Jaime Soares Pinto
Michael Everton Pasa

PROJETO AERODINÂMICO DE PÁS DE AEROGERADOR DE EIXO HORIZONTAL PARA INSTALAÇÃO EM UMA PROPRIEDADE RURAL

Horizontina

2013

Jaime Soares Pinto
Michael Everton Pasa

PROJETO AERODINÂMICO DE PÁS DE AEROGERADOR DE EIXO HORIZONTAL PARA INSTALAÇÃO EM UMA PROPRIEDADE RURAL

Trabalho Final de Curso apresentado como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica, pelo Curso de Engenharia Mecânica da Faculdade Horizontina.

ORIENTADOR: Ademar Michels, Dr.

Horizontina

2013

FAHOR - FACULDADE HORIZONTINA
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova a monografia:

"Projeto aerodinâmico de pás de aerogerador de eixo horizontal para instalação em uma propriedade rural"

Elaborada por:

Jaime Soares Pinto
Michael Everton Pasa

como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Mecânica

Aprovado em: 03/12/2013
Pela Comissão Examinadora

_____
Dr. Ademar Michels
Presidente da Comissão Examinadora - Orientador

_____
Me. Anderson Dalmolin
FAHOR – Faculdade Horizontina

_____
Dr. Fabiano Cassol
FAHOR – Faculdade Horizontina

Horizontina
2013

DEDICATÓRIA

De Jaime Soares Pinto,

À toda minha família, em especial meus pais e minha noiva, que sempre me deram apoio e força para seguir em busca de meus objetivos.

De Michael Everton Pasa,

À toda minha família, em especial meus pais, meu irmão, minha esposa e filha, que sempre me deram apoio e força para seguir em busca de meus ideais.

AGRADECIMENTO

Agradecemos à Deus por iluminar nosso caminho e a guiar nossos passos até aqui.
À nossa família, que sempre nos apoiaram e incentivaram a perseverar nos estudos.
A todos os professores da FAHOR que contribuíram para nossa formação, tanto técnica quanto pessoal.
Ao amigo Prof. Dr. Ademar Michels, pela excelente orientação na realização deste estudo.
Aos amigos, que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento deste estudo.

“A tarefa não é tanto ver aquilo que ninguém viu, mas pensar o que ninguém ainda pensou sobre aquilo que todo mundo vê”.

(Arthur Schopenhauer)

RESUMO

Este trabalho apresenta o projeto aerodinâmico de pás de um aerogerador de eixo horizontal para instalação em uma propriedade rural, que será utilizado como um sistema alternativo para suprir as necessidades energéticas do local de instalação. Deste modo, o estudo tem como objetivo projetar as pás do rotor para uso em uma turbina eólica que forneça a potência necessária à demanda energética da propriedade. A revisão bibliográfica apresenta algumas definições sobre energia eólica, sobre as características principais de um aerogerador de eixo horizontal e seus componentes estruturais e aerodinâmicos. Com base na velocidade do vento no local da instalação e da potência (*kW*) que deve fornecer à propriedade foi dimensionado o diâmetro do rotor. Utilizou-se o perfil aerodinâmico *GÖTTINGEN* 428 para os cálculos do dimensionamento de toda a extensão da pá. Através dos resultados dos cálculos analíticos foi elaborado o modelamento geométrico em 3D do rotor eólico com o uso do *Software SolidWorks*. Com o modelamento, foi possível realizar a simulação de escoamento do fluido utilizando o *Flow Simulation*, sendo analisadas as variações de velocidade de escoamento, as velocidades tangenciais ao longo do diâmetro do rotor e pressões do fluído sobre as pás. A simulação de escoamento do fluído proporcionou a validação do memorial de cálculos e tornou possível a conclusão de que o projeto aerodinâmico das pás é viável tecnicamente, uma vez que corresponde à demanda energética da propriedade rural especificada e atende os cálculos iniciais com precisão.

Palavras-chave: Turbina eólica. Pás. Rotor.

ABSTRACT

This study presents the aerodynamic design of blades of a horizontal axis wind turbine for installation on a rural property and it will be used as an alternative system to meet the energy needs of the installation site. Thus, the study aims to design the rotor blades and use them in a wind turbine that provides the necessary power to the energy demand of the place. The literature review presents some definitions of wind power, about the main characteristics of a horizontal axis wind turbine and its structural and aerodynamic components. Based on the wind speed at the site of installation and power (kW) which must be provided to the place, the rotor diameter was then dimensioned. It was used the airfoil GÖTTINGEN 428 in order to calculate the dimensions for the entire length of the blade. Through the results of the analytical calculations, the 3D geometric modeling of the wind rotor was developed and the SolidWorks Software was used for that. During the modeling, it was possible to perform the simulation of fluid flow using the Flow Simulation, and analyze the variations of flow speed, the tangential velocities along the diameter of the rotor and the fluid pressure on the blades. The simulation of fluid flow provided validation of guide calculations and made it possible the conclusion that the aerodynamic design of the blades is technically viable, since it corresponds to the energy demand of rural property and meets specified initial calculations accurately.

Keywords: Wind Turbine. Blades. Rotor.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Esquema de conversão da energia 18
Figura 2 - Exemplo de TEEV (esquerda), e TEEH (direita) 18
Figura 3 - Características e aplicações de aerogeradores 19
Figura 4 - Sistema isolado ou autônomo 19
Figura 5 - Sistema híbrido 20
Figura 6 - Sistema interligado a rede 20
Figura 7 - Perfil do vento em função da extração da energia mecânica 21
Figura 8 - A barlavento (esquerda), a sotavento (direita) 22
Figura 9 - Representação esquemática da constituição de uma TEEH 23
Figura 10 - Princípio das forças aerodinâmicas resultantes da pá de uma turbina 25
Figura 11 - Vista frontal para observação do corte de seção transversal 26
Figura 12 - Diagrama de velocidades e forças atuantes sobre as pás da turbina 27
Figura 13 - Fluxo separado (estol) em volta do perfil 28
Figura 14 - Fluxo aderente ao perfil 29
Figura 15 - Triângulo de velocidade de uma turbina eólica axial 36
Figura 16 - Escoamento através da superfície de controle de turbina eólica axial 36
Figura 17 - Perfil aerodinâmico *Göttingen 428* 38
Figura 18 - Divisão dos elementos de pá 42
Figura 19 - Representação dos ângulos de inclinação ao plano de rotação 43
Figura 20 - Representação da pá do rotor da turbina eólica de eixo horizontal 43
Figura 21 - Representação do cubo do rotor 44
Figura 22 - Representação do rotor eólico 44
Figura 23 - Domínio computacional para simulação 45
Figura 24 - Variação de velocidade de escoamento do fluido 46
Figura 25 - Vista frontal da velocidade tangencial na superfície da pá 46
Figura 26 - Vista frontal da velocidade tangencial da pá (massa de fluido) 47
Figura 27 - Vista frontal da velocidade tangencial da pá em relação ao escoamento de fluido 47
Figura 28 - Vista isométrica da velocidade tangencial da pá em relação ao escoamento do fluido 47
Figura 29 - Pressão do fluido sobre as superfícies da pá 48
Figura 30 - Pressão do fluido sobre as superficies da pá 48
Figura 31 - Pressão do fluido sobre as superfícies das pás do rotor 49
Figura 32 - Vista isométrica da pressão do fluido sobre as superficies das pás do rotor 49

LISTA DE SÍMBOLOS

a	[-]	Fator de redução da velocidade do vento
A	[m²]	Área do rotor
b	[-]	Distância radial entre os elementos da pá
C_a	[-]	Coeficiente de arrasto
C_s	[-]	Coeficiente de sustentação
C_p	[-]	Coeficiente de potência ou coeficiente de Betz
C_m	[m/s]	Velocidade meridiana do vento na passagem do rotor pela turbina
C_∞	[m/s]	Velocidade do vento antes de penetrar o rotor = *V*
d	[m]	Distância padrão de alongamento entre cordas das superfícies
D	[m]	Diâmetro considerado do corte para cada elemento
D_e	[m]	Diâmetro exterior do rotor
D_i	[m]	Diâmetro interior do rotor
D_m	[m]	Diâmetro médio do rotor
e	[-]	Fator de engrossamento ou afinamento
H	[m]	Altura da instalação da turbina
H_r	[m]	Altura de referência (mapa eólico)
K_1	[-]	Constante para uma determinada família de perfis
K_2	[-]	Constante para uma determinada família de perfis
L	[m]	Corda ou comprimento do perfil
L_e	[m]	Corda no diâmetro exterior
L_i	[m]	Corda no diâmetro interior
n	[-]	Fator de potência do vento para diferentes tipos de superfície
N	[-]	Número de pás do rotor
N_r	[rps]	Rotação do rotor eólico
N_e	[Wh/mês]	Necessidade energética da propriedade rural
P	[W]	Potência do vento
P_{eixo}	[W]	Potência fornecida pelo eixo do rotor que liga ao gerador
P_{ft}	[W]	Potência final da turbina

$P_{teórica}$	[W]	Potência disponível do vento que é captado pelo rotor
Q	[m³/s]	Vazão de ar que passa pela turbina
t	[m]	Passo entre as pás
t_e	[m]	Passo no diâmetro exterior
u	[m/s]	Velocidade tangencial
V	[m/s]	Velocidade do vento na altura da turbina = C_∞
V_r	[m/s]	Velocidade do vento na altura de referência (mapa eólico)
w_∞	[m/s]	Velocidade relativa da corrente não perturbada
$y_{máx}$	[m]	Espessura máxima do perfil
y_s	[m]	Ordenada superior do perfil, para um determinado valor da abcissa x (representada como um percentual do comprimento L)
y_i	[m]	Ordenada inferior do perfil (pode ser negativa para determinados perfis), para o mesmo valor da abcissa correspondente a y_s
Y	[J/kg]	Salto energético específico disponível na turbina
∂	[°]	Ângulo de ataque
β	[°]	Ângulo de inclinação das pás ou ângulo de passo
β_∞	[°]	Ângulo de fluxo
π	[-]	Pi (3,141516)
ρ	[kg/m³]	Massa específica do ar (1,225kg/m³)
λ	[-]	Velocidade periférica ou fator de celeridade
η_c	[-]	Rendimento da caixa de redução ou ampliação
η_{el}	[-]	Rendimento elétrico
η_g	[-]	Rendimento do gerador elétrico
η_h	[-]	Rendimento da hélice
η_m	[-]	Rendimento mecânico
η_t	[-]	Rendimento do transformador elétrico
ε	[°]	Ângulo de deslizamento

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	-	Agência Nacional de Energia Elétrica
CFD	-	Computational Fluid Dynamics
CRESESB	-	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DWIA	-	Danish Wind Industry Association
RPM	-	Rotação por minuto
RS	-	Estado do Rio Grande do Sul
SEMA	-	Secretaria do Meio Ambiente do Governo do Estado do Rio Grande do Sul
TEEH	-	Turbina eólica de eixo horizontal
TEEV	-	Turbina eólica de eixo vertical
3D	-	Três dimensões

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 14
2 REVISÃO DA LITERATURA 16
2.1 VENTOS 16
2.1.1 DEFINIÇÃO DE VENTOS 16
2.1.2 VELOCIDADES DOS VENTOS 16
2.2 ENERGIA EÓLICA 17
2.2.1 CONVERSÃO DE ENERGIA 17
2.2.2 CLASSIFICAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS 18
2.2.3 APLICAÇÃO DE TURBINAS EÓLICAS 19
2.2.4 POTÊNCIA EXTRAÍDA DO VENTO 20
2.2.5 POTÊNCIA EÓLICA REAL 21
2.3 AEROGERADORES DE EIXO HORIZONTAL 22
2.3.1 FORÇAS AERODINÂMICAS 24
2.3.2 CONTROLE AERODINÂMICO DE POTÊNCIA 28
2.3.2.1 CONTROLE POR ESTOL 28
2.3.2.2 CONTROLE DE PASSO 29
2.3.2.3 CONTROLE ATIVO DE ESTOL 29
2.4 MODELAGEM E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL 30
2.4.1 DINÂMICA DE FLUIDO COMPUTACIONAL 30
3 METODOLOGIA 31
3.1 MÉTODOS E TÉCNICAS UTILIZADOS 31
3.2 MATERIAIS E EQUIPAMENTOS 32
4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS 33
4.1 DETERMINAÇÕES DOS PARÂMETROS INICIAIS DO PROJETO 33
4.1.1 DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA TEÓRICA DISPONÍVEL DO VENTO 34
4.1.2 DETERMINAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DO ROTOR EÓLICO 36

4.1.3 DETERMINAÇÃO DAS SUPERFÍCIES PARA OS DIVERSOS DIÂMETROS 38
4.2 MODELAMENTO COMPUTACIONAL DA PÁ DO ROTOR 42
4.3 MODELAMENTO COMPUTACIONAL DO CUBO DO ROTOR 44
4.4 MONTAGEM DO ROTOR DA TURBINA EÓLICA..... 44
4.5 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DO ROTOR DA TURBINA EÓLICA..... 45
4.5.1 PARÂMETROS INICIAIS PARA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DO ROTOR EÓLICO 45
4.5.2 RESULTADOS OBTIDOS PELA SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL 45
4.5.2.1 VELOCIDADE DE ESCOAMENTO DO FLUIDO 46
4.5.2.2 VELOCIDADE TANGENCIAL DO ROTOR EÓLICO 46
4.5.2.3 PRESSÃO DO FLUIDO SOBRE AS PÁS DO ROTOR EÓLICO 48
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 50
6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 51
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 52
APÊNDICE A – LOCALIZAÇÃO DA PROPRIEDADE RURAL E TURBINA 54
APÊNDICE B – RESULTADOS DO MEMORIAL DE CÁLCULOS 55
ANEXO A – HISTÓRICO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA 56
ANEXO B – HISTÓRICO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA 57
ANEXO C – VELOCIDADE DOS VENTOS NO RS 58

1 INTRODUÇÃO

Dos diversos meios tecnológicos desenvolvidos até os dias atuais, a energia eólica destaca-se com notável diferença entre as matrizes energéticas renováveis, principalmente nas regiões que possuem as características favoráveis a este potencial (BENITO, 2012).

A utilização da força dos ventos, para a geração de eletricidade vem crescendo continuamente. Uma das razões, poderia ser caracterizada devido às energias renováveis estarem se tornando referência mundial na geração de energia "limpa", ou seja, que não libera (ou libera poucos) gases ou resíduos que contribuem para o aquecimento global em sua produção ou consumo. Outro motivo, e talvez um dos principais, possa ser, a evolução e desenvolvimento de tecnologias neste setor, tornando-a competitiva frente a outras fontes renováveis.

Esta energia é captada pelas máquinas eólicas, denominadas aerogeradores ou turbinas eólicas, e tem sido utilizada principalmente na inserção de energia elétrica em redes de distribuição. Os parques eólicos em zonas terrestres (*on-shore*), ou parques eólicos marítimos (*off-shore*), se utilizam de imensas turbinas eólicas, e são responsáveis pela geração de energia em larga escala. Outrora, existem opções de menor porte, que podem ser configuradas por um único aerogerador, responsável pelo fornecimento de energia elétrica à uma carga menor, como por exemplo, uma praça, uma casa, uma propriedade rural, etc.

