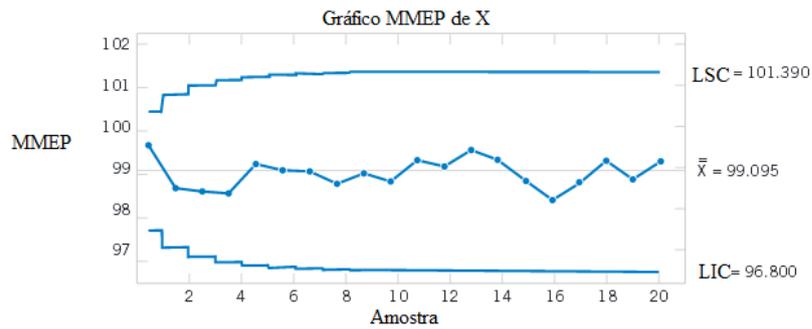
---

<sup>12</sup> Abreviação de Média Móvel Exponencialmente Ponderada

O peso  $\lambda$  escolhido para ser utilizado nas análises conduzidas por este trabalho foi de 0,8. A escolha deu-se devido à elevada variabilidade dos dados medidos em campo, como por exemplo, a velocidade do vento. Em estudos de engenharia agrícola Albiero et al. (2012) utilizou o valor de 0,4 para o  $\lambda$ , devido a características de variabilidade do solo.

Um gráfico típico de uma MMEP é ilustrado na Figura 22.

Figura 22 – Gráfico de controle MMEP gerado pelo Minitab®.



Fonte: adaptado de Montgomery & Runger (2007).

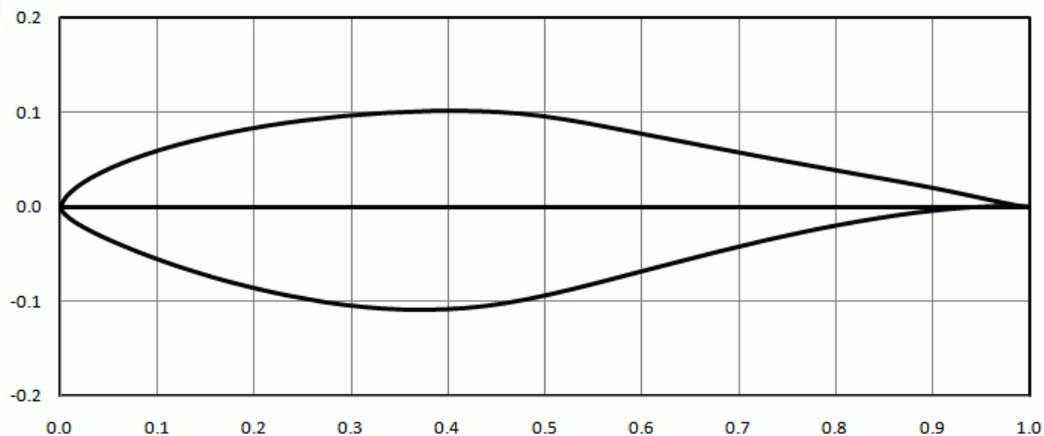
## 6 METODOLOGIA

Nesta seção, os materiais e os métodos que foram aplicados na realização de todas as atividades desenvolvidas neste trabalho são apresentados, e utilizam-se indiretamente do equacionamento descrito na seção anterior, pois o mesmo já se encontra implementado em softwares como o SDPA e o Minitab®.

### 6.1 Projeto e fabricação das pás

O perfil aerodinâmico selecionado foi o *NREL* da série *S* e código 809, ilustrado pela Figura 23. Esse aerofólio foi exclusivamente desenvolvido pelo *NREL-USA* (*National Renewable Energy Laboratory*) para aplicação em turbinas eólicas. O mesmo já vem sendo estudado pelo LAERO, na fabricação e testes em campo de turbinas eólicas de pequeno porte (TEPP), com pás de 1,5 m de comprimento, e também na fabricação e testes de turbinas eólicas em escala, com pás de 0,20 m, para testes no túnel de vento.

Figura 23 – Geometria do perfil NREL S809.



Fonte: National Renewable Energy Laboratory (2012).

O presente trabalho consistiu no desenvolvimento de testes de três rotores de TEPP com parâmetros de projeto pré-definidos, os quais foram: razão de velocidade de ponta  $\lambda$  (TSR- *tip speed ratio*), diâmetro do rotor  $D$ , número de pás  $N$ , velocidade do vento  $U_\infty$  e número de Reynolds dos dados do perfil aerodinâmico escolhido para as pás dados na Tabela 03.

Tabela 03 – Parâmetros do projeto.

Parâmetro de projeto	Grandeza
<b>Perfil aerodinâmico</b>	S809
<b>Re</b>	300000
$\lambda$	7
<b>R</b>	2[m]
<b>N</b>	3 pás
$U_\infty$	6,5 [m/s]

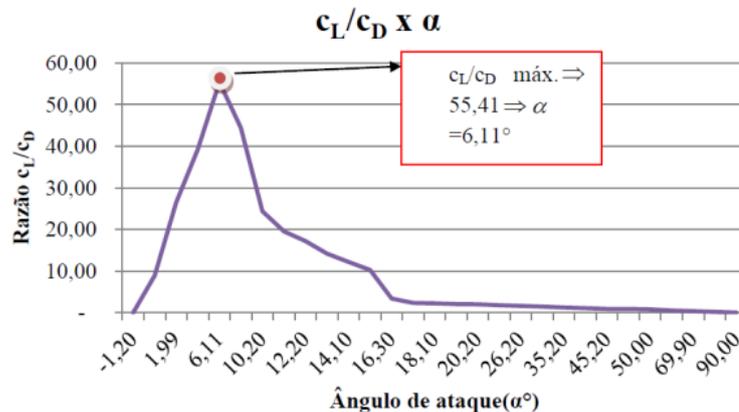
Fonte: elaborada pelo autor.

O rotor tripá apresenta algumas vantagens, dentre elas:

- estrutural;
- dinâmica de funcionamento;
- custo relacionado à adição de uma nova pá não compensa o aumento na eficiência. Ver Figura 07.

Lopes (2011) apresentou resultados de testes em túnel de vento para o perfil aerodinâmico NREL S809. Os parâmetros aerodinâmicos de coeficientes de sustentação,  $C_l$ , e arrasto,  $C_d$ , em função do ângulo de ataque,  $\alpha$ , são apresentados por razões  $\frac{C_l}{C_d}$  na Figura 24. É destacado em vermelho outro parâmetro de projeto, a saber, o ângulo de ataque ótimo,  $\alpha_{\text{ótimo}} = 6,11^\circ$ , em que a razão  $C_l/C_d = 55,41$  é máxima. Este ângulo será mantido constante ao longo da extensão da pá, e isso só é permitido devido à torção na geometria da mesma.

Figura 24 – Dados da razão  $C_l/C_d$  para o aerofólio S809 com um  $N^\circ$  de  $Re=3 \times 10^5$ .



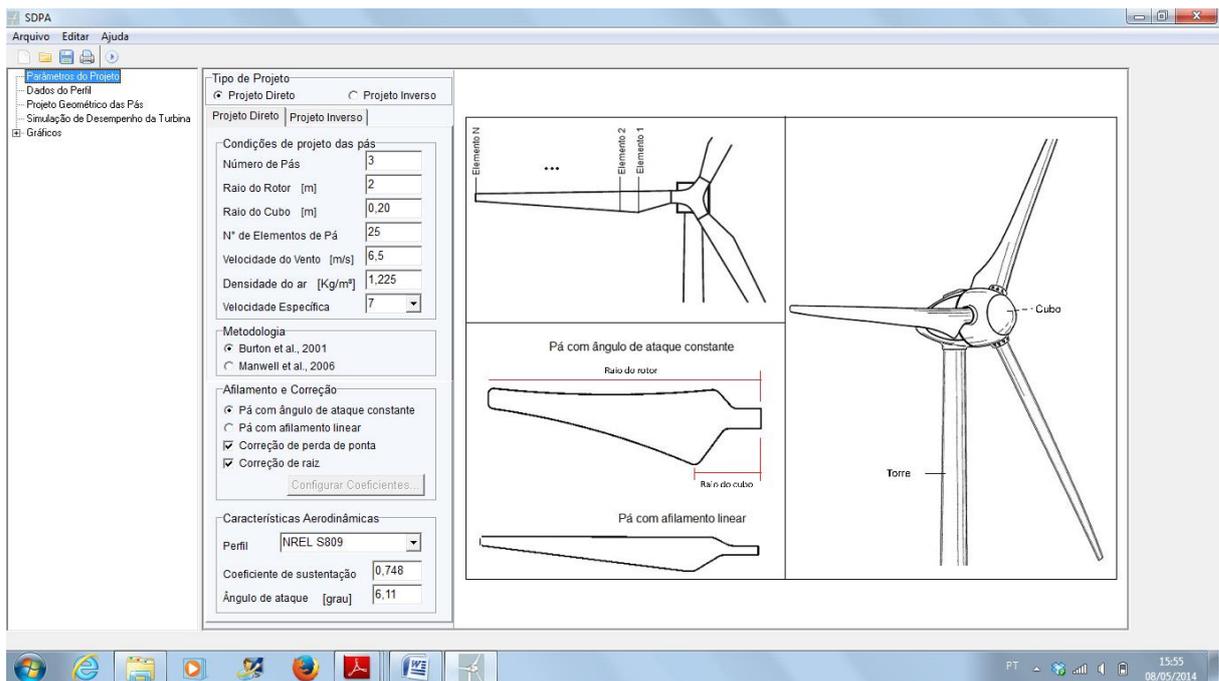
Fonte: elaborado pelo autor.

No presente trabalho foram levadas em consideração as correções geométricas de ponta e raiz da pá. Para isso o equacionamento do BEM foi corrigido pelo fator de correção de *Prandtl*,  $f$ , apresentado em seções anteriores pelas Equações 30 e 31.

Tais correções são necessárias, a fim de, nos cálculos, levar em consideração os efeitos de perdas aerodinâmicas nas extremidades da pá, e, com isso, possibilitar um projeto otimizado da geometria da pá do rotor eólico, possibilitando um melhor aproveitamento aerodinâmico.

O procedimento de cálculo do BEM, utilizado na determinação dos parâmetros geométricos da pá, ângulo de incidência,  $\phi$ , e comprimento de corda,  $c$ , foi auxiliado pelo Software de Desenvolvimento de Pá (SDPA 3.0) desenvolvido por Almeida (2013). Na Figura 25 observa-se a tela inicial do software.

Figura 25 – Tela inicial capturada do SDPA 3.0.



Fonte: elaborado pelo autor.

A utilização do software é bastante interativa, cabendo ao usuário definir as seguintes variáveis:

- *Tipo de projeto*: direto, inverso;

- *Metodologia*: Manwell et al. (2009) (Wind Energy Explained), ou Burton et al. (2001) (Wind Energy Handbook);
- *Perfil aerodinâmico*: NACA 4412, NACA 0012, NREL S809.
- *Correção do BEM*: correção de ponta, correção de raiz.

No presente trabalho, as características gerais do projeto da pá dos três rotores fabricados foram os apresentados pela Tabela 04.

Tabela 04 – Especificações para o projeto no SDPA 3.0.

<b>Projeto</b>	Direto
<b>Metodologia</b>	Burton et al. (2001)
<b>Perfil</b>	NREL S809
<b>Correções nas extremidades</b>	Sem Correção/Correção Raiz/Correção Ponta

Fonte: elaborada pelo autor.

De posse dos parâmetros de projeto gerados pelo SDPA 3.0, que foram o comprimento de corda,  $c(r)$ , e do ângulo de incidência,  $\phi(r)$ , para cada posição radial, a etapa de fabricação propriamente dita pôde ser iniciada.

Lopes (2011) afirmou que a pá de turbina eólica não tem um procedimento padrão de construção, variando entre empresas e unidades de pesquisa. A fabricação das três configurações de rotor tripá foi realizada no próprio LAERO, seguindo procedimentos descritos em Lopes (2011) e Sousa (2011), que apesar de suas limitações são os procedimentos atualmente utilizados nesta etapa de fabricação de TEPP para testes em campo. Os materiais utilizados na construção das pás estão listados na Tabela 05.

Tabela 05 – Material utilizado na fabricação das pás.

