UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA E DE PRODUÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

MARCOS PAULO GOMES FERNANDES

CALIBRAÇÃO DO MODELO DE TURBULÊNCIA k-ω SST PARA TURBINAS EÓLICAS DE PEQUENO PORTE ATRAVÉS DE AVALIAÇÃO NUMÉRICA E EXPERIMENTAL

FORTALEZA
2013

MARCOS PAULO GOMES FERNANDES

CALIBRAÇÃO DO MODELO DE TURBULÊNCIA k-ω SST PARA TURBINAS EÓLICAS DE PEQUENO PORTE ATRAVÉS DE AVALICAÇÃO NUMÉRICA E EXPERIMENTAL

Dissertação de Mestrado apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Alexandre Conta Rocha

FORTALEZA

2013

MARCOS PAULO GOMES FERNANDES

CALIBRAÇÃO DO MODELO DE TURBULÊNCIA k-ω SST PARA TURBINAS EÓLICAS DE PEQUENO PORTE ATRAVÉS DE AVALIAÇÃO NUMÉRICA E EXPERIMENTAL.

Dissertação de Mestrado apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Aprovada em ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

_____

Prof. Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

_____

Prof. Dr. Antonio Clecio Fontelles Thomaz
Universidade Estadual do Ceará (UECE)

_____

Prof[a]. Dra. Carla Freitas de Andrade
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

À minha mãe, Ana Sefisa, que está no céu. Ao meu filho, Miguel Fernando, à minha esposa, Angélica Brito e à minha avó Maria Luiza.

AGRADECIMENTOS

Aos colegas do LAERO- Laboratório de Mecânica dos Fluidos e Aerodinâmica, em especial ao colega Francisco Olímpio pelo apoio na fase de análise computacional. Aos colegas Pedro Luiz e Aulus Bezerra pela parceria na fase dos testes de campo.

Ao professor Paulo Alexandre pelo apoio, não só neste trabalho como em toda graduação e pós-graduação, e pela dedicação ao desenvolvimento tecnológico da energia eólica.

RESUMO

No presente trabalho foi realizada a investigação numérica e experimental do desempenho aerodinâmico de dois aerogeradores tripá de pequeno porte com 3 m de diâmetro. Os perfis aerodinâmicos utilizados, NACA 0012 (simétrico) e NACA 4412 (cambado), foram projetados para aplicações em baixas velocidades, como é o caso de turbinas eólicas de eixo horizontal. Os aerogeradores foram construídos e testados no Laboratório de Energia Solar e Gás Natural - UFC. Isto permitiu a determinação das curvas de desempenho dos mesmos, possibilitando a comparação posterior com os resultados da análise numérica. A fim de calibrar o modelo de turbulência k-ω SST para aplicação em turbinas eólicas de pequeno porte, foram realizadas simulações numéricas utilizando o pacote de CFD OpenFOAM, versão 1.7.1. Os resultados numéricos e experimentais foram comparados, de tal forma que, a partir da variação de parâmetros como intensidade de turbulência, comprimento característico turbulento e β^* (constante de calibração do modelo), pode-se concluir que os resultados numéricos foram pouco sensíveis aos dois primeiros parâmetros, enquanto a variação de β^* impactou de forma significativa os resultados numéricos. A mudança do aerofólio não alterou o valor de β^* que melhor ajustou o resultado. Isto, além do sucesso do processo de calibração, indica que a cambagem não influenciou na calibração do modelo de turbulência, o que é muito positivo, pois permite uma avaliação de cenários diferentes, tal como pás projetadas com outros perfis aerodinâmicos.

Palavras-chave: Energia eólica. Simulação. Modelo de turbulência k-ω SST.

ABSTRACT

In this work it was performed a numerical and experimental investigation of the aerodynamic performance of two small three-bladed wind turbines with diameter of 3 m. The airfoils used, NACA 0012 (symmetrical) e NACA 4412 (unsymmetrical), were designed for low speed applications, such as the horizontal axis wind turbines. The wind turbines were built and tested at the Solar Energy and Natural Gas Laboratory –UFC. This allowed the attainment of the performance curves, enabling the comparison between the results of the numerical analysis. In order to calibrate the turbulence model k-ω SST to applications in small wind turbines, it was performed numerical simulations using the open source package for CFD solutions OpenFOAM, version 1.7.1. The numerical and experimental results were compared, in a way that, from the variation of parameters such as turbulence intensity, characteristic length and β* (calibration constant), it can be concluded that the numerical results were little sensitive to the first two parameters, while the variation of β* impacted significantly the numerical results. The change of airfoil did not modify the value of β* that best adjusted the result. This, beyond the success of the calibration process, indicates that the camber did not affect the calibration of the turbulence model, which is very positive because it allows an evaluation of different scenarios, such as blades designed with other airfoils.
Keywords: Wind energy. Simulation. Turbulence model k-ω SST.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Capacidade Instalada (MW). (WWEA, 2012).....1
Figura 2 – Tubo de Corrente (BURTON, et al., 2001).....10
Figura 3 – Extração de energia através do disco atuador.....11
Figura 4 – Trajetória de uma partícula de ar passando através do disco rotor (BURTON, et. al., 2001).....14
Figura 5 – Elemento de pá (BURTON, et. al., 2001).....15
Figura 6 – Velocidade resultante e suas componentes.....15
Figura 7 – Forças sobre o elemento (BURTON, et. al., 2001).....16
Figura 8 – Características de um perfil aerodinâmico (OLIVEIRA, 2011).....18
Figura 9 – Perfil NACA 0012 (*Airfoil Investigation Database, 2011*).....23
Figura 10 – Perfil NACA 4412 (*Airfoil Investigation Database, 2011*).....23
Figura 11 – Desenho das seções.....24
Figura 12 – Seções coladas nas folhas de madeira.....25
Figura 13 – Seções Cortadas.....26
Figura 14 – Fixação dos perfis em U de Alumínio.....26
Figura 15 – Montagem de uma das pás.....27
Figura 16 – Fluxograma de medição (LOPES, 2011).....28
Figura 17 – Curva Cp x λ de uma turbina eólica (BURTON, et. al., 2001).....28
Figura 18 – Torre utilizada nos testes.....31
Figura 19 – Geometria do volume de controle.....32
Figura 20 – Pás montadas durante o teste.....37
Figura 21 – Transdutor de torque e sensor indutivo do tacômetro.....37

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros de projeto.....22
Tabela 2 – Características do perfil NACA 0012.....22
Tabela 3 – Características do perfil NACA 4412.....23
Tabela 4 – Amostra de dados.....30
Tabela 5 – Dados convertidos.....30
Tabela 6 – Torção e afilamento (NACA 0012).....34
Tabela 7 – Torção e afilamento (NACA 4412).....35
Tabela 8 – Amostra dos Resultados (NACA 0012).....38
Tabela 9 – Amostra dos Resultados (NACA 4412).....38

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Afilamento (NACA 0012).....35
Gráfico 2 – Torção (NACA 0012).....36
Gráfico 3 – Afilamento (NACA 4412).....36
Gráfico 4 – Torção (NACA 4412).....36
Gráfico 5 – Cp x λ (NACA 0012).....39
Gráfico 6 – Cp x λ (NACA 4412).....39
Gráfico 7 – Cp x λ médio (NACA 0012).....40
Gráfico 8 – Cp x λ médio (NACA 4412).....40
Gráfico 9 – Faixa de valores obtidos nos teste de campo.....41
Gráfico 10 – Variação do resultado numérico com a intensidade de turbulência e o β*.....42
Gráfico 11 – Variação do resultado numérico com o comprimento característico e o β*.....42
Gráfico 12 – Comparação numérico-experimental para a pá projetada com o perfil NACA 0012 variando o β*.....43
Gráfico 13 – Comparação numérico-experimental para a pá projetada com o perfil NACA 4412 variando o β*.....43

LISTA DE SÍMBOLOS

N	Número de pás
L	Sustentação [N]
D	Arrasto [N]
cl	Coeficiente de sustentação
cd	Coeficiente de arrasto
R	Raio do rotor [m]
λ	Razão de velocidade da pá sobre a do vento
V	Velocidade do vento [m/s]
Q	Torque [N.m]
Ω	Velocidade angular do rotor [rad/s]
ρ	Densidade do fluido [kg/m³]
α	Ângulo de ataque [graus]
r	Posição radial [m]
a	Fator de interferência axial
a’	Fator de interferência tangencial
W	Velocidade do vento relativa a um elemento da pá giratória [m/s]
c	Corda da pá [m]
φ	Ângulo de fluxo entre velocidade resultante W e o plano do disco [graus]
β	Inclinação da corda da pá local ao plano do rotor [graus]
k	Energia Cinética Turbulenta [m²/s²]
ε	Dissipação de energia cinética turbulenta [m²/s²]
ω	Frequência de turbulência [s^{-1}]
μt	Viscosidade turbulenta [N.s/m²]
Lw	Comprimento característico turbulento [m]
I	Intensidade de turbulência
β^*	Constante de ajuste do modelo de turbulência k- ω

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....1
2. OBJETIVO.....5
3. REFERENCIAL TEÓRICO.....6
4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....10
4.1 – Conceitos Fundamentais.....10
4.1.1 – Teoria do Momento do Elemento de Pá.....14
4.2 – Geometria das Pás.....16
4.3 – Simulação computacional.....18
4.3.1 - Modelo k-ε.....19
4.3.2 - Modelo k-ω.....20
4.3.3 – Modelo k-ω SST.....21
5. METODOLOGIA.....22
5.1 – Projeto.....22
5.2 – Construção das Pás.....24
5.3 – Montagem do Sistema de Medição e Testes de Campo.....27
5.4 – Análise Computacional.....31
6. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....34
6.1 – Projeto e Construção das Pás.....34
6.2 – Montagem do Sistema de Medição e Teste das Pás.....37
6.3 – Análise Computacional.....41
7. CONCLUSÃO.....45
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....46

1. INTRODUÇÃO

Meios de utilização da energia dos ventos existem há vários séculos e são representados pelos mais variados exemplos. Fontes históricas dão evidências da utilização desse tipo de energia para a moagem de grãos e cereais no Afeganistão no século VII (QUASCHNING, 2005). Outra forma de utilização, talvez a mais conhecida ao lado dos moinhos de vento, são os barcos a vela. A partir do século XIX, moinhos de vento passaram a ser bastante utilizados na América do Norte, principalmente nos Estados Unidos, para o bombeamento de água. Passados alguns anos, com o desenvolvimento tecnológico na área de aerodinâmica, foram desenvolvidos os primeiros modelos dos atuais aerogeradores com o objetivo de produção de energia elétrica. A crise do petróleo e o surgimento das preocupações ambientais foram fatores fundamentais para que a energia eólica fosse impulsionada e passasse a ter posição de destaque.

Entre 1990 e 2008, a geração eólica mundial cresceu à taxa de 27% ao ano, alcançando 121.000 MW, dos quais mais de 54% instalados na Europa e o restante concentrado na América do Norte e em alguns países da Ásia (BRASIL, 2009, p. 3). Atualmente, esta tendência tem mudado e a China e os Estados Unidos são os países detentores das maiores capacidades instaladas, de tal forma que os dois já somam 46% da potência total instalada. Além disso, esses países são os que mais aumentam sua capacidade instalada a cada ano. A Figura 1 apresenta os dados de capacidade instalada em todo mundo (WORLD WIND ENERGY ASSOCIATION, 2012).

Figura 1 – Capacidade Instalada (MW)

Position	Country	Total Capacity by June 2012 [MW]	Added Capacity first half 2012 [MW]	Total Capacity end 2011 [MW]	Added Capacity first half 2011 [MW]	Total Capacity end 2010 [MW]
1	China	67'774	5'410	62'364	8'000	44'733
2	USA	49'802	2'883	46'919	2'252	40'180
3	Germany	30'016	941	29'075	766	27'215
4	Spain	22'087	414	21'673	480	20'676
5	India	17'351	1'471	15'880	1'480	13'065
6	Italy*	7'280	490	6'787	460	5'797
7	France**	7'182	650	6'640	400	5'660
8	United Kingdom	6'840	822	6'018	504	5'203
9	Canada	5'511	246	5'265	603	4'008
10	Portugal	4'398	19	4'379	260	3'702
	Rest of the World	35'500	3'200	32'227	3'200	29'500
	Total	254'000	16'546	237'227	18'405	199'739

* till end of May 2012 ** till end of April 2012 © WWEA 2012

Fonte: *World Wind Energy Association* (2012).

A energia eólica, além de ser renovável e ambientalmente limpa, apresenta pelo menos três fatores simultâneos que justificam uma atenção especial, visando efetivá-la como fonte complementar à geração hídrica no parque gerador brasileiro: (i) o vasto potencial eólico nacional; (ii) sua distribuição geográfica que se estende também pelo interior do país em áreas socialmente carentes; (iii) a possibilidade de complementação da energia produzida pela geração eólica com as hidrelétricas (BRASIL, 2009, p. 1). Em 2010, a potência instalada para geração eólica no país aumentou 54,1%. Segundo o Banco de Informações da Geração (BIG), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o parque eólico nacional cresceu 326 MW, alcançando 928 MW ao final de 2010, em decorrência da inauguração de catorze parques eólicos (BRASIL, 2011, p. 14).

Dentre os fatores justificadores da utilização da geração eólica, pode ser destacada a sua utilização para a geração de eletricidade em locais onde a rede de distribuição tradicional não chega, tal como acontece em muitos municípios brasileiros, principalmente na região Nordeste. Essa região é particularmente favorecida pelos ventos tanto na faixa costeira que abrange Rio Grande do Norte, Ceará, Piauí e Maranhão, quanto na faixa interiorana que se inicia no mar do Piauí até o norte de Minas Gerais (BRASIL, 2009). Uma forma de aproveitar esse potencial eólico para atender às necessidades dessas localidades seria a utilização de equipamentos de pequeno porte que suprissem as demandas locais de forma simples e com custo atrativo. Além disso, um estudo específico para cada região seria realizado para tornar a utilização dos recursos a serem empregados mais eficientes e verificar a viabilidade da instalação.

De acordo com a potência gerada, turbinas eólicas podem ser classificadas como: grande porte (acima de 1MW), médio porte (40kW – 1MW) e pequeno porte (abaixo de 40kW). Grandes turbinas são conectadas diretamente à rede e usadas em grandes plantas de potência, enquanto as pequenas turbinas são usadas para produzir energia elétrica em locais distantes da rede elétrica, tal como localidades isoladas (LANZAFAME & MESSINA, 2009). A tecnologia dos aerogeradores de grande porte pode ser considerada como estabelecida e bem sucedida, pois, atualmente, tais turbinas são utilizadas com sucesso em diversos países. No entanto, o mesmo não pode ser dito a respeito dos pequenos aerogeradores, que ainda são incipientes no que diz respeito ao desenvolvimento tecnológico e à pesquisa.

A norma IEC 61400-2 (2006) define turbinas de pequeno porte como máquinas que têm uma área varrida menor que 200m² gerando uma tensão menor que 1000 V a.c. ou 1500 V d.c. Tais turbinas têm um grande potencial, por exemplo, para serem utilizadas na produção de energia elétrica em locais remotos. No entanto, estas turbinas apresentam alguns problemas, destacando-se breve vida útil, inexistência de curvas de desempenho e projetos que não seguem os padrões de segurança. Um dos motivos para que isso ocorra é a falta de programas governamentais que forneçam subsídios para os fabricantes de pequenos aerogeradores. Outro fator que contribui para a

existência destes problemas é o fato que estes equipamentos são frequentemente comercializados por particulares, de tal forma que não são aplicadas as competências profissionais que existem nas turbinas de médio e grande porte (RUIN & THOR, 2006).

O estudo experimental é fundamental na caracterização do escoamento sobre as pás de um aerogerador. Para a realização de tal estudo, é necessária a execução de vários testes que são dispendiosos e de instrumentação complexa. Nesse contexto, a simulação computacional apresenta-se como uma ferramenta auxiliar viável, pois pode ser utilizada em geometrias complexas, tal como uma turbina eólica, dentro de um tempo admissível (CARNEIRO et al., 2009).

