



DIMENSIONAMENTO AERODINÂMICO DE ROTORES DE EIXO HORIZONTAL DE TORRE EÓLICA

Nathan Gazon da Silva

Projeto de Graduação oferecido ao
Curso de Engenharia Civil,
Universidade Federal do Rio de Janeiro
Campus Macaé, com objetivo de
cumprir parte dos requisitos necessários
à obtenção do título de Engenheiro Civil

Orientador: Esdras Pereira de Oliveira

MACAÉ, RJ – BRASIL

JULHO DE 2017

DIMENSIONAMENTO AERODINÂMICO DE ROTORES DE EIXO HORIZONTAL DE TORRE EÓLICA

Nathan Gazon da Silva

PROJETO DE GRADUAÇÃO OFERTADO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA CIVIL DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO CAMPUS MACAÉ, COM OBJETIVO DE CUMPRIR OS REQUISITOS NECESSÁRIOS À OBTENÇÃO DO TÍTULO DE ENGENHEIRO CIVIL.

Examinado por:

Prof. Esdras Pereira de Oliveira. D. Sc. (Orientador)
Universidade Federal do Rio de Janeiro – Campus Macaé

Prof. Maurício Aguilar Nepomuceno de Oliveira. M. Sc.
Universidade Federal do Rio de Janeiro – Campus Macaé

Prof. Rafael Malheiro da Silva do Amaral Ferreira. D. Sc.
Universidade Federal do Rio de Janeiro – Campus Macaé

MACAÉ, RJ – BRASIL
JULHO DE 2017

Gazon da Silva, Nathan

Dimensionamento de perfis aerodinâmicos de uma torre eólica/
Nathan Gazon da Silva – Macaé: UFRJ/Campus UFRJ-Macaé, 2017.

XVI, 122 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Esdras Pereira de Oliveira

Projeto de Graduação – UFRJ / Campus UFRJ-Macaé / Curso de
engenharia civil, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 120 – 122.

1. Dimensionamento aerodinâmico. 2. Rotores eólicos de eixo
horizontal. 3. Perfis aerodinâmicos. 4. Elementos finitos. 5. Simulação.

I. Oliveira, Esdras Pereira. II. Universidade Federal do Rio de
Janeiro, Campus UFRJ-Macaé, Curso de Engenharia Civil. III. Título

Dedico este trabalho à minha família, à minha futura esposa e a notáveis estudantes.

AGRADECIMENTOS

O meu maior agradecimento é a Deus, quem me tornou capaz de alcançar meus objetivos e manteve minha fé em minhas conquistas.

Devo reconhecimento a minha família e amigos, sobretudo meus pais, irmãs e irmão, que além de motivar, acreditaram em mim; deles tenho gratidão a qual nunca conseguirei expressar.

À minha futura esposa, Débora Macedo Taytson, que sempre esteve perto para me aconselhar e dar suporte aos meus futuros projetos.

Aos excelentes professores que tive o orgulho de conhecer durante toda minha jornada de estudos, do ensino fundamental até o ensino superior, e deles pude extrair o conhecimento necessário para realizar este trabalho.

Ao meu orientador, Esdras Pereira de Oliveira, pela atenção, motivação e destemor em me aconselhar num tema de projeto tão pouco explorado na engenharia civil, a energia do vento.

Resumo do Projeto de Graduação oferecido ao corpo docente da UFRJ/Macaé com o objetivo parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenharia Civil

Dimensionamento Aerodinâmico de Rotores de Eixo Horizontal de Torre Eólica

Nathan Gazon da Silva

Julho de 2017

Orientador: Esdras Pereira de Oliveira

Curso: Engenharia Civil

RESUMO:

As consequências relacionadas ao uso de combustíveis fósseis para produção de energia é um tópico bastante debatido e criticado em âmbito global. As pesquisas comprovam os efeitos negativos ao meio ambiente e preveem impactos ainda maiores, revelando o factível desequilíbrio nos indicadores físicos do clima, tais como temperatura, velocidade do vento, a piora da qualidade do ar e o acréscimo de eventos climáticos extremos.

Assim, criou-se a demanda por uma solução de carácter sustentável e economicamente atraente, o que motivou o estudo e exploração de matrizes energéticas renováveis. A energia proveniente de recursos naturalmente reabastecidos e de baixo impacto ecológico impulsionou técnicas inovadoras de extração energética. Dentre as diversas técnicas cita-se o uso de turbinas eólicas para converter a energia dos ventos em energia elétrica; que será o tópico principal de análise, dimensionamento e modelagem computacional.

A finalidade desta monografia é apresentar o dimensionamento e simulação de rotores de turbinas de torres eólicas de eixo horizontal, generalizadas ao tipo de perfil aerodinâmico através de metodologias de projeto e das teorias de elemento de pá e momento linear. Realizou-se uma comparação entre os resultados analíticos e da simulação computacional. Esses resultados apresentaram grande compatibilidade com diferença máxima em torno de 7%.

Palavras chave: Dimensionamento aerodinâmico; Rotores Eólicos de Eixo Horizontal; Perfis Aerodinâmicos; Elementos finitos; *Computer Fluid Dynamics*.

Abstract of Final Graduate Project offered to UFRJ / Macaé with the objective in partial fulfillment of the requirements to obtain the Civil Engineer bachelor degree

Aerodynamic Design of Horizontal-axis Wind Turbines

Nathan Gazon da Silva

Julho, 2017

Advisor: Esdras Pereira de Oliveira

Course: Civil Engineering

ABSTRACT:

The consequences related to the use of fossil fuels for power production is a topic that is discussed and criticized at the global level. Researches have proven negative effects on the environment and predicts even greater impacts, revealing the potential imbalance in physical climate indicators such as temperature, wind speed, worsening air quality and the addition of extreme weather events.

Thus, the demand for a sustainable and economically attractive solution was created, which motivated the study and exploration of renewable energy matrices. Energy from natural resources and low ecological impact has boosted innovative energy extraction techniques. Among the various techniques, the use of wind turbines to convert wind energy into electric energy is chosen; which analysis, design and computational modeling will be the main topic of this work.

The purpose of this undergraduate thesis is to present the design and simulation of horizontal-axis wind turbines, generalized to the airfoil type based in design methodologies and in the Blade Element Momentum theory. A comparison was made between the analytical results and the computational simulation. These results showed great compatibility with a maximum difference of around 7%.

Keywords: Aerodynamic design; Horizontal-axis Wind Turbines; Airfoils; Finite element, *Computer Fluid Dynamics*.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	19
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	19
1.1.1 HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA NO MUNDO.....	19
1.1.2 EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DOS AEROGERADORES	25
1.1.2.1 Evolução Tecnológica dos Aero geradores de Pequeno Porte no Século XX.....	25
1.1.2.2 Evolução Tecnológica dos Aero geradores de Grande Porte no Século XX.....	26
1.1.3 HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	34
1.1.4 CENÁRIO ATUAL E AS PERSPECTIVAS FUTURAS	39
1.1.4.1 Cenário Recente da Energia Eólica Mundial.....	39
1.1.4.2 Perspectivas futuras para a Energia Eólica Mundial	45
1.1.5 O CENÁRIO ATUAL DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL.....	49
1.2 OBJETIVOS	52
1.3 JUSTIFICATIVAS	52
1.4 METODOLOGIA	52
2. TEORIA AERODINÂMICA APLICADA ÀS TURBINAS EÓLICAS	54
2.1 ANÁLISE DOS VENTOS	54
2.1.1 VARIAÇÕES COM O TEMPO.....	54
2.1.2 VARIAÇÕES COM A ALTURA	55
2.1.3 DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA DO VENTO	57
2.1.4 PRODUÇÃO ENERGÉTICA ANUAL	59
2.2 AERODINÂMICA DE ROTORES EÓLICOS	60
2.2.1 TEORIA DE MOMENTO UNIDIMENSIONAL E LIMITE DE BELTZ.....	61
2.2.2 ESTEIRA DE ROTAÇÃO EM TURBINAS EÓLICAS (WAKE ROTATION)	64
2.2.3 PERFIS AERODINÂMICOS E SUAS CARACTERÍSTICAS	70
2.2.4 TEORIA DO ELEMENTO DE PÁ E MOMENTO.....	75
2.2.4.1 Introdução Teórica.....	76
2.2.4.2 Teoria BEM Aplicada a Rotores Genéricos, com Esteira de Rotação	80
2.2.4.3 Dimensionamento da Lâmina Otimizada, com Esteira de Rotação	81
2.2.4.4 Efeito de Perda de Ponta (Tip Loss) e a Corda Corrigida	83
2.2.4.5 Procedimento para o Dimensionamento das Pás de Geradores Eólicos.....	84
3. PROJETO ANALÍTICO DE ROTOR DE UMA TURBINA EÓLICA COM 3 LÂMINAS	89

3.1	VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO E DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA	89
3.2	POTÊNCIA GERADA DESEJADA E RAIOS DO ROTOR	90
3.3	ESCOLHA DO AEROFÓLIO E PRÉ-DIMENSIONAMENTO GEOMÉTRICO DA PÁ	90
3.4	FATORES DE INDUÇÃO, VELOCIDADE RELATIVA, NÚMERO DE REYNOLDS E VALIDAÇÃO TEÓRICA	93
3.5	APLICAÇÃO DOS FATORES DE CORREÇÃO E GEOMETRIA DEFINITIVA	95
3.6	ESFORÇOS GERADOS, POTÊNCIA E EFICIÊNCIA AERODINÂMICA DO ROTOR.....	98
4.	SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO PROJETO DO ROTOR NO ANSYS 18.1.....	100
4.1	MODELAGEM COMPUTACIONAL DA GEOMETRIA DA PÁ E IMPORTAÇÃO PARA O ANSYS 18.1.....	100
4.2	GERAÇÃO DA MALHA DE ELEMENTOS FINITOS	102
4.3	CONFIGURAÇÃO DO MODELO FÍSICO E DA SOLUÇÃO NUMÉRICA ...	105
4.4	VERIFICAÇÃO E VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS NUMÉRICOS	110
5.	CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	118
6.	REFERÊNCIAS	120
7.	ANEXO A – TABELAS DAS CARACTERÍSTICAS E PARÂMETROS AERODINÂMICOS DO AEROFÓLIO FX 63 – 137 MOD	123

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Moinho de vento persa ainda em funcionamento na cidade de Neh (a) a pedra do moinho está abaixo do rotor e as velas estão fixadas nas palhetas, (b) vista geral da parede sul do moinho, (c) vista ampliada das velas da palheta; SHEPHERD (1994).....	20
Figura 1.2 – Moinhos de vento, rio Reno; STBRS (2014).....	21
Figura 1.3 – Detalhes da complexidade de um moinho de vento holandês; DIVONE (1994); NREL (1996).....	22
Figura 1.4 – Cata-vento multipás; NEW ENERGY (1999).	23
Figura 1.5 – Principais marcos do desenvolvimento da energia eólica mundial; DUTRA (2001).	25
Figura 1.6 – Aero gerador Jacobs; SHEPHERD (1994).	26
Figura 1.7 – Vista frontal e interna do aerogerador de Brunch; SPERA (1994).....	27
Figura 1.8 – Aero gerador Balaclava, 1931; SHEPHERD (1994).	28
Figura 1.9 – Aero gerador Smith-Putnam, 1931; SHEPHERD (1994).....	29
Figura 1.10 – Aero gerador de 200kW na Ilha Gedser; TELOSNET (2014).....	31
Figura 1.11 – Aero geradores produzidos a partir da parceria NASA/DOE; NASA (2014). ...	33
Figura 1.12 – Aero geradores produzidos a partir da parceria NASA/DOE, da esquerda para a direita Mod-0, Mod-1, Mod-2, WTS-4 e Mod-5; NASA (2014).	33
Figura 1.13 – Aero geradores de eixo vertical, Bushland, Texas; SANDIA (2000) apud DUTRA (2001).....	34
Figura 1.14 – Aero geradores de eixo vertical, Bushland, Texas; SANDIA (2000) apud DUTRA (2001).....	36
Figura 1.15 – Capacidade instalada anual e acumulada, 1996 – 2013; GWEC (2014).....	40
Figura 1.16 – Capacidade instalada anual por região, 2005 – 2013; GWEC (2014).	41
Figura 1.17 – Capacidade instalada acumulada regional - detalhes, 2013; Adaptado de GWEC (2014).	41
Figura 1.18 – Dez principais capacidades instalação no mundo e acumulada, em 2013; GWEC (2014).	42
Figura 1.19 – Capacidade eólica offshore mundial acumulada, em 2012; GWEC (2014).	45
Figura 1.20 – Cenários para o crescimento do mercado de energia eólica até 2050; GWEC (2014).	46
Figura 1.21 – Cenários para o crescimento do mercado de energia eólica regional até 2030; GWEO (2014).	46

Figura 1.22 – Cenários para a parcela de energia eólica dentre a demanda de eletricidade global até 2050; GWEO (2014).....	47
Figura 1.23 – Cenários para o custo do kW instalado até 2050; GWEO (2014).....	47
Figura 1.24 – Cenários para o investimento e empregabilidade do setor eólico até 2050; GWEO (2014).	48
Figura 1.25 – Cenários para as reduções anuais e acumuladas das emissões de CO ₂ até 2050; GWEO (2014).	49
Figura 1.26 – Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil; BP Statistical Review of World Energy (2014).....	50
Figura 1.27 – Fatores de capacidade de carga, 1ª Fase e 2ª Fase, 2012-2013; ABEEólica (2014).	51
Figura 2.1 – Perfil de velocidade do vento.....	55
Figura 2.2 – Probabilidade de densidade de Weibull para $U = 6$ m/s.....	58
Figura 2.3 – Média anual do fator de forma de Weibull para todo Brasil.....	59
Figura 2.4 – Rotor eólico num volume de controle idealizado.	61
Figura 2.5 – Efeito esteira numa linha de fluxo devido à rotação de uma turbina eólica.	64
Figura 2.6 – Esquema para análise do efeito esteira.....	65
Figura 2.7 – Coeficiente de potência máximo em função da Razão de velocidade global para um rotor axial horizontal eólico, com e sem esteira de rotação.	69
Figura 2.8 – Fator de indução axial a , e fator de indução angular a' , em função do raio não dimensionalizado r/R , de uma turbina eólica com efeito de esteira de rotação; razão de velocidade global $\lambda = 7,5$ e raio do rotor R	69
Figura 2.9 – Nomenclatura utilizadas em perfis aerodinâmicos.	70
Figura 2.10 – Força de sustentação, arrasto e momento de torção num perfil aerodinâmico.	71
Figura 2.11 – Comportamento do fluxo de ar num perfil aerodinâmico.....	74
Figura 2.12 – Comportamento do gradiente de pressão na camada limite.....	74
Figura 2.13 – Representação do perfil aerodinâmico DU-93-W-210 em função da corda.	75
Figura 2.14 – Representação infinitesimal dos elementos da pá.....	76
Figura 2.15 – Soma vetorial das velocidades induzidas no rotor.	77
Figura 2.16 – Representação tridimensional do fluxo e da turbina eólica.	77
Figura 2.17 – Representação tridimensional do fluxo incidente em uma pá.....	78
Figura 2.18 – Seção transversal da pá.	80

Figura 2.19 – Coeficiente de potência para vários tipos de rotores em função da razão de velocidade global.....	85
Figura 3.1 – Função densidade de probabilidade de Weibull para a velocidade média anual do vento a 15 m.	90
Figura 3.2 – Distribuição da razão de velocidade local com o raio.....	92
Figura 3.3 – Distribuição do ângulo de incidência com o raio.....	92
Figura 3.4 – Distribuição da corda com o raio.	92
Figura 3.5 – Distribuição do ângulo de passo com o raio.	93
Figura 3.6 – Distribuição do fator de indução axial com o raio.	94
Figura 3.7 – Distribuição do número de Reynolds com o raio.....	94
Figura 3.8 – Distribuição da corda corrigida com o raio.....	95
Figura 3.9 – Distribuição do fator de indução axial corrigido com o raio.	96
Figura 3.10 – Distribuição do fator de indução angular corrigido: a) para todo o raio; b) numa escala menor, até 0,2 m, a fim de demonstrar o crescimento da função para $r \cong 0$	97
Figura 3.11 – Distribuição da velocidade relativa do vento corrigida com o raio.	97
Figura 3.12 – Distribuição do número de Reynolds corrigido com o raio.	98
Figura 4.1 – Modelo geométrico computacional do rotor.....	101
Figura 4.2 – Representação computacional do volume de controle com o rotor imerso, onde: a) descrição geométrica da superfície de entrada; b) descrição geométrica da superfície de saída; c) região de fluido do volume de controle.....	101
Figura 4.3 – Nomenclatura das faces do volume de controle, tal que: a) setorização de “INLET” e “INLET UP”; b) setorização de “PER_1” e “PER_2”; c) setorização de “BLADE”; d) setorização de “OUTLET”.....	102
Figura 4.4 – Programação global da malha.....	103
Figura 4.5 – Programação local da malha, tal que: a) configuração do “Match Control”; b) configuração do “Face Sizing”; c) configuração do “Inflation”; d) configuração do “Body Sizing”.....	104
Figura 4.6 – Malha do volume de controle com o rotor imerso.	105
Figura 4.7 – Indicativos de qualidade da malha computados pelo ANSYS por tipo de elemento, onde: a) distribuição da ortogonalidade; b) distribuição da obliquidade.....	105
Figura 4.8 – Configuração geral da plataforma Fluent.....	106
Figura 4.9 – Configuração do: a) modelo viscoso; b) características físicas do fluido; c) rotação da lâmina.....	107

Figura 4.10 – Condições de contorno do modelo, onde “v” é velocidade do vento e “p” é pressão.	108
Figura 4.11 – Programação das condições de contorno do modelo, onde: a) “INLET”; b) “INLET UP”; c) “BLADE”; d) “OUTLET”; e) “PER_1” e “PER_2”	108
Figura 4.12 – Configuração da malha de interface.....	109
Figura 4.13 – Configurações finais e início dos cálculos numéricos. a) “Solution Method”; b) “Residuals”; c) inicialização; d) execução dos cálculos.....	110
Figura 4.14 – Transformação periódica de uma lâmina para três lâminas.	111
Figura 4.15 – a) velocidade tangencial das lâminas em m/s; b) detalhe do deslocamento da pá ao eixo de giro.	111
Figura 4.16 – O vetor velocidade das linhas de fluxo no volume de controle em metros por segundo, descrito em duas vistas: a) posição 1; b) posição 2.....	112
Figura 4.17 – A distribuição de pressões na(o): a) superfície de incidência de vento no rotor; b) superfície total oposta do rotor; c) detalhe da ponta de incidência de vento do rotor; d) detalhe da ponta de oposta do rotor.	113
Figura 4.18 – Vetores de velocidade relativa do vento (m/s), à esquerda; pressão (Pa) no aerofólio a 0,85 m da raiz da pá, à direita.....	114
Figura 4.19 – Pressão relativa (Pa) ao longo do volume de controle.	115
Figura 4.20 – Simulação da força normal de uma lâmina (N).	115
Figura 4.21 – Simulação do momento na raiz de uma lâmina (N.m).....	116
Figura 4.22 – Simulação do torque na direção do eixo de rotação, z, de uma lâmina (N.m).	116

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – O número de pás sugeridos em função da razão de velocidade global.	85
Tabela 7.1 – Coeficiente de sustentação C_l , coeficiente de arrasto C_d e ângulo de ataque α a um número de Reynolds Re aproximadamente 150.000 para o aerofólio FX 63 – 137 MOD.	123
Tabela 7.2 – Coeficiente de sustentação C_l , coeficiente de momento C_m e ângulo de ataque α a um número de Reynolds Re aproximadamente 150.000 para o aerofólio FX 63 – 137MOD.	123

SÍMBOLOS

a) Letras romanas maiúsculas

A	área varrida pelos rotores
B	número de pás
C_d	coeficiente de arrasto
C_l	coeficiente de sustentação
C_m	coeficiente de momento
C_p	coeficiente de potência
$C_{p,máx}$	coeficiente de potência máximo
D	força de arrasto
F	probabilidade de ocorrência entre os eventos
F	fator de correção
F_N	força normal
F_T	força tangencial
L	comprimento característico do fluido
L	força de sustentação
M	momento de torção
M_n	momento fletor na raiz da pá
M_T	momento torção da pá
P	potência extraída do rotor
$P_w(U)$	potência do vento em função da velocidade do vento
\bar{P}_w	potência anual gerada média do vento
Q	torque do rotor
R	raio do rotor na ponta
R_{cubo}	raio cubo
Re	número de Reynolds
T	a força de impulso
U	velocidade do vento
U_1	velocidade do vento na seção 1
U_2	velocidade do vento na seção 2
U_3	velocidade do vento na seção 3

U_4	velocidade do vento na seção 4
U_{rel}	velocidade do vento relativa ou velocidade do vento relativa à pá
$U(z)$	velocidade do vento a uma dada cota z
$U(z_r)$	velocidade do vento a uma dada cota z de referência
\bar{U}	velocidade do média do vento

b) Letras romanas minúsculas

a	índice de indução axial
a_1	fator de indução axial para $\lambda(r) = 0$
a_2	fator de indução axial para $\lambda(r) = \lambda$
a'	fator de indução angular
c	fator escala
c	corda
$c(r)$	corda em função do raio
dC_p	coeficiente de potência infinitesimal
dF_D	força de arrasto infinitesimal
dF_L	força de sustentação infinitesimal
dF_N	força normal infinitesimal ao plano de rotação
dF_T	força de tangencial infinitesimal à circunferência formada pelo giro das pás
dP	potência infinitesimal
dQ	torque infinitesimal
dT	impulso infinitesimal
$d\lambda(r)$	razão de velocidade local infinitesimal
k	fator forma
l	comprimento
\dot{m}	fluxo de massa
p	densidade de probabilidade de Weibull
p	pressão absoluta
p_1	pressão absoluta na seção 1
p_2	pressão absoluta na seção 2
p_3	pressão absoluta na seção 3
p_4	pressão absoluta na seção 4

r	variável do raio do rotor
z	altura da velocidade do vento
z_r	altura da velocidade do vento

c) Letras gregas

α	ângulo de ataque
$\Gamma(x)$	função gamma
η_g	eficiência do gerador
η_{mec}	eficiência mecânica das transmissões
η_{rot}	coeficiente de potência aerodinâmico
θ	ângulo de passo
θ_p	ângulo de passo (<i>pitch</i>), ângulo entre o plano de rotação e a linha da corda
$\theta_{p,0}$	ângulo de passo na ponta
θ_T	ângulo de torção da lâmina
λ	razão de velocidade global
$\lambda(r)$	razão de velocidade local
μ	coeficiente de viscosidade
π	constante matemática
ρ	massa específica do vento
σ_u	desvio padrão da velocidade do vento
$\sigma'(r)$	solidez local
ν	viscosidade cinemática
φ	ângulo de incidência do vento
Ω	velocidade angular do rotor
ω	velocidade angular do vento

d) Siglas

BEM	<i>Blade element momentum</i>
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
AIE	Agência Internacional de Energia
OPEP	Organização dos Países Exportadores de Petróleo
DOE	Agência Americana de Energia

NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
GROWIAN	<i>Grosse Wind Energie Anlage</i>
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
IEA	<i>International Energy Agency</i>
DFVLR	<i>Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt</i>
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
GWEO	Global Wind Energy Outlook

1. INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

1.1.1 HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA NO MUNDO

Os primórdios da utilização da força dos ventos para a produção de trabalho pelo homem têm data bastante incerta, mas estima-se que ocorreu há milhares de anos no Oriente. Com o avanço da agricultura era necessário mais esforço braçal ou animal para a realização de trabalhos como moagem de grãos e bombeamento de água. Isso levou ao desenvolvimento de uma forma primitiva de produção de força motriz que se tornaria o precursor dos moinhos de vento. Utilizada no beneficiamento dos produtos agrícolas, este engenho constava de um eixo vertical acionado por uma longa haste presa a ela, movida por homens ou animais caminhando numa gaiola circular. Existia também outro recurso similar onde um eixo horizontal era conectado a uma gaiola e dentro desta gaiola, homens ou animais caminhava em seu interior.

Tal sistema foi aperfeiçoado posteriormente com a utilização de água corrente como força motriz, as famosas rodas d'água. Como não se dispunha de água corrente em todos os lugares concebeu-se o vento como força motriz, surgindo os primeiros moinhos de vento.

Os primeiros moinhos de vento eram máquinas que utilizavam a força aerodinâmica de arrasto sobre placas ou velas para produzir trabalho. O primeiro registro histórico da utilização da energia eólica para bombeamento de água e moagem de grãos através de moinhos de vento é proveniente da Pérsia, por volta de 200 A.C. Era um moinho de vento de eixo vertical como mostrado na Figura 2.1. Esse tipo de moinho de eixo vertical veio a se espalhar pelo mundo islâmico sendo utilizado por vários séculos. Acredita-se que antes da invenção dos cata-ventos na Pérsia, a China (por volta de 2000 A.C.) e o Império Babilônico (por volta 1700 A.C) também utilizavam moinhos de vento rústicos para irrigação (CHESFBRASCEP, 1987). (SHEPHERD, 1994).

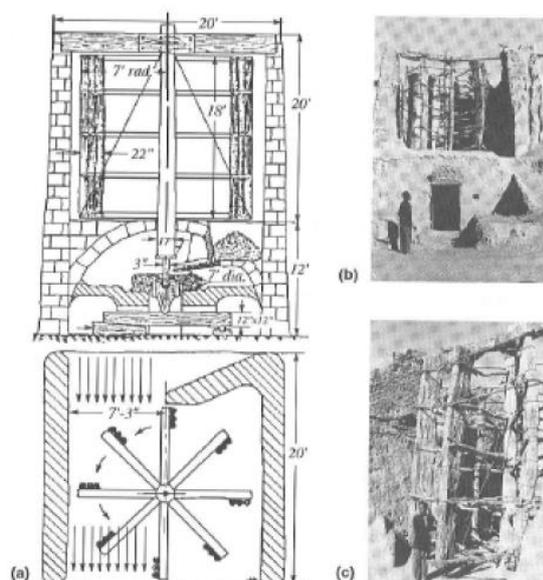


Figura 1.1 – Moinho de vento persa ainda em funcionamento na cidade de Neh (a) a pedra do moinho está abaixo do rotor e as velas estão fixadas nas palhetas, (b) vista geral da parede sul do moinho, (c) vista ampliada das velas da palheta; SHEPHERD (1994).

Pouco se sabe sobre o desenvolvimento e uso dos moinhos de ventos primitivos da China e Oriente Médio como também dos moinhos de ventos surgidos no Mediterrâneo. Um importante desenvolvimento da tecnologia primitiva foram os primeiros modelos a utilizarem velas de sustentação em eixo horizontal encontrados nas ilhas gregas do Mediterrâneo (DUTRA, 2001).

A introdução dos moinhos de vento na Europa deu-se, principalmente, no retorno das Cruzadas há 900 anos. As máquinas primitivas persistiram até o século XII quando começaram a ser utilizados moinhos de eixo horizontal na Inglaterra, França e Holanda, entre outros países. Os moinhos de vento de eixo horizontal do tipo “holandês” foram rapidamente disseminados em vários países da Europa. Durante a Idade Média, na Europa, a maioria das leis feudais incluía o direito de recusar a permissão à construção de moinhos de vento pelos camponeses, o que os obrigava a usar os moinhos dos senhores feudais para a moagem dos seus grãos. Dentro das leis de concessão de moinhos também se estabeleceram leis que proibiam a plantação de árvores próximas ao moinho assegurando, assim, o “direito ao vento”. Os moinhos de vento na Europa tiveram, sem dúvida, uma forte e decisiva influência na economia agrícola por vários séculos. Com o desenvolvimento tecnológico das pás, sistema de controle, eixos etc., o uso dos moinhos de vento propiciou a otimização de várias atividades utilizando-se a força motriz do vento (DUTRA, 2001).

Na Holanda, durante os séculos XVII a XIX, o uso de moinhos de vento em grande escala esteve relacionado amplamente com a drenagem de terras cobertas pelas águas. A área de Beemster Polder, que ficava três metros abaixo do nível do mar, foi drenada por 26 moinhos de vento de até 50 HP cada, entre os anos de 1608 e 1612. Mais tarde, a região de Schermer Polder também foi drenada por 36 moinhos de vento durante quatro anos, a uma vazão total de 1000 m³/min (SHEPHERD, 1994). Os moinhos de vento na Holanda tiveram uma grande variedade de aplicações. O primeiro moinho de vento utilizado para a produção de óleos vegetais foi construído em 1582. Com o surgimento da imprensa e o rápido crescimento da demanda por papel, foi construído, em 1586, o primeiro moinho de vento para fabricação de papel. Ao fim do século XVI, surgiram moinhos de vento para acionar serrarias para processar madeiras provenientes do Mar Báltico. Em meados do século XIX, aproximadamente 9000 moinhos de vento existiam em pleno funcionamento na Holanda (WADE, 1979 *apud* CHESF-BRASCEP, 1987). O número de moinhos de vento na Europa nesse período mostra a importância do seu uso em diversos países como a Bélgica (3000 moinhos de vento), Inglaterra (10000 moinhos de vento) e França (650 moinhos de vento na região de Anjou) (CHESF-BRASCEP, 1987).



Figura 1.2 – Moinhos de vento, rio Reno; STBRS (2014).

Com a Revolução Industrial do final do Século XIX e o surgimento da máquina a vapor, iniciou-se o declínio da energia eólica na Holanda. Já no início do século XX, existiam apenas 2500 moinhos de ventos em operação, caindo para menos de 1000 no ano de 1960 (CHESFBRASCEP, 1987). Preocupados com a extinção dos moinhos de vento pelo novo conceito imposto pela Revolução Industrial, foi criada, em 1923, uma sociedade holandesa para conservação, melhoria de desempenho e utilização mais efetiva dos moinhos holandeses (DUTRA, 2001).

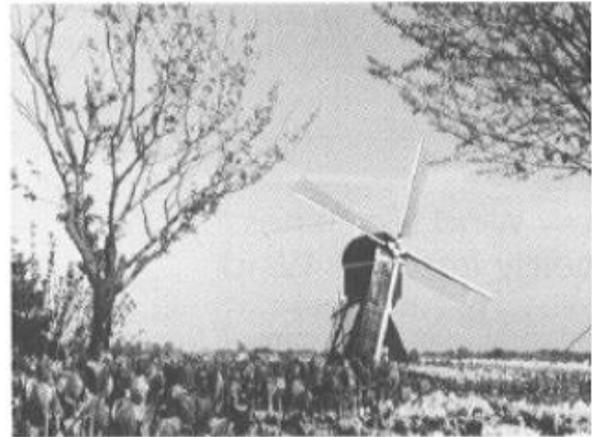
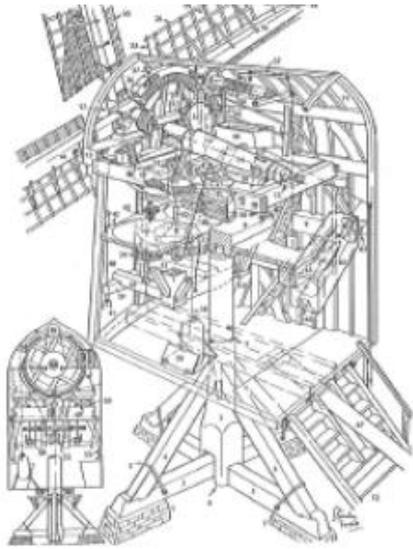


Figura 1.3 – Detalhes da complexidade de um moinho de vento holandês; DIVONE (1994); NREL (1996).

A utilização de cata-ventos de múltiplas pás destinados ao bombeamento d'água desenvolveu-se de forma efetiva, em diversos países, principalmente nas suas áreas rurais. Muitos historiadores atribuem parcela do sucesso e da rapidez da expansão colonizadora do Oeste dos Estados Unidos à disponibilidade de cata-ventos múltipla pás de baixo custo, que facilitaram o acesso à água e a fixação de apoios em grandes áreas áridas ou semi-áridas (VERGARA, 2005).

Acredita-se que desde a segunda metade do século XIX mais de 6 milhões de cataventos já teriam sido fabricados e instalados somente nos Estados Unidos para o bombeamento d'água em sedes de fazendas isoladas e para abastecimento de bebedouros para o gado em pastagens extensas (CHESF-BRASCEP, 1987). Para a geração de energia elétrica, também nos Estados Unidos, a partir da década de 1930, iniciando uma ampla utilização de pequenas turbinas eólica para carregar baterias, o que favoreceu o acesso à energia elétrica aos habitantes do meio rural. Entre 1930 e 1960, milhares dessas turbinas eólicas foram produzidos e instalados nos Estados Unidos, bem como exportados para diversos países. A produção dessas máquinas foi desativada gradualmente nas décadas de 1950 e 1960, à medida que as redes de eletrificação passaram a dominar o atendimento rural (VERGARA, 2005).

Os cata-ventos de múltiplas pás foram usados também em outras regiões como a Austrália, Rússia, África e América Latina. O sistema se adaptou muito bem às condições rurais tendo em vista suas características de fácil operação e manutenção. Toda a estrutura era feita de metal e o sistema de bombeamento era feito por meio de bombas e pistões favorecidos pelo

alto torque fornecido pela o grande número de pás. Até hoje esse sistema é largamente usado em várias partes do mundo para bombeamento d'água (DUTRA, 2001).



Figura 1.4 – Cata-vento multipás; NEW ENERGY (1999).

A Segunda Guerra Mundial (1939-1945) contribuiu para o desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte uma vez que os países em geral empenhavam grandes esforços no sentido de economizar combustíveis fósseis. Entretanto, alguns anos após o término da guerra o petróleo e grandes usinas hidrelétricas se tornaram extremamente competitivos economicamente, e os projetos de grandes aerogeradores foram abandonados.

Em outubro de 1973, a economia mundial foi fortemente abalada pelo choque das altas sucessivas do preço do petróleo. O primeiro aumento do petróleo elevou o preço do barril de US\$ 1,77 em 1972, para US\$ 11,65 em novembro de 1973. Depois de cinco anos de relativa estabilidade, um novo choque elevou o preço do barril de petróleo para valores superiores a US\$ 35,00/bl no decorrer do quarto trimestre de 1979. Todos os países importadores pertencentes a OCDE reagiram com rapidez à elevação dos preços. A Agência Internacional de Energia (AIE), criada em 1974, diante desse problema, propôs para os países membros da OCDE diretivas para a redução da parte do petróleo da OPEP em seus abastecimentos energéticos. Nas diretivas propostas, foram definidos três objetivos gerais (MARTIN, 1992):

- diversificação das fontes de importação de petróleo;
- substituição do petróleo por outras fontes de energia;
- utilização da energia com mais racionalidade.

Os sucessivos choques do preço do petróleo e o aumento do combustível aumentaram o custo da energia gerada por usinas termoeletricas propiciando a retomada de investimentos em energia eólica de grande porte. Países como Estados Unidos, Alemanha e Suécia iniciaram seus investimentos na pesquisa de novos modelos de aerogeradores (DUTRA, 2001).

O desenvolvimento tecnológico do setor eólico, a partir de meados da década de 70, passou a ser conduzido pelas indústrias em regime de competição, alimentado por mecanismos institucionais de incentivo, especialmente com vias remuneração pela energia produzida. Características também marcantes desse processo foram (VERGARA, 2005):

- devido à modularidade, o investimento em geração elétrica passou a ser acessível a uma nova e ampla gama de investidores;
- devido à produção em escalas industriais crescentes, o aumento de capacidade unitária das turbinas e novas técnicas construtivas, possibilitaram reduções graduais e significativas no custo do quilowatt instalado e, conseqüentemente, no custo de geração;
- o principal problema ambiental inicial, impacto das pás em pássaros, praticamente desapareceu com as turbinas de grande porte com velocidades angulares menores dos rotores.

Por se mostrar uma forma de geração praticamente inofensiva ao meio ambiente, sua instalação passou a simplificar os minuciosos, e demorados estudos ambientais requeridos pelas fontes tradicionais de geração elétrica, bastando em muitos casos, aos poderes concedentes a delimitação das áreas autorizadas para sua instalação. Esse último fato, aliado às escalas industriais de produção de turbinas, tornou a geração de energia eólico-elétrica uma das tecnologias de maior crescimento na expansão da capacidade geradora (VERGARA, 2005).

Desde então o mercado de energia eólica tem experimentado recordes de expansão ano após ano, no âmbito de melhorias tecnológicas e megawatts instalados. Num primeiro momento a expansão se deu no âmbito onshore e atualmente as atenções têm se voltado para o offshore.

A Figura 1.5 resume de maneira sucinta e objetiva a história da energia eólica no mundo.

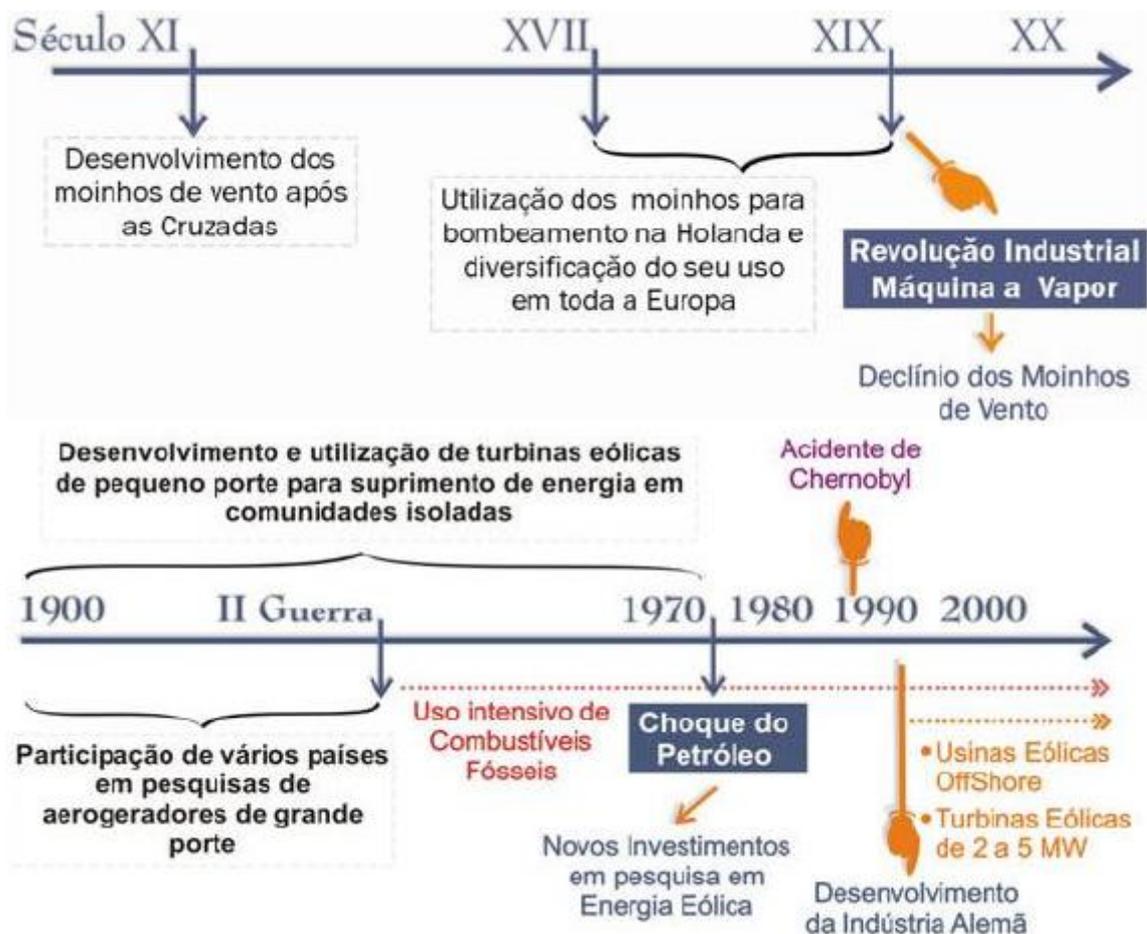


Figura 1.5 – Principais marcos do desenvolvimento da energia eólica mundial; DUTRA (2001).

1.1.2 EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA DOS AEROGERADORES

1.1.2.1 Evolução Tecnológica dos Aerogeradores de Pequeno Porte no Século XX

No início do século XX, apesar do declínio da utilização da energia eólica na geração de energia elétrica, alguns países com pequenas reservas de petróleo ou sem grandes rios para a construção de hidroelétricas, mantiveram o desenvolvimento da energia eólica para geração de energia elétrica. A Dinamarca em 1890 iniciou um programa para o desenvolvimento e utilização em larga escala de aerogeradores. Em 1908, 72 modelos entre 5 e 25 kW estavam em operação. Em 1918 já havia 120 modelos instalados, mas esse número diminuiu após a Segunda Guerra Mundial, pois a geração de energia elétrica já se havia voltado para grandes geradores centralizados, movidos a combustíveis fósseis, devido ao rápido desenvolvimento da tecnologia de extração e utilização econômica do carvão e principalmente do petróleo (CHESF-BRASCEP, 1987).

