



AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DE TURBINAS EÓLICAS *OFFSHORE*
FIXAS DO TIPO *MONOPILE*

Gabriel Nogueira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Civil.

Orientadores: Gilberto Bruno Ellwanger
José Renato Mendes de Sousa

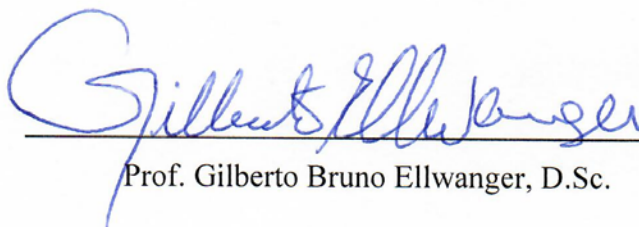
Rio de Janeiro
Março de 2019

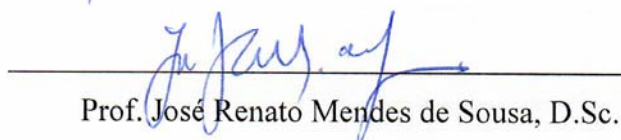
AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DE TURBINAS EÓLICAS *OFFSHORE*
FIXAS DO TIPO *MONOPILE*

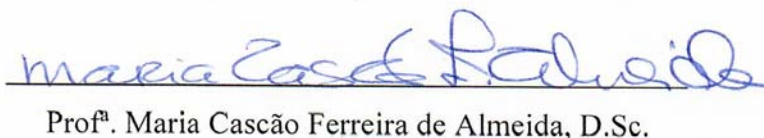
Gabriel Nogueira

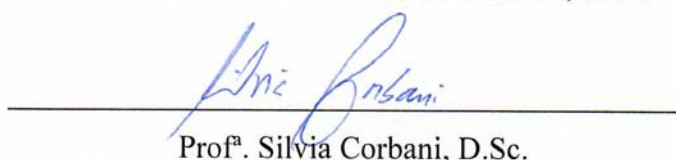
DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:


Prof. Gilberto Bruno Ellwanger, D.Sc.


Prof. José Renato Mendes de Sousa, D.Sc.


Profª. Maria Cascão Ferreira de Almeida, D.Sc.


Profª. Silvia Corbani, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2019

Nogueira, Gabriel

Avaliação do Comportamento de Turbinas Eólicas
Offshore Fixas do Tipo *Monopile* / Gabriel Nogueira. –
Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XVII, 128 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Gilberto Bruno Ellwanger

José Renato Mendes de Sousa

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de
Engenharia Civil, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 117-121.

1. Turbina eólica. 2. Cargas aerodinâmicas. 3.
Estruturas *offshore*. 4. Fadiga. I. Ellwanger, Gilberto
Bruno *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro,
COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

Agradecimentos

A toda a minha família, em especial meus pais Antonio João Braga Nogueira e Tania Mara Ferreira, por todo amor, suporte e incentivo em todos os momentos. A todos os amigos que me acompanham desde muito tempo, pelos bons momentos e amizade.

Ao Professor Sergio Hampshire, por me instigar a cursar a ênfase de estruturas e conhecer o mundo *offshore*.

Aos meus orientadores, Professor Gilberto Bruno Ellwanger e Professor José Renato Mendes de Sousa, pela orientação, paciência e recomendações ao longo deste trabalho.

A toda equipe do Laboratório de Análise e Confiabilidade de Estruturas Offshore (LACEO), especialmente aos meus amigos Guilherme Kronemberger, Thiago Lacerda e Ana Cristina, por sempre estarem solícitos.

Aos amigos da equipe de vento, pelas ideias trocadas sobre turbinas eólicas e pelo contínuo suporte nesta jornada que foi o mestrado.

À Fundação Carlos Chagas Filho de Amparo à Pesquisa do Estado do Rio de Janeiro (FAPERJ) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), pelos recursos destinados à produção desta pesquisa.

À ANEEL, que por meio do programa de P&D do Setor Elétrico e da parceria com a Petrobras e a UFRJ (projeto PD-00553-0045/2016, de título “Planta Piloto de Geração Eólica Offshore”), disponibilizaram os recursos necessários ao desenvolvimento deste trabalho.

E finalmente, a Deus, pela vida e por tudo.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AValiação DO COMPORTAMENTO DE TURBINAS EÓLICAS *OFFSHORE*
FIXAS DO TIPO *MONOPILE*

Gabriel Nogueira

Março/2019

Orientador: Gilberto Bruno Ellwanger

José Renato Mendes de Sousa

Programa: Engenharia Civil

Seguindo uma tendência mundial de se transitarem as turbinas eólicas da terra para o mar, o trabalho em questão insere modelos padrões usados pelo meio acadêmico de turbinas eólicas de 5 e 10 MW no ambiente brasileiro sendo sustentados por fundações fixas do tipo *monopile*. Após validados através de análises das frequências naturais e dos carregamentos aerodinâmicos experimentados pela estrutura, os modelos construídos no *software* SIMA-RIFLEX são submetidos a cargas extremas de vento, onda e corrente para determinação de um ponto crítico na fundação, onde se planeja estudar a sensibilidade do dano devido à fadiga. Para este estudo, criaram-se casos nos quais se representaram as ondas do mar pelo espectro de Jonswap ou pelo de Pierson-Moskowitz e para um vento dotado ou não de parcela dinâmica. A fadiga foi contabilizada através do dano calculado pela regra de Palmgren-Miner em associação com as curvas S-N fornecidas pela DNV e com a contagem dos ciclos solicitantes realizada pelo método *rainflow* sobre as séries temporais de tensão. O estudo da sensibilidade do dano comprovou a importância da parcela dinâmica do vento na vida útil da estrutura que se reduziu em, pelo menos, uma ordem de grandeza quando considerada. Além disso, a turbina de 10 MW apresentou melhores resultados na vida útil do que a de 5 MW graças as suas características geométricas mais robustas.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Sciences (M.Sc.)

EVALUATION OF THE BEHAVIOR OF FIXED OFFSHORE WIND TURBINES OF THE MONOPILE TYPE

Gabriel Nogueira

March/2019

Advisors: Gilberto Bruno Ellwanger

José Renato Mendes de Sousa

Department: Civil Engineering

Following a worldwide trend of moving the wind turbines from land to sea, this work inserts standard models used by the academy of 5 and 10MW wind turbines in the Brazilian environment being supported by fixed foundations of the monopile type. After validated through analyzes of the natural frequencies and the aerodynamic loads experienced by the structure, the models built in the SIMA-RIFLEX software are subjected to extreme loads of wind, wave and current to determine a critical point in the foundation, where a sensitivity study of the damage due to fatigue is planned to be done. For this study, cases in which the waves of the sea are represented by either the Jonswap or the Pierson-Moskowitz spectrum and for a wind with or without a dynamic component are created. Fatigue was assessed through the damage calculated by the Palmgren-Miner rule in association with the S-N curves provided by DNV and the rainflow counting method for the extraction of the requesting cycles from stress time series. The damage sensitivity study showed the importance of the dynamic component of the wind in the structure's lifetime, which was reduced by at least one order of magnitude when considered. In addition, the 10 MW turbine delivered better life results than the 5 MW thanks to its more robust geometric characteristics.

Sumário

1. Introdução	1
1.1 Contexto e Motivação.....	1
1.2 Objetivos.....	4
1.3 Organização do Estudo.....	5
2. Turbinas Eólicas: Definições e Terminologias	6
2.1 Definição e tipos.....	6
2.2 Principais Componentes.....	9
2.3 Termos técnicos adicionais.....	15
3. O Vento	17
3.1 Visão geral.....	17
3.2 A natureza do vento.....	19
3.2.1 Origem.....	19
3.2.2 Sistemas climáticos.....	20
3.2.3 Estabilidade atmosférica.....	21
3.2.4 Camada limite atmosférica.....	22
3.2.5 Perfil do vento médio.....	24
3.2.6 Equilíbrio dinâmico.....	27
3.3 Propriedades estatísticas do vento.....	28
3.3.1 Conceitos fundamentais.....	28
3.3.2 Intensidade de turbulência.....	31
3.3.3 Modelo espectral.....	32
3.3.4 Função de coerência.....	33
4. Cargas Aerodinâmicas	35
4.1 Considerações iniciais.....	35
4.2 Teoria 1-D do <i>momentum</i> para turbinas eólicas ideais.....	35
4.3 Efeitos da rotação no rastro de uma turbina eólica.....	42
4.4 A teoria do BEM clássica.....	47
4.4.1 Conceito.....	47
4.4.2 Correções fundamentais da teoria.....	53
4.4.2.1 Fator de perda na ponta de Prandtl e fator de perda no hub.....	53
4.4.2.2 Correção de Glauert.....	55

4.4.3 Exemplo básico.....	57
4.5 Os modelos dinâmicos do BEM	63
4.5.1 Modelo de rastro dinâmico	64
4.5.2 Modelo de <i>stall</i> dinâmico	66
4.5.3 Modelo para um rastro inclinado.....	67
4.5.4 Modelo de sombra da torre.....	69
5. Programas Utilizados	73
5.1 TurbSim.....	73
5.2 SIMA-RIFLEX.....	75
5.2.1 Corrente marítima.....	76
5.2.2 Onda	77
5.2.3 Solo.....	79
5.2.4 Cálculo da fadiga.....	79
6. Estudos de Casos.....	82
6.1 Dados dos modelos.....	82
6.2 Validação da modelagem.....	86
6.2.1 Frequências naturais	86
6.2.2 Forças aerodinâmicas	89
6.3 Escolha do ponto crítico	95
6.4 Escolha dos casos de carregamento.....	98
6.4.1 Classe de uma turbina eólica	99
6.4.2 Situação de projeto escolhida	100
6.4.3 Dados ambientais brasileiros.....	101
6.4.4 Método SMB	103
6.4.5 Demais parâmetros adotados nos programas.....	106
6.5 Cálculo do dano à fadiga e da vida útil	108
7. Conclusões e Sugestões para Estudos Futuros.....	114
Referências Bibliográficas	117
Apêndice A	122
A.1 5 MW	122
A.2 10 MW.....	125

Lista de Figuras

Figura 1 – Oferta interna de energia elétrica – ano base 2017 (%) [1].....	1
Figura 2 – Parque eólico onshore de Geribatu, Rio Grande do Sul, Brasil [7].	2
Figura 3 – Fazenda eólica offshore de Anholt, Dinamarca [8].	3
Figura 4 – Localização da fazenda eólica offshore de Anholt, a aproximadamente 21 km da costa [8].	3
Figura 5 – Diferentes conceitos de turbina utilizados (adaptado de [13]).....	6
Figura 6 – Funcionamento de uma pipa de bombeamento [14].	8
Figura 7 – Sistema viga-aerofólio vibrando sob ação do vento [15].....	8
Figura 8 – Esquematização dos principais componentes de uma TEEH (adaptado de [16]).	9
Figura 9 – Seção transversal de uma pá (adaptado de [17]).....	10
Figura 10 – Interior de uma nacelle em associação com componentes do rotor e do mecanismo de giro (adaptado de [18]).	11
Figura 11 – Torre (a) estaiada, (b) treliçada e (c) tubular [19].....	13
Figura 12 – Fundações de turbinas eólicas offshore em função da LDA: (a) caixão monopé; (b) base gravitacional; (c) monopile; (d) jaqueta tripé; (e) jaqueta quadripé; (f) semissubmersível com âncoras verticais; (g) spar com amarração [13].	14
Figura 13 – Overhang e ângulos de inclinação do eixo e das pás (adaptado de [17])....	16
Figura 14 – Perfil médio e real de velocidade do vento (adaptado de [22]).....	17
Figura 15 – Visualização da turbulência.	18
Figura 16 – Camada limite atmosférica (adaptado de [23]).	22
Figura 17 – Plano de origem do perfil do vento (adaptado de [23]).	24
Figura 18 – Perfis de vento em diferentes condições de estabilidade atmosférica (adaptado de [14]).....	26
Figura 19 – Séries temporais das três componentes do vento real [23].	29
Figura 20 – Espectro energético da velocidade do vento (adaptado de [25]).....	30
Figura 21 – Ilustração mostrando a passagem do vento pelo rotor e as velocidades e pressões ao longo do fluxo (adaptado de [17]).....	36
Figura 22 – Rastro de uma turbina eólica em um programa do tipo CFD [32].....	37
Figura 23 – Os coeficientes de potência e thrust em função do fator de indução axial para uma TEEH idealizada [17].	40
Figura 24 – C_T em função do fator de indução axial segundo medições (adaptado de [33]).	41
Figura 25 – Esquema mostrando a indução de um rastro turbulento depois do rotor causado por um fluxo instável na borda do rastro [17].	41
Figura 26 – Plano anular utilizado na teoria do momentum angular [33].	43
Figura 27 – Triângulo de velocidades que surgem em um aerofólio [17].....	44
Figura 28 – C_p vs λ para diferentes conceitos de turbina [14].....	47
Figura 29 – Velocidades e ângulos em um elemento da pá do rotor [17].	49
Figura 30 – Coeficientes de lift e drag de um aerofólio em função do ângulo α [10]....	49
Figura 31 – Decomposição das forças de lift e drag nas direções paralela e perpendicular ao plano do rotor. \mathbf{R} é a resultante de \mathbf{L} e \mathbf{D} [17].	50
Figura 32 – Padrão helicoidal no rastro criado pelo desprendimento de vórtices da ponta de uma única pá [33].	54
Figura 33 – Variação da corda dos aerofólios que compõem a pá.	58
Figura 34 – Variação do ângulo de torção dos aerofólios que compõem a pá.	59
Figura 35 – Fator de indução axial ao longo da pá.....	60

Figura 36 – Fator de indução tangencial ao longo da pá.....	60
Figura 37 – Ângulos ϕ e α ao longo da pá.....	61
Figura 38 – Distribuição das cargas ao longo da pá.....	61
Figura 39 – Fator de indução axial ao longo da pá com fatores de perda.....	62
Figura 40 – Fator de indução tangencial ao longo da pá com fatores de perda.....	63
Figura 41 – Comparação entre as séries temporais medidas e calculadas do torque no eixo do rotor de uma turbina durante duas mudanças no pitch para uma velocidade do vento de 8,7 m/s [17].....	65
Figura 42 – Consequência da utilização de um modelo de stall dinâmico sobre os coeficientes de lift de um aerofólio [17].....	67
Figura 43 – Sistema de coordenadas usadas para a correção do rastro inclinado (adaptado de [33]).....	68
Figura 44 – Parâmetros para o modelo de sombra da torre (adaptado de [21]).	70
Figura 45 – Perfil de déficit na velocidade do fluxo devido à sombra da torre na direção upwind (adaptado de [42]).....	70
Figura 46 – Variação dos momentos fletores na raiz da pá com o azimute devido à sombra da torre, para turbina upwind regulada por stall operando em ventos uniformes e estacionários de 10 m/s e 20 m/s (adaptado de [21]).....	72
Figura 47 – Exposição do intervalo de frequências 1P e 3P da turbina eólica de 5 MW da NREL e de espectros de onda e vento típicos para definição das regiões de projeto (adaptado de [43]).....	72
Figura 48 – Dados relevantes do arquivo de entrada do programa TurbSim para um espectro de vento definido na IEC [24].	74
Figura 49 – Exemplo de uma malha retangular gerada pelo TurbSim [24].	74
Figura 50 – Perfis de corrente. $U_{corrente}(z)$ é a velocidade da corrente em determinada profundidade z (adaptado de [22]).	76
Figura 51 – Decomposição espectral para criação de uma onda irregular [47].	77
Figura 52 – Região de aplicabilidade das teorias de onda (g é a aceleração da gravidade) [48].	78
Figura 53 – Representação da interação solo-estrutura através de molas translacionais não-lineares.....	79
Figura 54 – Pontos para os quais se calculou a fadiga.	80
Figura 55 – Modelos criados no SIMA-RIFLEX: (a) Modelo 1: 5 MW onshore; (b) Modelo 2: 10 MW onshore; (c) Modelo 3: 5 MW offshore; (d) Modelo 4: 10 MW offshore.....	83
Figura 56 – 10 primeiros modos de vibração de uma TEEH (adaptado de [58]).....	87
Figura 57 – Resultados obtidos pelos programas para o thrust.....	90
Figura 58 – Resultados obtidos pelos programas para o torque.....	91
Figura 59 – Resultados obtidos pelos programas para o thrust.....	93
Figura 60 – Resultados obtidos pelos programas para a potência mecânica.....	94
Figura 61 – Tensão máxima para o trecho enterrado da TEEH de 5 MW.....	96
Figura 62 – Curvatura total máxima para o trecho enterrado da TEEH de 5 MW.....	96
Figura 63 – Tensão máxima para o trecho enterrado da TEEH de 10 MW.....	97
Figura 64 – Curvatura total máxima para o trecho enterrado da TEEH de 10 MW.....	97
Figura 65 – Esboço: posição hipotética da turbina no Brasil em relação a costa.....	105
Figura 66 – Modelo 3, Tipo 3, Caso 3 (Leste): M_y no eixo local.....	110
Figura 67 – Modelo 3, Tipo 3, Caso 3 (Leste): M_z no eixo local.....	111
Figura 68 – Modelo 4, Tipo 3, Caso 3 (Leste): M_y no eixo local.....	112
Figura 69 – Modelo 4, Tipo 3, Caso 3 (Leste): M_z no eixo local.....	112

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Fundações de turbinas eólicas offshore em função da LDA [13].....	14
Tabela 2 – Propriedades específicas de uma turbina de 5MW padrão [10].	15
Tabela 3 – Comprimento de rugosidade em diferentes locais (adaptado de [14]).	25
Tabela 4 – Relações numéricas entre a , a' e x [17].	46
Tabela 5 – Comparação do C_p otimizado com o limite de Betz [34].	46
Tabela 6 – Descrição da pá [17].	57
Tabela 7 – Dados da turbina e velocidade do vento.	58
Tabela 8 – Força de thrust e torque calculados através do BEM.	62
Tabela 9 – Força de thrust e torque com e sem fatores de perda inclusos.....	63
Tabela 10 – Dados principais das turbinas onshore de 5MW [10] e de 10MW [11].	84
Tabela 11 – Dados relevantes para a composição das turbinas offshore de 5MW [56] e de 10MW [57].	85
Tabela 12 – Dados do solo e parâmetros globais empregados em todos os modelos. ...	86
Tabela 13 – Número de elementos e graus de liberdade dos modelos criados.	86
Tabela 14 – Comparação: Frequências naturais da TEEH de 5MW onshore (modelo 1).	87
Tabela 15 – Comparação: Frequências naturais da TEEH de 10MW onshore (modelo 2).	88
Tabela 16 – Frequências naturais das TEEHs de 5 e 10MW offshore (modelos 3 e 4). 88	
Tabela 17 – Thrust: Comparação entre os resultados obtidos (Planilha interna vs NREL [10] vs RIFLEX).....	90
Tabela 18 – Torque: Comparação entre os resultados obtidos (Planilha interna vs NREL [10] vs RIFLEX).....	91
Tabela 19 – Thrust: Comparação entre os resultados obtidos (Planilha interna vs DTU [11] vs RIFLEX).....	92
Tabela 20 – Potência mecânica: Comparação entre os resultados obtidos (Planilha interna vs DTU [11] vs RIFLEX).....	93
Tabela 21 – Parâmetros básicos definidos para cada classe de turbina eólica [29].....	99
Tabela 22 – Situação escolhida da norma para o ELF [45].	100
Tabela 23 – Ocorrência conjunta de intensidade (m/s) e direção do vento (norte verdadeiro).....	102
Tabela 24 – Distribuição de altura significativa da onda por período de pico.	103
Tabela 25 – Velocidade média do vento na altura do hub para os casos selecionados. 103	
Tabela 26 – Doze casos de carregamento criados.	106
Tabela 27 – Dados adotados no TurbSim e SIMA-RIFLEX.	107
Tabela 28 – Tipos de análises para o estudo da sensibilidade das turbinas de 5 e 10 MW.	108
Tabela 29 – Casos de carregamento criados com as respectivas probabilidades de ocorrência.	109
Tabela 30 – 5 MW - Tipo 3: Dano anual sem a contabilização da ocorrência.....	109
Tabela 31 – 5 MW - Tipo 3: Dano anual contabilizando a ocorrência.	110
Tabela 32 – Resumo das vidas úteis.	113
Tabela 33 – Tipo 1: Dano anual sem a contabilização da ocorrência.	122
Tabela 34 – Tipo 2, 3 e 4: Dano anual sem a contabilização da ocorrência.....	123
Tabela 35 – Tipo 1, 2 e 3: Dano anual contabilizando a ocorrência.	124
Tabela 36 – Tipo 4: Dano anual contabilizando a ocorrência.	125
Tabela 37 – Tipo 1: Dano anual sem a contabilização da ocorrência.	125

Tabela 38 – Tipo 2, 3 e 4: Dano anual sem a contabilização da ocorrência.....	126
Tabela 39 – Tipo 1, 2 e 3: Dano anual contabilizando a ocorrência.	127
Tabela 40 – Tipo 4: Dano anual contabilizando a ocorrência.	128