---

#### **Materiais, máquinas e equipamentos para fabricação das pás**

---

Madeira balsa com espessura de 1 mm ou 1/16'' (capeamento da pá)  
 Madeira balsa com espessura de 5 mm ou 3/16'' (fabricação dos perfis)  
 Tubos em Al com diâmetros externos: 3/4'', 5/8'', 1/2'', 3/8'' 1/4''  
 Cola epóxi bi componente  
 Cola instantânea e cola PVA  
 Tecido de fibra de vidro  
 Tinta epóxi

---

---

## Materiais, máquinas e equipamentos para fabricação das pás

Serra alternativa de bancada

Furadeira de coluna

Micro retifica, lima, lixa

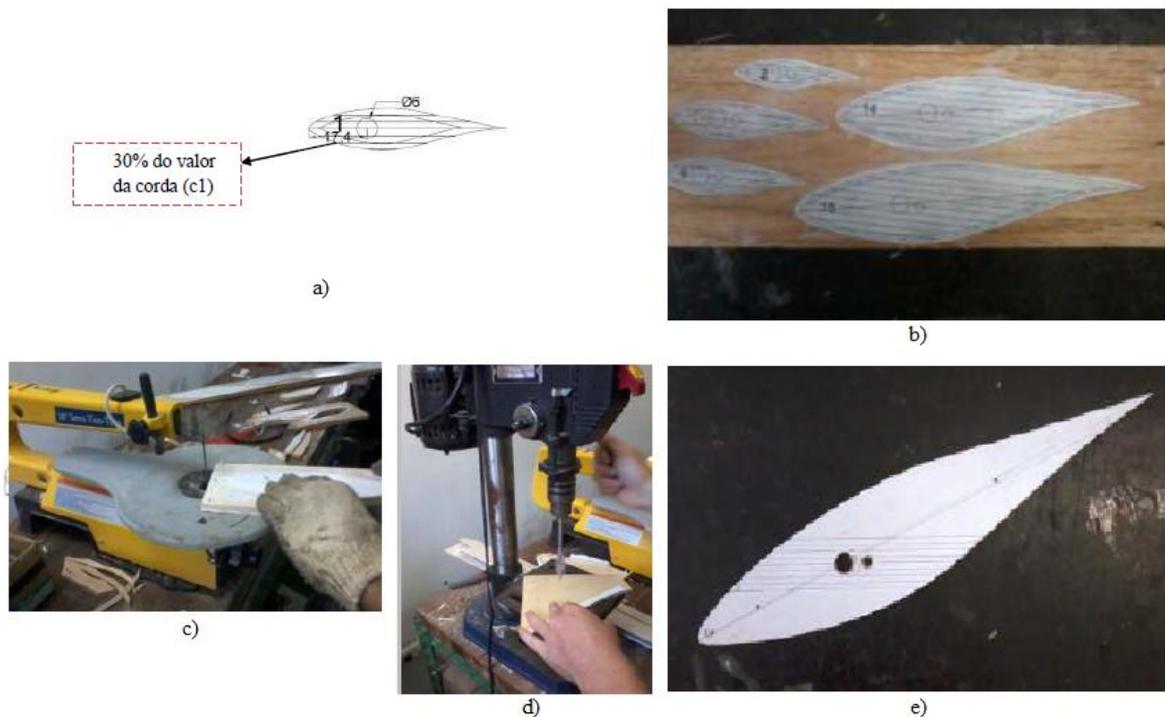
EPI

---

Fonte: elaborado pelo autor.

O primeiro passo na etapa de fabricação foi o desenho dos perfis com o auxílio de um software de CAD<sup>13</sup>, ver Figura 26 (a). Após o desenho os perfis são impressos em escala 1:1, cortados e colados na madeira balsa 3/16'', ver Figura 26 (b). Em seguida os perfis são recortados, com o auxílio de uma serra alternativa de bancada da marca Ferrari® modelo STTB 16, e furados a uma distância de 30% do comprimento da corda, em relação ao bordo de ataque do mesmo, ver Figura 26 (c) e (d). Por fim, com os perfis já acabados, ver Figura 26 (e), os mesmos foram posicionados ao longo dos eixos longitudinais das pás.

Figura 26 – Etapas do processo de fabricação dos perfis.



Fonte: elaborado pelo autor.

A Figura 27 (a) mostra a estrutura da pá com os perfis dispostos longitudinalmente e rotacionados segundo seus respectivos ângulos de torção. Após isso, os

---

<sup>13</sup> Do inglês CAD- Computer Aided Design, o software utilizado foi o Solidworks®.

mesmos foram colados ao eixo da pá com cola epóxi (Araldite® 24h). Na Figura 27 (b) vê-se a pá recoberta com a madeira balsa de 1/16”, que foi colada sobre os perfis utilizando-se cola a base de cianoacrilato.

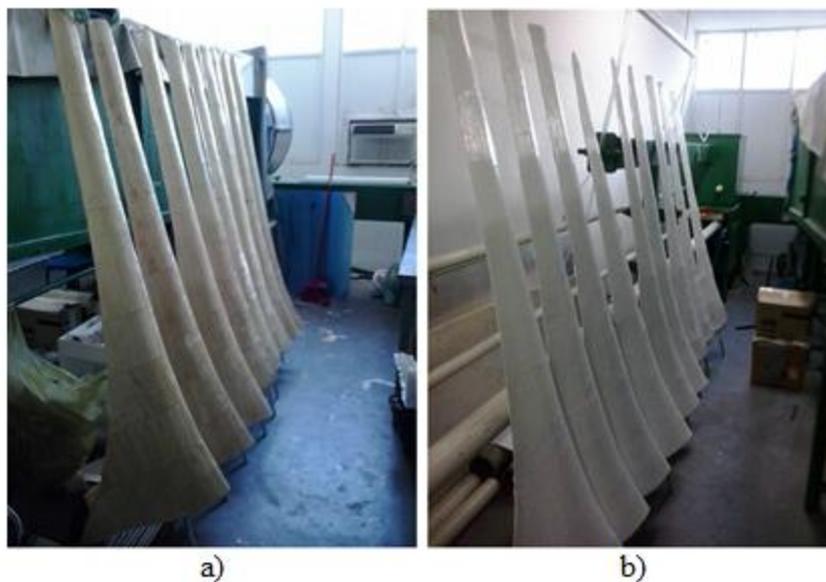
Figura 27 – a) Posicionamento dos perfis e b) capeamento da pá.



Fonte: elaborado pelo autor.

Subsequentemente à etapa de capeamento, procede-se com o revestimento das pás com tecido de fibra de vidro e resina epóxi, como pode ser visto na Figura 28 (a), sendo este revestimento o principal responsável pela resistência estrutural das pás. Ao final dos processos descritos acima, as nove pás fabricadas foram pintadas com tinta epóxi.

Figura 28 – a) Revestimento com fibra de vidro, b) pintadas com tinta epóxi.



Fonte: elaborado pelo autor.

Na Figura 29 observa-se o resultado final e a diferença das geometrias nas extremidades das pás fabricadas, a) pás sem correção, abreviada neste trabalho por SC, b) pás com correção na raiz, CR e c) pás com correção na ponta, CP, respectivamente.

Figura 29 – Detalhe das correções nas extremidades das pás.



Fonte: elaborado pelo autor.

Na Figura 30 visualiza-se a etapa de pesagem das pás. Esta etapa consistiu na medição da força peso de uma das extremidades da pá. O procedimento realizado foi bem simples como pode ser percebido, ainda, na Figura 30. O método consistiu basicamente no apoio das duas extremidades da pá, sendo que uma das extremidades ficou apoiada sobre uma base e a outra apoiada sobre uma balança. A balança utilizada foi da marca Filizola<sup>®</sup> com capacidade de medição de até 15 kg, capacidade esta suficiente para atender a necessidade dessa etapa do projeto. As pás de uma mesma configuração que apresentaram divergência no peso receberam uma adição de massa. As massas finais de cada pá estão resumidas na Tabela 06.

Figura 30 – Balanceamento da pá.



Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 06 – Massa final das pás após a pesagem<sup>14</sup>.

Tipo de pá	Massa pá 1 (g)	Massa pá 2 (g)	Massa pá 3 (g)	Massa final (g)
Pás SC	<b>950</b>	685	905	<b>950</b>
Pás CP	1005	980	<b>1010</b>	<b>1010</b>
Pás CR	<b>795</b>	780	775	<b>795</b>

Fonte: elaborada pelo autor.

## 6.2 Fabricação do leme/veleta

Como os rotores fabricados neste trabalho tiveram um aumento de diâmetro, houve a necessidade da fabricação de um novo leme para a orientação do rotor na direção do vento. Como descrito pela Equação 05, à área do novo leme pôde ser calculada.

$$A_{Leme} = 0,04 \cdot A_v \quad (05)$$

$$A_v = \pi \cdot R^2 \Rightarrow A_v = 3,14 \cdot 2^2 \Rightarrow A_v = 12,56 \text{ m}^2 \quad (50)$$

$$A_{leme} = 0,04 \cdot 12,56 \Rightarrow A_{leme} = 0,5024 \text{ m}^2 \quad (51)$$

Com o resultado da Equação 51 fabricou-se o novo leme em fibra de vidro e resina epóxi. A geometria utilizada está ilustrada na Figura 31.

Figura 31 – Leme.



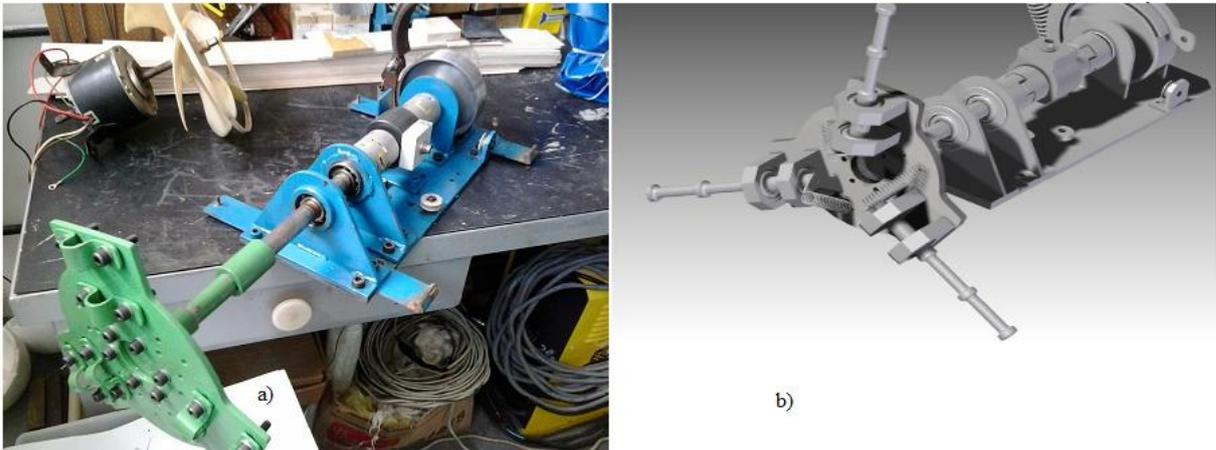
Fonte: elaborada pelo autor.

<sup>14</sup> A massa final das pás foi atingida através do processo de repintura e também por adição de massa metálica nas pás que tiveram uma divergência muito grande de massa, como é o caso da pá número 2 do grupo SC.

### 6.3 Base do sistema de medição experimental

Como o presente trabalho teve como objetivo central realizar um estudo comparativo entre os desempenhos aerodinâmicos de três rotores, constituídos por pás com diferentes correções nas geometrias da ponta e raiz da pá, realizaram-se testes de campo com a finalidade de coletar dados suficientes e necessários para o cálculo do coeficiente de potência. A coleta de dados foi possível com o auxílio da base de medição instrumentada. Sendo assim, a base de medição, ilustrada na Figura 32, foi equipada com um transdutor de torque ( $T$ ), um tacômetro de sensor indutivo ( $\omega$ ) e um anemômetro 3D de efeito sônico ( $U_\infty$ ). Com essas variáveis medidas foi possível realizar o estudo.

Figura 32 – Base de medição. a) base de medição; b) desenho em CAD da base de medição.



Fonte: a) elaborado pelo autor; b) Lopes (2011).

A seguir são apresentadas as especificações da instrumentação utilizada nos testes em campo.

1) Tacômetro de sensor indutivo: utilizou-se um tacômetro modelo TS-TADIG do fabricante T&S Equipamentos Eletrônicos, associado a um sensor indutivo de proximidade, que foi montado próximo ao eixo principal do rotor, ilustrado pela Figura 33.

Figura 33 - Tacômetro



Fonte: T&S EQUIPAMENTOS ELETRÔNICOS (2013).

Tabela 07 – Dados técnicos do tacômetro.

---

**Dados técnicos**


---

Faixa de indicação: 0 a 9999 RPM

Display: 4 dígitos

Sinal de saída: a) digital PWM de 0 a 100%; b) analógico de 0 a 5V (CC) ou 4 a 20mA

Tensão de alimentação: 127 ou 220 V (CA)

---

 Fonte: elaborada pelo autor.

2) Transdutor de torque: foi utilizado um transdutor de torque fabricado pela HBM modelo HBM T22, ver Figura 34.

Figura 34 – Transdutor de torque.



Fonte: elaborada pelo autor.

Tabela 08 – Ficha técnica transdutor de torque.

---

**Dados técnicos**


---

Faixa de medição: 0 – 200 N.m

Medição: estática e dinâmica (até 9000 RPM)

Sinal de saída: analógico de 0 a 5 V

Tensão de alimentação: 11,5 a 30 V

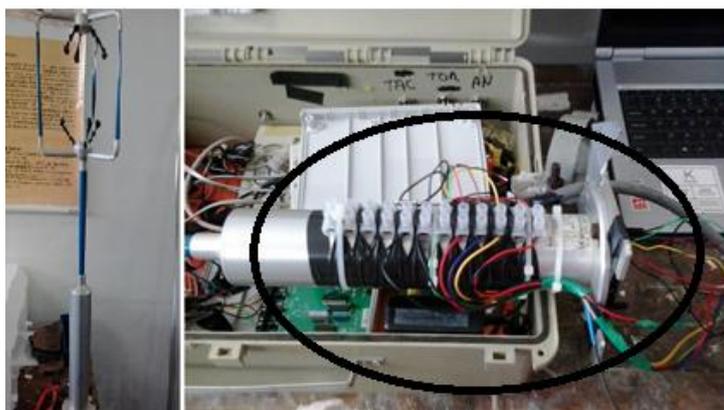
Erro  $\leq \pm 0,3\%$ 


---

 Fonte: o próprio.