O aerogerador de menor porte pode funcionar de três modos elementares: modo autônomo (único meio de geração), modo híbrido (associado a outras unidades geradoras, como por exemplo: módulos fotovoltaicos, geradores de motor a combustão) e de modo interligado a rede. Este último, para geração própria no Brasil, funciona através do sistema de compensação de energia elétrica regulada pela ANEEL através da resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que possibilita injetar na rede pública a energia gerada que não é consumida em determinados momentos.

Segundo Jureczko *et al. apud* Pires (2010), o custo de fabricação das pás de uma turbina eólica está na ordem de 15 a 20 % do custo total de produção da turbina. Logo, na medida em que se desenvolvem pesquisas para turbinas eólicas de uso residencial, aumenta a possibilidade destas máquinas se tornarem viáveis financeiramente ao fornecimento de energia elétrica.

Os recursos eólicos para o suprimento de energia no Brasil, além de complementar a energia hidrelétrica, propicia outras vantagens, como a possibilidade de descentralização da geração de energia elétrica, abastecimento em locais isolados e complemento nas pontas de rede (VEIGA; OLIVEIRA e PEREIRA 2012).

Deste modo, a utilização de um sistema alternativo nas propriedades rurais como forma de suprir suas necessidades energéticas, se faz necessário devido a vulnerabilidade que muitas vezes se encontram (isolados e/ou distantes das centrais de distribuição), onde a falta deste recurso muitas vezes acarreta em perdas irreversíveis a produção da propriedade.

O projeto de máquinas eólicas e a qualificação destes para cada necessidade específica apresentam-se como fatores essenciais no melhor desempenho de estruturas e partes de máquinas eólicas. Neste contexto, este trabalho tem como objetivo principal realizar o projeto aerodinâmico das pás de uma turbina eólica de eixo horizontal que forneça uma potência satisfatória ao fornecimento de energia elétrica para uma propriedade rural no município de Santa Rosa/RS. Tendo como objetivos específicos:

- Pesquisar/Identificar a intensidade dos ventos na região noroeste do RS;
- Conhecer o consumo elétrico da propriedade rural;
- Determinar o diâmetro do rotor eólico de acordo com a potência solicitada;
- Definir perfil aerodinâmico das pás;
- Determinar as dimensões das pás para modelagem geométrica do rotor;
- Modelar pás e o rotor em *software* computacional (3D);
- Simular o escoamento do fluído nas pás do rotor por meio de software computacional;

2 REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo, são apresentadas algumas definições básicas sobre energia eólica, no que tange a sua origem, conversão, diferentes configurações e aplicações de turbinas eólicas e potência extraída do vento. Também apresenta as características principais de um aerogerador de eixo horizontal, com seus componentes estruturais e aerodinâmicos. No final do capítulo é exposta uma abordagem sobre a utilização do *CFD* em projetos aerodinâmicos.

2.1 VENTOS

2.1.1 Definição de ventos

Segundo Veiga, Oliveira e Pereira (2012), a convecção resultante do aquecimento do solo, faz aquecer a massa de ar mais próxima, e por ser mais leve, tende a subir e ser substituída por uma massa mais fria, produzindo assim o vento.

De acordo com Benito (2012), os ventos podem ser definidos como massas de ar em movimento devido ao desequilíbrio no aquecimento da superfície terrestre, afirmando assim de que o vento é outra manifestação da ação do sol.

Ainda conforme o autor, a energia solar é continuamente irradiada a uma enorme quantidade de energia utilizável a vida quotidiana do planeta. Sendo que, em torno de 2% (10^{17}kW/ano) desta energia converte-se em energia eólica capaz de mover as pás das máquinas que transformam em energia mecânica nos rotores.

Para Henn (2001), o vento é um fluído em escoamento, e que em determinada velocidade, seu nível energético pode ser aproveitado pelas máquinas de fluído geradoras, como por exemplo, uma turbina eólica axial.

2.1.2 Velocidades dos ventos

O movimento do ar pode ser considerado inesgotável, porém, sua presença é dispersa e aleatória, movimentando-se de um local para outro com velocidades muito diferentes (BENITO, 2012).

De acordo com Oliveira *et al. apud* Vieira (2013), o vento tem a característica de ser bastante variável tanto espacial quanto temporalmente. Deve-se então, considerar as variações na velocidade e direção do vento, densidade do ar, a topografia e rugosidade do terreno, entre outros. Sendo que o vento utilizado para

geração de energia é aquele próximo à superfície terrestre, como sistemas de brisa marítima e terrestre ou vale-montanha.

Conforme Veiga, Oliveira e Pereira (2012), apesar da existência de ventos com perfis mais permanentes em regiões mais favorecidas, os micro-climas podem exercer grande impacto, com possibilidade de variações significativas na velocidade.

Como a velocidade do vento é o parâmetro que determina a viabilidade das instalações eólicas, seu valor pode ser numericamente expressado em m/s, km/h, etc., ou pelo número de *Beaufort*. O quadro abaixo apresenta a relação entre o número de *Beaufort*, velocidade e sua denominação.

Quadro 1 - Escala de velocidades dos ventos

Número de *Beaufort*	**Velocidade (km/h)**	**Velocidade (m/s)**	**Denominação**
0	0 a 1	0 a 0,3	Calma
1	2 a 5	0,6 a 1,4	Aragem
2	6 a 11	1,7 a 3,1	Brisa Leve
3	12 a 19	3,3 a 5,3	Bisa fraca
4	20 a 28	5,6 a 7,8	Brisa moderada
5	29 a 38	8,1 a 8,3	Brisa forte
6	39 a 49	10,8 a 11,1	Vento fresco
7	50 a 61	13,9 a 16,9	Vento forte
8	62 a 74	17,2 a 20,6	Ventania
9	75 a 88	20,8 a 24,4	Ventania forte
10	89 a 102	24,7 a 28,3	Tempestade
11	103 a 117	28,6 a 32,5	Tempestade violenta
12	Mais de 118	Mais de 32,8	Furacão

Fonte: Adaptado de Benito, 2012, p. 07.

2.2 ENERGIA EÓLICA

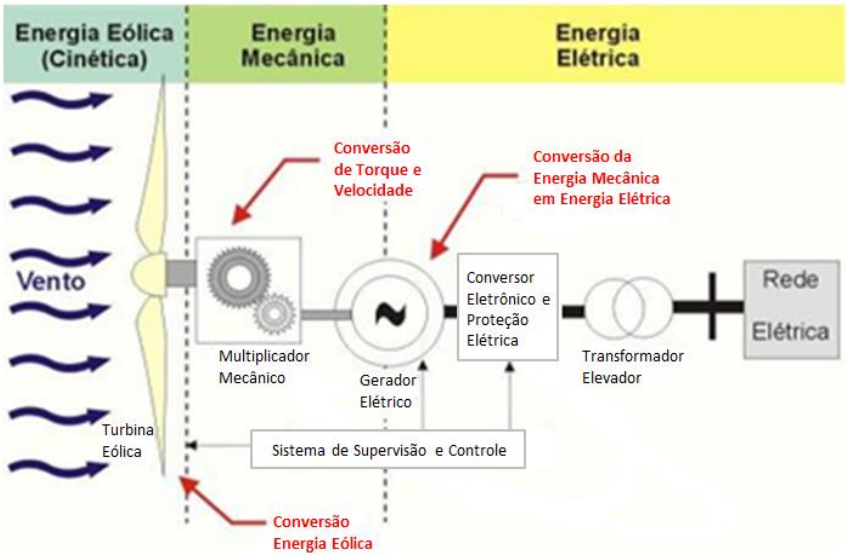
2.2.1 Conversão de energia

As turbinas eólicas ou aerogeradores são máquinas que capturam a energia cinética do vento e a transforma em energia mecânica. Normalmente estes equipamentos são empregados para geração de energia elétrica através de acoplamento com geradores, mas também, podem ser utilizados para moer grãos, sistemas de bombeamento de água ou outros sistemas mecânicos (ALMEIDA; SILVA, 2011).

De acordo com Pinto (2013), as turbinas eólicas são usadas para converter a energia do vento em energia elétrica. Essa conversão segue duas etapas: primeiramente na turbina, que remove a porção da energia cinética disponível para

conversão em energia mecânica, e na segunda etapa o gerador, que recebe a energia mecânica e a converte em energia elétrica (FIGURA 1).

Figura 1 - Esquema de conversão da energia



Fonte: Centrais Eléctricas, 2013.

2.2.2 Classificação de turbinas eólicas

Conforme Almeida e Silva (2011), as turbinas eólicas podem ser classificadas em termos do eixo ao redor do qual as pás das turbinas giram, e quanto a sua potência. Quanto a orientação do eixo do rotor, existem duas configurações básicas: turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH), e turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV) (FIGURA 2).

Figura 2 - Exemplo de TEEV (esquerda), e TEEH (direita)

Fonte: Wenzel, 2007.

Quanto a potência nominal, pode-se dividir em três categorias: pequeno porte (até 50kW de potência), médio porte (potência de 50 a 1000kW) e grande porte (acima de 1MW de potência) (FIGURA 3).

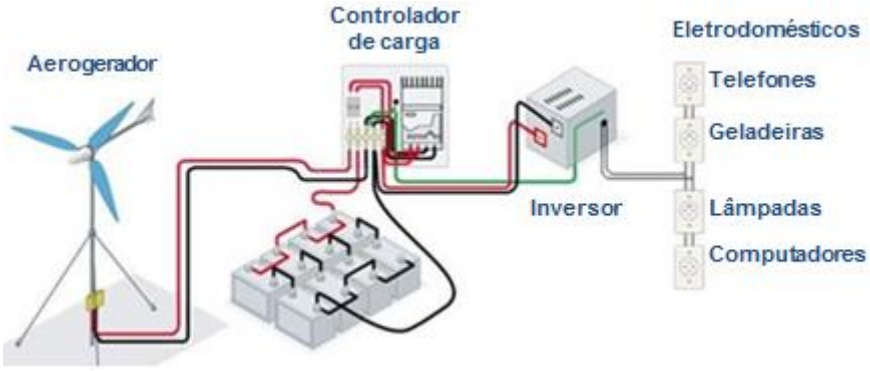
Figura 3 - Características e aplicações de aerogeradores

Fonte: CRESESB, 2013.

2.2.3 Aplicação de turbinas eólicas

De acordo com CRESESB (2013), um sistema eólico pode ser aplicado em três formas distintas (FIGURAS 4, 5 e 6), obedecendo a uma configuração básica, e necessitam de uma unidade de controle de potência e, em determinados casos, de uma unidade de armazenamento, conforme exemplos.

Figura 4 - Sistema isolado ou autônomo



Fonte: NeoEólica, 2013.

Figura 5 - Sistema híbrido

Fonte: NeoEólica, 2013.

Figura 6 - Sistema interligado a rede

Fonte: NeoEólica, 2013.

2.2.4 Potência extraída do vento

Segundo Benito (2012), a produção de energia em um conversor eólico depende da interação do rotor eólico com os ventos. Relata ainda, que as massas de ar em movimento apresentam três variáveis que determinam a energia que efetivamente é utilizável: a velocidade, a direção e a densidade.

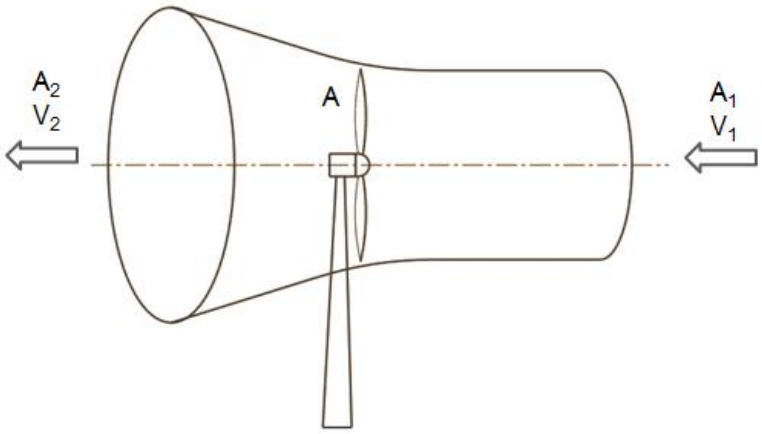
De acordo com Fadigas (2011), a direção de 90º do vento em relação ao círculo formado pelas pás, é a que melhor impulsiona o rotor de eixo horizontal, tem-se que a potência contida nos ventos é em função da massa específica do ar, da área de captação e da velocidade do vento ao cubo. O vento ao encontrar um obstáculo ao seu fluxo (as pás do rotor) terá o seu perfil modificado e parte da potência do vento será transformada em potência mecânica no eixo da turbina, resultando em torque e rotação do eixo.

A expressão abaixo mostra claramente que a potência (*watts*) do vento varia em função do cubo da velocidade e do quadrado do comprimento das pás, que definem a área varrida (FADIGAS, 2011).

$$P = \sqrt[2]{\rho * A * V^3}$$

Ainda conforme o autor, a lei de continuidade de fluxo estabelece que o fluxo de massa seja sempre o mesmo, logo, a velocidade do vento após passar pela turbina diminui, e a área ocupada pelo fluxo de ar aumenta, resultando em que a potência mecânica que o conversor extrai do fluxo de ar é a diferença entre a potência do fluxo de ar antes e após sua passagem pelo conversor (FIGURA 7).

Figura 7 - Perfil do vento em função da extração da energia mecânica



Fonte: Adaptado de Fadigas, 2011, p. 90.

2.2.5 Potência eólica real

Segundo Benito (2012), a potência eólica teórica está longe da real. Onde duas são as condições que distanciam uma da outra, o coeficiente de Albert Betz (matemático e entusiasta da física) e as perdas energéticas por atrito e situações similares que ocorrem nos mecanismos do aerogerador, desde a turbina à saída do alternador.

Ainda conforme o autor, o coeficiente de Betz foi publicado em 1926, e corresponde ao coeficiente de potência (*Cp*), que permite obter dados fiáveis do rendimento eólico, demonstrando claramente a potência máxima que se pode extrair do vento, seu valor é de 16/27 = 0,592.

A segunda condição corresponde às perdas que se produzem na máquina eólica: as perdas de potência por atrito nos acessórios mecânicos e as perdas no gerador elétrico, as quais são definidas pela sua eficiência.

Assim, a formulação da potência máxima teórica alterada para real através do coeficiente de Betz e do rendimento da máquina, é:

$$P = \sqrt[2]{\rho * A * V^3} * C_p * \eta$$

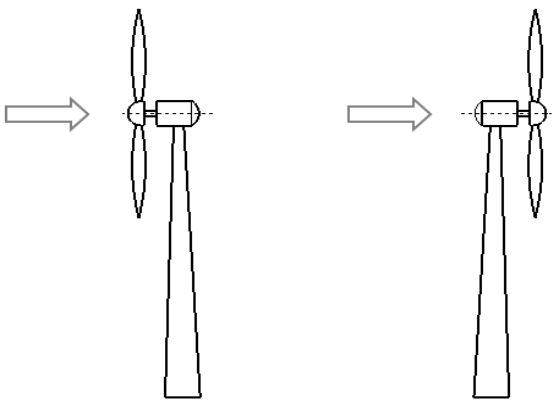
Conforme Benito (2012), nas aplicações reais o rendimento das máquinas eólicas situam-se entre 0,4 e 0,5 do ideal. Sendo então, o rendimento de um aerogerador dependente das suas características construtivas.

2.3 AEROGERADORES DE EIXO HORIZONTAL

Aerogeradores de eixo horizontal são aqueles que possuem o seu eixo paralelo ao plano da terra. Por este eixo as pás transmitem a energia mecânica direta ou indiretamente ao gerador elétrico.