NOMENCLATURA

LETRAS ROMANAS

a	Decremento da coerência; fator de indução axial; Parâmetro da curva S-N
a_{skew}	Fator de indução axial corrigido para o efeito de inclinação do rastro
a'	Fator de indução tangencial
A	Área do rotor
B	Número de pás do rotor
c	Corda de um aerofólio
C_D	Coefficiente de <i>drag</i> de um aerofólio
C_L	Coefficiente de <i>lift</i> de um aerofólio
$C_{L,fs}$	Coefficiente de <i>lift</i> para uma camada limite totalmente separada
$C_{L,inv}$	Coefficiente de <i>lift</i> sem separação da camada limite
C_n	Coefficiente de carga normal
C_p	Coefficiente de potência
$C_{p,máx}$	Coefficiente de potência máximo (Limite de Betz)
C_t	Coefficiente de carga tangencial
C_T	Coefficiente de <i>thrust</i>
C_θ	Velocidade rotacional do rastro de uma turbina
$Coer_{i,j}$	Função de coerência entre dois pontos i e j
d	Diâmetro da torre
D, \mathbf{D}	Força de <i>drag</i> ; Diâmetro da fundação; Força de <i>drag</i> (vetor)
f	Frequência
f_c	Parâmetro de Coriolis
f_s	Grau de <i>stall</i>
F	Fator de perda total; Distância sobre a qual o vento se propaga para a formação de ondas
F_{hub}	Fator de perda no <i>hub</i>
F_n	Carga normal ao plano do rotor
F_t	Carga tangencial ao plano do rotor
F_{tip}	Fator de perda na ponta de Prandtl
g	Aceleração da gravidade
h	Altura gradiente
H	Altura da onda
H_S	Altura significativa da onda
$HubHt$	Altura do <i>hub</i>
$I_i; I$	Intensidade de turbulência na direção i ; Momento de inércia da seção transversal
I_{ref}	Intensidade de turbulência de referência
J	Número de faixas de tensão identificados

k	Parâmetro da curva S-N
K	Número de casos de carregamento
L_c	Parâmetro de escala da coerência
L_i	Parâmetro de escala integral na direção i
L, \mathbf{L}	Força de <i>lift</i> ; Força de <i>lift</i> (vetor)
LDA	Lâmina d'água
LP_{exp}	Expoente da lei potencial
\bar{m}	Taxa de fluxo de massa
m	Parâmetro da curva S-N
$M_y; M_z$	Momento fletor em torno do eixo y ; Momento fletor em torno do eixo z
n	Número de ciclos solicitantes
N	Número de ciclos resistentes
p	Pressão
P	Potência extraída pela turbina eólica
P	Probabilidade de ocorrência de cada um dos casos de carregamento
P_o	Pressão atmosférica
Q	Torque
r	Distância entre dois pontos no espaço; distância radial do centro do rotor até um ponto da pá
$R; \mathbf{R}$	Raio do rotor; Resultante das forças de <i>lift</i> e <i>drag</i> (vetor)
R_{hub}	Raio do <i>hub</i>
$S_i(f); S(f)$	Função de densidade espectral da velocidade do vento na direção i ; Função de densidade espectral da onda
t	Tempo
t	Espessura através da qual a potencial rachadura por fadiga irá crescer
t_{ref}	Espessura de referência para qual foram geradas as curvas S-N
T	Força de <i>Thrust</i> (propulsão); Período da onda
T_P	Período de pico da onda
T_S	Período significativo da onda
T_Z	Período de cruzamento zero da onda
$u(t), u$	Componente na direção x de $u_{turb}(t)$; Velocidade do vento no rotor
$u_{turb}(t)$	Velocidade flutuante do vento (parcela dinâmica) no instante de tempo t
u_1	Velocidade do vento no rastro da turbina eólica
u^*	Velocidade de fricção
$U(t)$	Velocidade instantânea do vento no instante de tempo t
U_A	Fator de tensão eólica ou velocidade do vento ajustada
$U_{corrente}(z)$	Velocidade da corrente marítima na profundidade (z)
U_m	Velocidade do vento médio (parcela estática)
$U_{m,hub}$	Velocidade média do vento na altura do <i>hub</i>
$U_{m,10}$	Velocidade média do vento medida em um intervalo de 10 minutos em uma altura z ao longo da direção principal do fluxo
U_{red}	Velocidade do vento reduzida (modelo de sombra da torre)

U_{rel}	Velocidade do vento incidente relativa
U_{∞}	Velocidade do vento incidente não-perturbado
$v(t), v$	Componente na direção y de $u_{turb}(t)$
V_G	Velocidade do vento gradiente ou vento geostrófico
V_{in}	Velocidade de <i>cut-in</i>
V_{out}	Velocidade de <i>cut-out</i>
V_{ref}	Velocidade do vento de referência
$w(t), w$	Componente na direção z de $u_{turb}(t)$
\mathbf{w}	Velocidade induzida (vetor)
W	Valor final filtrado da velocidade induzida
W_{int}	Valor intermediário da velocidade induzida
W_{qs}	Valor quasi-estático da velocidade induzida
x	Razão da velocidade local
z	Altura em relação ao chão (<i>onshore</i>) ou ao nível médio da LDA (<i>offshore</i>)
z_o	Comprimento de rugosidade
z_{ref}	Altura de referência onde a velocidade do vento médio é conhecida

LETRAS GREGAS

α	Ângulo de ataque local
β	Ângulo de torção
γ	Ângulo de giro do rotor; Parâmetro de pico de Jonswap
$\Delta\sigma$	Varição/faixa de tensão
θ	Ângulo de <i>pitch</i> local
θ_{cone}	Ângulo de inclinação das pás
θ_p	Ângulo de <i>pitch</i>
θ_{tilt}	Ângulo de inclinação do eixo do rotor
κ	Constante de von Karman
λ	Razão da velocidade de ponta
λ_{lat}	Latitude
Λ_U	Parâmetro de escala turbulento
ρ	Densidade do ar
$\sigma_i; \sigma$	Desvio padrão da velocidade do vento de um sinal medido em uma altura z na direção i ; Tensão em um ponto da seção transversal da estrutura
σ'	Solidez local
$\tau_1; \tau_2$	Constantes temporais empregadas no modelo de rastro dinâmico
ϕ	Ângulo do fluxo
χ	Ângulo de inclinação do rastro
ψ	Função da estabilidade atmosférica; azimute
ω	Velocidade rotacional do rotor
Ω_E	Velocidade angular de rotação da Terra

ABREVIACOES

BEM	<i>Blade Element Momentum</i>
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
CGEE	Centro de Gestão e Estudo Estratégicos
DNV	<i>Det Norske Veritas</i>
DTU	<i>Technical University of Denmark</i>
ELA	Estado Limite Acidental
ELF	Estado Limite de Fadiga
ELS	Estado Limite de Serviço
ELU	Estado Limite ltimo
GDW	<i>Generalized Dynamic Wake</i>
GL	<i>Germanischer Lloyd</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
LDA	Lâmina d'gua
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NSS	<i>Normal Sea State</i>
NTM	<i>Normal Turbulence Model</i>
NWTC	<i>National Wind Technology Center</i>
SMB	Sverdrup-Munk-Bretschneider
TEEH	Turbina Eólica de Eixo Horizontal
TEEV	Turbina Eólica de Eixo Vertical

GLOSSÁRIO

<i>Downwind</i>	A favor da direção do vento.
<i>Drag</i>	Força aerodinâmica que atua em uma direção paralela ao vento relativo incidente.
<i>Drive Train</i>	Conjunto de equipamentos que irá transmitir a energia mecânica gerada no rotor para o gerador.
<i>Hub</i>	Peça de aço ou liga metálica de alta resistência que une as ps ao eixo principal da torre.
<i>Leading Edge</i>	Borda frontal de um aerofólio.
<i>Lift</i>	Força aerodinâmica que atua em uma direção perpendicular ao vento relativo incidente.
<i>Momentum</i>	Quantidade de movimento.
<i>Overhang</i>	Distância horizontal do eixo da torre ao <i>hub</i> .
<i>Pitch</i>	Grau de liberdade de uma turbina eólica relacionado à rotação da p em torno do seu próprio eixo.
<i>Spinner</i>	Estrutura responsável por proteger o <i>hub</i> do ambiente externo.
<i>Stall</i>	Fenmeno aerodinâmico caracterizado pela separação da camada limite de um fluxo ao redor de um aerofólio e conseqüente surgimento de vrtices, levando a um aumento da força de <i>drag</i> e redução da força <i>lift</i> .
Semente	Número usado para iniciar um algoritmo gerador de números pseudo-

	aleatórios (semente aleatória).
<i>Thrust</i>	Força que atua perpendicularmente ao plano de rotação do rotor.
<i>Trailing Edge</i>	Borda traseira de um aerofólio.
<i>Upwind</i>	Contra a direção do vento.
<i>Velocidade de Cut-In</i>	Velocidade do vento mínima necessária para que uma turbina possa começar a produzir energia útil
<i>Velocidade de Cut-Out</i>	Valor da velocidade do vento até o qual a turbina poderá produzir energia segundo critérios de segurança.

1. Introdução

1.1 Contexto e Motivação

Segundo a resenha energética brasileira de 2018 [1], 80,4% da oferta interna de energia elétrica é oriunda de fontes renováveis. Um indicador excelente frente à média mundial de apenas 24,9%. Como evidenciado pela Figura 1, 81,2% dessa oferta renovável advém de usinas hidrelétricas.

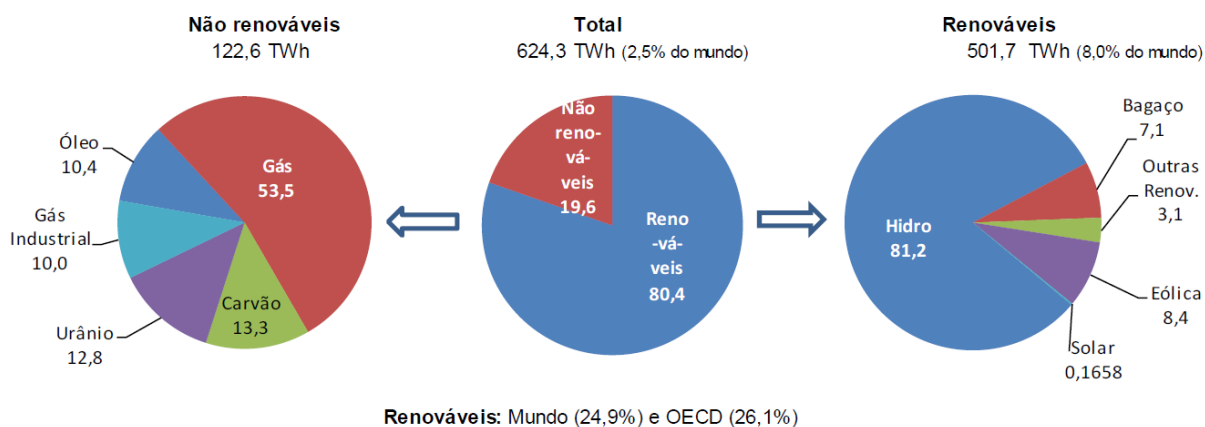


Figura 1 – Oferta interna de energia elétrica – ano base 2017 (%) [1].

No contexto brasileiro, a supremacia da energia hidráulica é marcada pela sua inconsistência em suprir as necessidades energéticas do país e, frequentemente, a população se depara com manchetes destacando os baixos níveis de água dos reservatórios e a dispendiosa saída encontrada pelo governo para este problema nas usinas termelétricas, como se observa no Jornal do Brasil [2] e no Globo [3]. Soma-se a esse quadro o elevado desperdício de energia elétrica que, no Brasil, chega a incríveis 16% [1], bem acima da taxa de outros países (7%) como levantado pelo Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) [4]. Segundo o estudo, esse alto índice é fruto tanto de perdas técnicas (montante de energia dissipada entre o suprimento e o ponto de entrega) quanto de ligações clandestinas.

Por outro lado, visando combater o impacto da estiagem que há mais de seis anos assola a região Nordeste do Brasil, o que gera graves problemas na produção de energia por parte das usinas hidrelétricas da Bacia do São Francisco, a fonte eólica se apresenta como uma das principais soluções no Nordeste e já responde por mais de 50%

da energia da região [5]. Segundo a resenha energética [1], é uma das fontes que mais cresceu entre 2016 e 2017 (26,5%).

A energia eólica, além de renovável e de rápida instalação, também é competitiva economicamente. Como aponta o relatório do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), o Brasil apresentou a menor tarifa do mercado para a energia eólica do mundo [6].

O país já apresenta experiência considerável com fazendas eólicas em terra (*onshore*) que produziram, em 2017, 42,4 TWh [1]. Um exemplo dessas fazendas se encontra na Figura 2. Entretanto, existe uma tendência global em se levarem esses projetos para fora da costa (*offshore*) e, nessa área, o Brasil ainda não possui nenhum parque em operação. Essa tendência se originou por uma série de razões como, por exemplo, melhores condições de vento no mar, maior proximidade das fazendas eólicas dos grandes centros consumidores (grandes cidades e indústrias) e consequente redução das linhas de transmissão, além da redução do impacto sonoro-visual. Um outro fator decisivo para esta tendência se deve ao aumento das dimensões desses aerogeradores (em particular em turbinas maiores do que 7,5 MW), o que tornou difícil sua implantação em terra por causa de problemas logísticos como o transporte e a instalação dos componentes da turbina. As Figuras 3 e 4 mostram a fazenda eólica *offshore* de Anholt, na Dinamarca, país este que já investe em energia eólica desde o final da década de 70.



Figura 2 – Parque eólico onshore de Geribatu, Rio Grande do Sul, Brasil [7].



Figura 3 – Fazenda eólica offshore de Anholt, Dinamarca [8].

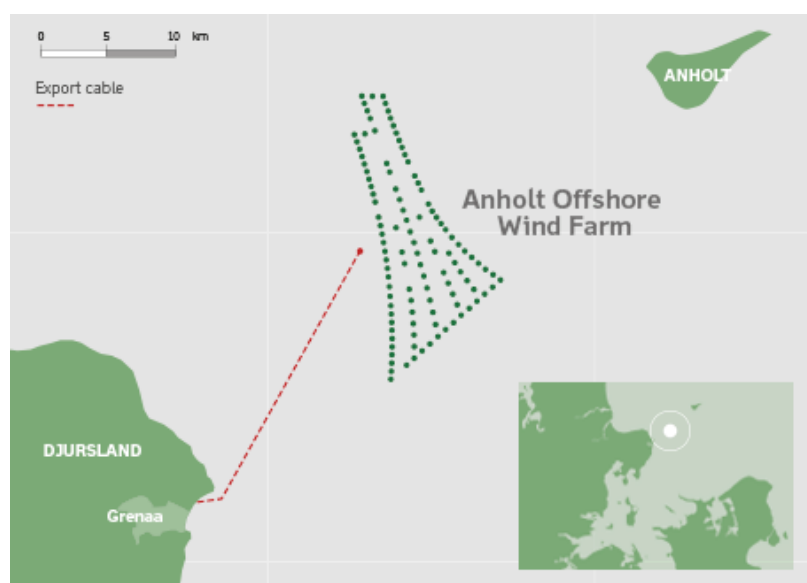


Figura 4 – Localização da fazenda eólica offshore de Anholt, a aproximadamente 21 km da costa [8].

Em 24 de fevereiro de 2017, a Dinamarca atingiu um feito histórico: toda a energia produzida neste dia foi completamente limpa. Os ventos passando por aerogeradores presentes em parques *onshore* e *offshore* produziram energia capaz de suprir quase o dobro da demanda de todo o país, que possui cerca de 5,6 milhões de habitantes [9].

Sendo assim, a motivação para este trabalho se deu não apenas pela sua importância ambiental ou estratégica para a nação, mas principalmente pelo potencial eólico *offshore* ainda não explorado no território brasileiro. É pouco provável que a dominante energia hidráulica seja substituída pela energia eólica em ascensão no Brasil. Contudo, é possível que a energia eólica responda em momentos críticos do sistema e torne as energias não-renováveis uma opção um pouco mais distante.

1.2 Objetivos

Neste trabalho, o objetivo principal foi estudar a sensibilidade do dano devido à fadiga em um ponto crítico da fundação de turbinas eólicas *offshore* fixas. Para isto, foram utilizados dois modelos de turbinas bastantes difundidos no meio acadêmico: uma turbina de 5 MW [10], elaborada pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), e outra de 10 MW [11], confeccionada pela DTU (*Technical University of Denmark*). Cada uma é sustentada por uma *monopile* com características de comprimento, largura e diâmetro distintas. Com esses modelos, espera-se determinar, sob as condições ambientais brasileiras, o quanto o dano devido à fadiga varia quando se modelam as ondas do mar com o espectro de Jonswap ou o de Pierson-Moskowitz e quando se faz incidir sobre o aerogerador um vento dotado de sua parcela dinâmica ou não.

Após validar os modelos criados no *software* SIMA-RIFLEX através de um estudo das frequências naturais e das cargas aerodinâmicas vivenciadas pelas pás da turbina, uma análise preliminar, onde atua onda, corrente e vento extremos, é realizada com o intuito de se determinar o ponto crítico da fundação de cada turbina. Com estes pontos em mãos, a escolha dos casos de carregamento atuando sobre as turbinas é feita com base nos dados da costa brasileira levantados e em normas/metodologias vigentes na literatura. Por fim, a fadiga é computada através da regra de Palmgren-Miner empregada em associação com as curvas S-N da DNV-RP-C203 [12] e com o método *rainflow* para a contagem dos ciclos solicitantes das séries de tensões no ponto crítico da fundação.

Além disso, um dos objetivos deste trabalho é o de proporcionar uma grande quantidade de informações sobre as turbinas eólicas em si, o vento e como as cargas aerodinâmicas atuantes nesta estrutura são calculadas. Espera-se, desta forma, que leitores familiarizados com diversos conceitos como aqueles presentes na análise aleatória e dinâmica das estruturas (em particular aqueles com experiência na área de petróleo e gás) possam ser mais facilmente inseridos no ramo eólico com os dados e teorias apresentados nesta dissertação. Para facilitar a transição para artigos e textos internacionais, muitos termos da nomenclatura inglesa são apresentados e mantidos no decorrer do texto.

1.3 Organização do Estudo

O presente capítulo serviu para contextualizar o tema sob a ótica brasileira e também para expor a motivação e os objetivos do trabalho. Este é o primeiro de um total de 7 capítulos.

No Capítulo 2, as turbinas eólicas são apresentadas. Primeiro, se define o conceito de turbina eólica e alguns tipos de turbinas são descritos. Na sequência, os principais componentes de uma turbina são apresentados. Conclui-se o capítulo abordando alguns termos técnicos adicionais importantes no ramo de turbinas eólicas.

No Capítulo 3, o vento e sua natureza são colocados em foco. Uma visão geral é inicialmente apresentada, evidenciando a importância do vento atuando sobre turbinas eólicas. Em seguida, a natureza do vento é descrita em detalhes. Por último, parâmetros que ajudam a definir o vento em termos estatísticos são abordados.

A teoria por trás do cálculo do carregamento aerodinâmico atuando nas pás da turbina é apresentada no Capítulo 4. Inicialmente, são abordadas duas teorias fundamentais e, em seguida, a teoria principal é descrita junto com um exemplo e com modelos adicionais que a reformulam para retratar mais fielmente as cargas do vento.

No Capítulo 5, os *softwares* empregados nesta dissertação são apresentados, assim como os detalhes sobre a modelagem da corrente marítima, onda, solo e cálculo da fadiga.

Os estudos de casos realizados estão presentes no Capítulo 6. Todos os dados, testes e análises feitas em torno do objetivo principal deste trabalho são descritas neste capítulo.

Por fim, no Capítulo 7, são apresentadas as conclusões do trabalho, além de sugestões para estudos futuros em torno do tema.

2. Turbinas Eólicas: Definições e Terminologias

2.1 Definição e tipos

Resumidamente, uma turbina eólica é uma máquina capaz de transformar a energia do vento em energia mecânica, conforme a equação (2-1), e, posteriormente, com o auxílio de um gerador, em energia elétrica.

$$P = \frac{1}{2} \rho A U_{\infty}^3 C_p \quad (2-1)$$

onde P é a potência extraída pela turbina, ρ é a densidade do ar, A é a área varrida pelo rotor da turbina, U_{∞} é a velocidade do vento incidente não-perturbado e C_p é o coeficiente de potência da turbina.

No decorrer dos anos, diferentes conceitos de turbina foram desenvolvidos, como mostra a Figura 5. Apesar deste trabalho se concentrar no tipo mais utilizado de turbina eólica (no caso, a turbina eólica de eixo horizontal ou TEEH), é importante saber que ele não é o único.

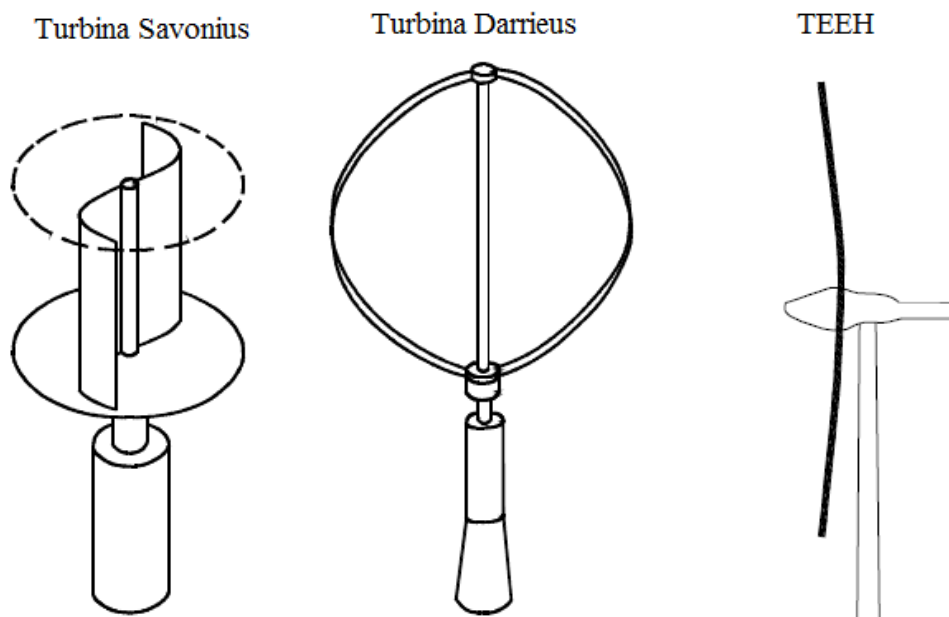


Figura 5 – Diferentes conceitos de turbina utilizados (adaptado de [13]).