3) Anemômetro: foi utilizado um anemômetro de efeito sônico fabricado pela *Gill Instruments* modelo *WindMaster 1590-PK-020*, Figura 35, capaz de realizar leituras de velocidades do vento nas três direções cartesianas. Alguns problemas no plugue do cabo de alimentação do anemômetro foram identificados antes de levá-lo para ser montado em campo. A solução encontrada foi a conexão do cabo sem o plugue e de forma direta através de uma barra de sinal, ver Figura 35 à direita.

Figura 35 – Anemômetro sônico.



Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 09 – Ficha técnica do anemômetro.

---

**Dados técnicos**


---

Faixa de medição: 0 a 45 m/s

Resolução: 0,01 m/s

Erro: < 1,5% RMS a 12 m/s

Taxa de amostragem: 20 Hz

Saída digital: RS232, 422 e 485

Tensão de alimentação: 9 a 30 V (CC)

---

Fonte: elaborado pelo autor.

Todos os dados de resposta dos instrumentos foram coletados e armazenados no datalogger na forma de grandezas elétricas (mili Ampère ou Volt), portanto foi necessária a conversão de unidade elétrica para sua grandeza física compatível à grandeza medida. A curva de calibração dos instrumentos fornece tal conversão. A Tabela 9 descreve a grandeza medida e sua respectiva resposta e conversão.

Tabela 10 – Grandezas dos instrumentos de medição.

<b>Instrumento</b>	<b>Medição</b>	<b>Sinal de saída</b>	<b>Conversão</b>
<b>Anemômetro</b>	Velocidade do vento	<i>Volt</i>	<i>m/s</i>
<b>Transdutor de torque</b>	Torque	<i>Volt</i>	<i>N.m</i>
<b>Tacômetro</b>	Rotação	<i>mili Ampère</i>	<i>rad/s</i>

---

Fonte: elaborado pelo autor.

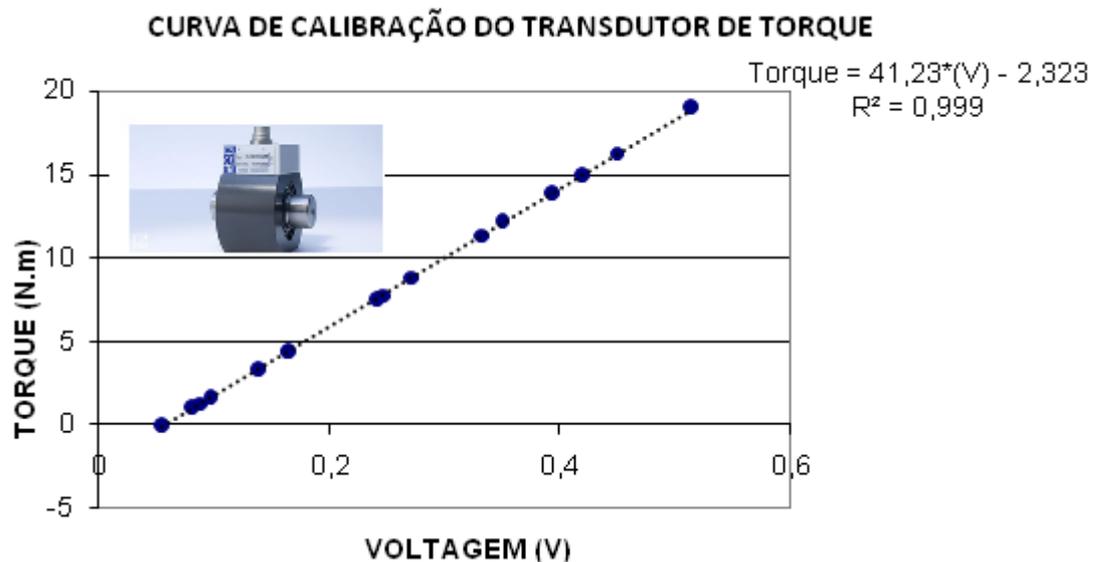
Os processos de calibração dos instrumentos supracitados foram realizados em laboratórios da própria UFC, ver Figura 36, e são bem detalhados em Azevedo (2011). No processo de calibração a aplicação de um contra torque no eixo transdutor de torque fez-se necessária para que o transdutor de torque gerasse sinal. O contra torque foi aplicado pelo próprio freio de segurança da base de medição. A curva de calibração do transdutor de torque e do tacômetro foi obtida e é apresentada pelos gráficos 04 e 05, com suas respectivas curvas de calibração. Já o anemômetro, segundo o fabricante, é calibrado em fábrica e não é necessário nenhum procedimento extra a fim de validar sua leitura, ver o gráfico 06.

Figura 36 – Calibração do Tacômetro (esq.) e transdutor de torque (dir.).



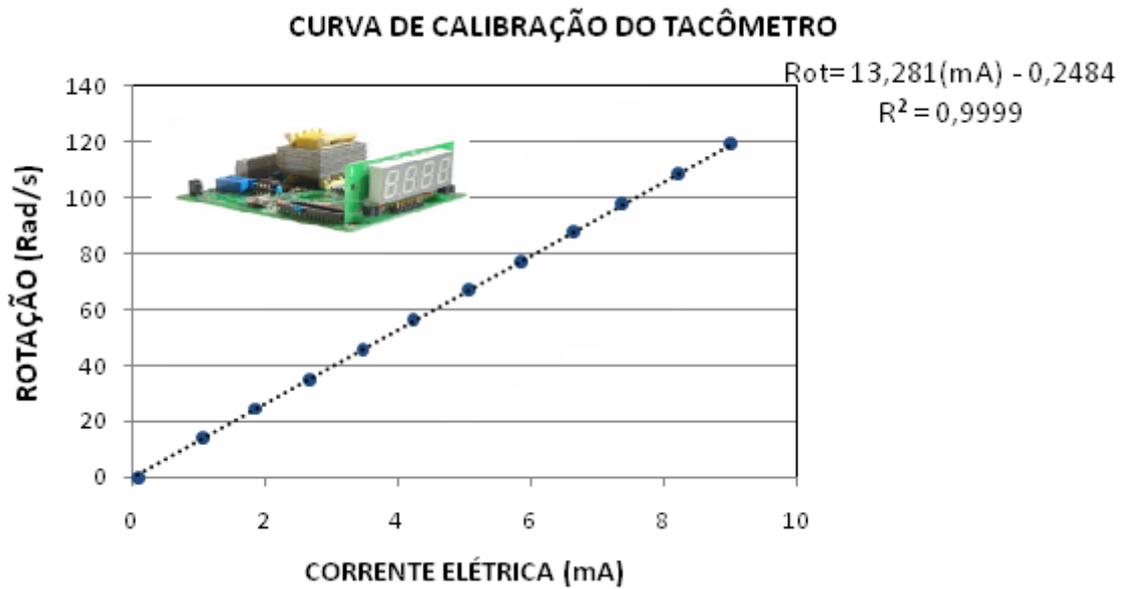
Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 04 – Curva de calibração do transdutor de torque.



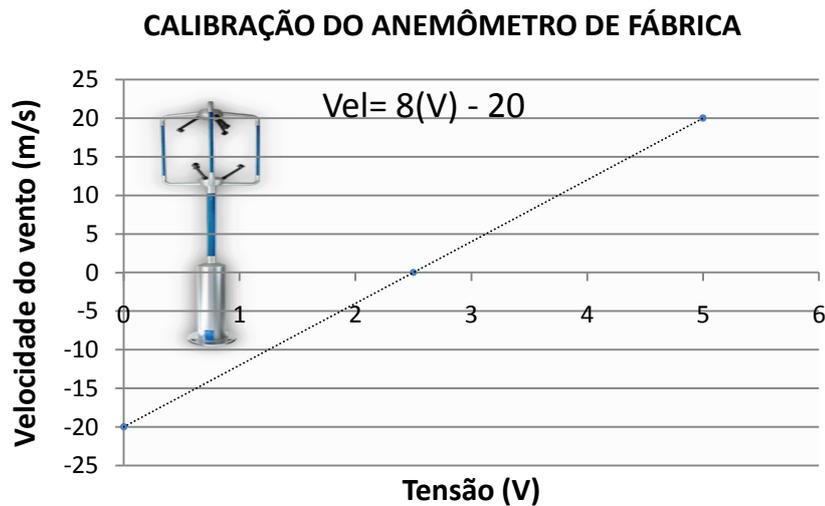
Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 05 – Curva de calibração do tacômetro.



Fonte: elaborado pelo autor.

Gráfico 06 - Curva de calibração do anemômetro.



Fonte: elaborado pelo autor.

Alguns ajustes no sistema de freio de segurança foram realizados, devido ao exaustivo uso da estrutura de testes em campo em momentos anteriores (aproximadamente quatro anos). O mesmo foi usinado em oficina mecânica e teve seu eixo substituído, tendo em vista que o mesmo apresentava um empenamento. Os processos de usinagem foram todos realizados na oficina mecânica da UFC, por técnicos devidamente capacitados, seguindo a especificação do projeto original dado em Lopes (2011). Ver Figura 37.

Figura 37 – Fabricação do freio de segurança.



Fonte: elaborado pelo autor.

#### 6.4 Sistema para aquisição de dados

O sistema de aquisição de dados foi composto por dois conversores de sinal (cada qual com quatro canais), um datalogger e um computador portátil. Os dados foram coletados uma vez a cada segundo e a média de cada minuto foi armazenada pelo datalogger. Na Figura 38 é ilustrado todo o sistema de medição. Mais detalhes sobre o sistema de medição podem ser obtidos em Lopes (2011), e Fonseca (2012).

Figura 38 – Sistema de aquisição de dados.



Fonte: elaborado pelo autor.

1) Datalogger: o equipamento utilizado para o armazenamento dos dados coletados em campo foi o modelo EnviroMon EL005, fabricado pela Picotechnology<sup>®</sup>, que não possui botões, sendo necessário assim um computador para visualizar os dados, Figura 39.

Figura 39 – Data logger.



Fonte: o próprio.

Tabela 11 – Ficha técnica do Data logger.

---

### Especificações

---

Taxa de amostragem: 1 a 240 por minuto

Máximo de leituras: 250.000

Máximo de conversores: 10 (4 portas por conversor, totalizando 40 sensores no máximo)

Conexão com o PC: porta serial

Bateria de Back up: células internas recarregáveis (autonomia de 72h)

Tensão de alimentação: 12 V (CC)

---

Fonte: elaborado pelo autor.

2) Conversor: foi utilizado um conversor A/D para uso geral modelo EnviroMon EL037 (entrada de tensão/corrente) também fabricado pela Pico Technology<sup>®</sup>, Figura 40.

Figura 40 – Conversor para uso geral.



Fonte: elaborado pelo autor.

Tabela 12 – Ficha técnica do conversor.

---

### Especificações

---

Número de canais: 4

---

---

Faixa de medição:  $\pm 2,5$  V,  $\pm 10$  V, 4 a 20 mA (cada canal pode ser configurado independentemente)

---

Fonte: elaborado pelo autor.

## 6.5 Estrutura de testes, local e caracterização dos dados de vento

### 6.5.1 Estrutura de testes

Com todos os componentes da turbina e instrumentação já fabricados e ajustados prosseguiu-se com a montagem da estrutura de testes de desempenho de turbina eólica, obedecendo ao leiaute esboçado na Figura 41.

Figura 41 – Esquema geral do aparato experimental.



Fonte: a) Adaptado de Khalfallah & Koliub (2007) e b) elaborada pelo autor.

Como se percebe pela ilustração anterior o anemômetro é posicionado frontalmente à turbina, a uma altura de 5 m (mesma altura do cubo do rotor) e alinhado ao norte geográfico (vide marcação no corpo do anemômetro).

De posse dos dados de torque ( $T$ ), velocidade angular ( $\omega$ ) e velocidade do vento ( $U_\infty$ ), que foram coletados e armazenados no datalogger e convertidos para sua grandeza física compatível, os coeficientes de potência das três configurações de turbinas eólicas puderam ser calculados através da Equação 01.

$$C_p = \frac{\omega \cdot T}{\frac{1}{2} \rho A U_\infty^3} \quad (01)$$

### 6.5.2 Local e caracterização dos dados de vento

Os testes em campo foram conduzidos em área cedida pelo LESGN-UFC, em detalhe na Figura 42, pois a mesma tem proximidade com o LAERO-UFC, e, portanto,

facilitou o transporte, a troca das pás e a coleta dos dados. As coordenadas do local de testes são: 3°44'44,1''S, 38°34'40,3'' W.

Figura 42– Área de testes em campo no LESGN-UFC.



Fonte: adaptado de Google<sup>®</sup> mapas.

A caracterização da área de testes foi feita calculando-se a velocidade média do vento,  $\bar{U}$ , o desvio padrão,  $\sigma$ , e a intensidade de turbulência,  $IT$ , dada na Equação 52, e foi realizada para cada dia de coleta de dados. A Tabela 11 descreve a caracterização da área de testes.

$$IT = \frac{\sigma}{\bar{U}} \quad (52)$$

## 7. RESULTADOS

Os resultados obtidos foram organizados do seguinte modo: 1) geometria das pás; 2) caracterização da área de testes; 3) análise estatística dos dados e 4) comparação do desempenho para cada faixa de TSR.

### 7.1 Geometrias das pás

Uma vez que a geometria da pá é completamente determinada pelo tipo de perfil e pelos parâmetros de torção e comprimento de corda (afilamento) ao longo do comprimento da pá, os mesmos foram calculados por meio das Equações 20, 23e 26 com o auxílio do SDPA 3.0. É importante mencionar que após os cálculos da geometria das pás observa-se que o primeiro elemento da pá encontra-se a 10% do comprimento da pá. Segundo Manwell et al. (2009) isso se deve ao cubo do rotor, cuja dimensão corresponde a 10% do raio da pá.