Grande parte dos problemas de engenharia envolve o escoamento turbulento, o qual possui um comportamento caótico com flutuação dos valores de todas as propriedades envolvidas. Ao selecionarmos um volume de controle em um ponto qualquer de um escoamento turbulento, haverá uma intensa mistura entre as propriedades transportadas. Isso acontece devido aos turbilhões gerados pela turbulência. Dessa maneira, ocorre variação da quantidade de movimento no volume. A solução computacional das equações para o escoamento turbulento se torna muito cara e demorada devido às flutuações. Por causa disso, as equações instantâneas são manipuladas para tornar os cálculos mais acessíveis. As equações que resultam dessa manipulação passam a ter variáveis adicionais e é a partir daí que surge a necessidade de modelos numéricos para a solução desses problemas adicionais. Esses são conhecidos como modelos de turbulência e foram desenvolvidos com o objetivo de resolver, de maneira mais realista, os efeitos da turbulência (FERNANDES, 2009a).

Aerofólios que proporcionam baixo arrasto foram desenvolvidos pela NACA, antecessora da NASA, a partir da década de 30. Estudos foram realizados para chegar a aerofólios nos quais o escoamento fosse, em sua maior parte, laminar, pois isso atrasaria a formação da esteira turbulenta e, consequentemente, ocorreria a diminuição do arrasto. Esta característica, desses perfis aerodinâmicos, os qualifica para serem utilizados em aplicações onde a sustentação é primordial, indústria eólica por exemplo. Atualmente, existe uma tendência de as empresas desenvolverem seus próprios perfis, com características específicas para cada aplicação, mas os perfis NACA ainda são muito utilizados tanto na indústria quanto em pesquisa.

O desempenho de uma turbina eólica pode ser representado através de um gráfico do Coeficiente de Potência (Cp) em função da velocidade específica (λ) (BURTON et al., 2001). O coeficiente de potência (Equação 1) representa o percentual da potência disponível no vento que pode ser aproveitada pelo aerogerador, ou seja, é definido como a razão entre a potência mecânica extraída pelo eixo do rotor (P) e a potência disponível na corrente livre para a área varrida pelo rotor (P_0). A velocidade específica (Equação 2) representa a razão entre a velocidade linear na ponta da pá (ΩR) e a velocidade na corrente livre (V).

$$C_p = \frac{P}{P_0} \tag{1}$$

$$\lambda = \frac{\Omega . R}{V} \tag{2}$$

Escolhendo-se o perfil aerodinâmico, o diâmetro do rotor e a velocidade específica de projeto, é possível determinar a geometria, torção e afilamento das pás. A partir desta geometria, é possível construir as pás, de modo que as mesmas possam ser testadas e suas curvas de desempenho sejam obtidas. Comparando as diferentes curvas, é possível saber para qual velocidade específica será obtido o melhor desempenho, ou seja, o maior coeficiente de potência para aqueles parâmetros, aerofólio e diâmetro, escolhidos.

Todas as considerações abordadas acima motivaram o desenvolvimento deste trabalho: calibração do modelo de turbulência k-ω SST para turbinas eólicas de pequeno porte através de avaliação numérica e experimental.

2. OBJETIVO

O objetivo desta dissertação foi calibrar o modelo de turbulência k-ω SST para turbinas eólicas de pequeno porte através da comparação entre resultados de simulação numérica e testes de campo.

Desta forma, os objetivos específicos deste trabalho foram:

- Projetar e construir pás de pequenos aerogeradores, utilizando os perfis NACA 0012 e NACA 4412;
- Realizar testes de campo;
- Fazer testes de sensibilidade do modelo numérico a parâmetros de ajustes das simulações;
- Comparar as simulações com os testes de campo;
- Investigar se o(s) parâmetro(s) que ajustou(aram) a pá construída com o perfil NACA 0012, que é um perfil simétrico, é(são) o(s) mesmo(s) que ajustou(aram) a pá construída com o perfil NACA 4412, que é um perfil cambado.

3. REFERENCIAL TEÓRICO

Wright & Wood (2004) realizaram um estudo sobre o comportamento durante a partida de um aerogerador de pequeno porte. O desempenho de partida de uma turbina tripá de eixo horizontal e com um diâmetro de 2 metros foi medido em testes de campo e comparado com o resultado obtido através de uma análise de elemento de pá quase-permanente. Estimativas precisas da aceleração do rotor, usando uma combinação de dados interpolados de aerofólio e equações genéricas para a sustentação e arrasto em altos ângulos de ataque, foram feitas para um grande intervalo de velocidades do vento. Os resultados da teoria do elemento de pá sugerem que maior parte do torque de partida é produzida próximo ao *hub*, enquanto que a maior parte do torque que produz potência vem da região da ponta da pá.

Hu et al. (2006) apresentaram um estudo do atraso de *stall* em aerogeradores de eixo horizontal (HAWT). Foram empregadas três técnicas distintas: Análise de Camada Limite, Simulação Numérica e Medição Experimental. Na análise de camada limite, os efeitos da rotação do rotor, no escoamento, foram investigados através da resolução das equações tridimensionais da camada limite. Foi assumido um perfil de velocidade linear. Os resultados obtidos foram comparados com as outras duas análises realizadas. De forma geral, mostrou-se que o movimento de rotação tende a atrasar o descolamento quando comparado com a situação estacionária (2D).

Dalili et al. (2009) apresentaram uma análise dos danos causados pelo congelamento, colisão de insetos e erosão no desempenho de turbinas eólicas, de forma que todos esses fatores afetam principalmente as pás. Foram analisadas as consequências desses problemas e algumas formas de combatê-los, que já são utilizadas ou que possam vir a ser, foram comentadas.

Whale (2009) reportou um sistema simples para o monitoramento do sistema de proteção por 'embadeiramento' de uma turbina eólica de pequeno porte com um custo total dos componentes acessível para os fabricantes. O sistema *(Blade Pitch Measurement System – BPMS)* foi projetado e construído pelo *Research Institute of Sustainable Energy (RISE)*. Os resultados mostraram que o BPMS obteve sucesso no registro do comportamento do mecanismo nos testes de campo com uma turbina eólica de 20kW e com outra de 30kW. O BPMS mostrou um potencial para ser um sistema efetivo e de baixo custo para os fabricantes de pequenos aerogeradores e assim permitindo aos mesmos assegurarem a confiabilidade dos seus mecanismos de proteção contra velocidades excessivas.

Lanzafame & Messina (2009) investigaram um novo *layout* para pás de aerogeradores de pequeno porte. O objetivo deste novo *layout* é conseguir construir pás de baixo custo, mas que tenham alto coeficiente de potência. As pás são divididas em duas partes, com ângulo de *pitch* distintos, e com as seguintes características: sem torção, com afilamento e um *winglet* conectando

as duas. A escolha do ângulo de *pitch* tomou como base a obtenção da melhor condição aerodinâmica e maximização do coeficiente de potência.

Adaramola & Krogstad (2011) apresentaram um estudo, realizado em um túnel de vento, das características de desempenho de uma turbina eólica (*downstream*) operando na esteira de outra turbina (*upstream*). As condições de operação da turbina *upstream* foram variadas. Os efeitos no desempenho da turbina *downstream* devido à distância de separação entre as turbinas e à quantidade de potência extraída da turbina *upstream* foram analisados. As informações obtidas podem ser importantes para a validação de estudos computacionais, e também podem fornecer um melhor entendimento da estrutura do escoamento na esteira.

Rajakumar & Ravindran (2012) apresentam uma abordagem para a determinação dos coeficientes de desempenho aerodinâmico de uma turbina eólica de eixo horizontal. A torção ótima das pás do aerogerador foi avaliada com base na teoria do momento do elemento de pá (*BEM*). Para uma dada velocidade do vento e velocidade angular do rotor, foi mostrado que o máximo coeficiente de potência (Cp) é alcançado quando o valor do ângulo de torção está de acordo com um programa baseado na teoria do *BEM* que, por sua vez, depende da variação do Cl e do Cd com o ângulo de ataque em cada seção. Resultados mostraram que o ângulo de ataque ótimo e o ângulo de torção ótimo melhoram o desempenho do aerogerador.

Lanzafame et al. (2013) desenvolveram um projeto usando códigos numéricos unidimensionais (1D) e tridimensionais (3D). A geometria das pás de uma turbina eólica foi projetada utilizando um código, desenvolvido pelos autores, baseado na teoria do *BEM* 1D enquanto que uma código de *CFD* 3D foi utilizado para validar o projeto, avaliar o desempenho e os erros. O programa utilizado para a realização das simulações computacionais foi o '*Ansys Workbench* 13.0'. A turbina eólica *NREL PHASE* VI foi modelada para calibrar e validar o modelo, utilizando dados experimentais de potência mecânica. Depois disso, um micro rotor (projetado utilizando o código *BEM*) foi modelado seguindo os mesmos critérios e, em seguida, foi construído.

Na modelagem tridimensional, que utilizava um modelo de turbulência que levava em conta a transição laminar-turbulenta, a discretização espacial, a malha e os parâmetros de correlação *SST* foram otimizados, adicionalmente os efeitos de rotação foram levados em conta por meio do uso de um modelo com estrutura móvel de referência. Inicialmente, uma malha tetraédrica, não estruturada, foi gerada e testada, sendo convertida posteriormente em uma geometria poliédrica para reduzir o número de células e melhorar a precisão do modelo. A geometria poliédrica reduziu os erros e, consequentemente, deixou os resultados mais próximos dos dados experimentais.

O modelo foi validado através da comparação entre os resultados das simulações e os dados experimentais (*NREL PHASE VI)*. As variáveis locais de correlação do modelo de turbulência foram otimizadas utilizando uma série de simulações bidimensionais com aerofólios, o que

melhorou a confiabilidade do modelo. Os erros encontrados foram menores que 6% para todas as simulações. As mesmas simulações foram realizadas utilizando o modelo completamente turbulento k-ω SST para demonstrar as capacidades do modelo de transição modificado em aplicações envolvendo turbinas eólicas. O modelo completamente turbulento se mostrou falho para predizer adequadamente a potência mecânica quando os aerofólios estavam sob *stall*. Através da comparação dos resultados entre o modelo 3D e o código *BEM* 1D, ficou demonstrado a validade do modelo unidimensional, sobretudo considerando a sua baixa carga computacional.

Utilizando o mesmo critério, foi desenvolvido um modelo (*CFD*) tridimensional de uma micro turbina eólica, que foi projetada utilizando o código 1D, de tal forma que os resultados numéricos e experimentais foram comparados. Os testes experimentais foram realizados em túnel de vento.

Simic et al. (2013) investigaram a viabilidade econômica e a produção de energia de turbinas eólicas de pequeno porte. Os resultados indicaram que dois fatores, que não são claramente apresentados pelos fabricantes, podem ter um impacto significante na viabilidade econômica do equipamento. Estes dois fatores são o formato da curva de potência e a razão entre a potência nominal e a área varrida pelo rotor.

O formato da curva de potência – e não somente a potência nominal – é importante na determinação da quantidade de energia elétrica produzida anualmente. Locais com a mesma velocidade de vento média, mas diferentes distribuições de probabilidade de velocidade podem atingir altos desempenhos quando utilizarem turbinas com diferentes curvas de potência mesmo que suas potências nominais sejam as mesmas. Além disso, no mesmo local, uma turbina com menor potência nominal, mas com um formato de curva de potência mais favorável pode entregar mais energia elétrica que uma turbina com uma potência nominal maior, porém com um formato de curva de potência menos favorável.

O mercado de turbinas eólicas de pequeno porte está em seu estágio inicial e significantes discrepâncias entre produtores destes equipamentos podem ser observados. As mais importantes são as diferenças entre as potências nominais específicas, ou seja, a potência nominal relativa à área varrida pelo rotor.

Singh & Ahmed (2013) apresentaram um projeto e os resultados de testes de desempenho de um aerogerador de eixo horizontal de pequeno porte com uma potência máxima de 400 W a uma velocidade do vento de 12,5 m/s. O rotor, que possuía duas pás, tinha um diâmetro igual a 1,26 m e foi projetado para aplicações em baixos números de Reynolds, para uma velocidade do vento entre 3 e 6 m/s. As pás apresentavam torção, afilamento e o aerofólio AF300 na sua seção transversal. O AF300 foi projetado para operar com número de Reynolds variando de $0{,}75 \times 10^5$ até 2×10^5 para aplicações em pás de pequenas turbinas eólicas. Adicionalmente, tal

aerofólio tem bordo de fuga plano para melhorar a rigidez estrutural e para alcançar um elevado ângulo de stall, que no caso era igual a 14°. A melhoria na rigidez permitiu a utilização de materiais mais leves o que, por sua vez, reduziu a inércia do rotor e, consequetemente, resultou em baixo torque de partida e velocidade de entrada (velocidade do vento mínima na qual o aerogerador desenvolve potência útil).

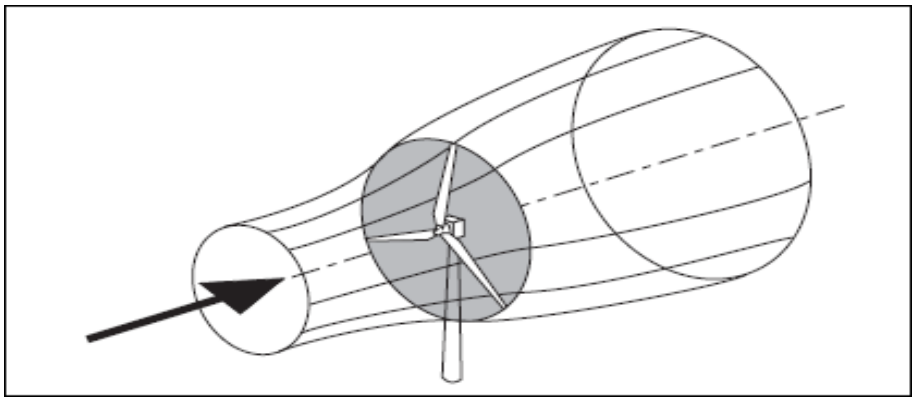
A turbina foi testada com ângulos de *pitch* iguais a 15°, 18° e 20°, sendo o melhor desempenho apresentado com o ângulo de 18°. O desempenho do rotor projetado foi comparado com o rotor de três pás com diâmetro de 1,16 m. O rotor bipá apresentou menores velocidades de entrada e maiores coeficientes de potência em baixas velocidades de vento (3 – 7 m/s).

4. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

4.1 CONCEITOS FUNDAMENTAIS

A energia contida nos ventos é inicialmente convertida em energia mecânica de rotação do eixo do aerogerador, sendo posteriormente convertida em energia elétrica. Desta forma, a energia cinética do vento é aproveitada para a produção de energia elétrica por intermédio da turbina eólica. Como efeito, a velocidade do vento que passa através do aerogerador é reduzida. Admite-se que o ar que passa ao redor do rotor não é influenciado pelo ar que passa através do mesmo. De acordo com o princípio de conservação da massa, as massas de ar a montante e a jusante da turbina são iguais. A Figura 2 apresenta o tubo de corrente, que é o volume de controle que contém a massa de ar, através do qual ocorre a variação de área devido à incompressibilidade do fluxo de ar, de tal forma que a desaceleração do ar é compensada pelo aumento da área.

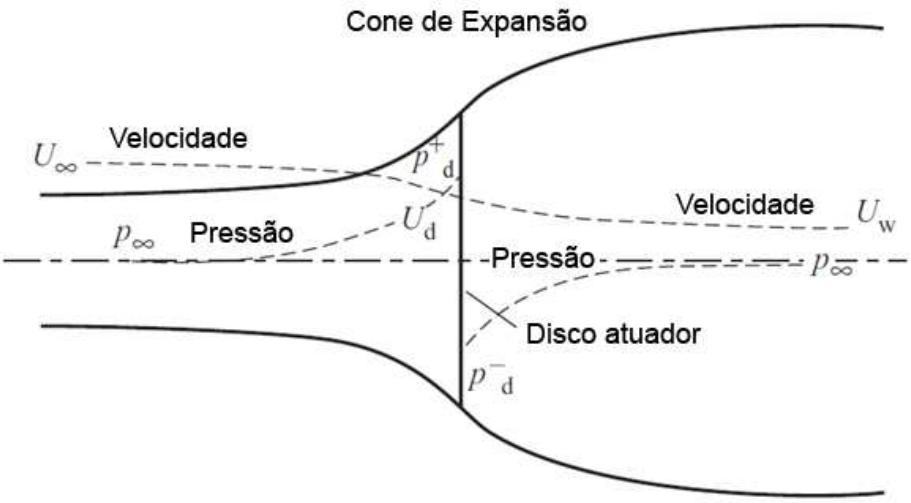
Figura 2 – Tubo de Corrente



Fonte: BURTON et al. (2001).

A análise do comportamento aerodinâmico do fluxo através do rotor será preliminarmente feita considerando apenas os processos de extração de energia. Dessa forma, o rotor é considerado como sendo um disco, denominado disco atuador, através do qual tais processos ocorrem. A Figura 3 apresenta as variações de pressão e velocidade através deste e ao longo do tubo de corrente.