De uma maneira geral, podemos classificar em quatro categorias distintas as máquinas que foram concebidas para extrair a energia do vento [14]:

- Máquinas giratórias baseadas em *lift*.
- Máquinas giratórias baseadas em *drag*.
- Máquinas voadoras baseadas em *lift*.
- Máquinas utilizando vibrações induzidas pela passagem do fluxo (vento).

Exemplos de máquinas giratórias baseadas na força de *lift* (sustentação) produzida pelo vento, ou seja, uma força aerodinâmica que atua perpendicularmente à direção de incidência relativa do vento, são as turbinas TEEH e de Darrieus apresentadas na Figura 5. A diferença entre as duas está na direção em que apontam os seus respectivos eixos giratórios e a posição dos seus geradores. No caso da turbina de Darrieus, o eixo se encontra em um plano vertical e o gerador na base da turbina, enquanto que na TEEH o eixo se encontra em um plano horizontal e o gerador está posicionado no topo da torre. A turbina de Darrieus também pode ser classificada como uma TEEV (turbina eólica de eixo vertical).

Já as máquinas giratórias baseadas na força de *drag* (arrasto) do vento, ou seja, uma força aerodinâmica que atua paralelamente à direção de incidência relativa do vento, são tipicamente representadas pela turbina de Savonius que também se encontra na Figura 5. Esse tipo de turbina é comumente encontrado em ambientes urbanos por ser considerado bastante seguro e, assim como a turbina de Darrieus, também converte a energia mecânica em elétrica na sua base [14].

Um exemplo de máquina voadora baseada em *lift* é apresentado na Figura 6. Nesse sistema, denominado de pipa de bombeamento, a pipa é inicialmente içada pelo vento, o que faz com que o cabo seja gradativamente esticado. Ao chegar no seu limite, o cabo é puxado de volta e a pipa içada mais uma vez. No momento em que o cabo é puxado de volta, a energia é produzida em um gerador em terra. Nesse instante, é importante que se minimizem as forças aerodinâmicas que atuam sobre a pipa (sobretudo o *lift*).

Por fim, a Figura 7 mostra como um pequeno sistema viga-aerofólio pode ser utilizado para gerar energia através de vibrações induzidas pela passagem de um fluxo. A vantagem principal desse tipo de sistema é de ser capaz de começar a produzir energia em velocidades de vento muito baixas. Entretanto, a energia gerada é da ordem

de poucos miliwatts, o que é útil para ativar dispositivos de sensoriamento remoto do vento, por exemplo.

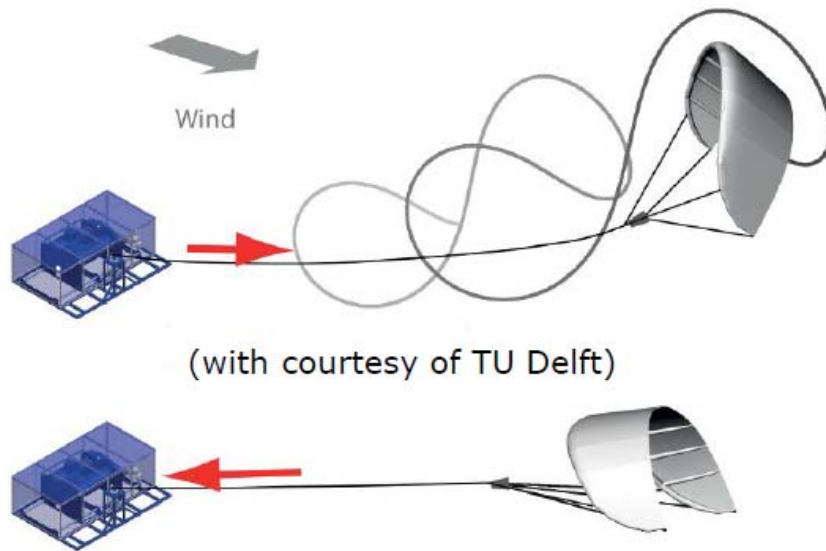


Figura 6 – Funcionamento de uma pipa de bombeamento [14].

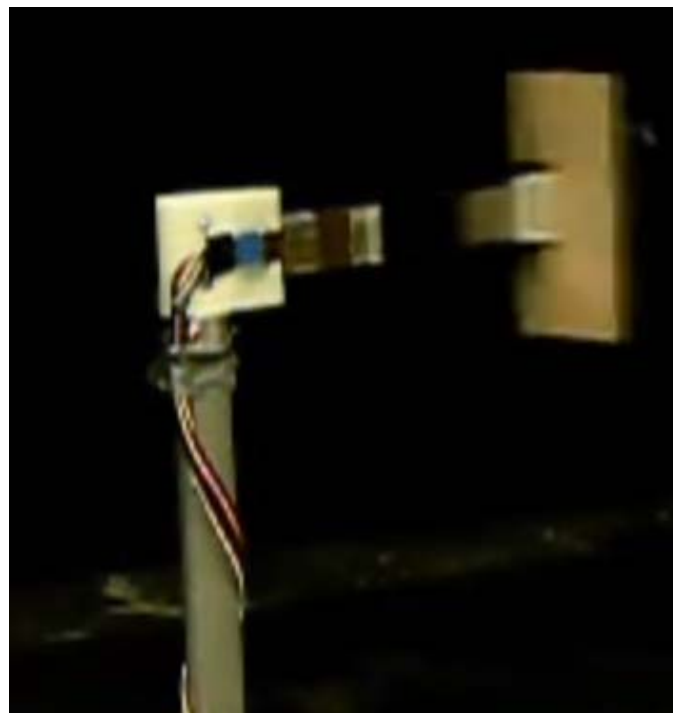


Figura 7 – Sistema viga-aerofólio vibrando sob ação do vento [15].

2.2 Principais Componentes

Com as diversas maneiras de se extrair a energia do vento devidamente apresentadas, o objetivo do presente item é mostrar uma visão geral dos diversos componentes que constituem uma TEEH. Um esquema mostrando as partes desta turbina pode ser visto na Figura 8.

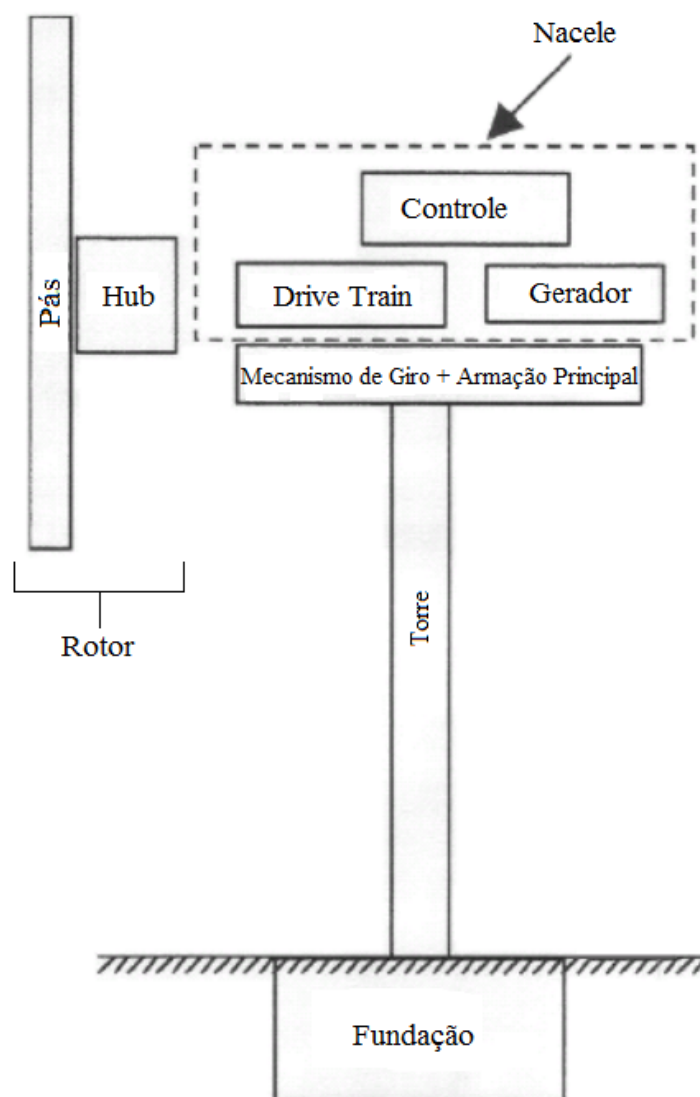


Figura 8 – Esquematização dos principais componentes de uma TEEH (adaptado de [16]).

O rotor é, sem dúvida, o componente mais importante de uma TEEH quando se pensa nas cargas aerodinâmicas atuantes sobre uma turbina e, conseqüentemente, na potência que ela produzirá. Ele é composto pelas pás, responsáveis por retardar o fluxo do vento e induzir a formação de forças aerodinâmicas que as fazem girar (como será

visto em maiores detalhes no Capítulo 4), e pelo *hub*, que é uma peça de aço ou liga metálica de alta resistência que une as pás e se conecta ao eixo principal da torre (ou eixo do rotor).

Alumínio, madeira, aço, plástico reforçado com fibras de vidro ou de carbono são alguns dos materiais que já foram utilizados para as pás de uma turbina eólica. A escolha entre eles, no entanto, depende de uma série de fatores como a rigidez, peso, custo ou até mesmo as propriedades do material perante a fadiga (fator este muito importante para turbinas).

Uma seção transversal típica de uma pá (aerofólio) é apresentada na Figura 9. Do ponto de vista estrutural, o ponto A é chamado de *leading edge* por ser a borda do aerofólio que entra em contato primeiro com o fluxo do vento, que está à frente. Já o ponto B é chamado de *trailing edge* e é a borda traseira do aerofólio onde o fluxo do vento, separado no ponto A, se junta novamente. A reta que liga os pontos A e B, também evidenciada na Figura 9, é chamada de corda. A espessura de um aerofólio é medida perpendicularmente à corda (distância C-D).

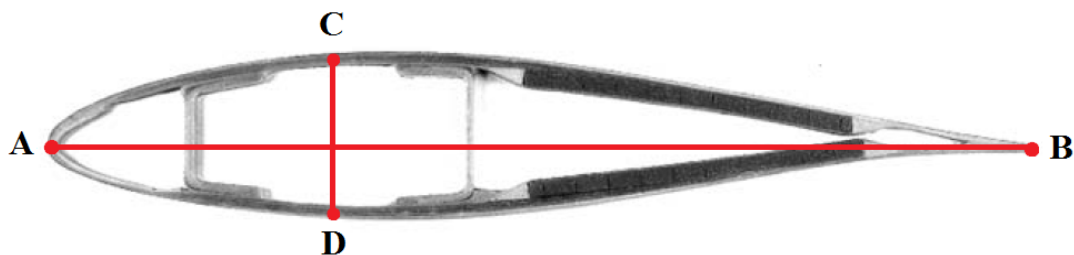


Figura 9 – Seção transversal de uma pá (adaptado de [17]).

A nacelle é uma estrutura que engloba o sistema responsável por transformar a energia mecânica em elétrica, protegendo-o do ambiente externo (Figura 10). Uma estrutura com função similar na turbina é o *spinner* (Figura 10) cuja função é proteger o *hub*. Já a armação principal ajuda na montagem e alinhamento adequado dos componentes dentro da nacelle. O *drive train* é normalmente constituído pelo eixo do rotor, eixo do gerador, caixa de transmissão, freio mecânico e uma série de rolamentos para permitir a rotação dessas peças. Algumas turbinas possuem geradores de baixa velocidade e, portanto, dispensam a necessidade de uma caixa de transmissão, que serve para compatibilizar a baixa velocidade de rotação do eixo do rotor com a alta velocidade de rotação que boa parte dos eixos dos geradores possuem. O gerador, como previamente mencionado, age transformando a energia mecânica em elétrica.

O mecanismo de giro varia conforme o tipo de turbina. Existem TEEHs que são projetadas para trabalhar contra a direção do vento (*upwind*) ou a favor da direção do vento (*downwind*). As turbinas *upwind* utilizam um mecanismo de giro ativo (Figura 10), coordenado por um sistema de controle que mede a direção do vento, podendo assim orientar a turbina contra o fluxo. Esse tipo de mecanismo conta com um freio que mantém a turbina fixa na direção desejada. Já no caso das turbinas *downwind*, é mais comum que se utilizem mecanismos de giro livres, ou seja, que a máquina tenha a liberdade de se alinhar com a direção principal do vento.

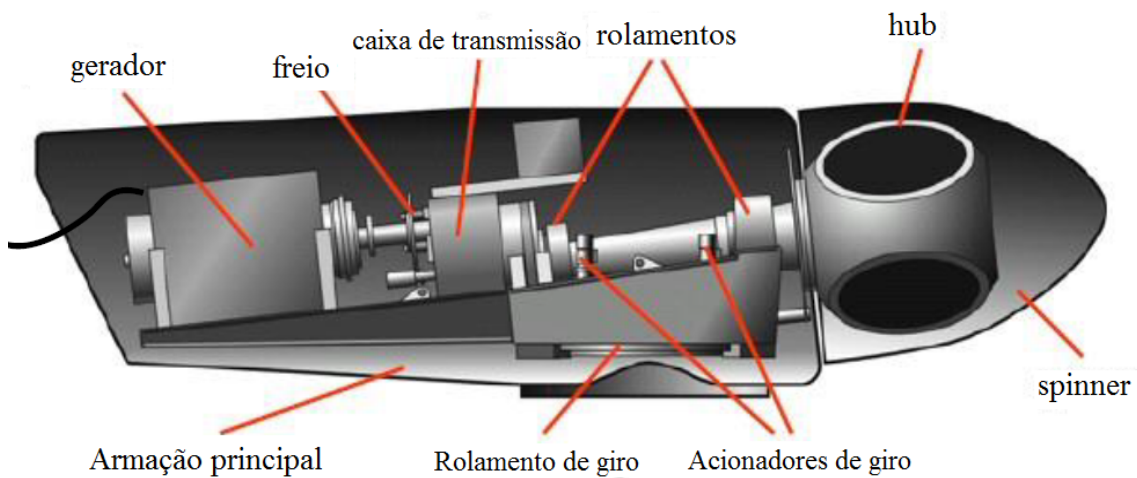


Figura 10 – Interior de uma nacela em associação com componentes do rotor e do mecanismo de giro (adaptado de [18]).

O sistema de controle serve para garantir que a turbina opere dentro dos limites para os quais ela foi projetada. Ele é composto por sensores (que medem, por exemplo, a velocidade do vento e de rotação do rotor), controladores (circuitos elétricos e computadores), amplificadores de potência e acionadores (como motores e pistões). Segundo Manwell *et al* [16], o controle envolve três aspectos principais e o balanceamento criterioso entre cada um dos seus requisitos:

- Configuração de limites máximos para o torque e a potência vivenciados pelo *drive train*. Agir sobre os mesmos, restringindo-os quando necessário.
- Maximização da vida à fadiga do *drive train*, do rotor e outros componentes estruturais na presença de mudanças na direção, velocidade

e turbulência do vento, bem como em ciclos de início e parada da turbina eólica.

- Maximização da produção de energia.

Para cumprir esses critérios, o sistema de controle de uma turbina eólica pode ser dotado de algumas das três estratégias apresentadas a seguir [17]:

- *Controle da direção do rotor/nacele.* No caso de turbinas que possuam um mecanismo de giro ativo, esse mecanismo pode ser utilizado não apenas para alinhar a turbina contra a direção principal do vento, e assim fazer com que o máximo de fluxo passe pelo rotor (turbinas *upwind*), como também pode agir no sentido oposto em casos de ventos fortes, limitando a extração de energia e as cargas sobre o rotor.
- *Controle por stall.* Este é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. Nesse caso, as pás estão aparafusadas ao *hub* em um determinado ângulo formado entre a corda do aerofólio localizado na ponta da pá e o plano de rotação do rotor (ângulo de *pitch*, θ_p) de forma que, para velocidades de vento elevadas, a camada limite do fluxo em torno da pá se descole de sua superfície, surgindo regiões de turbulência. Como consequência, tem-se o aumento da força de *drag* e a redução da força de *lift* (que é a definição do fenômeno denominado *stall*) e, assim, se limita a extração de energia. Pode ser necessário desparafusar as pás e trocar o ângulo de *pitch* inicialmente selecionado caso os relatórios de uma turbina mostrem que a potência não está sendo suficientemente limitada.
- *Controle ativo do ângulo de pitch θ_p .* Ao contrário das turbinas controladas por *stall*, as turbinas com controle ativo do ângulo de *pitch* possuem rolamentos na conexão da pá com o *hub*, o que permite que o sistema de controle gire toda a pá em torno do próprio eixo, caso seja necessário, para se controlar o ângulo de incidência do vento sobre as pás e, portanto, limitar a extração de energia e o torque.

A torre é responsável pela sustentação da nacele e do rotor em uma altura previamente determinada em projeto e por transmitir os carregamentos atuantes nessas partes para a fundação. A torre também deve possuir uma forma de acesso à nacele para a realização de manutenções. Como ficará claro no Capítulo 3, a velocidade do vento aumenta com a elevação em relação ao nível do solo ou do mar (em caso de uma turbina

offshore) e, por este motivo, algumas TEEHs modernas de elevada potência apresentam torres que já passam dos 110 metros e pás com comprimento próximo de 90 metros. Essas duas características associadas com um elevado coeficiente de potência ilustram através da equação (2-1) o motivo pelo qual algumas turbinas já conseguem atingir 10 MW de potência. A TEEH na Figura 5 indica uma torre tubular que pode ser de aço ou concreto, entretanto, além desta, existem também torres estaiadas ou compostas por estruturas treliçadas como mostra a Figura 11.

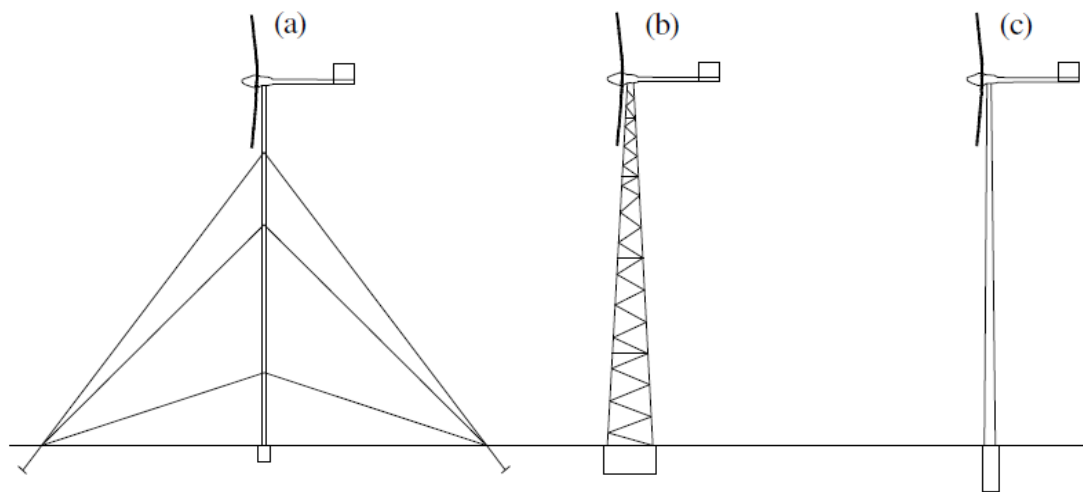


Figura 11 – Torre (a) estaiada, (b) treliçada e (c) tubular [19].

Por fim, a fundação de uma turbina eólica é responsável por transmitir as cargas atuantes sobre toda a estrutura de maneira adequada para o solo. Ela deve ser resistente o suficiente para manter a turbina ereta e estável sob as condições mais extremas previstas em normas como a DNV-OS-J101 [20]. No decorrer da sua vida útil, uma TEEH *offshore* fixa no leito marinho e suportada por uma *monopile*, por exemplo, não pode sofrer deformações permanentes que a incline em relação a um eixo vertical maior do que um valor limite definido previamente em projeto, valor este correspondendo a um estado limite de serviço.

Para suportar turbinas eólicas *onshore*, é bastante comum o uso de fundações do tipo base de gravidade feitas de concreto. O peso dessa fundação deve ser suficiente para que o tombamento seja completamente impedido sob qualquer condição.