A Tabela 13 descreve o ângulo de torção ( $\beta$ ) e o comprimento de corda ( $c$ ) para cada posição radial da pá SC.

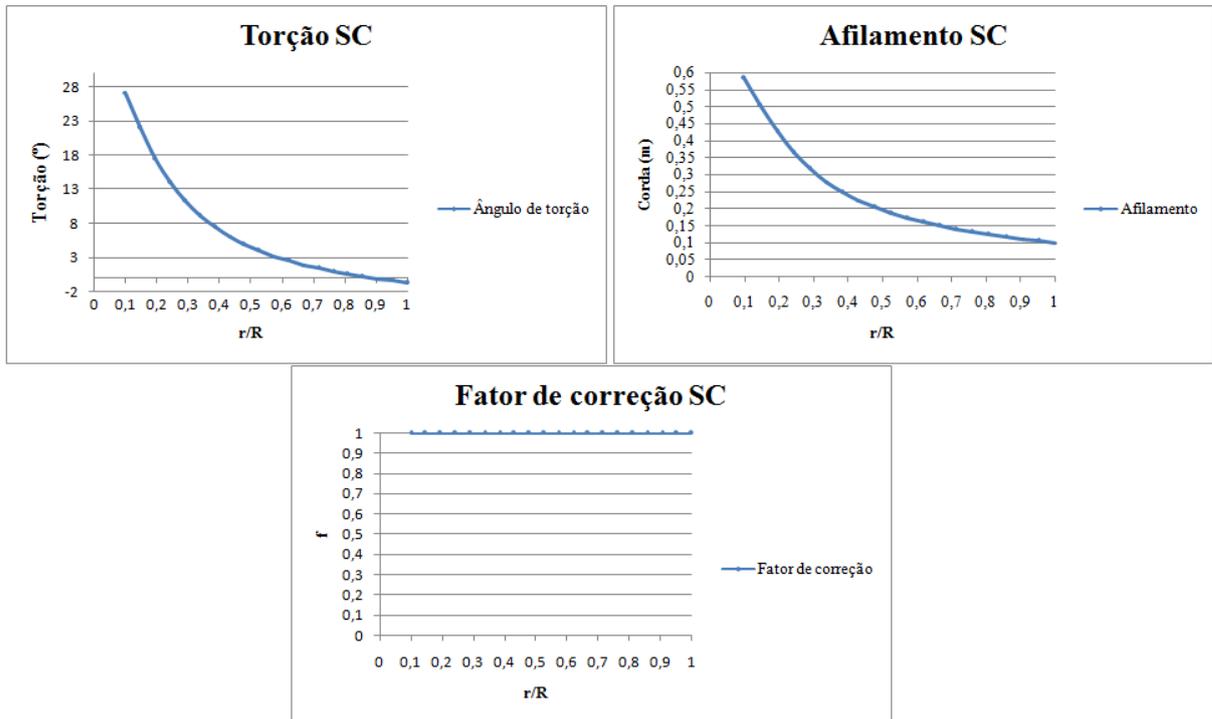
Tabela 13 – Ângulo de torção e comprimento de corda para pá SC.

El. daPa	r/R	$\beta$ (°)	c (m)
1	0,1	27,12387	0,58459
2	0,147368	22,01972	0,50290
3	0,194737	17,48672	0,42698
4	0,242105	13,94837	0,36584
5	0,289474	11,22378	0,31780
6	0,336842	9,09946	0,27984
7	0,384211	7,41236	0,24941
8	0,431579	6,04733	0,22464
9	0,478947	4,92386	0,20415
10	0,526316	3,98503	0,18697
11	0,573684	3,18992	0,17238
12	0,621053	2,50857	0,15985
13	0,668421	1,91863	0,14898
14	0,715789	1,40314	0,13947
15	0,763158	0,94903	0,13108
16	0,810526	0,54608	0,12364
17	0,857895	0,18620	0,11698
18	0,905263	-0,13711	0,11099
19	0,952632	-0,42910	0,10559
20	1	-0,69408	0,10068

Fonte: elaborada pelo autor.

Para melhor apresentar os resultados gerados pelo SDPA 3.0 esboçou-se o Gráfico 7 que ilustra as curvas de torção, afilamento e fator de correção para a pá sem correção em sua geometria.

Gráfico 7 - Curvas de afilamento, torção e fator de correção para pá SC.



Fonte: Elaborada pelo autor.

A Tabela 14 mostra as medidas de torção e afilamento da pá com correção na ponta. Dados detalhados de torção e afilamento na região da ponta estão apresentados no Apêndice deste trabalho.

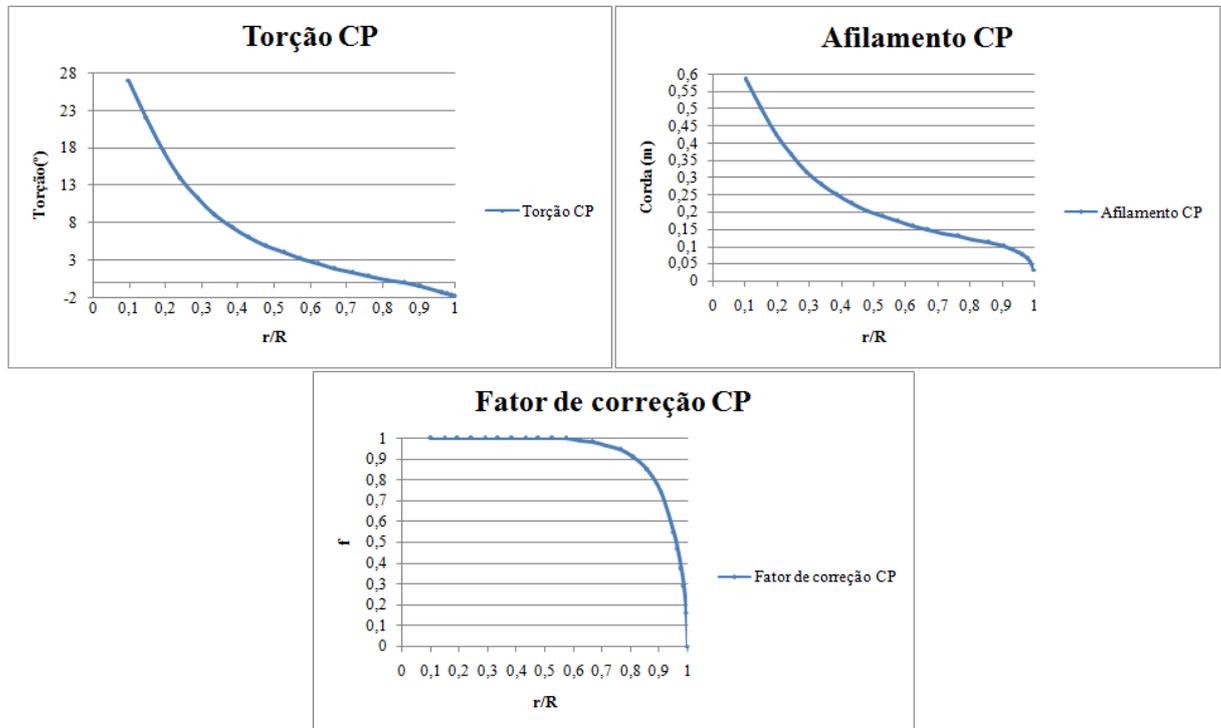
Tabela 14 – Ângulo de torção e comprimento de corda da pá CP.

El. daPa	r/R	$\beta$ (°)	c (m)
1	0,1	27,12386	0,58459
2	0,147368	22,01962	0,50290
3	0,194737	17,48641	0,42698
4	0,242105	13,94776	0,36583
5	0,289474	11,22272	0,31778
6	0,336842	9,09773	0,27981
7	0,384211	7,40962	0,24936
8	0,431579	6,04306	0,22456
9	0,478947	4,91723	0,20403
10	0,526316	3,97476	0,18678
11	0,573684	3,17400	0,17208
12	0,621053	2,48382	0,15938
13	0,668421	1,87998	0,14825
14	0,715789	1,34246	0,13831
15	0,763158	0,85309	0,12921
16	0,810526	0,39298	0,12052
17	0,857895	-0,06101	0,11158
18	0,905263	-0,54320	0,10090
19	0,952632	-1,11168	0,08358
20	1	-2,04505	0

Fonte: Elaborada pelo autor.

Para melhor apresentação dos resultados da torção, afilamento e fator de correção de perda de ponta, plotou-se o Gráfico 8.

Gráfico 8 - Curvas de afilamento, torção e fator de correção da pá CP.



Fonte: Elaborada pelo autor.

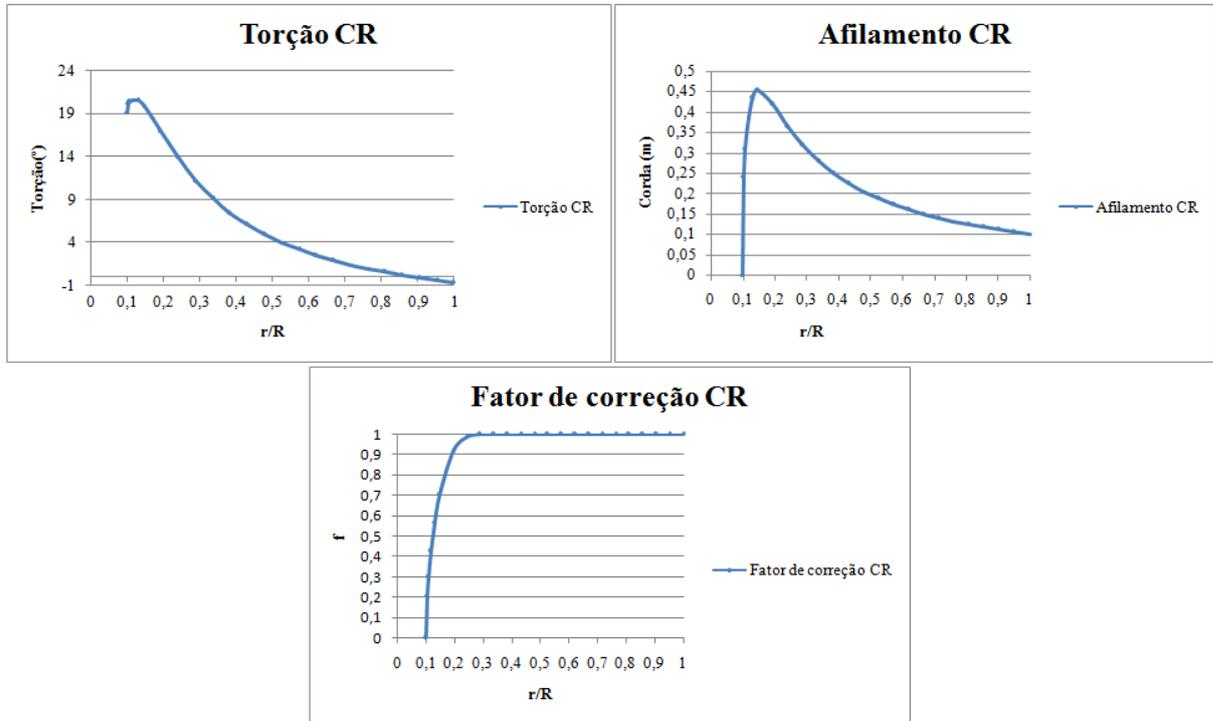
A Tabela 15 mostra dados de torção e afilamento para cada elemento da pá com correção geométrica de raiz. Dados mais detalhados para a região da raiz da pá estão apresentados no Apêndice deste trabalho.

Tabela 15 – Ângulo de torção e comprimento de corda da pá CR.

El. da Pa	r/R	$\beta(^{\circ})$	c (m)
1	0,1	-	0
2	0,147368	19,91217	0,45266
3	0,194737	17,03501	0,41857
4	0,242105	13,88253	0,36467
5	0,289474	11,21742	0,31769
6	0,336842	9,09906	0,27983
7	0,384211	7,41234	0,24941
8	0,431579	6,04733	0,22464
9	0,478947	4,92386	0,20415
10	0,526316	3,98503	0,18697
11	0,573684	3,18992	0,17238
12	0,621053	2,50857	0,15985
13	0,668421	1,91863	0,14898
14	0,715789	1,40314	0,13947
15	0,763158	0,94903	0,13108
16	0,810526	0,54608	0,12364
17	0,857895	0,18620	0,11698
18	0,905263	-0,13711	0,11099
19	0,952632	-0,42910	0,10559
20	1	-0,69408	0,10068

Pelo Gráfico 9 os resultados apresentados pela Tabela 15 são melhor visualizados.

Gráfico 9 - Curvas de afilamento, torção e fator de correção para pá CR.



Fonte: Elaborada pelo autor.

## 7.2 Caracterização da área de testes

Com os dados de velocidade de vento coletados em campo, realizou-se uma análise estatística baseada na média e desvio padrão para cada dia de teste. Com esses parâmetros foi possível calcular a intensidade de turbulência ( $IT$ ), dada pela Equação 52.