Nos Estados Unidos, a partir de 1933, foram utilizados em larga escala aerogeradores de pequeno porte, geralmente de duas ou três pás tipo hélices. Nesse sistema, a hélice movia um gerador de corrente contínua através de uma caixa de multiplicação onde a energia era armazenada, geralmente, em baterias para racionalizar sua utilização independente das flutuações de regime de vento. Um dos projetos bem-sucedidos foi o aerogerador Jacobs, Figura 1.6, apresentando três pás, controle centrífugo de passo, diâmetro de 4,27 metros e pás de madeira tipo hélice. Esse sistema fornecia 1kW elétrico para velocidade de 5,5 m/s, representando respectivamente o consumo elétrico de uma residência típica e a velocidade média de vento conhecida na época. (JACOBS, 1973 *apud* SHEPHERD, 1994).



Figura 1.6 – Aerogerador Jacobs; SHEPHERD (1994).

O sistema de controle do modelo Jacobs, o grande sucesso americano, possibilitou maior segurança ao gerador em ventos fortes, incluindo furacões e tempestades. A produção dessa categoria de aerogeradores sofreu uma grande queda (praticamente se encerrou) no ano de 1960 quando o Ato de Eletrificação Rural Americano havia conseguido suprir a maioria das fazendas e residências rurais com energia elétrica mais barata. (ELETROBRÁS, 1977).

1.1.2.2 Evolução Tecnológica dos Aerogeradores de Grande Porte no Século XX

No início do século XX foram realizadas diversas pesquisas para o aproveitamento da energia eólica em geração de grandes blocos de energia. Enquanto os Estados Unidos estavam difundindo o uso de aerogeradores de pequeno porte nas fazendas e residências rurais isoladas,

a Rússia investia na conexão de aerogeradores de médio e grande porte diretamente na rede (DUTRA, 2001).

O início da adaptação dos cata-ventos para geração de energia elétrica teve início no final do século XIX. Em 1888, Charles F. Brush, um industrial voltado para eletrificação em campo, ergueu na cidade de Cleveland, Ohio, o primeiro cata-vento destinado à geração de energia elétrica. Tratava-se de um cata-vento que fornecia 12 kW em corrente contínua para carregar baterias as quais eram destinadas, sobretudo, para o fornecimento de energia para 350 lâmpadas incandescentes (SCIENTIFIC AMERICAN, 1890 *apud* SHEPHERD,1994) (RIGHTER,1991 *apud* SHEPHERD,1994). Brush utilizou-se da configuração de um moinho para o seu invento. A roda principal, com suas 144 pás, tinha 17m de diâmetro em uma torre de 18m de altura, Figura 1.7. Todo o sistema era sustentado por um tubo metálico central de 36 cm que possibilitava o giro de todo o sistema acompanhando, assim, o vento predominante. Esse sistema esteve em operação por 20 anos sendo desativado em 1908, sendo um marco para a geração de energia elétrica (DUTRA, 2001).

O invento de Brush apresentava três importantes inovações para o desenvolvimento no uso da energia eólica para geração de energia elétrica (DUTRA, 2001):

- a altura utilizada pelo invento estava dentro das categorias dos moinhos de ventos utilizados para beneficiamento de grãos e bombeamento d'água;
- foi introduzido um mecanismo de grande fator de multiplicação da rotação das pás (50:1) que funcionava em dois estágios possibilitando um máximo aproveitamento do dínamo cujo funcionamento estava em 500 rpm;
- esse invento foi a primeira e mais ambiciosa tentativa de se combinar a aerodinâmica e a estrutura dos moinhos de vento com as recentes inovações tecnológicas na produção de energia elétrica.

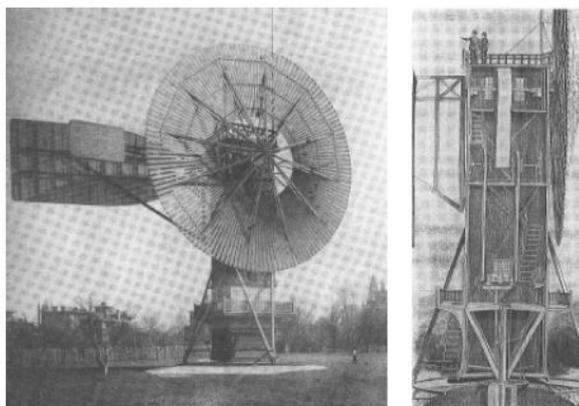


Figura 1.7 – Vista frontal e interna do aerogerador de Brunch; SPERA (1994).

A iniciativa para o desenvolvimento de turbinas eólicas de grande porte para aplicações elétricas se deu na Rússia em 1931. O aerogerador Balaclava, Figura 1.8, era um modelo avançado de 100 kW conectado, por uma linha de transmissão de 6,3 kV de 30 km, a uma usina termelétrica de 20 MW, sendo a primeira tentativa bem sucedida de se conectar um aerogerador de corrente alternada com uma usina termelétrica (SEKTOROV, 1934 apud SHEPHERD, 1994). A energia medida foi de 280.000 kWh.ano, com um fator médio de utilização de 32%. O gerador e o sistema de controle ficavam no alto da torre de 30 metros de altura, e a rotação era controlada pela variação do ângulo de passo das pás. O controle da posição era feito através de uma estrutura em treliças inclinada apoiada sobre um vagão em uma pista circular de trilhos (CHESF-BRASCEP, 1987) (SHEPHERD, 1994).



Figura 1.8 – Aerogerador Balaclava, 1931; SHEPHERD (1994).

Após o desenvolvimento desse modelo, foram projetados outros modelos mais potentes de 1 MW e 5 MW. Aparentemente esses projetos não foram concluídos devido à forte concorrência de outras tecnologias, principalmente a tecnologia de combustíveis fósseis que, com o surgimento de novas reservas, tornava-se mais competitiva economicamente contribuindo, para o abandono de projetos de aerogeradores de grande porte (DUTRA, 2001).

Também em 1925, o modelo de aerogerador de eixo vertical com pás-curvas foi patenteado por G.J.M. Darrieus, na França; nos Estados Unidos, em 1931 e foi aperfeiçoado na década de sessenta por Peter South e Raj Rangi, membros do National Research Council do Canadá (SPERA,1994).

A Segunda Guerra Mundial (1939-1945) contribuiu para o desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte uma vez que os países em geral empenhavam grandes esforços no sentido de economizar combustíveis fósseis. Os Estados Unidos desenvolveram um projeto de construção do maior aerogerador até então projetado. Tratava-se do aerogerador Smith-Putnam, Figura 1.9, cujo modelo apresentava 53.3 m de diâmetro, uma torre de 33.5 m de altura e duas pás de aço com 16 toneladas. Na geração elétrica, foi usado um gerador síncrono de 1250 kW com rotação constante de 28 rpm, que funcionava em corrente alternada, conectado diretamente à rede elétrica local. (VOADEN,1943 *apud* SHEPHERD, 1994) (PUTNAM, 1948 *apud* SHEPHERD, 1994) (KOEPPPL, 1982 *apud* SHEPHERD, 1994)

Esse aerogerador iniciou seu funcionamento em 10 de outubro de 1941, em uma colina de Vermont chamada Grandpa's Knob. Em março de 1945, após quatro anos de operação intermitente, uma das suas pás (que eram metálicas) quebrou-se por fadiga (SHEPHERD, 1994).

O projeto do aerogerador Smith-Putnam foi pioneiro na organização de uma parceria entre a indústria e a universidade objetivando pesquisas e desenvolvimento de novas tecnologias voltadas para a geração de energia elétrica através dos ventos. Essa parceria viabilizou o projeto com o maior número de inovações tecnológicas até então posto em funcionamento (DUTRA, 2001).



Figura 1.9 – Aerogerador Smith-Putnam, 1931; SHEPHERD (1994).

Após o fim da Segunda Guerra, os combustíveis fósseis se tornaram abundantes e o investimento em aerogeradores não era mais competitivo. Os novos aerogeradores foram construídos apenas para fins de pesquisa, utilizando e aprimorando técnicas aeronáuticas na operação e desenvolvimento de pás além de aperfeiçoamentos no sistema de geração. A Inglaterra, durante a década de cinquenta, promoveu um grande estudo anemométrico em 100 localidades das Ilhas Britânicas culminando, em 1955, com a instalação de um aerogerador experimental de 100 kW em Cape Costa, Ilhas Orkney (CHESF-BRASCEP, 1987) (DIVONE, 1994). Também na década de cinquenta, foi desenvolvido um raro modelo de aerogerador de 100 kW com as pás ocas e com a turbina e gerador na base da torre. Ambos os modelos desenvolvidos na Inglaterra foram abandonados por problemas operacionais e principalmente por desinteresse econômico (DUTRA, 2001).

A Dinamarca, no período inicial da 2ª Guerra Mundial, apresentou um dos mais significativos crescimentos em energia eólica em toda Europa. Esse avanço deu-se sob a direção dos cientistas dinamarqueses Poul LaCour e Johannes Juul (JULL, 1964 *apud* DIVONE, 1994). Sendo um país pobre em fontes energéticas naturais, a utilização da energia eólica teve uma grande importância quando, no período entre as duas guerras mundiais, o consumo de óleo combustível estava racionado. Durante a 2ª Guerra Mundial, a companhia F.L.Smidth (F.L.S) foi a pioneira no desenvolvimento de uma série de aerogeradores de pequeno porte na faixa de 45 kW. Nesse período, a energia eólica na Dinamarca produzia, eventualmente, cerca de 4 milhões de quilowatt-hora anuais dada a grande utilização dessas turbinas em todo o país. O sucesso dos aerogeradores de pequeno porte da F.L.S, que ainda operavam em corrente contínua, possibilitou um projeto de grande porte ainda mais ousado. Projetado por Johannes Juul, um aerogerador de 200 kW com 24 m de diâmetro de rotor foi instalado nos anos de 1956 e 1957 na ilha de Gedser, Figura 1.10. Esse aerogerador apresentava três pás e era sustentado por uma torre de concreto. O sistema forneceu energia em corrente alternada para uma companhia elétrica local, no período entre 1958 até 1967, quando o fator de capacidade atingiu a meta de 20% em alguns dos anos de operação. (DIVONE, 1994).



Figura 1.10 – Aerogerador de 200kW na Ilha Gedser; TELOSNET (2014).

A França também se empenhou nas pesquisas de aerogeradores conectados à rede elétrica. Entre 1958 e 1966 foram construídos diversos aerogeradores de grande porte. Entre os principais estavam três aerogeradores de eixo horizontal e três pás. Um dos modelos apresentava 30 metros de diâmetro de pá com potência de 800 kW a vento de 16,5 m/s. Esse modelo esteve em operação, conectado à rede, nos anos de 1958 a 1963 (CHESF-BRASCEP, 1987) (BONNEFILLE, 1974 *apud* DIVONE, 1994). Todo o sistema elétrico funcionou em estado satisfatório, entretanto diversas partes mecânicas apresentaram problemas. O mais importante desse projeto foi o bom funcionamento interligado à rede elétrica de corrente contínua. O segundo aerogerador apresentava 21 metros de diâmetro operando com potência de 132 kW a vento de 13,5 m/s; foi instalado próximo ao canal inglês de Saint-Remy-des-Landes onde operou com sucesso durante três anos (CHESF-BRASCEP, 1987) (DIVONE, 1994). O terceiro aerogerador operou por apenas sete meses entre 1963 e 1964. Tratava-se de um aerogerador que operava com potência de 1085 kW a vento de 16.5 m/s, apresentava três pás com um rotor de 35 m. Esses três protótipos mostraram claramente a possibilidade de se interconectar aerogeradores na rede de distribuição de energia elétrica. (DIVONE, 1994).

Durante o período entre 1955 e 1968, a Alemanha construiu e operou um aerogerador com o maior número de inovações tecnológicas na época. Os avanços tecnológicos desse modelo persistem até hoje na concepção dos modelos atuais mostrando o seu sucesso de operação. Tratava-se de um aerogerador de 34 m de diâmetro operando com potência de

100kW, a ventos de 8m/s (HÜTTER, 1973, 1974 *apud* DIVONE, 1994). Esse aerogerador possuía rotor leve em materiais compostos, duas pás a jusante da torre, sistema de orientação amortecida por rotores laterais e torre de tubos estaiada; operou por mais de 4.000 horas entre 1957 e 1968. As pás, por serem feitas de materiais compostos, aliviaram os esforços em rolamentos diminuindo assim os problemas de fadiga. Essa inovação mostrou ser muito mais eficiente comparada aos modelos até então feitos de metais. Em 1968, quando o modelo foi desmontado e o projeto encerrado por falta de verba, as pás do aerogerador apresentavam perfeitas condições de uso (CHESF-BRASCEP, 1987) (DIVONE, 1994).

Na década de 70 uma cooperação entre a Agência Americana de Energia (DOE) e da NASA resultou na construção de um modelo experimental de média escala de eixo horizontal denominado de Mod-0, um aerogerador de 100 kW de potência nominal (com ventos, no eixo do rotor, a 8 m/s), uma torre com 30,5 m e um rotor de 38,1 m de diâmetro (DIVONE, 1994). O primeiro modelo foi instalado em 1975 e, durante dez anos de pesquisas, várias outras configurações foram estudadas. Diversos materiais foram utilizados e novas concepções implementadas de forma a obter os melhores resultados de aproveitamento do vento e de geração de energia. Dentro desse projeto, já em 1979, também foi construído o modelo Mod-0A de 200 kW e 38,1 m de diâmetro. Foram instaladas quatro máquinas que funcionaram até o ano de 1982, acumulando um total de mais de 38000 horas de operação (SHALTENS, 1983 *apud* DIVONE, 1994). Um dos quatro modelos Mod-0A estava instalado na Ilha de Oahu – Hawaii e alcançou um fator de capacidade de 48%. Esse excelente resultado foi o principal fato no aumento de interesse no uso de energia eólica para o suprimento de energia na então problemática rede elétrica da Hawaii Electric Company (DIVONE, 1994).

A continuação do Programa Federal de Energia Eólica possibilitou o estudo de turbinas na faixa de mega-watts de potência. O projeto Mod-1 foi instalado em 1979, em uma pequena montanha perto da cidade de Boone, Carolina do Norte, um aerogerador de eixo horizontal de 2 MW e rotor de duas pás com 61 m de diâmetro. Outros projetos foram implementados através da cooperação NASA-DOE, tais como o projeto Mod-2 (2,5 MW de potência e diâmetro de 91,4 m), WTS-4 (4 MW de potência e diâmetro de 79,2 m) e o Mod-5B (3,5 MW de potência e diâmetro de 100 m) implementado na Ilha de Oahu – Hawaii em 1987 (DUTRA, 2001).

A Figura 1.11 apresenta uma comparação entre os aerogeradores produzidos pela parceria entre NASA e DOE no que diz respeito à altura, diâmetros de rotores e potência produzida. A Figura 1.12 apresenta fotos dos aerogeradores.

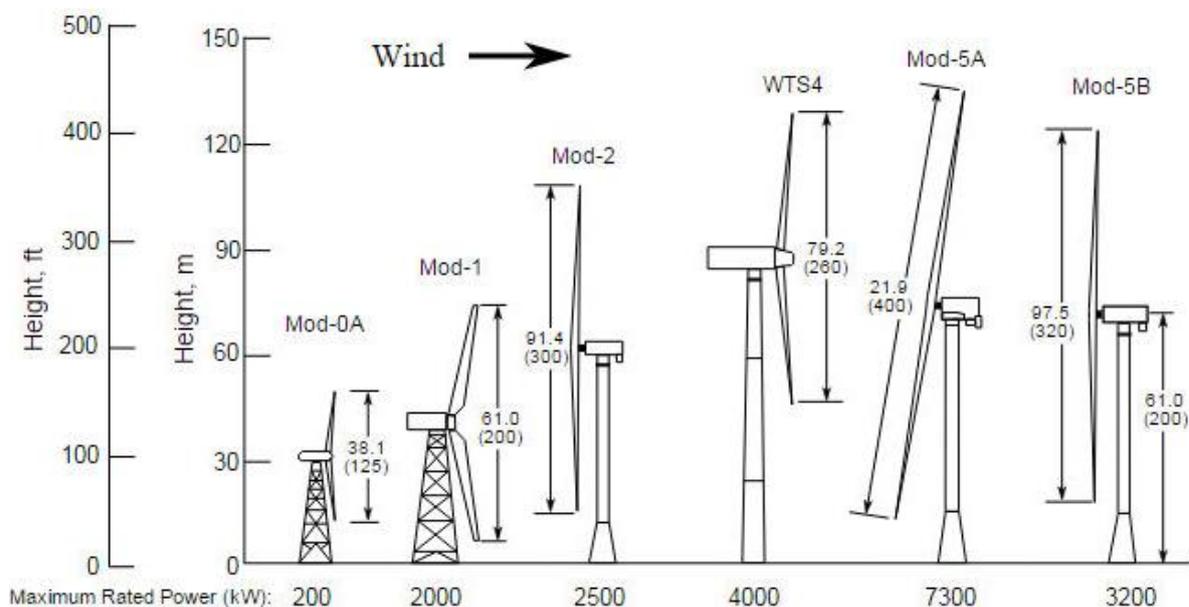


Figura 1.11 – Aerogeradores produzidos a partir da parceria NASA/DOE; NASA (2014).



Figura 1.12 – Aerogeradores produzidos a partir da parceria NASA/DOE, da esquerda para a direita Mod-0, Mod-1, Mod-2, WTS-4 e Mod-5; NASA (2014).

Na década de 70 e 80 também foram desenvolvidas pesquisas pelo Sandia National Laboratories para o desenvolvimento de turbinas eólicas de eixo vertical nos Estados Unidos. Pesquisas iniciais foram feitas em um modelo pequeno de 17 m de diâmetro, 100 kW, cuja principal finalidade estava na adaptação de formas e materiais para que o modelo Darrieus de eixo vertical se tornasse competitivo com os modelos de eixo horizontal (SANDIA, 2000 *apud* DUTRA, 2001). Os testes com modelos Darrieus continuaram entre 1984 e 1987, resultando em um modelo de 34 m de 625 kW projetado e instalado pela SANDIA no campo de testes do Departamento de Agricultura Americano em Bushland, Texas, Figura 1.13. Essa turbina de eixo vertical trouxe consigo um grande número de avanços tecnológicos para operação em grandes potências. Entretanto, foi no modelo de 17 m de 100 kW que o uso comercial das turbinas de eixo vertical mostrou-se mais convidativo ao mercado gerador. No início dos anos 80, foram

instalados, no Estado da Califórnia, aproximadamente 600 modelos Darrieus com potência total instalada superior a 90 MW (MURACA, 1975 *apud* DIVONE, 1994).



Figura 1.13 – Aerogeradores de eixo vertical, Bushland, Texas; SANDIA (2000) *apud* DUTRA (2001).

Os alemães também desenvolveram modelos para fins de pesquisa no período dos choques de alta dos preços do petróleo. Em 1982, construíram a maior turbina eólica até então instalada: o GROWIAN (Grosse Windenergie Anlage), um modelo que representava as mais altas tecnologias disponíveis até o momento. Uma turbina era fixada em uma torre tubular flexível com 100 m de altura e 100 m de diâmetro de rotor, com duas pás e capacidade de gerar 3 MW a ventos de 11,8 m/s. Mesmo sendo um projeto de grande relevância para o aprendizado de grandes turbinas eólicas, o funcionamento da turbina nunca foi satisfatório o que levou ao encerramento do projeto após o período de testes (CHESF-BRASCEP, 1987).

1.1.3 HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

A energia eólica, no Brasil, tem sido usada, há muito tempo, de forma isolada e em pequenas escalas. O uso da energia eólica destinava-se, principalmente, para sistemas de bombeamento de água usando cata-ventos. Os avanços tecnológicos possibilitaram uma maior penetração das turbinas eólicas para a geração de energia elétrica. Mesmo que ainda incipiente

no Brasil, a tecnologia eólica de pequeno porte, para geração elétrica doméstica, cresceu principalmente nas comunidades isoladas que ainda não eram atendidas pela rede elétrica convencional (DUTRA, 2001).

O Brasil, mesmo com seu grande potencial hidrelétrico, não deixou de acompanhar a tendência mundial para o uso de energia eólica. Durante a década de noventa várias entidades nacionais firmaram acordos de cooperação com entidades estrangeiras para o desenvolvimento de fontes alternativas no Brasil. Os primeiros projetos em energia solar e eólica foram implementados tanto nos estados nordestinos como também nos estados da Região Norte onde a carência de abastecimento elétrico é uma das mais acentuadas e graves no Brasil. Por apresentar várias comunidades carentes, isoladas e sem o fornecimento das fontes convencionais de energia, vários projetos foram ali implementados com instalações de sistemas fotovoltaicos e eólicos para geração descentralizada de energia elétrica (DUTRA, 2001).

Na UNICAMP, foi estudado o rotor do tipo Savonius, de eixo vertical, entretanto o protótipo mostrou baixa eficiência e dificuldades de controle principalmente na proteção contra ventos de tempestade. Instituições como a COPPE-UFRJ e a Universidade Federal da Paraíba, também se engajaram na pesquisa de aerogeradores utilizando materiais nacionais mas, em pouco tempo de pesquisas os projetos foram abandonados principalmente pela escassez de verbas disponíveis (DUTRA, 2001).

Também o IEA-CTA, construiu e ensaiou 15 protótipos de aerogeradores entre 1973 e 1983. Testes de modelos com 5 m de diâmetro e potência de 1 kW conduziram a avanços no controle eletrônico de excitação do gerador, adequação à curva de potência da hélice, o projeto de novas pás para maior eficiência aerodinâmica e o início de geração a velocidades mais baixas. Esses avanços possibilitaram a adaptação de um gerador de 2 kW no mesmo sistema de 5 m de diâmetro (DUTRA, 2001).

Nenhum dos protótipos chegou a operar por mais de um ano e os projetos foram sendo gradativamente abandonados. Em 1980, foi construído o primeiro aerogerador IEA de 5 kW com 8 m de diâmetro que operou durante 9 meses no campo de teste da Barreira do Inferno, em Natal – RN. Foram construídos dois outros protótipos, porém todos foram desativados por problemas de fadiga e corrosão. Em 1976, foi montado o primeiro protótipo de 20 kW operando próximo da potência nominal em algumas regiões da costa do Nordeste. Esse protótipo esteve em funcionamento por poucas semanas devido a uma falha por fadiga na estrutura de suporte da pá (DUTRA, 2001).

O projeto tomou uma grande proporção quando o Centro Aeroespacial da Alemanha – DFVLR firmou parcerias com o CTA para execução do projeto DEBRA que consistiria em um aerogerador de 100 kW com rotor de 25 m de diâmetro. Os trabalhos se concentraram no desenvolvimento das técnicas de fabricação das pás em materiais compostos, de sistemas de controle de potência e rotação das hélices, de controle de rigidez das estruturas e controle de vibrações e também de sistemas eletrônicos de controle de geração elétrica. Coube ao CTA à montagem das pás que, em 1983, estavam prontas e embarcadas para a Alemanha (CHESFBRASCEP, 1987).

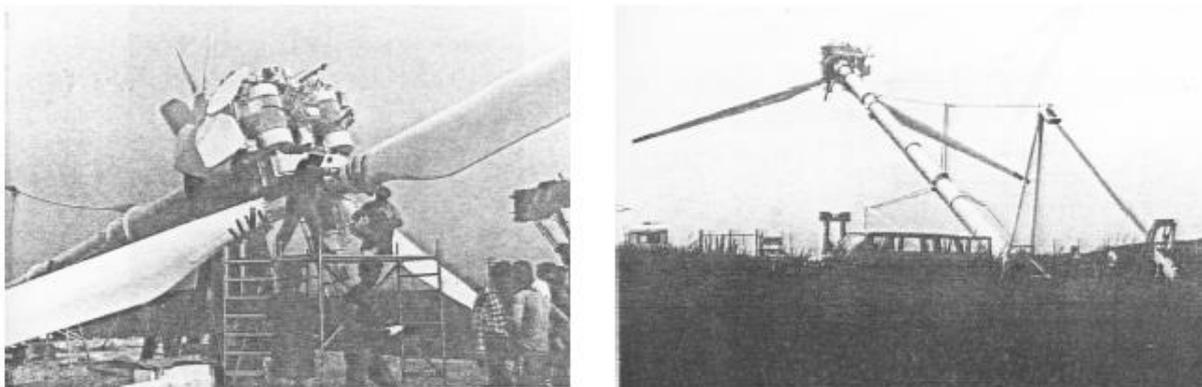


Figura 1.14 – Aerogeradores de eixo vertical, Bushland, Texas; SANDIA (2000) *apud* DUTRA (2001).

Em fins de 1983, o projeto foi encerrado no CTA, por motivos de diretrizes internas.

Muitas entidades em todo o Brasil, fabricantes, universidades, organizações não governamentais, órgãos federais entre outros, tornaram suas ações mais expressivas principalmente na segunda metade da década de noventa quando os principais projetos de grande porte em fontes alternativas passaram a ser implementados no país. O novo cenário de privatizações do setor elétrico provocou a formação de novos paradigmas para o desenvolvimento das fontes alternativas no Brasil. Mais do que nunca, a necessidade de se conhecer a potencialidade dos recursos renováveis, em especial a energia eólica, tornou-se de fundamental importância para o futuro de novas formas de geração de energia elétrica de baixo impacto ambiental e de rápida implementação (DUTRA, 2001).

Neste cenário o Ministério das Minas e Energias promoveram três encontros:

- "I Encontro para Definição de Diretrizes para o Desenvolvimento de Energias Solar e Eólica no Brasil";
- "II Encontro para o Desenvolvimento de Energias Solar e Eólica";
- "III Encontro para o Desenvolvimento de Energias Renováveis".

Desses encontros resultou a criação do Programa Brasileiro para o Desenvolvimento das Energias Renováveis e diretrizes e recursos destinados aos programas (DUTRA, 2001):

- programa Nacional para Levantamento Eólico – Atlas Eólico do Brasil, recursos de R\$ 6.5 milhões;
- geração de eletricidade através de sistemas híbridos eólico/diesel de grande porte em regiões isoladas do Brasil (ilhas e vilas), recursos necessários de R\$ 60 milhões;
- aplicações produtivas de bombeamento e dessalinização d'água, recursos na ordem de R\$ 23 milhões para a instalação de 300 sistemas;
- sistemas híbridos eólico/solar para eletrificação rural, R\$ 19.6 milhões;
- desenvolvimento de turbinas eólicas adaptadas às condições de vento do Brasil, R\$25 milhões;
- desenvolvimento de programas computacionais e instrumentação aplicados ao projeto de sistemas e componentes, R\$ 2.5 milhões;
- implantação de centros/laboratórios para desenvolvimento, testes e normalização de turbinas eólicas e seus componentes, R\$ 12 milhões;
- incentivo à educação e divulgação, R\$ 2.5 milhões.

Também destes encontros resultou na criação, em 1995, do CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Com a missão de ajudar no desenvolvimento e uso das energias solar e eólica no Brasil, publicação de livros, informes, periódicos, CD-ROMs além da organização de seminários, eventos correlatos, cursos básicos e avançados sobre diversos temas em fontes alternativas e divulgação de informações através da Internet em sua home-page (DUTRA, 2001).

Em 1996 foi criado o CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica cujos objetivos eram (DUTRA, 2001):

- pesquisar e desenvolver turbinas eólicas adaptadas às condições do Brasil;
- servir de foco para os testes de campo e trabalhos a serem desenvolvidos por universidades e outros órgãos ligados à área de energia eólica;
- fornecer dados e parâmetros para elaboração de normas técnicas e padronizações para turbinas eólicas;
- testar o desempenho de turbinas eólicas em condições reais de funcionamento;
- determinar as principais forças atuantes em turbinas eólicas em função das condições de vento do Brasil;

- validar modelos teóricos computacionais através da análise experimental de turbinas eólicas.

Um importante resultado obtido pelo CBEE foi a elaboração do Atlas Eólico do Nordeste Brasileiro, resultado da metodologia que consistiu nos seguintes itens:

- implementação de uma metodologia para o levantamento eólico do Nordeste do Brasil, considerando as condições atmosféricas e climáticas da Região;
- descrição dos regimes de ventos alísios no Nordeste do Brasil e modelagem desse tipo de vento para aplicações de energia eólica;
- descrição da circulação atmosférica em mesoescala, definindo episódios típicos da climatologia e usando um modelo numérico dinâmico;
- elaboração de um procedimento padrão para estações meteorológicas do Nordeste do Brasil;
- identificação das áreas mais favoráveis para a locação de turbinas eólicas em escala regional;
- classificação das rugosidades do terreno para aplicações em energia eólica usando análise de dados via sensoriamento remoto;
- análise das condições de estabilidade atmosférica tanto para a costa como para as regiões do interior, a fim de estabelecer o gradiente vertical do vento;
- validação das técnicas de sensoriamento remoto para a caracterização do vento sobre o oceano;
- detecção de regiões de ventos locais e medição da turbulência;
- modelação do movimento de brisas terrestres e variação de vento diurna.

Em 1999, a COPEL publicou o “Mapa do Potencial Eólico do Estado do Paraná”, a partir das medições efetuadas por 5 anos em 25 locais especialmente selecionados, em torres de 18m a 64m de altura. O trabalho indicou um potencial de geração eólica de 5,8 TWh/ano no estado, utilizando-se apenas as áreas com velocidades médias anuais superiores a 6,5m/s (Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001).

Em 2001, foi publicado o Atlas Eólico do Nordeste Brasileiro trazendo consigo os mapas temáticos de velocidades médias anuais de vento apresentados na resolução de 500 m, para as alturas de 50 m e 70 m. Destacaram-se as áreas de baixíssima rugosidade das dunas do litoral cearense, com velocidades médias anuais da ordem de 9 m/s. A integração das áreas em

software de geoprocessamento revelaram um potencial aproveitável da ordem de 12,0 TWh na altura de 50 m e de 51,9 TWh na altura de 70 m, para ventos médios anuais superiores a 7 m/s (Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001).

No mesmo ano, em 2001, seguindo a mesma metodologia anterior aplicada a nível nacional, foi elaborado do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro que se tornou um marco para o setor eólico brasileiro.

Até 2009, motivado pelo PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), a capacidade eólica instalada brasileira cresceu vagarosamente, conforme pode ser observado na Figura 26. Em 2009 aconteceu o primeiro leilão do tipo A-3, destinado às fontes alternativas biomassa, PCH, eólica e solar, na qual se contrata a energia três anos antes do seu fornecimento. O primeiro parque resultante deste leilão entrou em operação em 2012. A partir de 2009 o mercado brasileiro presenciou um crescimento exponencial do setor eólico, crescimento este observado até hoje (Concreto e Construção 75, 2014).

1.1.4 CENÁRIO ATUAL E AS PERSPECTIVAS FUTURAS

1.1.4.1 Cenário Recente da Energia Eólica Mundial

Atualmente existem instalações de energia eólica comerciais em mais de 90 países, com capacidade total instalada de 318 GW no final de 2013, oferecendo cerca de 3% fornecimento de energia elétrica global (GWEO, 2014).

Devido a uma combinação das diversas manifestações da crise econômica, baixo ou negativo crescimento da demanda nas economias da OCDE, e da instabilidade política nos principais mercados, o crescimento foi essencialmente pequeno para os últimos quatro anos (GWEO, 2014).

O último crescimento significativo do mercado eólico anual foi em 2009, quando o mercado cresceu mais de 40% em comparação com 2008, para pouco mais de 38 GW. Desde então o crescimento tem oscilado em torno de 40 GW, com grandes altos e baixos nos EUA, o fim do crescimento exponencial do mercado chinês e pouco ou nenhum crescimento na Europa. No entanto, o mercado chinês se recuperou apresentando 25% de crescimento em 2013 e o mercado americano e indiano retomaram os investimentos em 2014 e 2015 (GWEO, 2014).

A Figura 1.15 apresenta o crescimento, anual e acumulado, da capacidade instalada de energia eólica global.

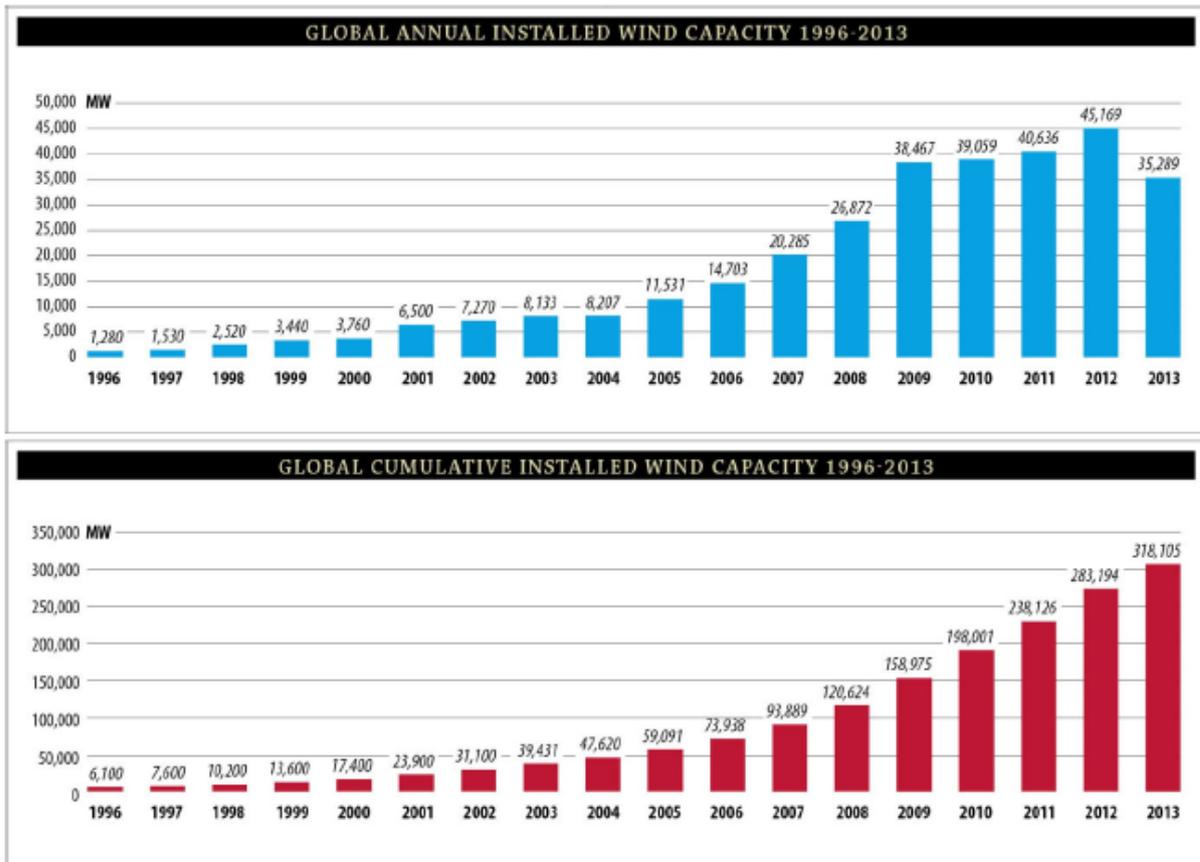


Figura 1.15 – Capacidade instalada anual e acumulada, 1996 – 2013; GWEC (2014).

A Figura 1.16 apresenta o crescimento anual da capacidade instalada de energia eólica por região, entre 2005 e 2013. A Figura 1.17 apresenta a capacidade acumulada instalada de energia eólica em detalhes por região, pontuando as contribuições mais relevantes dos países que se destacam em sua região (GWEC, 2014).

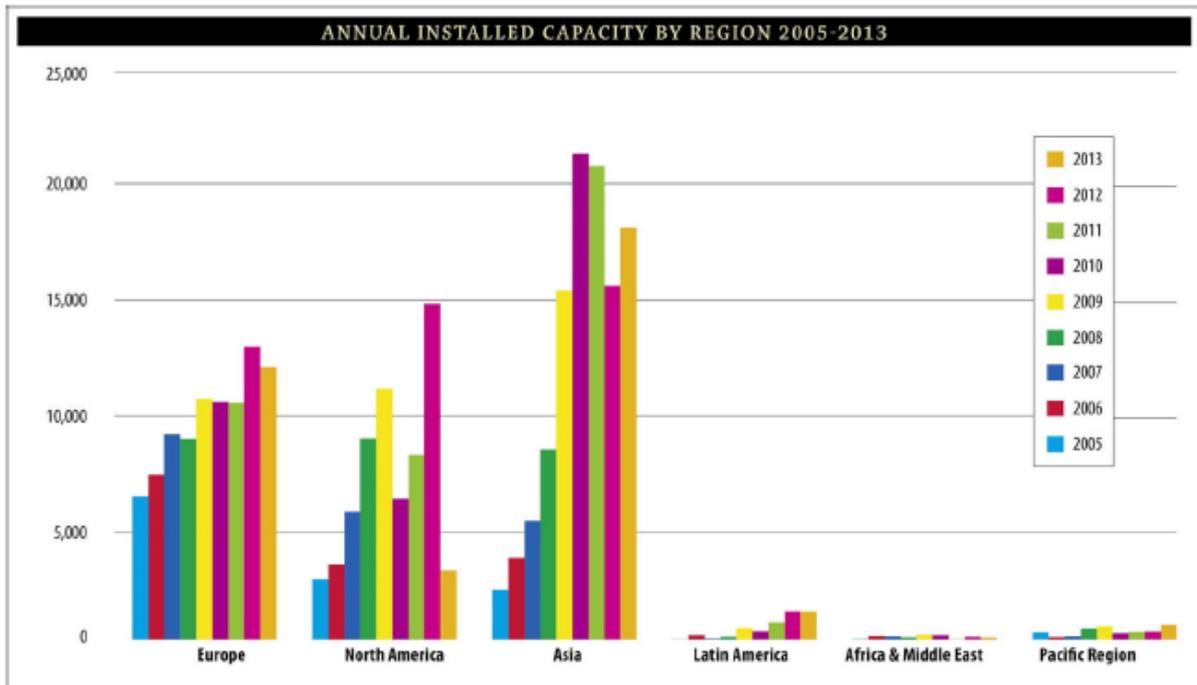


Figura 1.16 – Capacidade instalada anual por região, 2005 – 2013; GWEC (2014).

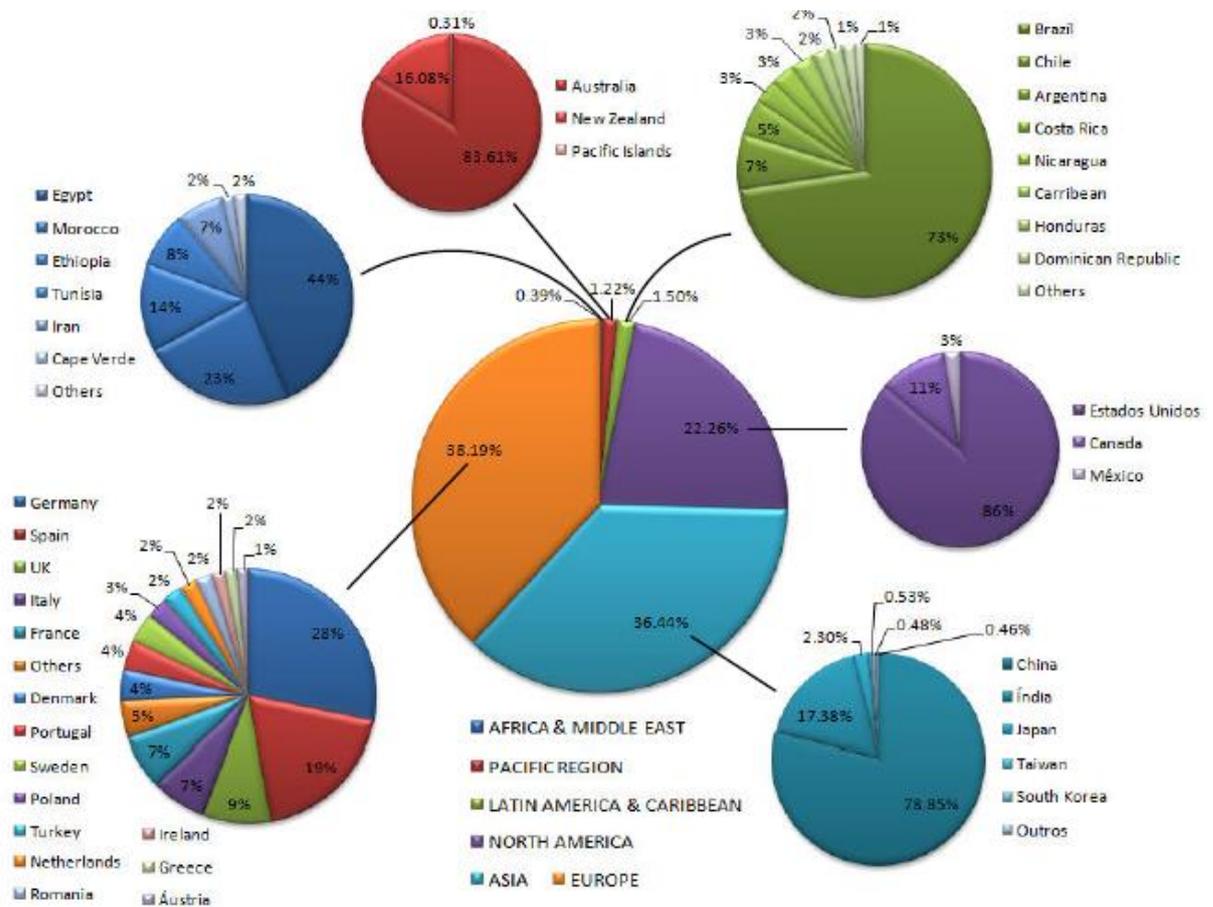


Figura 1.17 – Capacidade instalada acumulada regional - detalhes, 2013; Adaptado de GWEC (2014).