Figura 3 – Extração de energia através do disco atuador



Fonte: Burton et al. (2001)

A massa de ar por unidade de tempo que passa através de uma seção qualquer do tubo de corrente é dada por ρAV, onde ρ é a densidade do ar, A é a área da seção transversal e V é a velocidade do fluxo. Como o fluxo de massa se conserva ao longo do tubo tem-se que:

$$\rho AV = \rho A_d V_d = \rho A_w V_w \tag{3}$$

O primeiro termo da Equação 3 representa o fluxo a montante não perturbado pelo rotor, o segundo termo indica as condições no disco e o terceiro termo se refere ao fluxo após o disco.

A presença da turbina causa uma desaceleração gradual no fluxo de ar a montante, de modo que quando o ar alcança o disco rotor sua velocidade já é um pouco menor que velocidade de corrente livre. A redução de velocidade do fluxo no rotor é dada por $-aV$, onde a representa o fator de indução axial. Logo, a variação na velocidade do vento até o rotor está representada na Equação 4. O fator a indica porcentagem da energia cinética do fluxo livre que é transferida para o disco rotor.

$$V_d = (1 - a)V \tag{4}$$

A taxa de variação de momento através do disco será igual à variação global de velocidade multiplicada pelo fluxo de massa:

$$Taxa\ de\ Variaçao\ de\ Momento = (V - V_w)\rho A_d V_d \tag{5}$$

A força decorrente da diferença de pressão através do disco atuador é responsável por essa variação de momento, pois o tubo de corrente é completamente circundado por ar à pressão atmosférica, o que significa que a força líquida, decorrente dessa pressão, será igual a zero. Portanto, temos que:

$$(p_d^+ - p_d^-)A_d = (V - V_w)\rho A_d V(1 - a) \tag{6}$$

A determinação da diferença de pressão é feita pela aplicação da Equação de *Bernoulli* em seções antes e depois do disco. Isto se faz necessário, pois a energia total é diferente a montante e a jusante do disco.

A montante e a jusante, respectivamente:

$$\frac{1}{2}\rho V^2 + p = \frac{1}{2}\rho V_d^2 + p_d^+ \tag{7}$$

$$\frac{1}{2}\rho V_w^2 + p = \frac{1}{2}\rho V_d^2 + p_d^- \tag{8}$$

Subtraindo estas equações:

$$(p_d^+ - p_d^-) = \frac{1}{2}\rho(V^2 - V_w^2) \tag{9}$$

Após a realização de algumas manipulações algébricas chega-se à Equação 10.

$$V_w = (1 - 2a)V \tag{10}$$

É possível observar que metade da perda de velocidade axial ocorre antes e a outra metade ocorre depois do disco atuador.

A força sobre o disco será dada por:

$$F = (p_d^+ - p_d^-)A_d = 2\rho A_d V^2 a(1 - a) \tag{11}$$

A potência é dada pela força multiplicada pela velocidade e o coeficiente de potência será a razão entre esta potência e potência disponível no ar. Dessa maneira a potência extraída pelo

disco e o coeficiente são dados como:

$$Potencia = 2\rho A_d V^3 a(1-a)^2 \tag{12}$$

$$C_p = \frac{Potencia}{\frac{1}{2}\rho V^3 A_d} \tag{13}$$

$$C_p = 4a(1-a)^2 \tag{14}$$

Existe um coeficiente de potência máximo, com o valor de 0,593, que pode ser alcançado e é conhecido por limite de *Betz* (Equações 15 e 16). Esta limitação existe porque o tubo de corrente tem que se expandir antes do rotor e com isso possui uma seção transversal menor do que a área do disco na região a montante. Isto limita a quantidade de energia que pode ser extraída pelo disco.

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1-a)(1-3a) = 0 \tag{15}$$

O que resulta em um valor de a = 1/3.

$$(C_p) = \frac{16}{27} = 0{,}593 \tag{16}$$

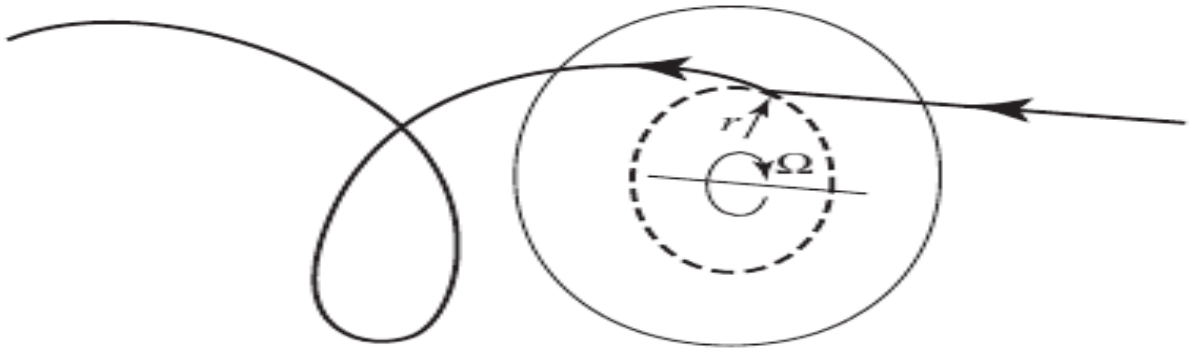
Pela conservação da quantidade de movimento angular, o torque exercido sobre o disco rotor resulta em um torque igual e no sentido oposto aplicado sobre o ar (Figura 4). Como resultado deste torque de reação, o ar, que ganha momento angular, gira no sentido contrário ao do rotor. O fluxo entrando no disco não possui movimento de rotação. Já o fluxo saindo tem velocidade angular e esta velocidade permanece constante à medida que o fluido se afasta do disco. A variação da velocidade tangencial do ar ocorre completamente através da espessura do disco e é representada pelo fator de indução tangencial a'. A velocidade tangencial antes do disco é zero. Imediatamente depois do disco esta velocidade é $2\Omega ra'$ e na metade da espessura, a uma distância radial r do eixo de rotação, a velocidade tangencial é $\Omega ra'$ (BURTON et al., 2001).

A Equação 17 apresenta o torque sobre o anel varrido pelo elemento (Figura 5). Este torque é igual à taxa de variação de momento angular do ar que passa através do anel.

$$\delta Q = \rho \delta A_d V(1-a)2\Omega a' r^2 \tag{17}$$

A velocidade tangencial e a velocidade axial variam com o raio do disco rotor. Isso causa uma variação no momento angular por todo o comprimento do disco, e por isso, quando se considera o disco rotor uma somatória de anéis analisados independentes um do outro, o torque em cada anel será a própria taxa de variação do momento angular (MANWELL et al., 2002).

Figura 4 – Trajetória de uma partícula de ar passando através do disco rotor

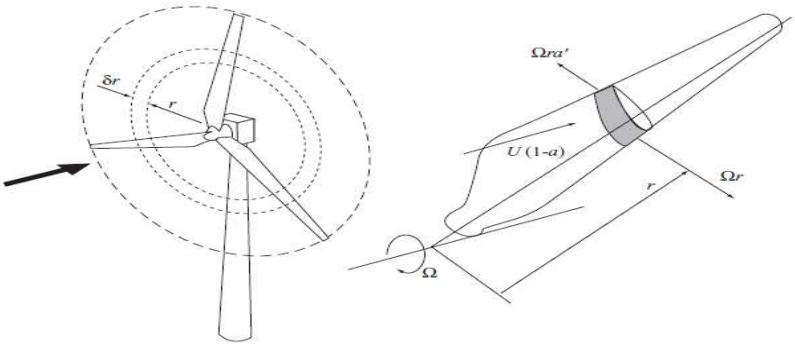


Fonte: BURTON et al. (2001).

4.1.1 Teoria do momento do elemento de pá – BEM

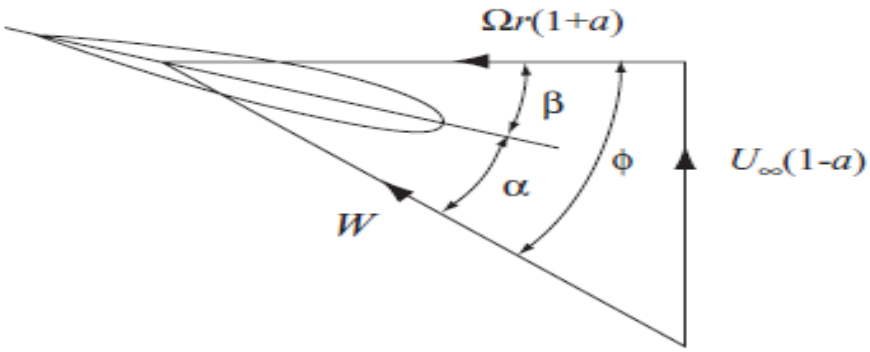
A teoria do Momento do Elemento de Pá analisa a pá dividida em N partes, de forma que cada uma delas receba fluxos de ar com características diferentes, à medida que possuem diferentes velocidades de rotação (ΩR), comprimentos de corda e ângulos de torção. Esta teoria toma por base o cálculo do fluxo em cada uma das partes da pá. A Figura 5 apresenta uma pá e um respectivo elemento. A velocidade resultante sobre o elemento é composta pela velocidade do vento e a rotação da pá. Na Figura 6 são apresentadas as componentes de velocidade sobre o elemento de pá. A velocidade resultante é dada pela Equação 18.

Figura 5 – Elemento de pá.



Fonte: Burton et. al. (2001).

Figura 6 – Velocidade resultante e suas componentes



Fonte: Burton et al. (2001).

$$W = \sqrt{(V^2(1-a)^2 + \Omega^2 r^2 (1+a')^2)} \tag{18}$$

A resultante W é inclinada de φ em relação ao plano de rotação e representa a forma como a pá percebe o escoamento. Dessa forma, tem-se que:

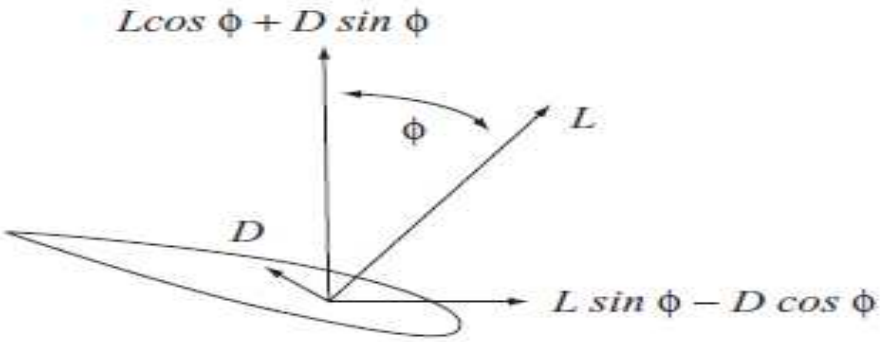
$$\sin\phi = \frac{V(1-a)}{W} \tag{19}$$

$$\cos\phi = \frac{\Omega r(1-a')}{W} \tag{20}$$

As forças que atuam sobre o elemento estão representadas na Figura 7. A força de

sustentação *(L)*, normal a W, e a força de arrasto *(D)*, paralela a W, também estão em destaque nessa figura. As Equações 21 e 22 apresentam, respectivamente, a força de sustentação e a força de arrasto.

Figura 7 – Forças sobre o elemento



Fonte: BURTON et al. (2001).

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

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

A premissa básica da teoria do BEM é que a força sobre cada elemento de pá é somente responsável pela variação de momento no ar que passa através do anel varrido por aquele elemento. A soma da contribuição de cada elemento resultará na força e no momento total sobre as pás.

A aplicação da conservação do momento linear e da conservação de momento angular torna possível a determinação do torque desenvolvido pelos elementos. Considerando o arrasto sobre as pás, o torque é dado por:

$$\delta Q = 4\pi\rho V(\Omega r)a'(1-a)r^2\delta r - \frac{1}{2}\rho W^2 N c C_d \cos(\phi) r\delta r \tag{23}$$

4.2 GEOMETRIA DAS PÁS

Além de aproveitar a energia cinética do vento, as turbinas eólicas precisam fazer isso da forma mais eficiente possível, sempre levando em conta fatores como custo, facilidade de construção e necessidade de manutenção. A obtenção do desempenho ideal, ou próximo a ele, é

influenciada pela forma de operação da turbina. Uma das formas de operação de turbinas é realizada pela variação da velocidade de rotação. Uma turbina operando com velocidade variável podem manter constante a velocidade específica (λ) requerida para que o coeficiente de potência máximo seja desenvolvido sem depender da velocidade do vento. Esta velocidade específica é conhecida como velocidade específica de projeto e é utilizada como um parâmetro de entrada para o projeto das pás. Na etapa de determinação da geometria, os efeitos de arrasto sobre as pás serão desprezados. No entanto, estes efeitos não devem ser negligenciados nos cálculos do torque e da potência (BURTON et al., 2001).

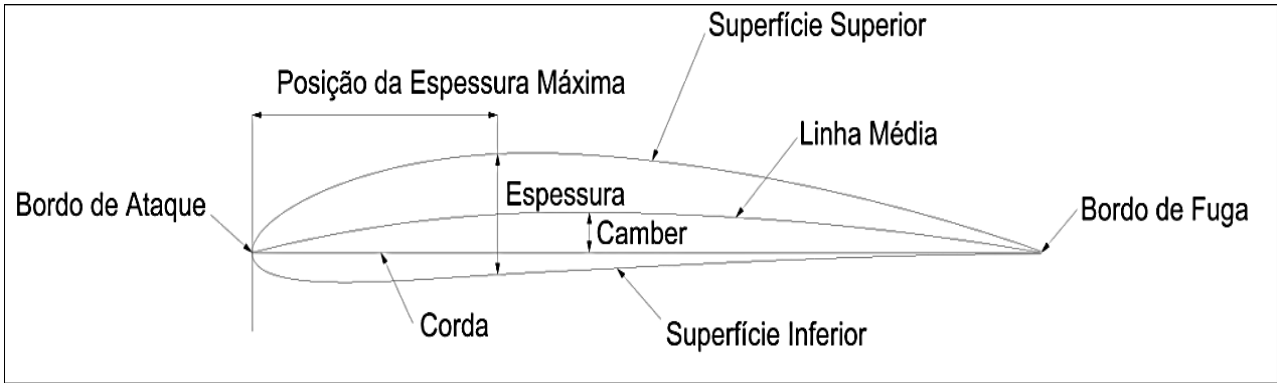
A geometria da pá é completamente caracterizada tanto pela variação da corda (c) quanto pela variação do ângulo de torção (β) ao longo da pá. Para que o projeto seja considerado um projeto ótimo é necessário que a relação entre a força de sustentação (L) e a força de arrasto (D) seja máxima. Estas forças aerodinâmicas são representadas pelos parâmetros adimensionais c_l e c_d, respectivamente. A variação do ângulo de ataque (α) implica na mudança destes coeficientes (c_l e c_d), e a partir deste comportamento é possível se obter curvas de variação envolvendo estas variáveis. O ângulo de ataque que dá a relação c_l/c_d máxima será utilizado como o ângulo de ataque de projeto e será mantido constante ao longo da pá.

Os aerofólios NACA são assim nomeados porque foram desenvolvidos pela NACA (*National Advisory Committee for Aeronautics*), instituição predecessora da atual NASA – *National Aeronautics and Space Agency*, agência espacial norte-americana. Duas características destes aerofólios têm maior importância que outras em termos de desempenho, são elas a curvatura da linha média e a distribuição da espessura ao longo dessa linha. Os quatro dígitos que definem essa série têm os seguintes significados:

- 1° Dígito – Camber máximo em porcentagem da Corda
- 2° Dígito – Localização do Camber máximo ao longo da Corda (Em décimos de corda)
- 3° Dígito e 4° Dígito – Espessura máxima em porcentagem da Corda

O *camber* corresponde à distância, perpendicular à corda, entre esta e linha média. A Figura 8 ilustra esta e outras das principais dimensões de um perfil aerodinâmico. (OLIVEIRA, 2011).

Figura 8 – Características de um perfil aerodinâmico



Fonte: OLIVEIRA (2011).