No caso de turbinas *offshore*, temos um leque maior de opções quando se diz respeito à fundação, pois as mesmas podem ser fixas ou flutuantes. Essa escolha será feita em função de uma série de fatores como custo, tipo de solo, passeio permitido da

turbina na superfície e lâmina d'água (LDA). A Tabela 1 e a Figura 12 apresentadas a seguir foram extraídas de Maiolino [13] e mostram diferentes concepções de fundações bem como recomendações para o uso de cada uma em função da profundidade. É importante destacar que a indústria no ramo eólico está sempre buscando se desafiar e propor um aumento economicamente viável desses limites.

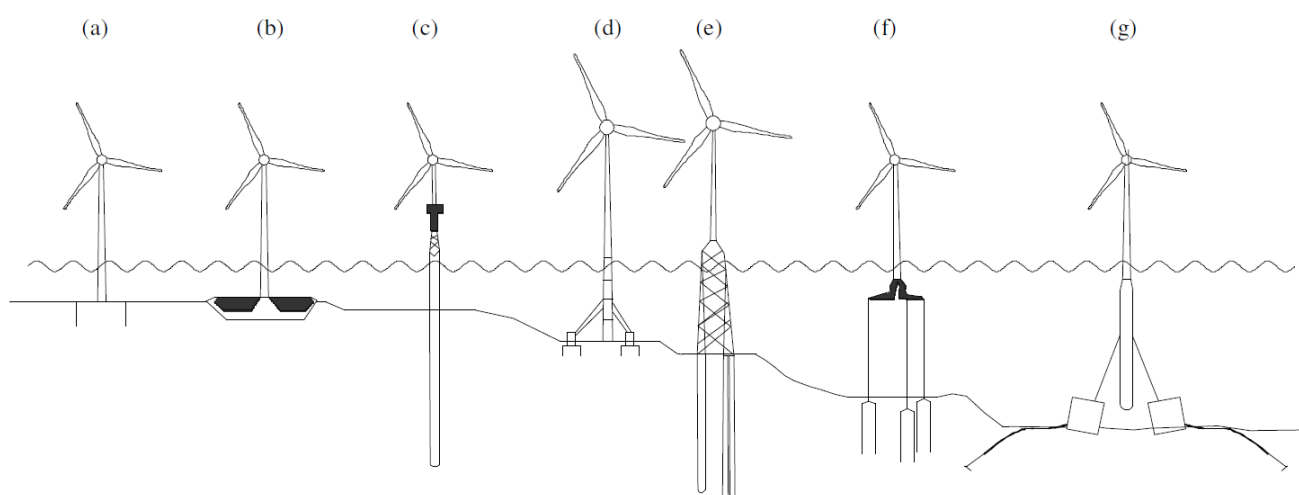


Figura 12 – Fundações de turbinas eólicas offshore em função da LDA: (a) caixa monopé; (b) base gravitacional; (c) monopile; (d) jaqueta tripé; (e) jaqueta quadripé; (f) semissubmersível com âncoras verticais; (g) spar com amarração [13].

Tabela 1 – Fundações de turbinas eólicas offshore em função da LDA [13].

Figura	Suporte	Profundidade
a	Caixão monopé	Até 30 m
b	Base gravitacional	Até 30 m
c	<i>Monopile</i>	Até 30 m
d	Jaqueta tripé	30 a 60 m
e	Jaqueta quadripé	30 a 60 m
f	Semissubmersível com âncoras verticais	60 a 300 m
g	<i>Spar</i> com amarração	120 a 300 m

2.3 Termos técnicos adicionais

Com o intuito de se apresentar mais alguns termos técnicos específicos do âmbito das turbinas eólicas, extraíram-se dados de uma tabela resumo presente em Jonkman *et al* [10] que contém as principais propriedades escolhidas para uma turbina eólica de 5 MW utilizada como referência para estudos proposta pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) (Tabela 2).

Tabela 2 – Propriedades específicas de uma turbina de 5MW padrão [10].

Potência	5MW
Diâmetro do rotor e do hub (m)	126; 3
Altura do <i>hub</i> em relação ao solo (m)	90
Ângulo de inclinação do eixo θ_{tilt} (°)	5
Ângulo de inclinação das pás θ_{cone} (°)	2,5
<i>Overhang</i> (m)	5
Orientação do rotor, número de pás	<i>Upwind</i> ; 3
Massa do rotor (kg)	110.000
Massa da nacele (kg)	240.000
Massa da torre (kg)	347.460
Velocidades de <i>cut-in</i> , <i>cut-out</i> e nominal (m/s)	3; 25; 11,4
Velocidade angular mínima e máxima do rotor (rpm)	6,9; 12,1

A velocidade de *cut-in* de uma turbina se refere à velocidade mínima necessária para que a máquina possa começar a produzir energia útil. A velocidade nominal, por outro lado, é definida como sendo a velocidade na qual a potência nominal é atingida (nesse exemplo, 5 MW). A partir desse ponto, caso a velocidade do vento aumente, é necessário que o sistema de controle entre em ação e garanta que esta potência não seja excedida. A velocidade de *cut-out* é o valor da velocidade do vento até o qual a turbina poderá produzir energia. Conforme Manwell *et al* [16], esta velocidade é definida no projeto da máquina seguindo restrições de segurança. Observe que a tabela também apresenta as velocidades angulares do rotor no ponto de *cut-in* e nominal (velocidade angular mínima e máxima). Isto é crucial no projeto de turbinas para se precaver quanto ao fenômeno de sombra da torre (descrito no item 4.5.4), que pode excitar frequências naturais da estrutura.

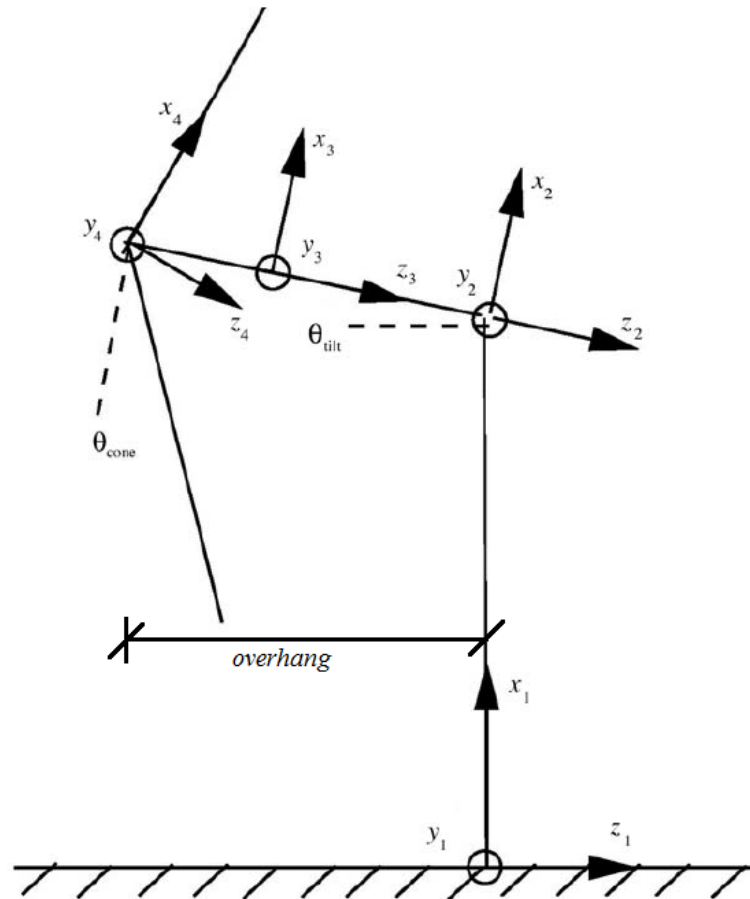


Figura 13 – Overhang e ângulos de inclinação do eixo e das pás (adaptado de [17]).

A distância de *overhang* refere-se à distância horizontal do eixo da torre ao *hub*. Esta distância é essencial para que as pás, ao fletirem sob a ação do vento, não atinjam a torre. Entretanto, deve-se ressaltar que o *overhang* não deve ser muito grande, do contrário, momentos fletores elevados irão surgir no eixo do *rotor* e na armação principal da nacelle [21].

Uma outra alternativa para se manter as pás afastadas da torre gira em torno dos ângulos de inclinação do eixo e das pás (Figura 13). O ângulo θ_{tilt} representa o ângulo que o eixo do rotor faz com um plano horizontal. Normalmente, 5 ou 6 graus de inclinação são empregados para garantir um maior afastamento das pás, o que representa um custo muito pequeno em termos energéticos. O ângulo de inclinação das pás θ_{cone} pode servir ao mesmo propósito. Contudo, se ele for empregado conforme a Figura 13, as forças centrífugas que surgem da rotação do rotor são capazes de reduzir o momento agindo na raiz da pá.

3. O Vento

3.1 Visão geral

Em boa parte dos projetos estruturais de prédios e pontes, o vento é considerado como uma carga estática, o que é uma hipótese válida, tendo em vista que a maior parte dessas estruturas responde de maneira quasi-estática a sua passagem. Entretanto, é importante saber que o vento real (Figura 14) é composto por duas parcelas: um “vento médio”, que varia lentamente no decorrer de um período de 24 horas e, portanto, pode ser considerado como a parcela estática do fluxo, e rajadas que variam em questão de segundos e correspondem à parcela dinâmica do fluxo, batizada de turbulência do vento.

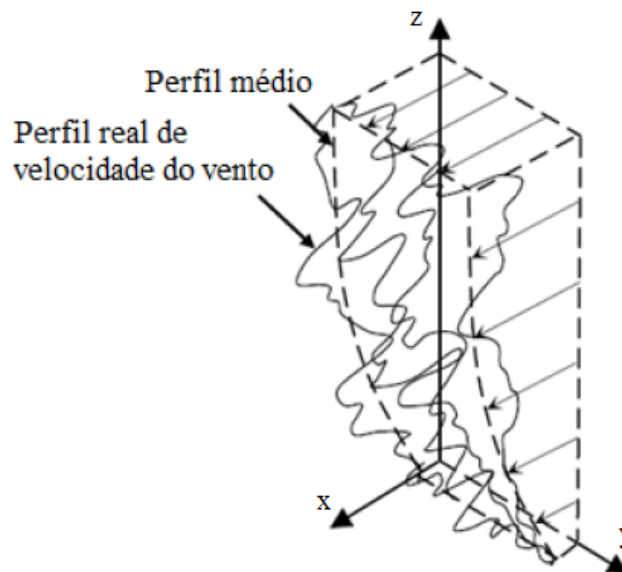


Figura 14 – Perfil médio e real de velocidade do vento (adaptado de [22]).

No vento real, a turbulência é causada por redemoinhos que são carregados ao longo do fluxo na velocidade do vento médio (Figura 15). Esses redemoinhos estão distribuídos aleatoriamente no espaço e possuem períodos e tamanhos igualmente aleatórios. Este é o motivo para as velocidades das rajadas do vento variarem tão bruscamente, de maneira aleatória tanto no tempo quanto no espaço e, conseqüentemente, as cargas aerodinâmicas sobre as estruturas nas quais o vento incide.

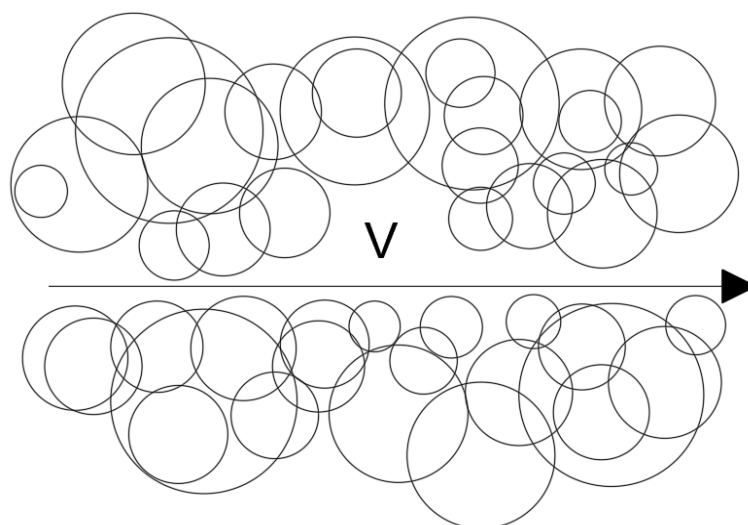


Figura 15 – Visualização da turbulência.

Devido à segunda parcela do vento mencionada, estruturas que possuam o primeiro período natural maior do que 0,5 segundo, como torres, mastros, postes, algumas pontes ou, como no caso em estudo, turbinas eólicas, podem responder dinamicamente à passagem do vento. Esse comportamento, por sua vez, pode produzir tensões consideravelmente maiores do que aquelas calculadas através de métodos que assumem o vento como uma carga estática (até 50% maiores). Sendo assim, as cargas dinâmicas induzidas pelo vento são relevantes por dois motivos [23]:

- Para estruturas com um período natural elevado, a análise estática pode subestimar gravemente a tensão máxima.
- As cargas cíclicas induzidas devido às rajadas do vento podem causar uma falha por fadiga.

Além disso, como a característica do vento mais marcante é, sem dúvida, a sua variabilidade, entender a sua real natureza e buscar maneiras de prevê-la a curto e longo prazo, através de métodos estatísticos e meteorológicos respectivamente [21], é de extrema importância quando se pensa na viabilidade econômica de um projeto de uma fazenda eólica e na segurança energética de uma região ou país. O peso dessa questão fica evidente na equação (2-1), tendo em vista que a potência gerada pela turbina é proporcional ao cubo da velocidade do vento.

3.2 A natureza do vento

3.2.1 Origem

O vento é fruto do aquecimento desigual da atmosfera terrestre pelos raios solares. A atmosfera é, em sua maior parte, transparente aos raios do sol, que a penetram e aquecem o solo ou são absorvidos pela cobertura fornecida pelas nuvens quando presentes. O solo aquecido, por sua vez, irá emitir uma radiação que aquecerá o ar na atmosfera inferior [23]. Sendo assim, a quantidade de aquecimento de uma área depende de uma série de fatores como a quantidade de nuvens, a latitude dessa região (fator importante que determina o nível de insolação) e da natureza do solo sendo aquecido (proporção terra-oceano, vegetação e até o nível de urbanização).

Esse aquecimento desigual, conseqüentemente, gera uma diferença de pressão entre as diversas áreas do planeta, o que irá promover um fluxo de ar partindo das regiões com maior pressão (mais frias) para as regiões com menor pressão (mais quentes). Esse movimento do ar é chamado de ventos prevalecentes.

Entretanto, a direção do fluxo do vento não é diretamente das regiões de maior pressão para as regiões com menor pressão. Em altitudes elevadas, onde os efeitos da fricção superficial são negligenciáveis, cada partícula do ar sofre a ação de duas forças: a diferença de pressão atmosférica descrita anteriormente e a força de Coriolis, oriunda da rotação e curvatura da Terra. Em condições estáveis, a resultante dessas duas forças produz um movimento estável aproximadamente paralelo às isóbaras (linhas de mesma pressão) [23]. Na parte superior da atmosfera, esse vento estável possui um valor uniforme com relação à altitude e é chamado de velocidade do vento gradiente [23] ou vento geostrófico (V_G) [21]. O primeiro nome advém do fato da velocidade do vento gradiente ser diretamente relacionada com o gradiente de pressão externa.

3.2.2 Sistemas climáticos

Como apresentado no item anterior, o aquecimento solar é o mecanismo básico que gera todos os ventos. De acordo com a latitude no globo e as condições locais, qualquer um dos diversos sistemas climáticos descritos a seguir podem se manifestar [23]:

- *Monções e furacões*: são causados por padrões de circulação global. Monções ocorrem com maior intensidade pelo continente asiático, enquanto furacões são limitados às latitudes próximas do Equador (5-20°).
- *Ventos associados com sistemas de pressão totalmente desenvolvidos*: esses são os ventos prevalecentes mencionados no item anterior. São oriundos de variações de pressão de larga escala (geralmente de centenas de quilômetros de extensão). Este é um movimento de longo prazo, que dura vários dias, e é a causa mais comum de ventos fortes em zonas temperadas. Alguns eventos locais dentro desse sistema, como instabilidades térmicas ou a presença de montanhas, podem vir a causar tempestades. Em tempestades mais severas, tornados podem vir a surgir. Um clima no qual os ventos fortes são quase que exclusivamente devido aos ventos prevalecentes é denominado de um clima eólico bem-comportado.
- *Ventos locais causados pela topografia da região ou efeitos térmicos localizados*: como exemplo desse tipo de vento temos os ventos *chinook*, *bora* e *Föhn* (causados por montanhas) e os ventos típicos de regiões costeiras (brisas *onshore* e *offshore*), fruto da variação térmica diária que ocorre entre a terra e o oceano. Durante o dia, como a terra absorve e perde calor mais facilmente do que a água, é natural que surja um fluxo de vento vindo do mar em direção à terra (que está mais aquecida). Durante a noite, a água está mais quente que a terra e o movimento se inverte.

Segundo Barltrop e Adams [23], uma análise estatística do vento está teoricamente correta apenas em um clima eólico bem-comportado.

3.2.3 Estabilidade atmosférica

Um fator importante que afeta a estrutura do vento e, mais especificamente, a sua turbulência é a estabilidade atmosférica. A estabilidade da atmosfera pode ser classificada de três maneiras: instável, estável e neutra. Como foi descrito no item 3.2.1, o solo aquecido emite radiações que aquecem a atmosfera inferior. Sendo assim, as parcelas de ar mais próximas do solo estão mais quentes e, conseqüentemente, à medida que a altitude aumenta, a temperatura dessas parcelas diminui. Além disso, o ar se torna mais rarefeito em altitudes mais elevadas, o que faz com que a pressão também diminua em função da altura. Tendo em mente essas informações, podemos agora explicar como se classifica a estabilidade da atmosfera.

Se uma parcela de ar é forçada verticalmente para cima, a pressão agindo sobre a mesma se reduz e ela irá se expandir, reduzindo a sua temperatura. Se esse movimento acontecer rapidamente, a transferência de calor entre a parcela em questão e o ambiente ao redor pode ser considerada ínfima e o processo será, portanto, considerado adiabático. Caso a temperatura do ambiente, na posição final da parcela, seja menor do que a temperatura da parcela em si, o ar do ambiente será mais denso do que o da parcela em estudo e assim surgirá uma força resultante que irá impulsionar a parcela de ar para cima. A parcela continuará a subir e a atmosfera é então classificada como instável. Nessa situação, ao subir, a parcela de ar realiza um trabalho sobre o fluxo de vento, transferindo energia para ele, o que aumenta a intensidade da turbulência [23].

Se a temperatura ambiente for maior do que a da parcela de ar, a parcela será mais densa e uma força resultante surgirá empurrando a parcela de volta para sua posição original. Essa condição é chamada de atmosfera estável. Nesse caso, o vento realiza um trabalho sobre a parcela de ar descendente e, assim, energia é perdida do fluxo, suprimindo a turbulência [23]. Isso ocorre frequentemente em noites frias quando a superfície terrestre está fria. Nesta situação, a turbulência é dominada pela fricção com o chão e o cisalhamento do vento (aumento da velocidade média do vento com a altura) pode ser grande [21].

Por fim, se a temperatura da parcela e do ambiente forem iguais, as densidades também serão e nenhuma força irá agir sobre a parcela deslocada, fazendo com que ela permaneça na posição para a qual foi movida. Neste caso, temos uma estabilidade atmosférica neutra, na qual deslocamentos de ar devido à turbulência não transferem energia para o fluxo ou do fluxo. Nessa situação, espera-se que as propriedades

estatísticas do vento (item 3.3) sejam estacionárias, ou seja, constantes com o tempo [23]. Esse é um caso frequente em ventos fortes, quando a turbulência causada pela rugosidade do chão cria uma mistura considerável na camada limite atmosférica (definida no item 3.2.4) [21].

No ramo da energia eólica, a estabilidade neutra é, normalmente, a situação mais importante a se considerar, principalmente quando se pensa nas cargas aerodinâmicas turbulentas em uma turbina, tendo em vista que essas são as maiores em um vento forte. De qualquer forma, condições instáveis também podem ser importantes já que elas podem dar origem a rajadas repentinas de um nível inferior, enquanto condições estáveis podem resultar em cargas assimétricas relevantes devido ao cisalhamento do vento elevado. Nesse caso, também podem surgir mudanças bruscas na direção do vento em função da altura [21].

3.2.4 Camada limite atmosférica

No item 3.2.1, definiu-se o vento geostrófico como sendo um vento uniforme em função da altura e que é influenciado apenas pelo gradiente de pressão externa e pela força de Coriolis. A menor altura na qual a velocidade média do vento permaneça uniforme, ou seja, até onde podemos caracterizar o fluxo do vento como sendo um vento geostrófico, é chamada de altura gradiente (h). Abaixo dessa altura temos uma região chamada de camada limite atmosférica (Figura 16).