Segundo Manwell et al. (2009) a  $IT$  está frequentemente na faixa de 0,1 a 0,4. Em geral, altos valores de  $IT$  ocorrem em baixas velocidades de vento. Geralmente as baixas velocidades de vento estão associadas tanto à localização quanto ao tipo de rugosidade do terreno. A Tabela 16 apresenta os resultados da análise, e através dela é possível se destacar algumas características da área de testes como:

- Pás SC:  $\bar{U}_{m\acute{a}x} = 2,788 \text{ m/s}$ ;  $\bar{U}_{m\acute{i}n} = 1,394 \text{ m/s}$ ;  $IT_{m\acute{a}x} = 0,404$ ;  $IT_{m\acute{i}n} = 0,289$
- Pás CP:  $\bar{U}_{m\acute{a}x} = 3,095 \text{ m/s}$ ;  $\bar{U}_{m\acute{i}n} = 2,131 \text{ m/s}$ ;  $IT_{m\acute{a}x} = 0,380$ ;  $IT_{m\acute{i}n} = 0,240$
- Pás CR:  $\bar{U}_{m\acute{a}x} = 2,047 \text{ m/s}$ ;  $\bar{U}_{m\acute{i}n} = 1,701 \text{ m/s}$ ;  $IT_{m\acute{a}x} = 0,435$ ;  $IT_{m\acute{i}n} = 0,364$

É possível inferir das características descritas acima que as piores condições de campo ocorreram quando as pás CR foram testadas, apresentando os menores índices de velocidade média e maiores índices de intensidade de turbulência.

Tabela 16 – Caracterização da área de testes.

Dia de medição	Variáveis	SC	CP	CR
1º dia	$\bar{U}$	1,394	2,369	2,034
	$\sigma$	0,437	0,901	0,884
	IT	0,313	0,380	0,435
2º dia	$\bar{U}$	2,419	2,348	1,888
	$\sigma$	0,891	0,864	0,753
	IT	0,368	0,368	0,398
3º dia	$\bar{U}$	2,318	2,864	2,047
	$\sigma$	0,836	0,909	0,800
	IT	0,361	0,317	0,391
4º dia	$\bar{U}$	2,415	2,348	1,820
	$\sigma$	0,924	0,814	0,756
	IT	0,383	0,347	0,415
5º dia	$\bar{U}$	2,788	3,095	1,701
	$\sigma$	0,806	0,743	0,619
	IT	0,289	0,240	0,364
6º dia	$\bar{U}$	2,108	2,669	
	$\sigma$	0,883	0,809	
	IT	0,419	0,303	
7º dia	$\bar{U}$	2,097	2,592	
	$\sigma$	0,848	0,695	
	IT	0,404	0,268	
8º dia	$\bar{U}$	2,432	2,190	
	$\sigma$	0,849	0,577	
	IT	0,349	0,263	
9º dia	$\bar{U}$	2,000	2,485	
	$\sigma$	0,769	0,779	
	IT	0,384	0,313	
10º dia	$\bar{U}$	1,988	2,441	
	$\sigma$	0,760	0,809	
	IT	0,382	0,331	

11º dia	$\bar{U}$	2,131
	$\sigma$	0,593
	IT	0,278

Fonte: Elaborada pelo autor.

### 7.3 Análise estatística dos resultados

Os dados coletados em campo, primeiramente, foram validados seguindo dois critérios descritos por Feitosa (2012) e Lopes (2011) que foram: 1) rotação  $\geq zero$  e 2)  $C_p < 0,47$ . Em seguida os dados de desempenho dos três rotores foram divididos por faixa de TSR, em intervalos de 0,5 para as cinco primeiras faixas. Para a penúltima faixa foi de 1 e para a última faixa o intervalo foi de um valor de TSR de 3,5 até 5, devido à quantidade pequena de dados obtidos para essas faixas.

Em seguida os dados foram avaliados pela estatística descritiva clássica, como pode ser visualizado pela Tabela 17. Como descrito na seção 5.12.1 o teste de normalidade utilizado foi o de simetria e curtose. Para o conjunto de dados com valores de simetria e/ou curtose dentro do intervalo  $-3 > x > 3$ , onde  $x$  é o valor de simetria ou curtose, teve-se grande desvio da distribuição normal, logo a hipótese de normalidade não foi aceita. Já para os dados dentro do intervalo  $-3 < x < 3$  considerou-se a hipótese de normalidade.

Tabela 17 – Coeficientes de potência para as faixas de TSR.

Faixa de TSR	Nível <sup>15</sup>	Amostras	Média	D.P	C.V	Mínimo	Máximo	Simetria	Curtose
<b>0-0,5</b>	SC	220	0,02435	0,02174	89,30	0,00261	0,011740	1,89	<b>3,94</b>
	CP	623	0,018639	0,016745	89,84	0,002447	0,122721	2,76	<b>10,13</b>
	CR	333	0,03143	0,02297	73,10	0,00251	0,12740	1,24	1,19
<b>0,5-1,0</b>	SC	177	0,08324	0,07976	95,81	0,01133	0,42745	2,10	<b>5,02</b>
	CP	488	0,05253	0,05586	106,36	0,00871	0,42024	<b>3,06</b>	<b>11,44</b>
	CR	378	0,10796	0,08639	80,02	0,00923	0,44151	1,27	1,28
<b>1,0-1,5</b>	SC	65	0,1211	0,0938	77,45	0,0122	0,4004	1,17	1,01
	CP	349	0,06645	0,06011	90,46	0,01436	0,43355	<b>3,24</b>	<b>13,46</b>
	CR	113	0,1387	0,1109	79,99	0,0177	0,4469	0,92	-0,32
<b>1,5-2,0</b>	SC	27	0,1096	0,0750	68,38	0,0268	0,3269	1,64	2,81
	CP	278	0,07834	0,06430	82,07	0,02158	0,40415	2,31	<b>6,02</b>
	CR	42	0,1431	0,0949	66,32	0,0229	0,4272	0,99	0,75
<b>2,0-2,5</b>	SC	15	0,1680	0,1094	65,11	0,0533	0,4140	1,28	1,03
	CP	163	0,11429	0,08926	78,10	0,0200	0,43891	1,76	2,73
	CR	11	0,1970	0,1211	61,46	0,0383	0,4400	2,08	<b>4,75</b>

<sup>15</sup> Onde as siglas representam: SC – pás sem correção na geometria, CP – pás com correção na ponta e CR – pás com correção na raiz.

2,5-3,5	SC	16	0,1494	0,0778	52,07	0,0674	0,3321	1,11	0,46
	CP	79	0,1561	0,1001	6413	0,0352	0,4385	1,21	0,85
3,5-5	SC	17	0,2413	0,0855	35,43	0,1089	0,4453	0,84	0,72
	CP	11	0,2062	0,0975	47,30	0,0900	0,4375	1,22	2,41

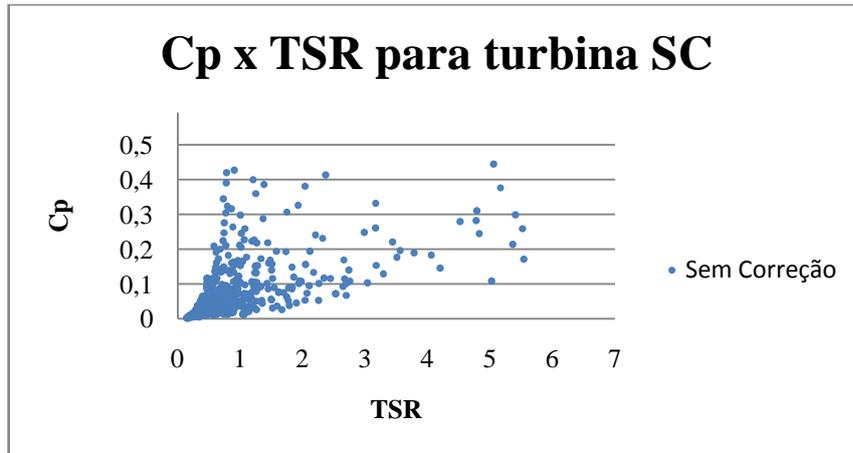
Fonte: Elaborada pelo autor.

#### 7.4 Comparação do desempenho

O estudo comparativo entre o desempenho dos rotores, a nível de significância de 5%, para cada faixa de TSR, foi realizado em função de haver ou não uma distribuição normal dos dados. Os dados que apresentaram uma distribuição normal foram comparados segundo uma ANOVA com um fator, descrita na seção 5.12. Já os dados que não apresentaram uma distribuição normal dos dados foram analisados segundo a metodologia de controle estatístico de processo denominado MMEP descrita na seção 5.14.1. O peso utilizado por padrão no Minitab é de 0,2, porém na análise deste trabalho utilizou-se o valor de 0,8.

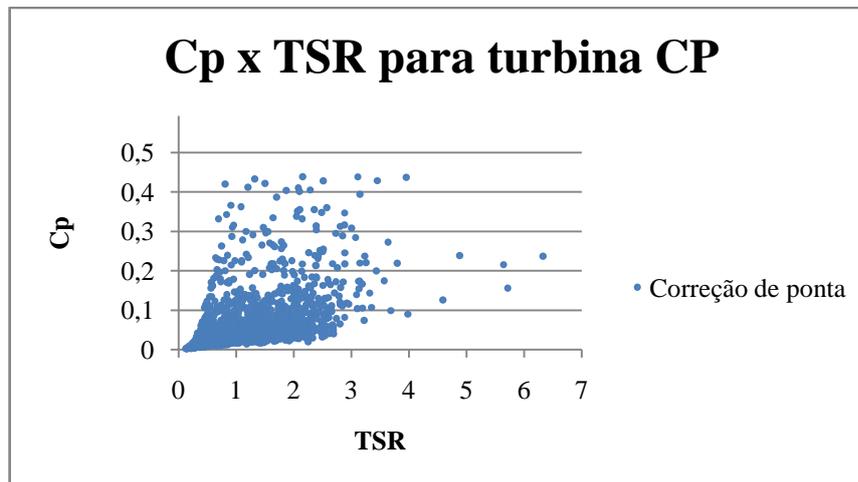
Todos os pontos válidos de  $C_p$  estão plotados nos Gráficos 10, 11 e 12 para os rotores com pás SC, CP e CR, respectivamente. Esses resultados são exibidos nos gráficos de dispersão  $C_p \times TSR$ . Desses gráficos observa-se a concentração dos pontos de  $C_p$  em faixas de TSR baixas, que variaram entre 0 e 3, e isso ocorreu devido a baixas velocidades de vento no período de testes dessas pás, como é visualizado na Tabela 16. Outro fator a se considerar é que a baixos valores de TSR a razão  $C_l/C_d$  é menor, quando comparada ao valor correspondente ao TSR de projeto que foi de 7. Vale-se lembrar que quanto menor o número de Reynolds maior o arrasto, como foi ilustrado pela Figura 15.

Gráfico 10 – Curva de desempenho para a turbina SC.



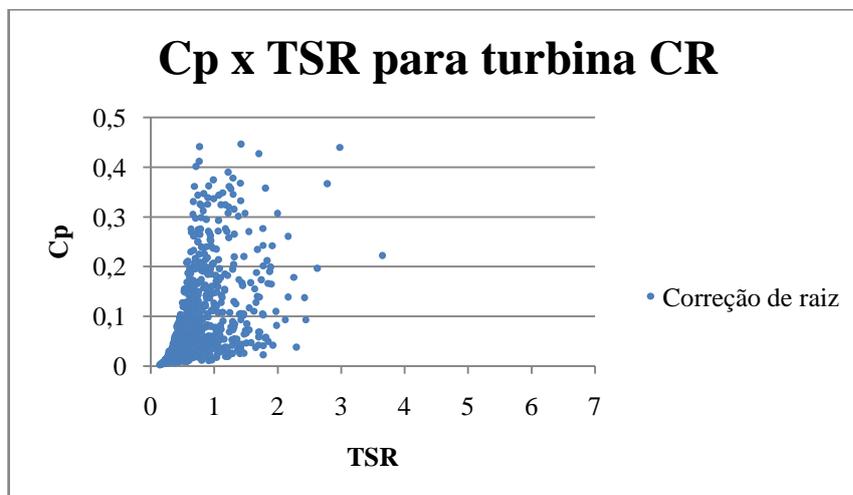
Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 11 – Curva de desempenho para a turbina CP.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Gráfico 12 – Curva de desempenho para a turbina CR.



Fonte: Elaborado pelo autor.