As pás, denominadas por hélices, são os componentes do sistema eólico responsáveis por captar a energia cinética dos ventos e transformá-la em energia mecânica. Conforme a Figura 8, em relação a incidência do vento, estas podem estar posicionadas no eixo frente ao equipamento (a barlavento) ou posteriores ao equipamento (a sotavento) (BENITO, 2012).

Figura 8 - A barlavento (esquerda), a sotavento (direita)



Fonte: Adaptado de Gasparetto, 2007.

Ainda conforme o autor, a configuração básica destes aerogeradores pode ser caracterizada por três subconjuntos principais: o rotor, a nacelle e o suporte.

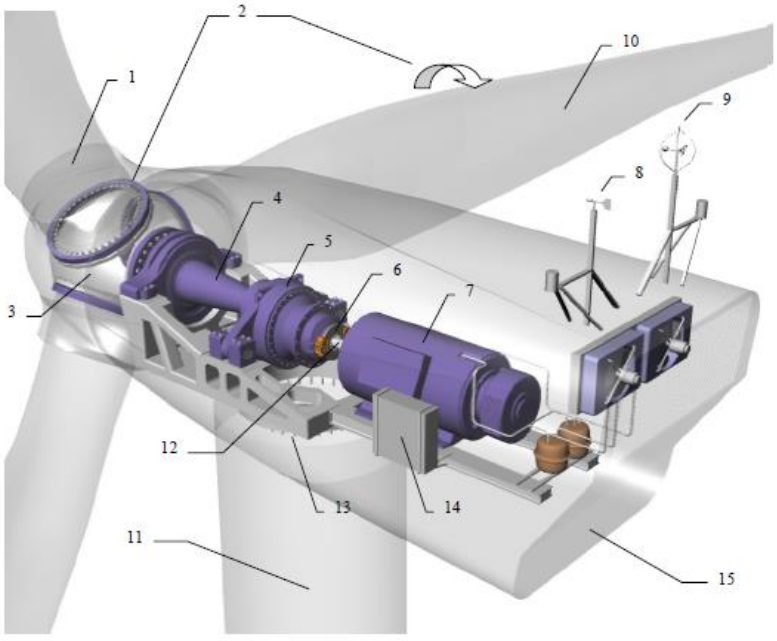
O rotor é um sistema de captação da energia cinética do vento e que transforma em energia mecânica, formado pelo cubo do rotor, pelas pás acopladas ao cubo, e pelo veio de transmissão da energia mecânica ao próximo subconjunto.

A nacelle ou cabina é onde no seu interior estão os equipamentos que transformam a energia mecânica em energia elétrica, podendo ter apenas o gerador elétrico a respectivos equipamentos complementares.

O suporte ou torre vem a ser o meio de sustentação do aerogerador, onde dependendo da envergadura e peso do aerogerador, o suporte pode ser um simples mastro com ou sem cintas de apoio ou uma torre de treliça ou cilíndrica de elevado diâmetro, solidamente ancorada.

A Figura 9 mostra um exemplo de uma configuração detalhada de um aerogerador de eixo horizontal.

Figura 9 - Representação esquemática da constituição de uma TEEH



1 – Rotor;
2 – Controle de passo;
3 – Cubo do rotor;
4 – Eixo de baixa velocidade;
5 – Caixa de engrenagens;
6 – Freio;
7 – Gerador;
8 – Medidor da direção do vento;
9 – Anemômetros;
10 – Pás;
11 – Torre;
12 – Eixo de alta velocidade;
13 – Mecanismos de orientação Direcional;
14 – Controlador;
15 – Casa de Máquinas (*Nacelle*).

Fonte: Gasparetto, 2007.

De acordo com Benito (2012), a pá é o componente mais característico de um sistema eólico, por este motivo, sua configuração influenciará diretamente no

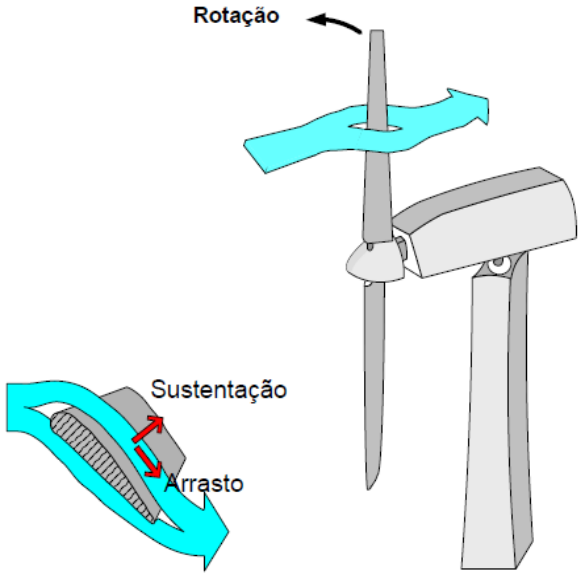
rendimento global do sistema. As pás dos aerogeradores distinguem-se por um conjunto de características, sendo as mais importantes:

- **Comprimento** – determinante na área varrida;
- **Extradorso** – indica as dimensões da superfície superior ou do arco (região de baixa pressão);
- **Intradorso** – é a parte inferior da pá, que corresponde a região de alta pressão e, através deste parâmetro são indicadas as suas dimensões;
- **Perfil** – o perfil das pás é semelhante ao perfil das pás de navegação aérea. Sobre o perfil são geradas forças de grande importância: a de sustentação, perpendicular ao vento incidente, e que origina o movimento da pá, e a força de resistência (ou arrasto) com a massa de ar, que trava o movimento. A força produzida advém então da diferença de pressão criada entre o extradorso e o intradorso;
- **Largura** – é determinada pelo comprimento da corda do perfil. Afeta, no entanto, o binário de arranque (velocidade de arranque);
- **Corda** – corresponde à distância entre os pontos extremos do perfil;
- **Ângulo** – é referente ao ângulo que forma a corda do perfil e a direção da corrente de ar;

2.3.1 Forças aerodinâmicas

A interação dos ventos nas pás classifica as turbinas de acordo com as forças aerodinâmicas em: de arraste e de sustentação. Na Figura 10, estão representadas estas duas forças. O predomínio de cada uma dessas forças na operação de cada tipo de turbina é caracterizada pelos seus aspectos construtivos (*DWIA apud* ROCHA, 2008).

Figura 10 - Princípio das forças aerodinâmicas resultantes da pá de uma turbina



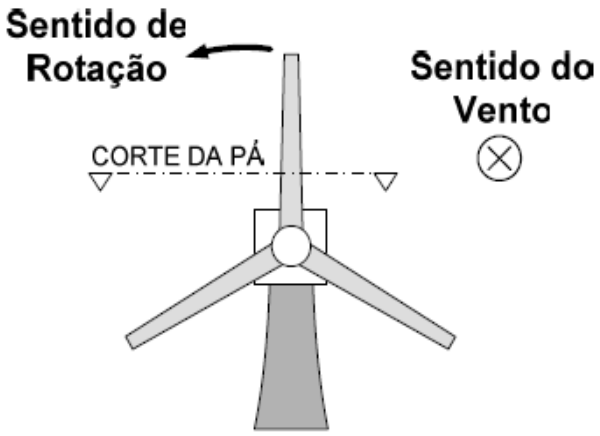
Fonte: Rocha, 2008.

Segundo *DWIA apud* Rocha (2008), as turbinas de arraste são caracterizadas devido à ação de o vento empurrar as pás forçando o rotor a girar. Devendo a velocidade das pás não ser maior que a velocidade do vento, o que limita a sua eficiência. Possuem utilidades em áreas rurais, para bombear pequenos volumes de água com ventos de baixa velocidade.

Ainda conforme o autor, as turbinas de sustentação possuem sua aerodinâmica similar à das asas dos aeroplanos. O vento ao passar com maior velocidade sobre o lado mais longo formado pela forma da superfície da pá vem a gerar uma área de baixa pressão e, o diferencial de pressão entre as duas superfícies resulta em uma força de sustentação. No caso da asa de avião, isto ocasiona uma força de elevação, mas, no caso das pás da turbina, que são fixadas pelo cubo para se mover em um plano, a força de sustentação irá ocasionar sua rotação.

A Figura 11 representa a vista frontal de uma turbina eólica em operação. Nesta vista é destacado o sentido do vento (barlavento) e o sentido de rotação para a observação do corte de seção transversal de uma pá do rotor.

Figura 11 - Vista frontal para observação do corte de seção transversal

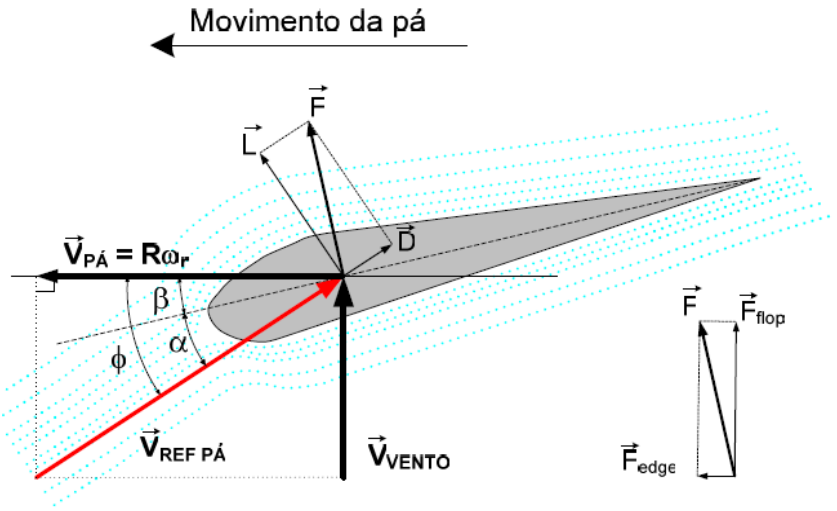


Fonte: Rocha, 2008.

O corte ilustrado na Figura 11 é mostrado em seguida na Figura 12. Onde a linha tracejada é chamada de “linha de corda”. Abaixo segue a nomenclatura adotada:

- $\vec{V}_{\mathbf{VENTO}}$ → velocidade absoluta do vento incidente na turbina;
- $\vec{V}_{\mathbf{PÁ}}$ → velocidade tangencial da seção da pá;
- $\vec{V}_{\mathbf{REF_PÁ}}$ → velocidade de vento vista no referencial da pá: subtração vetorial de $\vec{V}_{VENTO}$ por $\vec{V}_{PÁ;}$
- $\boldsymbol{\alpha}$ → ângulo entre $\vec{V}_{REF_PÁ}$ e a “linha de corda”, chamado “ângulo de ataque”;
- $\boldsymbol{\beta}$ → ângulo entre $\vec{V}_{PÁ}$ e a “linha de corda”, chamado “ângulo de passo”;
- $\vec{D}$ → componente da força resultante na mesma direção do vento visto pela pá, ou força de arrasto;
- $\vec{L}$ → componente da força resultante perpendicular a direção do vento visto pela pá, ou força de sustentação;
- $\vec{F}$ → força resultante na pá;
- $\vec{F}_{flap}$ → componente da força resultante na pá, na direção normal ao plano de movimento (*flap*);
- $\vec{F}_{edge}$ → componente da força resultante na pá, na direção tangencial ao plano de movimento (*edge*).

Figura 12 - Diagrama de velocidades e forças atuantes sobre as pás da turbina



Fonte: Rocha, 2008.

As componentes da força que determinam a rotação da turbina são definidas pela equação abaixo.

$$\begin{cases} \vec{F}_{edge} = \vec{L} \,.\, sen\,(\Phi) - \vec{D} \,.\, cos\,(\Phi) \\ \vec{F}_{flap} = \vec{L} \,.\, cos\,(\Phi) + \vec{D} \,.\, sen\,(\Phi) \end{cases}$$

Para uma mesma velocidade de rotação e vento incidente em uma turbina, o ângulo Φ não se altera. Assim, as componentes da força resultante normal e tangencial ao plano de movimento podem ser alteradas com o controle das forças $\vec{D}$ e $\vec{L}$.

Conforme Rasila *apud* Rocha (2008), a intensidade das componentes $\vec{D}$ e $\vec{L}$ tem influência direta do ângulo de ataque da pá da turbina, onde a força de arrasto é máxima para um ângulo α = 90º e mínimo para um ângulo α = 0º. Já a força de sustentação é máxima para um ângulo de 15º, e acima desse valor, esta força começa a reduzir devido a um fenômeno denominado estol. Deste modo, as componentes da força resultante responsáveis pelo movimento da pá podem ser controladas com a alteração do ângulo de ataque.

Ainda que o ângulo de ataque tenha uma influência mais direta nas forças aerodinâmicas, é mais conveniente expressar a potência desenvolvida pelo mesmo em função do ângulo de passo (β), cuja medição e controle são mais simples.

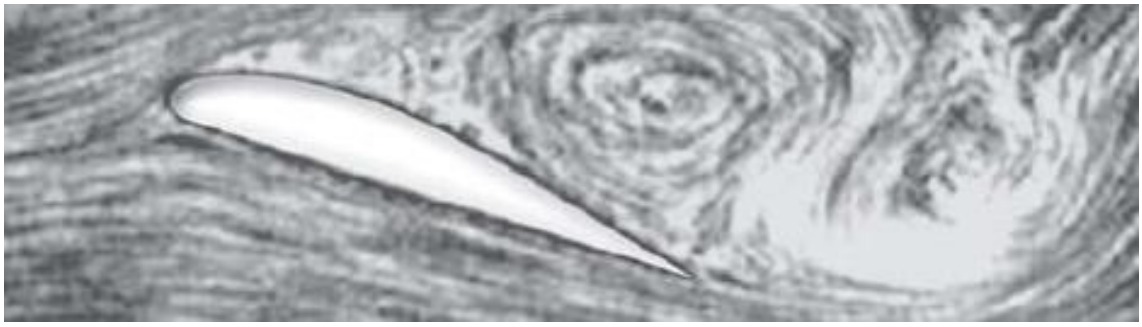
2.3.2 Controle aerodinâmico de potência

De acordo com Araújo (2013), as pás eólicas são projetadas de maneira que atinja e mantenha a potência nominal o máximo de tempo possível. Da mesma forma é necessário limitar a potência fornecida para se evitar esforços excessivos nos componentes mecânicos para ventos de velocidade elevada. Atualmente, três formas construtivas permitem o controle da potência produzida no rotor: controle por estol, controle de passo e controle ativo de estol.

2.3.2.1 Controle por estol

Segundo Araújo (2008), controle por estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás são fixas no ângulo de passo para uma faixa de operação considerada como a velocidade nominal. Com rotação constante ou praticamente constante e com o aumento da velocidade do vento, o ângulo de ataque vai crescendo até que o escoamento se descole da face superior das pás (estol), ou seja, o fluxo se afasta da superfície da pá, surgindo regiões de turbulência entre este escoamento e a superfície. Este efeito reduz a força de sustentação e aumenta a de arrasto, produzindo assim um fenômeno que atua como um freio aerodinâmico, limitando a potência de saída da turbina (FIGURA 13).

Figura 13 - Fluxo separado (estol) em volta do perfil



Fonte: Araújo, 2013.

O autor ainda destaca que, para evitar que o efeito estol ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, reduzindo muito a potência, as pás possuem uma pequena torção longitudinal que levam a um suave desenvolvimento do estol.