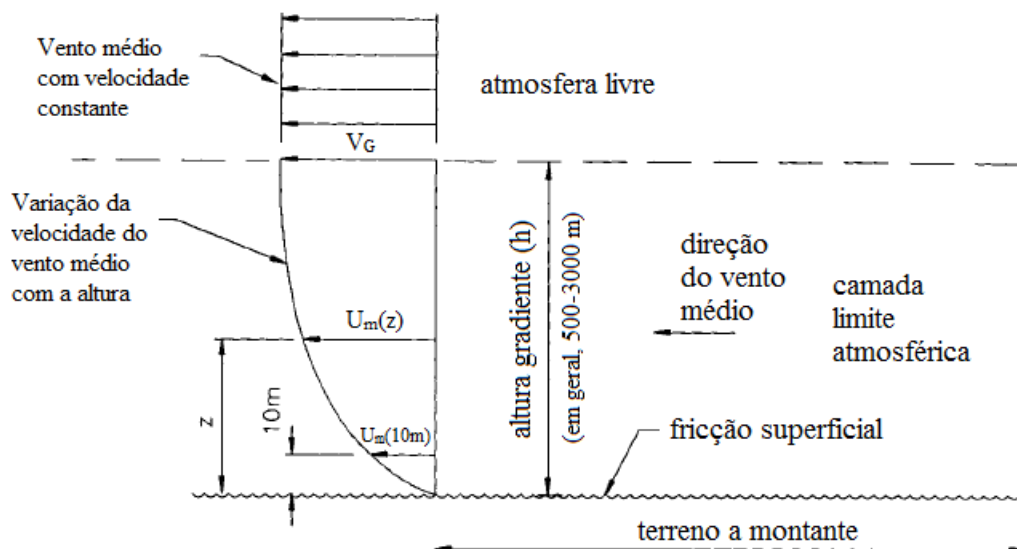


Figura 16 – Camada limite atmosférica (adaptado de [23]).

Quatro fatores afetam o valor da altura gradiente (h) e, portanto, as propriedades da camada limite atmosférica: a força do vento geostrófico (V_G), a rugosidade da superfície terrestre, a força de Coriolis e a estabilidade atmosférica. Em geral, a altura gradiente gira em torno de 500 a 3000 metros.

Na camada limite atmosférica, o fluxo estável do vento geostrófico é retardado pela fricção superficial, gerando um perfil de velocidade curvo que vale zero na superfície da Terra. Graças a essa fricção, outros três efeitos podem ser observados na camada limite atmosférica [23]:

- A geração de flutuações no fluxo do vento (turbulência).
- Redução da energia cinética total do fluxo médio.
- Produção de uma sistemática mudança na direção do vento com a altura (chamada de Espiral de Ekman).

Além dos efeitos já mencionados no item 3.2.3, o tipo de estabilidade atmosférica também traz consigo mais duas observações notáveis quanto à camada limite atmosférica [21]:

- No caso de uma atmosfera instável, observa-se a formação de uma camada limite mais grossa, marcada pela presença de redemoinhos turbulentos de larga escala. Tem-se, nessa situação, uma mistura vertical elevada dentro da camada e bastante transferência de quantidade de movimento, o que resulta em um perfil de velocidade média do vento com poucas alterações em função da altura.
- Em uma atmosfera neutra, as propriedades da camada limite atmosférica dependem, principalmente, da rugosidade superficial e da força de Coriolis.

3.2.5 Perfil do vento médio

Uma análise mais detalhada sobre como se representa a parcela estática do vento real, ou seja, o vento médio, amarra todos os conceitos apresentados até o momento. Uma forma simples de se representar o vento médio é através de um perfil logarítmico, como apresentado na equação (3-1).

$$U_m(z) = \frac{u^*}{\kappa} \left(\ln \frac{z}{z_o} - \psi \right) \quad (3-1)$$

onde $U_m(z)$ é a velocidade do vento médio em uma altura z em relação ao chão (*onshore*) ou ao nível médio do mar (*offshore*), u^* é a velocidade de fricção, κ é a constante de von Karman (que vale em torno de 0,4), z_o é o comprimento de rugosidade e ψ é a função da estabilidade atmosférica.

Uma primeira observação sobre essa fórmula diz respeito à altura z : para terrenos muito acidentados, como é o caso de cidades repletas de edifícios, é esperado que o perfil do vento comece alguns metros acima do nível do chão, como mostra a Figura 17.

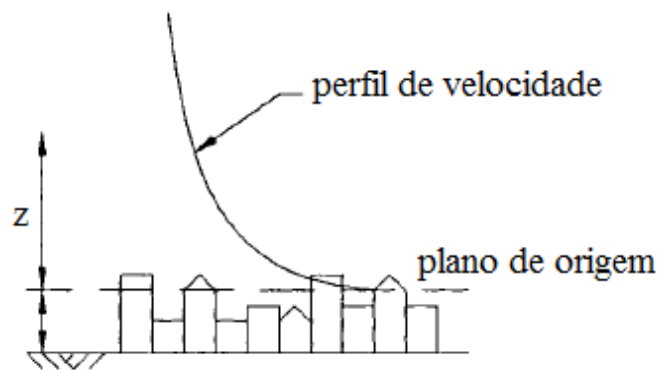


Figura 17 – Plano de origem do perfil do vento (adaptado de [23]).

A velocidade de fricção u^* é obtida através da equação (3-2) em função da altura gradiente h e do parâmetro de Coriolis f_c , dado pela equação (3-3) em função da latitude (λ_{lat}) e da velocidade angular de rotação da Terra (Ω_E). É importante notar que a definição dada pela equação (3-2) só é válida quando não se está na linha do equador ($\lambda_{lat} = 0$ e, portanto, $f_c = 0$) [21].

$$h = \frac{u^*}{6f_c} \quad (3-2)$$

$$f_c = 2\Omega_E \text{sen}(|\lambda_{lat}|) \quad (3-3)$$

A rugosidade ou fricção superficial é quantificada pelo parâmetro denominado comprimento de rugosidade z_0 . A Tabela 3 apresenta alguns valores típicos de z_0 para diferentes tipos de terrenos. Pode-se observar pela tabela que uma floresta com a vegetação dispersa promove uma maior redução da velocidade do vento do que uma floresta densa. Além disso, a tabela também mostra um importante motivo que faz com que o vento no mar seja mais forte do que sobre a terra: o comprimento de rugosidade é pelo menos uma ordem de grandeza menor *offshore* do que *onshore*.

Tabela 3 – Comprimento de rugosidade em diferentes locais (adaptado de [14]).

Terreno	z_0 (m)
Floresta dispersa	1,50
Cidade	1,00
Floresta densa	0,80
Subúrbios	0,50
Terras agrícolas com aparência fechada	0,10
Áreas de pouso em aeroportos	0,01
Gramma cortada	0,008
Mar aberto, lagos e fjords	0,0002

De acordo com a formulação apresentada na equação (3-1), a função da estabilidade atmosférica apresenta valores positivos quando se trata de uma atmosfera instável ($\psi > 0$), negativos quando a atmosfera é estável ($\psi < 0$) e um valor nulo quando a atmosfera é neutra ($\psi = 0$). A Figura 18 mostra perfis de vento reais correlacionando ψ e as observações feitas nos itens 3.2.3 e 3.2.4. É possível ver na Figura 18a, que a mistura elevada na camada limite atmosférica promove um perfil mais uniforme e com uma mudança pequena de direção do vento em função da altura. O mesmo pode ser dito em uma atmosfera neutra quanto à direção do vento (Figura 18b), entretanto, a velocidade do fluxo nesta condição é consideravelmente maior. Por último, na Figura 18c, em uma noite com ventos fortes, pode-se observar o elevado nível de cisalhamento na velocidade do vento e também uma elevada mudança na direção do fluxo em função da altura.

Em algumas normas e programas, é comum que o perfil do vento seja definido em função de uma altura de referência z_{ref} . Normalmente, o valor de referência adotado é de 10 metros de altura, como pode ser visto em Barltrop e Adams [23] e na Figura 16. O programa TurbSim [24] por exemplo, que será abordado com maiores detalhes no Capítulo 5, possui a opção de usar um perfil logarítmico dado pela equação (3-4).

$$U_m(z) = U_m(z_{ref}) \frac{\left(\ln \frac{z}{z_o} \right) - \psi}{\left(\ln \frac{z_{ref}}{z_o} \right) - \psi} \quad (3-4)$$

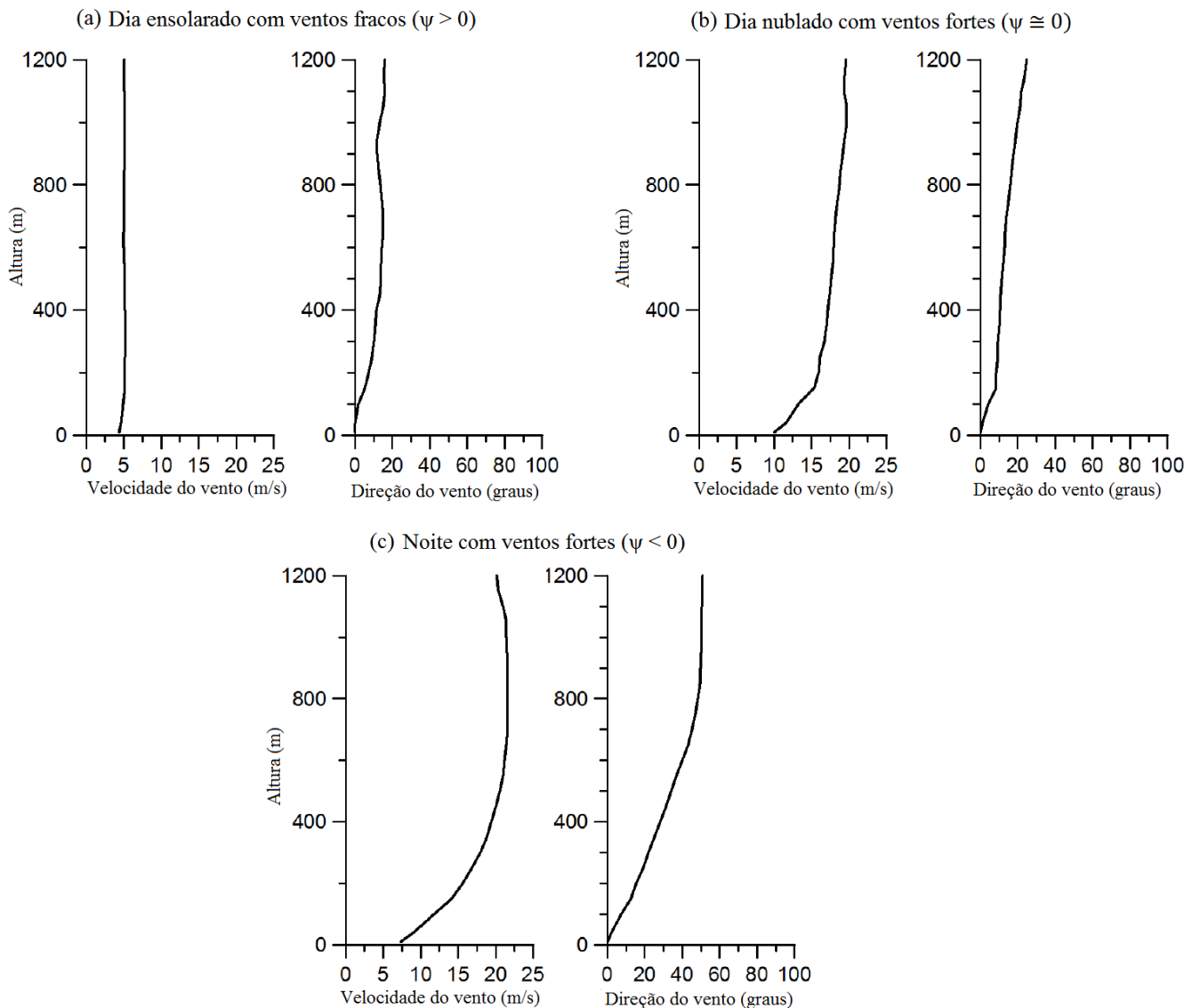


Figura 18 – Perfis de vento em diferentes condições de estabilidade atmosférica (adaptado de [14]).

Uma outra função para o perfil do vento médio usada regularmente e que correlaciona a velocidade do vento em duas alturas distintas é a chamada lei potencial, dada pela equação (3-5).

$$U_m(z) = U_m(z_{ref}) \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^{LP_{exp}} \quad (3-5)$$

onde LP_{exp} é o expoente da lei potencial. Para regiões *offshore*, o valor recomendado de LP_{exp} é de 0,14 [20].

Segundo Burton *et al* [21], o valor de LP_{exp} também depende do intervalo da altura em que se está aplicando a lei potencial, fazendo com que o uso dessa função seja menos interessante do que o perfil logarítmico. Do ponto de vista de projeto, é um perfil mais simples e direto de se trabalhar.

3.2.6 Equilíbrio dinâmico

Um outro conceito importante para garantir que as propriedades estatísticas do vento (item 3.3) sejam estáveis em função do tempo é o que chamamos de equilíbrio dinâmico.

Na camada limite atmosférica, existe a troca e dissipação constante de energia cinética: o fluxo médio do vento transmite energia para os redemoinhos turbulentos que por sua vez dissipam essa energia graças à viscosidade presente em redemoinhos de alta frequência. Além disso, o fluxo médio também realiza um trabalho diretamente contra a fricção superficial. Um estado de equilíbrio dinâmico pode ser atingido caso um terreno possua uma rugosidade uniforme e seja suficientemente longo (maior do que aproximadamente 30 quilômetros). Dessa forma, a energia fornecida pelo fluxo médio se equilibra com a energia dissipada devido à viscosidade dos redemoinhos e a fricção superficial. Nessa condição, a altura gradiente permanece constante [23].

Um equilíbrio dinâmico irá quase sempre ser atingido sobre o mar aberto, enquanto que em regiões *onshore*, devido à grande variação da rugosidade do terreno, isso não possa ser afirmado. Nesse caso, existem outros métodos para se avaliar as propriedades estatísticas do vento bem como a sua velocidade média à medida que as mudanças no terreno ocorrem.

3.3 Propriedades estatísticas do vento

Como foi visto nos itens anteriores, a turbulência surge em função da rugosidade do terreno e da diferença de temperatura entre as parcelas do ar, originando redemoinhos de diferentes períodos e tamanhos. O comportamento duplamente aleatório da turbulência (tempo e espaço) a torna um tipo de carregamento muito mais complexo de ser avaliado quando comparada, por exemplo, ao carregamento produzido por correntes marítimas, que são estáveis, ou por ondas, que podem ser representadas de maneira periódica. Por este motivo, para descrever um processo aleatório, não temos outra escolha a não ser lançar mão da estatística para entender as variações temporais e espaciais do vento.

É importante dizer que as análises estatísticas descritas neste item só estão teoricamente corretas se as propriedades da turbulência em si são estáveis em função do tempo. Segundo Barltrop e Adams [23], isso só é possível, na prática, quando se está lidando com um clima eólico bem-comportado, marcado por ventos fortes que promovam uma boa mistura da camada limite atmosférica (estabilidade neutra) e que um equilíbrio dinâmico esteja sendo atingido. É interessante ressaltar também que, quando se for utilizar informações estatísticas sobre o vento fornecidas por normas, a região escolhida possua um terreno nivelado (sem efeitos topográficos) e sem ventos locais. Do contrário, é recomendável que se consulte um meteorologista.

3.3.1 Conceitos fundamentais

Como já foi explicitado anteriormente, o vento real é a soma de uma parcela estática e uma parcela dinâmica. Uma maneira de defini-lo, matematicamente, é apresentada na equação (3-6).

$$U(t) = U_m + u_{turb}(t) \quad (3-6)$$

onde $U(t)$ é um vetor que indica a velocidade instantânea do vento no instante de tempo t , U_m é a velocidade do vento médio (magnitude e direção constante) e $u_{turb}(t)$ é o vetor que representa a parcela flutuante da velocidade do vento no instante de tempo t (magnitude e direção variáveis).

O sistema de eixos tipicamente utilizado para se representar as componentes do vento real em três direções (Figura 14) designa o eixo x de tal forma que o vento médio

sempre seja positivo em x, ou seja, o vento médio dita a direção principal do fluxo e para ela aponta o eixo x. O eixo z aponta para cima e a origem do sistema está no plano apresentado na Figura 17.

Para se calcularem as propriedades estatísticas do vento em todas as direções, decompõem-se $u_{turb}(t)$ no sistema de eixos descrito anteriormente, obtendo-se as seguintes componentes:

$$u(t) = \text{componente no eixo x de } u_{turb}(t)$$

$$v(t) = \text{componente no eixo y de } u_{turb}(t)$$

$$w(t) = \text{componente no eixo z de } u_{turb}(t)$$

$$e |u_{turb}(t)| = \sqrt{u^2(t) + v^2(t) + w^2(t)} \quad (3-7)$$

Como o vento médio não está presente em $u_{turb}(t)$, por definição, todas as componentes da parcela dinâmica do vento possuem média igual à zero. Sendo assim, as três componentes do vento em um instante de tempo t são:

$$U_x(t) = U_m + u(t)$$

$$U_y(t) = v(t) \quad (3-8)$$

$$U_z(t) = w(t)$$

Algumas séries temporais, extraídas de Barltrop e Adams [23], nas três direções principais do vento são apresentadas na Figura 19.

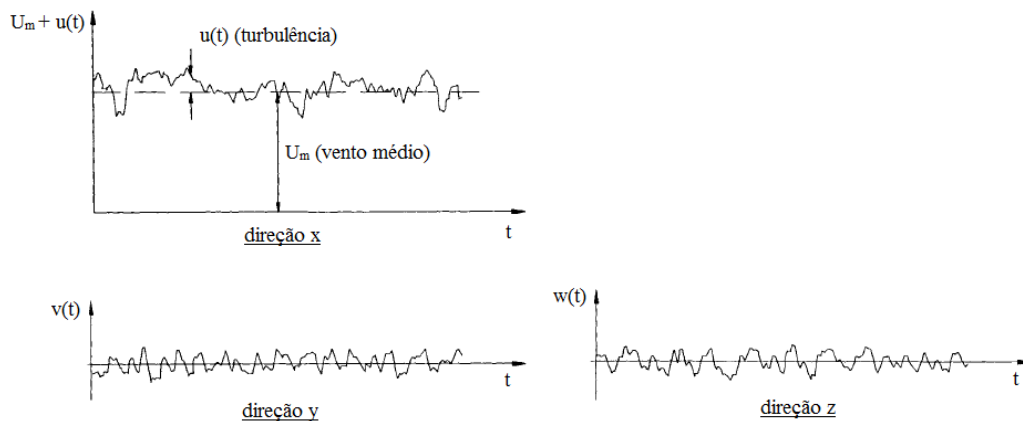


Figura 19 – Séries temporais das três componentes do vento real [23].

Uma questão relevante que surge ao se observar a Figura 19 diz respeito ao tempo que uma série temporal precisa ter para se avaliarem as propriedades estatísticas do vento. Para respondê-la, recorre-se ao trabalho desenvolvido por Van der Hoven [25], no qual o vento foi medido por períodos de tempo distintos para se compor um espectro da velocidade do vento (Figura 20).

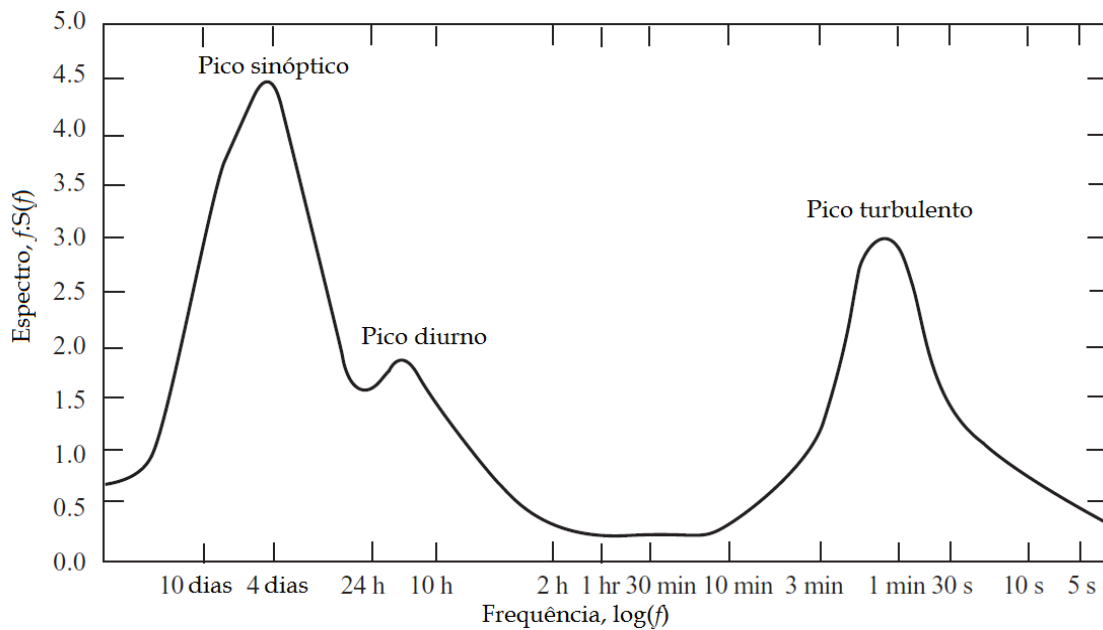


Figura 20 – Espectro energético da velocidade do vento (adaptado de [25]).

As medições de Van der Hoven [25], realizadas tanto em escalas de tempo curtas como longas, mostram que as alterações na velocidade do vento se devem a três efeitos:

- À passagem sucessiva de sistemas de pressão totalmente desenvolvidos. Na Figura 20, pode-se observar o surgimento de um pico em torno de quatro dias devido a esse movimento. Esse ponto é chamado de pico macrometeorológico [23] ou pico sinóptico [21].
- À turbulência do vento, que promove variações de curto prazo em um intervalo de tempo de 0,1 segundos até 5 minutos, com um pico de energia em torno de 1,5 minutos. Esse ponto é chamado de pico micrometeorológico [23] ou pico turbulento [21].
- À variação térmica que ocorre no decorrer de um dia, com um pico em torno de 12 horas (pico diurno).