A Figura 1.18 apresenta os dez países que apresentaram as maiores novas capacidades instaladas em 2013 e que apresentaram maior capacidade acumulada em 2013.

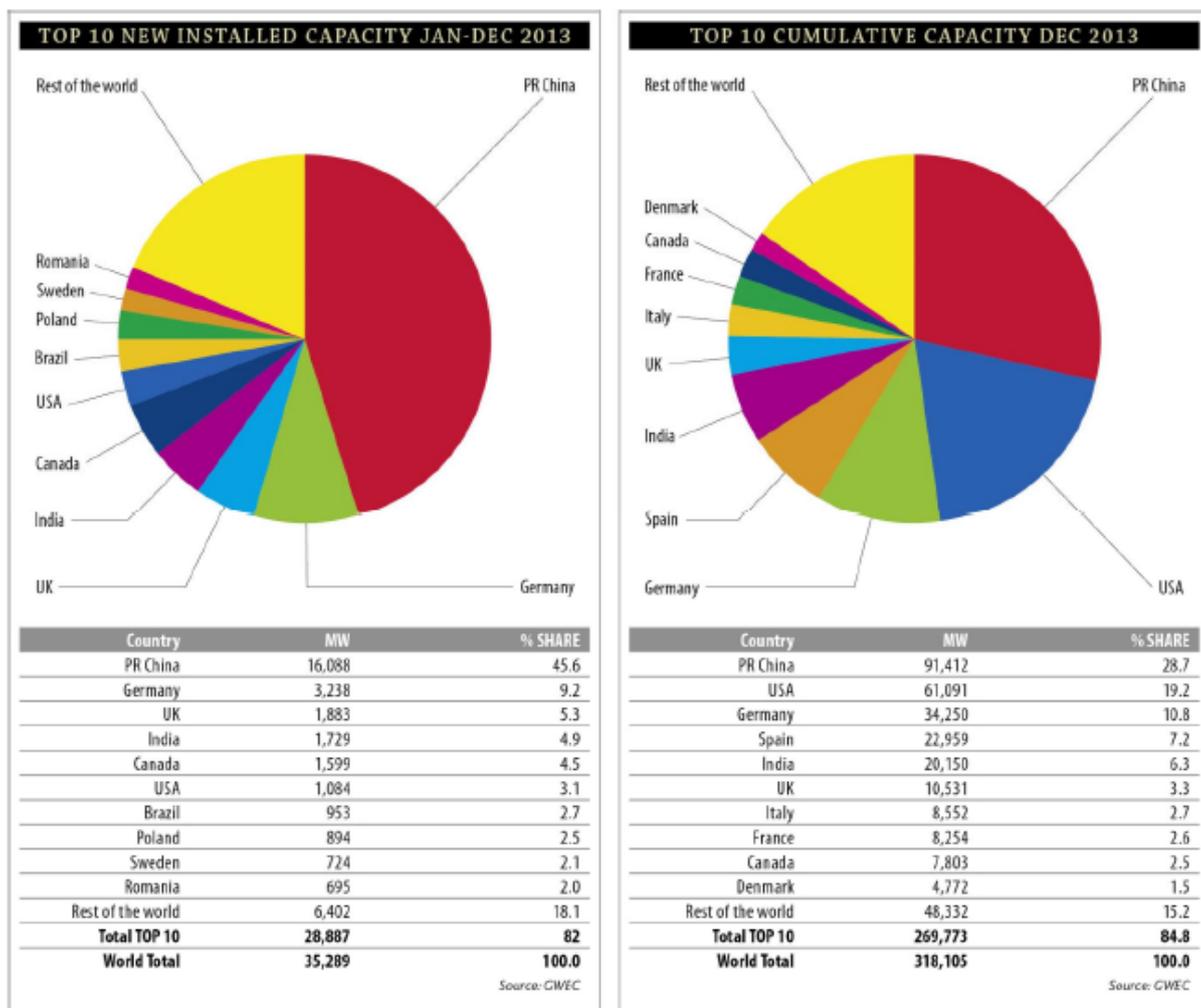


Figura 1.18 – Dez principais capacidades instalação no mundo e acumulada, em 2013; GWEC (2014).

A potência nominal, diâmetro do rotor e altura média de turbinas eólicas têm aumentado de forma constante ao longo dos anos. Embora o tamanho médio das turbinas varie conforme o país e a região, a turbina instalada média em 2013 foi de 1,93 MW, contra uma média de 1,34 MW para todas as turbinas que operam atualmente em todo o mundo. Esta turbina média de 1,93MW é capaz de abastecer 1.054 residências europeias ou 1769 residências americanas (GWEC, 2014).

O fator de capacidade de uma turbina eólica ou um parque eólico refere-se à porcentagem da capacidade nominal que uma turbina produz ao longo de um ano. Atualmente os fatores de

capacidade média globais giram em torno de 28%, mas variam muito de região para região (GWEO, 2014).

Até 2014 a maior turbina em terra era uma turbina de 7,5 MW, com um diâmetro de rotor de 127m (GWEO, 2014). A maior turbina offshore era uma turbina de 6 MW, com um diâmetro de rotor de 150m. No final de 2012 havia mais de 225 mil turbinas eólicas operando em todo o mundo em cerca de 80 países (GWEO, 2012).

Em 2014 a energia eólica fornecia cerca de 2,6% do consumo mundial de eletricidade (GWEO, 2014). Em 2012, foi inserida na rede elétrica mundial 44,79 GW de energia eólica correspondente a um investimento de cerca de 78,3 bilhões dólares. Além disso, entre 2007 e 2012 o número de empregados diretos ou indiretos na indústria de energia eólica global cresceu 17,2% anuais. Atualmente há cerca de 670 mil pessoas empregadas no setor eólico (GWEO, 2012).

A energia eólica torna as pessoas menos dependente das importações de combustíveis a preços imprevisíveis. Em 2011, a produção de energia eólica em todo o mundo evitou gastos de € 35 bilhões com combustíveis (GWEO, 2012).

Para cada kWh de energia eólica produzida evita-se o lançamento na atmosfera de 696g de CO₂. As campanhas de sensibilização, como o Dia Mundial do Vento ajudam a informar os europeus e pessoas de todo o mundo sobre os benefícios da energia eólica (GWEO, 2012).

Pesquisas constataram ampla aceitação popular à energia eólica, com 89% de aprovação por parte dos cidadãos da União Européia, 71% de aprovação por parte dos americanos, 78% de aprovação por parte dos canadenses e dois terços de aprovação por parte dos britânicos (GWEO, 2012).

Os governos apoiam todas as formas de geração de energia tanto as já consolidadas como carvão, gás, nuclear e hidroelétrico como as alternativas, por meio de subsídios. Entretanto, apesar das usinas de energia eólica produzirem “energia limpa”, as “energias sujas” continuam a receber mais subsídios que a energia eólica. De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA), os combustíveis fósseis estão hoje recebendo 6 à 7 vezes o nível de subsídios destinados às energias renováveis. O nível de subsídios destinados aos combustíveis fósseis aumentou em quase 30%, representando 620 bilhões dólares desde 2010 (GWEO, 2012).

Apesar deste fato, em 2013 um parque eólico construído na Austrália produziu energia eólica a \$80/MWh contra \$143/MWh de usinas à carvão e \$116/MWh de usinas à gás (GWEO, 2012).

Dados de 2012 constatam que o vento fornece 30% da eletricidade na Dinamarca, 16% em Portugal e Espanha, mais de 40% de energia elétrica anual em três estados alemães e 20% da energia elétrica de South Australia.

Atualmente as atenções têm se voltado para o enorme potencial eólico offshore mundial. Estima-se que o potencial eólico offshore europeu é capaz de suprir a necessidade europeia mais de 7 vezes e o potencial eólico offshore americano é capaz de suprir a necessidade americana mais de 4 vezes (GWEC, 2014).

O potencial offshore apresenta as seguintes vantagens (GWEC, 2014):

- o recurso eólico no mar é geralmente muito maior, gerando mais energia com menos turbinas;
- a maioria das maiores cidades do mundo estão localizadas perto da costa. A energia eólica offshore é interessante, pois está perto dos principais centros de demanda, evitando a necessidade de longas linhas de transmissão;
- a construção de parques eólicos offshore faz sentido nas regiões costeiras muito densamente povoadas com altos valores de propriedade, porque os valores elevados da propriedade torna o desenvolvimento onshore caro, por vezes, leva a oposição pública.

Em 2012, 2% do potencial eólico global era offshore, estando 90% de energia eólica offshore do mundo instalada ao norte da Europa, nos mares Báltico e irlandeses, e no canal Inglês e a maior parte dos 10% restantes na costa leste da China. Em 2012, foi instalado um total de 1.296 MW de capacidade eólica offshore, representando um aumento de 33% em relação a 2011, elevando o potencial offshore total para 5.415 MW.

A China fixou uma meta de ter uma capacidade eólica offshore instalada de 5GW em 2015 e 30GW em 2030. O Japão estima instalar 5 a 6 GW até 2030 e a Coreia do Sul 2GW até 2030.

A Figura 1.19 apresenta a capacidade eólica offshore acumulada mundial em 2012.

Global Cumulative Offshore Installed Capacity in 2012

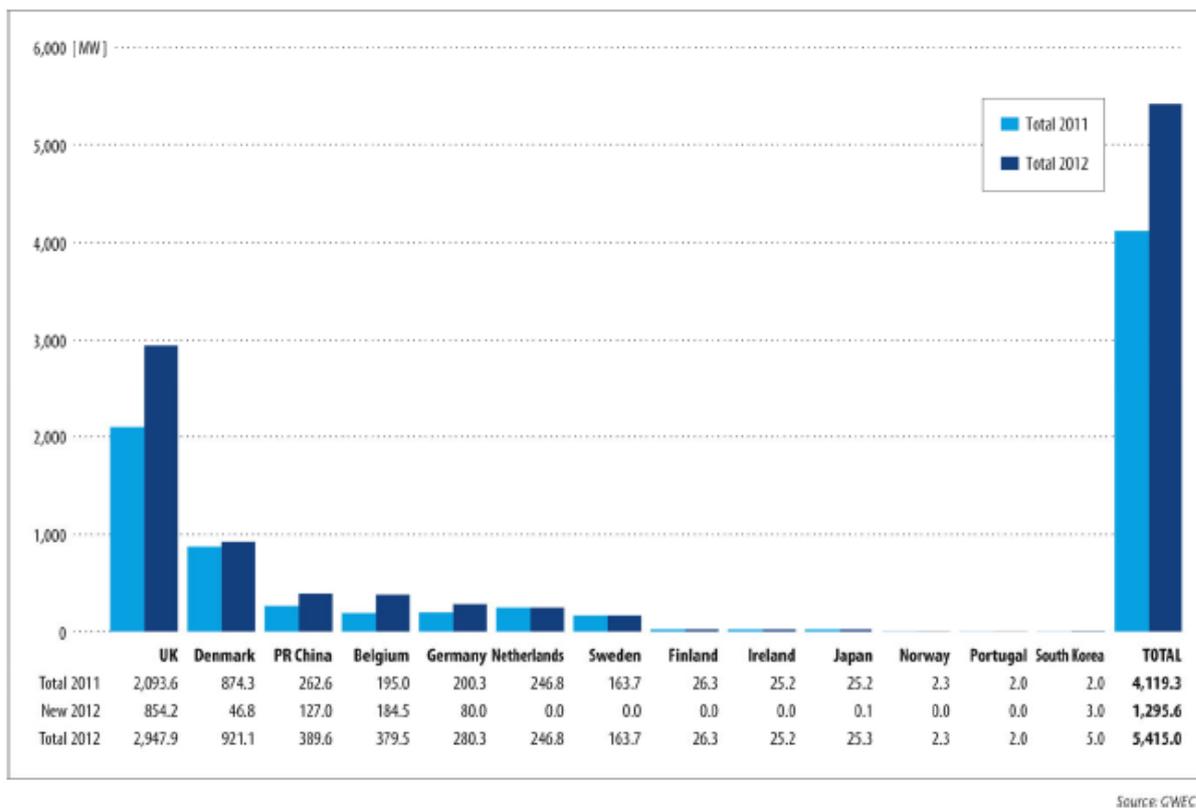


Figura 1.19 – Capacidade eólica offshore mundial acumulada, em 2012; GWEC (2014).

1.1.4.2 Perspectivas futuras para a Energia Eólica Mundial

O Global Wind Energy Outlook (GWEO) todo ano apresenta perspectivas possíveis para o mercado de energia eólica global de maneira paga. Em 2014, o GWEO apresentou três cenários de perspectivas até 2050, um moderado, um avançado e o cenário proposto pela International Energy Agency (IEA).

O cenário moderado para a energia eólica reflete um mundo parecido com a década passada, onde a energia eólica continua a crescer, mas ainda lutando contra as energias convencionais altamente subsidiadas; ausência de um mercado abrangente ou coeso de crédito de carbono, e com os que existem a preços muito baixos; a instabilidade política diminuiu, mas ainda é um fator considerável (GWEO, 2014).

O cenário avançado (favorável) para a energia eólica mostra o potencial para a produção de 25 a 30% da demanda mundial de eletricidade até 2050. Há um forte compromisso político internacional para o cumprimento das metas climáticas e políticas energéticas nacionais, sendo

impulsionada pela necessidade de reforçar a segurança energética, a estabilidade dos preços, a criação de emprego e a necessidade de conservar os recursos de água doce (GWEO, 2014).

O cenário proposto pela IEA mostra o mercado eólico mundial voltando aos níveis de 2012 em 2016 e depois, gradualmente, diminuindo e estabilizando aos níveis de 2010 após 2020, e crescendo muito pouco até 2030. A Figura 1.20 apresenta um gráfico representativo das perspectivas de crescimento considerando os três cenários definidos acima (GWEO, 2014).

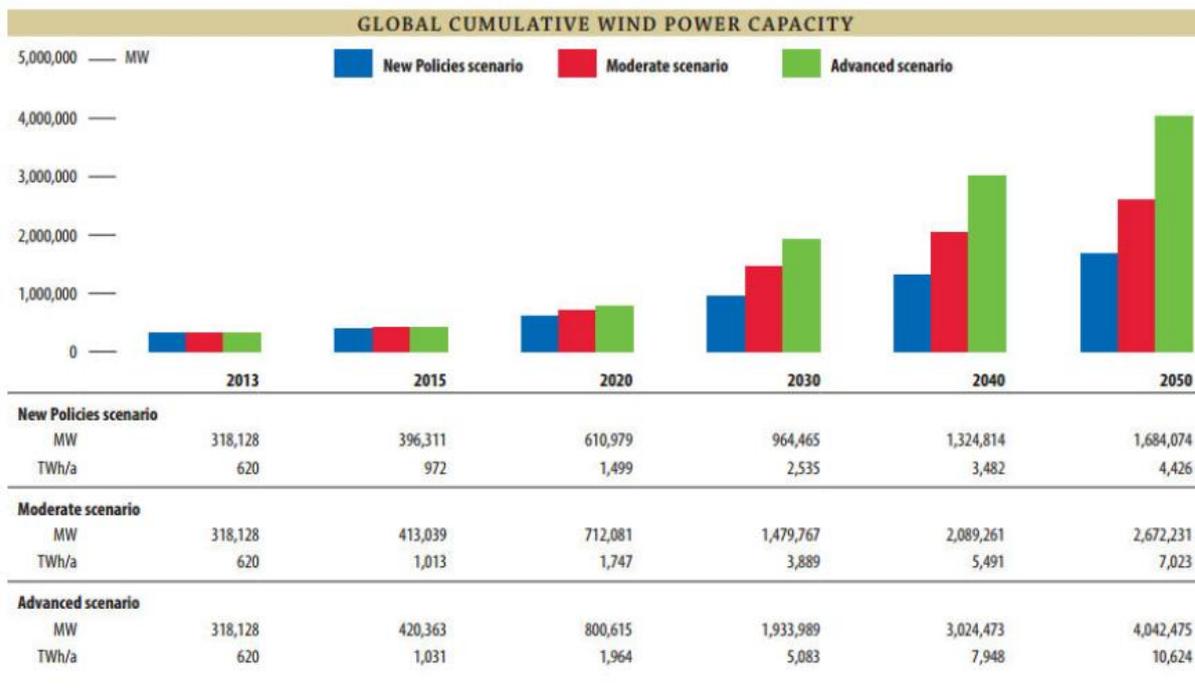


Figura 1.20 – Cenários para o crescimento do mercado de energia eólica até 2050; GWEC (2014).

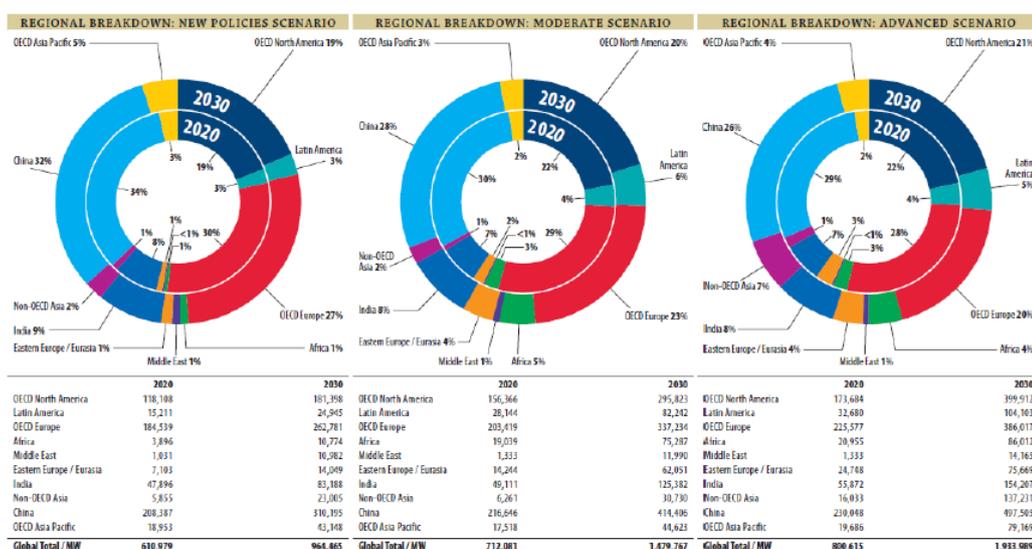


Figura 1.21 – Cenários para o crescimento do mercado de energia eólica regional até 2030; GWEO (2014).

A Figura 1.21 apresenta as mesmas perspectivas apresentadas na Figura 20, de maneira mais detalhada a nível regional, acentuando a contribuição de determinados países em especial.

A Figura 1.22 apresenta os cenários para a parcela da energia eólica dentre a demanda de eletricidade global até 2050. A Figura 1.23 apresenta os cenários para o custo do kW instalado até 2050.

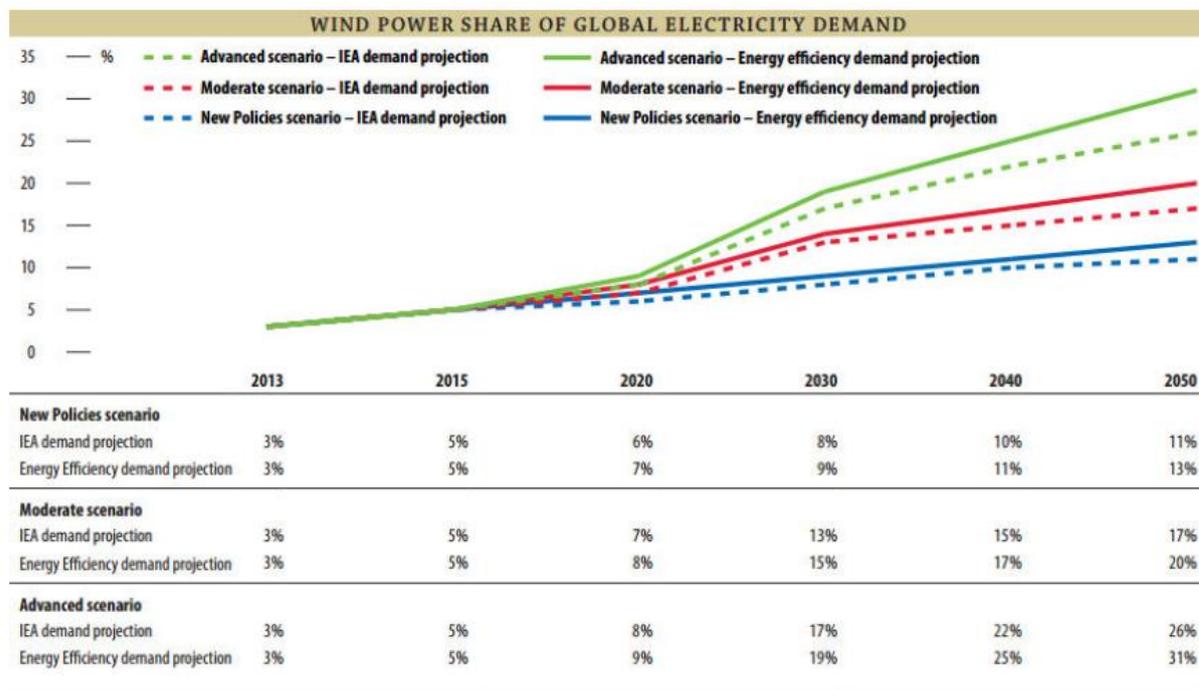


Figura 1.22 – Cenários para a parcela de energia eólica dentre a demanda de eletricidade global até 2050; GWEO (2014).

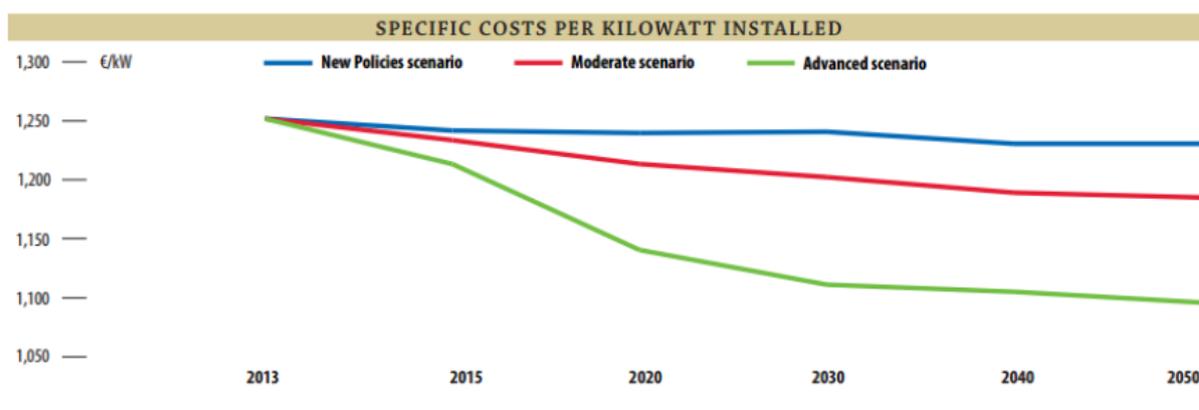


Figura 1.23 – Cenários para o custo do kW instalado até 2050; GWEO (2014).

A Figura 1.24 apresenta os cenários para os investimentos e o número de trabalhadores empregados anualmente até 2050.

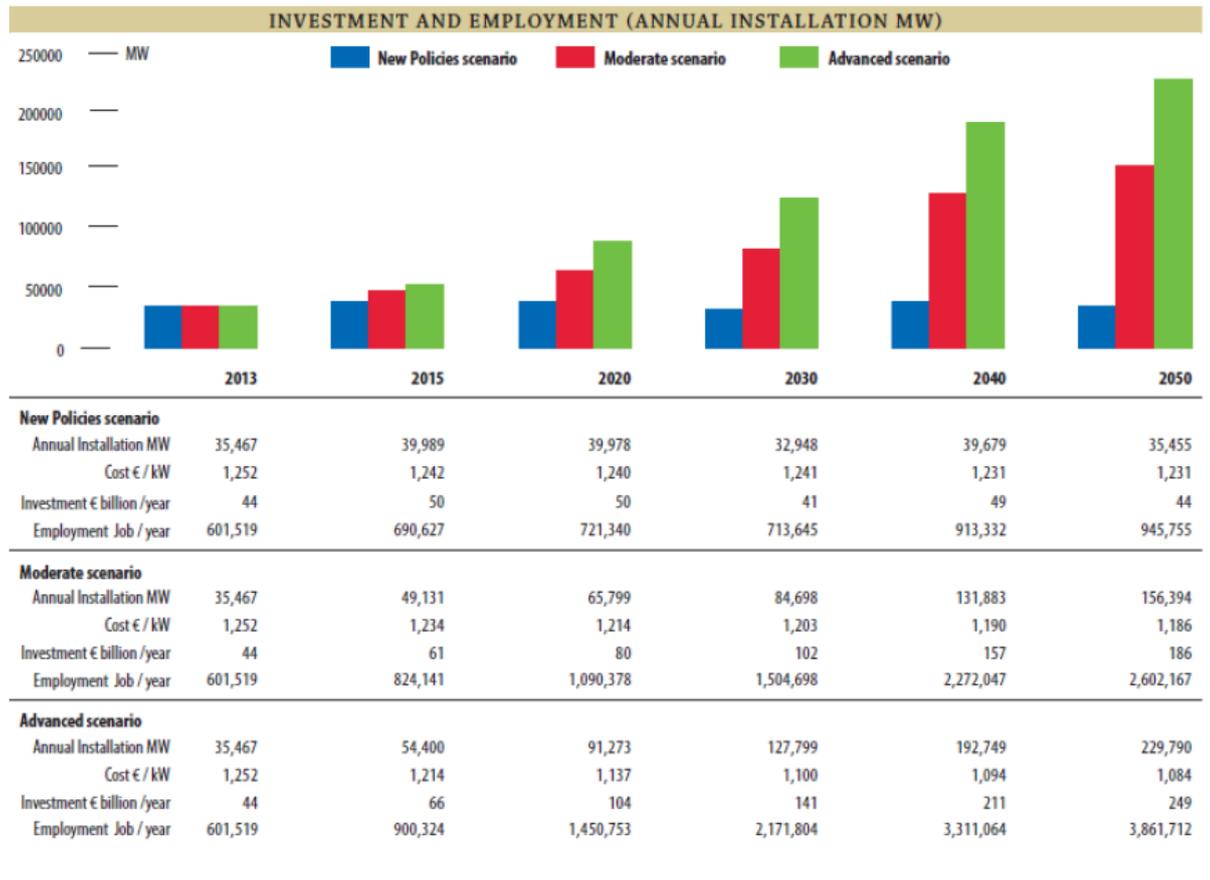


Figura 1.24 – Cenários para o investimento e empregabilidade do setor eólico até 2050; GWEO (2014).

A Figura 1.25 apresenta os cenários para as reduções anuais e acumuladas das emissões de CO₂ até 2050.

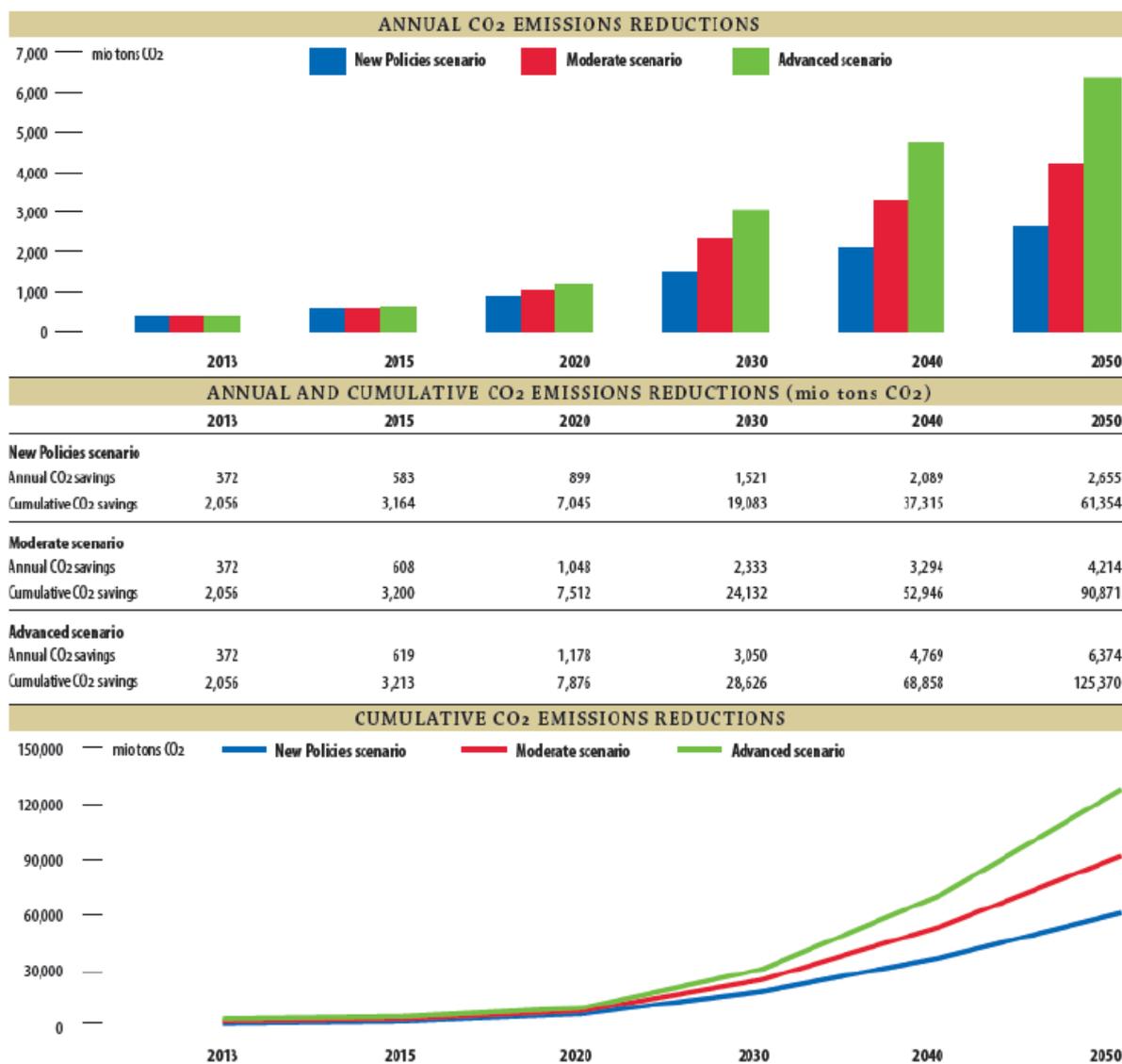


Figura 1.25 – Cenários para as reduções anuais e acumuladas das emissões de CO₂ até 2050; GWEO (2014).

O Global Wind Energy Outlook (GWEO) 2014 apresenta ainda as perspectivas futuras para o setor eólico considerando os mesmos cenários definidos acima para os principais países do mundo incluindo o Brasil.

1.1.5 O CENÁRIO ATUAL DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

O Brasil, maior economia da América Latina, é também o líder em instalações de energia eólica. Historicamente, o Brasil dependia fortemente de geração de energia hidrelétrica, que até recentemente produziu 80% das necessidades de eletricidade do país. A eólica e a hidrelétrica

apresentam complementaridade dentro de um sistema de energia, essa combinação forma uma base ideal para grande escala de desenvolvimento de energia eólica (GWEO, 2014).

Em agosto de 2014, o Brasil ultrapassou a marca de 5 GW de capacidade instalada total, se tornando o mercado mais promissor para a energia eólica na região, pelo menos durante o resto da década (GWEO, 2014).

Atualmente há um total de 205 usinas eólicas instaladas em todo o Brasil, contabilizando uma capacidade instalada de 5,1 GW, o que representa aproximadamente 5% da matriz elétrica nacional, suficiente para abastecer 4 milhões de lares brasileiros (ABEEólica, 2014).

Tal capacidade instalada é responsável pela geração de 30 mil postos de trabalho por ano. Também representa uma redução das emissões de CO₂ de 4.383.430 toneladas por ano (ABEEólica, 2014).

A Figura 1.26 apresenta a evolução da capacidade instalada no Brasil, desde 1998.

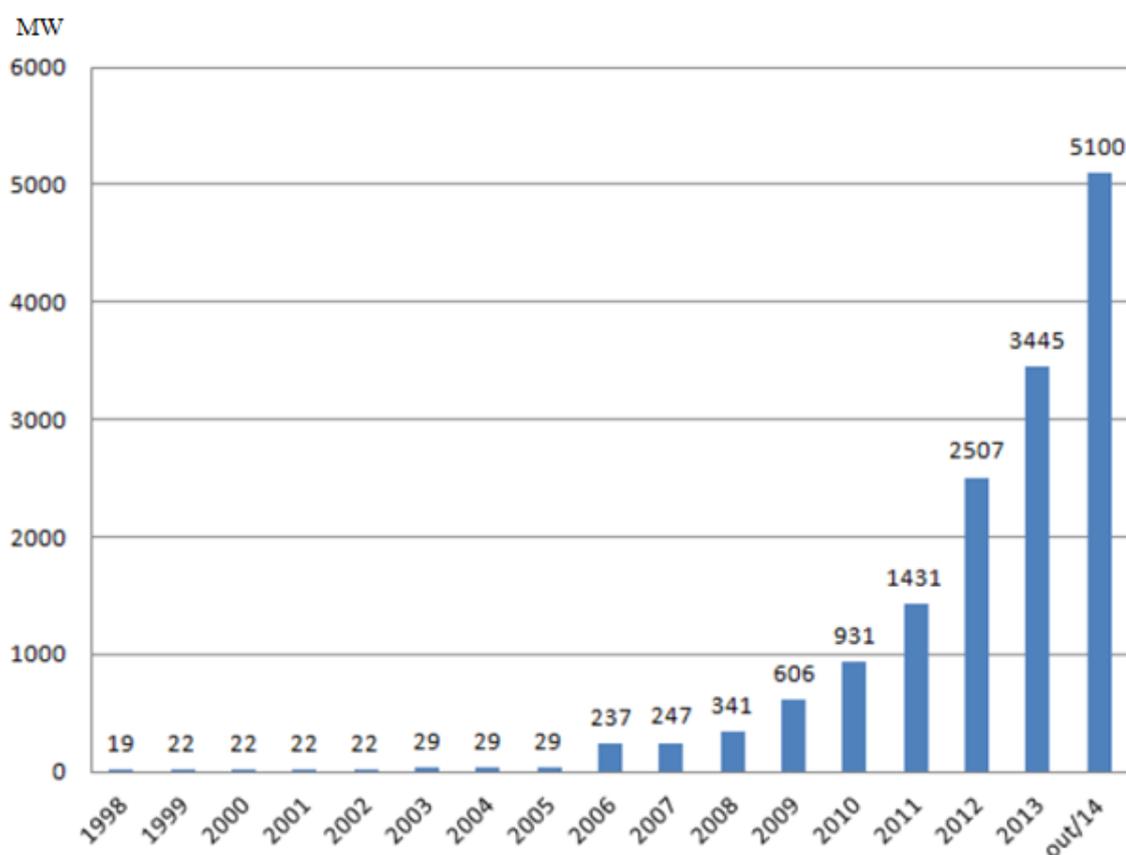


Figura 1.26 – Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil; BP Statistical Review of World Energy (2014).

Atualmente, o segmento está na fase de consolidação no Brasil, com nove fabricantes no país e perspectivas de investimentos de longo prazo, sendo a segunda fonte mais competitiva e também a mais contratada. Foram contratados, desde 2009, ano em que a fonte eólica

participou, pela primeira vez, de um leilão competitivo, mais de 12 GW de capacidade eólica instalada, com vigência de 20 anos. Isto significa cerca de 10% do que o Brasil possui hoje, somando todas as demais fontes, como hidrelétrica, biomassa, carvão, nuclear, entre outras (ABEEólica, 2014).

O potencial de produção de energia eólica no Brasil é estimado, hoje, em 350 GW, com altíssima capacidade no Nordeste e Sul do País. Além dessas regiões, recentes levantamentos apontaram potenciais nos estados de São Paulo, Minas Gerais, Espírito Santo, entre outros. No contexto mundial, o Brasil ocupa, hoje, a 10ª posição no ranking mundial dos países produtores de energia eólica (ABEEólica, 2014).

Estima-se que a participação da energia eólica na matriz energética brasileira vai saltar de aproximadamente 5% para 8% (14,2 GW) em 2018 e 12% em 2020. Hoje nos parques que estão em construção no Brasil as turbinas instaladas têm potência média de 2,3 MW podendo chegar a 3 MW, com tamanho médio das pás de 48m, podendo chegar a 62m, com peso que varia de 9t a 15t. A altura das torres gira em torno de 100m (Concreto e Construção 75, 2014).

A capacidade eólica instalada brasileira tem apresentado bons fatores de capacidade. A Figura 27 apresenta os fatores de capacidade de carga observados de março de 2012 a março de 2013. A 1ª Fase diz respeito à capacidade instalada, motivada pelo PROINFA e a 2ª Fase diz respeito à capacidade instalada oriunda do leilão tipo A-3 realizado em 2009. Observa-se que a capacidade instalada oriunda dos leilões tipo A-3 tem apresentado fatores de capacidade muito maiores.

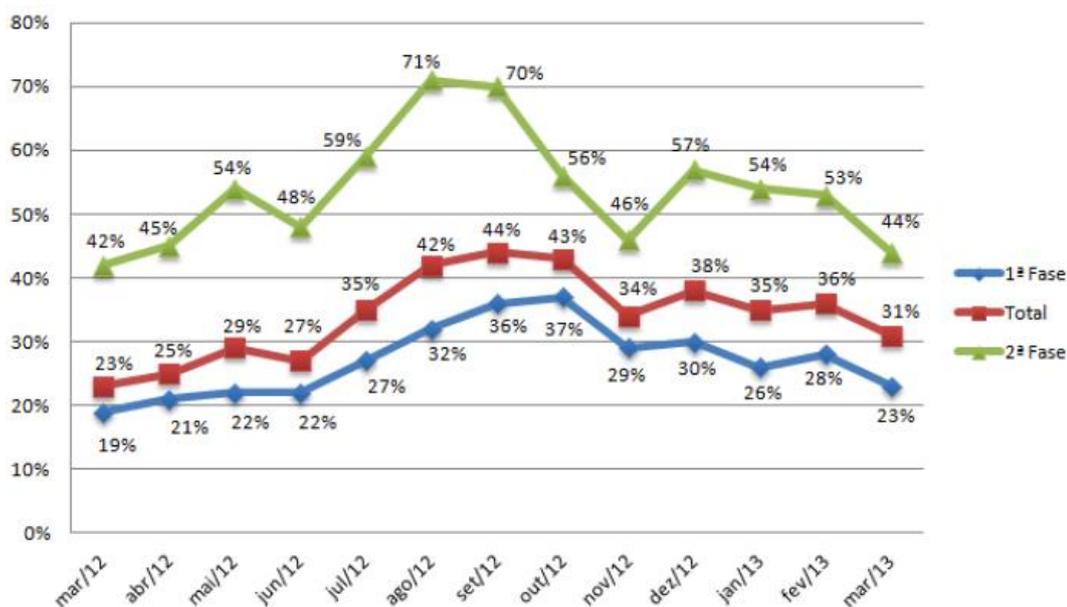


Figura 1.27 – Fatores de capacidade de carga, 1ª Fase e 2ª Fase, 2012-2013; ABEEólica (2014).