No geral o controle somente por estol (com pás fixas) é aplicado em turbinas de classes pequenas e médias, pois este tipo de controle para grandes turbinas é

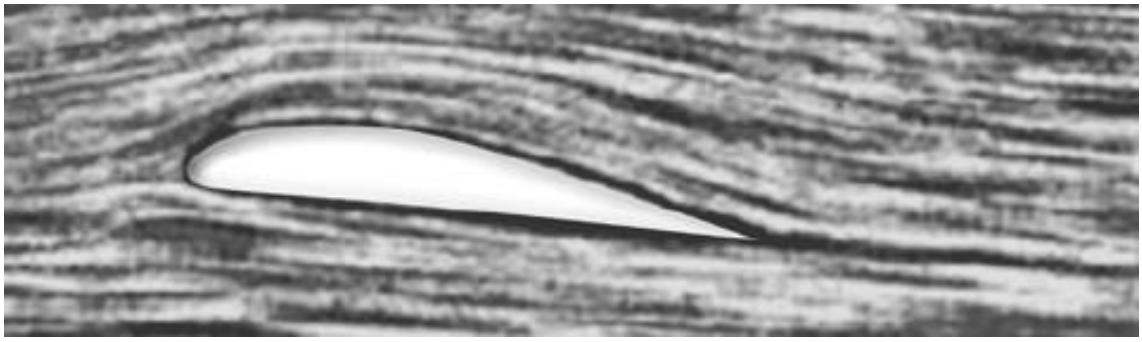
considerado arriscado por conta da estabilidade dinâmica e da intensidade dos esforços mecânicos (ARAÚJO, 2013).

2.3.2.2 Controle de passo

Segundo Araújo (2013), este controle aerodinâmico é um meio ativo, e precisa de informação vinda do sistema de controle. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento da velocidade do vento, as pás do rotor giram em torno do seu eixo longitudinal, em outras palavras, as pás mudam o seu ângulo de passo para reduzir o ângulo de ataque. Esta redução do ângulo de ataque diminui as forças aerodinâmicas atuantes e, consequentemente, a extração de potência do vento. Para todas as velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o ângulo é escolhido de forma que o aerogerador produza apenas a potência nominal.

Devido ao seu autocontrole do ângulo de ataque, sob todas as condições de vento, o fluxo em torno dos perfis da pá do rotor é bem aderente à superfície, produzindo, portanto, sustentação aerodinâmica a pequenas forças de arrasto (FIGURA 14).

Figura 14 - Fluxo aderente ao perfil



Fonte: Araújo, 2013.

2.3.2.3 Controle ativo de estol

Para Araújo (2008), este sistema de controle ativo consiste na junção das técnicas de controle de passo e por estol. No intuito de obter um alto torque para velocidades baixas, a máquina geralmente é programada do mesmo jeito que é feito no controle de passo em baixas velocidades. Muitas vezes são usados apenas alguns passos fixos, variando com a velocidade do vento.

Ainda conforme o autor, uma das vantagens do controle ativo de estol é poder controlar a potência de saída com maior precisão que o controle por estol passivo, principalmente no início de uma rajada de vento.

2.4 MODELAGEM E SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

2.4.1 Dinâmica de fluido computacional

A Dinâmica de Fluido Computacional, em inglês *Computational Fluid Dynamics* (*CFD*), começou a ser utilizado no final da década de 1970 e início dos anos 80, onde estudava principalmente os escoamentos de interesses bélicos, em especial o deslocamento de ar ao redor de aeronaves e projéteis. Entretanto, observou-se que as mesmas equações que regem os fenômenos de escoamento nestes equipamentos são as equações que se aplicam aos escoamentos de modo em geral, esta ciência rapidamente foi aplicada em outros campos da engenharia, como por exemplo, em analises de máquinas de fluxos (SOUZA, 2011).

Ainda conforme o autor, a *CFD* é um sistema de engenharia usado em modelagens que consiste em um conjunto de modelos matemáticos e de métodos numéricos baseados na capacidade de processamento computacional, empregado para simular o comportamento que envolve escoamento de fluidos, trocas térmicas, reações químicas, entre outros. A aplicação dessa ferramenta de simulação permite a solução de projetos e problemas operacionais sem a necessidade de parada de máquinas ou perda de produção, devido a redução do tempo e do número de experimentos realizados em unidades piloto e bancadas de teste, o que traz uma considerável economia no desenvolvimento de projetos.

3 METODOLOGIA

3.1 MÉTODOS E TÉCNICAS UTILIZADOS

A elaboração do dimensionamento das pás de um rotor eólico de eixo horizontal será realizada a partir dos dados de uma propriedade rural situada no município de Santa Rosa/RS, que apresenta um consumo mensal de energia elétrica de aproximadamente 3MWh/mês.

Com visita ao local da instalação da turbina eólica, através das faturas de energia elétrica será analisado o histórico de consumo (Wh/mês) num período de 12 (doze) meses anteriores, e assim, poderá ser determinada a necessidade energética média da propriedade. Na visita também será analisado o local da instalação, sendo que, para identificar a intensidade dos ventos do referido local, utilizar-se-á do mapa eólico do Estado do Rio Grande do Sul.

Um memorial de cálculos será realizado ao dimensionamento das pás do rotor de eixo axial, utilizando-se principalmente do método sugerido por Henn (2006), através de expressões matemáticas em função das potências, perfis aerodinâmicos e relação entre as velocidades e ângulos.

A partir dos resultados do memorial de cálculos, será realizado o modelamento geométrico computacional da pá e a montagem completa do rotor da turbina eólica em *3D*. Com este modelamento, através da utilização do *software* de desenho *SolidWorks*, será possível visualizar e compreender suas dimensões estruturais e suas complexidades.

A elaboração da modelagem em *3D* também permitirá a simulação do escoamento do fluído através do rotor com o uso do *software Flow Simulation*. Onde essas simulações possibilitarão análises detalhadas do comportamento do fluido antes da turbina, no momento incidente e ao passar pela turbina.

As simulações serão realizadas considerando as condições iniciais necessárias para sua realização, como parâmetro de entrada cita-se a velocidade do vento que incidirá no rotor e, como parâmetro de saída tem-se o fluído a pressão atmosférica.

3.2 MATERIAIS E EQUIPAMENTOS

Para a realização deste projeto, vem a ser necessário alguns equipamentos e recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento do trabalho. Estes seguem abaixo:

a) Notebook e internet;

b) Livros específicos sobre máquinas de fluxo, mecânica dos fluídos, energia eólica, etc.;

c) Livros, revistas, jornais, e outros, que abordam sobre o tema deste trabalho;

d) Software de desenho *3D* (*SolidWorks*);

e) Software de elementos finitos (*Flow Simulation*);

4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo, serão apresentados os cálculos para o dimensionamento das pás do rotor eólico, o modelamento computacional em *3D* da pá do rotor, do cubo e a montagem do rotor da turbina eólica de eixo horizontal e a simulação computacional realizada por *software* de engenharia.

4.1 DETERMINAÇÕES DOS PARÂMETROS INICIAIS DO PROJETO

De acordo com Henn (2006), seguindo critérios técnicos e econômicos, para este projeto definiu-se que o rotor será composto por 3 (três) pás, pois são de construção mais robusta e apresentam menos problemas de vibrações.

Com uma visita a propriedade rural estabelecida para o projeto (vide APÊNDICE A), através das contas de energia elétrica (vide ANEXO A e ANEXO B), verificou-se um consumo médio mensal de 2.982 kWh na propriedade, correspondente ao período de fevereiro de 2012 a fevereiro de 2013. Com estes dados, foi determinado de que este consumo médio é a necessidade energética (N_e) que o equipamento deve fornecer à propriedade rural em questão.

Durante a visita, o proprietário definiu para o projeto, que seja considerada uma torre de 36 metros de altura do chão, uma vez que já dispõe de materiais na propriedade que podem ser aproveitados para a construção da mesma.

Com base no Atlas Eólico do Rio Grande do Sul (vide ANEXO C), elaborado pela Secretaria do Meio Ambiente do Governo do Estado do Rio Grande do Sul (2013), a velocidade média anual do vento a 50 metros de altura na cidade de Santa Rosa é de aproximadamente 7m/s.

Segundo Fadigas (2011), para representar o perfil vertical dos ventos em estudos do aproveitamento energético dos ventos, dois modelos matemáticos (leis) são comumente utilizados: da potência e logarítmica. Para o projeto em questão utilizou-se a lei da potência, pois é mais simples e é resultado de estudos da camada limite sobre uma placa plana, embora sem uma precisão muito apurada.

Ainda para Fadigas (2011), a influência da natureza do terreno no perfil vertical da velocidade do vento pode ser representada por um fator *n*, que indica a correspondência entre o perfil do vento e o fluxo sobre uma placa plana (TABELA 1).

Tabela 1 - Fator *n* para diferentes tipos de superfícies

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

Fonte: Fadigas, 2011, pg. 48.

De acordo com as características do local de instalação da turbina eólica (vide APÊNDICE A), utilizou-se um fator *n* = 0,24. Assim, através da utilização da equação da lei da potência (1), foi determinada a velocidade considerada do vento na altura estabelecida pela torre da turbina eólica.

$$V = V_r \times (H \,/\, H_r)^n \quad (1)$$

$$V = 6{,}47\ m \,/\, s \quad (1)$$

Uma vez que não é simples obter a frequência dos ventos em locais que ainda não foram monitorados, e isto levaria muito tempo, foi considerado para este projeto que apenas 1/3 do período do mês (240 horas/mês) tenha ventos médios para a produção da turbina eólica. Em seguida, através da utilização da equação da Potência Final da Turbina (2), determinou-se a potência (*W*) que a turbina deve fornecer a fim de suprir a necessidade energética mensal da propriedade.

$$P_{ft} = N_e \,/\, (horas \,/\, mês) \quad (2)$$

$$P_{ft} = 12.424\ W \quad (2)$$

4.1.1 Determinação da potência teórica disponível do vento

Para Henn (2006), são propostos alguns valores de estimativas de rendimentos como uma primeira orientação de cálculo, porém os mesmos estão voltados para turbinas hidráulicas do tipo Kaplan ou Hélice, e pouco prático para turbinas eólicas. Assim, foram considerados os rendimentos dos diversos mecanismos que compõe todo o sistema aerogerador conforme segue na Tabela 2.

Tabela 2 - Principais rendimentos para cálculos de um aerogerador

RENDIMENTOS	(%)
Rendimento de Betz (C_p)	59,3
Rendimento da hélice (η_h)	85
Rendimento da caixa de redução (η_c)	98
Rendimento do gerador (η_g)	95
Rendimento do transformador (η_t)	98

Fonte: Nunes Junior, 2008.

Segundo Nunes Junior (2008), o Rendimento ou Coeficiente de Betz (C_p) expressa o rendimento máximo aerodinâmico que uma máquina eólica pode alcançar. Já os demais rendimentos, foram subdivididos em Rendimento Elétrico (η_{el}) e Rendimento Mecânico (η_m), equações (3) e (4) respectivamente, para facilitar o entendimento.

$$\eta_{el} = \eta_g * \eta_t \quad (3)$$

$$\eta_{el} = 0{,}931 \quad (3)$$

$$\eta_m = \eta_h * \eta_c \quad (4)$$

$$\eta_m = 0{,}833 \quad (4)$$

Tomando a P_{ft} como principal parâmetro ao projeto, e os rendimentos dos mecanismos, calculou-se a potência no eixo do rotor (P_{eixo}) com a utilização da equação (5), sendo esta a potência a ser fornecida pelo eixo do rotor ao sistema de transmissão mecânico. Logo em seguida determinou-se a potência teórica disponível do vento ($P_{teórica}$) com o uso da equação (6), onde esta determina o potencial eólico que a área de varredura do rotor possui.

$$P_{eixo} = P_{ft} \,/\, (\eta_{el} * \eta_m) \quad (5)$$

$$P_{eixo} = 16.020\ W \quad (5)$$

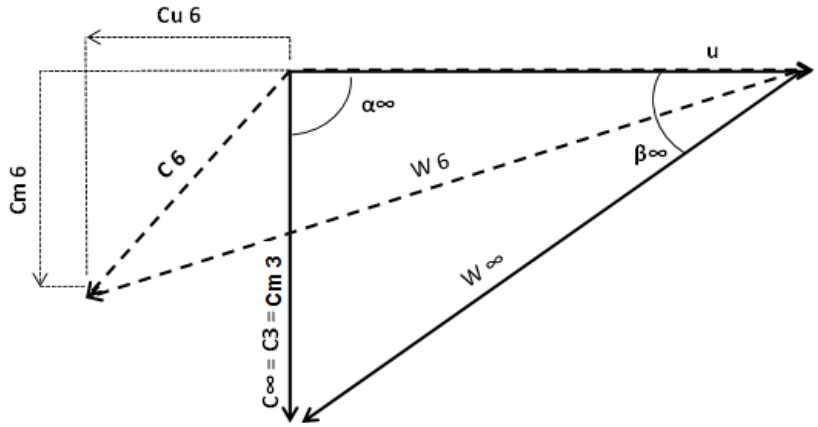
$$P_{teórica} = P_{eixo} \,/\, C_p \quad (6)$$

$$P_{teórica} = 27.033\ W \quad (6)$$

4.1.2 Determinação das características do rotor eólico

Segundo Henn (2006), a velocidade absoluta da corrente fluída antes de penetrar axialmente no rotor é a própria velocidade do vento (não perturbada que vem do infinito), ou seja, $C_3 = C_{m3} = C_\infty$, e após passar pela turbina atinge um valor C_6 devido sofrer uma redução (FIGURA 15), onde esta pode ser expressa por $C_{m6} = C_\infty\ (1 - 2a)$, onde "*a*" representa o fator de redução da velocidade do vento.

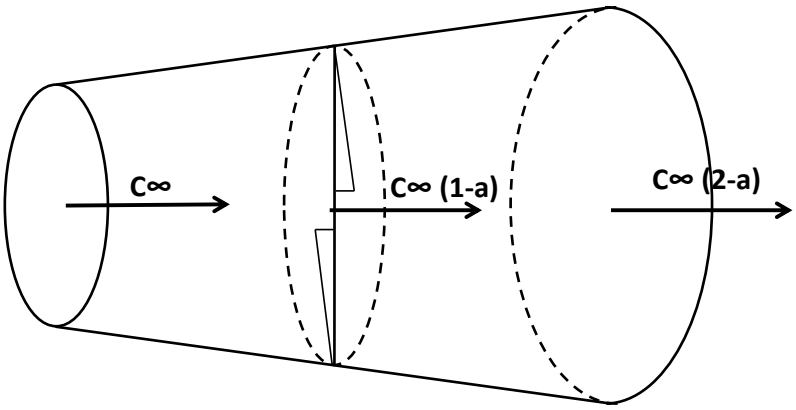
Figura 15 - Triângulo de velocidade de uma turbina eólica axial



Fonte: Adaptado de Henn, 2006, p. 381.

De acordo com Sadhu *apud* Henn (2006), o "*a*" varia com o tipo de turbina e número de pás, vinculado ao maior ou menor aproveitamento da energia eólica, sendo que para uma turbina axial de 3 pás seu o valor é de 0,12 (adimensional) (FIGURA 16).

Figura 16 - Escoamento através da superfície de controle de turbina eólica axial



Fonte: Adaptado de Henn, 2006, p. 382.