Nota-se na Figura 20 um trecho com pouca energia entre 10 minutos e 2 horas, batizado de lacuna espectral. Caso o período adotado para a série temporal localize-se entre esses valores, os efeitos de curto e longo prazo podem ser mais facilmente avistados e separados: os efeitos de longo prazo são visualizados como uma lenta alteração da média do sinal e os efeitos de curto prazo são caracterizados pela variação brusca do sinal em torno dessa média [23]. Períodos de 10 minutos são utilizados rotineiramente para o ramo da energia eólica, mas períodos de 30 minutos são recomendados para o estudo da turbulência [14]. A DNV-OS-J101 [20], por exemplo, define parâmetros estatísticos do vento com um período de 10 minutos, enquanto Barltrop e Adams [23] adotam um período de 1 hora. Neste trabalho, os estudos de casos adotaram o período de uma hora.

3.3.2 Intensidade de turbulência

Um primeiro parâmetro estatístico importante, e provavelmente o mais mencionado quando se diz respeito à variabilidade do vento, é a intensidade de turbulência. Este é um parâmetro utilizado para quantificar a turbulência e a sua definição básica é dada por [20]:

$$I_i = \frac{\sigma_i}{U_{m,10}} \quad (3-9)$$

onde $i = u, v$ ou w , σ_i é o desvio padrão da velocidade do vento de um sinal medido em uma altura z na direção i e $U_{m,10}$ é a velocidade média do vento medida em um intervalo de 10 minutos em uma altura z ao longo da direção principal do fluxo. Segundo Burton *et al* [21], o desvio padrão ao longo da direção longitudinal do vento, ou seja, na direção x (σ_u), é aproximadamente constante em relação à altura z e, como $U_{m,10}$ aumenta com a altura, a tendência é que I_u diminua à medida que z aumenta.

As definições de intensidade de turbulência para cálculo de projetos, assim como os parâmetros definidos nos próximos dois itens (3.3.3 e 3.3.4), variam consideravelmente de norma para norma. O padrão dinamarquês (DS 472, 1992) [26], por exemplo, fornece uma expressão fechada para I_u em função da altura z e do comprimento de rugosidade z_0 ao mesmo tempo que faz I_v e I_w proporcionais à I_u . As regras da *Germanischer Lloyd* (GL, 1993) [27], por outro lado, definem simplesmente um valor para a intensidade de turbulência igual a 20%.

3.3.3 Modelo espectral

A utilização de uma função de densidade espectral é muito útil quando se visa simular o vento realisticamente e, assim, entender as cargas aerodinâmicas que atuam sobre uma turbina eólica (Figura 14). De maneira similar ao trabalho de Van der Hoven [25], e assumindo a hipótese de que o vento pode ser considerado um processo estacionário em um intervalo de 10 minutos, por exemplo, diversas medições poderiam ser realizadas para a composição de um espectro da velocidade do vento em um ponto no espaço de uma determinada localidade. A DNV-OS-J101 [20] recomenda que isso seja feito no seu tópico 3.2.4. Entretanto, ela sugere o uso do espectro de Kaimal, que assume uma estabilidade atmosférica neutra [24], na ausência de tais dados ou quando os poucos dados em mãos não indiquem a necessidade de se usar outro espectro. O espectro de Kaimal é definido a seguir pela equação (3-10) [28][29].

$$S_i(f) = \frac{4\sigma_i^2 L_i}{U_{m,hub}} \frac{1}{\left(1 + \frac{6f L_i}{U_{m,hub}}\right)^{5/3}} \quad (3-10)$$

onde $i = u, v$ ou w , f é a frequência, $U_{m,hub}$ é a velocidade média do vento na altura do *hub* e L_i é um parâmetro de escala integral dado por (3-11) [28][29].

$$\begin{aligned} L_u &= 8,10\Lambda_U \\ L_v &= 2,70\Lambda_U \\ L_w &= 0,66\Lambda_U \end{aligned} \quad (3-11)$$

onde o parâmetro de escala turbulento Λ_U é dado por:

$$\begin{aligned} \Lambda_U &= 0,7 \cdot \min(30m, HubHt) [28] \\ \Lambda_U &= 0,7 \cdot \min(60m, HubHt) [29] \end{aligned} \quad (3-12)$$

onde $HubHt$ é a altura do *hub*.

A relação entre os desvios padrões, neste espectro, é definida como [24]:

$$\begin{aligned}\sigma_v &= 0,8\sigma_u \\ \sigma_w &= 0,5\sigma_u\end{aligned}\tag{3-13}$$

Com um espectro em mãos, podemos dividi-lo em faixas de frequência e realizar uma transformada de Fourier inversa para criar uma série temporal aleatória que represente o vento realisticamente (Figura 19). Outros modelos espectrais que não foram mencionados aqui podem ser encontrados no manual do TurbSim [24].

3.3.4 Função de coerência

O modelo espectral apresentado no item anterior descreve a variação temporal de cada componente do vento em qualquer ponto. Contudo, pensando em um ponto fixo na pá de uma turbina eólica em operação, fica claro que muitos outros pontos no espaço são necessários para descrever o carregamento que a turbina está efetivamente vivenciando ao completar uma revolução.

Para simular o perfil da velocidade do vento de maneira realista em dois ou mais pontos no espaço, deve ser considerado que as séries temporais não são independentes. Esta dependência está relacionada por dois fatores: distância física entre os dois pontos e a frequência. O conteúdo de alta frequência de uma série temporal é resultado de pequenos redemoinhos, que têm pequena influência espacial. Da mesma forma, a parte de baixa frequência está relacionada a redemoinhos de grande escala que cobrem um volume maior do fluxo. Uma função de coerência é necessária para correlacionar as séries temporais de componentes do vento que atuam na mesma direção (por exemplo, correlação entre u_i - u_j e não u - v) e ela deve levar em conta a distância r entre os pontos i e j e a frequência f [17]. No TurbSim [24], tem-se uma função de coerência para a componente u do vento para os modelos espectrais retratados na IEC 61400-1 [29] (*International Electrotechnical Commission*) definida por:

$$Coer_{i,j} = \exp\left(-a\sqrt{\left(\frac{f r}{U_{m,hub}}\right)^2 + \left(0,12\frac{r}{L_c}\right)^2}\right)\tag{3-14}$$

onde a é o decremento da coerência e L_c é o parâmetro de escala da coerência. Para a 2ª edição da IEC 61400-1 [28], a e L_c são dados por (3-15) e para a 3ª edição da IEC 61400-1 [29] por (3-16).

$$a = 8,8$$

$$L_C = 2,45 \cdot \min(30m, HubHt) \quad (3-15)$$

$$a = 12$$

$$L_C = 5,67 \cdot \min(60m, HubHt) \quad (3-16)$$

A IEC 61400-1 [29] não especifica as funções de coerência para as componentes v e w da velocidade do vento. No TurbSim [24], a coerência para essas componentes quando se usa espectros definidos pela IEC é:

$$Coer_{i,j} = 1 \quad \text{se } i = j$$

$$Coer_{i,j} = 0 \quad \text{se } i \neq j \quad (3-17)$$

Com as funções de coerência e de densidades espectrais adequadas pode-se produzir um campo de velocidade do vento tridimensional real, que leve em consideração a turbulência e o cisalhamento do vento. Em Veers [30], um método visando essa tarefa é comprovado. Em Hansen [17], um algoritmo para a criação deste campo tridimensional baseado em Veers [30] é apresentado de maneira simplificada.

4. Cargas Aerodinâmicas

4.1 Considerações iniciais

Conforme pode ser visto em Robertson *et al* [31], as duas teorias mais comumente utilizadas quando o assunto é o cálculo das cargas aerodinâmicas atuando sobre o rotor de uma turbina eólica são o BEM (*Blade Element Momentum* ou *Momentum/Quantidade de movimento do Elemento da Pá*) e o GDW (*Generalized Dynamic Wake* ou *Rastro Dinâmico Generalizado*). Por ser uma teoria clássica e amplamente abordada, e também por causa dos *softwares* utilizados e exemplos desenvolvidos nos capítulos 4, 5 e 6, este trabalho apresentará somente a teoria do BEM.

Para que esta teoria possa ser compreendida é necessário, antes de mais nada, apresentar a teoria unidimensional do *momentum* para turbinas eólicas ideais e os efeitos da rotação do rotor sobre um vento incidente. Além disso, devido à complexidade do BEM, esse será apresentado inicialmente na sua forma clássica e, na sequência, serão descritos modelos que o adaptam para diversas situações dinâmicas. Sendo assim, o Capítulo 4 é dividido em quatro grandes tópicos:

- A teoria unidimensional do *momentum* para turbinas eólicas ideais.
- Efeitos da rotação no rastro de uma turbina eólica.
- A teoria do BEM clássica.
- Os modelos dinâmicos do BEM.

4.2 Teoria 1-D do *momentum* para turbinas eólicas ideais

Como dito anteriormente, a turbina eólica é uma máquina que extrai a energia cinética do vento, retardando-o. O propósito da turbina eólica não é parar o vento completamente e sim retardá-lo o suficiente para extrair parte dessa energia. Do ponto de vista do vento, o rotor é uma espécie de disco de freio permeável. O objetivo de se olhar a teoria unidimensional do *momentum* é avaliar o quanto de energia pode-se extrair do vento para uma turbina eólica idealizada e também qual o valor ótimo de redução da velocidade do vento. Se toda passagem do vento fosse bloqueada, não haveria mais fluxo e, assim, não seria produzida nenhuma energia. Por outro lado, se o

vento passar livremente, também não será extraída nenhuma energia. Em termos energéticos, existe um ponto ideal no meio desses dois extremos [14].

Para calcular este ponto, analisa-se, inicialmente, a Figura 21. Nela, encontram-se quatro pontos em destaque que servem para delimitar dois trechos: o trecho 1-2, que representa um vento incidente não perturbado U_∞ se aproximando de um rotor com área A ; e o trecho 3-4, que representa o rastro deixado pela turbina após a passagem do fluxo do vento. Os pontos 1 e 4 se encontram distantes do rotor, em um local em que tanto a pressão P_o (que é igual à pressão atmosférica) quanto as velocidades do vento incidente e do rastro da turbina (U_∞ e u_1) já se encontrem estabilizadas. Os pontos 2 e 3 estão imediatamente antes e depois do rotor, respectivamente. O rastro de uma turbina eólica pode ser visualizado com o auxílio de um programa do tipo CFD (*Computational Fluid Dynamics* ou dinâmica dos fluidos computacional), conforme exemplo apresentado na Figura 22.

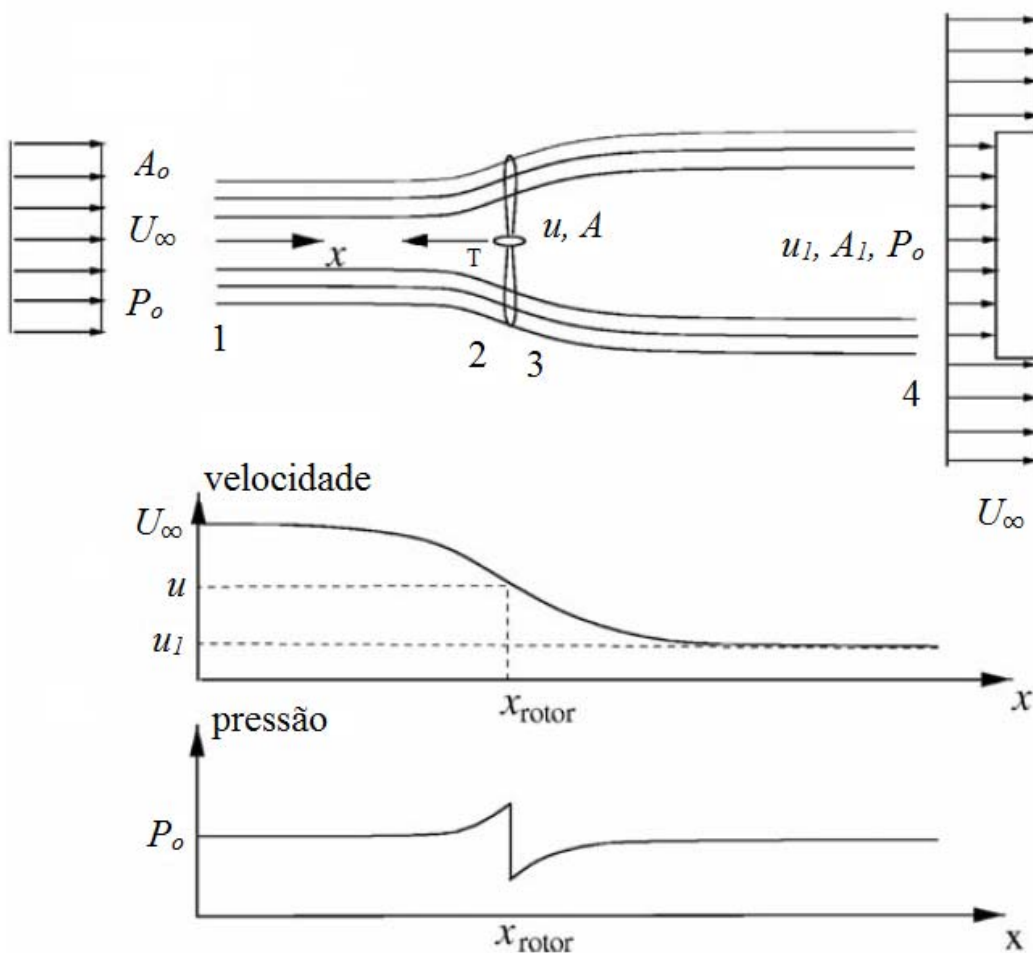


Figura 21 – Ilustração mostrando a passagem do vento pelo rotor e as velocidades e pressões ao longo do fluxo (adaptado de [17]).

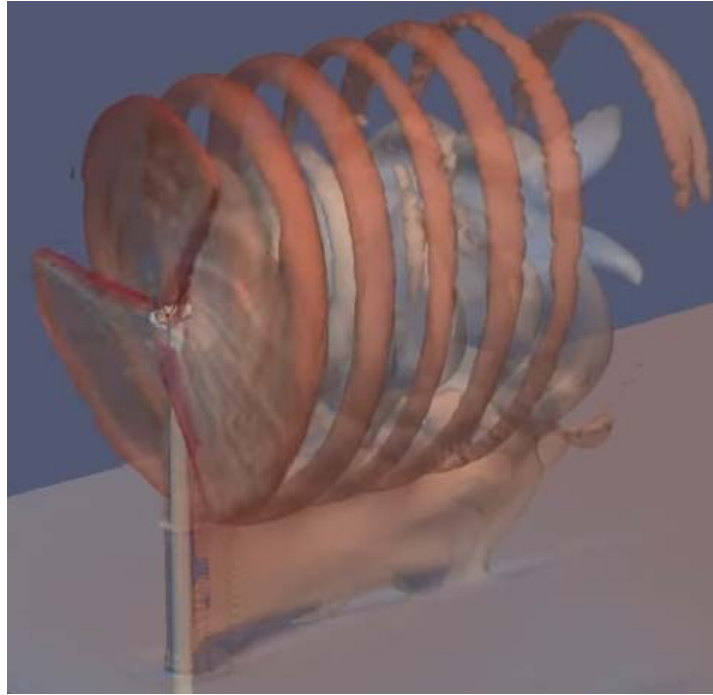


Figura 22 – Rastro de uma turbina eólica em um programa do tipo CFD [32].

Além do sistema ilustrado na Figura 21, esta teoria assume as seguintes hipóteses:

- Um rotor ideal, ou seja, sem nenhum atrito.
- Um fluxo de vento homogêneo, incompressível e estável (ρ constante).
- Um número infinito de pás.
- Um rastro da turbina não-rotativo, ou seja, desprovido de uma componente rotacional em sua velocidade.

A presença do rotor freia a velocidade do vento de U_∞ para u no plano do rotor e depois de u para u_1 no rastro. Como consequência da conservação de massa, aplicada dentro do volume de controle delimitado pelas linhas de fluxo mostradas na Figura 21, a área do fluxo aumenta ao passar pelo rotor (de A_0 para A e depois de A para A_1). Matematicamente, temos uma taxa de fluxo de massa constante expressa por:

$$\bar{m} = \frac{dm}{dt} = \rho Au = \rho A_0 U_\infty = \rho A_1 u_1 \quad (4-1)$$

O arrasto promovido pelo rotor, que faz com que a velocidade do fluxo se reduza, é oriundo de uma variação de pressão brusca em $x = x_{\text{rotor}}$, como ilustra o gráfico de pressão ao longo da trajetória do fluxo da Figura 21. Próximo ao ponto 2,

existe um ligeiro aumento na pressão (de P_o para p) e, logo em seguida, temos uma queda descontínua Δp através do rotor. A partir do ponto 3, a pressão irá se recuperar continuamente até atingir novamente o valor da pressão atmosférica P_o . Ao se multiplicar Δp pela área A do rotor, obtém-se a força de *thrust* (propulsão) T , que atua perpendicularmente ao plano de rotação do rotor e é responsável por retardar o vento de U_∞ para u_1 . Em outras palavras:

$$T = \Delta p A \quad (4-2)$$

O valor de Δp pode ser obtido através da equação de Bernoulli aplicada aos trechos 1-2 e 3-4, onde nenhuma força externa atua sobre o fluido e, portanto, onde tal equação é válida. Sendo assim, obtém-se:

$$\begin{aligned} P_o + \frac{1}{2} \rho U_\infty^2 &= p + \frac{1}{2} \rho u^2, \text{ no trecho 1-2} \\ -\Delta p + p + \frac{1}{2} \rho u^2 &= P_o + \frac{1}{2} \rho u_1^2, \text{ no trecho 3-4} \\ \Delta p &= \frac{1}{2} \rho (U_\infty^2 - u_1^2) \end{aligned} \quad (4-3)$$

Usando o volume de controle e as hipóteses descritas anteriormente, pode-se chegar a algumas relações úteis entre as velocidades U_∞ , u e u_1 , a força de *thrust* T e a potência extraída pela turbina P . A primeira delas surge através da conservação de *momentum* na direção axial x , expressa nas equações (4-4). Assume-se a pressão P_o atuando em torno do volume de controle da Figura 21.

$$\begin{aligned} \rho A_o U_\infty^2 &= \rho A_1 u_1^2 + \Delta p A = \rho A_1 u_1^2 + \frac{1}{2} \rho A (U_\infty^2 - u_1^2) \\ \text{dividindo por } \rho A_o U_\infty &= \rho A_1 u_1 = \rho A u: U_\infty = u_1 + \frac{1}{2} \frac{U_\infty^2 - u_1^2}{u} \\ u &= \frac{1}{2} (U_\infty + u_1) \end{aligned} \quad (4-4)$$

A última equação (4-4) diz que a velocidade no plano do rotor u é a média de U_∞ e u_1 . Com essa informação em mãos, pode-se definir as velocidades no plano do rotor e no rastro em função de U_∞ e de um fator de indução axial, a :

$$u = (1 - a)U_{\infty}$$

$$u_1 = (1 - 2a)U_{\infty} \quad (4-5)$$

Aplicando a equação (4-3) e as equações (4-5) na equação (4-2), chega-se a uma força de *thrust* definida por:

$$T = \Delta p A = \frac{1}{2} \rho A (U_{\infty}^2 - u_1^2) = \frac{1}{2} \rho A U_{\infty}^2 [4a(1 - a)] = \frac{1}{2} \rho A U_{\infty}^2 C_T \quad (4-6)$$

onde C_T é o coeficiente de *thrust* igual a:

$$C_T = 4a(1 - a) \quad (4-7)$$

Como esta força T está concentrada no rotor, a taxa de trabalho (potência P) realizada por esta força é obtida multiplicando-a pela velocidade u no rotor. Sendo assim, matematicamente, a extração de energia do ar e o coeficiente de potência C_p são dados por [21]:

$$P = Tu = \frac{1}{2} \rho A U_{\infty}^2 C_T (1 - a) U_{\infty} = \frac{1}{2} \rho A U_{\infty}^3 C_p$$

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (4-8)$$

Pode-se notar a semelhança entre a equação (4-8) e a equação (2-1).

Buscando o valor máximo de C_p e, portanto, a máxima potência que se pode extrair do vento, diferencia-se C_p em função de a :

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1 - a)(1 - 3a) = 0 \quad (4-9)$$

O valor de a igual a 1 não é aceitável, pois se trata de um mínimo (Figura 23). O valor ideal para o fator de indução axial é, portanto, 1/3. Ao substituir esse valor na equação (4-8) obtém-se $C_{p,\text{máx}} = 16/27 (= 0,59)$. Esse valor teórico máximo é conhecido como limite de Betz [17].