1.2 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo principal o projeto aerodinâmico e simulação de um rotor de turbina eólica de eixo horizontal de três lâminas conforme a teoria de elemento de pá e momento. Os tópicos essenciais contemplam a análise dos ventos, o dimensionamento, o projeto analítico e simulação do mecanismo.

Também objetiva-se obter e difundir as características aerodinâmicas, potências, eficiências e desvantagens dos geradores eólicos. Ademais, espera-se especialmente criar um trabalho lógico e bem explicado a fim de estabelecer um processo de fácil entendimento a estudantes interessados em *design* de pás de turbinas eólicas.

1.3 JUSTIFICATIVAS

Os impactos ambientais relativos à queima de carvão como matriz energética demonstram um futuro caótico à estabilidade da biosfera, onde são aguardados grandes distúrbios aos agentes físicos reguladores do clima e à vida no planeta como um todo. A emissão de gases do efeito estufa a longo prazo levará à sociedade global rumo a calamidades ambientais, escassez de alimentos e, provavelmente, a impasses territoriais.

Afirma-se, pela comunidade científica, que a tecnologia de geração de energia limpa deve evoluir a fim de substituir esse nocivo, antigo e ultrapassado modelo de força motriz. Da motivação dessas colocações, a indústria das turbinas eólicas tem crescido no mercado mundial e impulsionado pesquisas sobre o assunto. Portanto, acredita-se que tratamento de sistemas de energia eólicas são de grande interesse para mudar esse cenário de crise ambiental, sabendo-se que existe pouco conhecimento difundido sobre projeto e simulação de rotores aerodinâmicos na academia brasileira.

Aguarda-se que essa monografia desperte a atenção de engenheiros sobre a possível oportunidade de trabalho num setor energético ecologicamente amigável, além de propiciar conhecimento sobre turbinas movidas à vento e a possibilidade da melhor futura do meio ambiente.

1.4 METODOLOGIA

O projeto é fundamentado em pesquisas bibliográficas, direcionadas a leituras de procedimentos de dimensionamento, dissertações, livros e publicações com o objetivo de adquirir competência técnica sobre o *desing* aerodinâmico de rotores e sua concepção para uma execução do projeto. Alguns desses são: o dimensionamento ótimo de lâminas segundo a teoria de elemento de pá e momento, além da simulação em *Computer Fluid Dynamics*.

No decorrer das seções, serão apresentadas todas as informações usadas para o dimensionamento das lâminas, isto é, ensaios aerodinâmicos de aerofólios, procedimentos de projetos, teorias, etc.; da maneira a deixar claro as etapas de implementação dos cálculos descritivos.

As simulações em elementos finitos são desenvolvidas no programa de análise multifísica ANSYS 18.1, e os resultados comparados com cálculos manuais.

Com objetivo de cumprir as metas propostas, a organização do trabalho se dá conforme apresentado abaixo.

O capítulo 1 apresenta a evolução histórica e tecnológica dos aerogeradores, o cenário mundial e nacional atual da utilização da energia eólica e perspectivas futuras. Também contempla o objetivo, a justificativa, a metodologia e a organização do trabalho.

O capítulo 2 apresenta a teoria para o entendimento físico dos aerogeradores e o procedimento do dimensionamento ótimo de lâminas de rotores.

No capítulo 3 é executado um projeto geométrico ótimo analítico de rotores, contextualizando todas variáveis de entradas e características estatísticas do vento, bem como, as características aerodinâmicas do aerofólio. Neste capítulo são extraídas as informações sobre a geometria do modelo, esforços gerados, potência e eficiência, as quais são cruciais para elaboração da simulação.

No capítulo 4 é realizada a simulação utilizando o método dos elementos finitos em *Computer Fluid Dynamics*, onde todos os dados obtidos no dimensionamento do rotor são colocados à prova e validados.

No capítulo 5 são apresentadas as conclusões e considerações finais, as quais explicitam comentários sobre resultados, reflexões e dificuldades sobre a execução do projeto e da simulação, e por último recomendações para trabalhos futuros.

Referências Bibliográficas – serão apresentadas as bibliografias utilizadas como orientação dessa monografia.

2. TEORIA AERODINÂMICA APLICADA ÀS TURBINAS EÓLICAS

2.1 ANÁLISE DOS VENTOS

O ponto de partida para um dimensionamento aerodinâmico de qualidade de rotores de turbinas eólicas é conhecer e ser capaz de prever o comportamento do vento. Desta forma, dispor de um banco de dados sobre as características físicas (pressão, temperatura e, principalmente, velocidade) do vento num determinado local é essencial para um projeto economicamente eficiente. Para tanto essas informações devem ser coletadas durante um período de tempo em que esses dados possam ser validados estatisticamente e possibilitar uma geração de energia eólica constante e produtiva.

As características do vento variam com o tempo (segundos até meses) e também com o espaço (centímetros até milhares de quilômetros) (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). Isso implica na realização de análise estatística do vento dependente da correlação com o tempo. Já as variações espaciais são geralmente dadas numa dimensão principal, a altura.

2.1.1 VARIAÇÕES COM O TEMPO

Segundo MANWELL; MCGOWAN; ROGERS (2009), as variações da velocidade do vento relacionadas ao tempo são subdivididas em 4 categorias, Inter-anual, Anual, Diária e Curto-prazo.

As variações Inter-anuais representam o comportamento do vento ao longo dos anos. Os meteorologistas afirmam que levam, em média, 30 anos de aquisição de dados para determinação do clima a longo prazo e pelo menos 5 anos para previsão adequada da velocidade do vento anual, fator essencial para o dimensionamento de rotores eólicos. É estaticamente aceitável dados coletados durante um período de 1 ano para previsão a longo prazo da velocidade do vento desde que seja aplicada a ressalva de uma precisão de 10% e intervalo de confiança de 90% (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

As mudanças anuais são referentes às variações sazonais durante os meses da velocidade do vento em determinado local. Um ponto importante é o grau de confiança associado à representatividade desses dados com relação à velocidade anual média do vento. As características anuais são aplicadas aos estudos das variações mensais do vento, de modo que

possibilita a identificação dos padrões de velocidade máximas e mínimas durante o ano e valida a disposição energética ao longo desse período de tempo.

O comportamento diário apresenta as oscilações da velocidade e direção do vento durante as horas do dia. Esse tipo de variação é causado principalmente devido ao aquecimento desigual do local durante o dia pelo sol.

As variações de Curto-prazo descrevem o comportamento do vento em intervalos de tempo de 10 minutos ou menos, de forma que inclui as variações de velocidade do vento relacionadas à turbulência e rajadas.

Este trabalho se limita a uma previsão e análise estatística da variação Inter-anual do vento por causa da insuficiência de dados em intervalos de tempo menores para acesso ao público. Esse período de variação também foi adotado devido ao modelo de cálculo aerodinâmico, adotado para a velocidade média anual do vento num determinado local. Esses dados são obtidos no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001).

2.1.2 VARIAÇÕES COM A ALTURA

A velocidade média do vento varia de acordo com o espaço, sobretudo com a altura. Esse fenômeno é descrito pelo cisalhamento do vento conforme pode ser observado na Figura 2.1.

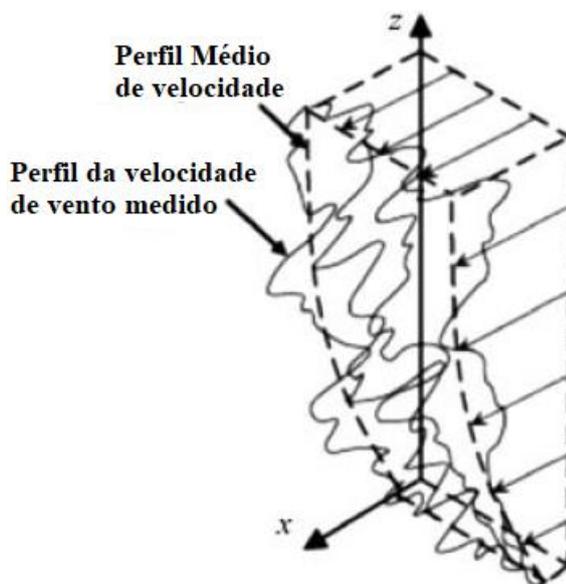


Figura 2.1 – Perfil de velocidade do vento.

As consequências da variação da velocidade do vento com a altura em turbinas eólicas são diversas, e afetam tanto a investigação da disposição do potencial eólico quanto aspectos

de projeto. Alguns dos efeitos que podem ser mencionados são: o acréscimo da fadiga em turbina com rotores muito grandes e a adoção de uma velocidade de referência única tomada na cota do eixo do rotor para realização do dimensionamento.

O acréscimo da fadiga em turbina com rotores muito grandes é relevante. Isso se deve ao fato que as pontas das pás estarão submetidas as alturas máximas e mínimas. Como a velocidade do vento varia de acordo com a altura, a ponta da pá está submetida a grandes gradientes de força. Esse carregamento cíclico (devido à rotação) gera um gradiente de tensões na estrutura das lâminas, aumentando os efeitos de fadiga na estrutura.

A adoção da velocidade média do vento de alturas referências, geralmente obtidas de dados históricos aferidas numa cota padrão alta, com altura instalada da turbina. Esse aspecto é importante pois torres muito compridas são custosas e de instalação mais complexa. Então, ao se adequar a velocidade média do vento às cotas de projeto, viabiliza-se e se reduz custos relevantes em relação às torres eólicas.

Neste trabalho são consideradas turbinas com pás de pequeno comprimento, portanto não serão estudadas as consequências mencionadas sobre a fadiga, mas a adoção da velocidade média para alturas de projeto será utilizada durante o dimensionamento.,

Segundo MANWELL; MCGOWAN; ROGERS (2009) a representação da variação da velocidade do vento com altura é dada por duas equações: o Perfil logaritmo (Lei de Prandtl) e a Lei de Potência do vento. A teoria escolhida a ser aplicada neste trabalho será a Lei de Potência do vento, por representar o perfil de velocidade do ar com a altura de forma simples e com apenas quatro variáveis em sua equação, como pode ser vista na equação (2.1.1):

$$U(z) = U(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \quad (2.1.1)$$

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln(U(z_r))}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{z_r}{10}\right)} \quad (2.1.2)$$

onde:

$U(z)$ – velocidade do vento a uma dada cota z em m/s;

$U(z_r)$ – velocidade do vento a uma dada cota z de referência em m/s;

z – altura da velocidade do vento em m;

z_r – altura da velocidade do vento de referência em m.

As teorias do Perfil logaritmo e Lei de Potência do vento apresentam poucas diferenças de resultados em seus modelos de cálculo. Entretanto suas previsões, se comparadas a dados experimentais, podem apresentar imprecisões que variam de 1% a 13% (MANWELL;

MCGOWAN; ROGERS, 2009). Isso se deve ao fato que o cisalhamento do vento pode ser afetado por fatores físicos, tais como: estabilidade atmosférica, rugosidade superficial, mudanças de condições superficiais e forma do terreno (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). Portanto, esses modelos não retratam o perfil de velocidade do vento com total precisão, de modo a ser utilizado apenas como um parâmetro estudo de velocidade de projeto simplificado.

2.1.3 DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA DO VENTO

A análise estatística do vento possibilita a inspeção do potencial eólico de uma região, as prováveis velocidades mínimas e máximas do vento, e conseqüentemente uma estimativa da produção de energia. A aplicação estatística é realizada pela função densidade de probabilidade estatística $p(U)$, associada à velocidade do vento, que quando integrada pela sua variável aleatória num intervalo, retorna à probabilidade de ocorrência desse intervalo de velocidades, conforme a equação (2.1.3):

$$F(U_a \leq U \leq U_b) = \int_{U_a}^{U_b} p(U) dU \quad (2.1.3)$$

A função densidade de probabilidade aplicada aos estudos do vento são usualmente definidas por duas distribuições estatísticas: Rayleigh e Weibull. A distribuição de Rayleigh usa apenas um parâmetro, a velocidade média do vento, sendo considerada menos representativa. A distribuição de Weibull é mais significativa por abranger diversos regimes de vento e estruturada em dois parâmetros: k - fator de forma, e c - o fator de escala. A distribuição escolhida nesse trabalho foi a distribuição de Weibull e seus parâmetros foram obtidos no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001).

A Função densidade de probabilidade de Weibull $p(U)$ depende dos fatores k (fator de forma) e c (fator de escala), funções da velocidade média do vento \bar{U} e do desvio padrão da velocidade do vento σ_u , conforme as equações (2.1.4) a (2.1.7) (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009):

$$p(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (2.1.4)$$

$$k = \left(\frac{\sigma_u}{\bar{U}}\right)^{-1,086} \quad (2.1.5)$$

$$c = \frac{\bar{U}}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})} \quad (2.1.6)$$

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} t^{x-1} dt \quad (2.1.7)$$

onde U é a velocidade do vento em m/s e $\Gamma(x)$ a função gamma.

O fator de forma k influencia a distribuição de probabilidades de Weibull, conferindo uma forma com uma ponta mais acentuada quanto maior for seu módulo, de modo que denote menor variação na velocidade do vento na distribuição, como pode ser observado na Figura 2.2.

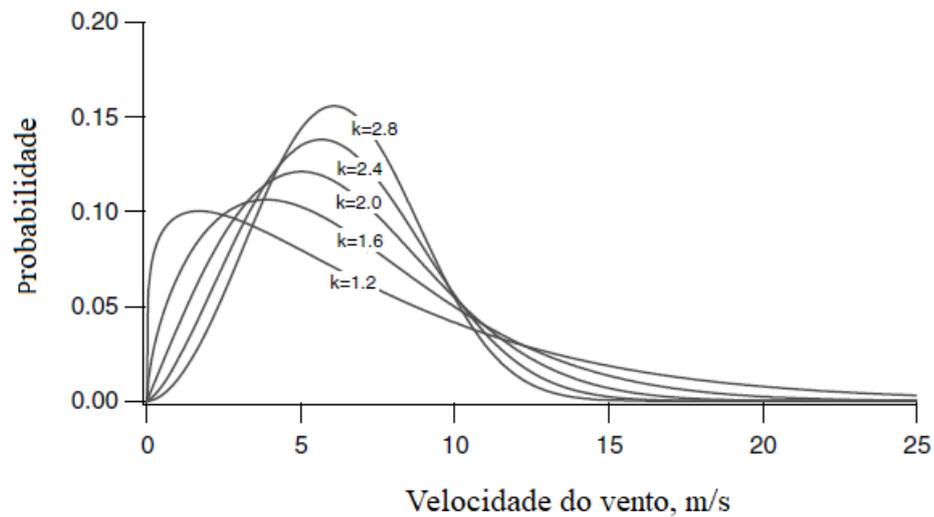


Figura 2.2 – Probabilidade de densidade de Weibull para $\bar{U} = 6$ m/s.

O Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001) possui mapas com o fator de forma k para todas as regiões do Brasil, conforme pode ser verificado na Figura 2.3.

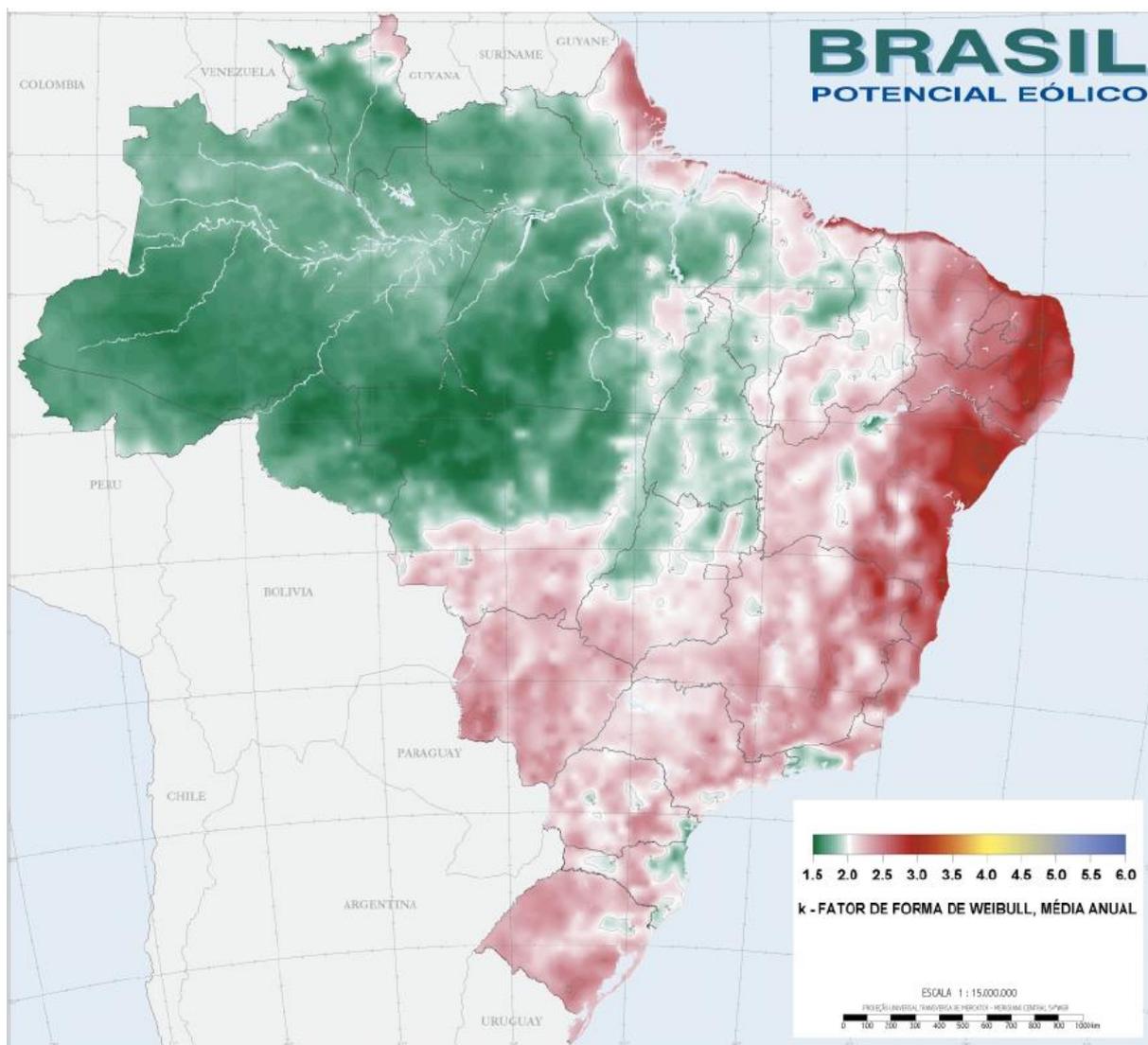


Figura 2.3 – Média anual do fator de forma de Weibull para todo Brasil.

2.1.4 PRODUÇÃO ENERGÉTICA ANUAL

Os métodos estatísticos mostrados nas seções anteriores são aplicáveis à formulação da geração da potência energética anual \bar{P}_w , em função da densidade de probabilidade da curva de potência da turbina $P_w(U)$ a qual será amplamente discutida e suas equações demonstradas em tópicos futuros deste trabalho. As funções que definem \bar{P}_w , $P_w(U)$ e $p(U)$ são apresentadas nas equações (2.1.8), (2.1.9) e (2.1.4), respectivamente. A distribuição estatística de Weibull foi selecionada possibilitando uma abordagem estatística sobre a potência anual média.

$$\bar{P}_w = \int_0^{\infty} P_w(U)p(U)dU \quad (2.1.8)$$

$$P_w(U) = \frac{1}{2} \rho A \eta_{rot} \eta_{mec} \eta_g U^3 \quad (2.1.9)$$

onde:

\bar{P}_w – potência anual gerada média em watts;

$P_w(U)$ – potência da turbina eólica em watts;

ρ – massa específica do ar em kg/m³;

A – área varrida pelos rotores em m²;

η_{rot} – coeficiente de potência aerodinâmico, porcentagem de conversão de potência eólica em potência cinética dos rotores;

η_{mec} – eficiência mecânica das transmissões, porcentagem de conversão de potência cinética dos rotores em potência cinética das transmissões;

η_g – eficiência do gerador, porcentagem de conversão da potência cinética das transmissões em potência elétrica.

Vale salientar que a potência média anual é um dos valores mais importantes relativo à investigação custo-benefício da turbina eólica, porque a partir dos dados de potência calcula-se a quantidade de energia gerada. Por conseguinte, compara-se o preço do quilowatt-hora das empresas fornecedoras de energia e custos de investimentos na turbina com o retorno em energia elétrica que o gerador eólico propicia, sendo possível validar o quão vantajoso e eficiente os investimentos em energia eólica são.

2.2 AERODINÂMICA DE ROTORES EÓLICOS

A potência advinda da turbina axial horizontal eólica provém da transferência de energia cinética do vento em energia elétrica útil. Os esforços que originam o movimento das lâminas são pesquisadas no ramo da aerodinâmica, que é o estudo dos gases em movimento e sua associação e reação com corpos imersos neles. As teorias de transferência de momento e de elemento de pá são combinadas para construir matematicamente modelos de projeto e análise de eficiência das pás de turbinas.

Os tópicos seguintes apresentarão o desenvolvimento dessa teoria unificada desde sua forma mais simplificada até sua forma aplicável ao projeto, demonstrando seus limites, características, premissas físicas e possibilidades. Vale salientar que estes modelos operam sob regime de escoamento estacionário, as características do fluido não se modificam com o tempo, e o fluxo opera em regime laminar, não considerando perdas por turbulência.

2.2.1 TEORIA DE MOMENTO UNIDIMENSIONAL E LIMITE DE BELTZ

A definição do limite máximo de eficiência aerodinâmica, também chamado de Limite de Beltz, é derivado do estudo da transferência de momentos e trocas de energia entre o vento e os rotores num volume de controle. O modelo possibilita a obtenção de dados para uma turbina ideal, tais como o impulso aerodinâmico T sobre as hélices, os efeitos do rotor sobre a velocidade do vento em pontos distintos do volume e a potência extraída (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

A turbina pode ser identificada no centro da Figura 2.4 que apresenta o volume de controle, bem como as entradas e saída de fluxo de ar e suas respectivas simbologias de velocidades em regiões específicas enumeradas.

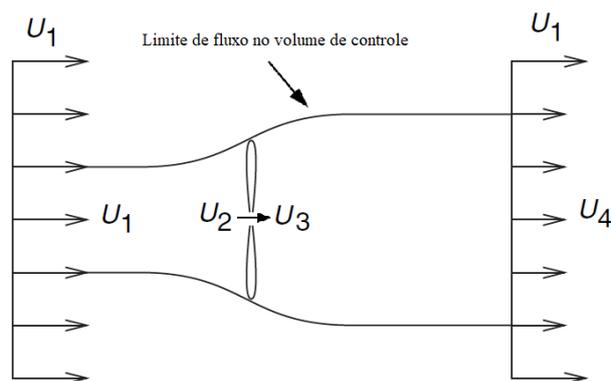


Figura 2.4 – Rotor eólico num volume de controle idealizado.

A análise idealizada faz as seguintes considerações:

- Rotor com infinitas pás;
- Não há esteira de rotação (*Wake Rotation*);
- Não há efeitos de arrasto;
- O escoamento do ar é homogêneo, incompressível e estacionário (permanente);
- As pressões estáticas na entrada e saída são iguais à pressão atmosférica;
- O impulso aerodinâmico é uniforme sobre toda área de atuação do rotor.

Aplicando-se a lei da conservação de momento linear no volume de controle fechado, o impulso no rotor é dado pela equação (2.2.1):

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (2.2.1)$$

onde, T é a força de impulso, ρ é massa específica do ar, A é a área varrida pelo rotor, U é a velocidade do ar e os números subscritos indicam a região no volume de controle.

Se o fluxo é permanente, então $(\rho AU)_1 = (\rho AU)_4 = \dot{m}$, onde \dot{m} é o fluxo de massa, ou seja:

$$T = \dot{m}(U_1 - U_4) \quad (2.2.2)$$

Baseado na equação (2.2.2) e na Figura 2.4, algumas interpretações físicas podem ser feitas. A velocidade à jusante do rotor U_4 , é menor que a velocidade à montante U_1 , pois a força de impulso é positiva, isto é, esforços são exercidos no rotor. Como não há nenhum trabalho sendo aplicado no sistema, então é possível aplicar as equações de Bernoulli para os pontos 1 e 2, 3 e 4, conforme as equações (2.2.3) e (2.2.4).

$$p_1 + \frac{1}{2}\rho U_1^2 = p_2 + \frac{1}{2}\rho U_2^2 \quad (2.2.3)$$

$$p_3 + \frac{1}{2}\rho U_3^2 = p_4 + \frac{1}{2}\rho U_4^2 \quad (2.2.4)$$

Devido as pressões estáticas na entrada e na saída serem iguais à pressão atmosférica, conclui-se que as pressões p_1 e p_4 são iguais à pressão atmosférica e a velocidade imediatamente antes e depois do rotor são iguais ($U_2 = U_3$).

O impulso também pode ser representado como uma força resultante da diferença da perda de pressão do sistema no rotor, conforme a equação (2.2.5):

$$T = A(p_2 - p_3) \quad (2.2.5)$$

visto que $A_2 = A_3 = A$.

Isolando $(p_2 - p_3)$ em (2.2.5), subtraindo (2.2.4) em (2.2.3) e substituindo o que foi isolado, obtém-se:

$$T = \frac{1}{2}\rho A(U_1^2 - U_4^2) \quad (2.2.6)$$

Aplicando um pouco de álgebra em (2.2.6), tal que $(U_1^2 - U_4^2) = (U_1 + U_4)(U_1 - U_4)$ e substituindo em (2.2.2); lembrando que $\dot{m} = \rho A_2 U_2$, isolando a equação em relação às velocidades, a função fica:

$$U_2 = \frac{U_1 + U_4}{2} \quad (2.2.7)$$

Logo, a velocidade de vento no rotor é a média das velocidades de vento na entrada e na saída do volume de controle para este modelo.

O índice de indução axial a representa a taxa decimal de velocidade do vento transferida ao rotor, proveniente da velocidade de vento na entrada do volume de controle, como descrito na equação (2.2.8).

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \quad (2.2.8)$$

Isolando (2.2.8) em função de U_2 e de (2.2.7) tem-se:

$$U_2 = U_1(1 - a) \quad (2.2.9)$$

$$U_4 = U_1(1 - 2a) \quad (2.2.10)$$

O produto $U_1 a$ é chamado de velocidade induzida no rotor, com uma interpretação física da parcela de energia cinética do vento que é transferida para o rotor. Observando-se a equação (2.2.10) quando o índice de indução axial aumenta a velocidade na saída do volume de controle será menor, e se a indução axial for igual 0,5 a velocidade na saída U_4 será igual a zero. Portanto, o modelo de transferência de momento não é válido para valores de indução axial iguais ou superiores a 0,5, pois os cálculos apresentariam valores fisicamente impossíveis, tal como U_4 negativo.

A potência extraída pelo rotor P é igual a força multiplicada pela velocidade, por conseguinte:

$$P = \frac{1}{2} \rho A (U_1^2 - U_4^2) U_2 = \frac{1}{2} \rho A (U_1 + U_4) (U_1 - U_4) U_2 \quad (2.2.11)$$

substituindo U_2 e U_4 com as equações (2.2.9) e (2.2.10) e fazendo U_1 igual a velocidade vento U , resulta-se em:

$$P = \frac{1}{2} \rho A U^3 4a(1 - a)^2 \quad (2.2.12)$$

O coeficiente de potência ou eficiência aerodinâmica, é definido como o índice de potência extraída do vento pelo o rotor, conforme as equações (2.2.13) e (2.2.14):

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A U^3} = \frac{\text{Potência do rotor}}{\text{Potência do vento}} \quad (2.2.13)$$

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (2.2.14)$$

O máximo da função do coeficiente de potência pode ser encontrado derivando-se (2.2.14) em relação a a e igualando a zero, resultando em $a = 1/3$. Logo o coeficiente de potência máximo é dado pela equação (2.2.15).

$$C_{p,\text{máx}} = \frac{16}{27} = 0,5926 \quad (2.2.15)$$

Esse valor é conhecido como limite de Beltz e representa o limite teórico de eficiência aerodinâmica das turbinas eólicas de eixo horizontal. Nunca haverá rotores que extraiam mais do que 59,26% da potência eólica, devido às leis físicas e condições favoráveis e impossíveis, imposta ao modelo teórico. Os principais fatores que reduzem o limite Beltz, não sendo considerados nessa teoria, são: o número finito de pás e perdas de ponta associadas (arrasto induzido), o arrasto aerodinâmico e o efeito de esteira de rotação (*Wake Rotation*).

Embora a Teoria de Momento seja simplória, ela é a base para todo estudo aerodinâmico de geradores eólicos e apresenta informações essenciais para análise de qualidade de turbinas atuais. O próximo tópico aplicará os efeitos de esteira de rotação ao modelo e apontará suas consequências à eficiência do mecanismo aerodinâmico.

2.2.2 ESTEIRA DE ROTAÇÃO EM TURBINAS EÓLICAS (*WAKE ROTATION*)

A teoria de Momento Unidimensional não considera as implicações da rotação do fluido no escoamento. Para atender essa necessidade, a teoria criada por Beltz pode ser estendida a fim de considerar as transferências de momento angular entre o rotor e o vento. Tais transferências estão intrinsicamente ligadas ao torque das pás, que aplica quantidades razoáveis de momento angular ao vento à jusante através da rotação das lâminas, como pode ser observado na Figura 2.5.

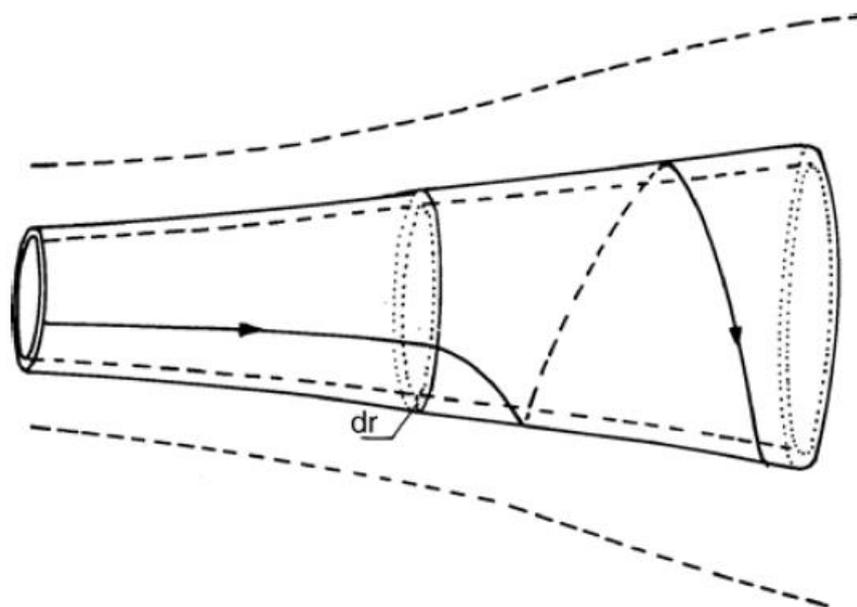


Figura 2.5 – Efeito esteira numa linha de fluxo devido à rotação de uma turbina eólica.

Os procedimentos de cálculo de dimensionamento para consideração do efeito esteira no coeficiente de potência aerodinâmico é apresentados a seguir e são baseados em MANWELL; MCGOWAN; ROGERS (2009) e TONG (2010).

A esteira de rotação diminui a potência do gerador eólico, especialmente, pela transferência de energia cinética do rotor em energia cinética rotacional do vento após a turbina. Geralmente, a energia angular do vento à jusante do rotor, e conseqüentemente a esteira de rotação, será maior quanto mais torque as pás apresentarem. Assim, turbinas com baixa velocidade de rotação e alto torque apresentam menos perdas de energia do que as com alta velocidade de rotação e baixo torque. A Figura 2.6 apresenta os parâmetros necessários à consideração do efeito esteira.

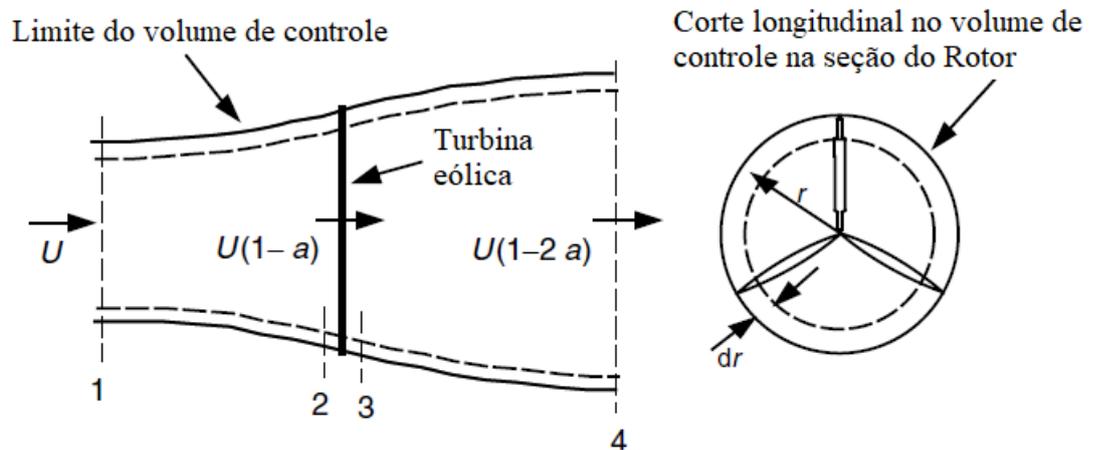


Figura 2.6 – Esquema para análise do efeito esteira.

O modelo considera que a velocidade angular do vento ω é pequena se comparada à velocidade angular do rotor Ω . A pressão na seção 4 é afetada pelo efeito de esteira da rotação sendo igual a pressão na linha de fluxo na seção 1, ou seja, a pressão atmosférica (GLAUERT, 1935). Segundo GLAUERT (1935), aplicando-se a Lei da conservação da energia ao sistema pode-se equacionar a diferença de pressão através do rotor:

$$p_2 - p_3 = \rho \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \omega r^2 \quad (2.2.16)$$

O impulso da porção infinitesimal do rotor dT é dado pela equação (2.2.17):

$$dT = (p_2 - p_3) dA = \left[\rho \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \omega r^2 \right] 2\pi r dr \quad (2.2.17)$$

A velocidade angular do vento imediatamente antes e depois do rotor é Ω e $\Omega + \omega$, respectivamente, havendo incremento da mesma, o que não acontece com a componente axial da velocidade do vento.

O fator de indução angular a' é interpretado como a proporção entre a velocidade angular da lâmina e a velocidade angular aplicada ao vento após sua passagem pela turbina, devido à rotação das pás, dado pela equação (2.2.18):

$$a' = \frac{\omega}{2\Omega} \quad (2.2.18)$$

A inserção do efeito *Wake Rotation* ao modelo implica que a velocidade de vento induzida no rotor será a soma vetorial da componente normal Ua e a componente angular $r\Omega a'$.

Introduzindo-se o fator de indução angular na equação (2.2.17), tem-se:

$$dT = 4a'(1 + a') \frac{1}{2} \rho \Omega^2 r^2 2\pi r dr \quad (2.2.19)$$

Modificando a equação (2.2.6) da teoria de Momento Unidimensional em função do fator de indução axial, então:

$$dT = 4a(1 - a) \frac{1}{2} \rho U^2 2\pi r dr \quad (2.2.20)$$

A razão entre as equações (2.2.19) e (2.2.20) resulta numa variável física fundamental para o dimensionamento aerodinâmico de rotores denominada razão de velocidade local (*local speed ratio*), $\lambda(r)$. Demonstrada em (2.2.21) e (2.2.22).

$$\frac{a(1 - a)}{a'(1 + a')} = \frac{\Omega^2 r^2}{U^2} = \lambda(r)^2 \quad (2.2.21)$$

$$\lambda(r) = \frac{\Omega r}{U} \quad (2.2.22)$$

A razão de velocidade global (*global tip speed ratio*) λ é definida como a razão da velocidade tangencial do rotor em sua extremidade e a velocidade do vento.

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U} \quad (2.2.23)$$

A razão de velocidade global é um parâmetro físico escolhido no início do projeto para definir a velocidade angular da turbina eólica. A velocidade angular interfere diretamente na extração da potência do vento. Se o rotor trabalha com uma razão de velocidade global muito alta as pás giram muito rápido e impedem o escoamento constante de ar pelo mecanismo, atuando como uma “parede”, por conseguinte, o coeficiente de potência é reduzido.

A Figura 2.19 apresenta o coeficiente de potência em função da razão de velocidade global para diversos tipos de rotores eólicos, onde o efeito mencionado no parágrafo anterior pode ser observado.

O torque no rotor pode ser equacionado utilizando a conservação de momento angular, de modo que o torque no rotor Q é igual a variação de momento angular na esteira, considerando a área infinitesimal do rotor, conforme a equação (2.2.24):

$$dQ = d\dot{m}(\omega r)r = (\rho U_2 2\pi r dr)(\omega r)r \quad (2.2.24)$$

Como $U_2 = U(1 - a)$ e $a' = \omega/(2\Omega)$, a função se simplifica:

$$dQ = 4a'(1 - a) \frac{1}{2} \rho U \Omega r^2 2\pi r dr \quad (2.2.25)$$

A potência em cada elemento infinitesimal se escreve como:

$$dP = \Omega dQ \quad (2.2.26)$$

Colocando a potência infinitesimal em função da razão de velocidade local e global, obtém-se a equação (2.2.27):

$$dP = \frac{1}{2} \rho A U^3 \left[\frac{8}{\lambda^2} a'(1 - a) \lambda(r)^3 \right] d\lambda(r) \quad (2.2.27)$$

A potência em qualquer área infinitesimal do rotor é função da razão de velocidade global e índices de indução axial e angular, os quais determinam a direção e intensidade do fluxo de ar no plano do rotor. A razão de velocidade local (*local speed ratio*) também pode ser escrita em função da razão de velocidade global e o raio, assim:

$$\lambda(r) = \frac{\lambda r}{R} \quad (2.2.28)$$

O coeficiente de potência escrito em sua forma infinitesimal é dado por:

$$dC_p = \frac{dP}{\frac{1}{2} \rho A U^3} \quad (2.2.29)$$

Logo, o coeficiente de potência é encontrado pela integração, assim:

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1 - a) \lambda(r)^3 d\lambda(r) \quad (2.2.30)$$

Com o objetivo de se estudar os valores máximos de C_p para analisar o modelo com *Wake Rotation*, é necessário relacionar a , a' e $\lambda(r)$, encontrando-se a solução máxima possível $C_p = a'(1 - a)$. A partir desse objetivo, resolve-se a equação (2.2.21) em função de a' , o que resulta em:

$$a' = -\frac{1}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{\left[1 + \frac{4}{\lambda(r)^2} a(1 - a) \right]} \quad (2.2.31)$$

Substituindo (2.2.31) em $a'(1 - a)$, derivando em relação a a e igualando a zero, é possível descobrir a razão de velocidade local que gera o máximo coeficiente de potência $C_p = a'(1 - a)$:

$$\lambda(r)^2 = \frac{(1 - a)(4a - 1)^2}{1 - 3a} \quad (2.2.32)$$

Substituindo-se (2.2.32) em (2.2.21), obtém-se o valor máximo de indução angular em função da indução axial a , conforme a equação (2.2.33):

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \quad (2.2.33)$$

Sendo tomada a derivada da equação (2.2.32) em função da indução axial a , obtém-se:

$$2\lambda(r)d\lambda(r) = \left[\frac{6(4a - 1)(1 - 2a)^2}{(1 - 3a)^2} \right] da \quad (2.2.34)$$

Aplicando as equações (2.2.32), (2.2.33) e (2.2.34) na integral (2.2.30), encontra-se a função do coeficiente de potência maximizada $C_{p,max}$ em função da indução axial:

$$C_{p,max} = \frac{24}{\lambda^2} \int_{a_1}^{a_2} \left[\frac{(1 - a)(1 - 2a)(1 - 4a)}{(1 - 3a)} \right]^2 da \quad (2.2.35)$$

onde a_1 é o fator de indução axial para $\lambda(r) = 0$ que é obtido da função (2.2.32) e a_2 é a indução axial para $\lambda(r) = \lambda$.