Desprezando a componente de giro, esta redução provocada na energia de velocidade do vento se caracteriza como o salto energético específico disponível na turbina (*Y*), onde através da equação (7) foi determinado este salto energético.

$$\frac{Y=c_{\infty}^{2}-[c_{\infty}(1-2a)^{2}]}{2} \therefore Y = 2\, c_{\infty}^{2}\, a\, (1-a) \quad (7)$$

$$Y = 8{,}84\, J/kg \quad (7)$$

Desconsiderando-se a área do cubo do rotor, e considerando a velocidade meridiana C_m, a vazão de ar que passa pela pelo rotor da turbina seguindo a equação da continuidade é determinada pela equação (8).

$$Q = \frac{\pi\, D_e^2}{4} c_{\infty}(1-a) \quad (8)$$

A potência teórica disponível do vento ($P_{teórica}$) também pode ser calculada pela equação (9), e, com as devidas substituições dos valores já determinados, encontrou-se a vazão de ar que passa pela turbina (*Q*).

$$P_{teórica} = \rho * Q * Y \quad (9)$$

$$Q = 2.496{,}6\, m^3/s \quad (9)$$

Em seguida, determinou-se o diâmetro exterior do rotor (D_e) com a utilização da equação (10). O diâmetro D_e determina a área varrida pelo rotor.

$$D_e = \sqrt[2]{(Q * 4)/[\pi * c_{\infty}(1-a)]} \quad (10)$$

$$D_e = 23{,}630m \quad (10)$$

Com o diâmetro D_e determinado, utilizou-se o valor de 15% do mesmo para determinar o diâmetro interior (D_i), esta porcentagem corresponde ao valor mínimo sugerido por Henn (2006), conforme a equação (11).

$$\frac{D_i}{D_e} = 0{,}15\; a\; 0{,}25 \quad (11)$$

$$D_i = 3{,}54m \quad (11)$$

A velocidade de rotação do rotor eólico (N_r) foi obtida através da equação (12), sendo utilizado a relação de velocidade periférica ou fator de celeridade (λ) sugerida por Sadhu *apud* Henn (2006) para rotor com 3 pás no valor de 4,5 (adimensional), sendo este valor o que permite melhor aproveitamento da potência do vento.

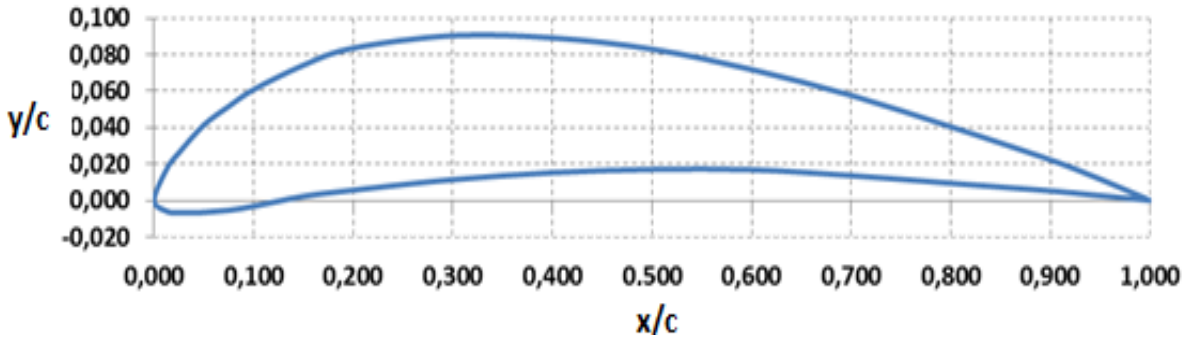
$$N_r = (c_\infty * \lambda)/(D_e * \pi) \quad (12)$$

$$N_r = 0{,}39rps \ \therefore 23{,}5rpm \quad (12)$$

4.1.3 Determinação das superfícies para os diversos diâmetros

Existem inúmeros perfis que possam ser utilizados em turbinas eólicas, e Henn (2006) sugere em seus cálculos o perfil aerodinâmico *Göttingen 428* (FIGURA 17) devido ser um perfil adequado a geração eólica. Deste modo, para este projeto foi definido este mesmo perfil para todo o comprimento da pá.

Figura 17 - Perfil aerodinâmico *Göttingen 428*



Fonte: Adaptado de Rodrigues, 2004.

Henn (2006) sugere dimensionar no mínimo 5 secções (elementos) ao longo da pá, e para este projeto, o diâmetro do rotor foi dividido em 11 elementos para suavizar as curvas das pás durante a modelagem das mesmas. Estas secções correspondem ao diâmetro exterior (D_e), ao diâmetro médio (D_m), ao diâmetro interior (D_i) e mais 8 intermediárias a estas. Assim, através da equação (13), a distância radial entre os cortes (b) foi determinada para calcular os 11 elementos de pá, e posteriormente utilizadas para formar o traçado das pás do rotor.

$$b = (D_e - D_i)/n^{\underline{o}}\ intervalos) \quad (13)$$

$$b = 2{,}009m \quad (13)$$

A equação (14) foi utilizada para determinar as velocidades tangenciais para cada diâmetro das superfícies adotadas (vide APÊNDICE B).

$$u = \pi * D * N_r \tag{14}$$

A velocidade relativa da corrente não perturbada (w_∞) é a própria velocidade relativa do vento, e foi determinada através da expressão (15) para cada diâmetro das superfícies (elementos) adotadas (vide APÊNDICE B).

$$w_\infty = \sqrt{u^2 + {c_\infty}^2} \tag{15}$$

O ângulo de fluxo β_∞, que a velocidade w_∞ forma com a direção da velocidade tangencial u, para cada diâmetro considerado, foi calculado analiticamente com a expressão (16) para cada diâmetro das superfícies adotadas (vide APÊNDICE B).

$$\beta_\infty = arc\ tg * (C_\infty / u) \tag{16}$$

Para determinar o passo entre as pás, foi utilizada a equação (17) para cada diâmetro das superfícies adotadas (vide APÊNDICE B).

$$t = (\pi * D)/N \tag{17}$$

A corda ou comprimento do perfil (L) foi determinado em função da relação L/t para cada diâmetro, onde para turbinas eólicas axiais de pequeno número de pás utilizou-se a equação (18) para L_e e a equação (19) para L_i. Para os demais valores de corda, tomou-se inicialmente o valor de L_e e somou-se à equação (20) sucessivamente até a superfície de L_i (vide APÊNDICE B).

$$L_e = t_e * (0{,}494/\lambda^2) \tag{18}$$

$$L_i = L_e + 0{,}07 * (D_e - D_i) \tag{19}$$

$$d = (L_e - L_i)/\ n^{\underline{o}}\ superfícies \tag{20}$$

Para a determinação da relação $y_{máx}/L$ para os diversos diâmetros, que são fixados em valores decrescentes do cubo para a preferia do rotor, aumentando assim a resistência mecânica na raiz das pás (no diâmetro D_i), utilizou-se as equações (21) e (22) sugeridos por Henn (2006) respectivamente para determinar o $y_{máx}$ para o perfil junto ao D_i e o $y_{máx}$ para o perfil junto ao D_e.

$$y_{máx} \cong 0{,}17 * L_i \tag{21}$$

$$y_{máx} \cong 0{,}053 * L_e \tag{22}$$

A equação (23) corresponde a relação ao perfil normalizado *Göttingen 428*, onde para um valor $X = 0{,}3 * L$, é lida a máxima diferença entre os valores das ordenadas.

$$(y_s - y_i)_{máx} = y_{máx} \tag{23}$$

$$y_{máx} = (9{,}04 - 1{,}14)\frac{L}{100} \therefore \left(\frac{y_{máx}}{L}\right)_{padrão} \tag{23}$$

$$\left(\frac{y_{máx}}{L}\right)_{padrão} = 0{,}079\ (adimensional) \tag{23}$$

O fator de engrossamento ou afinamento (*e*) é calculado pela expressão (24) sugerida por Henn (2006), onde *e >1* significa engrossamento *e <1* significa afinamento. Tomando-se o $y_{máx}/L$ junto a D_i e o resultado da equação (23), determina-se o valor de "*e*" a partir da superfície de D_i.

$$e = \frac{y_{máx}/L}{(y_{máx}/L)_{padrão}} \tag{24}$$

$$e = 2{,}152\ (adimensional) \tag{24}$$

Assim, o $y_{máx}$ com o fator "*e*", para cada uma das superfícies adotadas é determinado pela equação (25) em função da respectiva corda (*L*) e os resultados das equações (23) e (24) (vide APÊNDICE B).

$$y_{máx} = e * L * (y_{máx}/L)_{padrão} \tag{25}$$

De acordo com Henn (2006), adota-se um valor de $\varepsilon = 1{,}5°$ para o ângulo de deslizamento, devido a extremidade livre das pás de turbina eólica. Logo, a equação (26) foi utilizada para determinar o coeficiente de sustentação (C_s) para cada diâmetro das superfícies adotadas (vide APÊNDICE B).

$$C_s = \frac{4 * c_{\infty}^3 * a(1-a)\eta_{h*t}}{w_{\infty * u * sen\,(\beta_{\infty}-\varepsilon)\,L}^2} \tag{26}$$

Para determinação do ângulo de deslizamento (***ε***) em cada um dos 11 elementos de pá, utilizou-se a equação (27), pois, para Henn (2006), os vórtices de ponta de asa e a resistência induzida provocam o aumento do coeficiente de arrasto (C_a) e consequentemente do ângulo ***ε***. De acordo com os resultados de ***ε*** (vide APÊNDICE B), os valores calculados foram próximos do arbitrado anteriormente, não necessitando de serem recalculados novamente.

$$\varepsilon = arctg(0{,}012 + 0{,}06\frac{y_{máx}}{L} + \frac{L}{\pi * D_e}) \tag{27}$$

O ângulo de ataque (***∂***) do perfil foi determinado através da equação (28) para cada diâmetro das superfícies adotadas (vide APÊNDICE B).

$$\partial = \frac{C_s - K_1\frac{y_{máx}}{L}}{K_2} \tag{28}$$

Sendo:

K_1 = 4,8 (constante adimensional) para perfis 428, 682, 364, 480

K_2 = 0,092 (constante adimensional) para perfis 428, 682, 364, 480

Para Henn (2006), o ângulo de inclinação das pás ou ângulo de passo (***β***), é o ângulo que uma tangente ao perfil (convenção *Göttingen*) forma com a direção da velocidade tangencial (*u*), e para este projeto foi determinado através da equação (29) para cada diâmetro das superfícies adotadas (vide APÊNDICE B).

$$\beta = \beta_{\infty} - \partial \tag{29}$$

4.2 MODELAMENTO COMPUTACIONAL DA PÁ DO ROTOR

O modelamento da pá do rotor foi realizado através do *software* de engenharia *SolidWorks*. A partir dos dados obtidos nos cálculos anteriormente elaborados, e com os recursos desta ferramenta foi possível esboçar as curvas e superfícies dos elementos de pás denominados de: perfis aerodinâmicos. Em seguida, os 11 elementos de pá (FIGURA18) com seus respectivos ângulos de inclinação em relação ao plano de rotação de cada seção (FIGURA 19), foram distanciados em intervalos de 2,009m no diâmetro, sendo que para a modelagem da pá foi utilizado o valor no raio, que ficou em 1,0045m.

Figura 18 - Divisão dos elementos de pá

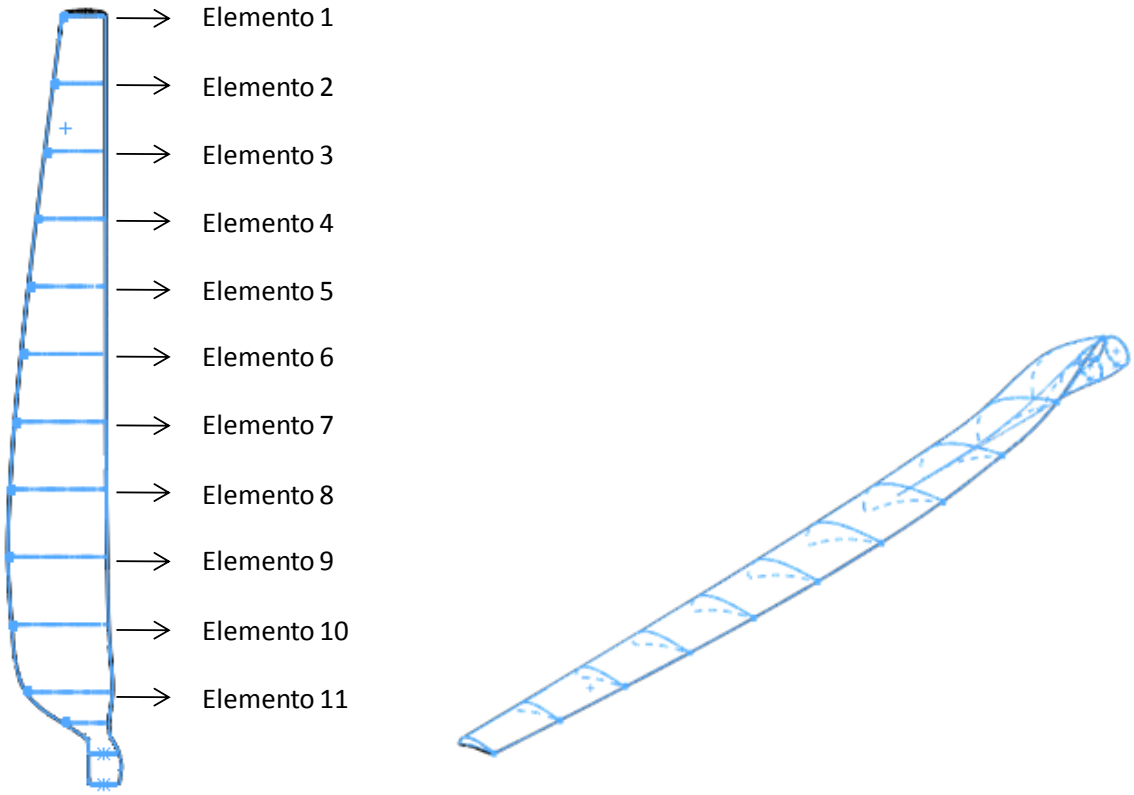
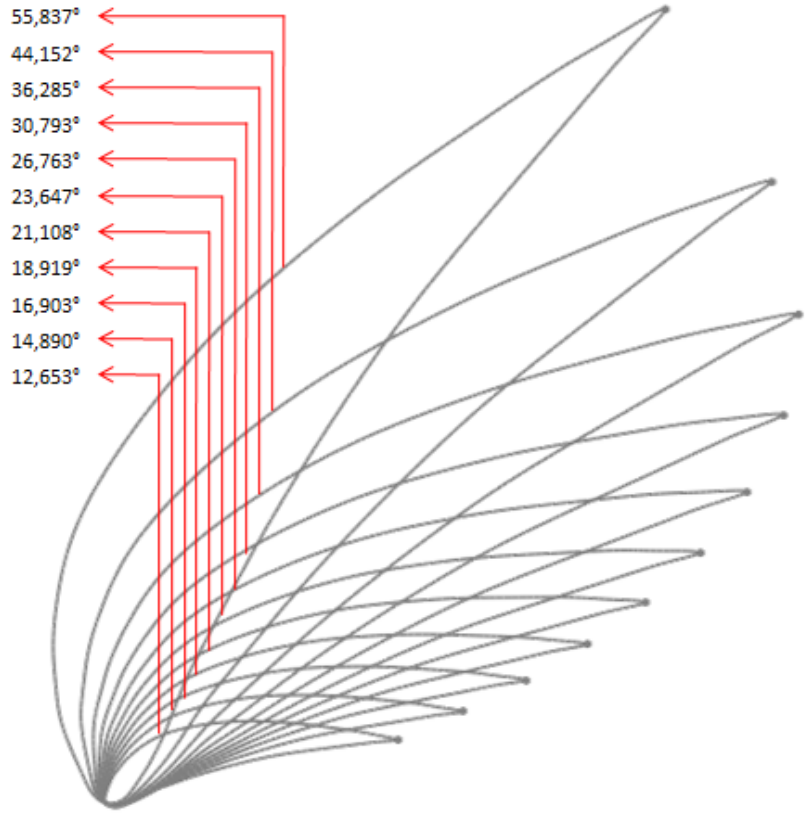
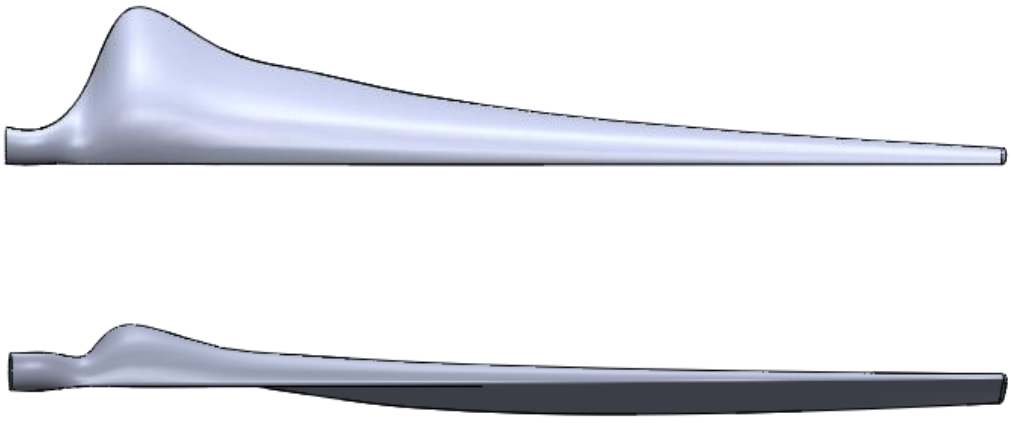