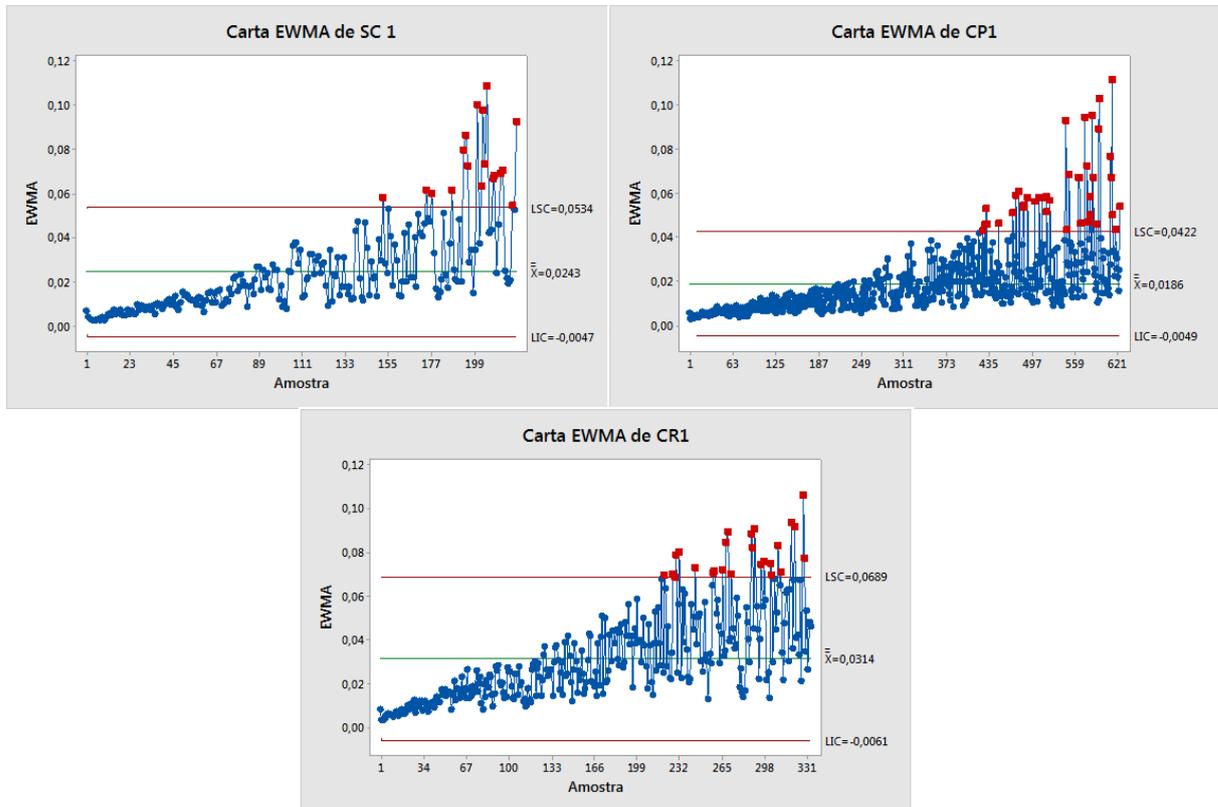
Alguns aspectos concernentes ao sistema de aquisição de dados a considerar-se é a de que o mesmo realiza medidas da velocidade do vento, torque e rotação a cada segundo, mas disponibiliza a coleta dos dados apenas como média de cada minuto de medição. Devido a isso se deduz que a inércia de rotação do sistema mecânico pode ter introduzido elevados valores de  $C_p$  mesmo a baixas velocidades de vento. E para valores elevados de velocidade do vento, mas que tiveram curta duração, não foram bem considerados pelo sistema de medição visto que o mesmo só concebe dados a cada um minuto, fazendo com que essa média assumisse valores menores.

A análise para cada grupo de TSR segue-se abaixo.

- $0 < TSR \leq 0,5$

Esta faixa de TSR assumiu a hipótese de que os dados não apresentaram uma distribuição normal, pois os valores de curtose das pás SC e CP não se enquadraram nos limites estabelecidos por Montgomery (2004) e, portanto foram analisados segundo a MMEP.

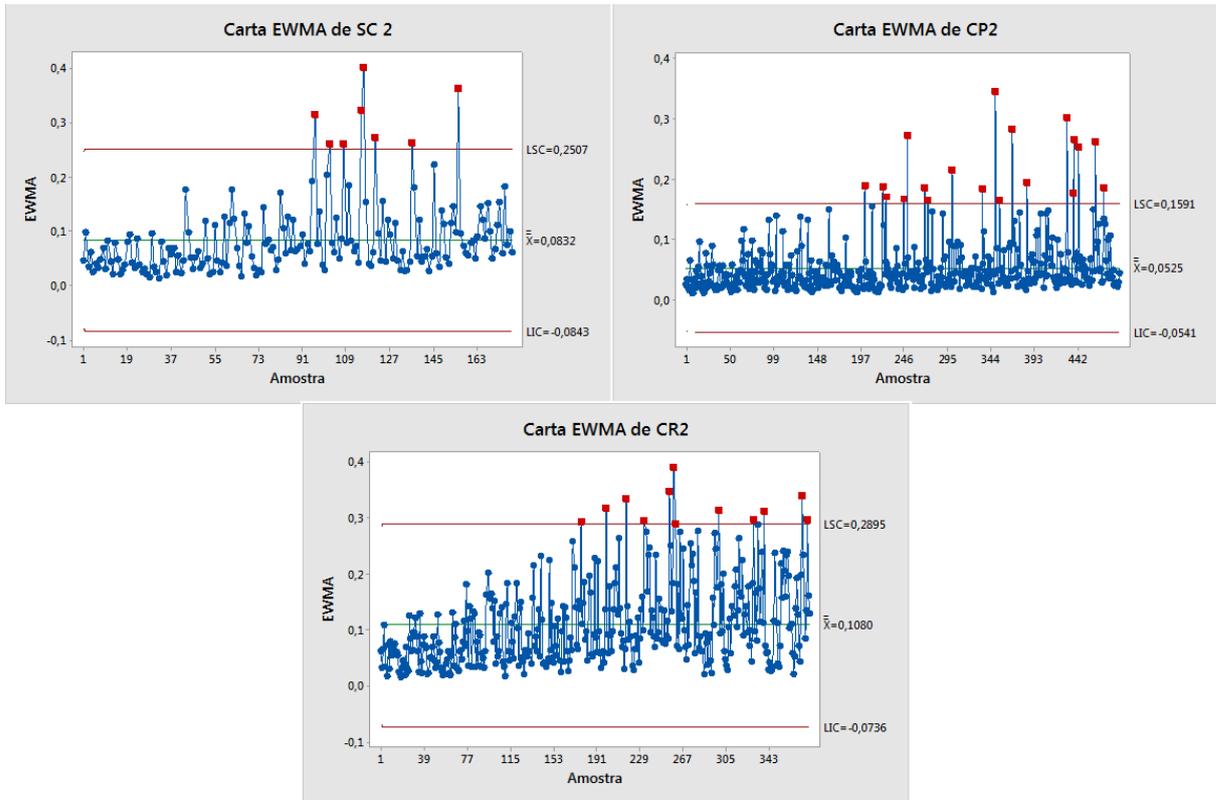
Os resultados gráficos da MMEP, para esta faixa de TSR, obtidos através do Minitab são apresentados pelo Gráfico13. Desses gráficos, assim como observado por experimentação de Albiero e Rocha (2014), observa-se instabilidade estatística para todas as pás, pois há dados ultrapassando o limite superior de controle, e os mesmos estão destacados em vermelho. Quanto ao estudo comparativo entre os coeficientes de potência observa-se que não há diferença no desempenho entre as pás SC e CP, pois os intervalos de variação, também chamado de amplitude de variação, das MMEP's das pás SC e CP são completamente absorvidos pelo intervalo de variação da MMEP da pá CR.

Gráfico 13 – Cartas de controle da MMEP para o grupo  $0 < TSR \leq 0,5$ .

Fonte: Elaborada pelo autor.

- $0,5 < TSR \leq 1,0$

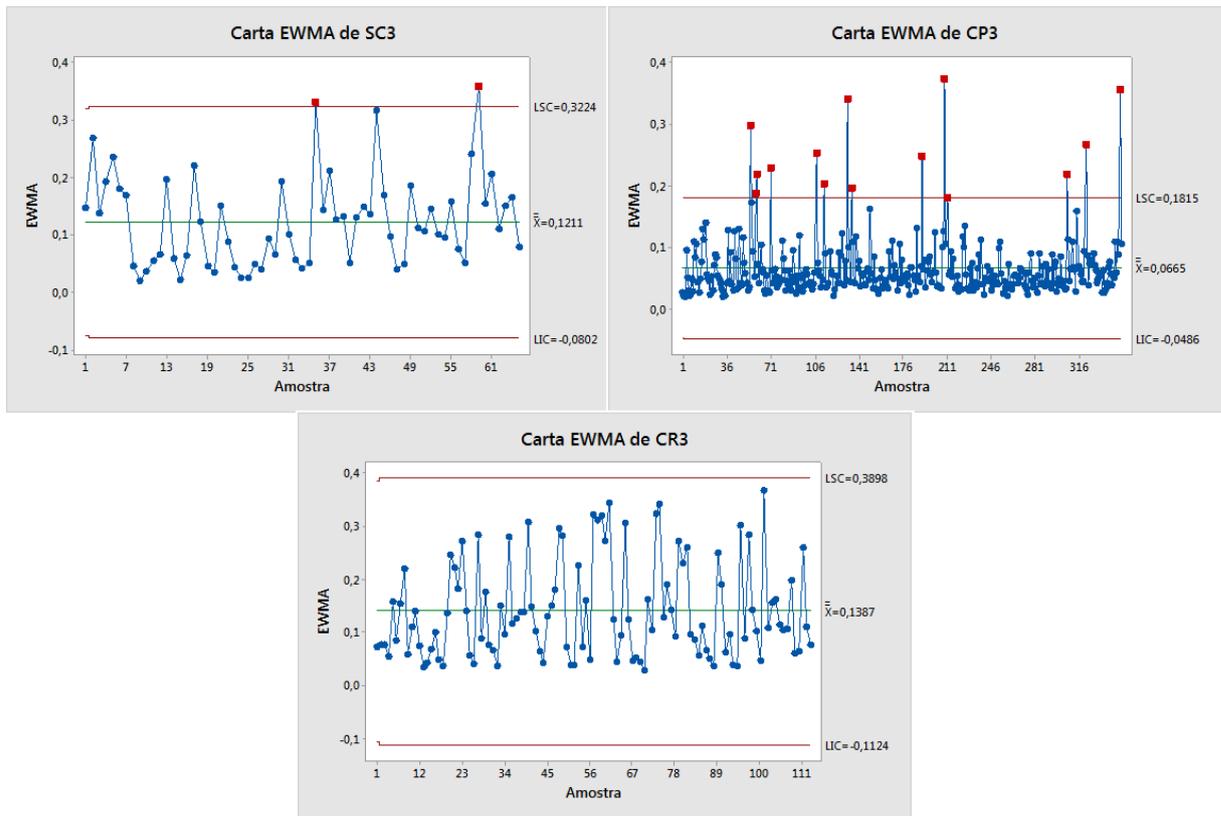
Neste grupo de TSR os valores de simetria para as pás SC e os de simetria e curtose para as pás CP foram maiores que o limite estabelecido por Montgomery (2004). Logo, a distribuição não é normal. E, portanto para a análise foi utilizada a metodologia MMEP. Os resultados gráficos da MMEP estão apresentados no Gráfico14. Todos os gráficos apresentam uma menor variabilidade em torno da média, quando comparados aos gráficos da faixa de TSR anterior. Como menos de 5% dos dados encontram-se fora do limite superior de controle os mesmos podem ser desconsiderados sem prejuízo na análise, segundo Albiero et al. (2012). Com isso observa-se uma estabilidade estatística dos dados. Quanto ao  $C_p$  observa-se que não há diferença entre as três configurações de pás, pois as amplitudes de variação das MMEP's da SC e da CP são completamente absorvidas pela amplitude de variação da CR.

Gráfico 14 – Cartas de controle da MMEP para o grupo  $0,5 < TSR \leq 1,0$ .

Fonte: Elaborada pelo autor.

- $1,0 < TSR \leq 1,5$

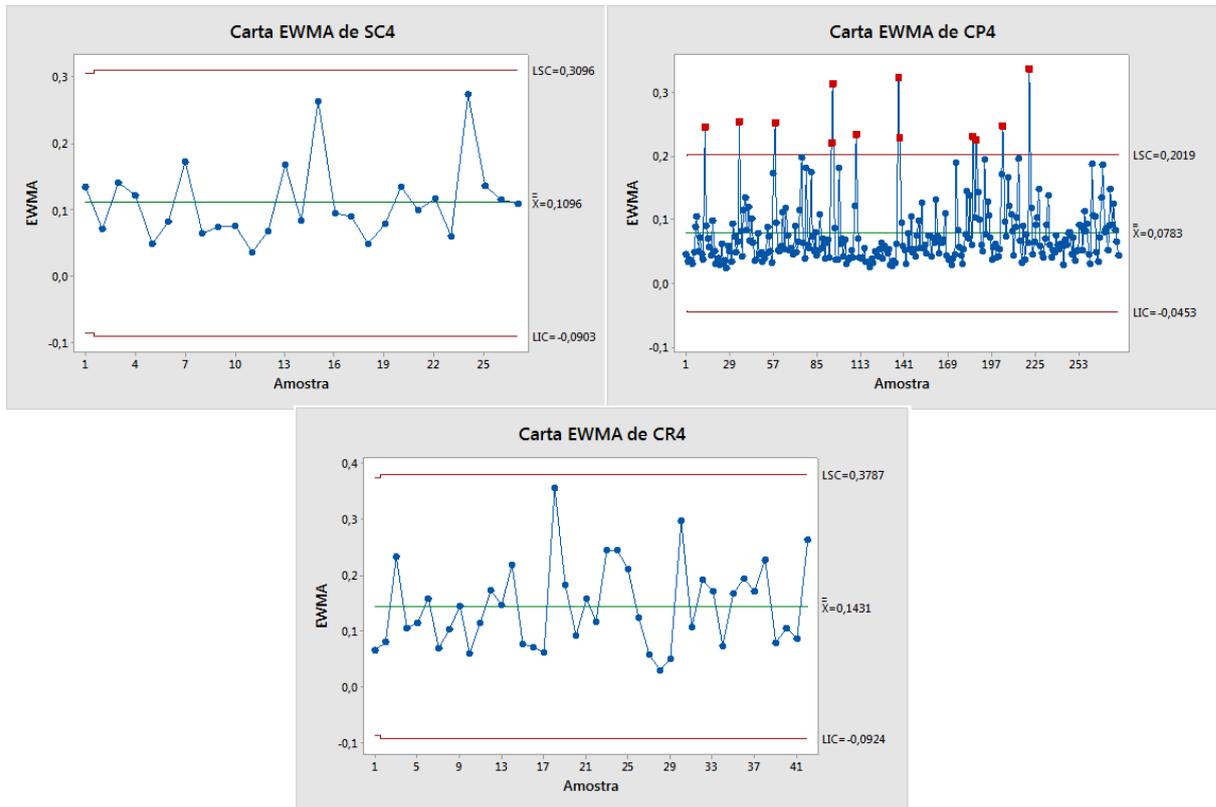
Neste grupo de TSR o valor de simetria e de curtose da CP ultrapassou os valores limitantes de  $\pm 3$  caracterizando então uma faixa de TSR cujos valores de  $C_p$  não apresentaram distribuição normal. A partir disso os dados foram analisados segundo a metodologia MMEP. Os resultados da análise das MMEP apresentados no Gráfico 15 ainda apresentam variabilidade das medidas de  $C_p$  para as pás SC e CP. Já as pás CR apresentaram uma maior estabilidade estatística dos dados, apresentando todos os pontos dentro dos limites de controle da carta. Ainda nesses gráficos alega-se que não existe diferença entre os valores médios de  $C_p$  para todas as configurações de pá, devido as amplitudes de variação da SC e da CP serem inteiramente absorvidas pela amplitude de variação da MMEP da CR.