Considerando a velocidade específica de projeto e desenvolvendo as equações de conservação para que o coeficiente de potência máximo seja obtido, é possível obter uma equação que relaciona os parâmetros geométricos necessários para o projeto e a construção das pás. Esta relação é dada por:

$$\frac{N}{2\pi}\frac{c}{R}\lambda C_l = \frac{4\lambda^2\mu^2 a_r}{\sqrt{((1-a)^2+(\lambda\mu(1+a1))^2)}} \tag{24}$$

4.3 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

A análise numérica, através da simulação computacional, de problemas de engenharia está se tornando uma ferramenta muito útil para os engenheiros (FERNANDES, 2009b). Esse tipo de análise possui algumas vantagens quando comparada com o trabalho experimental, das quais se destacam um menor custo e um volume grande de informações de um mesmo sistema. Não obstante, a simulação computacional exige um estudo detalhado dos parâmetros utilizados para garantir que os resultados obtidos estejam de acordo com a realidade física que envolve o sistema de interesse.

CFD é a sigla em inglês para Dinâmica dos Fluidos Computacional. Consiste, basicamente, na análise utilizando métodos numéricos, de problemas de transporte diversos. Pode ser aplicada para a solução de problemas que envolvem movimento de um fluido, transferência de calor e processos que envolvem reações químicas através de simulação. Exemplos desses problemas são: aerodinâmica de veículos e aeronaves, hidrodinâmica de navios, motores de combustão interna, turbomáquinas etc. A análise de problemas por meio de simulação fornece uma grande quantidade de informações em um tempo relativamente curto, se comparado à análise experimental. Esses dois

tipos de análise em conjunto tornam um projeto mais confiável e seguro. O código CFD é estruturado em torno de um algoritmo numérico capaz de lidar com problemas de escoamento. Este é dividido em três etapas: Pré-processamento, Solução e Pós-processamento.

O OpenFOAM (TABOR et al., 1998) é um pacote de fluidodinâmica computacional (CFD) gratuito de código livre e estruturado, utilizado para operar e manipular campos tensoriais aplicados em CFD, com capacidades de geração de malha, obtenção da solução e pós-processamento. Esse programa tem a possibilidade de usar três categorias de modelos de turbulência: RANS (Reynolds-Averaged Navier-Stokes), LES (Large Eddy Simulation) e DNS (Direct Numerical Simulation), para tratar de escoamentos turbulentos.

No escoamento turbulento, há uma intensa mistura entre as propriedades transportadas devido aos turbilhões gerados pelo mesmo. Tensões de cisalhamento turbulentas surgem em função da intensa troca de quantidade de movimento entre as regiões do escoamento. Essas tensões são normalmente aproximadas pelos tensores de Reynolds e são adicionadas às tensões já existentes. Em 1877, Boussinesq postulou que a transferência de momento existente no escoamento turbulento pode ser modelada considerando-se a viscosidade turbulenta (VERSTEEG & MALALASEKERA, 2007). Essa aproximação consiste em relacionar os tensores de Reynolds a essa viscosidade.

Alguns modelos foram desenvolvidos com o objetivo de resolver de maneira mais realista os efeitos da turbulência, os quais são conhecidos como modelos de turbulência. Os modelos de turbulência utilizados neste trabalho são do tipo RANS (Reynolds-Averaged Navier-Stokes), os quais têm a atenção de seus esforços computacionais voltados para as médias das propriedades do escoamento e como a flutuação impacta sobre elas.

4.3.1 Modelo k-ε

O modelo de turbulência k-ε é um dos mais usados em simulações computacionais. Este é um modelo que inclui duas equações extras de transporte para representar as propriedades turbulentas do escoamento, de tal forma que efeitos como convecção e difusão da energia turbulenta possam ser contabilizados. A primeira variável adicional de transporte é a energia cinética turbulenta, k, através da qual se determina a energia do escoamento turbulento. A outra variável é a dissipação de energia turbulenta, ε, que determina a escala da turbulência (CFD ONLINE, 2012).

Por meio dessas duas variáveis pode-se calcular a viscosidade turbulenta (μ_t). As Equações (25), (26) e (27) apresentam as fórmulas para estimar k, ε, e μ_t, respectivamente:

$$k = \frac{[(u')^2 + (v')^2 + (w')^2]}{2} \tag{25}$$

$$\varepsilon = \frac{k^{\frac{2}{3}}}{Z} \tag{26}$$

$$\mu_t = \rho C_\mu \frac{k^2}{\varepsilon} \tag{27}$$

Onde u', v' e w' são as flutuações de velocidade nas direções x, y e z respectivamente, ρ é a massa específica do fluido e C_μ é uma constante adimensional.

4.3.2 Modelo k-ω

O modelo k-ω (WILCOX, 2004) é também um modelo de duas equações, uma para k, que é igual à equação do modelo anterior, e uma para ω, que é descrito como a dissipação específica da energia turbulência. As Equações (27) e (28) apresentam as relações utilizadas para calcular ω e μ_t respectivamente:

$$\omega = \frac{\varepsilon}{kB^*} \tag{28}$$

$$\mu_t = \frac{\rho k}{\omega} \tag{29}$$

em que β* é uma constante do modelo k-ω e ajusta o cálculo da viscosidade turbulenta, após o cálculo de k e ω. Outros parâmetros importantes são a intensidade de turbulência (I), que indica em média quanto da velocidade de corrente livre oscila, percentualmente, em torno do valor médio, e o comprimento característico turbulento (L_w), que representa o tamanho do menor vórtice não-turbulento, pois todos que se formam já surgem a partir da 'quebra' deste vórtice, formando a cascata de vórtices, que se espera ser modelada pelo k-ω.

$$L_w = k\omega \tag{30}$$

O maior problema desse modelo se dá na condição de contorno de corrente livre, onde k e ω tendem a zero (0), pois isso torna a condição de contorno da viscosidade turbulenta indeterminada. Consequentemente um valor não nulo deve ser especificado e o resultado tende a depender do valor assumido de ω na corrente livre.

4.3.3 Modelo k-ω SST

O modelo k-ω SST (MENTER, 1993), com o objetivo de amenizar as limitações do modelo k-ômega, resolve o problema através da união, por uma função de transição, do k-ômega com o k-épsilon. O primeiro é aplicado nas regiões próximas da parede e o segundo é aplicado nas regiões completamente turbulentas afastadas da parede (corrente livre). Cada um deles é aplicado onde seus resultados são mais precisos.

Para isso, é inserido no modelo uma função de transição. Essa função realiza a mudança entre os dois modelos para evitar instabilidades numéricas. Ela assume os seguintes valores de acordo com a distância da parede e do número de Reynolds:

- Zero na parede;
- A unidade distante da parede.

Produz também uma transição suave em uma distância média entre a parede e a borda da camada limite.

5. METODOLOGIA

5.1 PROJETO

A partir das equações apresentadas na seção anterior, foram calculadas, por meio de uma planilha eletrônica, as dimensões de cada seção transversal das pás. Os parâmetros, comuns aos dois projetos, utilizados estão apresentados na Tabela 1. Os parâmetros dos aerofólios (*Airfoil Investigation Database, 2011*) estão apresentados nas Tabelas 2 e 3.

Tabela 1 – Parâmetros de projeto.

Parâmetros	**Valores**
Número de Reynolds (Re)	500000
Velocidade da corrente livre	6,5 m/s
Lambda (λ)	5
Número de pás (N)	3
a	1/3
Raio	1,5 m
π	3,1416

A idéia inicial era construir as pás com λ igual a sete (7), porém, isso tornaria as últimas seções transversais muito pequenas, o que impactaria na etapa de construção. Após análise, foi identificado que λ igual a cinco (5) viabilizaria a construção das pás, pois se tratava de um o valor que facilitava a construção das pás e encontrava-se dentro da faixa de valores de λ indicados para turbinas eólicas de três pás (Burton et al., 2001).

As Figuras 9 e 10 apresentam os desenhos dos dois perfis.

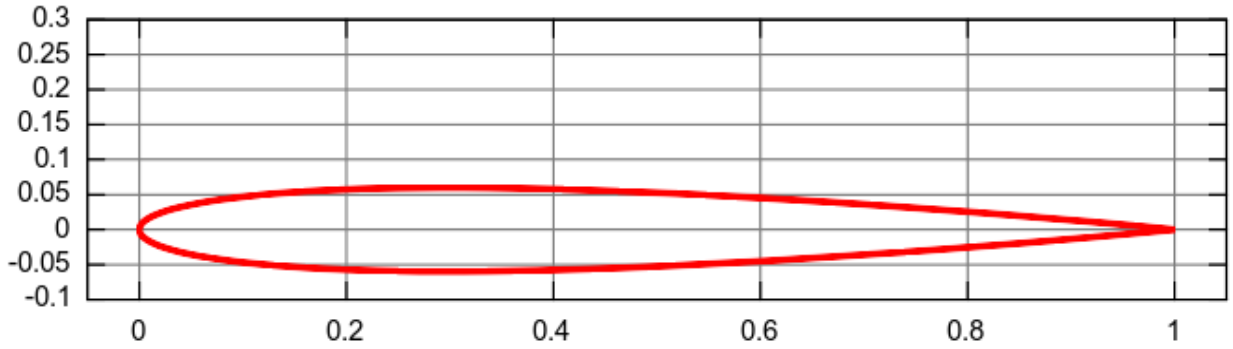
Tabela 2 – Características do perfil NACA 0012.

Parâmetros	**Valores**
Espessura	12%
Camber	0%
cl max	0,972
Cl max L/D	0,84
Ângulo de stol (φ)	7,5°
Ângulo de zero lift	0°

Tabela 3 – Características do perfil NACA 4412.

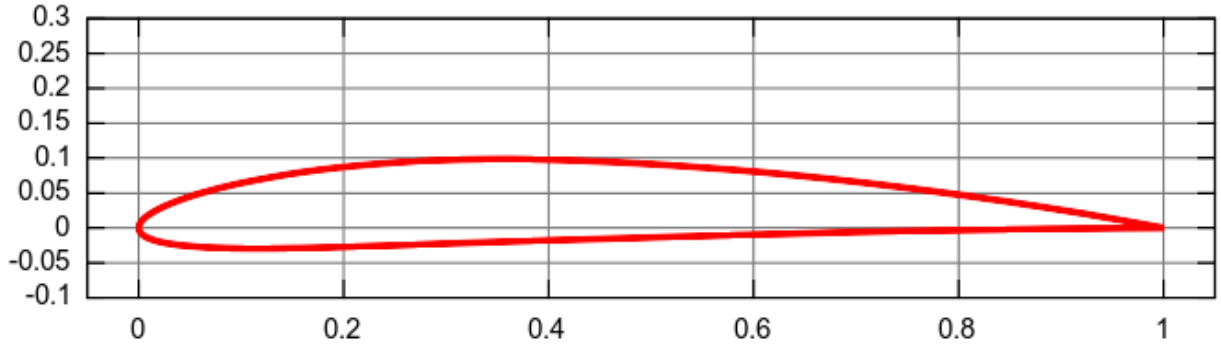
Parâmetros	**Valores**
Espessura	12%
Camber	4%
cl max	1,507
Cl max L/D	1,188
Ângulo de stol (φ)	6°
Ângulo de zero lift	-4°

Figura 9 – Perfil NACA 0012**.**



Fonte: *Airfoil Investigation Database* (2011).

Figura 10 – Perfil NACA 4412



Fonte: *Airfoil Investigation Database* (2011).

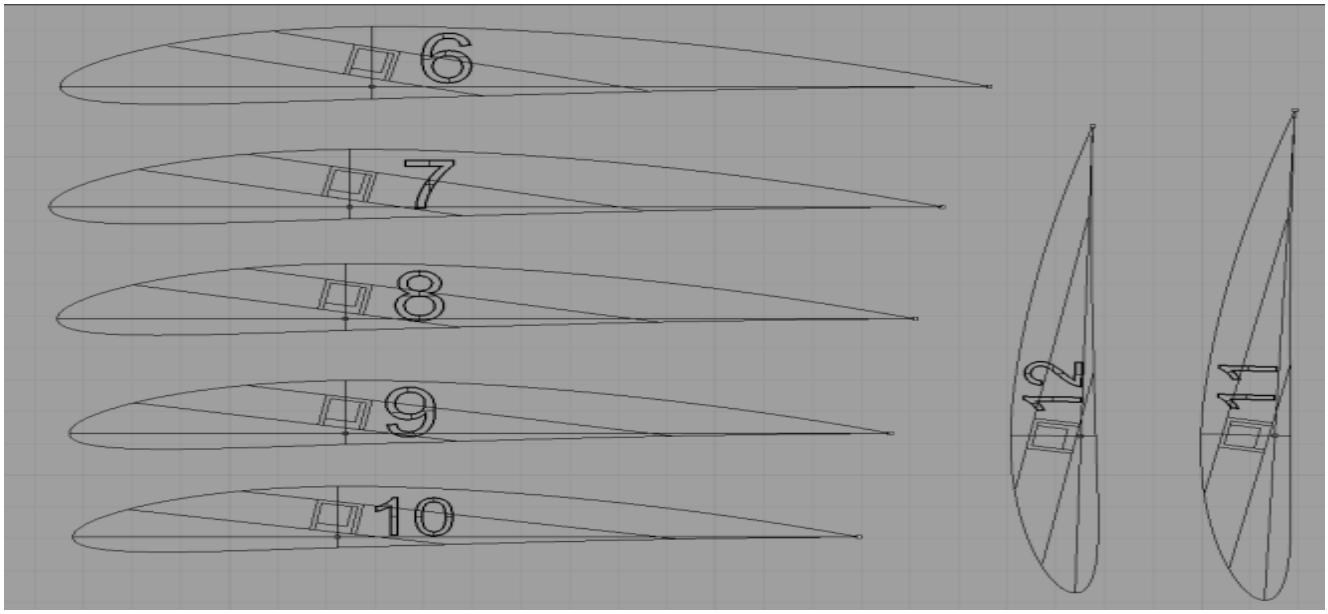
Existiam duas opções de projeto, um denominado ótimo e outro refinado. O primeiro resulta em pás com melhor desempenho, mas torna a construção mais complexa devido à geometria (afilamento e torção) resultante. Já o segundo, apesar de perder um pouco de desempenho,

possibilita uma construção mais simples. Embora as duas opções tenham sido calculadas, preferiu-se utilizar o projeto de construção mais fácil, por garantir confiabilidade de fabricação.

5.2 CONSTRUÇÃO DAS PÁS

Cada pá foi subdividida em vinte (20) seções, as quais foram desenhadas com o auxílio de um software CAD (*Computer Aided Design*) utilizando os valores obtidos na planilha de cálculo. Os desenhos (Figura 11) apresentam a localização, o formato e, para garantir a torção, a inclinação dos furos quadrados por onde deve ser montada a longarina de alumínio. Os furos se localizaram a 30% da corda, a partir do bordo de ataque, por conveniência estrutural (porção mais larga da seção).

Figura 11 – Desenho das seções.



Fonte: OLIVEIRA (2011).

Os seguintes materiais foram utilizados:

- Vinte e quatro (24) folhas de madeira Balsa;
- Seis (6) perfis de alumínio em U (longarinas) de 1,5 m de comprimento cada;
- Seis (6) perfis quadrados de alumínio maciço para reforço estrutural;
- Cartolina branca
- Resina
- Pregos

- Cola
- Parafusos
- Disco em aço para a fixação das pás ao eixo

As seções foram coladas nas folhas de madeira (Figura 12) para, em seguida, ser realizado o corte das mesmas. Por se tratar de três pás em cada aerogerador, duas folhas de madeira foram afixadas à primeira com pregos. Isto também garantiu um corte idêntico das seções.

Figura 12 – Seções coladas nas folhas de madeira.

Fonte: OLIVEIRA (2011).

Após o corte, foram executados os furos nas seções (Figura 13) e, em seguida, foi realizada a montagem nos perfis de alumínio. Os perfis de alumínio quadrado foram utilizados como reforço das longarinas, de tal forma que os mesmos foram fixados com rebites (Figura 14), na parte interna dos perfis em U. Adicionalmente, as cinco últimas seções foram montadas diretamente sobre o perfil quadrado, pois as mesmas apresentaram dimensões reduzidas.