Como o limite superior de (2.2.32) é para valores de $a = 1/3$ num intervalo infinito de razão de velocidade local, então $a_2 = 1/3$. A partir da equação (2.2.35) é possível plotar o gráfico da Figura 2.7, no qual é factível comparar o coeficiente de potência em função da razão de velocidade global λ do modelo ideal de Beltz e do modelo com os efeitos de esteira de rotação. Observa-se que o coeficiente de potência cresce com a razão de velocidade global e tende ao limite de Beltz.

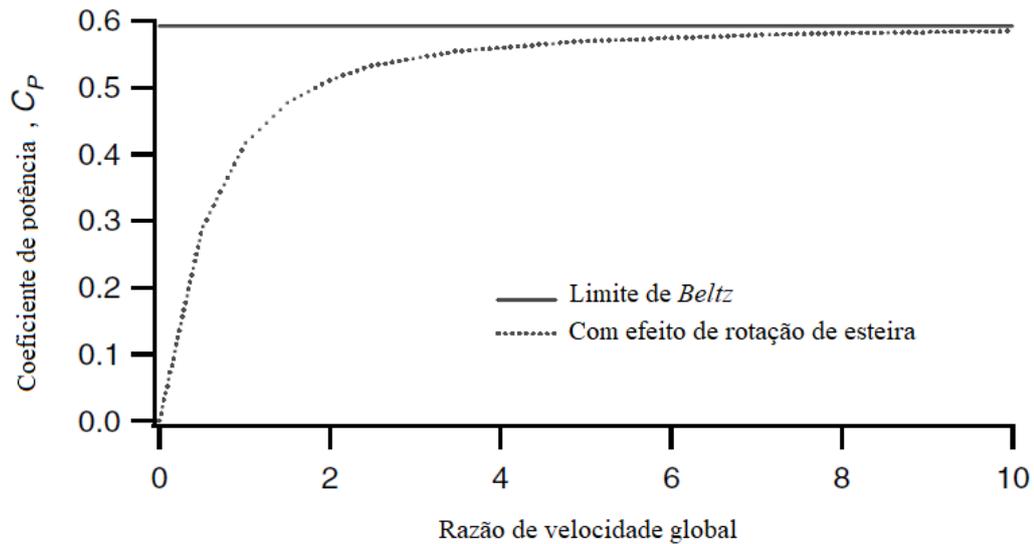


Figura 2.7 – Coeficiente de potência máximo em função da Razão de velocidade global para um rotor axial horizontal eólico, com e sem esteira de rotação.

As equações anteriores possibilitam a análise da distribuição do fator de indução axial e angular com o raio do rotor, considerando os efeitos de *Wake Rotation*, para uma razão de velocidade global pré-estabelecida. A Figura 2.8 mostra que o fator de indução axial está próximo do seu valor mais eficiente $1/3$, para quase todo raio, exceto ao se aproximar do cubo da turbina onde fator de indução angular cresce consideravelmente.

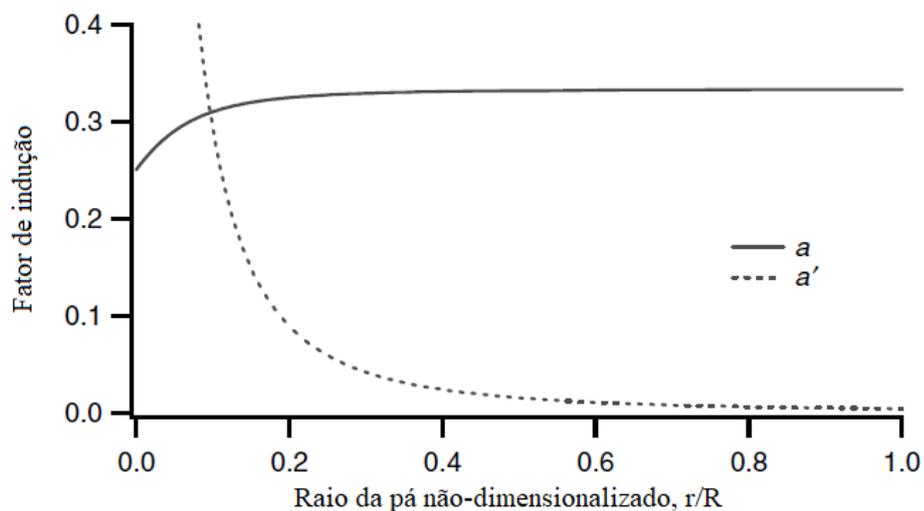


Figura 2.8 – Fator de indução axial a , e fator de indução angular a' , em função do raio não dimensionalizado r/R , de uma turbina eólica com efeito de esteira de rotação; razão de velocidade global $\lambda = 7,5$ e raio do rotor R .

A próxima seção abordará as características e relações fluido-dinâmicas dos perfis aerodinâmicos aplicados à geração de energia eólica.

2.2.3 PERFIS AERODINÂMICOS E SUAS CARACTERÍSTICAS

O perfil aerodinâmico é definido como a forma geométrica do corte longitudinal da lâmina do gerador eólico. Sua função é produzir os esforços mecânicos que descrevem a rotação e tensões estruturais da turbina eólica de eixo horizontal, influenciando diretamente na eficiência aerodinâmica (coeficiente de potência) do sistema. A geometria das lâminas é projetada com base em correlações com a potência energética desejada, propriedades do perfil aerodinâmico e considerações estruturais.

A Figura 2.9 apresenta as nomenclaturas utilizadas em perfis aerodinâmicos. A corda corresponde a distância entre os pontos extremos horizontais do perfil. A corda pode ser equacionada em função do raio do rotor $c(r)$, o que torna possível encontrar a distribuição horizontal do perfil aerodinâmico com o seu vão e , conseqüentemente projetar a geometria da lâmina da turbina, visto que as dimensões (x,y) em seção do aerofólio são proporcionais à corda.

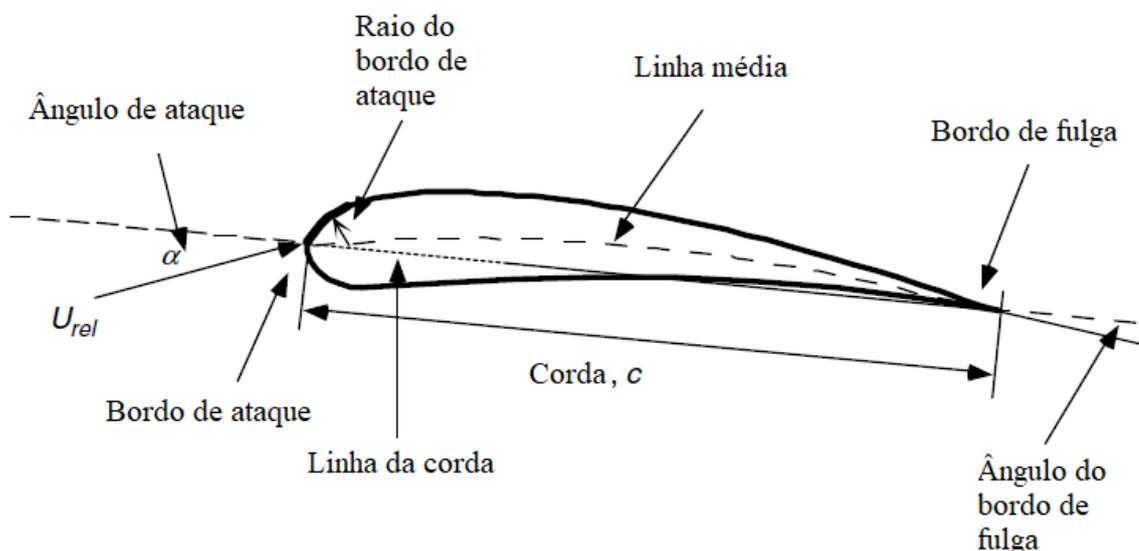


Figura 2.9 – Nomenclatura utilizadas em perfis aerodinâmicos.

Existem diversos tipos de perfis aerodinâmicos sendo preparados para atividades e aplicações específicas tais como: asas de avião, turbina de avião, pás de propulsores de embarcações e geradores eólicos. Eles são modelados numa formulação generalizada, onde suas coordenadas geométricas (x,y) podem ser escaladas com sua largura ou espessura. As

propriedades aerodinâmicas são avaliadas em testes de túnel de vento e escoamento. A Figura 2.10 apresenta os parâmetros principais como as forças de sustentação (*lift*), de arrasto (*drag*) e momento fletor de torção (*pitching moment*).

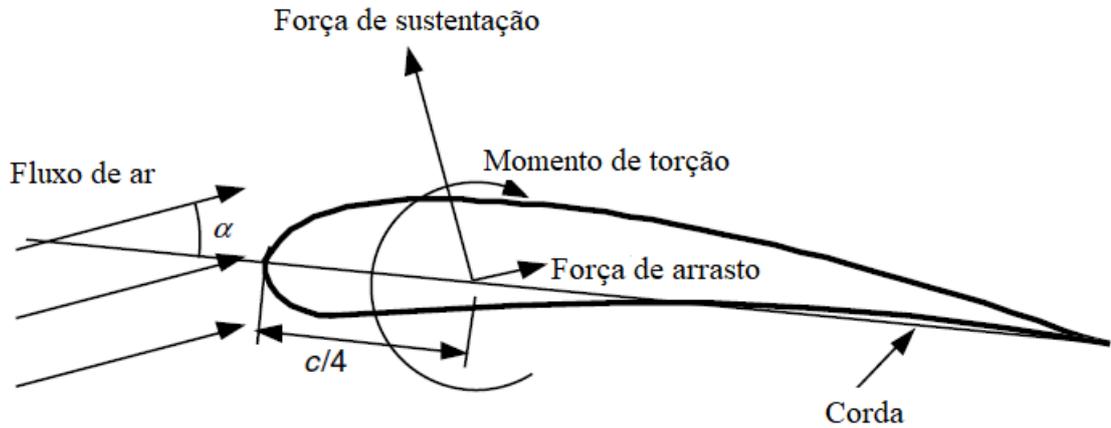


Figura 2.10 – Força de sustentação, arrasto e momento de torção num perfil aerodinâmico.

O fluxo de vento causa no perfil aerodinâmico uma série de distribuição de pressões gerando forças na superfície do aerofólio. A velocidade do vento na parte superior do perfil é maior do que na parte inferior e, conseqüentemente a pressão do ar é menor. O oposto ocorre na região inferior do aerofólio, a velocidade do ar é menor e a pressão do vento é maior. Esse gradiente de pressões originam as forças indicadas. Esses esforços são advindos de interações entre o atrito viscoso do ar e propriedades da superfície do perfil, como sua geometria, rugosidade, etc.

Conforme a Figura 2.10, as duas forças e o momento de torção que atuam a uma distância de um quarto da corda a partir do bordo de ataque, são provenientes da variação de pressão e das forças viscosas e, segundo MANWELL; MCGOWAN; ROGERS (2009) são definidas como:

- Força de sustentação (*Lift force*): é perpendicular à direção do ângulo de ataque do vento, sendo uma consequência das pressões desiguais na superfície superior e inferior do perfil aerodinâmico;
- Força de arrasto (*Drag force*): é paralela à direção do ângulo de ataque do vento, surgindo devido às forças viscosas na superfície e às pressões desiguais no aerofólio;
- Momento de torção (*Pitching moment*): sua direção é paralela ao eixo de corte da seção do perfil aerodinâmico e gera tensões de torção ao longo do vão da lâmina da pá.

Teoria e pesquisas mostram que vários modelos de fluxo de fluidos podem ser caracterizados por parâmetros não-dimensionais, sendo o mais importante deles o número de Reynolds. O número de Reynolds define em que tipo de regime (laminar, transiente ou turbulento) se apresenta o escoamento (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). O número de Reynolds é dado pela equação (2.2.36).

$$Re = \frac{UL}{\nu} = \frac{\rho UL}{\mu} = \frac{\text{Forças inerciais}}{\text{Forças viscosas}} \quad (2.2.36)$$

onde:

Re – número de Reynolds;

U – velocidade do fluxo em m/s;

ν – viscosidade cinemática em m²/s, tal que $\nu = \mu/\rho$;

μ – coeficiente de viscosidade do vento, tal que N.s/m²;

ρ – massa específica do fluido em kg/m³;

L – comprimento característico do fluido, para perfis aerodinâmicos é a corda, em m.

Como o número de Reynolds descreve o regime do fluxo e, por consequência, a intensidade das forças viscosas no escoamento, logo as forças de arrasto e momento de torção são funções do número de Reynolds. Estes esforços podem ser adimensionalizados por coeficientes definidos para objetos bidimensionais e tridimensionais e são inspecionados por ensaios em túneis de vento.

Perfis aerodinâmicos tridimensionais têm vão finito e as forças e momento são afetados na ponta do perfil. Aerofólios bidimensionais são considerados com vão infinito, ou seja, sem efeitos de ponta.

Os coeficientes de momento, de força de sustentação e de arrasto, quando medidos de forma bidimensional, são representados com o caractere subscrito minúsculo, C_d , em contrapartida, os coeficientes medidos de forma tridimensional são representados com o subscrito maiúsculo, C_D . Esse fato é importante porque o projeto de lâminas de rotores, geralmente, usa coeficientes bidimensionais, determinados num intervalo de ângulos de ataque e número de Reynolds em testes de túnel de vento (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

Os coeficientes de sustentação, arrasto e momento são dados, respectivamente, pelas equações (2.2.37) a (2.2.39):

$$C_l = \frac{L/l}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} = \frac{\text{Força de sustentação / unidade de comprimento}}{\text{Força dinâmica / unidade de comprimento}} \quad (2.2.37)$$

$$C_d = \frac{D/l}{\frac{1}{2}\rho U^2 c} = \frac{\text{Força de arrasto / unidade de comprimento}}{\text{Força dinâmica / unidade de comprimento}} \quad (2.2.38)$$

$$C_m = \frac{M}{\frac{1}{2}\rho U^2 A c} = \frac{\text{Momento de torção}}{\text{Momento dinâmico}} \quad (2.2.39)$$

onde:

L – força de sustentação em N;

D – força de arrasto em N;

M – momento de torção em N.m;

l – comprimento em m;

U – velocidade do vento não perturbado ou velocidade média do vento na entrada do volume de controle;

c – corda do perfil em m;

ρ – massa específica do fluido em kg/m³;

A – área projetada do perfil (corda x vão) em m²;

A camada limite do perfil aerodinâmico pode apresentar tanto os regimes de fluxo laminar, suave e permanente, quanto o turbulento com vórtices tridimensionais. Conforme pode ser observado na Figura 2.11, em algum ponto do bordo de ataque existe um ponto de estagnação de fluxo.

Ao seguir em direção à parte superior, o escoamento apresenta um regime laminar que é preferível por gerar menos forças viscosas no aerofólio, contudo em algum ponto do mecanismo o escoamento se torna turbulento. Por consequência, as forças viscosas se tornam mais relevantes e o arrasto aumenta, elevando as tensões estruturais e diminuindo a potência eólica extraída. Dadas essas características, objetiva-se projetar perfis aerodinâmicos de modo a reduzir os efeitos de turbulência.

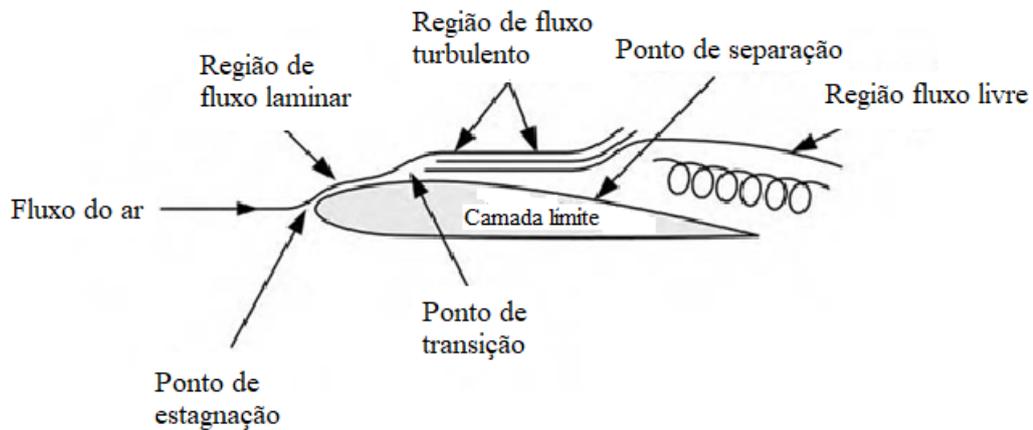


Figura 2.11 – Comportamento do fluxo de ar num perfil aerodinâmico.

A análise da distribuição de pressão sobre a camada limite de aerofólios permite estudar as consequências dos padrões apresentados na Figura 2.12. O gradiente de pressão acelera ou desacelera o escoamento de ar na camada limite do perfil, outro fator que também retarda o fluxo é o atrito superficial. Assim, caso atuem na superfície gradientes de pressão que aumentem a pressão somada aos efeitos do atrito, o fluxo pode ser impedido ou invertido, o que causa a separação do escoamento da superfície do perfil, nomeado Estol (*Stall*), como pode ser visto na Figura 2.11 e Figura 2.12. Se este fenômeno acontecer, a sustentação e, portanto, a eficiência aerodinâmica diminuem.

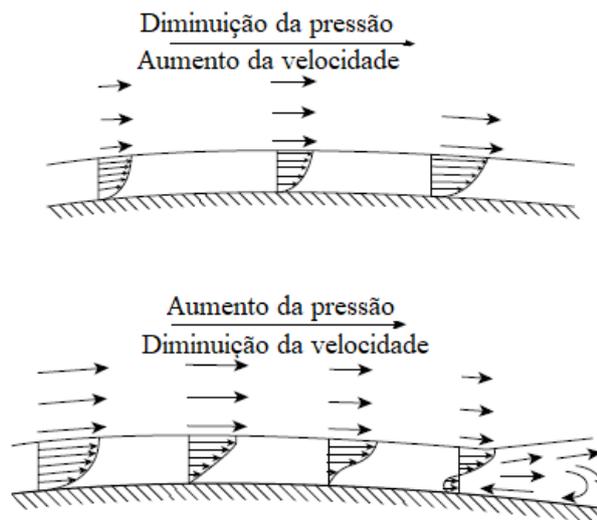


Figura 2.12 – Comportamento do gradiente de pressão na camada limite.

A turbulência afeta o comportamento do gerador eólico de duas formas diferentes em função da sua escala. A turbulência na escala da camada limite afeta consideravelmente a

eficiência da turbina. Entretanto regimes turbulentos de escoamento em escala atmosférica não impactam a potência do rotor tanto quanto na escala da camada limite, pois o fenômeno de separação do escoamento da superfície do perfil ocorre somente para vórtices proporcionais às suas dimensões. Os efeitos da turbulência em escala atmosférica são a mudança de ângulo de ataque do vento, diferentes padrões e distribuições de pressão. Logo, turbinas eólicas conseguem operar com ventos turbulentos em escala atmosférica, com ressalva das variações relacionadas aos seus efeitos no rotor.

A Figura 2.13 apresenta a maneira de representação dos aerofólios. As dimensões do perfil são geralmente proporcionais a sua largura (corda).

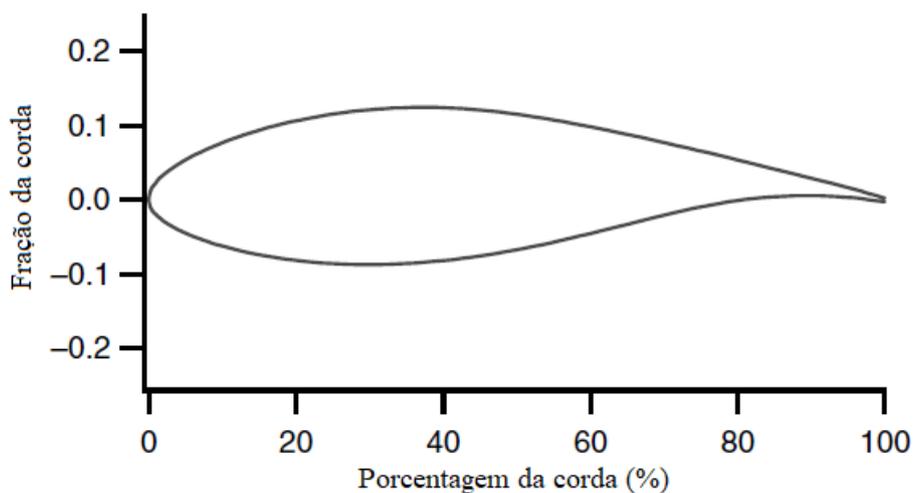


Figura 2.13 – Representação do perfil aerodinâmico DU-93-W-210 em função da corda.

As turbinas eólicas são projetadas a fim de que a razão entre a sustentação e o arrasto seja a maior possível, de modo a extrair a maior potência possível e minimizando as tensões na estrutura. Com vistas a melhorar a eficiência estrutura, os rotores eólicos possuem espessura do aerofólio que decresce com o vão da pá, sendo grossa no cubo e fina nas pontas.

Os rotores mais modernos e de grande escala, geralmente, operam num intervalo de número de Reynolds de 500.000 a 10 milhões. Também, evita-se a acumulação de insetos e poeira nos perfis, porque a rugosidade da superfície aumenta e, conseqüentemente, pode-se reduzir em até 40% a potência extraída. Frequentemente, implementa-se um sistema de controle de estol para que as turbinas possam operar em ventos mais intensos sem que se danifique o gerador devido à maior produção energética (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

2.2.4 TEORIA DO ELEMENTO DE PÁ E MOMENTO

2.2.4.1 Introdução Teórica

O método que descreve o processo de dimensionamento de pás de turbinas eólicas é resultado do emprego simultâneo da teoria de momento e da teoria de elemento de pá, denominado teoria conjunta do elemento de pá e momento (*Blade Element Moment Theory*, “*BEM*” *Theory*).

A teoria de momento caracteriza o comportamento do escoamento do vento num volume controlado sobre um rotor, fundamentado na conservação de momento linear e angular do vento. Tal teoria utiliza os fatores de indução axial e angular que representam a potência extraída e os esforços de impulso sobre o rotor. A teoria do elemento de pá especifica os esforços atuantes numa seção da lâmina da turbina a partir das características do perfil aerodinâmico e da geometria da pá. O uso dessas duas teorias em conjunto permite projetar os rotores e prever a potência extraída do vento (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

Segundo a teoria de momento incluído o efeito de esteira de rotação para o sistema apresentado na Figura 2.5, o impulso e o torque transmitido ao rotor são, as equações (2.2.20) e (2.2.25), respectivamente:

A teoria de elemento de pá demonstra os esforços das lâminas em função do coeficiente de sustentação, do coeficiente de arrasto e do ângulo de ataque supondo que a pá dividida em N elementos, conforme a Figura 2.14.

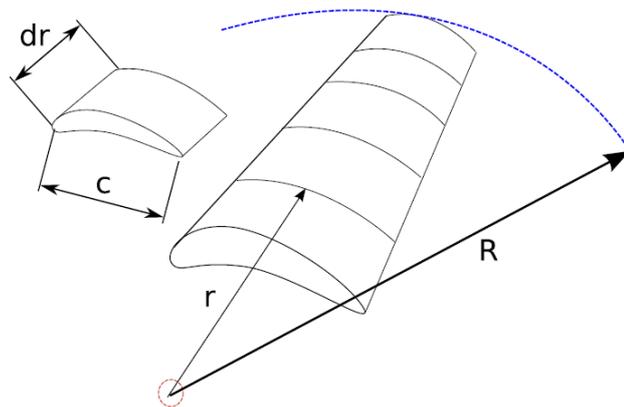


Figura 2.14 – Representação infinitesimal dos elementos da pá.

A teoria de elemento de pá segue as seguintes premissas (INGRAM, 2011):

- Não interação aerodinâmica entre os elementos, ou seja, as ações experimentadas por um elemento não são sentidas por outros;
- As forças aplicadas em cada elemento da lâmina são exclusivamente determinadas pelo coeficiente de sustentação e arrasto.

Conforme mencionado na seção 2.2.3, o esforço de sustentação é perpendicular à direção do vento relativo, enquanto que o arrasto é paralelo. O vento relativo U_{rel} é a soma vetorial da velocidade de vento axial $U(1 - a)$, e da velocidade de vento tangencial ao rotor $(1 + a')\omega r$. A Figura 2.15 ilustra o exposto, onde θ é o ângulo de passo, ϕ o ângulo de incidência e α o ângulo de ataque (HANSEN, 2008)

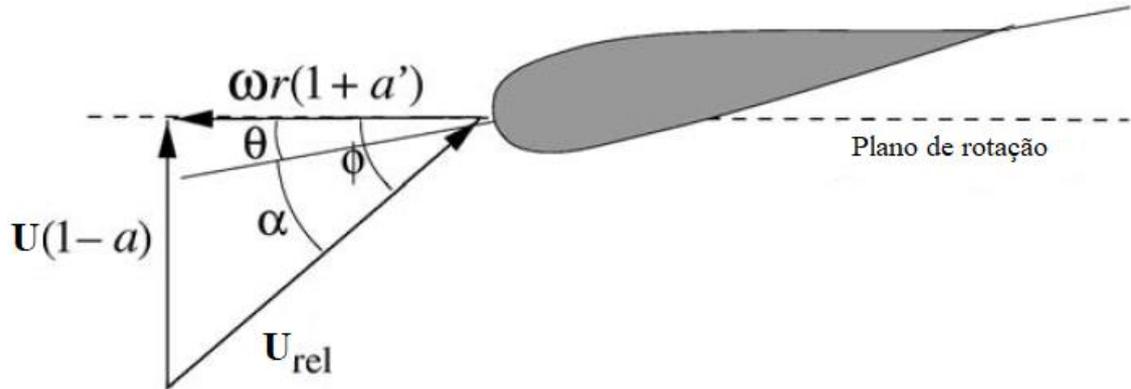


Figura 2.15 – Soma vetorial das velocidades induzidas no rotor.

A componente de velocidade rotacional do aerofólio é a soma da velocidade tangencial da lâmina Ωr , e a velocidade tangencial da lâmina induzida pelo vento $\frac{1}{2}\omega r$, devido a transferência de momento angular, conforme a equação (2.2.40):

$$\Omega r + \frac{1}{2}\omega r = \Omega r + \Omega a' r = \Omega r(1 + a') \quad (2.2.40)$$

Uma representação tridimensional da situação do fluxo e do rotor pode ser observada na Figura 2.16.

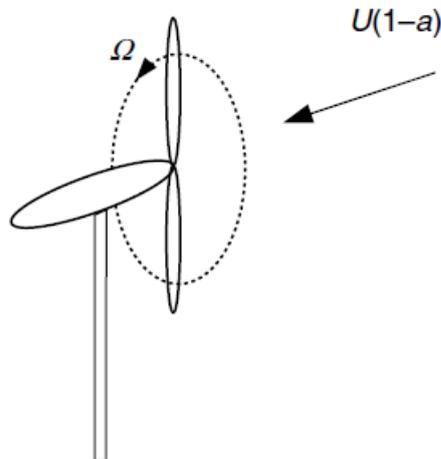


Figura 2.16 – Representação tridimensional do fluxo e da turbina eólica.

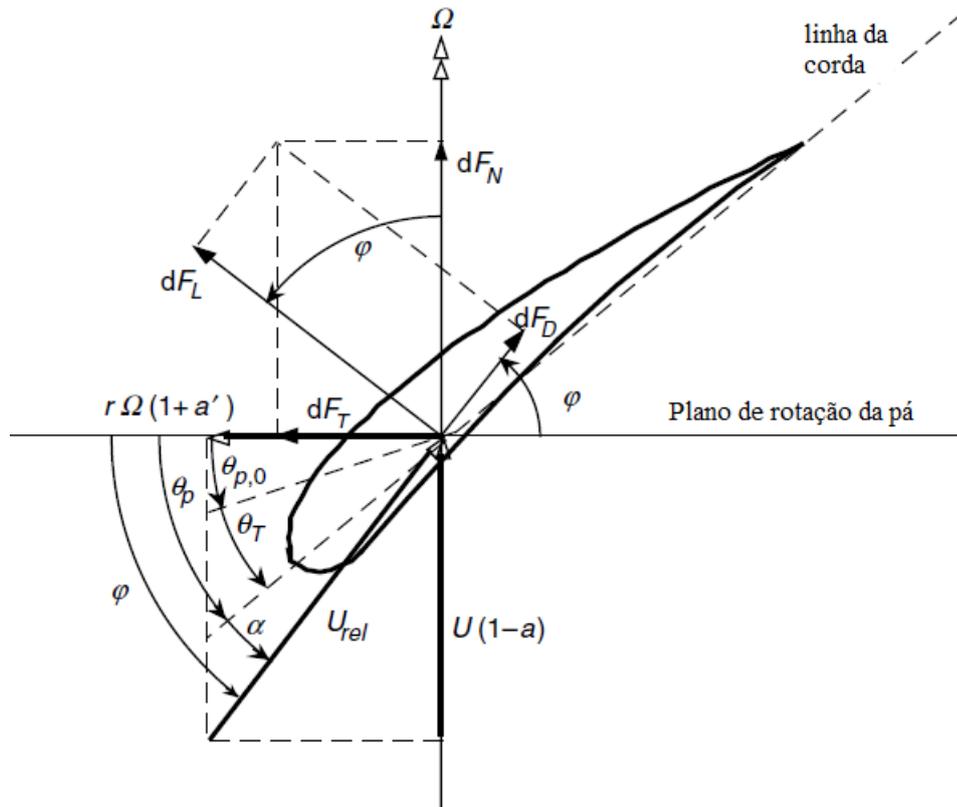


Figura 2.17 – Representação tridimensional do fluxo incidente em uma pá.

A Figura 2.17 apresenta a vista de baixo para cima da ponta da lâmina de uma pá, a partir da qual definem-se as seguintes variáveis:

- θ_p – ângulo de passo (*pitch*), ângulo entre o plano de rotação e a linha da corda;
- $\theta_{p,0}$ – ângulo de passo na ponta;
- θ_T – ângulo de torção da lâmina;
- α – ângulo de ataque do vento, ângulo entre a velocidade vento relativo e a linha da corda;
- φ – ângulo de incidência do vento;
- dF_L – força de sustentação infinitesimal;
- dF_D – força de arrasto infinitesimal;
- dF_N – força normal infinitesimal ao plano de rotação que contribui para a força de impulso ou empuxo;
- dF_T – força de tangencial infinitesimal à circunferência formada pelo giro das pás, a qual cria torque efetivo;
- U_{rel} – velocidade do vento relativa ou velocidade do vento relativa à pá;
- U – velocidade média do vento na entrada do volume de controle;
- a – fator de indução axial;

- a' – fator de indução angular;
 Ω – velocidade angular da pá;
 r – raio do elemento.

O ângulo de passo θ_p da pá varia com raio, o que dá um aspecto torcido à lâmina do rotor. O ângulo de incidência do vento φ é expresso como a soma do ângulo de passo θ_p e o ângulo de ataque do vento α . A partir da Figura 2.17 são definidas as equações (2.2.41) a (2.2.47) relacionadas a teoria de elemento de pá e momento.

$$\varphi = \theta_p + \alpha \quad (2.2.41)$$

$$\tan(\varphi) = \frac{U(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r} \quad (2.2.42)$$

$$U_{rel} = U(1-a)/\text{sen}(\varphi) \quad (2.2.43)$$

$$dF_L = C_l \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (2.2.44)$$

$$dF_D = C_d \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (2.2.45)$$

$$dF_N = dF_L \cos(\varphi) + dF_D \text{sen}(\varphi) \quad (2.2.46)$$

$$dF_T = dF_L \text{sen}(\varphi) - dF_D \cos(\varphi) \quad (2.2.47)$$

Caso o rotor tenha B número de lâminas, então a força normal e tangencial infinitesimal em função do raio para B pás são dadas pelas equações (2.2.48) e (2.2.49):

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \cos(\varphi) + C_d \text{sen}(\varphi)) c dr \quad (2.2.48)$$

$$dF_T = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \text{sen}(\varphi) - C_d \cos(\varphi)) c dr \quad (2.2.49)$$

O torque infinitesimal dQ devido à força tangente em função do raio é dado pela equação (2.2.50):

$$dQ = r dF_T = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \text{sen}(\varphi) - C_d \cos(\varphi)) c r dr \quad (2.2.50)$$

A potência extraída da lâmina infinitesimal dP é dada pela equação (2.2.51):

$$dP = \Omega dQ \quad (2.2.51)$$

Todos esses valores infinitesimais são calculados pela integração no intervalo de raio do cubo (hub) até o raio da lâmina. É importante notar que a teoria de elemento de pá também retrata as equações presentes na teoria de momento para força de impulso e torque, de maneira que a força normal, equação (2.2.48), representa a força de impulso, e o torque é denotado pela equação (2.2.50). Ambas são função dos ângulos de escoamento do vento, das características

do aerofólio e da pá. Essas equações são essenciais para o dimensionamento da geometria do rotor, dos esforços gerados e o desempenho do gerador (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

2.2.4.2 Teoria *BEM* Aplicada a Rotores Genéricos, com Esteira de Rotação

O modelo de equações para pás genéricas, com esteira de rotação a partir da teoria conjunta de elemento de pá e momento, será apresentada a seguir.

Da teoria de momento linear e angular, considera-se as equações do impulso e do torque, dados pelas equações (2.2.20) e (2.2.25), respectivamente.

Da teoria de elemento de pá, considera-se as equações do impulso e do torque, dados pelas equações (2.2.48) e (2.2.50), respectivamente. Ressalta que a equação da força normal equivale ao impulso.

A velocidade relativa do vento U_{rel} pode ser expressa como função da velocidade de vento U , equação (2.2.43). Reescrevendo as equações (2.2.48) e (2.2.50) em função de U tem-se:

$$dF_N = \sigma' \pi \rho U^2 \frac{(1-a)^2}{\sin(\varphi)^2} (C_l \cos(\varphi) + C_d \sin(\varphi)) r dr \quad (2.2.52)$$

$$dQ = \sigma' \pi \rho U^2 \frac{(1-a)^2}{\sin(\varphi)^2} (C_l \sin(\varphi) - C_d \cos(\varphi)) r^2 dr \quad (2.2.53)$$

onde $\sigma'(r)$ é definido como a solidez local, que representa a fração de área infinitesimal anular do rotor pela área infinitesimal coberta pelas pás, conforme a equação (2.2.54) e deduzido da Figura 2.18 .

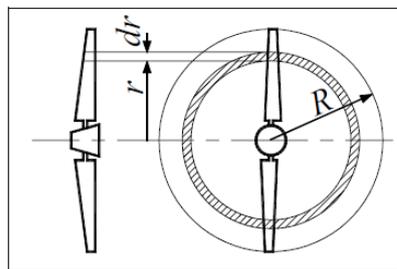


Figura 2.18 – Seção transversal da pá.

$$\sigma'(r) = \frac{Bc(r) dr}{2\pi r dr} = \frac{Bc(r)}{2\pi r} \quad (2.2.54)$$

O cálculo dos fatores de indução axial a e angular a' para a teoria conjunta de elemento de pá e momento considera o coeficiente de arrasto como zero, pois a escolha do coeficiente de

arrasto C_d e de sustentação C_l é tal que a razão C_d/C_l seja a menor possível. Geralmente o coeficiente de arrasto das tabelas de ensaios de aerofólios será aproximadamente zero. Portanto, essa simplificação implicará em erros desprezíveis ao dimensionamento (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009). Assim as equações de torque de ambas as teorias, dadas nas equações (2.2.25) e (2.2.53), são igualadas impondo-se o arrasto desprezível $C_d = 0$, obtendo-se a equação (2.2.55):

$$\frac{a'}{(1-a)} = \frac{\sigma' C_l}{4\lambda(r)\text{sen}(\varphi)} \quad (2.2.55)$$

Igualando as equações de impulso da teoria de momento e elemento de pá (força normal equivale ao impulso), equações (2.2.20) e (2.2.52), impondo-se o arrasto desprezível $C_d = 0$, obtém-se:

$$\frac{a}{(1-a)} = \frac{\sigma' C_l \cos(\varphi)}{4\text{sen}(\varphi)^2} \quad (2.2.56)$$

Após manipulações algébricas das equações (2.2.42), (2.2.55) e (2.2.56), obtém-se as equações para o fator de indução axial a e o fator de indução angular a' , para teoria *BEM*, conforme as equações (2.2.57) e (2.2.58):

$$a = 1/[1 + 4\text{sen}(\varphi)^2/(\sigma' C_l \cos(\varphi))] \quad (2.2.57)$$

$$a' = 1/[\left(\frac{4C_l \cos(\varphi)}{\sigma' C_l} \right) - 1] \quad (2.2.58)$$

Com os fatores de indução axial a e angular a' calculados, equaciona-se o coeficiente de potência total para teoria *BEM*, dado pela equação (2.2.59). Sua demonstração pode ser encontrada em DE VRIES (1979).

$$C_p = \left(\frac{8}{\lambda^2} \right) \int_{\lambda_h}^{\lambda} \text{sen}(\varphi)^2 (\cos(\varphi) - \lambda(r)\text{sen}(\varphi)) (\text{sen}(\varphi) + \lambda(r)\cos(\varphi)) \left[1 - \left(\frac{C_d}{C_l} \right) \cot(\varphi) \right] \lambda(r)^2 d\lambda(r) \quad (2.2.59)$$

onde λ_h é a razão de velocidade local no cubo (*hub*).

2.2.4.3 Dimensionamento da Lâmina Otimizada, com Esteira de Rotação

A geometria mais eficiente das pás consiste em definir a corda em função do raio e ângulo de incidência que mais extraem potência do vento. Tal geometria é determinada por meio das equações desenvolvidas em 2.2.4.3. Trata-se de um processo iterativo, pois o coeficiente de potência dado pela equação (2.2.59) é utilizada para calcular a corda $c(r)$ em função do raio e

o ângulo de incidência do vento φ . E o coeficiente de potência é definido a partir do fator indução axial a e angular α' , dados pelas equações (2.2.57) e (2.2.58), respectivamente, que são funções da corda $c(r)$ e do ângulo de incidência do vento φ , traduzindo, portanto, um processo iterativo.

A demonstração das equações que definem a geometria mais eficiente da pá provém da otimização do coeficiente de potência dado pela equação (2.2.59). A geometria ótima é obtida derivando-se o coeficiente de potência em relação ao ângulo de incidência do vento φ e igualando-se a zero. As equações (2.2.60) e (2.2.61) apresentam os resultados obtidos.

$$\frac{\partial}{\partial \varphi} [\text{sen}(\varphi)^2 (\cos(\varphi) - \lambda(r) \text{sen}(\varphi)) (\text{sen}(\varphi) + \lambda(r) \cos(\varphi))] = 0 \quad (2.2.60)$$

$$\lambda(r) = \frac{\text{sen}(\varphi)(2\cos(\varphi) - 1)}{(1 - \cos(\varphi))(2\cos(\varphi) + 1)} \quad (2.2.61)$$

Realizando manipulações algébricas em (2.2.61) encontra-se o ângulo de incidência do vento φ e a corda $c(r)$ ótimas que definem a geometria da lâmina para um dado perfil aerodinâmico, conforme as equações (2.2.62) e (2.2.63).

$$\varphi(r) = \left(\frac{2}{3}\right) \tan^{-1}(1/\lambda(r)) \quad (2.2.62)$$

$$c(r) = \frac{8\pi r}{BC_l} (1 - \cos(\varphi)) \quad (2.2.63)$$

Com a corda $c(r)$ e o ângulo de incidência do vento $\varphi(r)$ definidos, calcula-se os fatores de indução axial a e angular α' , dados pelas equações (2.2.57) e (2.2.58). Tais equações são reescritas em função do raio nas equações (2.2.64) e (2.2.65). A solidez local σ' é função da corda.

$$a(r) = 1/[1 + 4\text{sen}(\varphi(r))^2/(\sigma' C_l \cos(\varphi(r)))] \quad (2.2.64)$$

$$a'(r) = 1/[\left(\frac{4\cos(\varphi(r))}{\sigma' C_l} \right) - 1] \quad (2.2.65)$$

As equações da corda e do ângulo de incidência do vento, equações (2.2.62) e (2.2.63), são determinantes para o pré-dimensionamento da geometria da lâmina. $c(r)$ estabelece a variação da largura do aerofólio com o raio. $\varphi(r)$ define a forma torcida da lâmina de acordo com o ângulo de passo θ_p , por meio da relação $\theta_p(r) = \varphi(r) - \alpha$, proveniente da equação (2.2.41), onde o ângulo de ataque α é invariável e escolhido no começo no projeto. A geometria pré-dimensionada se tornará definitiva quando a corda for corrigida em razão do efeito de perda de ponta (*Tip Loss*), apresentada no próximo tópico.