Gráfico 15 – Cartas de controle da MMEP para o grupo  $1,0 < TSR \leq 1,5$ .

Fonte: Elaborada pelo autor.

- $1,5 < TSR \leq 2,0$

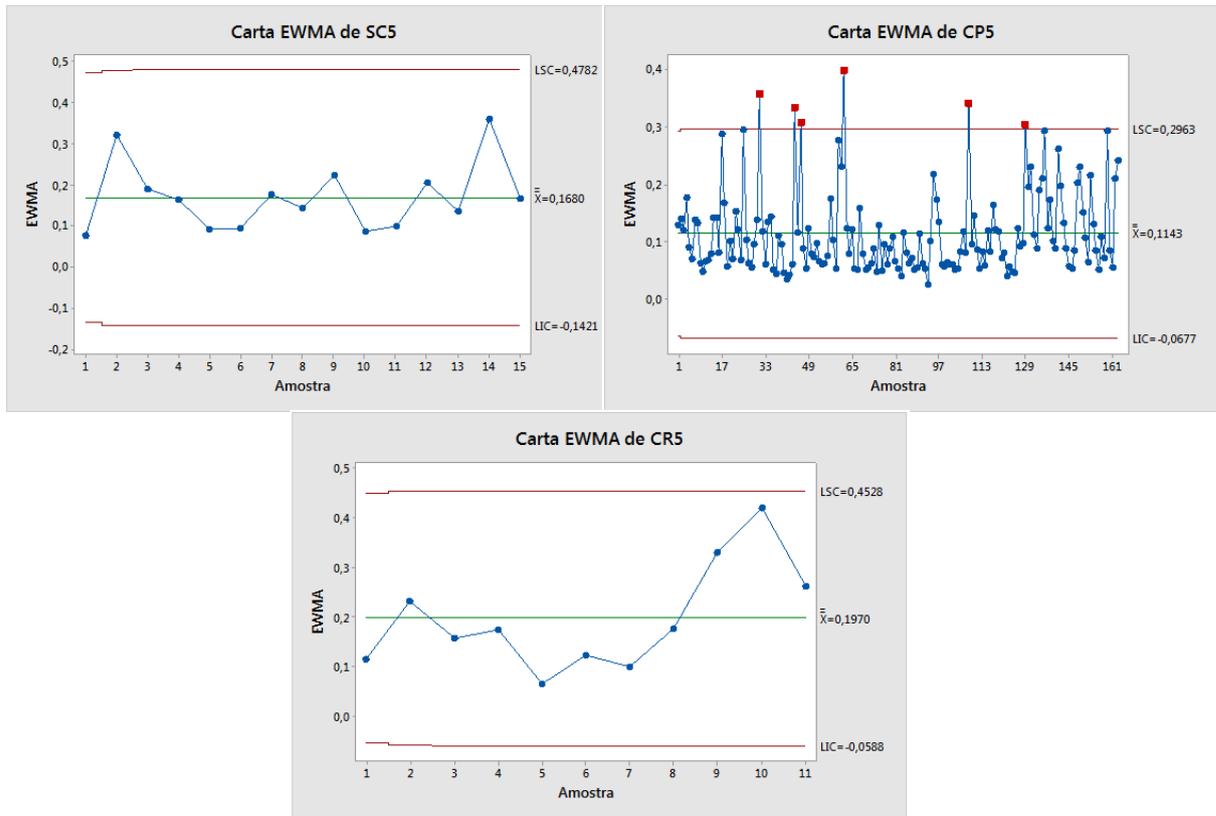
Nesta faixa de TSR analisam-se os dados segundo a MMEP, visto que o valor de curtose das pás CP está fora do limite estabelecido para uma distribuição dos dados ser assumida como normal. O Gráfico16 apresenta as cartas de MMEP para as três configurações de pás. Nesta faixa de TSR observa-se ainda elevada variabilidade dos dados de  $C_p$  para as três configurações de pás. É possível observar que as MMEP's da SC e CR apresentaram um maior controle estatístico, com todos os dados de  $C_p$  entre os limites de controle. A MMEP da CP apresentou alguns pontos acima do limite superior de controle, caracterizando instabilidade estatística do processo. Pelos gráficos ainda se conclui que não há diferença entre as médias de  $C_p$  das três configurações de pá, pois a amplitude de variação tanto da SC quanto da CP é absorvida pela amplitude de variação da CR.

Gráfico 16 – Cartas de controle da MMEP para o grupo  $1,5 < TSR \leq 2,0$ .

Fonte: Elaborada pelo autor.

- $2 < TSR \leq 2,5$

Devido ao valor de curtose da CR apresentar valor fora do intervalo de caracterização de uma distribuição normal, novamente analisam-se os dados desta faixa de TSR segundo a MMEP. O Gráfico 17 apresenta as cartas da MMEP para as três configurações de pá. É importante se destacar mais uma vez a estabilidade estatística dos dados da SC e da CR, apesar da elevada amplitude de variação dos dados de  $C_p$ . Pela carta MMEP da CP observa-se, ainda, instabilidade estatística, mas considerando-se o que fora apresentado por Albiero et al. (2012), que diz que quando menos de 5% das observações estão fora do limite de controle a estabilidade estatística das observações é considerada. Observa-se, ainda, uma menor variabilidade dos dados de CP quando comparada a SC e CR. Concernente às médias verifica-se uma igualdade entre as médias de  $C_p$ , pois as amplitudes de variação da CP e CR são completamente absorvidas pela amplitude de variação da SC.

Gráfico 17 – Cartas de controle da MMEP para o grupo  $2 < TSR \leq 2,5$ .

Fonte: Elaborada pelo autor.

- $2,5 < TSR \leq 3,5$

Para esta faixa de TSR a análise é conduzida por uma ANOVA a um nível de significância de 5%, devido os dados apresentarem distribuição normal. Os cálculos da ANOVA com um fator foram auxiliados pelo Minitab e estão resumidos na Tabela 18.

Tabela 18 – ANOVA com um fator para  $2,5 < TSR \leq 3,5$ .

	GL	SQ	QM	F	P
<b>Fator</b>	1	0,000594	0,000594	0,06	0,802
<b>Erro</b>	93	0,872649	0,009383		
<b>Total</b>	94	0,873244			

Fonte: Elaborada pelo autor.

Como o p-valor (0,802) é maior que o nível de significância, que foi de 0,05, implica dizer que a hipótese nula de igualdade entre as médias foi aceita, e, portanto, não há uma diferença significativa entre as médias de  $C_p$ , o que reitera as avaliações anteriores de

que, do ponto de vista estatístico, não há a diferença significativa entre os rotores SC e CP. Embora observa-se que o valor médio de  $C_p$  da CP é superior ao da SC. Segundo Almeida (2013) e Burton et al. (2001) isso ocorre devido a correção na geometria da pá minimizar os efeitos de perdas nas extremidades das pás.

- $3,5 < TSR \leq 5$

Para esta faixa de TSR a análise é conduzida por uma ANOVA a um nível de significância de 5%, devido os dados apresentarem distribuição normal. Os cálculos da ANOVA com um fator foram auxiliados pelo Minitab e estão resumidos na Tabela 19.

Tabela 19 – ANOVA com um fator para  $3,5 < TSR \leq 5$ .

	<b>GL</b>	<b>SQ</b>	<b>QM</b>	<b>F</b>	<b>P</b>
<b>Fator</b>	1	0,008221	0,008221	1,01	0,325
<b>Erro</b>	26	0,212037	0,008155		
<b>Total</b>	27	0,220258			

Fonte: Elaborada pelo autor.

Como o p-valor (0,325) é maior que 0,05, aceita-se a hipótese nula e então implica dizer que não há uma diferença significativa entre as médias de  $C_p$ , o que ratifica as avaliações anteriores de que as médias entre SC e CP não diferem.

Com todas as análises anteriores é possível observar que as pás CR apresentaram valores de  $C_p$  superiores aos da SC e CP, em todas as faixas de TSR. Isso se deve basicamente aos efeitos de minimização de transferência de energia cinética para a esteira rotativa, que é mais intensa na região da raiz da pá, conforme apresentado por Almeida (2013). Outro fator a ser levado em consideração é a questão de os experimentos terem sido conduzidos em uma localização que apresentou baixos valores de velocidade média do vento, e, portanto baixas rotações, caracterizando uma operação estolada (perda de sustentação) da pá. E ainda, à medida que os valores de TSR vão crescendo observa-se uma tendência dos dados de  $C_p$  seguirem uma distribuição normal, o que aconteceu com as duas últimas faixas de TSR.

## CONCLUSÃO

Este trabalho realizou as etapas de projeto, fabricação e testes experimentais em campo, com a finalidade de analisar a influência das correções de geometria da pá, no desempenho de uma TEPP. As turbinas foram fabricadas com o perfil aerodinâmico NREL S809 segundo a metodologia apresentada na teoria do BEM.

Realizou-se a calibração dos instrumentos utilizados na aquisição dos dados de torque e rotação das TEPP. Ajustou-se, também, a conexão do anemômetro utilizado na medição em campo. Em seguida, projetou-se e fabricou-se três novos rotores eólicos com pás de diferentes correções geométricas na ponta e na raiz. Verificou-se, em laboratório, o correto funcionamento do sistema de aquisição de dados. Através dos testes experimentais de campo, e com o auxílio de uma estrutura de testes de TEPP, desenvolvida na própria Universidade Federal do Ceará (UFC), foi possível obter dados de coeficiente de potência para as três configurações de turbina eólica fabricada.

De posse das medições obtidas pelos experimentos de campo, foi possível obter dados de  $C_p$  para cada configuração de pá. O critério de corte aplicado desconsiderou os dados que apresentaram rotação igual a zero e/ou  $C_p$  maiores que 0,47.

Os gráficos de  $C_p$  x TSR plotados apresentaram dados de  $C_p$  mais concentrados em faixas de TSR de 0 a 3. Os altos valores de  $C_p$  obtidos para baixa TSR estão relacionados a inércia do sistema. Os baixos valores de  $C_p$  estão relacionados ao sistema de aquisição de dados, pois o mesmo fornece dados da média de um minuto de medição.

O tratamento e o estudo comparativo entre o desempenho de cada configuração de pá foi realizado com o auxílio de técnicas de inferência estatística auxiliado pelo Minitab®. Das análises verificou-se que para as faixas de TSR analisadas não houve uma diferença significativa entre os desempenhos das pás testadas. Outrossim, as pás com correção na raiz tenham apresentado valores de  $C_p$  superiores quando comparados aos das outras pás.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBIERO, Daniel. MACIEL, Antônio José. MILAN, Marcos. MONTEIRO, Leonardo de Almeida. MION, Renildo Luiz. Avaliação da distribuição de sementes por uma semeadora de anel interno rotativo utilizando média móvel exponencial. **Revista Ciência Agronômica**, Fortaleza, v. 43, p.86-95. Jan. 2012.

ALBIERO, Daniel. **Desenvolvimento e avaliação de máquina funcional conservacionista para a agricultura familiar**. 244 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Agrícola, Unicamp, Campinas, 2010.

ALBIERO, Daniel; ROCHA, Paulo Alexandre Costa. Desempenho aerodinâmico de perfis NACA de quatro dígitos em aerogeradores de pequeno porte para a agricultura familiar. **No Prelo**, 2014.

ALBIERO, Daniel; DAHER, Sérgio; MONTEIRO, Leonardo de Almeida; CANAFÍSTULA, Francisco José Firmino. Turbina eólica para agricultura familiar do semiárido com inovações tecnológicas para baixas velocidades de vento. **Revista Ciência Agronômica**, Fortaleza, v. 45, n. 1, p.186-196, 2014. Trimestral.

ALMEIDA, Maurício Soares de. **Implementação computacional para desenvolvimento de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal**. 2013. 137 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.