Figura 19 - Representação dos ângulos de inclinação ao plano de rotação



Posteriormente, utilizou-se uma ferramenta para gerar uma casca das superfícies de pressão positiva e negativa da pá do rotor. Para finalizar a modelagem, foram esboçadas as curvas próximas ao cubo do rotor e na extremidade da pá foi modelado as arestas de ponta de pá. A Figura 20 apresenta o modelamento final da pá do rotor da turbina eólica.

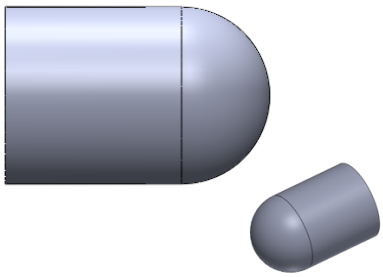
Figura 20 - Representação da pá do rotor da turbina eólica de eixo horizontal



4.3 MODELAMENTO COMPUTACIONAL DO CUBO DO ROTOR

Um cubo de rotor foi modelado para ser utilizado posteriormente na montagem do rotor eólico. A figura 21 apresenta uma representação deste cubo.

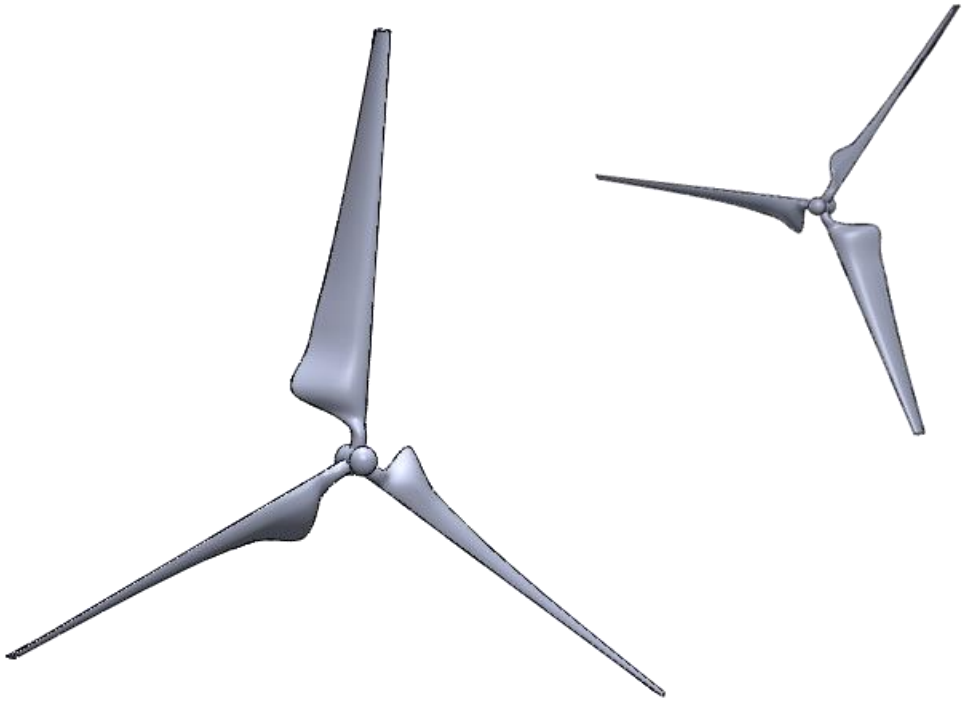
Figura 21 - Representação do cubo do rotor



4.4 MONTAGEM DO ROTOR DA TURBINA EÓLICA

Nesta etapa, foram realizadas a montagem das 3 (três) pás junto ao cubo do rotor. O processo de montagem consistiu no posicionamento da primeira pá ao cubo, em seguida, através da ferramenta “padrão circular” foi gerado e posicionado o restante das pás. A figura 22 mostra a montagem completa do rotor eólico.

Figura 22 - Representação do rotor eólico



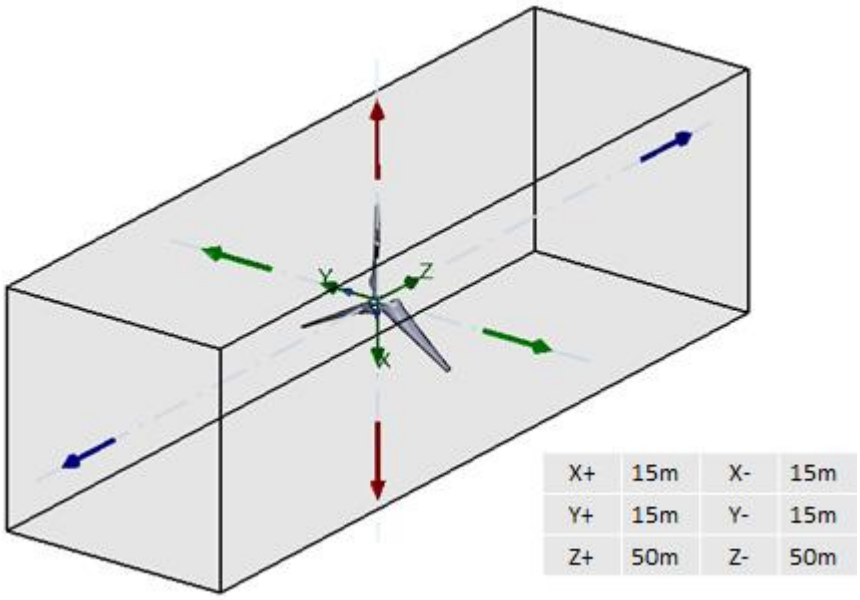
4.5 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL DO ROTOR DA TURBINA EÓLICA

Neste capítulo, é apresentada a simulação do escoamento do fluído ao passar através do rotor eólico, analisando as variações de velocidades e pressão do fluído sobre as pás do rotor.

4.5.1 Parâmetros iniciais para simulação computacional do rotor eólico

Para analisar o comportamento dos fluidos o primeiro passo da simulação foi estabelecer os seguintes parâmetros: tipo de análise (externa), o ar como fluído, temperatura do fluído de 20,05 °C, velocidade de entrada do fluído de 6,47 m/s, rotação do rotor de 0,392 rps, pressão atmosférica de 101325 KPa. A malha foi definida ao nível 8, sendo este o máximo que o *FlowSimulation* apresenta. A figura 23 apresenta o domínio computacional utilizado para a simulação.

Figura 23 - Domínio computacional para simulação



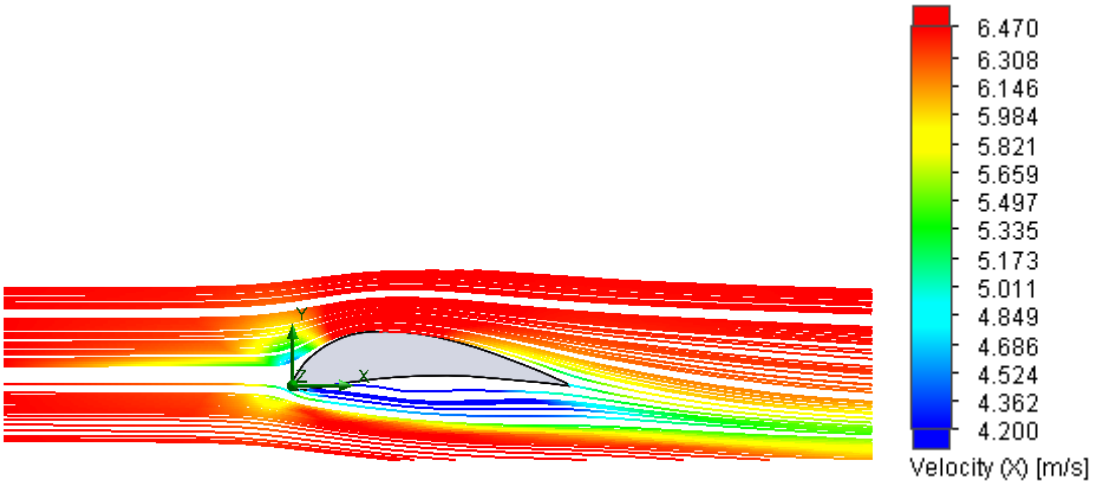
4.5.2 Resultados obtidos pela simulação Computacional

A elaboração da malha aplicando o nível 8 apresentou um número total de 394625 células, sendo 319813 células de fluído, 385 células de sólido e 74427 células parciais.

4.5.2.1 Velocidade de escoamento do fluido

A simulação computacional, apresentou um comportamento do escoamento do fluido em relação a velocidade do vento sobre as pás muito próximo do calculado, que foi: antes da turbina de 6,47m/s, no momento incidente de 5,69m/s e ao passar pela turbina de 4,92 m/s (FIGURA 24).

Figura 24 - Variação de velocidade de escoamento do fluido



4.5.2.2 Velocidade tangencial do rotor eólico

O resultado da Simulação Computacional mostra um valor máximo para velocidade tangencial de 32,5 m/s. Sendo os valores apresentados em relação do *Di* e do *De* do rotor. As figuras 25, 26, 27 e 28 apresentam a velocidade tangencial do rotor.

Figura 25 - Vista frontal da velocidade tangencial na superfície da pá

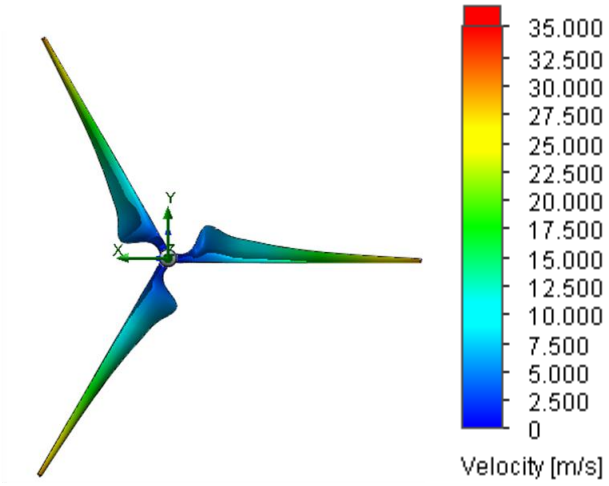


Figura 26 - Vista frontal da velocidade tangencial da pá (massa de fluido)

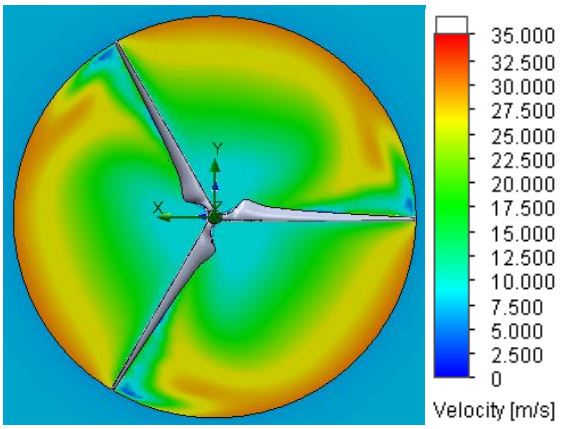


Figura 27 - Vista frontal da velocidade tangencial da pá em relação ao escoamento de fluido

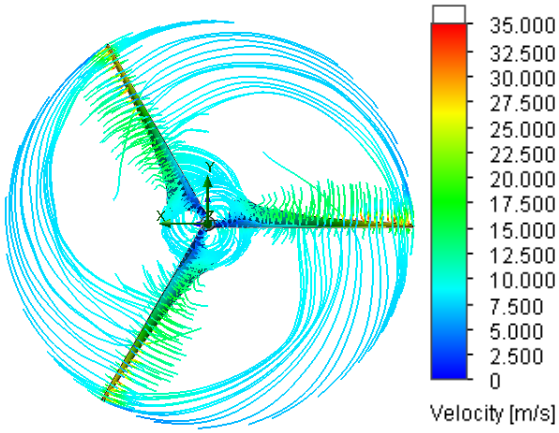
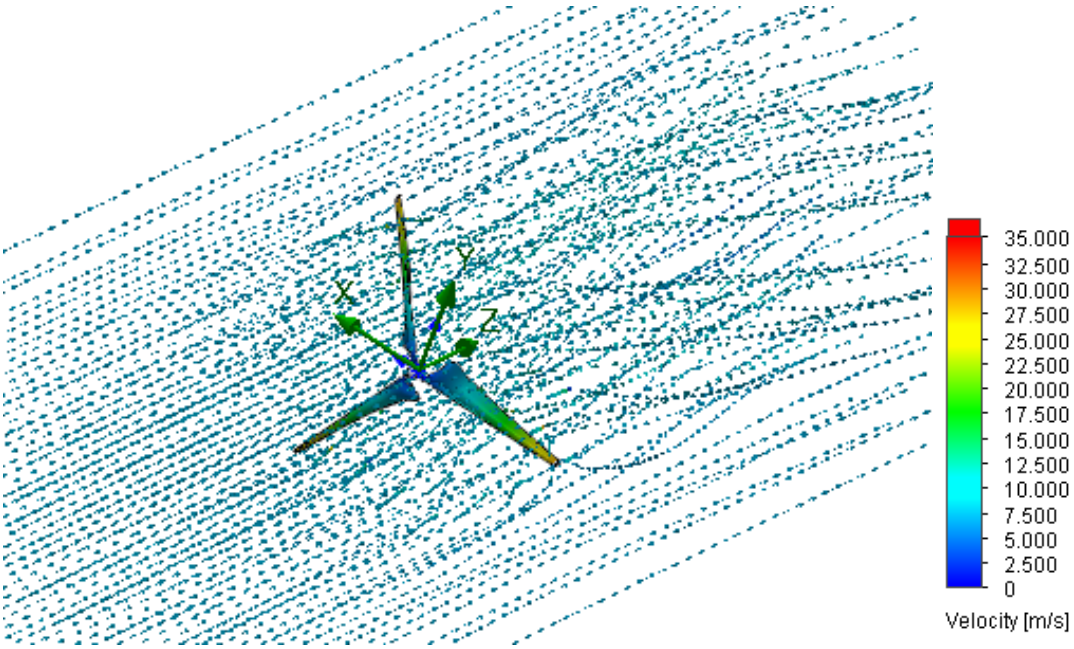


Figura 28 - Vista isométrica da velocidade tangencial da pá em relação ao escoamento do fluido



4.5.2.3 Pressão do fluido sobre as pás do rotor eólico

Esta análise apresenta a pressão que o fluido exerce sobre as pás do rotor eólico, a região que apresenta as maiores pressões são as superfícies inferiores das pás do rotor com valores de aproximadamente 101,8 KPa e as menores pressões se dissipam ao longo da extremidade superior das pás, ou seja, à superfície incidente do vento (FIGURA 29 à 32).