2.2.4.4 Efeito de Perda de Ponta (*Tip Loss*) e a Corda Corrigida

A pressão acima do aerofólio é menor que a pressão abaixo do perfil, logo o vento tende a fluir da região inferior para região superior do aerofólio passando pelo o bordo de ataque, a ponta do aerofólio. Esse fenômeno reduz a força de sustentação e, conseqüentemente, a potência extraída no bordo de ataque. Esse efeito é nomeado Perda de Ponta (*tip loss*) e é mais percebido em rotores com cordas maiores e raios menores (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

O modelo que melhor representa esse efeito é baseado no método de Prandtl (DE VRIES, 1979), introduzindo o fator de correção F dado pela equação (2.2.66).

$$F(r) = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cos^{-1}\left\{\exp\left[-\frac{(B/2)(1 - (r/R))}{(r/R)\text{sen}(\varphi)}\right]\right\} \quad (2.2.66)$$

onde R é o raio do rotor e B o número de pás.

As equações derivadas da conservação de momento, equações (2.2.20) e (2.2.25), são multiplicadas por F , dando origem às equações (2.2.67) e (2.2.68).

$$dT = F\rho U^2 4a(1 - a)\pi r dr \quad (2.2.67)$$

$$dQ = 4Fa'(1 - a)\rho U\pi r^3 \Omega dr \quad (2.2.68)$$

O fator de correção não é aplicado às equações da teoria de elemento de pá, porém, na teoria combinada de elemento de pá e momento, as equações de força normal (também chamada de força de impulso) e de torque são igualadas à sua equivalente de cada teoria, ou seja, (2.2.20) é igualada a (2.2.48) e (2.2.25) é igualada a (2.2.50), o que modifica as fórmulas da teoria combinada da seguinte forma (TONG, 2010):

$$c(r) = \frac{2\pi r (1 - a(r)F(r))4a(r)F(r)\text{sen}(\varphi(r))^2}{B (1 - a(r))^2 (C_l \cos(\varphi(r)))} \quad (2.2.69)$$

onde:

$c(r)$ – corda corrigida em função do raio do rotor;

$\varphi(r)$ – ângulo de incidência do vento em função do raio;

$F(r)$ – fator de correção de ponta ou fator de perda de ponta em função do raio;

$a(r)$ – fator de indução axial não corrigido, como apresentado em (2.2.57);

B – número de pás;

C_l – coeficiente de sustentação.

O fator de indução axial corrigido $a(r)$ e o fator de indução angular corrigido $a'(r)$ são dados pelas equações (2.2.70) e (2.2.71).

$$a(r) = 1/[1 + 4F(r)\text{sen}(\varphi(r))^2/(\sigma' C_l \cos(\varphi(r)))] \quad (2.2.70)$$

$$a'(r) = 1/[\left(\frac{4F(r)\cos(\varphi(r))}{\sigma' C_l}\right) - 1] \quad (2.2.71)$$

2.2.4.5 Procedimento para o Dimensionamento das Pás de Geradores Eólicos

Os métodos e equações discutidos durante a seção de teoria de elemento de pá e momento permitem elaborar um procedimento de projeto geométrico de lâminas de turbinas eólicas de eixo horizontal. O procedimento se inicia com a escolha de um aerofólio e os parâmetros do rotor; é pré-dimensionada a forma geométrica de uma lâmina ótima, em seguida, os fatores são corrigidos pelo fator de perda de ponta e, finalmente, é calculado a potência eólica das pás e a potência anual do gerador. Os passos para o projeto da lâmina do gerador são apresentados a seguir.

O projeto começa com análise dos ventos de uma localidade escolhida pelo seu potencial eólico, a partir de dados de atlas e registros estatísticos do vento. É definida a altura da torre eólica, a velocidade média de vento $U(z)$ para a altura pré-estabelecida, e então é determinada a distribuição estatística de Weibull para a velocidade do vento na altura considerada.

É escolhida a potência desejada do gerador P para a velocidade média do vento U . É necessário incluir na potência a ser gerada as perdas associadas ao coeficiente aerodinâmico provável (eficiência eólica) C_p que pode ser estimado com base na Figura 2.19. Também, deve-se incluir as perdas associadas ao rendimento mecânico η_{mec} e o rendimento do gerador η_g , podendo esses valores serem encontrados em catálogos dos fabricantes de caixas de transmissão e do gerador. Assim, dada a potência que se deseja gerar e considerando todas as perdas associadas, pode-se estimar o raio do rotor R pela equação (2.2.72).

$$P = C_p \eta_{mec} \eta_g \left(\frac{1}{2}\right) \rho \pi R^2 U(z)^3 \rightarrow R = \sqrt{\frac{2P}{C_p \eta_{mec} \eta_g \rho \pi U(z)^3}} \quad (2.2.72)$$

De acordo com o tipo de rotor e a finalidade desejada da turbina, é definido um valor para a razão de velocidade global λ . Geralmente para produção de potência elétrica se utiliza por recomendação $4 < \lambda < 10$, conforme a Figura 2.19. Observa-se empiricamente que rotores mais rápidos usam menos material em suas lâminas e têm caixas de transmissão menores, todavia requerem perfis aerodinâmicos mais sofisticados (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

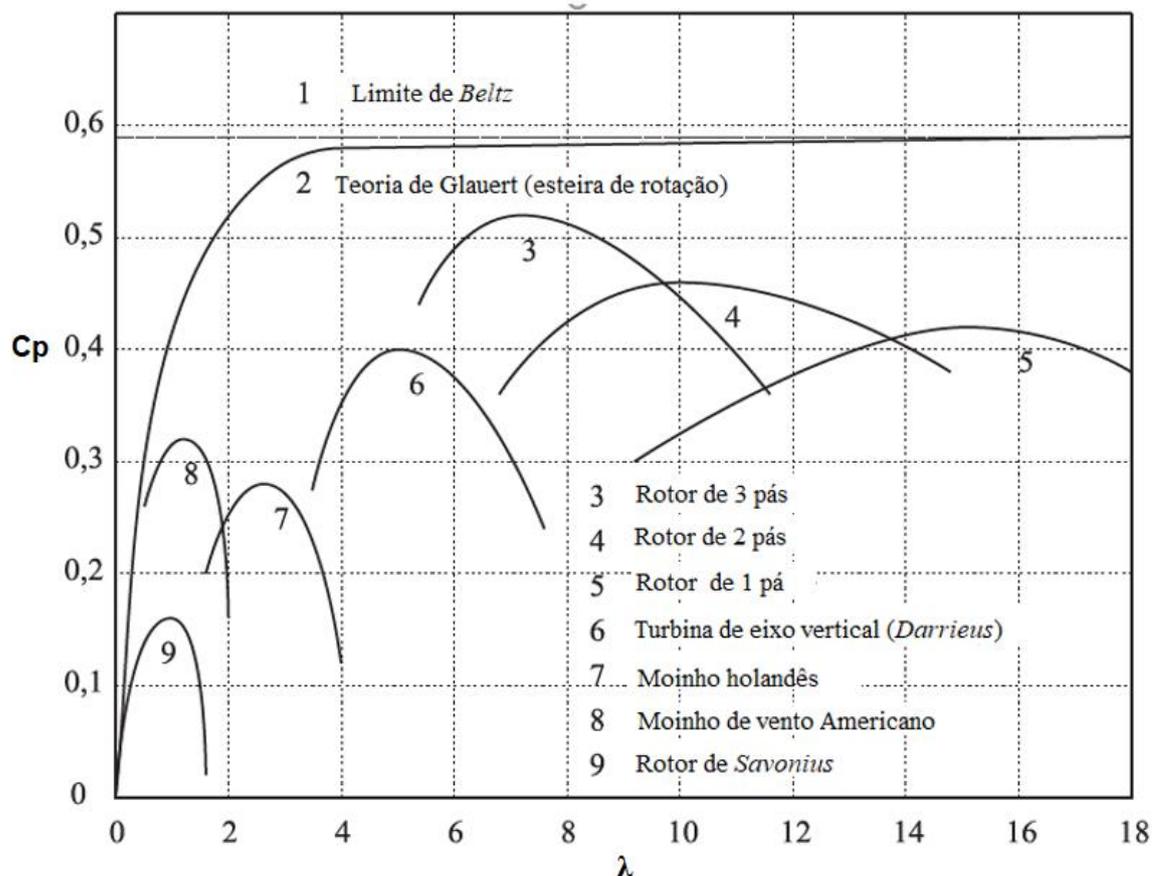


Figura 2.19 – Coeficiente de potência para vários tipos de rotores em função da razão de velocidade global.

O número de pás B é escolhido da Tabela 2.1. Salienta-se que um número de pás menor que três apresenta problemas dinâmicos e estruturais que devem ser considerados no projeto do cubo do gerador (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

Tabela 2.1 – O número de pás sugeridos em função da razão de velocidade global.

B	λ
8-24	1
6-12	2
3-6	3
3-4	4
1-3	>4

É adotado um perfil aerodinâmico adequado para extração de potência do vento, cujos dados experimentais sobre seus parâmetros aerodinâmicos estejam tabelados ou em gráficos.

Os dados experimentais aerodinâmicos dos aerofólios, coeficiente de sustentação C_l , ângulo de ataque α e número de Reynolds Re , são escolhidos de modo que a razão C_d/C_l seja a menor possível ($C_d \cong 0$). Tais valores são obtidos a partir das curvas ou tabelas ensaiadas de C_l vs. α para um dado Re . Todos esses coeficientes aerodinâmicos são preliminares e serão atualizados futuramente.

Nesse momento são aplicadas as equações da lâmina ótima em função da razão de velocidade local, a partir de λ , desconsiderando-se o efeito de perda de ponta, com a finalidade de determinar a geometria pré-dimensionada do rotor, $c(r)$ e $\theta_p(r)$. Então, gráficos da geometria da lâmina podem ser desenhados a partir das equações (2.2.73) a (2.2.76):

$$\lambda(r) = \frac{\lambda r}{R} \quad (2.2.73)$$

$$\varphi(r) = \left(\frac{2}{3}\right) \tan^{-1}(1/\lambda(r)) \quad (2.2.74)$$

$$c(r) = \frac{8\pi r}{BC_l} (1 - \cos(\varphi(r))) \quad (2.2.75)$$

$$\theta_p(r) = \varphi(r) - \alpha \quad (2.2.76)$$

Com a forma do rotor definida, é possível calcular o fator de indução axial a , que deve ser obrigatoriamente menor que 0,5 em todo vão, pois a teoria de momento não funciona para $a > 0,5$, e caso a indução axial seja maior que 0,5 é necessária a aplicação das recomendações de HANSEN (2008).

Calcula-se a solidez local $\sigma'(r)$, o fator de indução axial $a(r)$, o fator de indução angular $a'(r)$, a velocidade de vento relativa ao aerofólio $U_{rel}(r)$ e a distribuição do número de Reynolds $Re(r)$ preliminar com o vão, conforme as equações (2.2.54) e (2.2.77) a (2.2.81):

$$\sigma'(r) = \frac{Bc(r)}{2\pi r} \quad (2.2.77)$$

$$a(r) = 1/[1 + 4\text{sen}(\varphi(r))^2 / (\sigma'(r)C_l \cos(\varphi(r)))] \quad (2.2.78)$$

$$a'(r) = 1/\left[\left(\frac{4\cos(\varphi(r))}{\sigma'(r)C_l}\right) - 1\right] \quad (2.2.79)$$

$$U_{rel}(r) = U(1 - a(r))/\text{sen}(\varphi(r)) \quad (2.2.80)$$

$$Re(r) = \frac{\rho U_{rel}(r)c(r)}{\mu} \quad (2.2.81)$$

Com a curva do número de Reynolds preliminar $Re(r)$ desenhada, analisa-se o número de Reynolds mais coerente para o aerofólio e se obtém, dos dados empíricos, os coeficientes aerodinâmicos definitivos, C_l , C_d , C_m , α e Re .

Neste ponto, a geometria da pá é corrigida pelo fator de perda de ponta F e pelos coeficientes aerodinâmicos atualizados. Assim, é dimensionado a corda corrigida $c(r)$, o ângulo de passo corrigido θ_p , o fator de indução axial $a(r)$ e angular corrigidos $a'(r)$, a velocidade de incidência de vento corrigida $U_{rel}(r)$ e o número de Reynolds corrigido $Re(r)$, dados nas equações (2.2.82) a (2.2.88):

$$F(r) = \left(\frac{2}{\pi}\right) \cos^{-1}\left\{\exp\left[-\frac{(B/2)(1 - (r/R))}{(r/R)\sin(\varphi(r))}\right]\right\} \quad (2.2.82)$$

$$c(r) = \frac{2\pi r (1 - a(r)F(r))4a(r)F(r)\sin(\varphi(r))^2}{B (1 - a(r))^2 (C_l \cos(\varphi(r)))} \quad (2.2.83)$$

$$\theta_p(r) = \varphi(r) - \alpha \quad (2.2.84)$$

$$a(r) = 1/[1 + 4F(r)\sin(\varphi(r))^2 / (\sigma'(r)C_l \cos(\varphi(r)))] \quad (2.2.85)$$

$$a'(r) = 1/\left[\left(\frac{4F(r)\cos(\varphi(r))}{\sigma'(r)C_l}\right) - 1\right] \quad (2.2.86)$$

$$U_{rel}(r) = U(1 - a(r))/\sin(\varphi(r)) \quad (2.2.87)$$

$$Re(r) = \frac{\rho U_{rel}(r)c(r)}{\mu} \quad (2.2.88)$$

Com a geometria definitiva da pá dimensionada, é possível encontrar os esforços gerados pelo rotor através das equações infinitesimais da teoria de elemento de pá integradas no intervalo do raio do cubo R_{cubo} até o raio do rotor R . A seguir são apresentadas as forças infinitesimais, já apresentadas, integradas: força normal F_N , equação (2.2.89), força tangencial F_T , equação (2.2.90), torque Q , equação (2.2.91), momento fletor na raiz da pá M_N , equação (2.2.92) e o momento de torção da pá M_t , equação (2.2.93).

$$F_N = \int_{R_{cubo}}^R B \frac{1}{2} \rho U(r)_{rel}^2 (C_l \cos(\varphi(r)) + C_d \sin(\varphi(r))) c(r) dr \quad (2.2.89)$$

$$F_T = \int_{R_{cubo}}^R B \frac{1}{2} \rho U(r)_{rel}^2 (C_l \sin(\varphi(r)) - C_d \cos(\varphi(r))) c(r) dr \quad (2.2.90)$$

$$Q = \int_{R_{cubo}}^R B \frac{1}{2} \rho U(r)_{rel}^2 (C_l \sin(\varphi(r)) - C_d \cos(\varphi(r))) c(r) r dr \quad (2.2.91)$$

$$M_N = \frac{1}{B} \int_{R_{cubo}}^R B \frac{1}{2} \rho U(r)_{rel}^2 (C_l \cos(\varphi(r)) + C_d \sin(\varphi(r))) c(r) r dr \quad (2.2.92)$$

$$M_t = \int_{R_{cubo}}^R \frac{1}{2} \rho U(r)_{rel}^2 c(r)^2 C_m dr \quad (2.2.93)$$

A potência efetiva do rotor dimensionado P , o coeficiente de potência efetiva C_p , e a potência média anual \bar{P}_w são determinados em função dos esforços acima, sendo expressos pelas equações (2.2.94) a (2.2.97):

$$P = \Omega Q \quad (2.2.94)$$

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho \pi (R - R_{cubo})^2 U^3} \quad (2.2.95)$$

$$\bar{P}_w = \int_0^{\infty} P_w(U) p(U) dU \quad (2.2.96)$$

$$P_w(U) = \frac{1}{2} \rho \pi (R - R_{cubo})^2 C_p \eta_{mec} \eta_g U^3 \quad (2.2.97)$$

3. PROJETO ANALÍTICO DE ROTOR DE UMA TURBINA EÓLICA COM 3 LÂMINAS

Com o conhecimento incorporado das seções anteriores, neste tópico é projetada a geometria, e calculada a eficiência das três lâminas ($B = 3$) de uma turbina eólica de eixo horizontal para condições específicas de trabalho em território brasileiro.

3.1 VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO E DISTRIBUIÇÃO ESTATÍSTICA

Os dados de velocidade de vento são encontrados no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001), de acordo com o local. Nesse trabalho considerou-se que o gerador a ser dimensionado será instalado na cidade de Cabo Frio/RJ, onde a velocidade média anual do vento a 50 metros de altura é $U(z_r) = 9,0$ m/s, o fator forma de Weibull $k = 2,5$ e é considerada uma altura de torre do gerador $z = 15$ m.

Baseado nessas informações é possível determinar a velocidade média anual do vento na cota da altura da torre $U(z)$ por meio das equações (2.1.1) e (2.1.2), e a distribuição de densidade de probabilidade de Weibull da velocidade de vento anual segundo as equações (2.1.4) a (2.1.7). Realizando os cálculos para a determinação de $U(z)$, obtém-se:

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln(U(z_r))}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{z_r}{10}\right)} = \frac{0,37 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{9 \text{ m/s}}{1 \text{ m/s}}\right)}{1 - 0,088 \cdot \ln\left(\frac{50 \text{ m}}{10}\right)} = 0,206$$

$$U(z) = U(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha \rightarrow U(15) = \frac{9 \text{ m}}{\text{s}} \cdot \left(\frac{15 \text{ m}}{50 \text{ m}}\right)^{0,206} = 7,025 \text{ m/s}$$

A distribuição de densidade probabilidade de Weibull da velocidade de vento anual é extraída dos procedimentos abaixo e pode ser analisada na Figura 3.1.

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty e^{-t} t^{x-1} dt \rightarrow \Gamma(1 + 1/k) = \Gamma(1 + 1/2,5) = 0,887$$

$$c = \frac{\bar{U}}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})} = \frac{U(z)}{\Gamma(1 + \frac{1}{2,5})} = \frac{7,025 \text{ m/s}}{0,887} = 7,918 \text{ m/s}$$

Substituindo-se os valores de c e k na equação (2.1.4) pode-se traçar o gráfico da função de densidade de probabilidade de Weibull para a velocidade média anual do vento a 15 m, Figura 3.1.

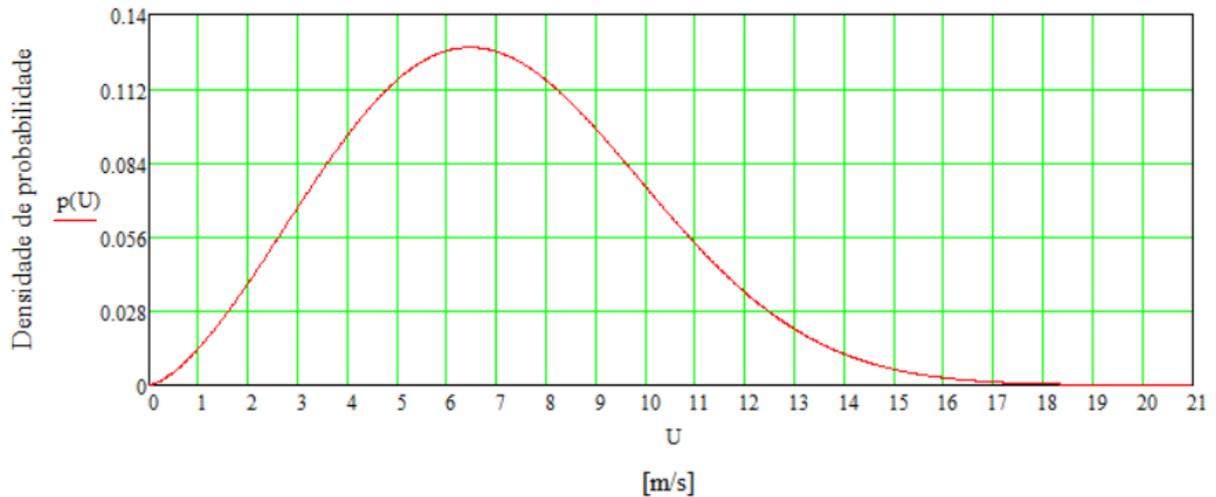


Figura 3.1 – Função densidade de probabilidade de *Weibull* para a velocidade média anual do vento a 15 m.

3.2 POTÊNCIA GERADA DESEJADA E RAIOS DO ROTOR

Após a definição da velocidade média anual do vento na cota da turbina $U(z) = U = 7,025$ m/s, e da distribuição de Weibull, prossegue-se o projeto com a escolha do coeficiente aerodinâmico provável C_p a partir da Figura 2.19 para a curva $B = 3$ (número de pás). A eficiência mecânica das transmissões η_{mec} e a eficiência do gerador η_g , são valores informados nos catálogos de fabricantes. Nesse trabalho é adotado genericamente $C_p = 0,45$, $\eta_{mec} = 0,95$ e $\eta_g = 0,95$.

A potência gerada desejada é $P = 1000$ W. A partir dessa variável o raio do rotor R é estabelecido empregando-se a equação (2.2.72):

$$R = \sqrt{\frac{2P}{C_p \eta_{mec} \eta_g \rho \pi U^3}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 1000 \text{ W}}{0,45 \cdot 0,95 \cdot 0,95 \cdot 1,184 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \pi \cdot (7,025 \text{ m/s})^3}} = 1,95 \text{ m}$$

o raio do rotor admitido será aproximado para dois metros para facilidade de representação, logo: $R \cong 2,0$ m.

3.3 ESCOLHA DO AEROFÓLIO E PRÉ-DIMENSIONAMENTO GEOMÉTRICO DA PÁ

Antes da decisão do perfil aerodinâmico do rotor, o procedimento de projeto exige a definição do valor da razão de velocidade global λ . Esse valor é adotado segundo as

recomendações da seção 2.2.4.5, da Figura 2.19 e da Tabela 2.1, por conseguinte a razão de velocidade global é considerada $\lambda = 7$. Desse fator físico do rotor, é possível determinar dados importantes sobre as pás, tal como a velocidade tangencial nas pontas do rotor V_{tan} e a velocidade angular do rotor Ω , por meio da equação (2.2.22):

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U} \rightarrow \lambda = \frac{V_{tan}}{U} \rightarrow V_{tan} = \lambda \cdot U = 7 \cdot 7,025 \frac{m}{s} = 49,175 \text{ m/s}$$

$$V_{tan} = \Omega R \rightarrow \Omega = \frac{V_{tan}}{R} = \frac{49,175 \text{ m/s}}{2 \text{ m}} = 24,59 \text{ rad/s}$$

É importante pontuar que a velocidade tangencial das lâminas é um valor determinado de projeto e, também é variável com o tempo de funcionamento da turbina e aumenta com o tempo. Assim, são necessários mecanismos de controles passivo ou/e ativo, a fim de impedir que a velocidade angular das lâminas seja superior à velocidade projetada.

Todas informações físicas sobre o aerofólio são extraídas de ensaios empíricos (SELIG; MCGRANAHAN, 2004). O perfil aerodinâmico adotado é o FX 63-137 MOD por apresentar a melhor relação entre os coeficientes de sustentação e arrasto dentre os aerofólios ensaiados para regimes de escoamento não-turbulento.

Os parâmetros aerodinâmicos do perfil são escolhidos das Tabela 7.1 e Tabela 7.2 do ANEXO A, referentes aos ensaios. Assim o número de Reynolds é $Re = 150.000$, o ângulo de ataque $\alpha = 8^\circ$, o coeficiente de sustentação $C_l = 1,535 \cong 1,5$, coeficiente de arrasto $C_d = 0,0234$ e coeficiente de momento $C_m = -0,168 \cong -0,2$ aproximados a favor da segurança devido às pequenas flutuações de número de Reynolds dos ensaios.

Seguindo o procedimento de cálculo, neste ponto do projeto é possível determinar as características geométricas pré-dimensionadas da lâmina do gerador a partir das equações da razão de velocidade local $\lambda(r)$, do ângulo de incidência do vento $\varphi(r)$, da corda $c(r)$ e do ângulo de passo $\theta_p(r)$, respectivamente, as funções (2.2.73), (2.2.74), (2.2.75) e (2.2.76). A Figura 3.2 a Figura 3.5 apresentam os gráficos das funções mencionadas, variando de acordo com o raio do rotor.

$$\lambda(r) = \frac{\lambda r}{R} = \frac{7 \cdot r}{2 \text{ m}}$$

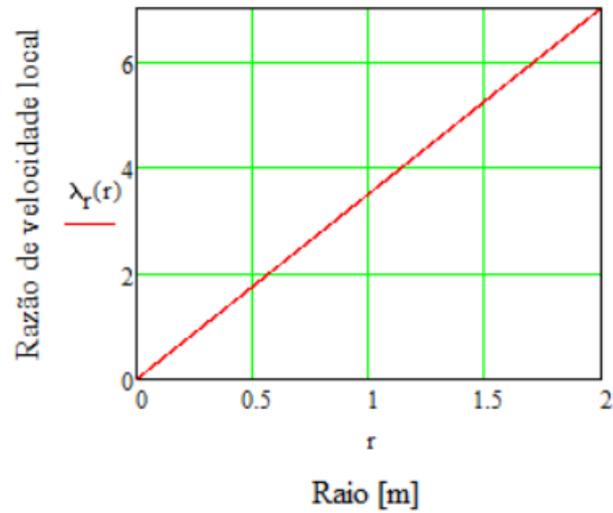


Figura 3.2 – Distribuição da razão de velocidade local com o raio.

$$\varphi(r) = \left(\frac{2}{3}\right) \tan^{-1}(1/\lambda(r))$$

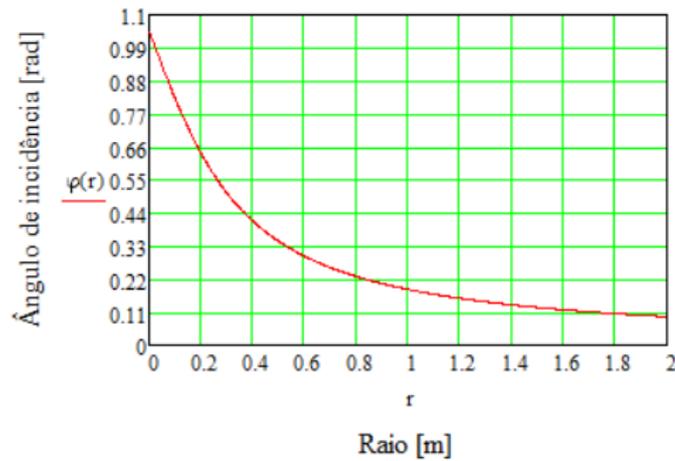


Figura 3.3 – Distribuição do ângulo de incidência com o raio.

$$c(r) = \frac{8\pi r}{BC_l} (1 - \cos(\varphi(r))) = \frac{8\pi r}{3 \cdot 1,5} (1 - \cos(\varphi(r))) = 5,585r (1 - \cos(\varphi(r)))$$

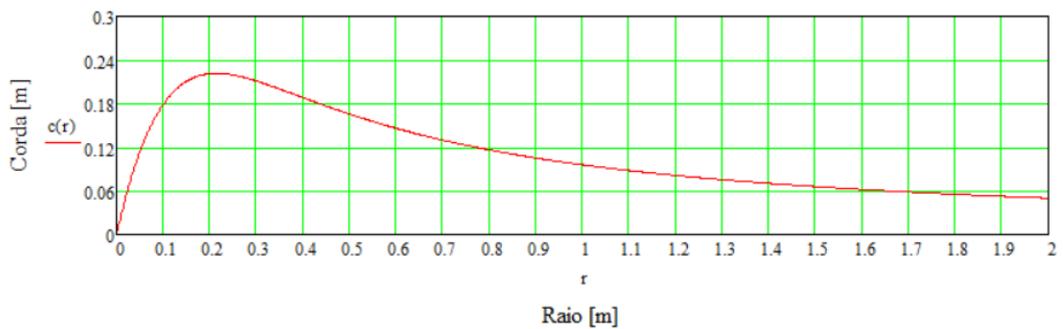


Figura 3.4 – Distribuição da corda com o raio.

A equação do ângulo de passo do aerofólio é convertida de radianos para graus para facilitar o futuro desenho das pás.

$$\theta_p(r) = \varphi(r) - \alpha \rightarrow \theta_p(r) = \varphi(r) \frac{180^\circ}{\pi \text{ rad}} - 8^\circ$$

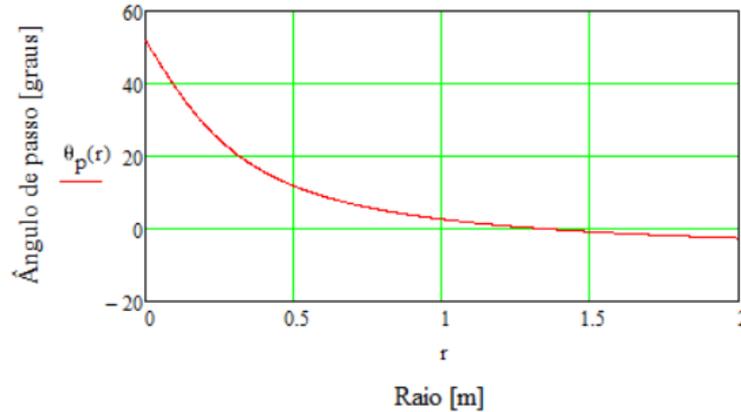


Figura 3.5 – Distribuição do ângulo de passo com o raio.

3.4 FATORES DE INDUÇÃO, VELOCIDADE RELATIVA, NÚMERO DE REYNOLDS E VALIDAÇÃO TEÓRICA

Após, equacionados a distribuição de corda, Figura 3.4, e o ângulo de incidência do vento, Figura 3.3, torna-se possível calcular a solidez local $\sigma'(r)$, equação (2.2.77), o fator de indução axial $a(r)$, equação (2.2.78), o fator de indução angular $a'(r)$, equação (2.2.79), a velocidade relativa do vento $U_{rel}(r)$, equação (2.2.80), e o número de Reynolds $Re(r)$, equação (2.2.81), e, enfim, valida-se a Teoria de elemento de pá e momento.

Primeiramente, a solidez local é evidenciada por ser uma função implícita utilizada nas equações subsequentes. Portanto:

$$\sigma'(r) = \frac{Bc(r)}{2\pi r} = \frac{3 \cdot c(r)}{2\pi r}$$

Prossegue-se com a importante etapa da definição e análise do fator de indução axial, a fim de verificar a confiabilidade do modelo de momento incutida na teoria combinada. Por conseguinte:

$$a(r) = 1/[1 + 4\text{sen}(\varphi(r))^2 / (\sigma'(r)C_l \cos(\varphi(r)))]$$

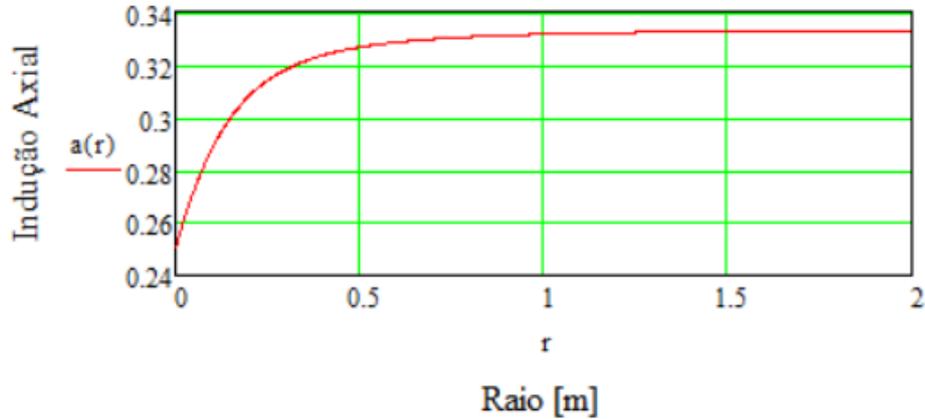


Figura 3.6 – Distribuição do fator de indução axial com o raio.

Como o fator de indução axial em nenhum momento do intervalo do raio é maior ou igual a 0,5, pode-se afirmar que a teoria de momento é válida para o modelo de teoria BEM. Ainda, é necessário verificar se o número de Reynolds é coerente com a escolha das tabelas de ensaios para validar totalmente a aplicação da Teoria de elemento de pá e momento. Contudo, é necessário definir a velocidade relativa do vento de antemão. Assim:

$$U_{rel}(r) = \frac{U(1 - a(r))}{\text{sen}(\varphi(r))} = \frac{7,025 \text{ m/s}(1 - a(r))}{\text{sen}(\varphi(r))}$$

Logo, a distribuição do número de Reynolds ao longo do raio do rotor é dado pela equação (2.2.81), transcrita abaixo e descrita pela Figura 3.7.

$$Re(r) = \frac{\rho U_{rel}(r)c(r)}{\mu} = \frac{1,184 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} U_{rel}(r)c(r)}{17,4 \cdot 10^{-6} \text{ Pa.s}}$$

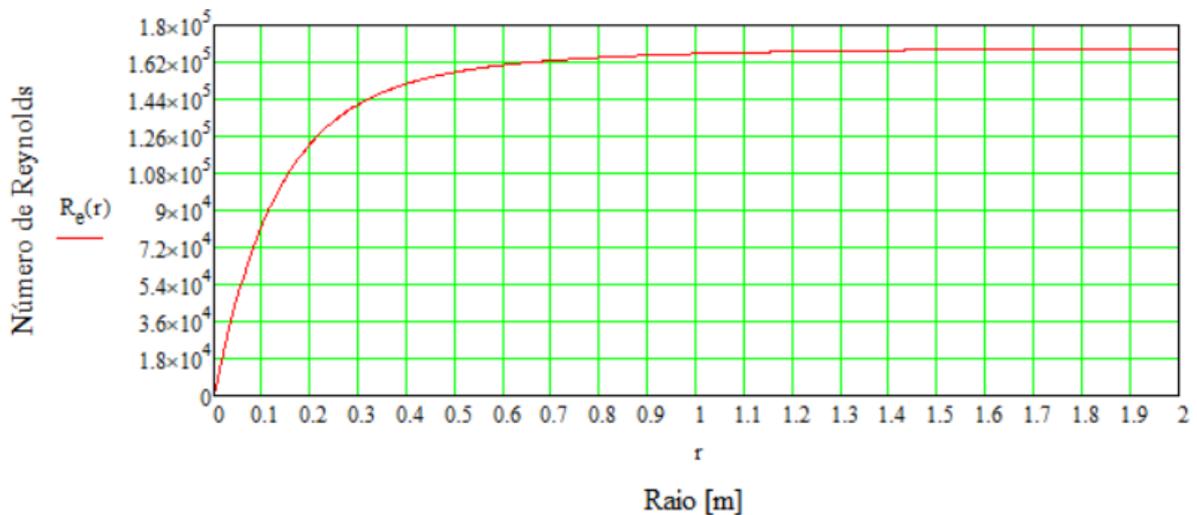


Figura 3.7 – Distribuição do número de Reynolds com o raio.

Pelo fato da distribuição do número de Reynolds da Figura 3.7 se apresentar próximo ao valor escolhido das Tabela 7.1 e Tabela 7.2 de ensaios realizados para o perfil considerado $Re = 150.000$ durante quase todo o raio do rotor, considera-se coerente às características e coeficientes aerodinâmicos do aerofólio e se valida completamente a aplicação da Teoria combinada de elemento de pá ao projeto.

Caso o fator de indução angular $a'(r)$ precise ser inspecionado, isso pode ser feito traçando-se o gráfico por meio da equação (2.2.79).