Figura 13 – Seções cortadas

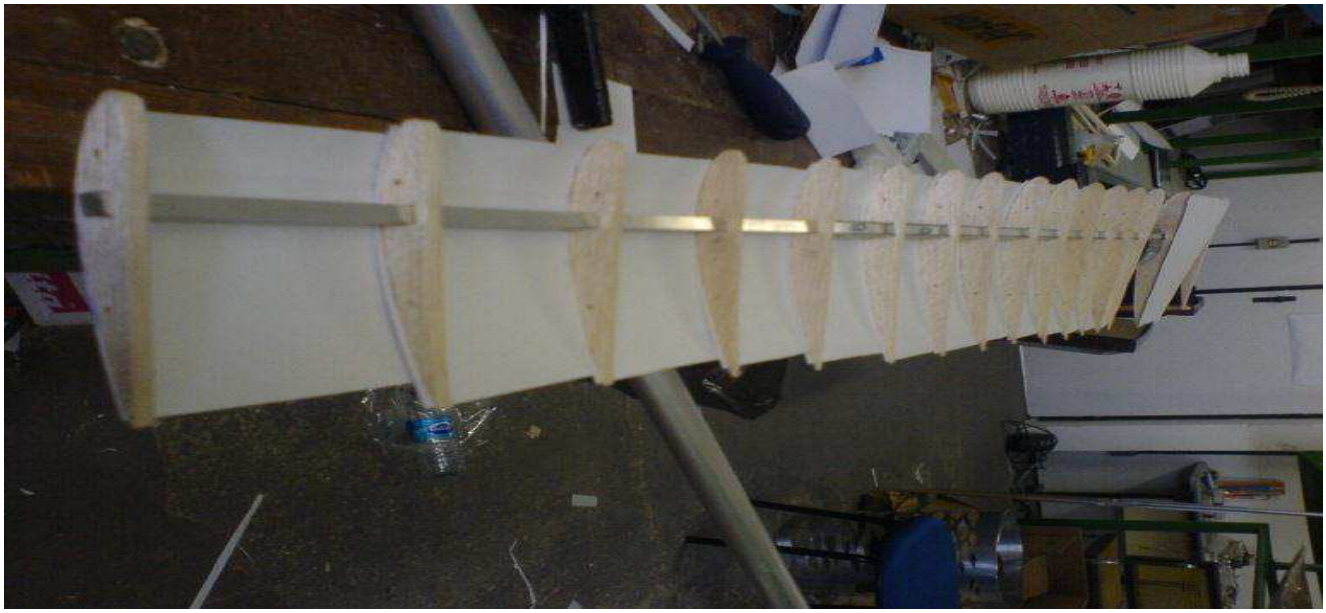
Fonte: OLIVEIRA (2011).

Figura 14 – Fixação dos perfis em “U” de alumínio

Fonte: OLIVEIRA (2011).

A cobertura das pás foi feita com cartolina, cola e duas demãos de resina para melhorar a rigidez. Na Figura 15, é apresentada a etapa de montagem de uma das pás. Por fim, as pás foram fixadas com parafusos ao disco do rotor.

Figura 15 – Montagem de uma das pás.



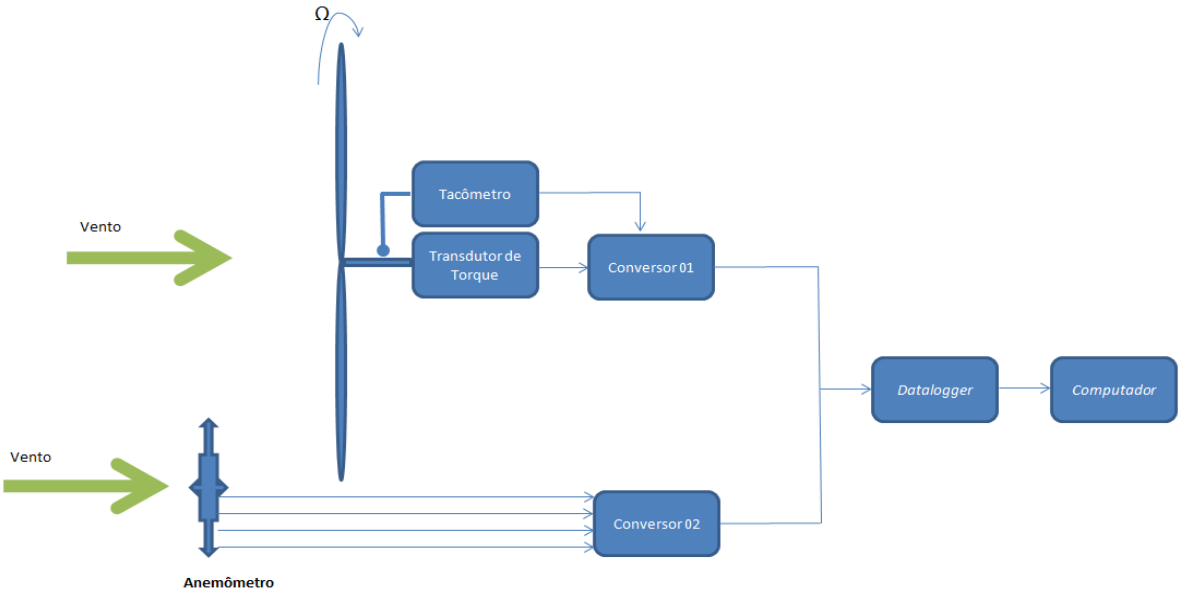
Fonte: OLIVEIRA (2011).

5.3 MONTAGEM DO SISTEMA DE MEDIÇÃO E TESTES DE CAMPO

O sistema de medição utilizado foi projetado e construído por LOPES (2011). A parte de medição e aquisição de dados do sistema como um todo foi baseada em aparatos destinados a medições de velocidade de vento, medições de torque e rotação no eixo do rotor. Os sinais de medição são gerados de forma analógica, o que exige o emprego de conversores A/D ligados a um *datalogger* que armazena as informações do sistema. Estas podem a qualquer momento serem acessadas pelo computador ligado a este (LOPES, 2011).

A Figura 16 apresenta um desenho esquemático do sistema utilizado para a medição e aquisição dos dados.

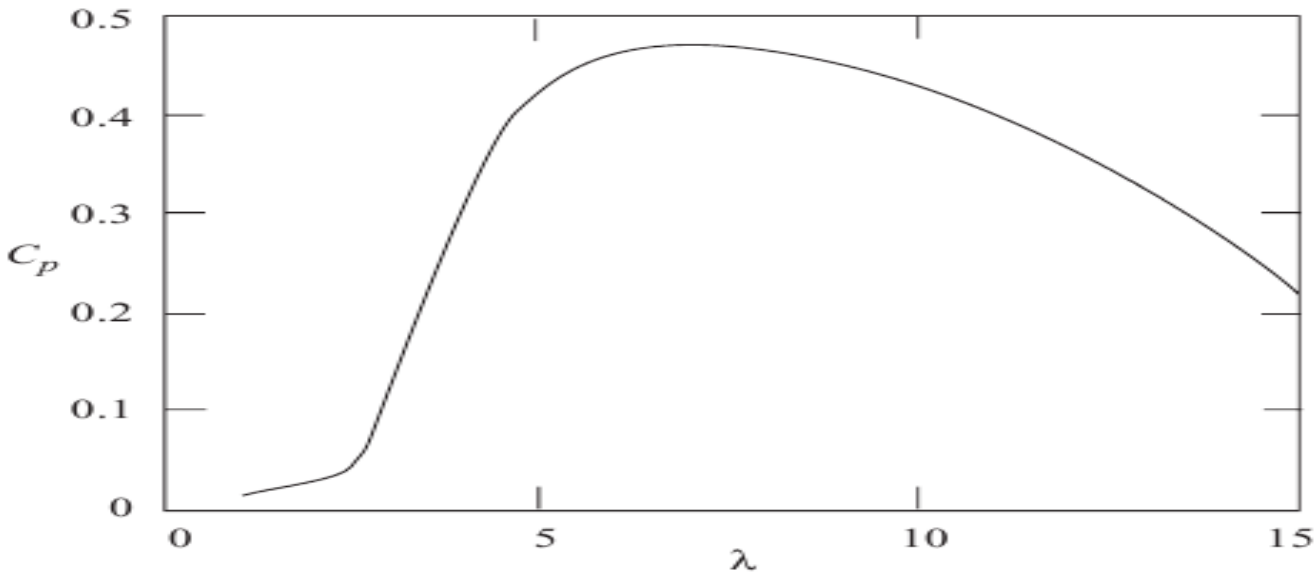
Figura 16 – Fluxograma de medição.



Fonte: LOPES (2011).

Através do sistema de medição, é possível obter dados de torque (Q), rotação (Ω) e velocidade do vento. Tais dados são fundamentais para descrição da potência mecânica do eixo e da velocidade específica das pás. A obtenção destes dados permite determinar a curva do coeficiente de potência (Cp) em função da velocidade específica na ponta da pá (λ). A Figura 17 apresenta uma curva Cp x λ de uma turbina eólica típica.

Figura 17 - Curva Cp x λ de uma turbina eólica



Fonte: BURTON et al. (2001)

A medição do torque é feita por um transdutor de torque importado de boa precisão (H 22, com erro ≤ ±0,3%), medindo de 0 a 200 N.m, em até 8.000 RPM. O transdutor converte torque em um sinal eletrônico com voltagem variando entre -5V e +5V, representando respectivamente, -200 N.m e +200 N.m. A rotação foi medida utilizando um tacômetro tradicional, modelo TADIG, T&S, equipamento de fabricação nacional, com limite de leitura de rotação até 10.000 RPM. É um equipamento baseado em um sensor indutivo de proximidade, que é montado próximo ao eixo de rotação principal. O tacômetro converte impulsos elétricos causados pela rotação da pá em um sinal com corrente variável entre 0 mA e -3 mA, representando uma rotação de 400 rpm. Para a medição da velocidade do vento foi utilizado um anemômetro ultrassônico. É um equipamento importado, da marca GILL, *Windmaster* 1590 PK-20, com precisão, a 12m/s, menor que 1,5% RMS. O equipamento registra a velocidade do vento em três direções, e gera um sinal com voltagem variável entre 0V e 5V - onde 0V representa -20 m/s e 5V equivalem a 20m/s – para cada direção.

Para que os dados fossem armazenados de forma ordenada para posterior tratamento matemático, um *datalogger* e dois conversores A/D de quatro canais, cada, foram empregados. Pelo arranjo proposto, ainda restaram dois canais de reserva, já que o transdutor de torque exigiu um canal, o tacômetro outro canal e o anemômetro quatro canais. O *datalogger* é importado, da marca PICO Technology, modelo EL 005 Enviromom. O conversor é do mesmo fabricante, modelo EL 037. O equipamento foi previamente testado em bancada com o tacômetro e com o anemômetro, com sinal de saída de 0-5Vcc ou 4-20mA, não apresentando problemas (LOPES, 2011).

As pás foram montadas e testadas em uma torre de 5m de altura. O local utilizado para os testes é um terreno aberto e com poucos obstáculos. O anemômetro também foi montado a uma altura de 5 m, utilizando um suporte específico para este fim.

O *datalogger* registrava a média dos valores a cada minuto, sendo que as informações eram lidas uma vez por segundo. Na Tabela 4 está representada uma amostra dos dados obtidos. A Tabela 5 apresenta os valores convertidos de torque, rotação e velocidade, de acordo com as conversões apresentadas, nas suas respectivas unidades.

Tabela 4 – Amostra de dados

Data	***Hora***	***U***	***V***	***Torque***	***Rotação***
23-fev-11	15:06	2,266	2,508	-0,12	-0,013
23-fev-11	15:11	2,208	2,531	-0,094	-0,012
23-fev-11	15:12	2,254	2,418	-0,103	-0,017
23-fev-11	15:20	2,224	2,418	-0,104	-0,018
23-fev-11	15:24	2,303	2,557	-0,101	-0,039
23-fev-11	15:25	2,381	2,45	-0,112	-0,012
23-fev-11	15:30	2,21	2,436	-0,107	-0,107
23-fev-11	15:36	2,354	2,463	-0,095	-0,012
23-fev-11	15:39	2,384	2,409	-0,08	-0,028
23-fev-11	15:40	2,278	2,437	-0,08	-0,073
23-fev-11	15:41	2,278	2,437	-0,08	-0,073
23-fev-11	15:42	2,318	2,439	-0,081	-0,524
23-fev-11	15:44	2,33	2,413	-0,081	-0,538
23-fev-11	15:45	2,214	2,382	-0,083	-0,684

Tabela 5 – Dados convertidos

Data	***Hora***	***U[m/s]***	***V[m/s]***	***Vres[m/s]***	***Torque[N.m]***	**Rotação[rpm]**
23-fev-11	15:06	1,872	-0,064	1,873	1,200	2,627
23-fev-11	15:11	2,336	-0,248	2,349	0,160	2,502
23-fev-11	15:12	1,968	0,656	2,074	0,520	3,127
23-fev-11	15:20	2,208	0,656	2,303	0,560	3,252
23-fev-11	15:24	1,576	-0,456	1,641	0,440	5,879
23-fev-11	15:25	0,952	0,400	1,033	0,880	2,502
23-fev-11	15:30	2,320	0,512	2,376	0,680	14,384
23-fev-11	15:36	1,168	0,296	1,205	1,000	2,502
23-fev-11	15:39	0,928	0,728	1,179	0,400	4,503
23-fev-11	15:40	1,776	0,504	1,846	0,400	10,131
23-fev-11	15:41	1,776	0,504	1,846	0,400	10,131
23-fev-11	15:42	1,456	0,488	1,536	0,440	66,542
23-fev-11	15:44	1,360	0,696	1,528	0,440	68,293
23-fev-11	15:45	2,288	0,944	2,475	0,520	86,554

Os testes foram realizados nos meses de fevereiro e março de 2011 no Laboratório de Energia Solar e Gás Natural – UFC. Durante este período, houve uma elevada frequência de chuva, o que dificultou a realização dos testes, pois o material com que foram construídas as pás não permitia execução de testes nestas condições. Por este motivo, os testes foram realizados em dois dias diferentes: 23/02 e 17/03/2011. Durante estes dias os testes ocorreram por aproximadamente 7 horas que resultaria em um total de 420 pontos de medição. No entanto, uma quantidade menor de pontos foi medida, pois o vento apresentou baixa velocidade em boa parte do tempo e, consequentemente, a pá se manteve parada. A Figura 18 apresenta a torre e o sistema de medição utilizado.

Figura 18 – Torre utilizada nos testes

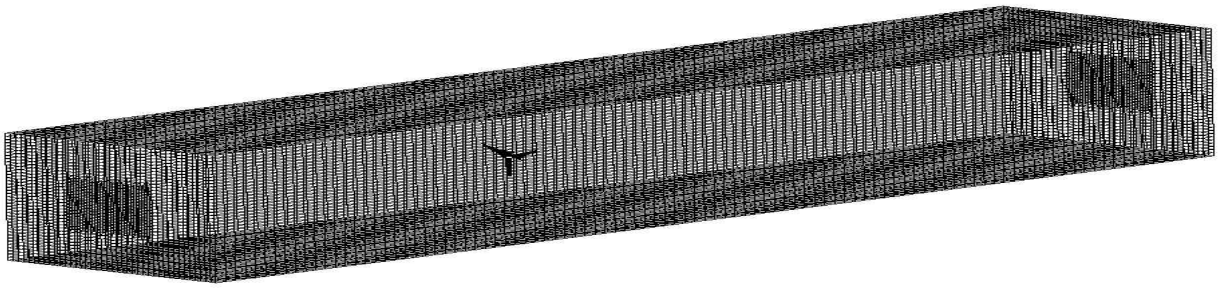
Fonte: OLIVEIRA (2011).

5.4 ANÁLISE COMPUTACIONAL

Duas etapas são necessárias para assegurar a representatividade do modelo numérico utilizado. A primeira etapa é a parametrização da geração da malha, representação discreta do domínio físico, que consiste na determinação de parâmetros geométricos e de refinamento que impactam na solução numérica, garantindo assim que os mesmos parâmetros computacionais vão ser utilizados nas diferentes condições físicas do problema. A outra etapa é a validação numérica do modelo de turbulência, a qual é a etapa onde os resultados obtidos são comparados com valores experimentais para indicar se o modelo utilizado está representando de maneira coerente à realidade física que envolve o problema estudado (FERNANDES et al., 2010).

Em todos os casos simulados neste trabalho foi utilizada a geração de malha parametrizada para um aerogerador tripá com diâmetro igual a 3m e projetado com o perfil NACA 4412, na qual foi utilizado o modelo de turbulência k-ε (CARNEIRO et al., 2009). Os valores utilizados de k, ε, velocidade de corrente livre e rotação foram os seguintes: 0,844 m^2/s^2 para k, 10,617 m^2/s^2 para ε, 7,5 m/s para velocidade e 30 rad/s para rotação. Os seguintes parâmetros foram determinados: 20 m de comprimento a montante, 30 m de comprimento a jusante, 30 camadas sobre a superfície da pá, 1 ciclo (número de passos de divisão dos elementos) para caixa de refinamento e o fator de relaxação (fator que influencia o número de iterações e o tamanho do passo de tempo) igual a 0,4 para todas as variáveis (p, k, ε e v). O volume de controle tinha um formato de paralelepípedo com 10m de largura por 10m de altura (Figura 19).