Figura 29 - Pressão do fluido sobre as superfícies da pá

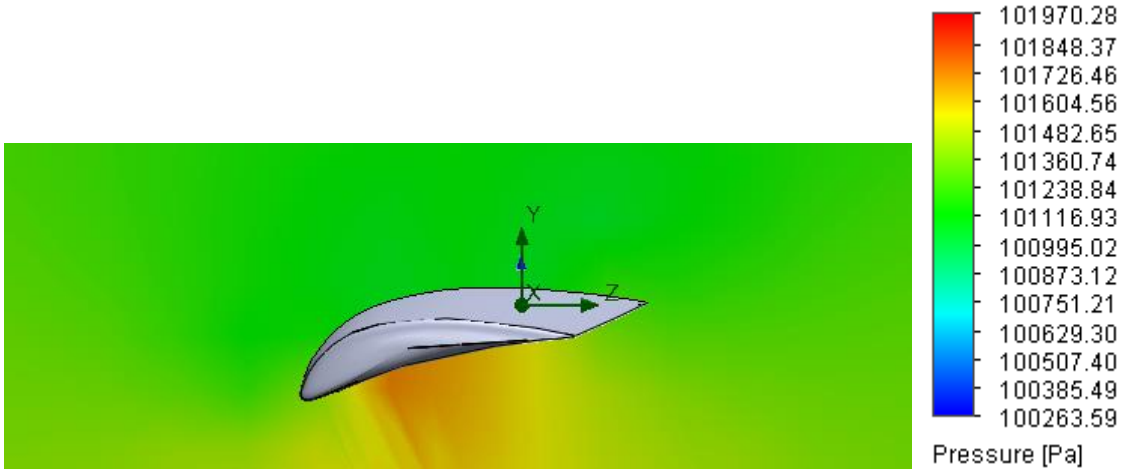


Figura 30 - Pressão do fluido sobre as superficies da pá

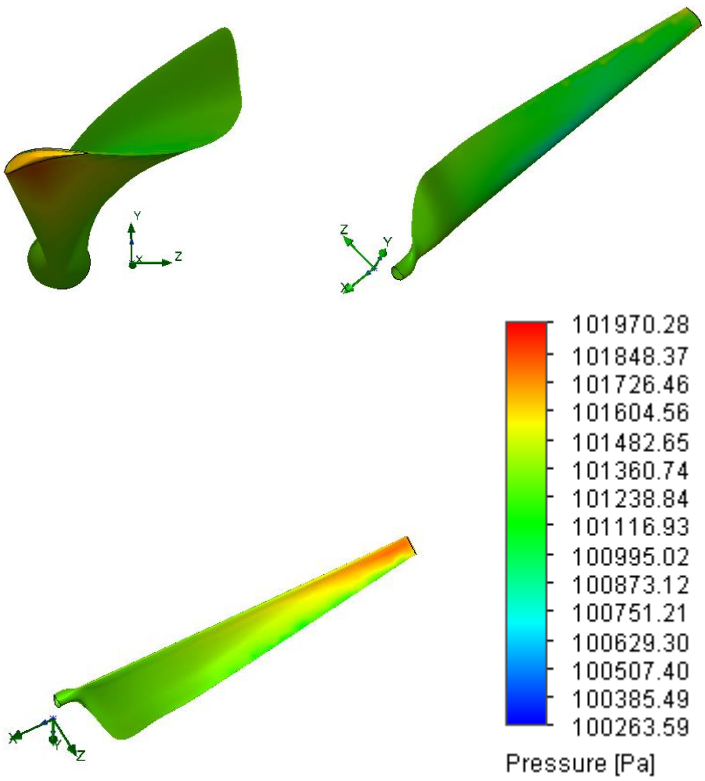


Figura 31 - Pressão do fluido sobre as superfícies das pás do rotor

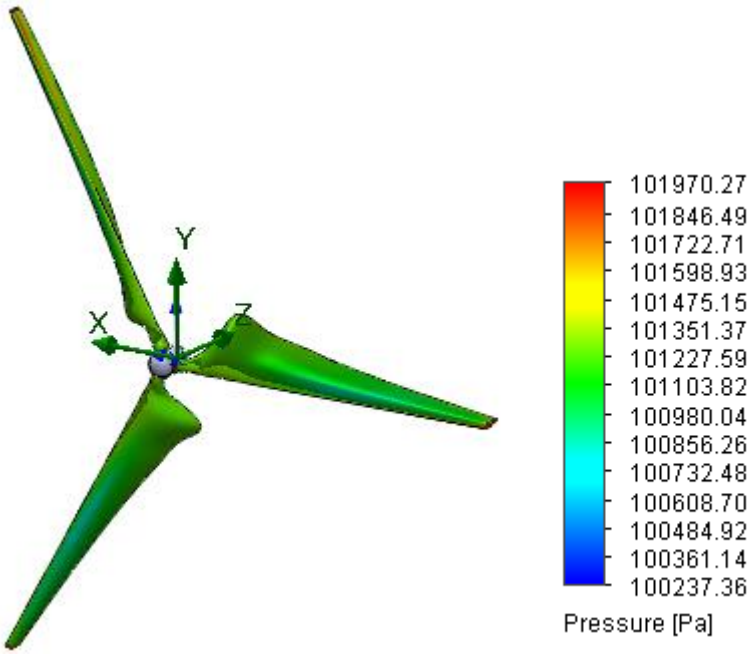
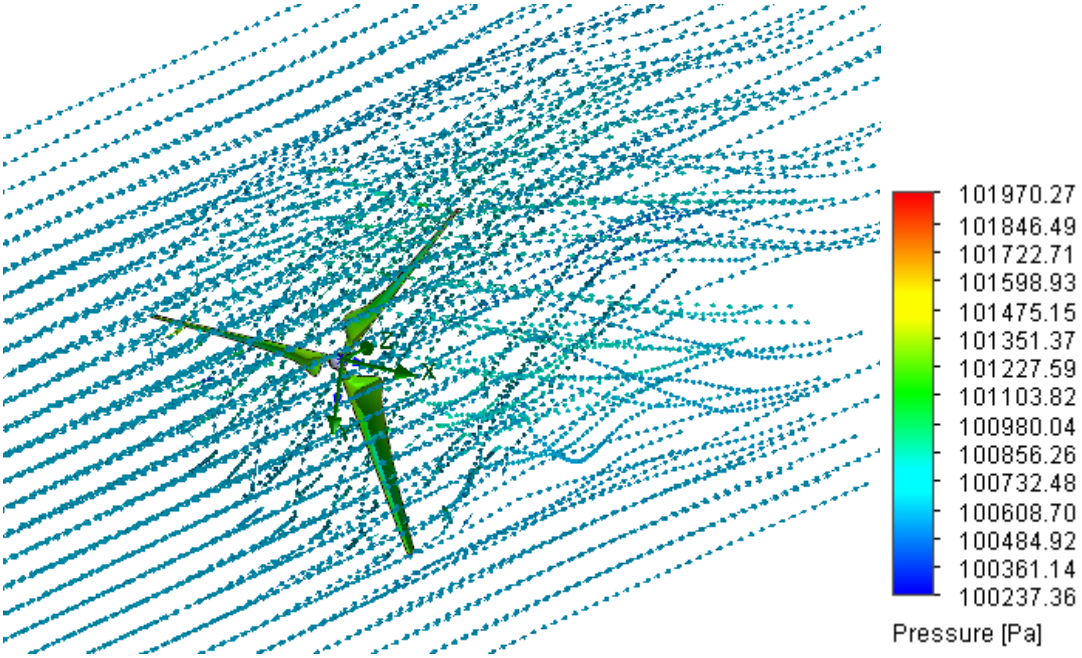


Figura 32 - Vista isométrica da pressão do fluido sobre as superficies das pás do rotor



5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho teve por objetivo realizar o projeto aerodinâmico das pás de um rotor de uma turbina eólica de eixo horizontal, a fim de fornecer a potência que atenda satisfatoriamente ao fornecimento de energia elétrica para a referida propriedade rural no município de Santa Rosa/RS.

A utilização do roteiro de cálculos utilizado na busca das melhores determinações do sistema somente foi possível através da utilização de algumas definições que a bibliografia propiciou, pois se verificou que inúmeras variáveis afetam o dimensionamento de projetos eólicos, e estas nem sempre estão disponíveis ou claras para o prosseguimento do projeto.

Ressalta-se que os resultados da modelagem das pás e do rotor permitem visualizar e compreender as dimensões estruturais da turbina eólica resultante, além de mostrar os aspectos aerodinâmicos, como exemplo, a torção das pás, que realizam um papel muito importante para potencializar a conversão de energia cinética do vento em energia mecânica.

Também, destaca-se que a simulação do escoamento do fluído elaborada neste projeto, evidenciou resultados muito próximos de alguns cálculos teóricos, vindo assim, a validar os mesmos.

Desta forma, conclui-se que mesmo com a complexidade envolvida neste projeto, este trabalho atendeu aos objetivos iniciais e, proporcionou o dimensionamento de uma turbina eólica que atenderá as necessidades do local da instalação.

6 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Recomenda-se para trabalhos futuros pesquisas sobre materiais e análises estruturais em projetos de pás eólicas, a fim de proporcionar a construção de um modelo reduzido para ser testado em túnel de vento, e assim propiciar maior confiabilidade em projetos reais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Sistema de Compensação de Energia Elétrica.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=725&idPerfil=3>. Acesso em: 02 mar. 2013

ALMEIDA, A. T. P. de; SILVA, M. M. da. **Desenvolvimento e montagem de um gerador eólico com pás compósitas**. 2001. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade de Brasília, Brasília, 2001. Disponível em: <http://bdm.bce.unb.br/bitstream/10483/2903/1/2011_MicaelSilva_AntenordeAlmeida.pdf>. Acesso em: 10 mar. 2013.

ARAÚJO, A. M. **Fundamentos da Geração Eólica.** Disponível em: <http://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=Controle+Aerodin%C3%A2mico+de+Pot%C3%AAncia&source=web&cd=1&cad=rja&ved=0CCwQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.ufpe.br%2Fmecfluamb%2Fresources%2FFundamentos%2520da%2520Geracao%2520Eolica.pps&ei=6Rd2UaypHvTK0gH55IAo&usg=AFQjCNGuASgDeDN3a5TQA0fdM-gLZMpc-Q>. Acesso em: 25 mar. 2013.

BENITO, T.P. **Práticas de Energia Eólica.** Porto: Publindustria edições técnicas, 2012.

CENTRAIS ELÉCTRICAS. **Energia Eólica.** Disponível em: <http://centraiselectricas.wordpress.com/energia-eolica/>. Acesso em: 24 mar. 2013.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO. **Energia eólica.** Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br>. Acesso em: 10 mar. 2013.

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia Eólica.** São Paulo: Manole Ltda, 2011.
GASPARETTO, V. **Gerador eólico para sistemas Interligados**. 2007. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2007.

HENN, É. A. L. **Máquinas de Fluído.** 2. ed. Santa Maria : Ed. da UFSM, 2006.

NEOEÓLICA. **Componentes do sistema**, 2013. Disponível em: < http://www.neoeolica.com.br/produtos.htm>. Acesso em: 09 set. 2013.

NUNES JUNIOR, E. R. **Metodologia de projeto de turbinas eólicas de pequeno porte.** 2008. Dissertação (Mestrado) - Universidade do estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em:<http://www.ppgem.eng.uerj.br/trabalhosconclusao/2008/dissertacao-edenrodrigues_2008.pdf>. Acesso em: 10 set. 2013

PINTO, M. **Fundamentos de energia eólica.** Rio de Janeiro: LTC, 2013.

PIRES, J. C. P. **Estudo de Rotor para Turbina Eólica de Eixo Horizontal de Pequeno Porte com Aplicação de Modelagem e Simulação Virtual.** 2010. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2010. Disponível em: <http://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/29058>Acesso em: 02 mar. 2013.

ROCHA, R. V. **Simulação de Aerogerador em uma Bancada Experimental.** 2008. Tese (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <http://www.pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2008042802.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2013.

RODRIGUES, J. C. **Aeromodelismo – Teórico e Prático.** Edição digital, 2004. Disponível em: <http://www.fpam.pt/Informacoes/LivroAeromodelismo/capituloI.pdf>. Acesso em: 09 set. 2013.

SECRETARIA DO MEIO AMBIENTE DO GOVERNO DO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL (SEMA). **Atlas Eólico.** Disponível em: <http://www.sema.rs.gov.br/upload/ATLAS_EOLICO_RS_parte004.pdf>. Acesso em: 23 mar. 2013.

SOUZA, Zulcy de. **Projeto de Máquinas de Fluxo.** Rio de Janeiro: Interciência, 2011.

VEIGA, J.E.da (Org); OLIVEIRA, A. de; PEREIRA, O.S. **Energia Eólica.** São Paulo: Senac, 2012.

VIERIA, S.M. **Avaliação do Potencial eólico no Nordeste Brasileiro Considerando os Cenários de Mudanças Climáticas Globais.** Disponível em: <http://www.fisica.uece.br/macfa/dissertacoes/arquivos/2013_SIMONY_MAIA_VIEIRA.pdf>. Acesso em: 11 mar. 2013.

WENZEL, G. M. **Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal**. 2007. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007. Disponível em: <http://revistaseletronicas.pucrs.br/ojs/index.php/graduacao/article/view/3490/2738>. Acesso em: 11 mar. 2013.