3.5 APLICAÇÃO DOS FATORES DE CORREÇÃO E GEOMETRIA DEFINITIVA

Como passo final para o desenho do rotor, deve-se aplicar o fator de correção de ponta $F(r)$ às grandezas pré-dimensionados, tais como a corda, ângulo de passo, os fatores de indução axial e angular, a velocidade relativa do vento e o número de Reynolds. A Figura 3.8 a Figura 3.12 apresentam o comportamento de tais grandezas corrigidas, pelo efeito da perda de ponta, variando com o raio do rotor.

a) Corda Corrigida:

$$c(r) = \frac{2\pi r (1 - a(r)F(r))4a(r)F(r)\text{sen}(\varphi(r))^2}{B (1 - a(r))^2 (C_l \cos(\varphi(r)))}$$

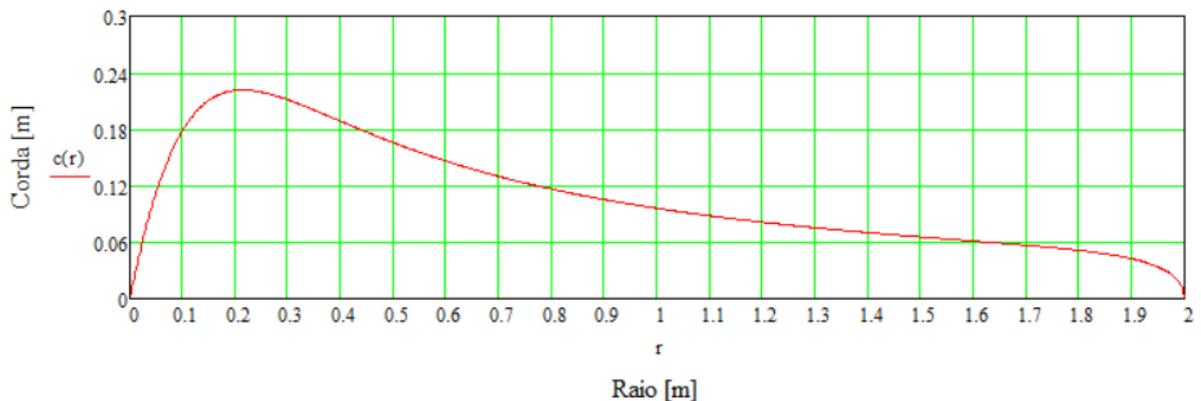


Figura 3.8 – Distribuição da corda corrigida com o raio.

b) Ângulo de Passo:

O ângulo de passo não sofre correção, ficando conforme a Figura 3.5.

$$\theta_p(r) = \varphi(r) \frac{180^\circ}{\pi \text{ rad}} - 8^\circ$$

c) Fator de Indução Axial Corrigido:

O fator de indução axial corrigido $a(r)$ é usado para correlacionar a velocidade do vento entre os pontos de escoamento no volume de controle com a velocidade do vento no rotor, assim como descrito na seção 2.2.1. A aplicação do fator de correção de ponta no fator de indução axial muda o comportamento de tal fator ao longo do raio do rotor. Entretanto, a teoria de elemento de pá e momento já foi verificada e as mudanças no valor fator de indução axial não invalida a aplicação da teoria nesse ponto do dimensionamento.

$$a(r) = 1/[1 + 4F(r)\text{sen}(\varphi(r))^2 / (\sigma'(r)C_l \cos(\varphi(r)))]$$

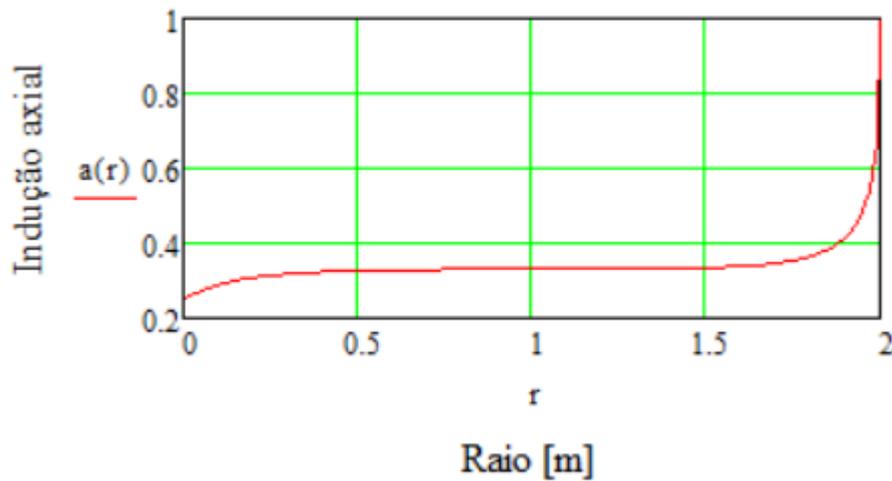


Figura 3.9 – Distribuição do fator de indução axial corrigido com o raio.

d) Fator de Indução Angular Corrigido:

O fator de indução angular corrigido informa a taxa de conversão de velocidade angular da lâmina em velocidade angular do vento, conforme definido na seção 2.2.2.

$$a'(r) = 1/[\left(\frac{4F(r)\cos(\varphi(r))}{\sigma'(r)C_l} \right) - 1]$$

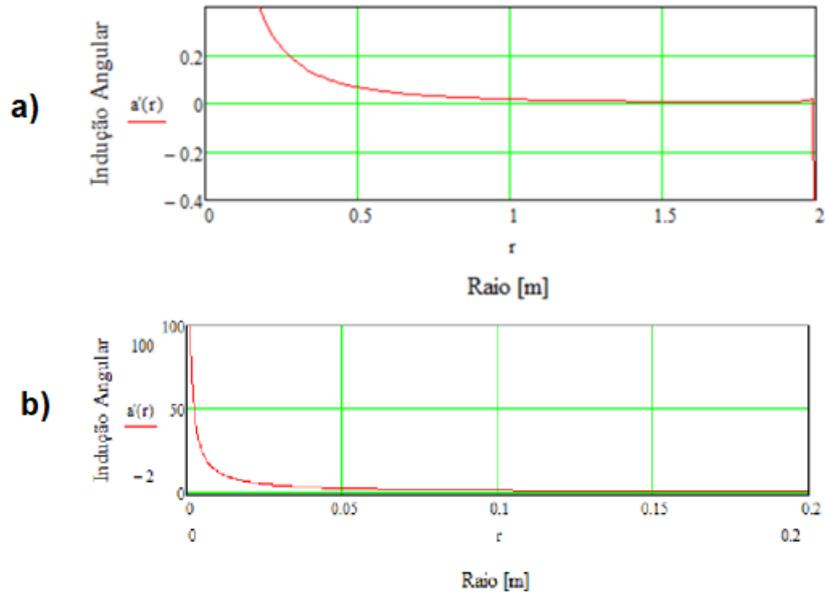


Figura 3.10 – Distribuição do fator de indução angular corrigido: a) para todo o raio; b) numa escala menor, até 0,2 m, a fim de demonstrar o crescimento da função para $r \cong 0$.

e) Velocidade Relativa do Vento Corrigida.

$$U_{rel}(r) = U(1 - a(r))/\text{sen}(\varphi(r))$$

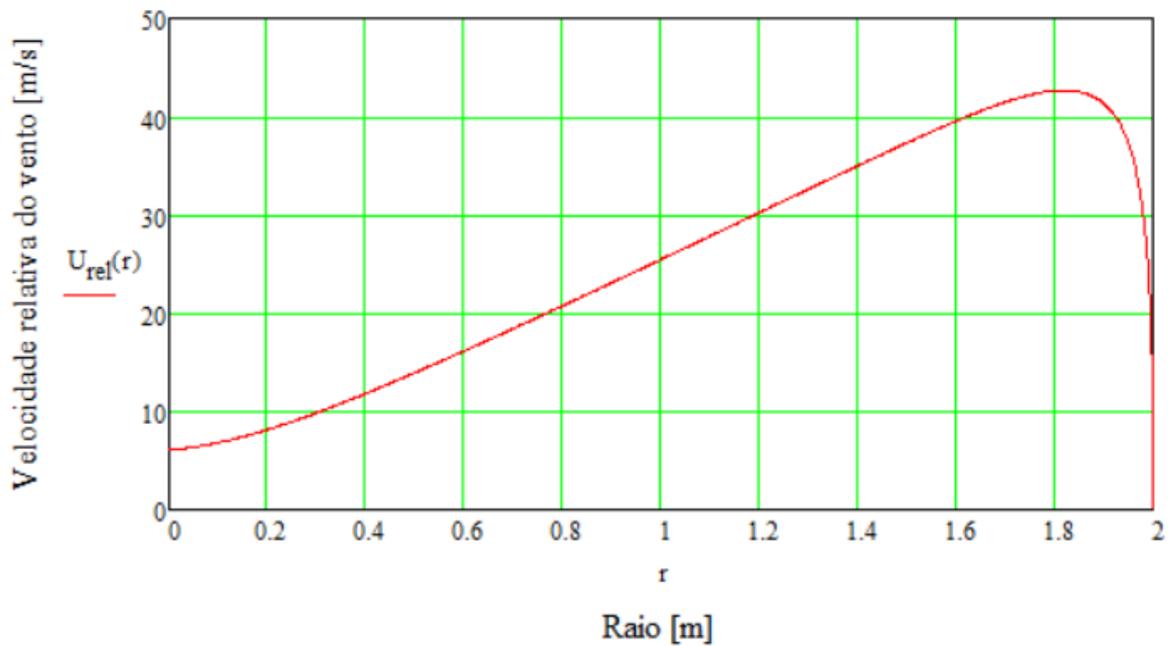


Figura 3.11 – Distribuição da velocidade relativa do vento corrigida com o raio.

f) Número de Reynolds Corrigido:

Aplicando-se o fator de correção ao Número de Reynolds, observa-se a partir da Figura 3.12 que a distribuição de $Re(r)$ com o raio ainda continua coerente com os dados tabelados obtidos dos ensaios que foram utilizados para efeito de pré-dimensionamento.

$$Re(r) = \frac{\rho U_{rel}(r) c(r)}{\mu}$$

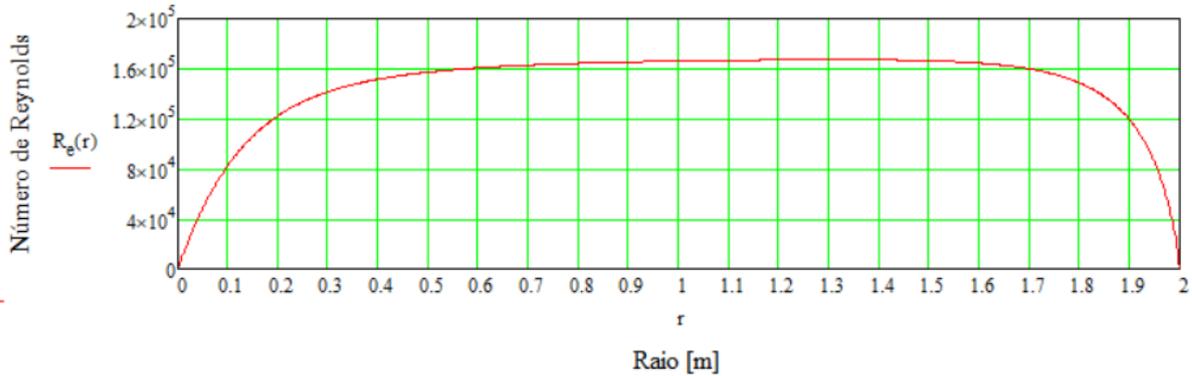


Figura 3.12 – Distribuição do número de Reynolds corrigido com o raio.

3.6 ESFORÇOS GERADOS, POTÊNCIA E EFICIÊNCIA AERODINÂMICA DO ROTOR

Com as informações das seções 0 a 3.5, torna-se possível realizar o projeto geométrico aerodinâmico do rotor. Entretanto, é recomendado que se verifique se a potência e eficiência aerodinâmica do rotor dimensionado são condizentes com os valores definidos no começo do dimensionamento.

O raio do cubo é considerado aproximadamente zero ($R_{cubo} \cong 0$) durante os cálculos, pois o vão do rotor é pequeno e, por isso, o tamanho do cubo não impacta drasticamente no coeficiente de potência. Aplicando-se as equações (2.2.89) a (2.2.93) obtém-se os esforços gerados:

$$F_N = \int_0^R B \frac{1}{2} \rho U(r)_{rel}^2 (C_l \cos(\varphi(r)) + C_d \sin(\varphi(r))) c(r) dr = 292,72 N$$

$$F_T = \int_0^R B \frac{1}{2} \rho U(r)_{rel}^2 (C_l \sin(\varphi(r)) - C_d \cos(\varphi(r))) c(r) dr = 16,34 N$$

$$Q = \int_0^R B \frac{1}{2} \rho U(r)_{rel}^2 (C_l \sin(\varphi(r)) - C_d \cos(\varphi(r))) c(r) r dr = 48,68 N.m$$

$$M_n = \frac{1}{B} \int_0^R B \frac{1}{2} \rho U(r)_{rel}^2 (C_l \cos(\varphi(r)) + C_d \sin(\varphi(r))) c(r) r dr = 124,04 N.m$$

$$M_t = \int_0^R \frac{1}{2} \rho U(r)_{rel}^2 c(r)^2 C_m dr = -1,16 \text{ N.m}$$

Finalizados os cálculos acima, prossegue-se com a verificação da potência gerada P , do coeficiente de potência C_p e a potência média anual \bar{P}_w , aplicando-se as equações (2.2.94) a (2.2.97), respectivamente.

$$P = \Omega Q = 24,59 \frac{\text{rad}}{\text{s}} \cdot 48,68 \text{ N.m} = 1.196,96 \text{ W}$$

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho \pi (R - R_{cubo})^2 U^3} = \frac{1.196,96 \text{ W}}{\frac{1}{2} \cdot 1,184 \text{ kg/m}^3 \cdot \pi (2 \text{ m})^2 \cdot 7,025 \text{ m/s}^3} = 0,4639$$

$$P_w(U) = \frac{1}{2} \rho \pi (R)^2 C_p \eta_{mec} \eta_g U^3 = \frac{1}{2} \cdot 1,184 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot \pi (2 \text{ m})^2 \cdot 0,46 \cdot 0,95 \cdot 0,95 \cdot U^3$$

$$\bar{P}_w = \int_0^{\infty} P_w(U) p(U) dU = 1.704,37 \text{ W}$$

Dadas as quatro equações acima, observa-se:

- a potência instantânea gerada $P = 1.196,96 \text{ W}$ para uma velocidade média de vento de $7,025 \text{ m/s}$;
- o coeficiente de potência $C_p = 0,46$ que se apresenta próximo ao valor utilizado no pré-dimensionamento na seção 3.2;
- a potência média anual de magnitude $\bar{P}_w = 1.704,37 \text{ W}$, sendo maior do que a potência instantânea gerada devido às variações associadas a função de densidade de probabilidade Weibull para a velocidade do vento.

Segundo a Figura 3.8, a Figura 3.5 e a distribuição de pontos no plano x,y que definem a geometria do perfil FX 63-137 MOD (SELIG; MCGRANAHAN, 2004), são extraídas todas as informações necessárias para o desenho das lâminas, tais como a variação da corda da pá com o raio do rotor, a rotação do perfil ao longo do raio do rotor e o formato do aerofólio. Assim, finaliza-se o modelo e projeto analítico do rotor com 3 lâminas.

4. SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO PROJETO DO ROTOR NO ANSYS 18.1

O emprego da simulação computacional em projetos de engenharia permite a verificações de sistemas antes mesmo de serem construídos. Isso reduz drasticamente custos com ensaios, prováveis falhas, acidentes ou ineficiências do mecanismo, otimização etc.

Neste tópico, a aerodinâmica e o rendimento do projeto desenvolvido na seção 3 são confrontados com os resultados obtidos por meio de uma simulação computacional realizada no programa de elementos finitos, o ANSYS, mais especificamente em seu módulo de análise de escoamento de fluidos, o Fluent.

Todos os estágios desta simulação são fundamentados nos cursos disponibilizados pela Cornell University e lecionados por diversos professores especialistas em *Computational Fluid Dynamics* (CFD) no site simcafe.org (LACHANCE-BARRETT, 2017), acessado em junho de 2016.

4.1 MODELAGEM COMPUTACIONAL DA GEOMETRIA DA PÁ E IMPORTAÇÃO PARA O ANSYS 18.1

Primeiramente a geometria da pá, definida na seção 3, foi modelada no SolidWorks, utilizando o processo de modelagem descrito em *Guide to modelling and manufacturing composite wind turbine blades* (2013). Para que o custo computacional seja reduzido, analisa-se apenas uma pá, e através de condições de periodicidade, a simulação será ampliada para três pás, conforme as recomendações de LACHANCE-BARRETT (2017).

A geometria final modelada da lâmina pode ser visualizada na Figura 4.1.

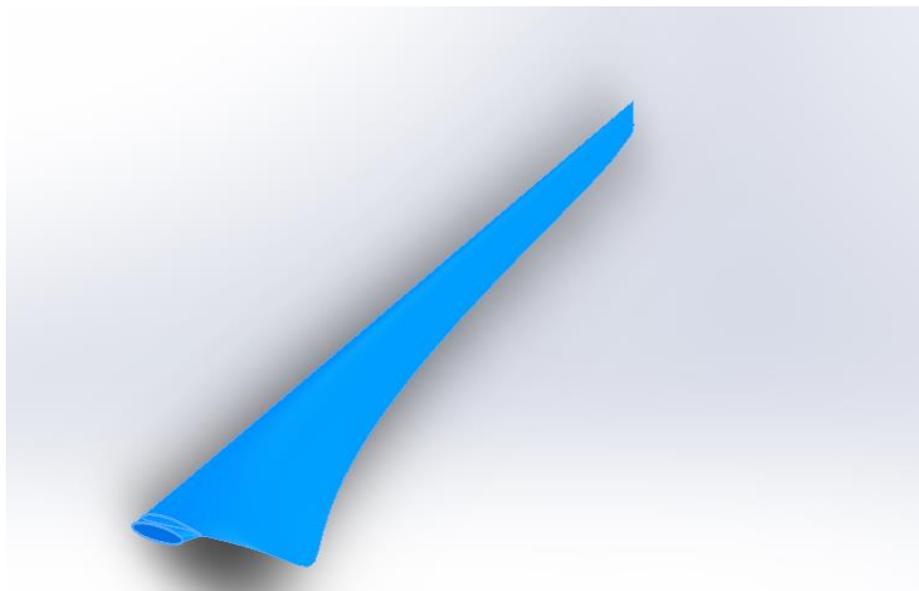


Figura 4.1 – Modelo geométrico computacional do rotor.

Exporta-se o modelo geométrico para o ANSYS – Fluent. Depois, define-se o volume de controle para somente uma lâmina, onde ocorre o escoamento do ar e onde o rotor está imerso. O domínio definido para o escoamento do fluido é proporcional ao domínio definido por LACHANCE-BARRETT (2017), e a orientação do ângulo de passo foi adotado conforme o descrito na seção 3. O volume de controle é apresentado na Figura 4.2.

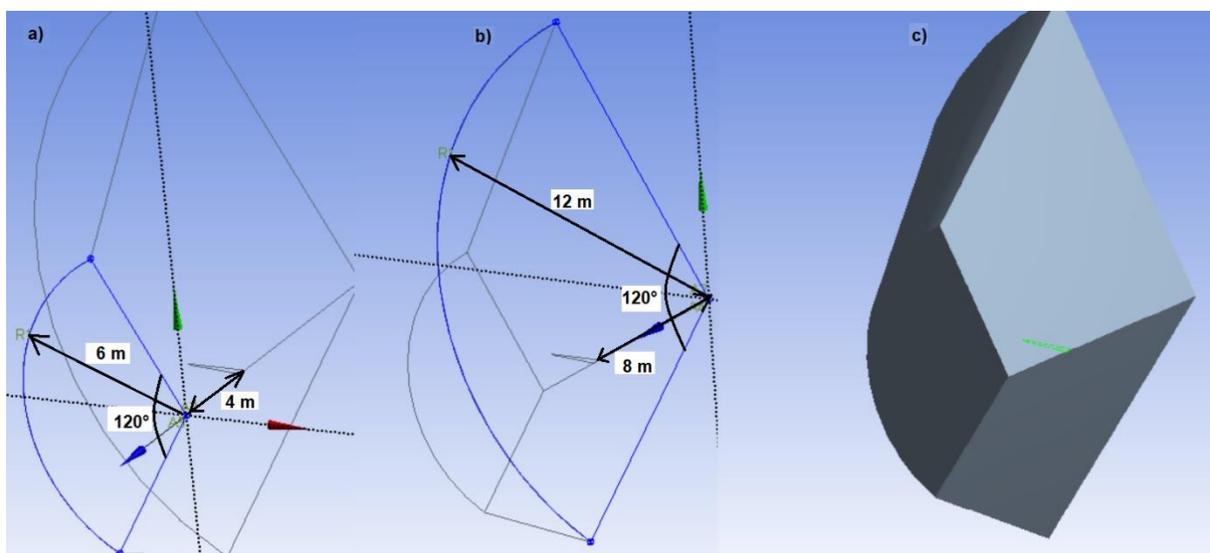


Figura 4.2 – Representação computacional do volume de controle com o rotor imerso, onde:
a) descrição geométrica da superfície de entrada; b) descrição geométrica da superfície de saída; c) região de fluido do volume de controle.

Assim, encerra-se a definição geométrica do modelo e prossegue-se à criação da malha do modelo.

4.2 GERAÇÃO DA MALHA DE ELEMENTOS FINITOS

Construir a malha da simulação é parte essencial para qualquer simulação em elementos finitos, devido ao fato que quanto mais elementos descritos numa malha, maior será a precisão da simulação e o tempo gasto para executá-la. Por isso, empregou-se elementos relativamente pequenos nesta modelagem, de modo a tornar a análise mais precisa.

A configuração realizada na plataforma de geração malha foi:

- Nomear cada superfície relevante no volume de controle: a lâmina, “BLADE”; as entradas de fluxos, “INLET” e “INLET UP”; a saída de fluxo, “OUTLET”; as seções periódicas, “PER_1” e “PER_2”. Uma ilustração da distribuição de nomes das superfícies pode ser vista em Figura 4.3;

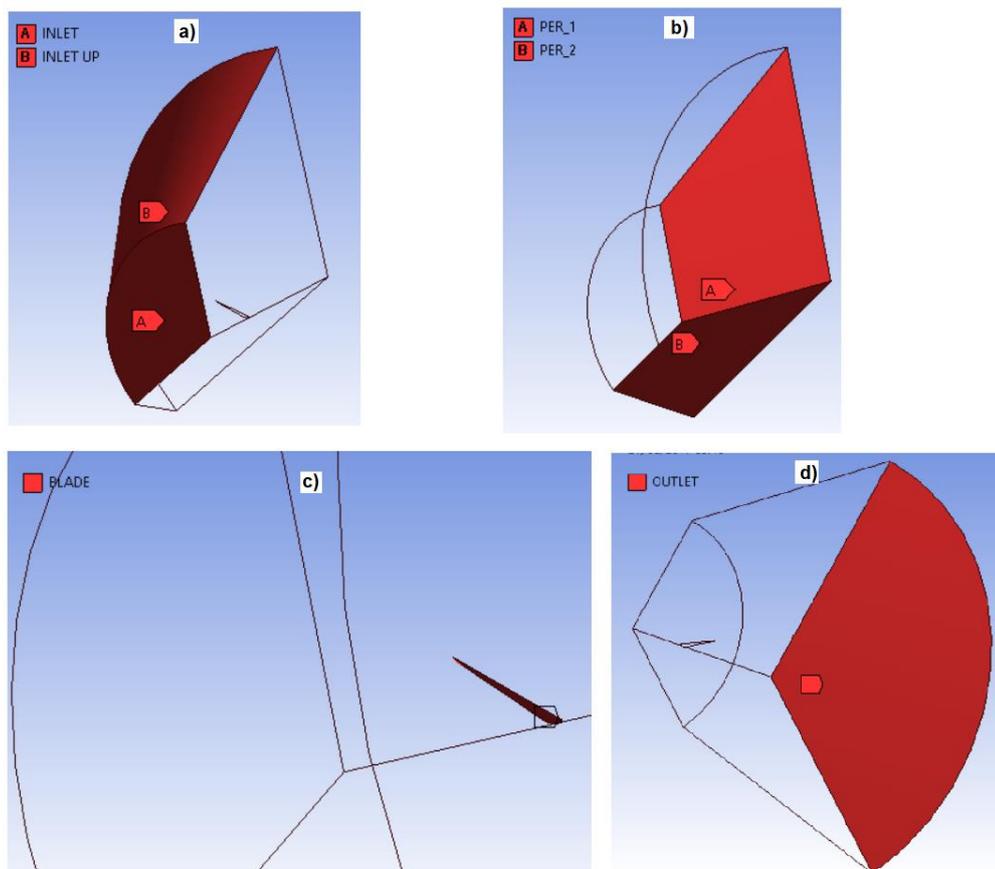


Figura 4.3 – Nomenclatura das faces do volume de controle, tal que: a) setorização de “INLET” e “INLET UP”; b) setorização de “PER_1” e “PER_2”; c) setorização de “BLADE”; d) setorização de “OUTLET”.

- Na programação global da malha, foi idealizado um “Size Function” como “Uniform” e um “Relevance Center” como “Medium”, conforme a Figura 4.4;

Details of "Mesh"	
+ Display	
+ Defaults	
- Sizing	
Size Function	Uniform
Relevance Center	Medium
Transition	Slow
<input type="checkbox"/> Min Size	Default (6,6872e-003 m)
<input type="checkbox"/> Max Face Size	Default (0,668720 m)
<input type="checkbox"/> Max Tet Size	Default (1,33740 m)
<input type="checkbox"/> Growth Rate	1,150
Automatic Mesh ...	On

Figura 4.4 – Programação global da malha

- Na programação local da malha, criou-se um “Match Control” para espelhar a malha da região periódica da malha, adicionou-se “Face Sizing” de 0,004 m e “Inflation” de 10 camadas na lâmina para tornar seus elementos menores e mais numerosos e incorporou-se um “Body Sizing” do tipo “Sphere of Influence” para limitar o tamanho máximo de todos elementos em 0,05 m num raio de 2,36 m em relação pá. Todas essas configurações podem ser verificadas na Figura 4.5.

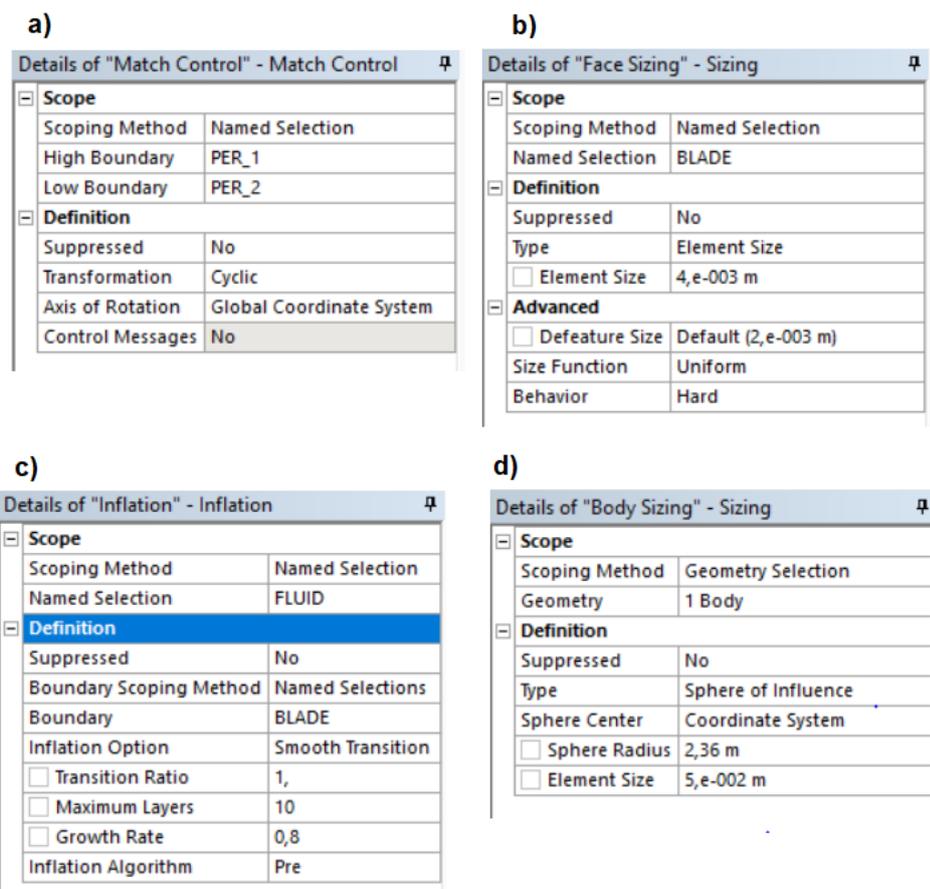


Figura 4.5 – Programação local da malha, tal que: a) configuração do “Match Control”; b) configuração do “Face Sizing”; c) configuração do “Inflation”; d) configuração do “Body Sizing”.

A partir das configurações para a geração da malha, foi criada uma malha com mais 3 milhões de elementos e 700 mil nós, ilustrada na Figura 4.6, cuja a qualidade foi verificada conforme às exigências de ortogonalidade e obliquidade, as quais são calculadas pelo próprio ANSYS e ilustradas na Figura 4.7.

Segundo LACHANCE-BARRETT (2017), a distribuição de elementos da ortogonalidade deve ser, majoritariamente, maior para métricas de qualidade acima de 0,20 e a distribuição de elementos da obliquidade deve ser, predominantemente, maior para métricas de qualidade abaixo de 0,80.

Logo, baseando-se na Figura 4.7, aprova-se a qualidade da malha por obedecer às recomendações de simulação descritas anteriormente.

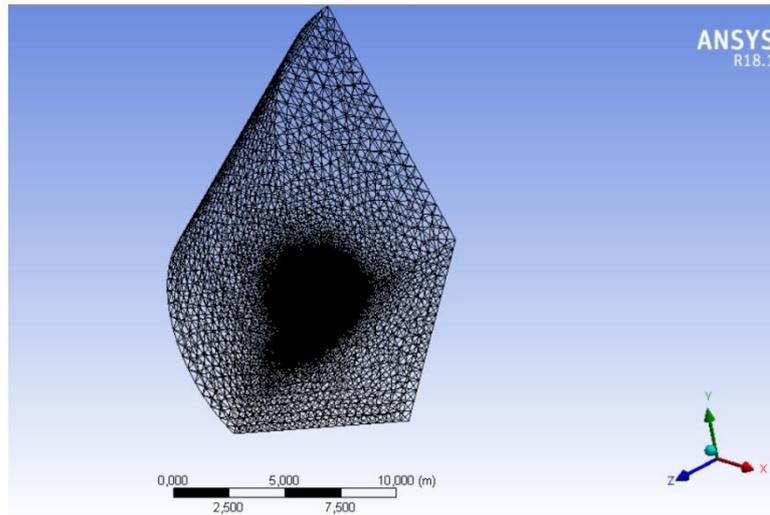


Figura 4.6 – Malha do volume de controle com o rotor imerso.

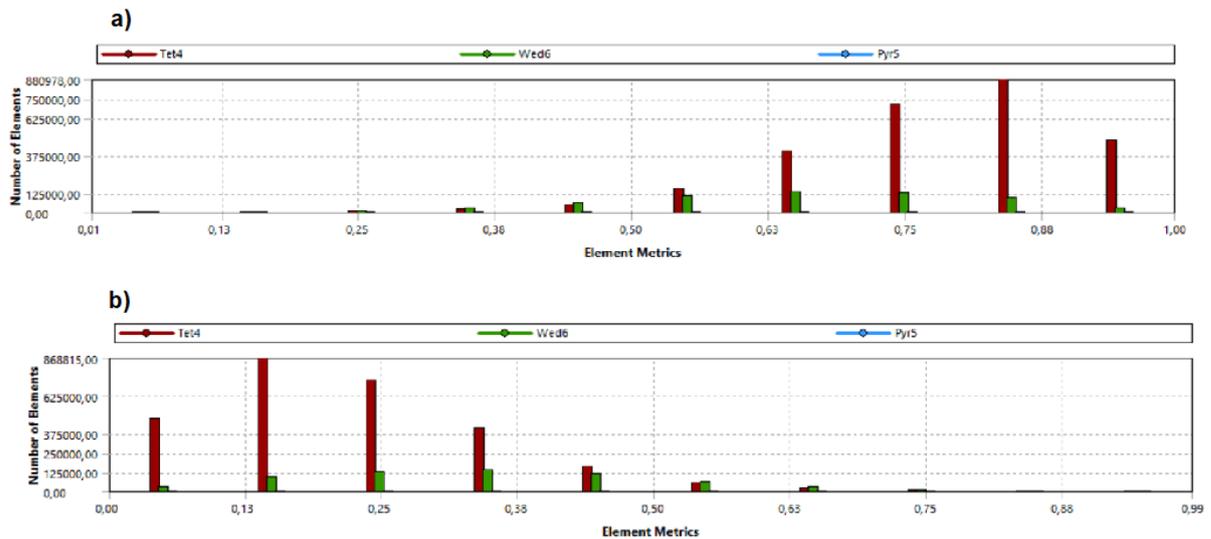


Figura 4.7 – Indicativos de qualidade da malha computados pelo ANSYS por tipo de elemento, onde: a) distribuição da ortogonalidade; b) distribuição da obliquidade.

4.3 CONFIGURAÇÃO DO MODELO FÍSICO E DA SOLUÇÃO NUMÉRICA

Com a malha definida, passa-se à configuração física da simulação e à solução numérica do modelo por meio do módulo do ANSYS-Fluent, onde são definidas as características do escoamento e as teorias que governam a simulação.

As figuras abaixo apresentam as diversas configurações a serem realizadas, cuja finalidade é descrever o comportamento físico do aerogerador e do volume controle no modelo de elementos finitos, conforme o projeto analítico da seção 3.

- Inicia-se o procedimento com a importação automática da malha ao módulo Fluent. Com a plataforma aberta, seleciona-se para o “Solver” o tipo “Pressure-Based”, a formulação da velocidade como “Absolute” e tempo como “Steady”, isto é, um escoamento permanente. Todas as informações antecedentes são representadas na Figura 4.8.

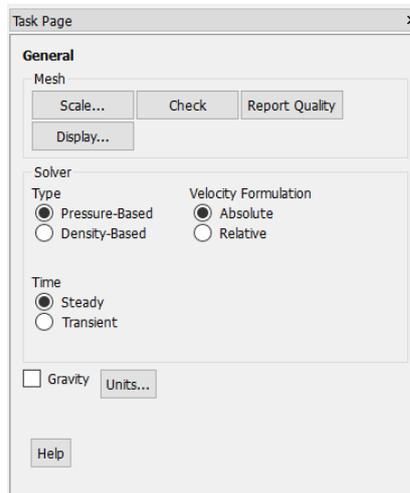


Figura 4.8 – Configuração geral da plataforma Fluent.

- Aplica-se o modelo viscoso “K-Omega, SST”, o qual considera efeitos de turbulência. O fluido considerado é o ar, com massa específica a 15°C de $1,225 \text{ kg/m}^3$ (que pouco diverge do valor adotado na seção 3 que está a 25°C, $1,184 \text{ kg/m}^3$) e viscosidade cinemática de $1,7894 \cdot 10^{-5} \text{ Pa.s}$. Em “Cell Zone Conditions”, a fim de se aplicar a rotação na lâmina, escolhe-se a opção de “Frame Motion” com velocidade angular de $\Omega = 24,59 \text{ rad/s}$ na direção negativa do eixo z. Os parâmetros anteriores estão ilustrados na Figura 4.9.

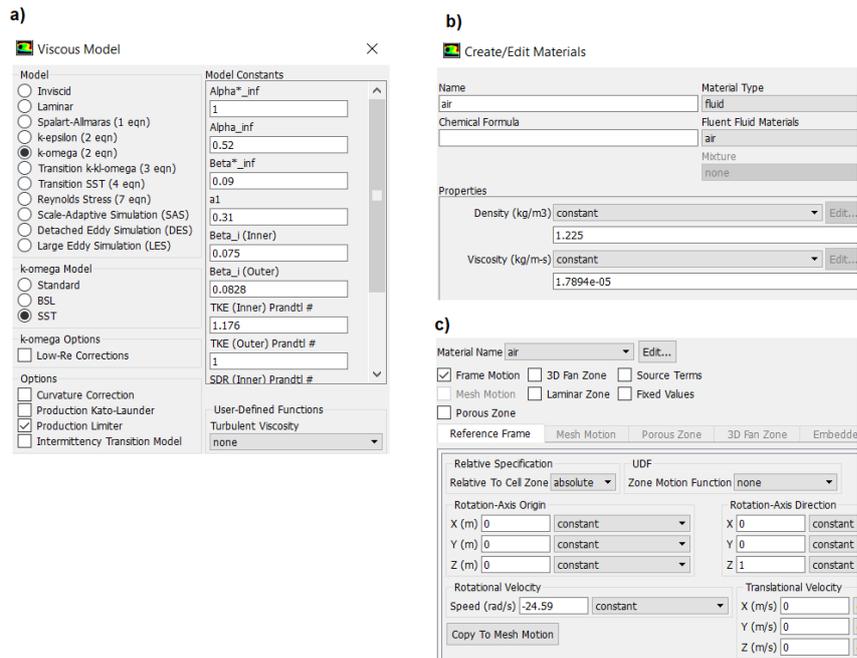


Figura 4.9 – Configuração do: a) modelo viscoso; b) características físicas do fluido; c) rotação da lâmina.

- As condições de contorno são impostas às superfícies nomeadas do volume de controle. Por conseguinte, para as faces “INLET” e “INLET UP” aplica-se a velocidade do vento entrante em componentes vetoriais (0;0;-7,025) m/s, isto é, a velocidade média anual do vento numa torre a 15 m $U = 7,025 \text{ m/s}$. O “BLADE”, ou lâmina, determina-se como “Wall”; sólido. O “OUTLET”, ou saída do vento, é classificado como uma saída sujeita à pressão atmosférica de 1 atm. Os “PER_1” e “PER_2” são configurados como “interface” na aba de condições de contorno. As condições de contorno também podem ser analisadas na
- Figura 4.10 e a programação no Fluent está exemplificada na Figura 4.11.

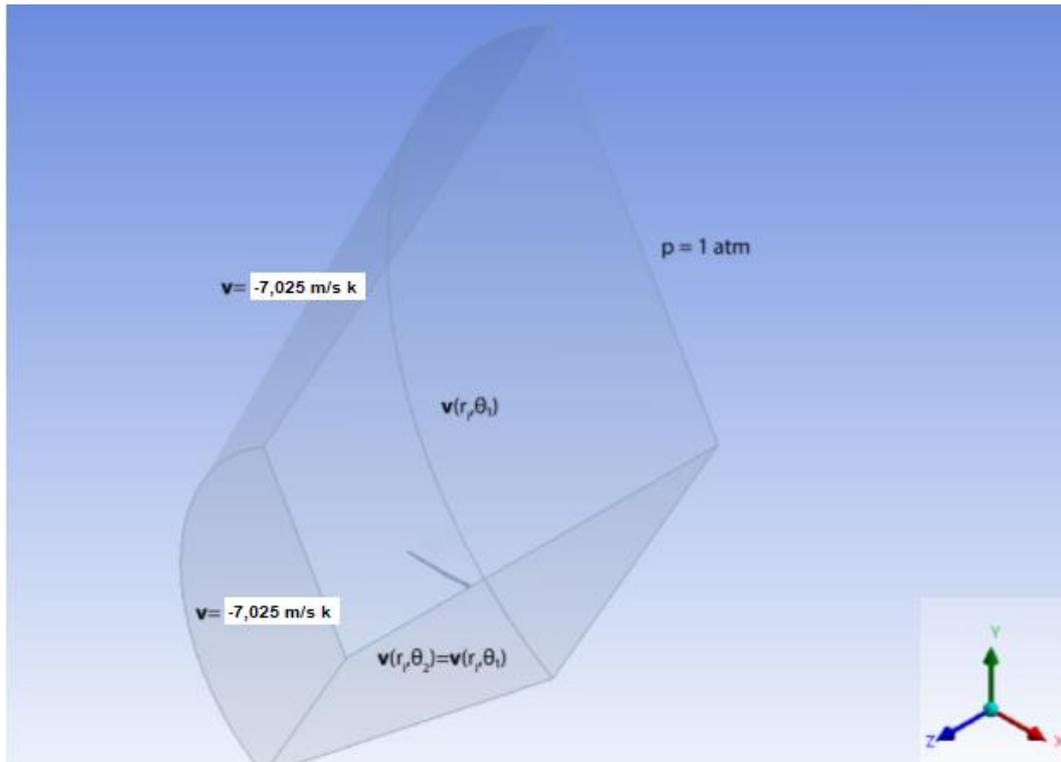


Figura 4.10 – Condições de contorno do modelo, onde “v” é velocidade do vento e “p” é pressão.

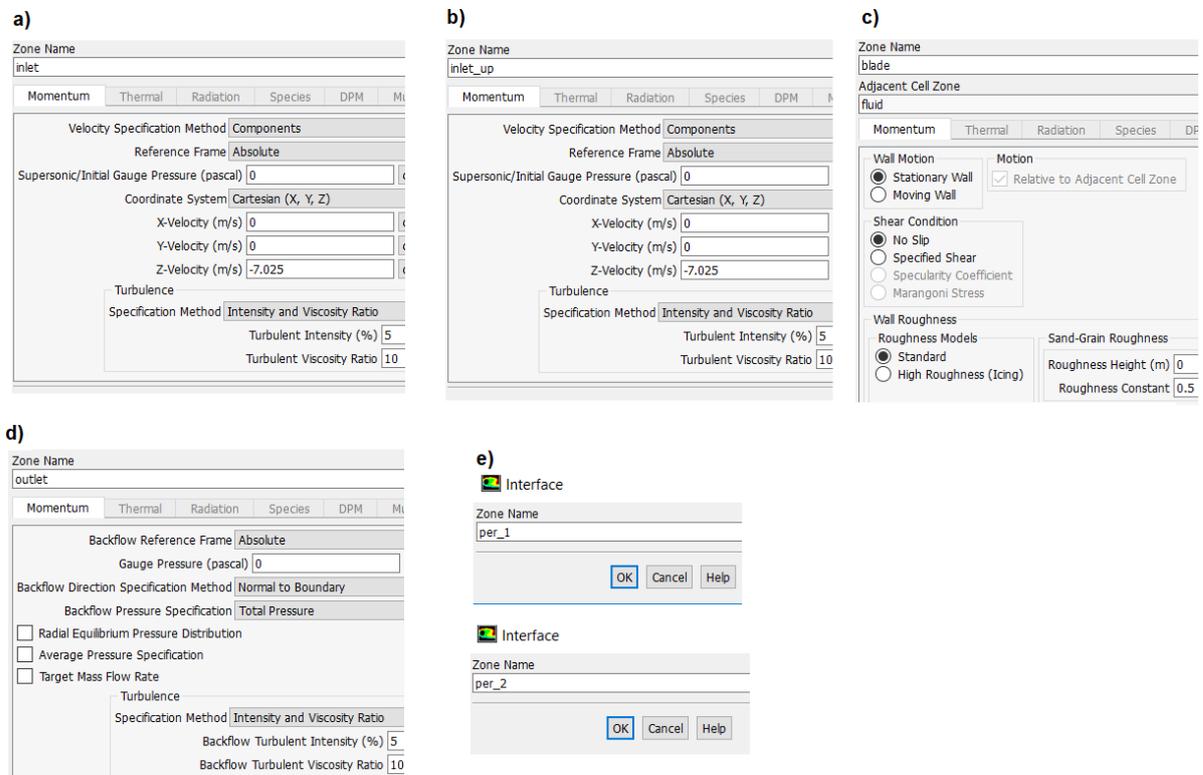


Figura 4.11 – Programação das condições de contorno do modelo, onde: a) “INLET”; b) “INLET UP”; c) “BLADE”; d) “OUTLET”; e) “PER_1” e “PER_2”.

- Em “Mesh Interface”, as condições de periodicidade são definidas como o tipo “Matching” e “Rotational” com um “Offset Angle” de 120°, relativo ao ângulo no qual o volume de controle com uma lâmina foi dividido e será propagado por periodicidade, isto é, uma propagação a cada 120° de 360° no plano x,y para formar 3 setores com uma lâmina cada. A configuração está de acordo com a Figura 4.12.

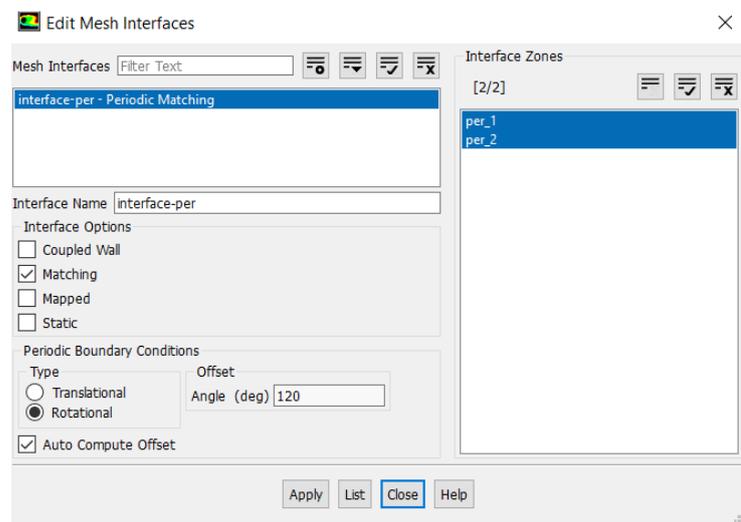


Figura 4.12 – Configuração da malha de interface.