ANDRADE, Carla Freitas de. SOUSA, Isaac Diego Pereira de. DINIZ, Marco Antônio Bezerra. ALMEIDA, Maurício Soares de. ROCHA, Paulo Alexandre Costa. Projeto de geometria, fabricação e análise numérica de 4 tipos de pás de aerogeradores tripá de pequeno porte. In: CONEMI, 13., 2013, Fortaleza. **Anais...** . Fortaleza: Conemi, 2013. p. 1 - 11. Disponível em:<<http://coordenacao6.wix.com/conemi2013#!anais---trabalho-cientifico/c1oc5>> Acesso em: 12 ago. 2014.

ANEEL. **Atlas de energia elétrica do brasil**. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008. 236 p.

ANEEL. **Matriz de energia elétrica.** 2014. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/operacaocapacidadebrasil.asp>>. Acesso em: 04 jun. 2014.

AZEVEDO, Danilo César Rodriguez. **Elaboração, montagem, calibração e teste de um sistema de aquisição de dados para teste de campo de aerogeradores de pequeno porte.** 2011. 39 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011.

BOSH REXROTH AG (Germany). **Drive & control-technologie für windenergieanlagen.** Witten: Bosh, 2010. 16 p.

BUHL JR, Marshall L.. **A new empirical relationship between thrust coefficient and induction factor for the turbulent windmill state.** Golden: NREL, 2005. 12 p. Disponível em: <<http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/36834.pdf>>. Acesso em: 12 ago. 2014.

BURTON, Tony. SHARPE, David. JENKINS, Nick. BOSSANYI, Ervin. **Wind energy handbook.** Chichester: Wiley, 2001. 617 p.

CARVALHO, Paulo. **Geração eólica.** Fortaleza: Imprensa Universitária, 2003. 146 p.

CLEAN ENERGY BRANDS. **101 Small Wind Turbines.** 2014. Disponível em: <<http://www.cleanenergybrands.com/shoppingcart/knowledgemanager/questions/157/101+Small+Wind+Turbines>>. Acesso em: 09 abr. 2014.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia eólica.** Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009. 280 p.

CRESESB. **Perfil aerodinâmico.** 2014. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/images/tutorial\\_eolica/image025.jpg](http://www.cresesb.cepel.br/images/tutorial_eolica/image025.jpg)>. Acesso em: 09 abr. 2014.

ESTATÍSTICA 2 da UFPR. Departamento de Estatística 2009. Elaborada por departamento

de estatística da UFPR. Disponível em: <<http://www.est.ufpr.br/ce003/material/apostilace003.pdf>>. Acesso em: 06 ago. 2014.

FONSECA, Monique Regina. **Influência do ângulo de pitch no desempenho de um aerogerador de pequeno porte projetado com o perfil aerodinâmico NREL S809**. 2012. 87 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2012.

FRERIS, Leon; INFIELD, David. **Renewable energy in power systems**. Chichester: Wiley, 2008. 284 p.

GIPE, Paul. **Wind power: renewable energy for home, farms and business**. 2. ed. Chelsea: Chelsea Green, 2004. 512 p.

GWEC 2013. **Global wind statistics 2013**. Disponível em: <[http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/02/GWEC-PRstats-2013\\_EN.pdf](http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/02/GWEC-PRstats-2013_EN.pdf)>. Acesso em: 01 fev. 2014.

GWEC. **Global wind energy council**. Disponível em: <<http://www.gwec.net/media-center/photos/>>. Acesso em: 04 ago. 2014.

GOURIÉRÈS, Désiré Le. **Wind power plants: theory and design**. New York: Pergamon Press, 1982. 285 p.

HUNTER, J. Stuart. The exponentially weighted moving average. **Journal Of Quality Technology**. Princeton, p. 203-210. jun. 1986.

KHALFALLAH, Mohammed G.; KOLIUB, Aboelyazied M. Sugestions for improving wind turbines power curves. **Desalination**. Bahrain, p. 221-229. 30 abr. 2007.

LANZAFAME, R.; MESSINA, M.. Fluid dynamics wind turbine design: critical analysis, optimization and application. **Renewable Energy**. Catania, p. 2291-2305. nov. 2007.

LOCK, Christopher Noel Hunter; BATEMAN, H.; TOWNEND, H. C. H.. **Experiments to verify the independence of the elements of an airscrew blade**. London: Hmsco, 1925. 4 p.

LOPES, Alberto dos Santos. **Projeto e testes de um aerogerador de pequeno porte e de um sistema de medição de eficiência mecânica**. 2011. 120 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Mestrado Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L.. **Wind energy explained: theory, design and application**. 2. ed. Chichester: Wiley, 2009. 689 p.

MATHEW, Sathyajith. **Wind energy: fundamentals, resource analysis and economics**. Berlin: Springer, 2006.

MONTGOMERY, Douglas C.. **Introdução ao controle estatístico da qualidade**. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2004. 513 p.

MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C.. **Applied statistics and probability for engineers**. 4. ed. Hoboken: Wiley, 2007. 768 p.

MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C.. **Estatística aplicada e probabilidade para engenheiros**. 5. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2012. 523 p.

National Renewable Energy Laboratory. **NREL's S809 airfoil graphic and coordinates**. Disponível em: <[http://wind.nrel.gov/airfoils/Shapes/S809\\_Shape.html](http://wind.nrel.gov/airfoils/Shapes/S809_Shape.html)>. Acesso em: 14 dez. 2012.

NATIONAL RESOURCES DEFENSE COUNCIL. **Gorlov turbine**. 2014. Disponível em: <<http://www.nrdc.org/onearth/05spr/gorlov.asp>>. Acesso em: 09 abr. 2014.

PINTO, Milton. **Fundamentos de energia eólica**. Rio de Janeiro: Ltc, 2013. 368 p.

RABE CONTROLLING. **Turbina híbrida**. 2014. Disponível em: <<http://rabe-controlling.de/licht/hybridleuchten>>. Acesso em: 09 abr. 2014.

ROSA, Aldo Vieira da. **Fundamentals of renewable energy processes**. 2. ed. Amsterdam: Elsevier, 2009. 844 p.

SAYED, Mohamed A.; KANDIL, Hamdy A.; SHALTOT, Ahmed. Aerodynamic analysis of different wind-turbine-blade profiles using finite-volume method. **Energy Conversion And Management**, Nova Iorque, v. 64, p.541-550, dez. 2012.

SILVA, Daniel Paixão da. **Testes de desempenho aerodinâmico das pás de um aerogerador de pequeno porte, perfil NREL S809, para velocidades específicas de projeto 6, 7, 8 e 9**. 2012. 71 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2012.

SIMIC, Zdenko; HAVELKA, Juraj George; VRHOVCAK, Maja Bozicevic. Small wind turbines: a unique segment of the wind power market. **Renewable Energy**. Croatia, p. 1027-1036. 15 ago. 2012.

SINGH, Ronit K.; AHMED, M. Raffiudin. Blade design and performance testing of a small wind turbine rotor for low wind. **Renewable Energy**. Suva, p. 812-819. set. 2012.

SOLARVAN. **Savonius turbine**. 2014. Disponível em: <<http://solarvan.co.uk/savonius/savonius07.jpg>>. Acesso em: 09 abr. 2014.

SOUSA, Isaac Diego Pereira de. **Projeto, fabricação e testes em campo, de um aerogerador de pequeno porte, perfil aerodinâmico NREL S809 e velocidade específica oito**. 2011. 44 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2011.

T&S EQUIPAMENTOS ELETRÔNICOS. **Tacômetro**. Disponível em: <<http://www.tesequipamentos.com.br/td.htm>>. Acesso em: 10 jun. 2013.

TYPES OF VERTICAL AXIS WIND TURBINES. **VAWT**. 2014. Disponível em: <<http://vawtturbine.wordpress.com/>>. Acesso em: 09 abr. 2014.

TOLEDO, G. L.; MARTINS, G.; FONSECA, J. S.. **Estatística aplicada**. São Paulo: Atlas, 1978.

WINDDOSE.COM. **Helicoidal turbine**. 2014. Disponível em: <<http://winddose.com/wind-turbine-technologies.html>>. Acesso em: 09 abr. 2014.

WRIGHT, A.k.; WOOD, D.h.. The starting and low wind speed behaviour of a small horizontal axis wind turbine. **Journal Of Wind Engineering And Industrial Aerodynamics**. Australia, p. 1265-1279. dez. 2004.

## Apêndice

### 1. Dados aerodinâmicos do perfil S809

$\alpha$ °	$C_l$	$C_d$	$C_l/C_d$
-1,2	-	0,00752	-
0	0,10500	0,01170	8,97
1,99	0,30700	0,01160	26,47
4,08	0,54500	0,01390	39,21
<b>6,11</b>	<b>0,74800</b>	<b>0,01350</b>	<b>55,41</b>
8,14	0,88000	0,01980	44,44
10,2	0,87800	0,03600	24,39
11,2	0,87000	0,04460	19,51
12,2	0,85400	0,04960	17,22
13,1	0,87700	0,06190	14,17
14,1	0,89400	0,07310	12,23
15,2	0,89100	0,08650	10,30
16,3	0,74500	0,22000	3,39
17,2	0,59100	0,24800	2,38
18,1	0,59200	0,26500	2,23
19,2	0,58000	0,27900	2,08
20,2	0,60400	0,29800	2,03
22,1	0,58800	0,32300	1,82
26,2	0,66900	0,41200	1,62
30,2	0,94600	0,63300	1,49
35,2	1,02000	0,79900	1,28
40,3	1,08000	0,98300	1,10
45,2	1,23000	1,31000	0,94
45,1	1,13000	1,21000	0,93
50	1,21000	1,51000	0,80
60	1,05000	1,86000	0,56
69,9	0,80500	2,27000	0,35
80	0,45600	2,16000	0,21
90	0,12800	2,24000	0,06

Fonte: Lopes, 2011.

2. **Dados detalhados de corda (m) e torção ( $\beta^\circ$ ) nas regiões de ponta e raíz**

El. daPa	r/R	$\beta$ (°)	c (m)
<b>Cp1</b>	0,1043	20,169	0,2387
<b>Cp2</b>	0,1086	20,441	0,3109
<b>Cp3</b>	0,1172	20,637	0,3864
<b>Cp4</b>	0,1301	20,516	0,4352
	0,1474	19,912	0,4527
	0,194737	17,035	0,4186
	0,242105	13,94837	0,36584
	0,289474	11,22378	0,3178
	0,336842	9,09946	0,27984
	0,384211	7,41236	0,24941
	0,431579	6,04733	0,22464
	0,478947	4,92386	0,20415
	0,526316	3,98503	0,18697
	0,573684	3,18992	0,17238
	0,621053	2,50857	0,15985
	0,668421	1,91863	0,14898
	0,715789	1,40314	0,13947
	0,763158	0,94903	0,13108
	0,810526	0,54608	0,12364
	0,857895	0,1862	0,11698
	0,905263	-0,13711	0,11099
	0,9526	-1,112	0,0836
<b>Cr1</b>	0,9656	-1,295	0,0756
<b>Cr2</b>	0,9785	-1,5	0,0641
<b>Cr3</b>	0,9871	-1,656	0,0525
<b>Cr4</b>	0,9957	-1,849	0,0327

### 3. Resultados do Minitab®.

#### ANOVA para 1 fator: SC6; CP6

##### Método

Hipótese nula Todas as médias são iguais  
 Hipótese alternativa No mínimo uma média é diferente  
 Nível de significância  $\alpha = 0,05$

Assumiu-se igualdade de variâncias para a análise

##### Informações dos Fatores

Fator Níveis Valores  
 Fator 2 SC6; CP6

##### Análise de Variância

Fonte	GL	SQ (Aj.)	QM (Aj.)	Valor F	Valor-P
Fator	1	0,000594	0,000594	0,06	0,802
Erro	93	0,872649	0,009383		
Total	94	0,873244			

##### Sumário do Modelo

S	R2	R2 (aj)	R2 (pred)
0,0968676	0,07%	0,00%	0,00%

##### Médias

Fator	N	Média	DesvPad	IC de 95%
SC6	16	0,1494	0,0778	(0,1013; 0,1975)
CP6	79	0,1561	0,1001	(0,1345; 0,1778)

DesvPad Combinado = 0,0968676

#### Comparações Emparelhadas de Fisher

Informações de Agrupamento Usando o Método LSD de Fisher e Confiança de 95%

Fator	N	Média	Agrupamento
CP6	79	0,1561	A
SC6	16	0,1494	A

Médias que não compartilham uma letra são significativamente diferentes.

#### ANOVA para 1 fator: SC7; CP7

##### Método

Hipótese nula Todas as médias são iguais  
 Hipótese alternativa No mínimo uma média é diferente  
 Nível de significância  $\alpha = 0,05$

Assumiu-se igualdade de variâncias para a análise

##### Informações dos Fatores

Fator Níveis Valores  
 Fator 2 SC7; CP7

##### Análise de Variância

Fonte	GL	SQ (Aj.)	QM (Aj.)	Valor F	Valor-P
Fator	1	0,008221	0,008221	1,01	0,325
Erro	26	0,212037	0,008155		
Total	27	0,220258			

#### Sumário do Modelo

S	R2	R2 (aj)	R2 (pred)
0,0903064	3,73%	0,03%	0,00%

#### Médias

Fator	N	Média	DesvPad	IC de 95%
SC7	17	0,2413	0,0855	(0,1962; 0,2863)
CP7	11	0,2062	0,0975	(0,1502; 0,2621)

DesvPad Combinado = 0,0903064

#### Comparações Emparelhadas de Fisher

Informações de Agrupamento Usando o Método LSD de Fisher e Confiança de 95%

Fator	N	Média	Agrupamento
SC7	17	0,2413	A
CP7	11	0,2062	A

Médias que não compartilham uma letra são significativamente diferentes.