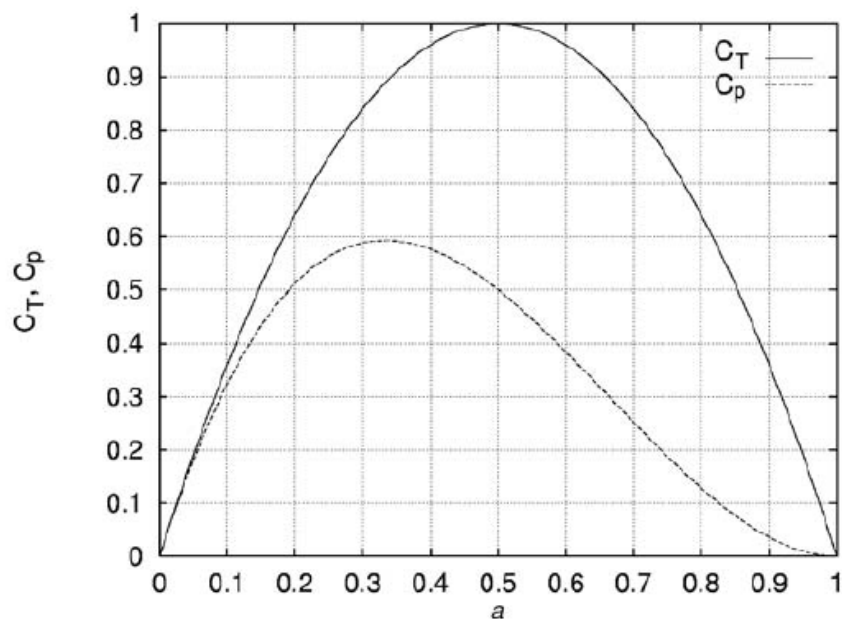


Figura 23 – Os coeficientes de potência e thrust em função do fator de indução axial para uma TEEH idealizada [17].

Segundo Hansen [17], experimentos mostram que as hipóteses de uma turbina ideal, que levam à equação (4-7), são válidas apenas para um fator de indução axial inferior a aproximadamente 0,4. A Figura 24 mostra dados empíricos oriundos de medições de C_T para valores elevados de a [33]. Fica claro ao se observar a equação (4-5) que, se a teoria aqui apresentada fosse válida para estes valores de a , a velocidade no rastro u_1 se tornaria negativa e o fluxo estaria voltando contra o rotor no trecho 3-4, o que não representa a realidade. Com o aumento de C_T , e conseqüente aumento da força de *thrust*, maior é a diminuição da velocidade do vento incidente não-perturbado U_∞ para u_1 no rastro e maior é o aumento da área do rastro A_1 devido à conservação da massa. No ramo das turbinas eólicas, valores de C_T elevados, e, conseqüentemente, fatores de indução axial igualmente altos, estão presentes em velocidades de vento baixas.

Ainda de acordo com Hansen [17], o motivo pelo qual a teoria descrita neste item não é válida para valores de indução axial maiores do que aproximadamente 0,4 é que a camada na borda do rastro torna-se instável quando o salto de velocidade $U_\infty - u_1$ torna-se muito alto. Nesta situação, redemoinhos se formam, transportando *momentum* do fluxo externo para dentro do rastro, que se torna turbulento, como pode ser visto na Figura 25.

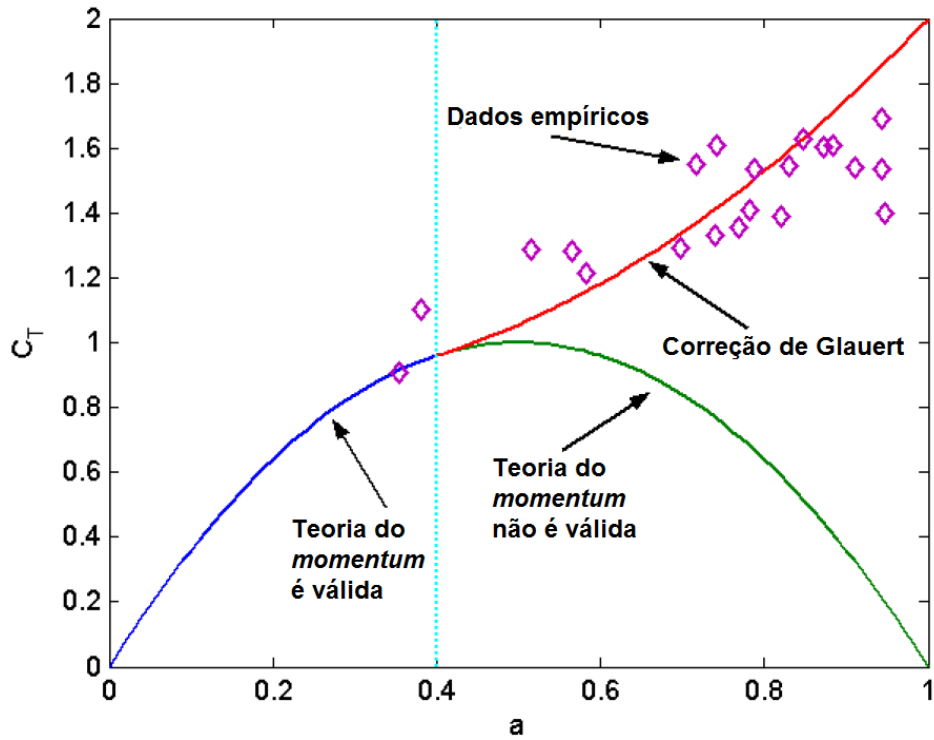


Figura 24 – C_T em função do fator de indução axial segundo medições (adaptado de [33]).

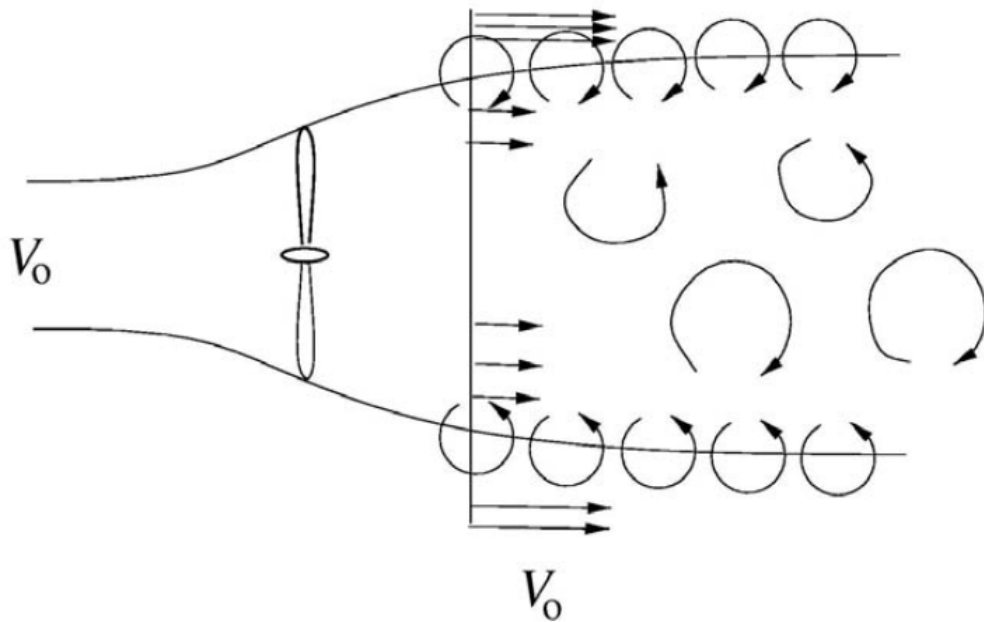


Figura 25 – Esquema mostrando a indução de um rastro turbulento depois do rotor causado por um fluxo instável na borda do rastro [17].

4.3 Efeitos da rotação no rastro de uma turbina eólica

A análise anterior assumiu que o rastro da turbina era desprovido de uma componente rotacional. Na realidade, a passagem do vento induz forças no rotor que o fazem girar com uma velocidade rotacional ω e, por uma questão de ação e reação, o rotor também induz uma velocidade rotacional no fluxo do vento após a passagem pelo seu plano, mas em sentido oposto. Em outras palavras, o fluxo de ar ganha *momentum* angular após a passagem pelo rotor. A relação entre a velocidade rotacional do rotor ω e a velocidade rotacional do rastro C_θ é dada por um fator de indução tangencial a' e depende também da posição radial, r , de um ponto da pá até o centro do rotor:

$$a' = \frac{C_\theta}{2\omega r} \quad (4-10)$$

O surgimento desta componente rotacional no rastro resulta em uma extração de energia reduzida por parte do rotor quando comparada com o caso apresentado no item anterior ($a' = 0$). De uma maneira geral, a energia cinética extra no rastro da turbina, sob a forma de uma velocidade rotacional, será tão mais alta quanto for o torque gerado. Portanto, turbinas eólicas que trabalham com velocidades rotacionais mais baixas e um torque elevado (*slow running wind turbines*) experimentam uma maior perda de energia no rastro rotacional do que turbinas que funcionam em velocidades rotacionais elevadas com um torque baixo (*fast running wind turbines*) [16].

Sendo assim, para chegar novamente a uma equação da potência e do coeficiente de potência máximo que se pode obter, é necessário utilizar a teoria do *momentum* angular. Para isso, observa-se a Figura 26. O torque em um anel situado a uma distância radial r do centro do rotor com uma espessura dr será igual à variação do *momentum* angular do ar que passa pelo anel. Sabe-se que antes de passar pelo rotor, o fluxo de ar não possui nenhuma velocidade tangencial e que, após a passagem, esse valor é $C_\theta = 2a'\omega r$. Portanto, o torque em um elemento anelar infinitesimal será:

Torque = variação do *momentum* angular

Torque = taxa de fluxo de massa x variação da velocidade tangencial x raio

$$dQ = \rho(2\pi r dr)U_\infty(1-a)2a'\omega r^2 \quad (4-11)$$

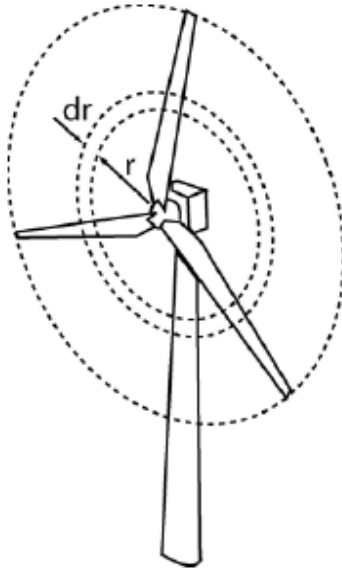


Figura 26 – Plano anular utilizado na teoria do momentum angular [33].

A potência é dada pelo torque multiplicado pela velocidade rotacional do rotor e a potência total é encontrada integrando-se dP de 0 a R , onde R é o raio do rotor [21]:

$$dP = dQ\omega$$

$$P = 4\pi\rho\omega^2U_\infty\int_0^R a'(1-a)r^3 dr \quad (4-12)$$

Os fatores de indução axial e tangencial, a e a' , dependem da posição radial r na qual se encontram e, conseqüentemente, permanecem dentro da integral. Adimensionalizando a equação (4-12) com o auxílio da equação (4-8) obtém-se o coeficiente de potência C_p :

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho AU_\infty^3}$$

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2}\int_{x=0}^{\lambda} x^3 a'(1-a)dx \quad (4-13)$$

$$\lambda = \frac{\omega R}{U_\infty}; x = \frac{\omega r}{U_\infty}$$

onde λ é um parâmetro chamado de razão da velocidade de ponta (*tip speed ratio*) e x é um parâmetro denominado de razão da velocidade local (*local speed ratio*).

Fica claro pelas equações (4-13) que para maximizar C_p precisa-se otimizar o valor da função apresentada na equação (4-14):

$$f(a, a') = a'(1-a) \quad (4-14)$$

Para isso, precisa-se visualizar o triângulo de velocidades que surgem em torno da seção transversal da pá de um rotor (Figura 27). Se um aerofólio não estiver sob *stall*, a e a' não são independentes [14][17]. A velocidade induzida w , fruto das variações de *momentum* linear e angular, será paralela a força resultante L , nesse caso assumida como sendo predominantemente uma força de *lift*. Além disso, assim como a força resultante, w será perpendicular à velocidade relativa do vento U_{rel} que incide sobre o aerofólio. É interessante notar como a velocidade induzida possui uma componente que reduz o valor da velocidade do vento percebido pela turbina em uma direção perpendicular ao plano do rotor e, por outro lado, possui uma componente que aumenta o valor da velocidade rotacional do aerofólio de uma turbina.

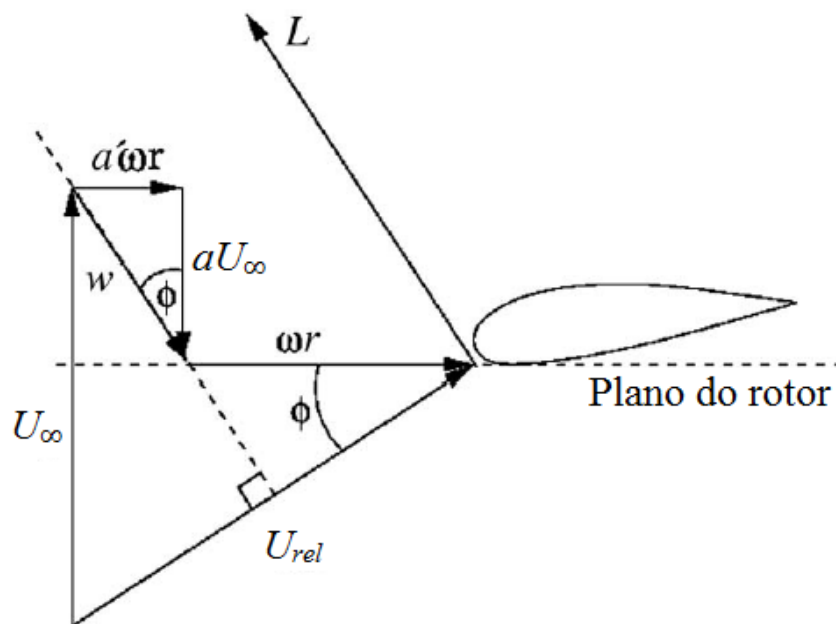


Figura 27 – Triângulo de velocidades que surgem em um aerofólio [17].

Com base nessas informações, pode-se constatar a presença de um ângulo do fluxo ϕ presente em dois triângulos distintos da Figura 27:

$$\tan \phi = \frac{a' \omega r}{a U_{\infty}} = \frac{(1-a)U_{\infty}}{(1+a')\omega r} \quad (4-15)$$

Lembrando da definição de razão da velocidade local presente na equação (4-13) e aplicando-a na equação (4-15) chega-se a:

$$x^2 a'(1+a') - a(1-a) = 0 \quad (4-16)$$

Como a' é função de a [17], o valor da equação (4-14) é máximo quando $df/da = 0$, o que leva a:

$$a' = (1-a) \frac{da'}{da} \quad (4-17)$$

A equação (4-16) também pode ser diferenciada em relação ao fator de indução axial o que resulta em:

$$(1+2a') \frac{da'}{da} x^2 = 1-2a \quad (4-18)$$

As conclusões das equações (4-17) e (4-18) aplicadas na equação (4-16) resultam em uma relação otimizada entre a e a' dada por:

$$a' = \frac{1-3a}{4a-1} \quad (4-19)$$

Com um determinado fator de indução axial pode-se obter o fator de indução tangencial através da equação (4-19) e, por fim, o valor da razão da velocidade local através da equação (4-16).

A Tabela 4 [17] e a Tabela 5 [34] permitem obter algumas conclusões importantes sobre o que foi apresentado neste item. A primeira delas, é que à medida que a velocidade rotacional do rotor ω se eleva e, conseqüentemente, os valores de x e λ , o fator de indução axial, a , tende para o seu valor ótimo encontrado no item 4.2 (= 1/3). Outra observação importante é obtida ao se utilizarem esses valores para calcular C_p através da equação (4-13) e comparar o que é obtido com o limite de Betz. À medida

que λ aumenta, o valor de C_p tende à $16/27$ e a velocidade rotacional do rastro tende, cada vez mais, a zero (situação de turbina ideal, ou seja, $a' = 0$).

Tabela 4 – Relações numéricas entre a , a' e x [17].

a	a'	x
0,26	5,5	0,073
0,27	2,375	0,157
0,28	1,333	0,255
0,29	0,812	0,374
0,30	0,500	0,529
0,31	0,292	0,753
0,32	0,143	1,15
0,33	0,031	2,63
0,333	0,00301	8,58

Tabela 5 – Comparação do C_p otimizado com o limite de Betz [34].

$\lambda = \omega R/U_\infty$	$27C_p/16$
0,5	0,486
1,0	0,703
1,5	0,811
2,0	0,865
2,5	0,899
5,0	0,963
7,5	0,983
10,0	0,987

Em posse desse conhecimento e observando a Figura 28, pode-se entender melhor a constatação feita no Capítulo 2 de que as TEEH são o tipo mais utilizado de turbina eólica.

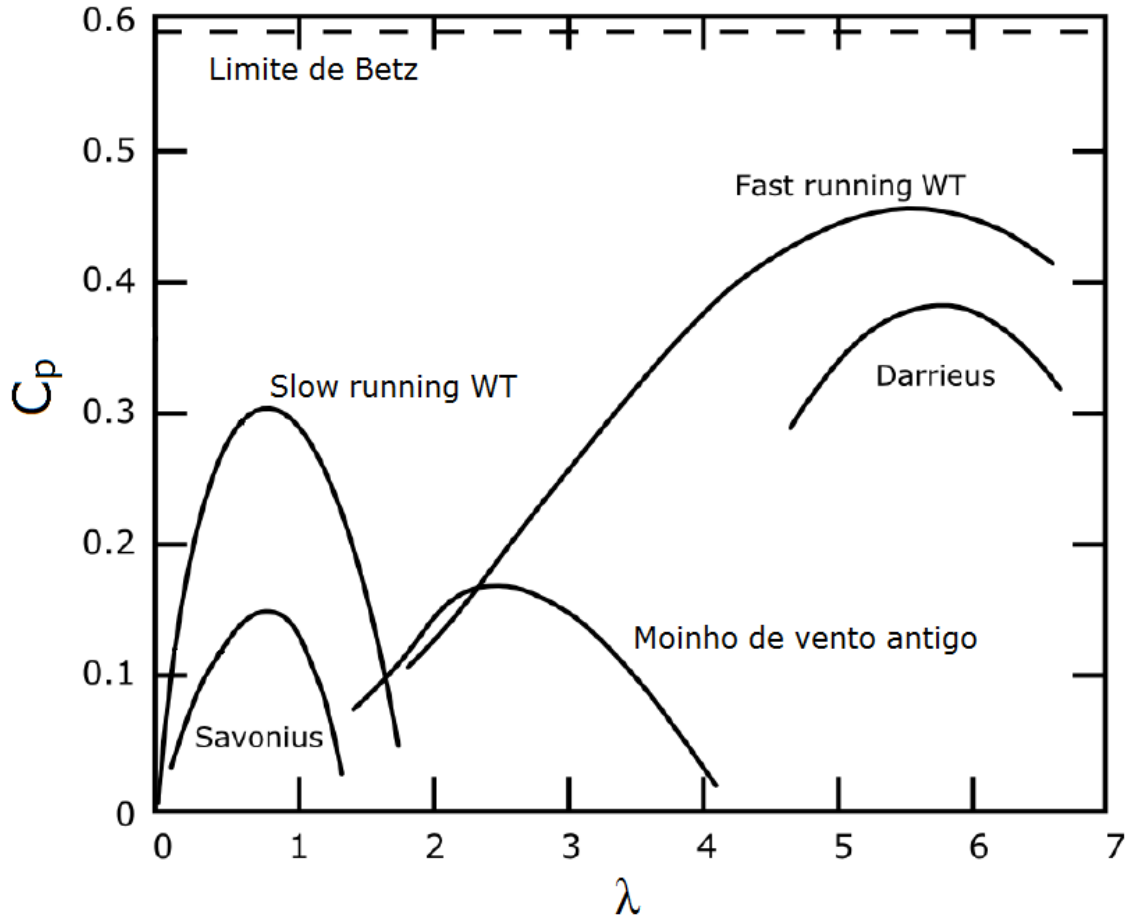


Figura 28 – C_p vs λ para diferentes conceitos de turbina [14].

4.4 A teoria do BEM clássica

4.4.1 Conceito

Até o momento, a geometria das pás da turbina (tipo de aerofólio utilizado, tamanho da corda, etc.) foi desconsiderada na dedução da força de *thrust* e do torque atuando em um rotor. O objetivo da teoria do BEM é compatibilizar as teorias de *momentum* apresentadas com os eventos locais que se desenvolvem nos diversos elementos que compõem a geometria da pá. Sendo assim, neste tópico, será apresentado o modelo clássico de Glauert [34]. Em última instância, com essa compatibilização, obtêm-se os fatores de indução axial e tangencial ao longo das pás, o que tornará possível o cálculo das cargas atuantes no rotor para diferentes combinações de velocidade do vento, de rotação do rotor e ângulo de *pitch*. Deve-se ressaltar que este modelo clássico é válido para combinações estáticas. Quando as variáveis mencionadas variam no tempo (U_∞ , ω , θ_p), ou seja, são dinâmicas, é necessária a utilização de modelos de engenharia adequados, os quais serão mencionados no item 4.5.

O volume de controle utilizado nesta teoria é similar ao apresentado na Figura 26. No BEM, assumem-se duas hipóteses [17]:

- Não existe dependência radial entre os elementos anelares, ou seja, o que acontece em um elemento não é sentido pelos outros.
- A força exercida pelas pás no fluxo é constante em cada elemento anelar, o que corresponde a um rotor com um número infinito de pás.