APÊNDICE A – LOCALIZAÇÃO DA PROPRIEDADE RURAL E TURBINA

Locais considerados	Coordenadas geográficas		
	Latitude	Longitude	Altitude
Turbina	-27.797101°	-54.523531°	297m
Consumo elétrico	-27.796456°	-54.521764°	289m

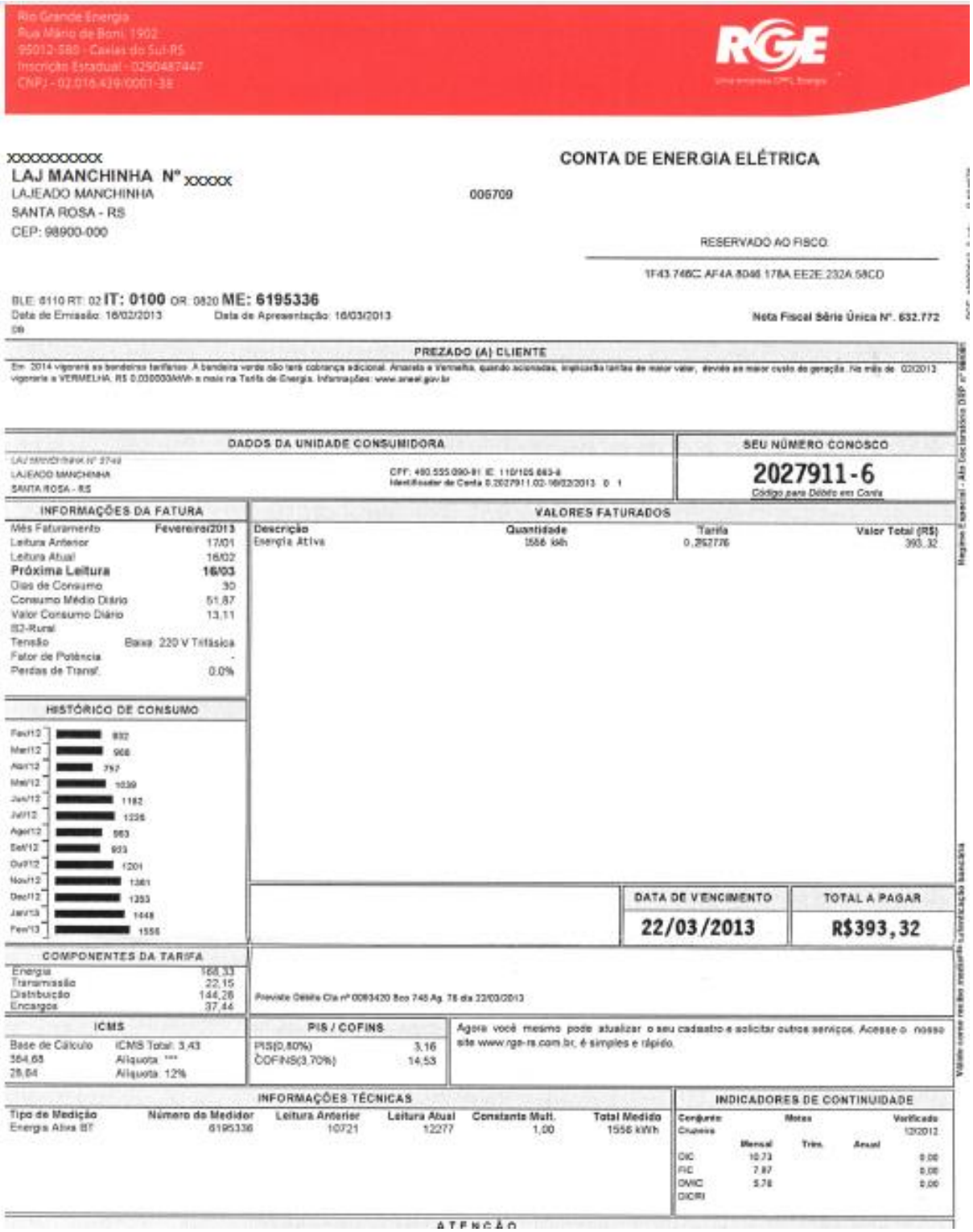
Fonte: Adaptado de Google Earth, 2013.

APÊNDICE B – RESULTADOS DO MEMORIAL DE CÁLCULOS

Elemento de pá	Diâmetro (*m*)	Velocidade tangencial *u* (*m/s*)	Velocidade relativa w_∞ (*m/s*)	Ângulo de fluxo β_∞	Passo entre pás *t* (*m*)	Corda do perfil (*m*)	$y_{máx}$ do perfil (*m*)	Ângulo de deslizamento ε	Ângulo de ataque (∂)	Ângulo de passo β
11	3,54	4,37	7,81	55,98	3,71	2,010	0,342	1,159	0,144	55,837
10	5,55	6,84	9,42	43,40	5,82	1,869	0,318	1,279	-0,753	44,152
9	7,56	9,32	11,34	34,78	7,92	1,728	0,294	1,336	-1,508	36,285
8	9,57	11,79	13,45	28,75	10,02	1,588	0,270	1,368	-2,040	30,793
7	11,58	14,26	15,66	24,39	12,13	1,447	0,246	1,386	-2,368	26,763
6	13,59	16,74	17,95	21,13	14,23	1,307	0,222	1,396	-2,516	23,647
5	15,60	19,21	20,27	18,61	16,33	1,166	0,198	1,400	-2,499	21,108
4	17,60	21,69	22,63	16,61	18,44	1,025	0,174	1,399	-2,310	18,919
3	19,61	24,16	25,01	14,99	20,54	0,885	0,150	1,392	-1,915	16,903
2	21,62	26,64	27,41	13,65	22,64	0,744	0,127	1,379	-1,240	14,890
1	23,63	29,11	29,82	12,53	24,75	0,604	0,103	1,355	-0,125	12,653

ANEXO A – HISTÓRICO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Medidor A



Rio Grande Energia
Rua Mário de Boni, 1902
95012-580 - Caxias do Sul-RS
Inscrição Estadual - 0250487447
CNPJ - 02.016.439/0001-38

RGE

XXXXXXXXXX
LAJ MANCHINHA Nº XXXXX
LAJEADO MANCHINHA
SANTA ROSA - RS
CEP: 98900-000

CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA

006709

RESERVADO AO FISCO

1F43.746C.AF4A.8046.178A.EE2E.232A.58CD

BLE: 6110 RT: 02 IT: 0100 OR: 0820 ME: 6195336
Data de Emissão: 16/02/2013 Data de Apresentação: 16/03/2013
09

Nota Fiscal Série Única Nº. 632.772

PREZADO (A) CLIENTE

Em 2014 vigorará as bandeiras tarifarias. A bandeira verde não terá cobrança adicional. Amarela e Vermelha, quando acionadas, implicarão tarifas de maior valor, devido ao maior custo de geração. No mês de 02/2013 vigorará a VERMELHA, R$ 0,030000/kWh a mais na Tarifa de Energia. Informações: www.aneel.gov.br

DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA

LAJ MANCHINHA Nº 27441
LAJEADO MANCHINHA
SANTA ROSA - RS

CPF: 480.555.090-91 IE: 110/105 663-8
Identificador da Conta 0.2027911.02-16/02/2013 0 1

SEU NÚMERO CONOSCO

2027911-6
Código para Débito em Conta

INFORMAÇÕES DA FATURA

Mês Faturamento	Fevereiro/2013
Leitura Anterior	17/01
Leitura Atual	16/02
Próxima Leitura	**16/03**
Dias de Consumo	30
Consumo Médio Diário	51,87
Valor Consumo Diário	13,11
B2-Rural	
Tensão	Baixa 220 V Trifásica
Fator de Potência	-
Perdas de Transf.	0,0%

VALORES FATURADOS

Descrição	Quantidade	Tarifa	Valor Total (R$)
Energia Ativa	1556 kWh	0,252776	393,32

HISTÓRICO DE CONSUMO

DATA DE VENCIMENTO: 22/03/2013

TOTAL A PAGAR: R$393,32

COMPONENTES DA TARIFA

Energia	168,33
Transmissão	22,15
Distribuição	144,28
Encargos	37,44

Previsto Débito Cta nº 0083420 Bco 748 Ag. 78 dia 22/03/2013

ICMS

Base de Cálculo	ICMS Total: 3,43
364,68	Alíquota: ***
28,64	Alíquota: 12%

PIS / COFINS

PIS(0,80%)	3,16
COFINS(3,70%)	14,53

Agora você mesmo pode atualizar o seu cadastro e solicitar outros serviços. Acesse o nosso site www.rge-rs.com.br, é simples e rápido.

INFORMAÇÕES TÉCNICAS

Tipo de Medição	Número do Medidor	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante Mult.	Total Medido
Energia Ativa BT	6195336	10721	12277	1,00	1556 kWh

INDICADORES DE CONTINUIDADE

Conjunto: Chapeco	Mensal	Trim.	Anual	Verificado 12/2012
DIC	10,73			0,00
FIC	7,87			0,00
DMIC	5,78			0,00
DICRI				

ATENÇÃO

Fonte: Rio Grande Energia (RGE), 2013.

ANEXO B – HISTÓRICO DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

Medidor B

Rio Grande Energia
Rua Mário de Boni, 1902
95012-580 - Caxias do Sul-RS
Inscrição Estadual - 0290487447
CNPJ - 02.016.439/0001-38

RGE

XXXXXXXXXXXX
LAJ MANCHINHA Nº XXXXX
LAJEADO MANCHINHA
SANTA ROSA - RS
CEP: 98900-000

CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA

006710

RESERVADO AO FISCO:
7C8B.86F3.BEBF.1CDB.9836.793D.1D88.6F53

BLE: 6110 RT: 02 IT: 0100 OR: 0825 ME: 6089849
Data de Emissão: 16/02/2013 Data de Apresentação: 16/03/2013
08

Nota Fiscal Série Única Nº. 632.773

PREZADO (A) CLIENTE

Em 2014 vigorará as bandeiras tarifárias. A bandeira verde não tera cobrança adicional. Amarela e Vermelha, quando acionadas, implicarão tarifas de maior valor, devido ao maior custo de geração. No mês de 02/2013 vigorarão a VERMELHA, R$ 0,030000/kWh a mais na Tarifa de Energia. Informações: www.aneel.gov.br

DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA

LAJ MANCHINHA Nº 2787
LAJEADO MANCHINHA
SANTA ROSA - RS

CPF: 033.913.980-91 IE: 110/101.128-4
Identificador da Conta 0.2027912.01-16/03/2013 8 2

SEU NÚMERO CONOSCO

2027912-4
Código para Débito em Conta

INFORMAÇÕES DA FATURA

Mês Faturamento	Fevereiro/2013
Leitura Anterior	17/01
Leitura Atual	16/02
Próxima Leitura	**16/03**
Dias de Consumo	30
Consumo Médio Diário	55,87
Valor Consumo Diário	14,11
B2-Rural	
Tensão	Baixa 220 V Trifásica
Fator de Potência	-
Perdas de Transf.	0,0%

VALORES FATURADOS

Descrição	Quantidade	Tarifa	Valor Total (R$)
Energia Ativa	1676 kwh	0,252619	423,39

HISTÓRICO DE CONSUMO

DATA DE VENCIMENTO	TOTAL A PAGAR
22/03/2013	R$423,39

COMPONENTES DA TARIFA

Energia	181,32
Transmissão	23,86
Distribuição	155,40
Encargos	40,33

Previsão Débito Cta nº 0393428 Bco 748 Ag. 76 dia 22/03/2013

ICMS

Base de Cálculo	ICMS Total: 3,43
394,73	Alíquota: ***
28,64	Alíquota: 12%

PIS / COFINS

PIS(0,80%)	3,40
COFINS(3,70%)	15,65

Agora você mesmo pode atualizar o seu cadastro e solicitar outros serviços. Acesse o nosso site www.rge-rs.com.br, é simples e rápido.

INFORMAÇÕES TÉCNICAS

Tipo de Medição	Número do Medidor	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante Mult.	Total Medido
Energia Ativa RT	6089849	71799	73475	1,00	1676 kWh

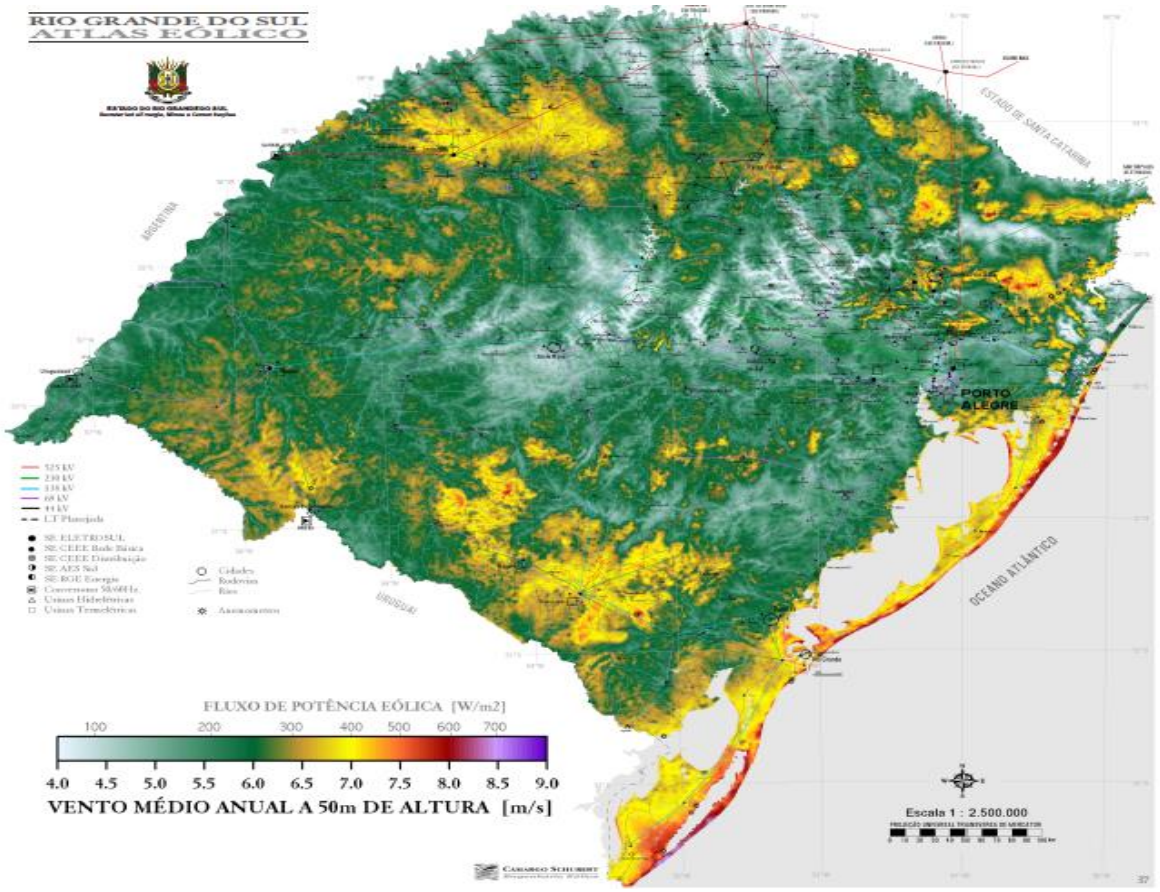
INDICADORES DE CONTINUIDADE

Conjunto	Mesa			Verificado
Cruzeiro				12/2012
	Mensal	Trim.	Anual	
DIC	16,73			0,00
FIC	7,97			0,00
DMIC	5,78			0,00
DICRI				

ATENÇÃO

Fonte: Rio Grande Energia (RGE), 2013.

ANEXO C – VELOCIDADE DOS VENTOS NO RS



Fonte: SEMA, 2013.