Figura 19 – Geometria do volume de controle.



Fonte: CARNEIRO et al. (2009).

Antes da calibração do modelo de turbulência se fez necessária a realização de testes de sensibilidade numérica ao β*, que impacta diretamente na solução de k e ω, ao comprimento característico (Lw) e à intensidade de turbulência (I), os quais impactam no cálculo das condições de contorno de k e ω que são utilizadas na solução numérica. O objetivo foi identificar quais entre essas variáveis teriam influência no resultado numérico. Os parâmetros que não impactaram nos resultados foram mantidos constantes na etapa de calibração, eliminando a necessidade de um estudo específico para os mesmos e, consequentemente, reduzindo os esforços computacionais empregados. Um ponto experimental, dentre os diversos pontos obtidos nos testes de campo, foi escolhido para a realização deste estudo de sensibilidade. Tal ponto foi selecionado com o seguinte critério: lambda (λ) de operação alto, para garantir que o escoamento estivesse ‘colado’, sem estol. A garantia de não descolamento é importante para se calibrar um modelo de turbulência, já que nenhum modelo garante quaisquer bons resultados em condição de estol.

O modelo de turbulência testado foi o k-ω SST com a análise de sensibilidade aplicada à intensidade de turbulência, ao comprimento característico e ao β*. Os valores de k, ω, velocidade de corrente livre e rotação utilizados foram os seguintes (CARNEIRO, 2011): 0,634 m^2/s^2 para k e 41,248 s^{-1} para ω, 6,5 m/s para velocidade e 21,6 rad/s para rotação.

A análise de sensibilidade consistiu basicamente na realização de duas séries de simulações. Na primeira, o comprimento característico foi mantido constante, igual à menor corda, enquanto que os outros dois parâmetros eram variados. O valor de β* indicado na literatura (MENTER, 1993) é 0,09, sendo que nas simulações tentou-se, além deste, a metade e múltiplos do mesmo. Dito isso, os seguintes valores foram utilizados: 0,045, 0,09, 0,18, 0,27 e 0,36. Para intensidade de turbulência utilizaram-se os seguintes valores: 2% (baixa turbulência), 20%, (valor próximo ao de campo) e 40% (alta turbulência). Na segunda, a intensidade de turbulência foi mantida constante, igual a 20%, com a variação das outras duas. Os mesmos valores de β* foram utilizados enquanto que o diâmetro, a menor corda e o raio foram os comprimentos característicos empregados, pois consistiam em valores físicos de escala significativos (como a turbina e o perfil percebem os vórtices).

De posse dos resultados dos testes de sensibilidade, foi possível realizar as simulações para levantamento das curvas de eficiência das pás projetadas, com os perfis NACA 0012 e NACA 4412, analisando apenas a(s) variável(is) pertinente(s). Os resultados obtidos foram comparados com os dados obtidos nos testes experimentais.

6. RESULTADOS E DISCUSSÃO

6.1 PROJETO E CONSTRUÇÃO DAS PÁS

As pás foram divididas em vinte (20) seções, as quais foram identificadas pelas suas respectivas posições radiais (μ). Os valores de torção e afilamento calculados para o perfil NACA 0012 estão listados na Tabela 6, dentre os quais a menor corda, localizada na ponta da pá (μ = 1), foi igual a 12,47 cm. Por outro lado, para o perfil NACA 4412 (Tabela 7) a menor corda foi igual a 8,81 cm. Os Gráficos 1, 2, 3 e 4 apresentam a distribuição desses valores ao longo da pá. É possível observar que o afilamento das pás é linear, o que facilita o processo construtivo.

Tabela 6 – Torção e afilamento (NACA 0012)

μ(r/R)	***β(graus)***	**c(m)**
0,08	25,725	0,3158
0,1	25,716	0,3117
0,15	23,562	0,3013
0,2	20,819	0,2909
0,25	18,393	0,2805
0,3	16,393	0,2701
0,35	14,758	0,2597
0,4	13,408	0,2493
0,45	12,272	0,2389
0,5	11,3	0,2286
0,55	10,449	0,2182
0,6	9,691	0,2078
0,65	9	0,1974
0,7	8,358	0,187
0,75	7,749	0,1766
0,8	7,16	0,1662
0,85	6,576	0,1558
0,9	5,985	0,1454
0,95	5,373	0,1351
1	4,724	0,1247

Tabela 7 – Torção e afilamento (NACA 4412)

μ(r/R)	***β(graus)***	**c(m)**
0,08	19,437	0,2233
0,1	19,294	0,2204
0,15	17,371	0,213
0,2	15,106	0,2057
0,25	13,158	0,1983
0,3	11,575	0,191
0,35	10,285	0,1836
0,4	9,2158	0,1763
0,45	8,3063	0,169
0,5	7,5129	0,1616
0,55	6,8026	0,1543
0,6	6,1504	0,1469
0,65	5,5366	0,1396
0,7	4,9451	0,1322
0,75	4,3616	0,1249
0,8	3,7729	0,1175
0,85	3,1656	0,1102
0,9	2,5253	0,1028
0,95	1,8357	0,0955
1	1,0764	0,0881

Gráfico 1 – Afilamento (NACA 0012)

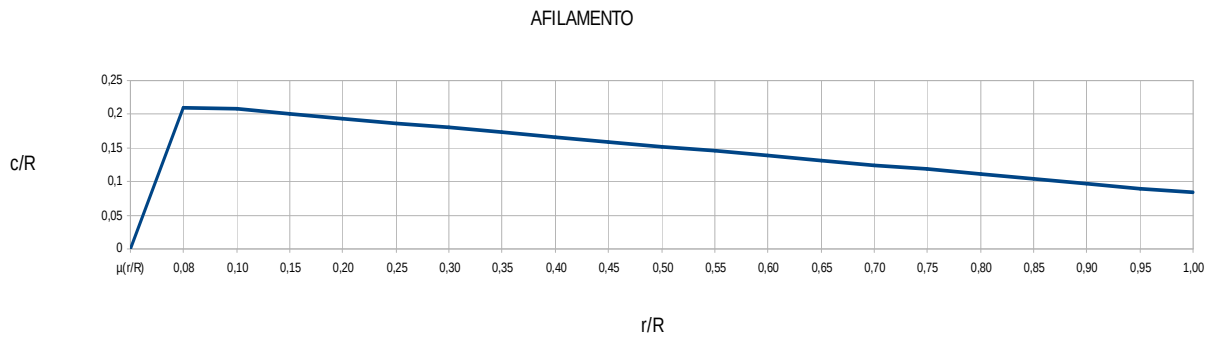


Gráfico 2– Torção (NACA 0012)

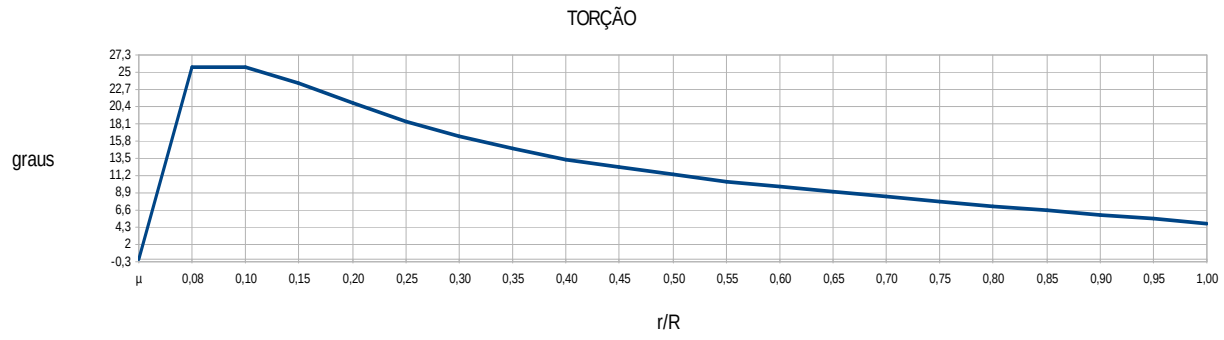


Gráfico 3 – Afilamento (NACA 4412)

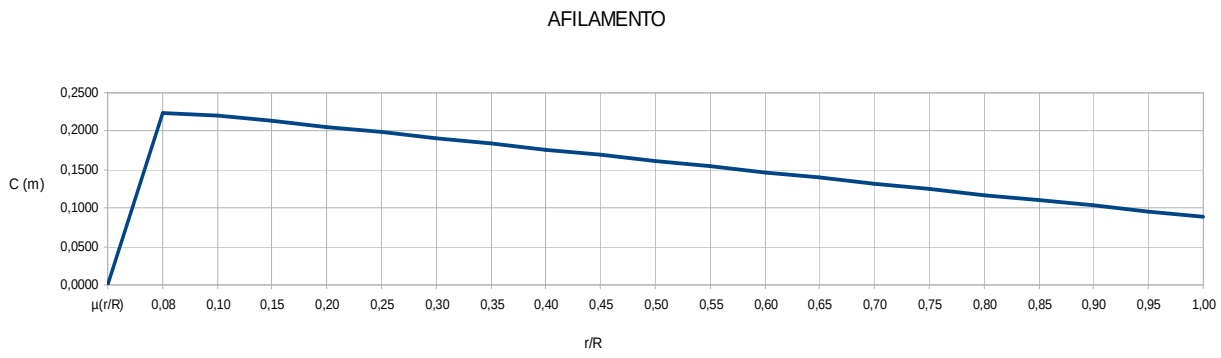
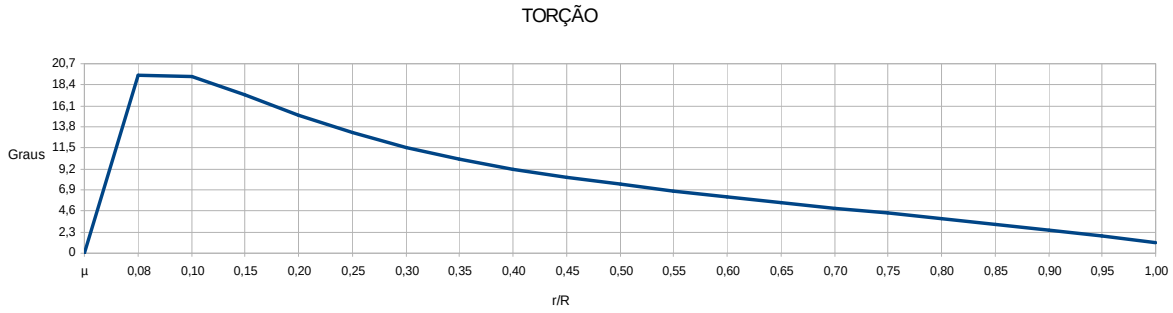


Gráfico 4 – Torção (NACA 4412)



As pás montadas na torre e acopladas ao sistema de medição estão apresentadas na Figura 20. Nessa figura é possível observar o posicionamento do anemômetro em relação à torre, que tem como objetivo evitar a interferência nas medições do anemômetro por parte do aerogerador.

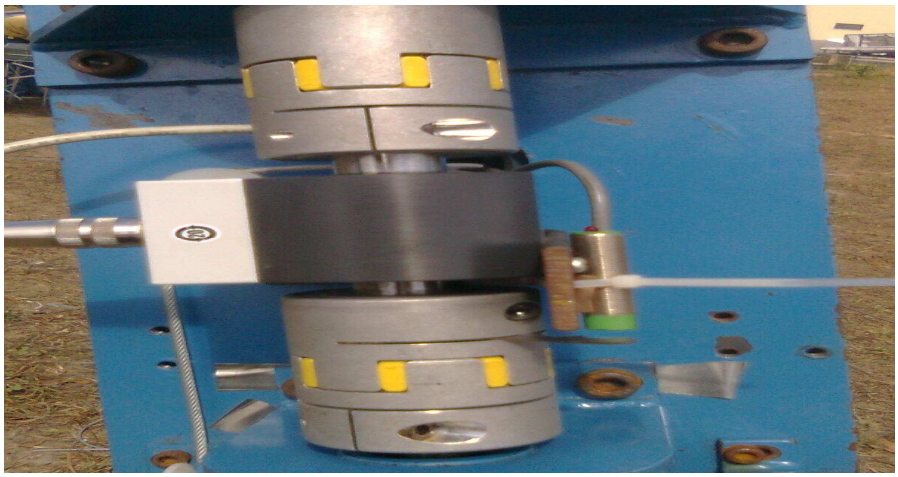
Figura 20 – Pás montadas durante o teste.

Fonte: OLIVEIRA (2011).

6.2 MONTAGEM DO SISTEMA DE MEDIÇÃO E TESTE DAS PÁS

Os valores de torque e velocidade de rotação foram medidos através do transdutor de torque e do tacômetro, respectivamente. Esses valores foram utilizados no cálculo da potência mecânica real e, consequentemente, do coeficiente de potência. A Figura 21 mostra este sistema montado no eixo.

Figura 21 – Transdutor de torque (centro) e sensor indutivo do tacômetro (à direita)



Os parâmetros de desempenho foram calculados a partir dos dados de medição. Nas Tabelas 8 e 9 estão representadas amostras dos valores encontrados.

Tabela 8 – Amostra dos Resultados (NACA 0012)

Torque[N.m]	*Rot[rpm]*	*Rot[rad/s]*	*U[m/s]*	*V[m/s]*	*Vres[m/s]*	*Pot[W]*	*FEC*	C_p	λ
1,08	2,38	0,25	1,86	1,28	2,25	0,26	49,54	0,01	0,17
0,68	9,13	0,96	1,82	0,81	1,99	0,62	34,32	0,02	0,72
1,68	31,02	3,25	2,31	1,76	2,91	5,21	106,04	0,05	1,68
0,76	2,38	0,25	1,94	1,55	2,48	0,18	66,03	0	0,15
0,68	4,75	0,5	1,99	1,78	2,67	0,32	82,65	0	0,28
1,2	2,63	0,28	2,22	1,22	2,53	0,32	70,13	0	0,16
0,88	27,14	2,84	1,14	0,26	1,17	2,39	6,96	0,34	3,64
0,6	13,13	1,38	1,34	0,15	1,34	0,79	10,51	0,07	1,53
1,16	3,75	0,39	2,43	1,26	2,74	0,44	88,64	0	0,22
0,72	16,89	1,77	2,18	1,15	2,47	1,22	65,07	0,02	1,07
1,4	29,39	3,08	2,08	1,09	2,35	4,12	55,91	0,07	1,97
0,68	23,14	2,42	1,72	1,87	2,54	1,57	71,02	0,02	1,43
1,52	44,9	4,7	2,71	0,98	2,88	6,83	103,79	0,07	2,44
0,24	3,5	0,37	1,21	0,48	1,3	0,08	9,49	0,01	0,42

Tabela 9 – Amostra dos Resultados (NACA 4412)

Torque[N.m]	*Rot[rpm]*	*Rot[rad/s]*	*U[m/s]*	*V[m/s]*	*Vres[m/s]*	*Pot[W]*	*FEC*	C_p	λ
1,2	2,63	0,28	1,87	-0,06	1,87	0,32	28,41	0,01	0,22
0,16	2,5	0,26	2,34	-0,25	2,35	0,04	56,03	0	0,17
0,52	3,13	0,33	1,97	0,66	2,07	0,16	38,59	0	0,24
0,56	3,25	0,34	2,21	0,66	2,3	0,18	52,82	0	0,22
0,44	5,88	0,62	1,58	-0,46	1,64	0,26	19,09	0,01	0,56
0,88	2,5	0,26	0,95	0,4	1,03	0,22	4,76	0,05	0,38
0,68	14,38	1,51	2,32	0,51	2,38	0,98	57,97	0,02	0,95
1	2,5	0,26	1,17	0,3	1,2	0,25	7,56	0,03	0,33
0,4	4,5	0,47	0,93	0,73	1,18	0,18	7,09	0,03	0,6
0,4	10,13	1,06	1,78	0,5	1,85	0,41	27,2	0,01	0,86
0,4	10,13	1,06	1,78	0,5	1,85	0,41	27,2	0,01	0,86
0,44	66,54	6,97	1,46	0,49	1,54	2,93	15,65	0,19	6,81
0,44	68,29	7,15	1,36	0,7	1,53	3	15,41	0,19	7,02
0,52	86,55	9,06	2,29	0,94	2,48	4,5	65,54	0,07	5,49

Todos os pontos válidos, rotação diferente de zero, estão plotados nos Gráficos 5 e 6 para os perfis NACA 0012 e NACA 4412, respectivamente. Esses resultados estão exibidos em uma relação Cp versus λ. Para facilitar a visualização dos dados, os Gráficos 7 e 8 apresentam uma média dos valores de Cp dentro de uma faixa de 0,1λ.