- A configuração da solução numérica começa com alteração de alguns padrões do “Solution Method”, como: “Scheme” mudado para “Coupled”, “Pressure” para “Standard” e “Pseudo Transient” e “High Order term relaxation” são ativados. Todos os “Residuals” são alterados para 0,000001, o que aumenta ainda mais a precisão e rigorosidade dos resultados por determinar o limite de convergência do projeto acima dos padrões do Fluent. A solução é inicializada na entrada de vento “INLET” e os cálculos numéricos são apontados para o máximo de 2000 iterações. Esses passos finais estão ilustrados na Figura 4.13.

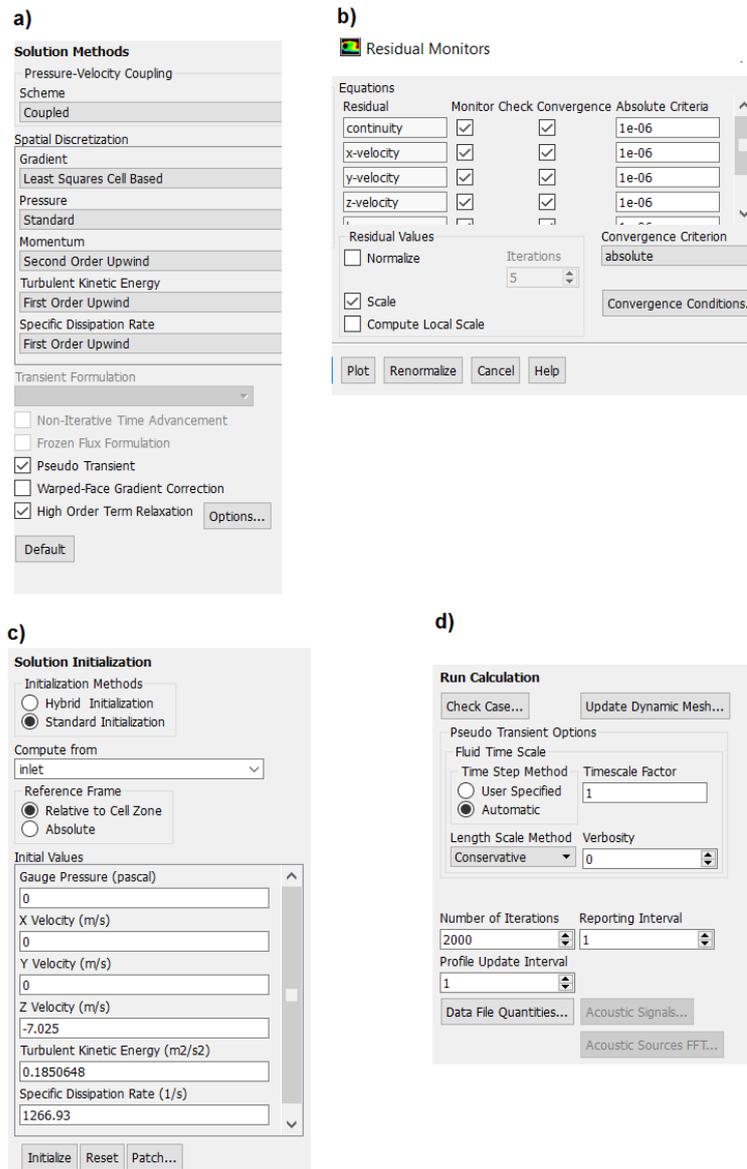


Figura 4.13 – Configurações finais e início dos cálculos numéricos. a) “Solution Method”; b) “Residuals”; c) inicialização; d) execução dos cálculos.

O resultado do Fluent convergiu em menos de 2000 iterações e levou cerca de 2 horas. Os resultados são exportados automaticamente para o módulo de pós-processamento, onde são explorados todos os dados calculados na simulação. A inspeção e validação da solução é tratada no próximo tópico.

4.4 VERIFICAÇÃO E VALIDAÇÃO DOS RESULTADOS NUMÉRICOS

Os resultados dos cálculos numéricos são muitos, e são escolhidos de acordo com a necessidade do projeto. A simulação é validada por meio da comparação entre as informações

das equações da teoria conjunta do procedimento analítico da seção 3 e dados resultantes da simulação realizada no ANSYS.

Inicia-se o pós-processamento com a propagação da periodicidade do modelo de uma pá para três pás, cuja transformação está ilustrada na Figura 4.14.

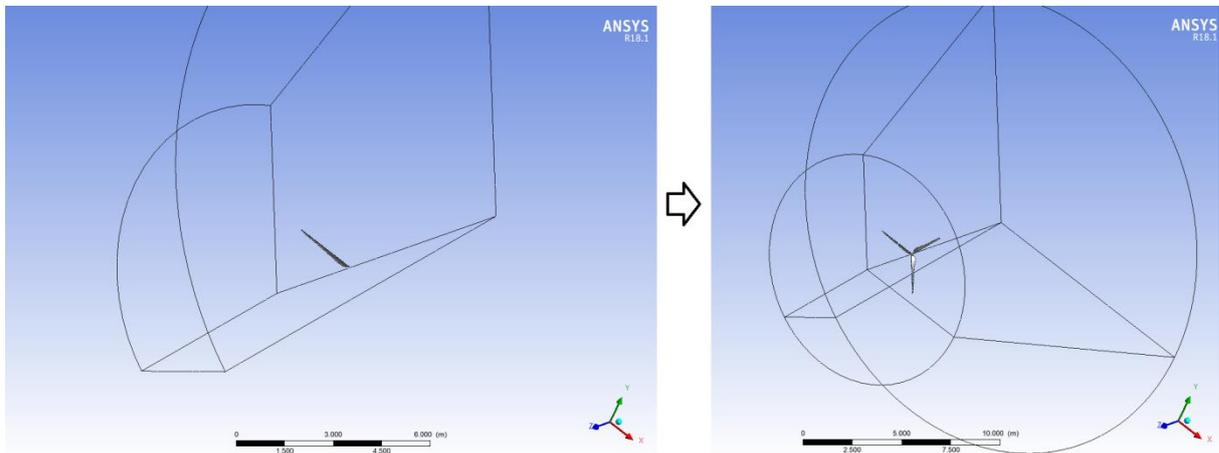


Figura 4.14 – Transformação periódica de uma lâmina para três lâminas.

O primeiro dado da simulação que pode ser apurado é a distribuição da velocidade tangencial das pás da simulação, Figura 4.15a). Observa-se que a velocidade tangencial nas pontas é 50,34 m/s, a qual pode ser comparada com a velocidade tangencial nas pontas do rotor obtidas na seção 3.3, $V_{tan} = 49,175$ m/s. Tais resultados apresentando diferença de 2,37%. Tal diferença se deu devido ao pequeno descolamento de 0,05 m da pá em relação ao eixo de giro, introduzido durante a modelagem do volume de controle a fim de que nenhuma parte da lâmina ficasse fora das regiões fronteiriças.

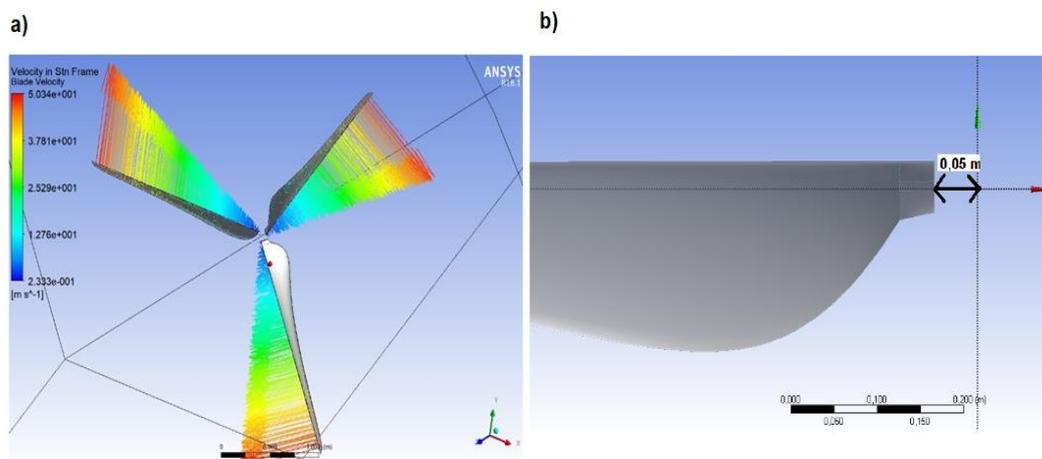


Figura 4.15 – a) velocidade tangencial das lâminas em m/s; b) detalhe do deslocamento da pá ao eixo de giro.

Uma inspeção representativa sobre a teoria de momento com esteira de rotação é a simulação gráfica da velocidade das linhas de fluxo de ar no volume de controle. A velocidade das linhas de fluxo demonstra as trocas de energia entre o vetor velocidade do vento e o aerogerador, pela queda do módulo da velocidade do vento após o rotor, Figura 4.16a). A transferência de momento angular ao vento, após o fluxo percorrer as lâminas da turbina, evidenciada pela mudança de direção das linhas de fluxo, comprova o efeito de rotação de esteira no modelo, Figura 4.16b).

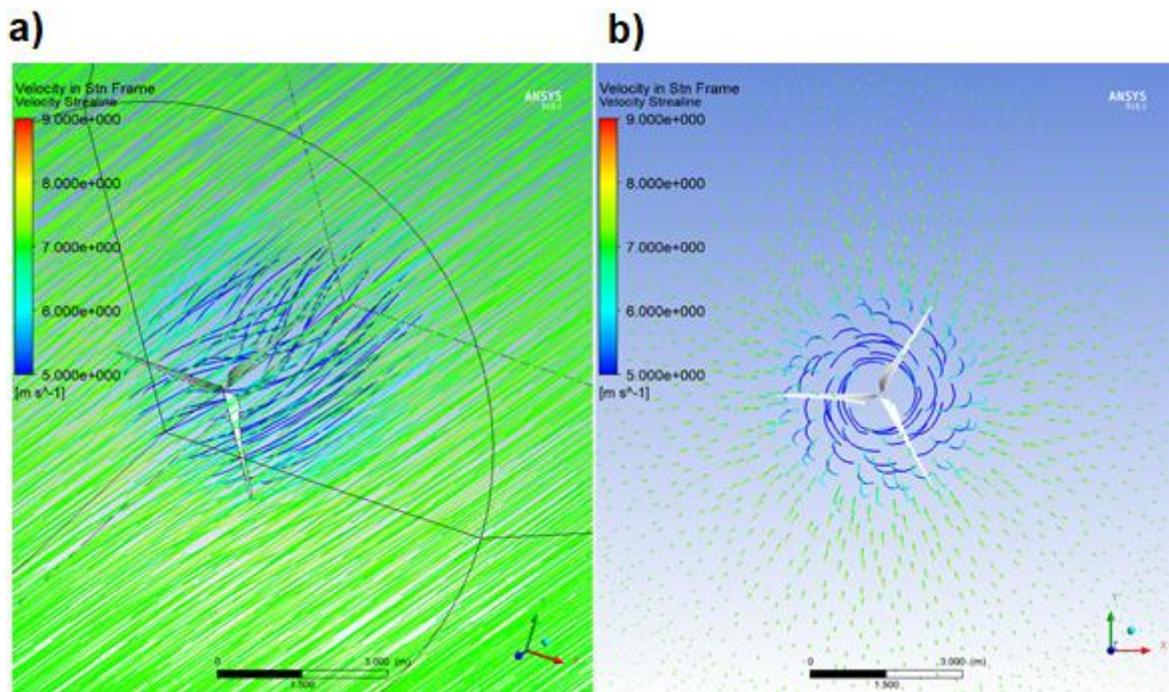


Figura 4.16 – O vetor velocidade das linhas de fluxo no volume de controle em metros por segundo, descrito em duas vistas: a) posição 1; b) posição 2.

A distribuição de pressões sobre as pás, Figura 4.17, é fundamental para gerar a força de sustentação a qual é responsável pela rotação das lâminas, assim como os esforços de arrasto e momento que são os principais causadores das tensões nos rotores. A coerência física da simulação é garantida pela a teoria do elemento de pá e momento, devido ao fato que, na superfície de incidência do vento, a pressão é positiva e de menor magnitude, e na superfície oposta do aerofólio, a pressão é negativa e de maior magnitude, o que provoca a força de sustentação e, portanto, a rotação do mecanismo no sentido $-z$ do sistema de coordenadas. O módulo da distribuição de pressão está na Figura 4.17.

Os vetores das pressões sobre as pás futuramente sofrerão cálculos integrais no domínio da superfície realizados no ANSYS 18.1, a fim de precisar o valor do torque e momento na raiz da pá.

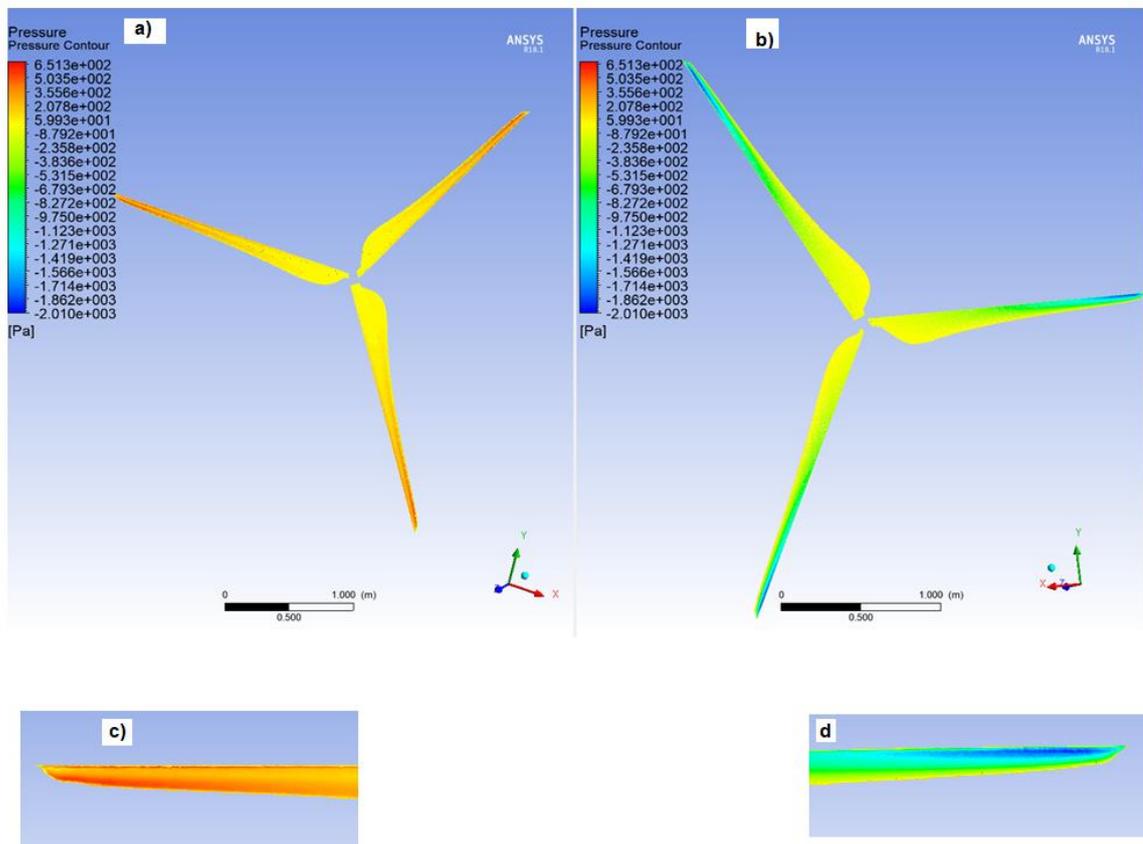


Figura 4.17 – A distribuição de pressões na(o): a) superfície de incidência de vento no rotor; b) superfície total oposta do rotor; c) detalhe da ponta de incidência de vento do rotor; d) detalhe da ponta de oposta do rotor.

Os vetores da velocidade relativa e da pressão do vento numa seção pá a 0,85 m da raiz do rotor são ilustrados na Figura 4.18 e reforça o que foi comentado sobre a física de turbinas eólicas nos parágrafos anteriores e na seção 2.2, sobre a pressão na lâmina segundo a teoria combinada.

Salienta-se, a partir da imagem, a característica aerodinâmica de aerofólios comentada na seção 2.2.3, na qual a velocidade relativa do vento é inversamente proporcional à pressão na região, isto é, quanto maior pressão num setor, menor será a velocidade relativa. Também se identifica a inclinação dos vetores da velocidade de vento como sendo o ângulo de ataque do vento que somado ao ângulo de passo, já introduzido na geometria, compõe o ângulo de incidência da velocidade relativa do vento, ou ângulo de incidência.

A diferença entre a velocidade relativa do vento do cálculo analítico $U_{rel}(0,85\text{ m}) = 21,87\text{ m/s}$, Figura 3.11, e a velocidade resultante da simulação no mesmo ponto, $20,50\text{ m/s}$, é de aproximadamente 6,7%. Tal valor representa uma ótima qualidade para a simulação diante dos cálculos analíticos.

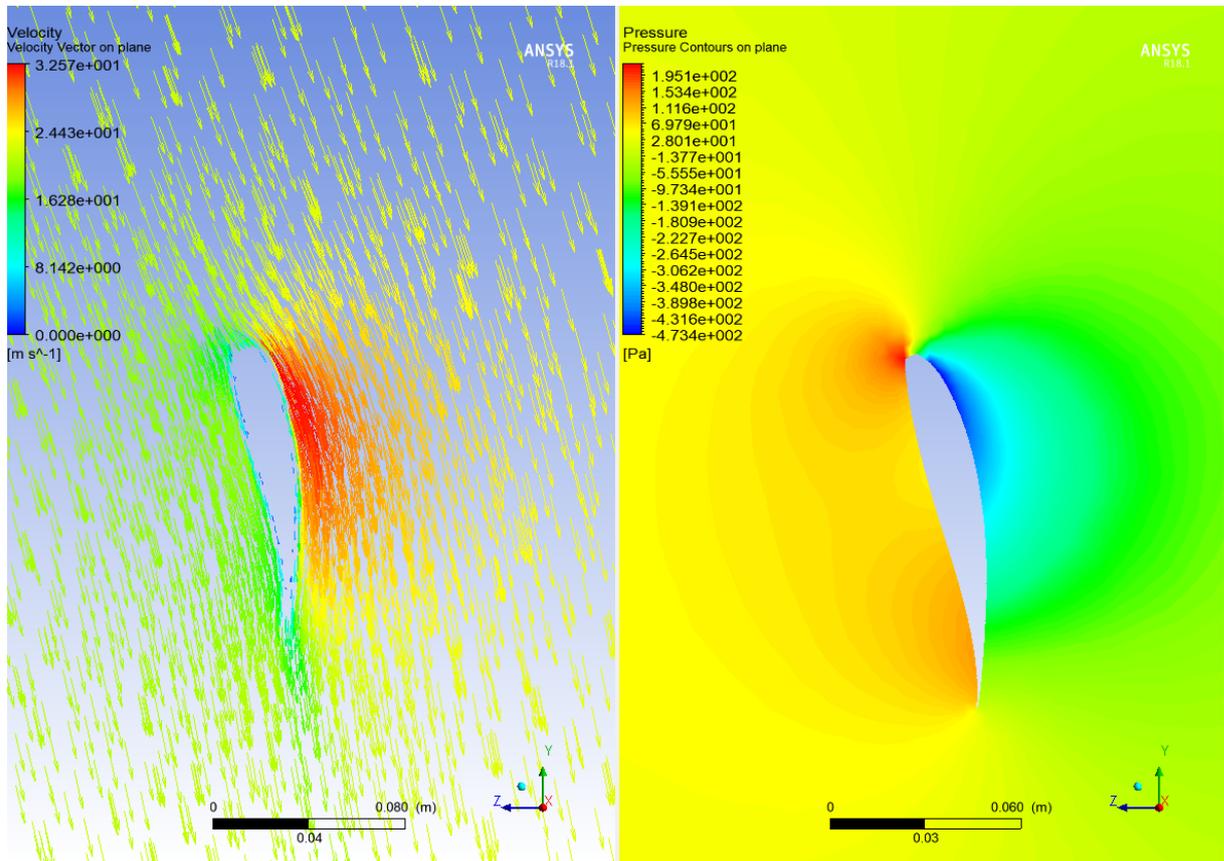


Figura 4.18 – Vetores de velocidade relativa do vento (m/s), à esquerda; pressão (Pa) no aerofólio a 0,85 m da raiz da pá, à direita.

Realiza-se outra validação física dessa simulação inspecionando a variação de pressão do vento ao longo do volume de controle, Figura 4.19, cujo comportamento está correto segundo a teoria de transferência de momentos segundo MCCOSKER (2012, p.6).

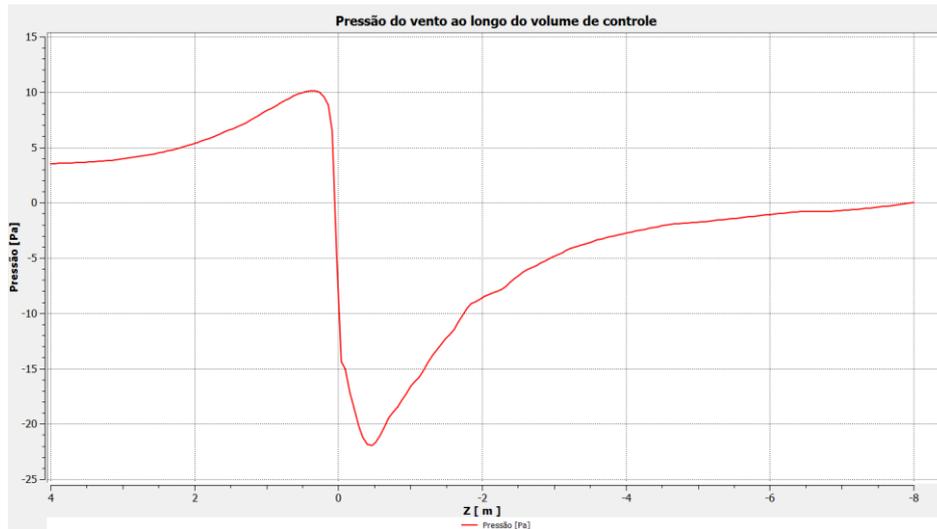


Figura 4.19 – Pressão relativa (Pa) ao longo do volume de controle.

Os resultados mais importantes da simulação são os esforços produzidos pelos rotores, porque a partir deles são realizados o dimensionamento estrutural de todo o mecanismo da turbina e a análise da eficiência energética. O ANSYS possui calculadoras em sua ferramenta de pós-processamento, que computam as forças e torques que podem ser utilizados para comparar com os esforços obtidos mediante ao cálculo analítico e assim validar a simulação.

A força normal $F_N = 292,72$ N calculada na seção 3 deve ser comparada ao resultado da Figura 4.20, que mostra a força normal sobre somente uma lâmina. Esse valor precisa ser multiplicado pelo número pás, que resulta em $3 \cdot 93,83 = 281,49$ N. A diferença entre o cálculo analítico e a simulação é de 3,99%, mostrando a boa qualidade da simulação.

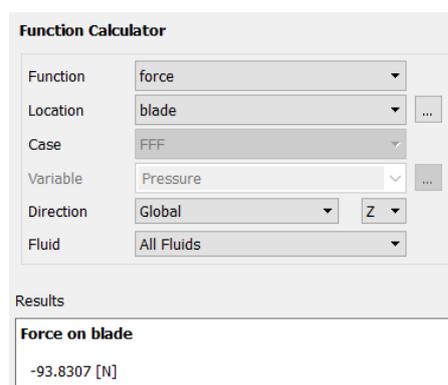


Figura 4.20 – Simulação da força normal de uma lâmina (N).

O momento na raiz da pá, segundo cálculos manuais da seção 3, é $M_n = 124,04$ N.m. O momento na raiz da pá fruto da simulação, Figura 4.21, tem módulo de $123,10$ N.m, apresentando diferença de 0,76%, mostrando ótima conformidade entre os valores.

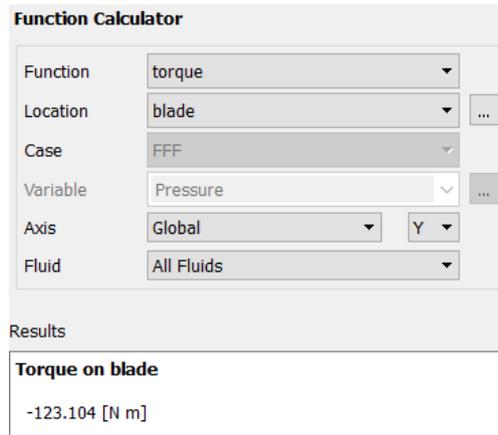


Figura 4.21 – Simulação do momento na raiz de uma lâmina (N.m).

O resultado mais importante em termos energéticos é a potência gerada pela lâmina, de onde é calculado o coeficiente de potência do rotor. Segundo os cálculos analíticos, a potência instantânea para o projeto é $P = 1.196,96 \text{ W}$ e o coeficiente de potência é $C_p = 0,46$. Essas grandezas físicas, segundo a simulação, são determinadas através da Figura 4.22, onde o torque computado na direção da rotação para uma pá é $16,64 \text{ N.m}$. Para determinar a potência instantânea do modelo, esse valor deve ser multiplicado pelo número de pás e pela velocidade angular da lâmina, $24,59 \text{ rad/s}$. Assim, a potência instantânea da simulação é igual a $3 \text{ rotores} \cdot 16,64 \text{ N.m} \cdot 24,59 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 1.227,53 \text{ W}$ e o coeficiente de potência do rotor simulado, equação (2.2.95), é $0,46002$. A diferença entre os cálculos analíticos e da simulação para a potência e o coeficiente de potência são $2,55\%$ e $0,8\%$, respectivamente.

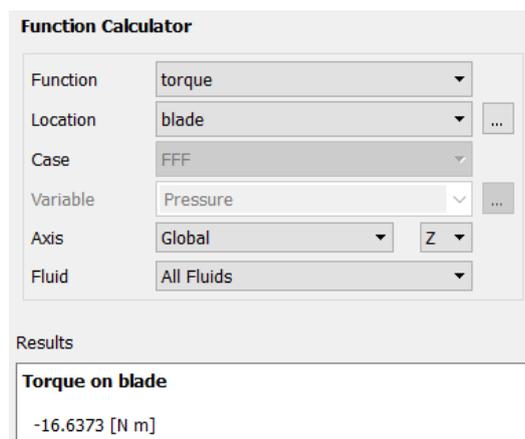


Figura 4.22 – Simulação do torque na direção do eixo de rotação, z, de uma lâmina (N.m).

De maneira geral, todas as variáveis aerodinâmicas simuladas mencionadas apresentaram diferenças desprezíveis diante dos cálculos analíticos. Sendo assim os resultados numéricos

foram compatíveis com o modelo analítico do projeto de rotores. O modelo computacional representou eficientemente a teoria de elemento de pá e momento, respeitando os efeitos descritos pelo o estudo da aerodinâmica das turbinas de eixo horizontal. Dessa forma, finaliza-se a simulação com sucesso.

5. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

A realização dessa monografia passou por inúmeras etapas, iniciando-se com as informações sobre aerogeradores e com o embasamento teórico sobre a aerodinâmica de turbina eólicas, culminando numa simulação bem-sucedida em *Computer Fluid Dynamics* do projeto geométrico de pás dos rotores.

A designação da geometria das lâminas passou, primeiramente, por estudo estatístico dos ventos estabelecidos na cidade de Cabo Frio/RJ, de acordo com as informações do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001). Logo após, a partir da potência gerada desejada, foram estabelecidos a quantidade e o raio das pás, escolhido o perfil aerodinâmico, consolidadas as características do rotor e a teoria conjunta, aplicados fatores de correção e, finalmente, foram determinados a geometria ótima da pá, assim como, os esforços e eficiência do aparato eólico, onde todas equações e cálculos se fundamentaram nos procedimentos de MANWELL; MCGOWAN; ROGERS (2009) e TONG (2010).

A partir dos dados provenientes do cálculo analítico, realizou-se uma simulação numérica no ANSYS. Todos os resultados encontrados na simulação foram confrontados e validados com o projeto geométrico ótimo da teoria de elemento de pá e momento, bem como, através da mensuração das diferenças entre os modelos que foram comprovadamente pequenas.

Como dificuldades encontradas no decorrer desse trabalho, menciona-se o entendimento das bibliografias sobre turbinas eólicas, escassez de bibliografia disponível em português. Além disso, cita-se a realização da simulação devido ao alto grau de complexidade para a elaboração do modelo geométrico com seção variável e torcida, e a configuração da simulação.

Ademais, sugere-se como trabalhos futuros:

- A elaboração de um sistema de armazenamento e de distribuição de energia elétrica de múltiplos aerogeradores à rede de transmissão elétrica;
- O dimensionamento e projeto dos componentes mecânicos e estáticos de uma turbina, bem como, sua análise em elementos finitos e fadiga;
- O orçamento e análise do investimento para a execução do gerador eólico em curto e longo prazo, assim também, a concepção de um padrão de construção rápida e eficiente;
- A análise dos ruídos provenientes da interação entre o vento e as lâminas, a fim de se evitar a propagação intensa do som do mecanismo, o que, se não feito, pode acarretar em problemas com a população e o estresse sonoro.

- A implementação do modelo teórico e de dimensionamento de aerogeradores para fatores de indução axial maiores do que 0,5.
- Simular os coeficientes aerodinâmicos do aerofólio em ferramenta de elementos finitos e confrontar os resultados com os ensaios em túnel de vento sobre esse perfil aerodinâmico.

6. REFERÊNCIAS

- ABEEólica, **Associação Brasileira de Energia Eólica**, 2014. Disponível em <<http://www.abeeolica.org.br/>>. Acessado em junho de 2017.
- AMARANTE, O. A. C., BROWER, M., ZACK, J., SÁ, A. L. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro** – Brasília, 2001.
- BP Statistical Review of World Energy, June 2014. Disponível em <<http://www.bp.com/statisticalreview>>. Acessado em outubro de 2014.
- CHESF-BRASCEP. **Fontes Energéticas Brasileiras, Inventário/Tecnologia**. Energia Eólica. V.1 De cata-ventos a aerogeradores: o uso do vento, Rio de Janeiro, 1987.
- DE VRIES, O. *Fluid Dynamic Aspects of Wind Energy Conversion*. Advisory Group for Aerospace Research and Development, North Atlantic Treaty Organization, v. 243. 1979.
- DIVONE, L.V. Evolution of Modern Wind Turbines. In: SPERA, S.A. *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*. New York,: ASME Press, 1994. P. 73-138.
- DUTRA, R. **Viabilidade técnico-econômica da energia eólica face ao novo marco regulatório do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro, 2001. Dissertação (Mestrado em Ciências e Planejamento Energético), COPPE/UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- ELETROBRÁS, SCIENTIA. **Sistemas de Conversão de Energia Eólica**. Rio de Janeiro, 1977.
- GILBERT, N. *Guide To Modelling And Manufacturing Composite Wind Turbine Blades*. Disponível em <<https://confluence.cornell.edu/download/attachments/262012983/MAE%204021%20Project%20Guide.pdf?version=1&modificationDate=1407526182000&api=v2>>. Acessado em junho de 2017.
- GLAUERT, H. *Airplane Propellers, in Aerodynamic Theory*, 1ª Ed. Verlag, Berlin: Springer, 1935.
- GWEC, disponível em <<http://www.gwec.net/>>. Acessado em junho de 2017.
- GWEO, **Global Wind Energy Outlook, 2012**. Disponível em <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2012/11/GWEO_2012_lowRes.pdf>. Acessado em junho de 2017.
- GWEO, **Global Wind Energy Outlook, 2014**. Disponível em <http://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf>. Acessado em junho de 2016
- HANSEN, M. O. L. *Aerodynamics of Wind Turbine*, 2ª Ed. EUA: Earthscan, 2008.
- INGRAM, G. *Wind Turbine Blade Analysis using the Blade Element Momentum Method*. Disponível em <https://community.dur.ac.uk/g.l.ingram/download/wind_turbine_design.pdf>. Acessado em junho de 2017.

LACHANCE-BARRETT, S. *FLUENT - Wind Turbine Blade FSI (Part 1)*. Disponível em <<https://confluence.cornell.edu/pages/viewpage.action?pageId=262012971>>. Acessado em junho de 2017.

MANWELL, J. F., MCGOWAN, J. G., ROGERS, A. L. *Wind Energy Explained – Theory, Design and Application*. 2ª Ed. WILEY: 2009.

MARTIN, J.M. *A Economia Mundial da Energia*. São Paulo: Unesp, 1992.

MCCOSKER, J. *Design and Optimization of a Small Wind Turbine*. Disponível em <<http://www.ewp.rpi.edu/hartford/~mccosj/Masters%20Project/Other/Design%20and%20Optimization%20of%20a%20Small%20Wind%20Turbine-McCosker.docx>>. Acessado em junho de 2017.

NASA, disponível em <http://en.wikipedia.org/wiki/NASA_wind_turbines#MOD-0_and_MOD-0A>. Acessado em junho de 2017.

NREL., *Wind Energy Information Guide*. Golden, CO, 1996. 113p.

OLINTO, C. **Um estudo sobre métodos e técnicas para aproveitamento de energia do vento e uma avaliação de potencial eólico da região costeira do extremo sul do Rio Grande do Sul**. Rio Grande, 2001 153p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Oceânica), FURG – Fundação Universidade Federal do Rio Grande.

SANDIA. Vertical Axis Wind Turbine: The History of the DOE Program. Disponível em <<http://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/VAWThist-SAND2011-8606P.pdf>>. Acessado em junho de 2017.

SELIG, M. S., MCGRANAHAN, B. D., *Wind Tunnel Aerodynamic Tests of Six Airfoils for use on Small Wind Turbines*. NREL – National Renewable Energy Laboratory, 2004.

SHEPHERD, D.G. Historical Development of the Windmill. In: SPERA, S.A. *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*,. New York,; ASME Press, 1994. p. 1-46.

SPERA, S.A., Introduction to Modern Wind Turbine. In: *Wind Turbine Technology – Fundamental Concepts of Wind Turbine Engineering*. New York: ASME Press, 1994. Cap. 2 p 47-72.

STBRs, disponível em <<http://www.stbrs.com/grand-tours/reno-2015/>>. Acessado em junho de 2017.

TELOSNET, disponível em <<http://telosnet.com/wind/20th.html>>. Acessado em junho de 2017.

TONG, W. *Wind Power Generation and Wind turbine Design*, 1ª Ed. Southampton, Boston, EUA: WITpress, 2010.

VERGARA, R. **Análise estrutural de torres anemométrica e de sustentação de turbinas eólicas**. Rio Grande, 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Oceânica), FURG – Fundação Universidade Federal do Rio Grande.

WADE, J. E., HEWSON, E.W., *Trees as a Local Climatic Indicator*, 1979 apud CHESFBRASCEP, 1987 Op. cit.

WIND around the world, *New Energy*, n.4, p 57, May 1999. p. 57.

7. ANEXO A – TABELAS DAS CARACTERÍSTICAS E PARÂMETROS AERODINÂMICOS DO AEROFÓLIO FX 63 – 137 MOD

Tabela 7.1 – Coeficiente de sustentação C_l , coeficiente de arrasto C_d e ângulo de ataque α a um número de Reynolds Re aproximadamente 150.000 para o aerofólio FX 63 – 137 MOD.

Perfil	Re	α	C_l	C_d
FX 63-137	149.988	-7,15	-0,167	0,1111
FX 63-137	149.988	-6,16	0,013	0,0425
FX 63-137	149.988	-5,06	0,183	0,0273
FX 63-137	149.988	-4,08	0,326	0,0225
FX 63-137	149.988	-3,03	0,46	0,0191
FX 63-137	149.988	-2,04	0,564	0,0199
FX 63-137	149.988	-0,97	0,662	0,0208
FX 63-137	149.988	0,03	0,761	0,0213
FX 63-137	149.988	1,08	0,849	0,0221
FX 63-137	149.988	2,1	0,946	0,0221
FX 63-137	149.988	3,12	1,043	0,0219
FX 63-137	149.988	4,14	1,137	0,0215
FX 63-137	149.988	5,17	1,243	0,0216
FX 63-137	149.988	6,14	1,345	0,0218
FX 63-137	149.988	7,22	1,45	0,0224
FX 63-137	149.988	8,26	1,535	0,0234
FX 63-137	149.988	9,28	1,611	0,0249
FX 63-137	149.988	10,31	1,668	0,0274
FX 63-137	149.988	11,27	1,704	0,0320
FX 63-137	149.988	12,32	1,708	0,0413
FX 63-137	149.988	13,25	1,697	0,0542

Tabela 7.2 – Coeficiente de sustentação C_l , coeficiente de momento C_m e ângulo de ataque α a um número de Reynolds Re aproximadamente 150.000 para o aerofólio FX 63 – 137MOD.

Perfil	Re	α	C_l	C_m
FX 63-137	150.054	-10,02	-0,224	-0,015
FX 63-137	150.054	-9,02	-0,253	-0,012
FX 63-137	150.054	-8,04	-0,241	-0,031
FX 63-137	150.054	-7,11	-0,194	-0,058
FX 63-137	150.054	-6,16	0,016	-0,169
FX 63-137	150.054	-5,15	0,172	-0,183
FX 63-137	150.054	-4,14	0,316	-0,198
FX 63-137	150.054	-3,06	0,451	-0,2
FX 63-137	150.054	-2,05	0,559	-0,2

FX 63-137	150.054	-1,04	0,657	-0,197
FX 63-137	150.054	0,02	0,749	-0,193
FX 63-137	150.054	1,06	0,833	-0,187
FX 63-137	150.054	2,02	0,925	-0,179
FX 63-137	150.054	3,09	1,028	-0,18
FX 63-137	150.054	4,1	1,121	-0,172
FX 63-137	150.054	5,14	1,224	-0,172
FX 63-137	150.054	6,15	1,331	-0,175
FX 63-137	150.054	7,18	1,43	-0,172
FX 63-137	150.054	8,21	1,516	-0,168
FX 63-137	150.054	9,27	1,597	-0,161
FX 63-137	150.054	10,26	1,662	-0,156
FX 63-137	150.054	11,31	1,704	-0,147
FX 63-137	150.054	12,3	1,708	-0,136
FX 63-137	150.054	13,3	1,708	-0,127
FX 63-137	150.054	14,28	1,709	-0,121
FX 63-137	150.054	15,28	1,72	-0,118
FX 63-137	150.054	16,33	1,714	-0,116
FX 63-137	150.054	17,35	1,708	-0,119
FX 63-137	150.054	18,25	1,686	-0,131
FX 63-137	150.054	18,98	1,158	-0,259
FX 63-137	150.054	20,01	1,176	-0,266
FX 63-137	150.054	19,49	1,221	-0,282
FX 63-137	150.054	18,5	1,165	-0,266
FX 63-137	150.054	17,52	1,156	-0,259
FX 63-137	150.054	16,56	1,177	-0,254
FX 63-137	150.054	15,54	1,201	-0,247
FX 63-137	150.054	14,56	1,206	-0,233
FX 63-137	150.054	13,83	1,709	-0,129
FX 63-137	150.054	12,76	1,706	-0,135
FX 63-137	150.054	11,76	1,706	-0,146
FX 63-137	150.054	10,75	1,686	-0,156
FX 63-137	150.054	9,73	1,621	-0,162
FX 63-137	150.054	8,74	1,56	-0,167
FX 63-137	150.054	7,68	1,476	-0,173
FX 63-137	150.054	6,67	1,387	-0,175
FX 63-137	150.054	5,64	1,281	-0,175
FX 63-137	150.054	4,59	1,169	-0,175
FX 63-137	150.054	3,58	1,079	-0,177
FX 63-137	150.054	2,57	0,981	-0,18
FX 63-137	150.054	1,54	0,888	-0,183
FX 63-137	150.054	0,49	0,795	-0,188
FX 63-137	150.054	-0,52	0,701	-0,196
FX 63-137	150.054	-1,57	0,607	-0,198
FX 63-137	150.054	-2,57	0,512	-0,201
FX 63-137	150.054	-3,57	0,395	-0,2

FX 63-137	150.054	-4,61	0,258	-0,194
FX 63-137	150.054	-5,64	0,109	-0,182
FX 63-137	150.054	-6,66	-0,129	-0,092
FX 63-137	150.054	-7,59	-0,209	-0,038
FX 63-137	150.054	-8,58	-0,254	-0,016
FX 63-137	150.054	-9,56	-0,23	-0,011