Gráfico 5 - Cp x λ (NACA 0012)

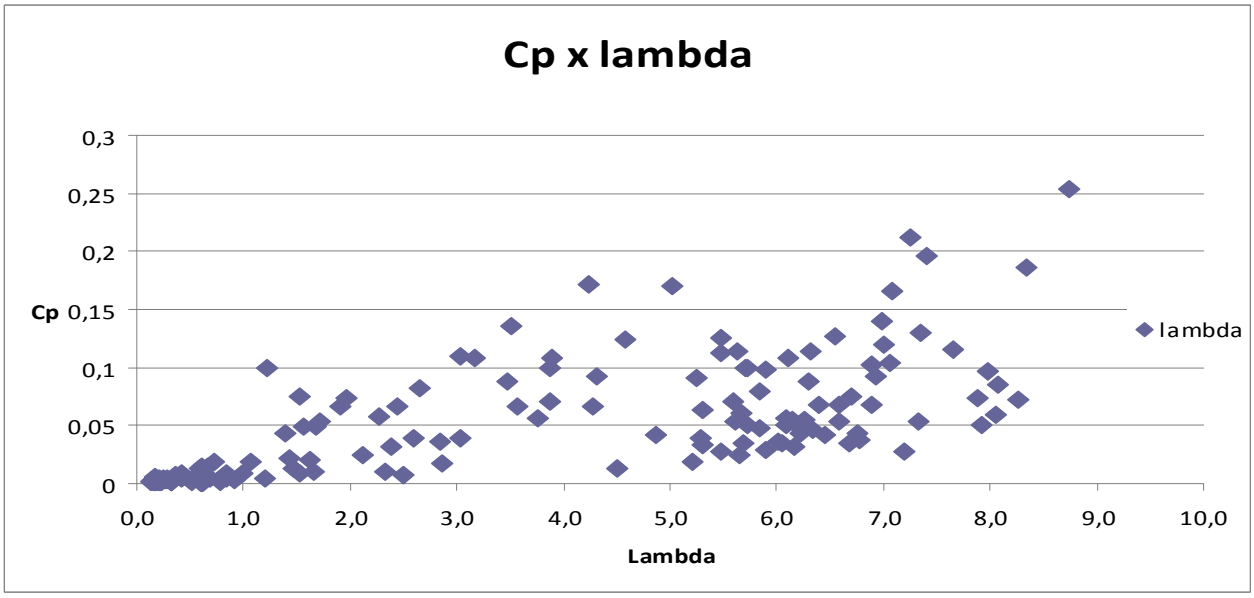


Gráfico 6– Cp x λ (NACA 4412)

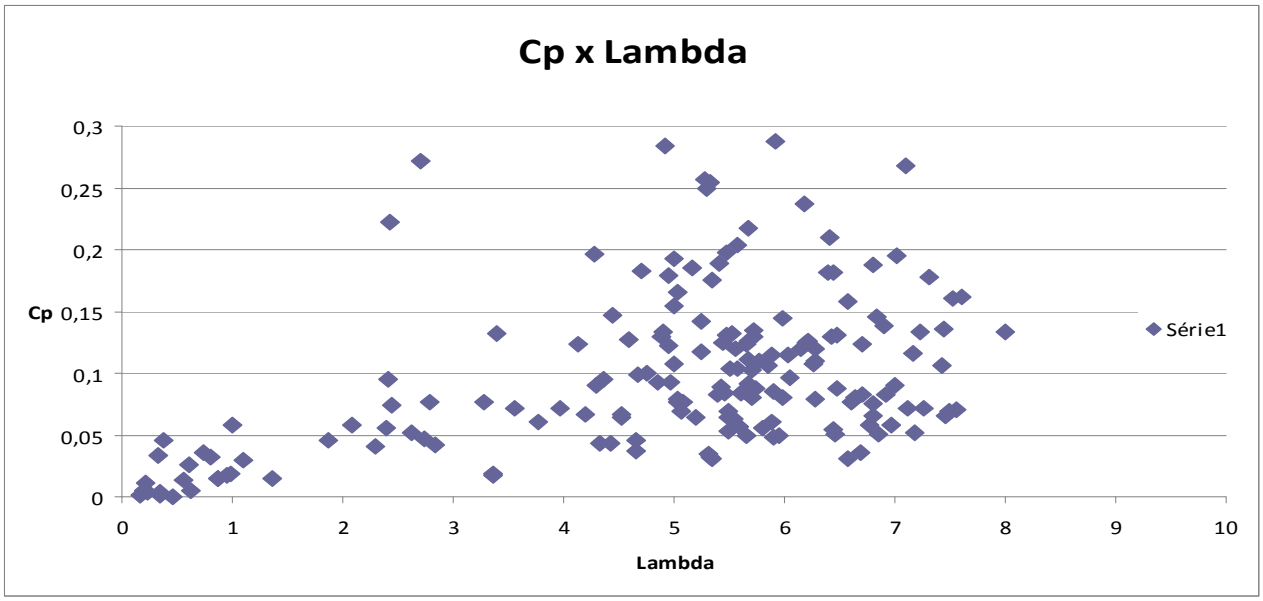


Gráfico 7– Cp x λ médio (NACA 0012)

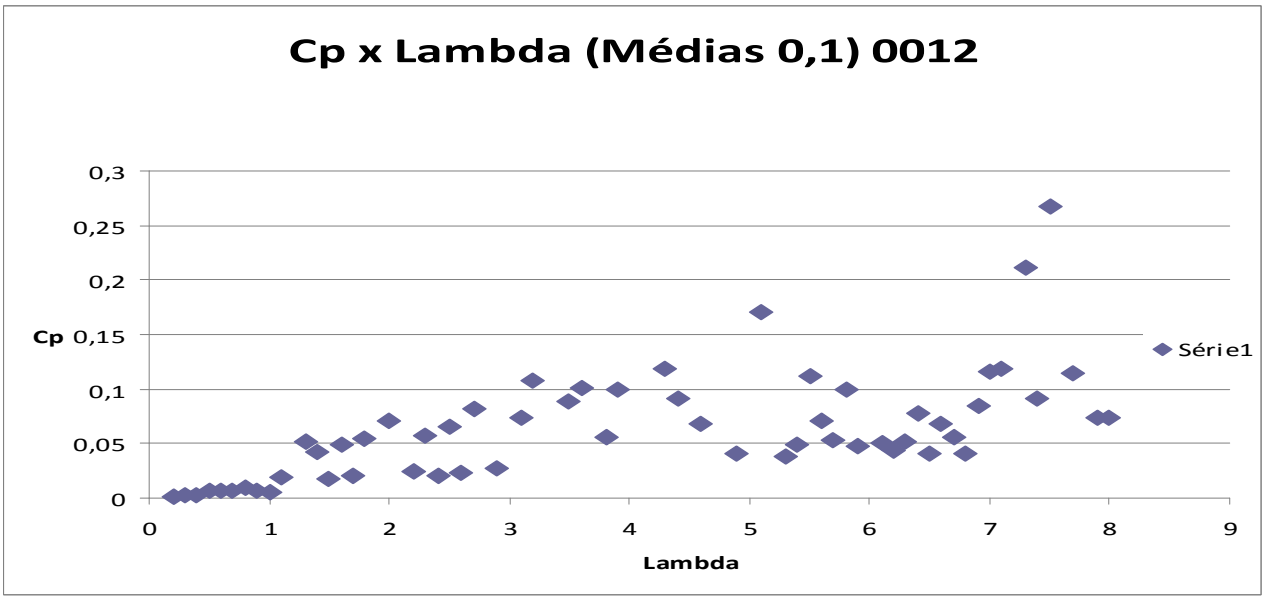
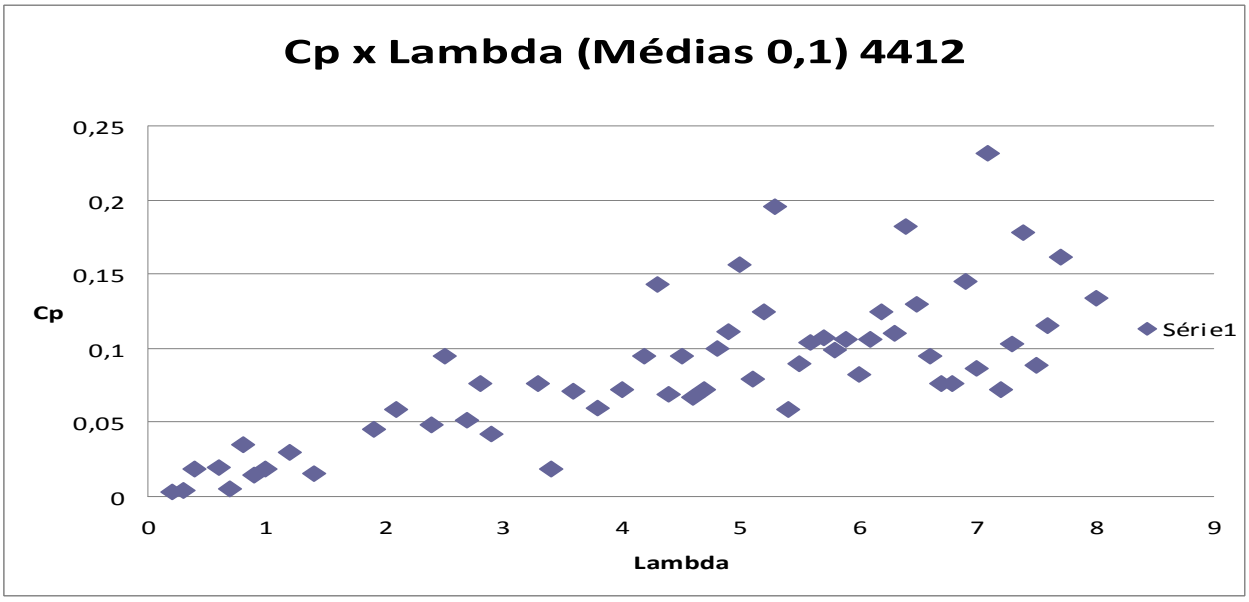


Gráfico 8– Cp x λ médio (NACA 4412)



Para a turbina construída com o perfil NACA 0012, o resultado obtido encontra-se dentro da faixa esperada, com um valor máximo aproximado – considerando-se uma curva de tendência da nuvem de pontos – de 12%. O valor máximo aproximado para o perfil NACA 4412, analisado da mesma forma que a outra turbina, foi igual a 13%. Embora esteja abaixo do limite de Betz, este valor é representativo para aerogeradores de pequeno porte.

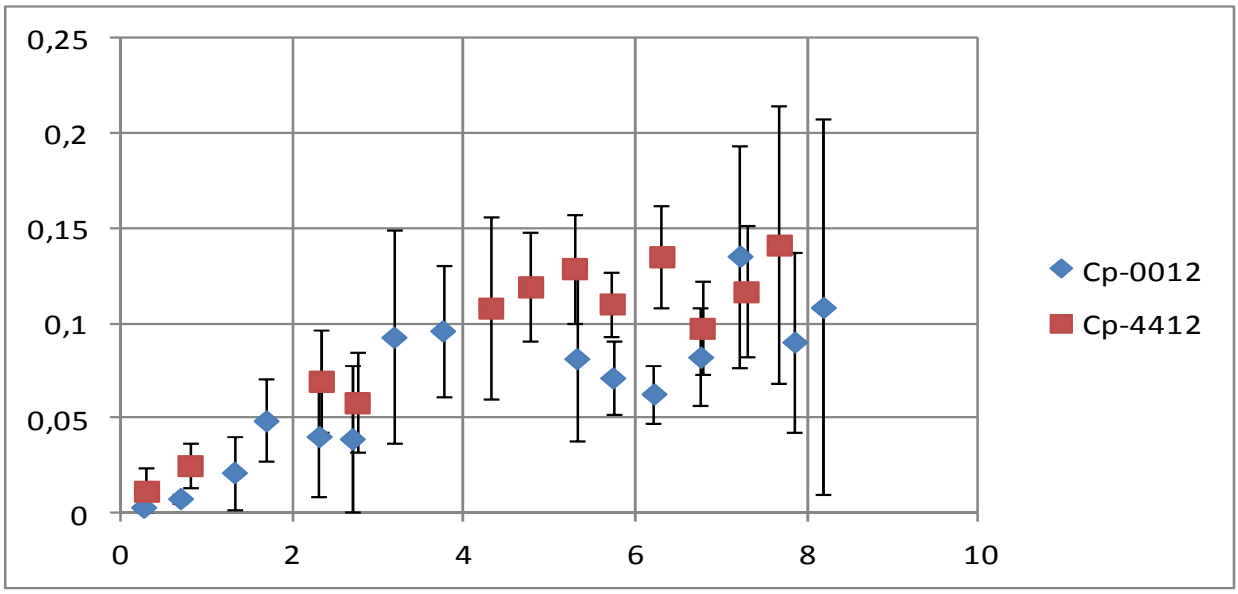
De acordo com a nuvem de tendência dos dois projetos, é possível observar que a curva da turbina projetada com o perfil NACA 0012 deve zerar em λ igual a 9, enquanto que a curva da

outra, perfil NACA 4412, deve zerar em λ igual a 10. Outra observação importante é que a queda na curva do NACA 0012 é bem mais suave, o que se explica pelo estol que deve ser mais lento, pois o extradorso é menos cambado.

6.3 ANÁLISE COMPUTACIONAL

O penúltimo ponto da pá projetada com o perfil NACA 0012 foi o ponto experimental escolhido (Lambda (λ) igual a 7,9 e Coeficiente de potência (Cp) igual a 9,0247%) para a realização dos testes de sensibilidade. Tal ponto foi escolhido para não se usar o maior de todos os λ, que seria um caso limite do experimento, e dessa forma usou-se o segundo maior, por cautela. O Gráfico 9 apresenta os valores médios dos testes de campo para as duas turbinas construídas, com intervalos de confiança de 95% delimitados pelas barras de erro.

Gráfico 9 – Valores obtidos nos testes de campo (Cp x λ)



Os resultados obtidos no estudo de sensibilidade numérica estão apresentados nos Gráficos 10 e 11.

Gráfico 10 – Variação do resultado numérico com a intensidade de turbulência e o β*.

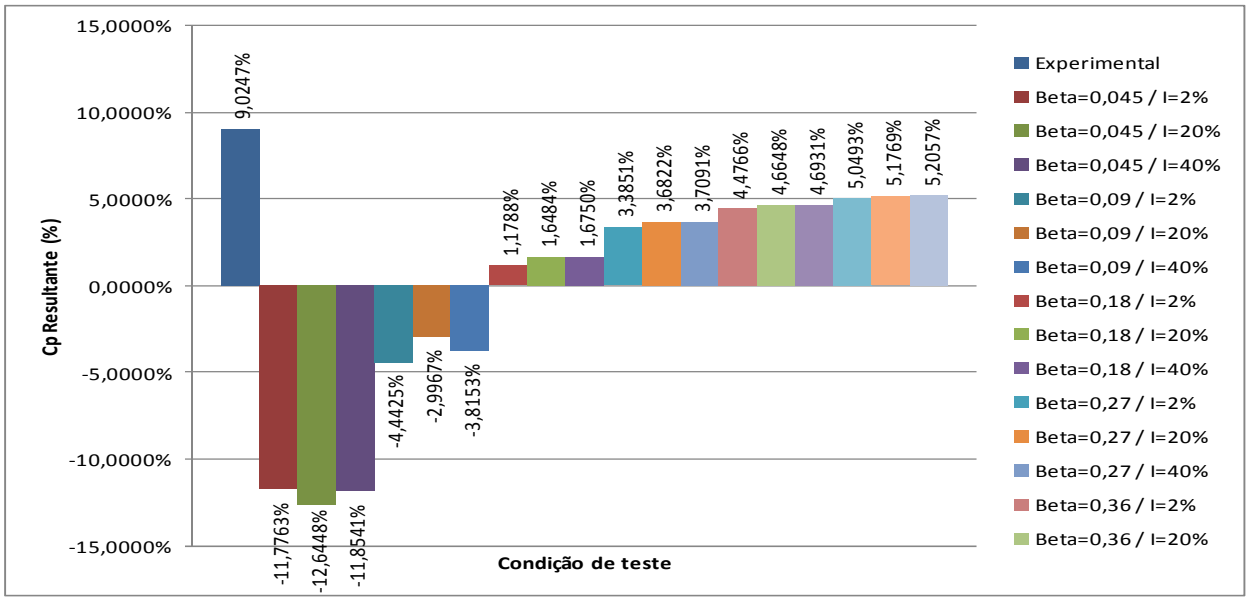
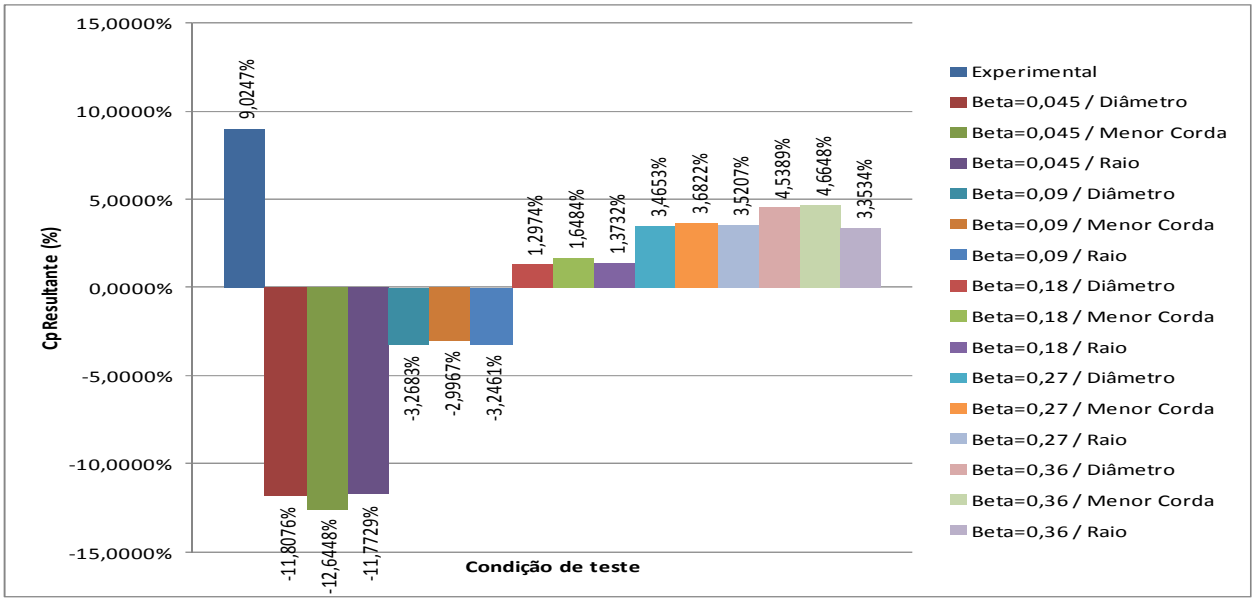


Gráfico 11 – Variação do resultado numérico com o comprimento característico e o β*.



Conforme demonstrado nos gráficos, ficou evidenciado que o modelo numérico não se mostrou sensível a variações na intensidade de turbulência e nem no comprimento característico. A única variável a qual o modelo se mostrou sensível foi o β*. Uma possível explicação para isso é que β* entra diretamente no cálculo da produção de energia cinética turbulenta (k) e indiretamente na produção de ω (dissipação turbulenta), nas equações de transporte, impactando na forma de como se modela o processo de produção-dissipação de turbulência, que é usado posteriormente no cálculo da viscosidade turbulenta (μ_t). Desta forma, μ_t entra na equação de Navier-Stokes como uma viscosidade artificial (aproximação de Boussinesq).

Uma vez que a intensidade de turbulência e o comprimento característico não impactaram, restou fazer o estudo específico do β*. Tal estudo, consistiu na realização de simulações com todos os pontos experimentais obtidos nos testes de campo. Os Gráficos 12 e 13 apresentam os resultados obtidos.

Gráfico 12 – Comparação numérico-experimental para a pá projetada com o perfil NACA 0012 variando o β*.

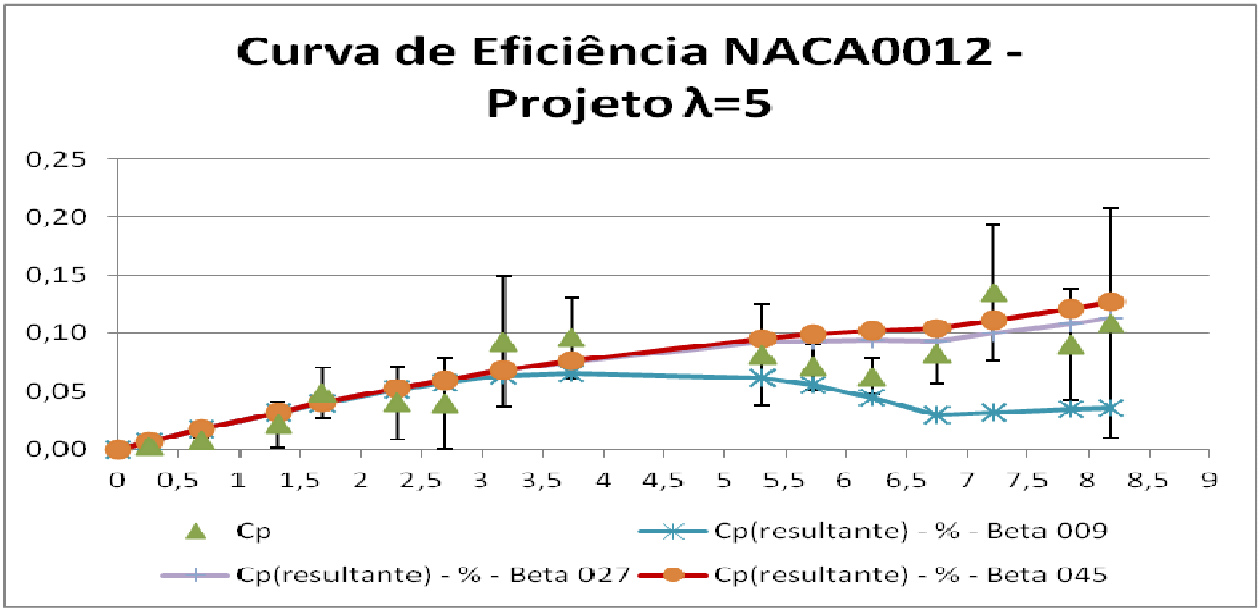
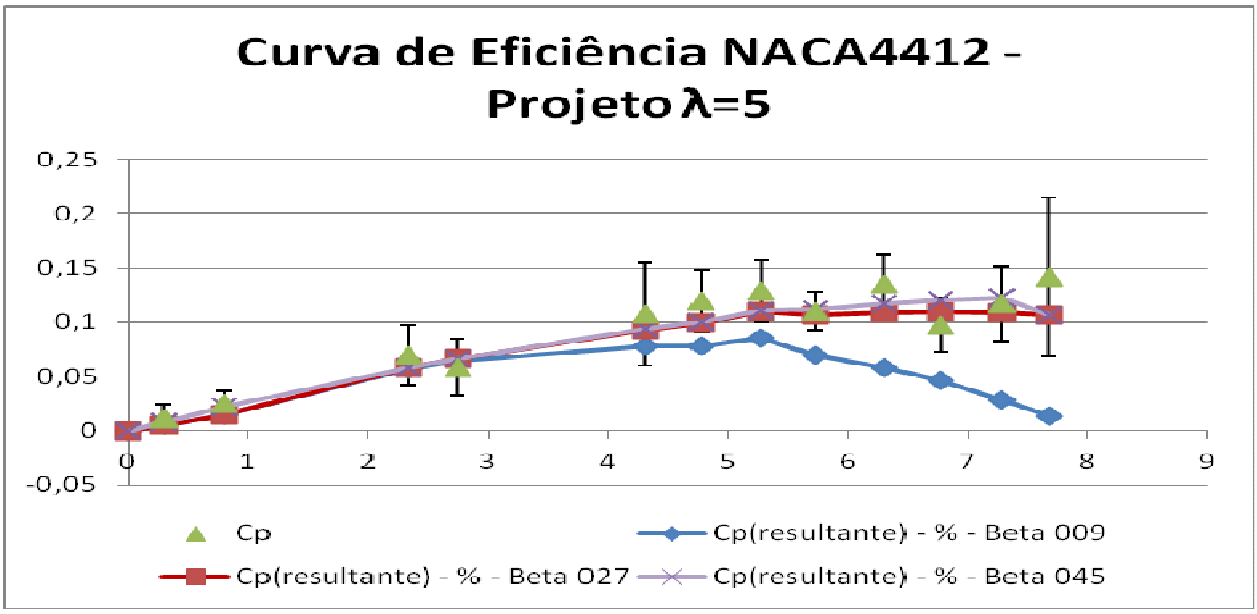


Gráfico 13 – Comparação numérico-experimental para a pá projetada com o perfil NACA 4412 variando o β*.



Os resultados concordaram mesmo mudando de um perfil simétrico, NACA 0012, para um perfil cambado, NACA 4412. Tal fato indica que a variação da cambagem no perfil não impactou na calibração do modelo numérico. A cambagem do aerofólio pode impactar no campo de pressão ao redor deste, mas como o β^* calibra mais os efeitos viscosos, o ajuste deste não foi impactado diretamente por essa diferença de geometria entre os aerofólios. Isto é positivo, uma vez que possibilita análise de pás projetadas com outros perfis.

7. CONCLUSÃO

Neste trabalho, foram projetadas, de acordo com a teoria do momento do elemento de pá, pás de turbinas eólicas de pequeno porte utilizando os perfis NACA 0012 e NACA 4412. Valores das dimensões das seções transversais e da torção das pás foram os resultados obtidos na fase de projeto. Tais informações foram utilizadas para a construção das pás, as quais foram testadas em um sistema de medição previamente projetado. Os resultados encontrados, que estavam dentro da faixa esperada para um projeto desse porte, foram utilizados como parâmetros de comparação com as simulações numéricas.

Antes da calibração do modelo de turbulência, k-ω SST, foram realizados testes de sensibilidade numérica aos seguintes parâmetros de ajustes das simulações: β*, intensidade de turbulência (I) e comprimento característico (Lw). Era esperado que os três fatores impactassem nos resultados, porém o modelo se mostrou sensível apenas ao β*. Isso, possivelmente, ocorreu pelo fato de o β* entrar diretamente no cálculo da produção de energia cinética turbulenta (k) e indiretamente na dissipação turbulenta (produção de ω).

Na etapa de calibração, foram realizadas simulações, variando apenas o β*, para comparação de resultados com os valores obtidos nos testes de campo. Foi observado que o mesmo valor de β* ajustou o resultado de ambas as pás, apesar de um perfil ser simétrico, NACA 0012, e outro ser cambado, NACA 4412. Isso, além do sucesso do processo de calibração, indica que a cambagem não influenciou na calibração do modelo de turbulência, o que é muito positivo, pois permite uma avaliação de cenários diferentes, tal como pás projetadas com outros perfis aerodinâmicos.

REFERÊNCIAS

ADARAMOLA, M. S.; KROGSTAD, P. A. **Experimental investigation of wake effects on wind turbine performance.** Renewable Energy – Elsevier Science, 2011; 36: 2078 - 86

Airfoil Investigation Database. Disponível em: <http://airfoils.worldofkrauss.com/>. Acesso em: 6 junho 2011.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa energética. **Proposta para a Expansão da Geração Eólica no Brasil.** Rio de Janeiro, RJ, 2009.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa energética. **Balanço Energético Nacional 2011.** Brasília, DF, 2011.

BURTON, T.; SHAPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind energy handbook**, John Wiley & Sons Ltd., 2001.

CARNEIRO, F. O. M.; ROCHA, P. A. C.; MODOLO, A. B.; SILVA, M. E. V. 2009, **Parameterization of a hexaedric mesh generation process for the application in the flow solution over a small scale wind turbine.** Anais do XX Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, Gramado, Brasil.

CARNEIRO, F. O. M. **Levantamento de curvas de eficiência de aerogeradores de 3m de diâmetro utilizando modelos de turbulência RANS de uma e duas equações com comparação experimental**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Ceará.

CFD Online. **k-epsilon Models.** Disponível em: <http://www.cfd-online.com/Wiki/K-epsilon_models>. Acesso em: 19 dez. 2012.

DALILI, N.; EDRISY, A.; CARRIVEU, R. **A review of surface engineering issues critical to wind turbine performance.** Renewable and Sustainable Energy Reviews – Elsevier Science, 2009; 13: 428-438.

FERNANDES, M. P. G. **Validação de modelos de turbulência através da análise numérica de escoamento sobre perfil aerodinâmico utilizando o pacote de fluidodinâmica computacional OpenFOAM.** 2009. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Ceará.

FERNANDES, M. P. G.; ROCHA, P. A. C.; CARNEIRO, F. O. M. **Avaliação de resultados de simulação numérica de escoamento sobre o perfil NACA 2410 utilizando o OpenFOAM com diferentes modelos de turbulência**. 2010. Anais do VI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, Natal, Brasil.

FERNANDES, M. P. G.; ROCHA, P. A. C.; MODOLO, A. B.; CARNEIRO, F. O. M. **Estudo de Convergência de Malha na Solução Numérica do Escoamento Sobre Perfil Aerodinâmico Utilizando o Pacote de Fluidodinâmica Computacional OpenFOAM**. 2009. Anais do XXXVII Congresso Nacional de Ensino de Engenharia, Recife, Brasil.

HU, D.; HUA, O.; DU, Z. **A study on stall-delay for horizontal axis wind turbine**. Renewable Energy – Elsevier Science, 2006; 31: 821-836.

IEC 61400-2: 2006 Wind turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines

LANZAFAME, R ; MESSINA, M. **Design and performance of a double-pitch wind turbine with non-twisted blades.** Renewable Energy – Elsevier Science, 2009; 34: 1413-20.

LANZAFAME, R.; MAURO, S.; MESSINA, M. **Wind turbine CFD modeling using a correlation-based transitional model.** Renewable Energy – Elsevier Science, 2013; 52: 31-39.

LOPES, A. S. "**Projeto e testes de um aerogerador de pequeno porte e de um sistema de medição de eficiência mecânica."** 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal do Ceará.

MANWELL, J. F.; McGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained – Theory, Design and Application**, John Wiley & Sons Ltd., 2002.

MENTER, F.R. **Zonal Two Equation k-ω Turbulence Models for Aerodynamic Flows**. American Institute of Aeronautics and Astronautics, 1993.

OLIVEIRA, A. B. T. **Projeto, construção e teste de pás de um pequeno aerogerador com perfil naca 4412.** 2011. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Ceará.

QUASCHNING, V. **Understanding Renewable Energy Systems ,** Earthscan Ltd, 2005

RAJAKUMAR, S.; RAVIDRAN, D. **Iterative approach for optimising coefficient of power, coefficient of lift and drag of wind turbine rotor.** Renewable Energy – Elsevier Science, 2012; 38: 83-93.

RUIN, S.; THOR, S. **Challenges of introducing reliable small wind turbines.** Summary of IEA RD&D Wind 49th topical expert meeting, Stockholm, Sweden, September 2006.

SIMIC, Z.; HAVELKA, J. G.; VRHOVCAK, M. B. **Small wind turbines – A unique segment of the wind power market.** Renewable Energy – Elsevier Science, 2013; 50: 1027-1036.

SINGH, R. K.; AHMED, M. R. **Blade design and performance testing of a small wind turbine rotor for low wind speed applications.** Renewable Energy – Elsevier Science, 2013; 50: 812-819.

TABOR, G.; WELLER, H. G.; JASAK, H.; FUREBY., C. **A tensorial approach to computational continuum mechanics using object-oriented techniques**. Computers in Physics, vol. 12, n°. 6, nov/dec 1998.

VERSTEEG, H. K.; MALALASEKERA, W. **An Introduction to Computational Fluid Dynamics:** The Finite Volume Method. 2.ed. Edinburgh Gate: Pearson Education Limited, 2007. 503p.

WHALE, J. **Design and construction of a simple blade pitch measurement system for small wind turbines.** Renewable Energy – Elsevier Science, 2009; 34: 425-429.

WILCOX, D. C. **Turbulence Modeling for CFD**. 2nd ed., DCW Industries, Inc. 2004.

World Wind Energy Association. **Half-year Report 2012.** Disponível em: <http://wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=366&Itemid=43>. Acesso em: 07 jan. 2013.

WRIGHT, A. K..; WOOD, D. H. **The starting and low wind speed behaviour of small horizontal axis wind turbines.** Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics – Elsevier Science, 2004; 92: 1265-79