As teorias do *momentum* linear e angular, que produziram as equações (4-6) e (4-11), permitem a obtenção de uma força de *thrust* e de um torque infinitesimais atuando em um elemento anelar de área $2\pi r dr$ iguais a:

$$\begin{aligned} dT &= 4\pi r \rho U_{\infty}^2 a(1-a) dr \\ dQ &= 4\pi r^3 \rho U_{\infty} \omega(1-a)a' dr \end{aligned} \quad (4-20)$$

Por outro lado, a análise minuciosa do triângulo de velocidades no plano do rotor também possibilita a quantificação dessas mesmas grandezas, mas levando em conta a geometria das pás. Como o objetivo da teoria é compatibilizar esses dois resultados, analisa-se a Figura 29 com um foco especial nos ângulos e tendo em mente alguns conceitos apresentados no Capítulo 2.

O ângulo θ é chamado de ângulo de *pitch* local da pá, ou seja, é o ângulo formado entre a corda de um elemento localizado à uma distância radial r do centro do rotor e o plano de rotação. O ângulo de *pitch* local da pá é uma combinação do ângulo de *pitch*, θ_p , mencionado no Capítulo 2, e o ângulo de torção β de tal forma que $\theta = \theta_p + \beta$. O ângulo de torção é medido em relação à corda do aerofólio localizado na ponta da pá. Observando a Figura 29, pode-se tirar o valor do ângulo de ataque local, α , por:

$$\alpha = \phi - \theta \quad (4-21)$$

onde ϕ é o conhecido ângulo do fluxo.

Conhecendo-se os coeficientes de *lift* e de *drag* de um aerofólio em função do ângulo de ataque local (Figura 30) que surge entre a corda de um elemento, c , e a velocidade do vento incidente relativa, U_{rel} , pode-se obter as forças de *lift* e *drag* através de:

$$L = \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c C_L(\alpha) \text{ em força por unidade de comprimento}$$

$$D = \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c C_D(\alpha) \text{ em força por unidade de comprimento} \quad (4-22)$$

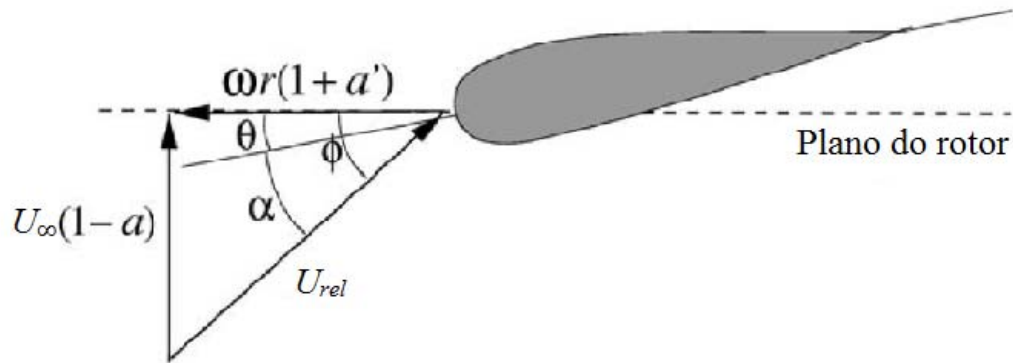


Figura 29 – Velocidades e ângulos em um elemento da pá do rotor [17].

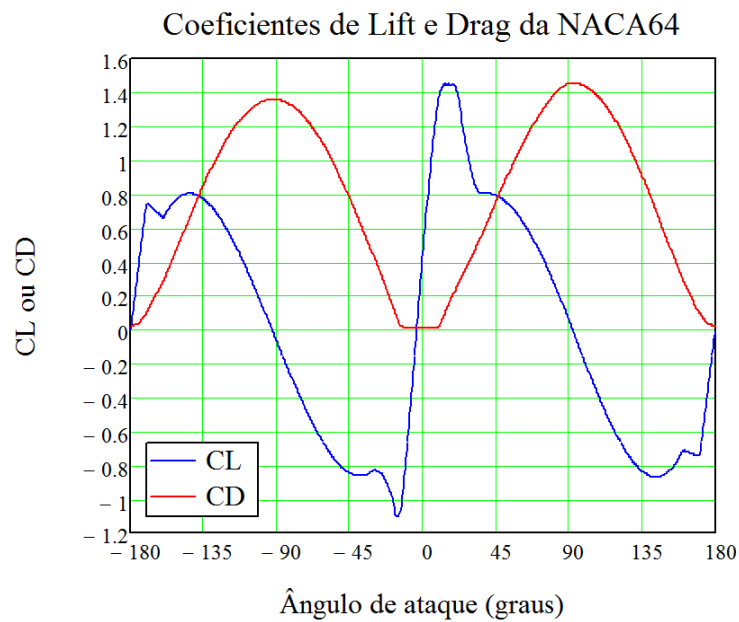


Figura 30 – Coeficientes de lift e drag de um aerofólio em função do ângulo α [10].

Entretanto, como está se buscando determinar a força de *thrust* e o torque, o interesse recai nas componentes das forças de *lift* e *drag* nas direções paralela e perpendicular ao plano do rotor. Essas componentes darão origem às cargas normais e tangenciais, F_n e F_t (Figura 31).

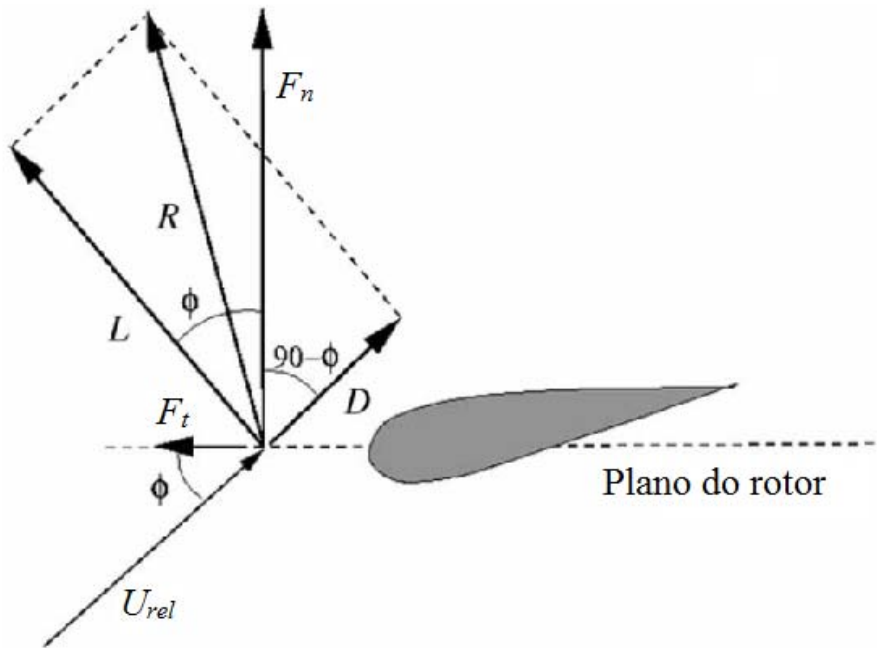


Figura 31 – Decomposição das forças de lift e drag nas direções paralela e perpendicular ao plano do rotor. \mathbf{R} é a resultante de \mathbf{L} e \mathbf{D} [17].

Matematicamente, tem-se:

$$\begin{aligned} F_n &= L \cos \phi + D \operatorname{sen} \phi \\ F_t &= L \operatorname{sen} \phi - D \cos \phi \end{aligned} \quad (4-23)$$

Pode-se ainda normalizar as equações (4-23) para se obterem os coeficientes de carga normal e tangencial, C_n e C_t :

$$\begin{aligned} C_n &= \frac{F_n}{\frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c} \\ C_t &= \frac{F_t}{\frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c} \end{aligned} \quad (4-24)$$

Ou:

$$\begin{aligned} C_n &= C_L \cos \phi + C_D \operatorname{sen} \phi \\ C_t &= C_L \operatorname{sen} \phi - C_D \cos \phi \end{aligned} \quad (4-25)$$

Obtém-se a força de *thrust* no volume de controle com espessura dr através de:

$$dT = BF_n dr \quad (4-26)$$

onde B é o número de pás do rotor. O torque, por sua vez, também depende da posição radial r e surge através de:

$$dQ = rBF_t dr \quad (4-27)$$

Utilizando a primeira equação de (4-24) e relações trigonométricas extraídas da Figura 29 na equação (4-26), tem-se:

$$U_{rel} \sin \phi = U_\infty (1 - a)$$

$$dT = \frac{1}{2} \rho B \frac{U_\infty^2 (1 - a)^2}{\sin^2 \phi} c C_n dr \quad (4-28)$$

Utilizando a segunda equação de (4-24) e relações trigonométricas extraídas da Figura 29 na equação (4-27), tem-se:

$$U_{rel} \sin \phi = U_\infty (1 - a)$$

$$U_{rel} \cos \phi = \omega r (1 + a')$$

$$dQ = \frac{1}{2} \rho B \frac{U_\infty (1 - a) \omega r (1 + a')}{\sin \phi \cos \phi} c C_t r dr \quad (4-29)$$

Por fim, compatibilizando-se as equações de torque e *thrust* obtidas pelas teorias do *momentum* nas equações (4-20) com as deduzidas nas equações (4-28) e (4-29) pela análise do triângulo de velocidades da Figura 31, chega-se a expressões para os fatores de indução axial e tangencial (equações (4-31) e (4-32), respectivamente). Visando simplificá-las, define-se também uma grandeza chamada solidez local, σ' , que representa a fração da área anelar do volume de controle que está preenchida pelas pás do rotor.

$$\sigma'(r) = \frac{c(r)B}{2\pi r} \quad (4-30)$$

$$a = \frac{1}{\frac{4\text{sen}^2\phi}{\sigma' C_n} + 1} \quad (4-31)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4\text{sen}\phi \cos\phi}{\sigma' C_t} - 1} \quad (4-32)$$

De acordo com Hansen [17], todas as equações necessárias para o modelo do BEM foram deduzidas e, finalmente, um algoritmo pode ser produzido para o cálculo dos carregamentos em todos os segmentos que compõem a pá de uma turbina. Lembra-se aqui, mais uma vez, a primeira hipótese da teoria do BEM que diz que, como os diferentes volumes de controle são assumidos como independentes, cada segmento pode ser tratado separadamente e a solução em um raio pode ser calculada antes de se resolver outro raio. Em outras palavras, para cada volume de controle, o seguinte algoritmo é aplicado [17]:

- 1) Assumir um valor inicial para a e a' (tipicamente = 0).
- 2) Computar o ângulo do fluxo ϕ utilizando a equação (4-15).
- 3) Computar o ângulo de ataque local α usando a equação (4-21).
- 4) Obter os valores de $C_L(\alpha)$ e $C_D(\alpha)$ de uma tabela.
- 5) Calcular C_n e C_t através das equações (4-25).
- 6) Calcular a e a' através das equações (4-31) e (4-32).
- 7) Se a e a' mudaram seus valores acima de uma certa tolerância, voltar ao passo 2, do contrário, seguir para o próximo passo.
- 8) Calcular as cargas locais atuando no segmento das pás.

Após a aplicação do algoritmo a todos os volumes de controle, as distribuições das cargas normais e tangenciais se tornam conhecidas e parâmetros globais como potência, *thrust* e os momentos fletores na raiz das pás podem ser computados [17].

4.4.2 Correções fundamentais da teoria

É necessário ter em mente algumas correções para que a teoria do BEM apresente resultados condizentes com a realidade. Várias correções distintas são mencionadas em Hansen [17] e Moriarty e Hansen [33]. Neste item, entretanto, optou-se por apresentar, inicialmente, somente aquelas consideradas fundamentais para a execução de um exemplo básico (item 4.4.3).

4.4.2.1 Fator de perda na ponta de Prandtl e fator de perda no hub

O fator de perda na ponta de Prandtl serve para a segunda hipótese da teoria do BEM, que supõe um número infinito de pás (item 4.4.1). Segundo Hansen [17], para um rotor com um número finito de pás, o sistema de vórtices no rastro é diferente daquele de um rotor com um número infinito. Sendo assim, para representar a influência dos vórtices que se desprendem das pontas de um número finito de pás em direção ao rastro (Figura 32), e que afetam o campo de velocidades induzidas, Prandtl derivou uma teoria que, em última instância, é resumida por um fator de correção F_{tip} para as equações (4-20). A descrição completa da teoria em torno deste fator está presente em Glauert [34].

$$dT = 4\pi r \rho U_{\infty}^2 a(1-a)F_{tip} dr \quad (4-33)$$

$$dQ = 4\pi r^3 \rho U_{\infty} \omega(1-a)a' F_{tip} dr \quad (4-34)$$

$$F_{tip} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1}(e^{-ft(r)}) \quad (4-35)$$

$$ft(r) = \frac{B}{2} \frac{R-r}{r \sin\phi} \quad (4-36)$$

O fator de perda no *hub* segue o mesmo raciocínio e busca corrigir a velocidade induzida resultante devido ao desprendimento de um vórtice próximo ao *hub* do rotor:

$$F_{hub} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1}(e^{-fh(r)}) \quad (4-37)$$

$$fh(r) = \frac{B}{2} \frac{r - R_{hub}}{r \sin\phi} \quad (4-38)$$

onde R_{hub} é o raio do *hub*.

É importante ressaltar que a aerodinâmica local de um dado elemento a uma distância r do centro do rotor pode ser afetada tanto pela perda na ponta quanto pela perda no *hub*. Nesse caso, os fatores F_{tip} e F_{hub} são multiplicados para criar o fator de perda total F que, em contrapartida, é utilizado nas equações (4-33) e (4-34).

$$F = F_{tip} F_{hub} \quad (4-39)$$

$$dT = 4\pi r \rho U_{\infty}^2 a(1-a) F dr \quad (4-40)$$

$$dQ = 4\pi r^3 \rho U_{\infty} \omega(1-a) a' F dr \quad (4-41)$$

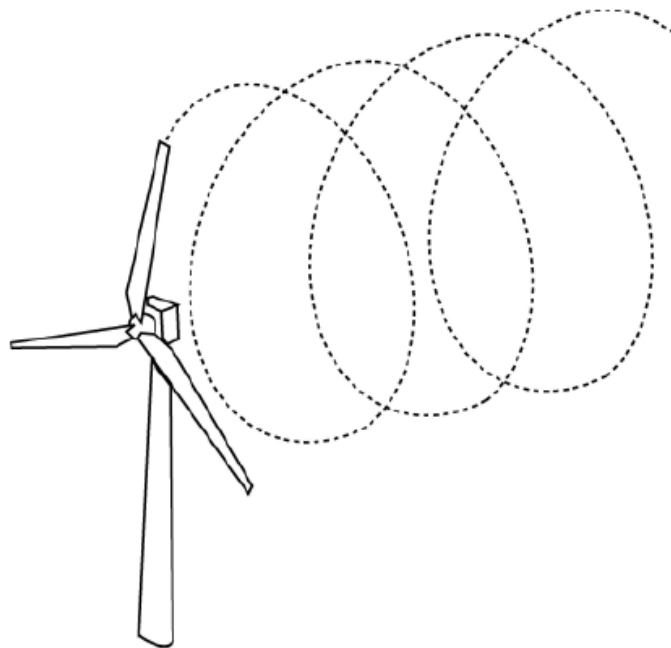


Figura 32 – Padrão helicoidal no rastro criado pelo desprendimento de vórtices da ponta de uma única pá [33].

Ao se utilizarem as equações (4-40) e (4-41), ao invés das equações (4-20), para se chegar aos fatores de indução axial e tangencial propostos pela teoria do BEM (equações (4-31) e (4-32)), tem-se:

$$a = \frac{1}{\frac{4F \sin^2 \phi}{\sigma' C_n} + 1} \quad (4-42)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4F \sin \phi \cos \phi}{\sigma' C_t} - 1} \quad (4-43)$$

Sendo assim, as equações (4-42) e (4-43) devem ser utilizadas no lugar das equações (4-31) e (4-32) no passo nº 6 do algoritmo. Além disso, um passo extra deve ser acrescentado após o segundo para se calcular o fator de perda total F.

4.4.2.2 Correção de Glauert

Uma segunda correção é necessária para quando a teoria do *momentum* linear não é mais válida, conforme justificativa apresentada no final do item 4.2 e ilustrada na Figura 24. A correção de Glauert é uma relação empírica entre o coeficiente de *thrust* C_T e o fator de indução axial a (para quando o mesmo ultrapassa um determinado limite e o comportamento do rastro se modifica). Conforme pode ser visto em Hansen [17], Burton *et al* [21] e Moriarty e Hansen [33], diferentes correções empíricas foram propostas no decorrer dos anos. O SIMA-RIFLEX, abordado no Capítulo 5, utiliza a correção presente em Burton *et al* [21]. Nesta dissertação, entretanto, devido ao nível de detalhes, optou-se por uma expressão encontrada em Spera [35]:

$$\begin{aligned} C_T &= 4a(1-a)F \quad \text{se } a \leq a_c \\ C_T &= 4(a_c^2 + (1-2a_c)a)F \quad \text{se } a > a_c \end{aligned} \quad (4-44)$$

onde a_c é uma constante com um valor de aproximadamente 0,2 e F é o fator de perda total definido no item anterior.

Ao se lançar mão da primeira equação de (4-20), pode-se isolar o coeficiente de *thrust* C_T , conforme expresso na equação (4-45):

$$C_T = \frac{dT}{\frac{1}{2} \rho U_\infty^2 2\pi r dr} \quad (4-45)$$

Em seguida, utilizando a expressão obtida para dT na equação (4-28) em (4-45) obtém-se, por fim, uma expressão para C_T que pode ser igualada às expressões empíricas de Spera [35]:

$$C_T = \frac{(1-a)^2 \sigma' C_n}{\text{sen}^2 \phi} \quad (4-46)$$

Se $a \leq a_c$:

$$4a(1-a)F = \frac{(1-a)^2 \sigma' C_n}{\text{sen}^2 \phi} \quad (4-47)$$

o que resulta na tradicional expressão (4-42) ao se isolar o fator de indução axial:

$$a = \frac{1}{\frac{4F \text{sen}^2 \phi}{\sigma' C_n} + 1} \quad (4-48)$$

Se $a > a_c$:

$$4(a_c^2 + (1-2a_c)a)F = \frac{(1-a)^2 \sigma' C_n}{\text{sen}^2 \phi} \quad (4-49)$$

o que, ao se isolar o fator de indução axial, resulta em:

$$a = \frac{1}{2} \left[2 + K(1-2a_c) - \sqrt{K(1-2a_c)+2)^2 + 4(Ka_c^2 - 1)} \right] \quad (4-50)$$

onde o valor de K é dado pela expressão:

$$K = \frac{4F \text{sen}^2 \phi}{\sigma' C_n} \quad (4-51)$$

As equações (4-48) e (4-50) fazem parte de um teste condicional no passo 6 do algoritmo, substituindo o mero uso da expressão (4-42). Espera-se que este teste entre em ação para velocidades de vento baixas, onde o coeficiente de *thrust* é mais elevado, assim como o fator de indução axial.

4.4.3 Exemplo básico

Um exemplo é apresentado a seguir buscando mostrar alguns resultados provenientes da aplicação da teoria do BEM. O modelo de turbina empregado é a NTK500/41 cujo detalhamento da pá (dividida em 17 elementos) se encontra na Tabela 6, extraída de Hansen [17]. Como o tipo de aerofólio empregado nas pás do rotor não é fornecido, assumiu-se que as pás são compostas inteiramente pelo perfil NACA64, cujos coeficientes de *drag* e *lift*, obtidos no trabalho de Jonkman *et al* [10], estão ilustrados na Figura 30.

Tabela 6 – Descrição da pá [17].

Elemento	Posição radial (m)	Torção β (graus)	Corda (m)
1	4,5	20,0	1,630
2	5,5	16,3	1,597
3	6,5	13,0	1,540
4	7,5	10,05	1,481
5	8,5	7,45	1,420
6	9,5	5,85	1,356
7	10,5	4,85	1,294
8	11,5	4,00	1,229
9	12,5	3,15	1,163
10	13,5	2,60	1,095
11	14,5	2,02	1,026
12	15,5	1,36	0,955
13	16,5	0,77	0,881
14	17,5	0,33	0,806
15	18,5	0,14	0,705
16	19,5	0,05	0,545
17	20,25	0,02	0,265

Esta turbina possui um sistema de controle por *stall*. Assumiu-se o ângulo de *pitch* θ_p igual a zero e, conseqüentemente, o ângulo de torção (β) se torna igual ao ângulo de *pitch* local (θ). Os demais dados relevantes para a execução do exemplo estão na Tabela 7.

Tabela 7 – Dados da turbina e velocidade do vento.

Velocidade angular do rotor	27,1 rpm
Densidade do ar	1,225 kg/m ³
Raio do rotor	20,5 m
Raio do <i>hub</i>	4 m
Número de pás	3
Velocidade do vento incidente	8 m/s

Considerou-se o raio do *hub* igual a 4 metros e elementos anelares com espessura de 1 metro, com exceção do último no qual foi adotado 0,5 metro (contabilizando 20,5 metros de raio do rotor). O vento incidente escolhido para esse exemplo é de 8 m/s. Além disso, em um primeiro momento, o fator de perda total F é assumido igual a 1, ou seja, sem a correção, de forma a simplificar ainda mais o exemplo. A Figura 33 e a Figura 34 mostram, respectivamente, a variação da corda e do ângulo de torção em função da posição radial.

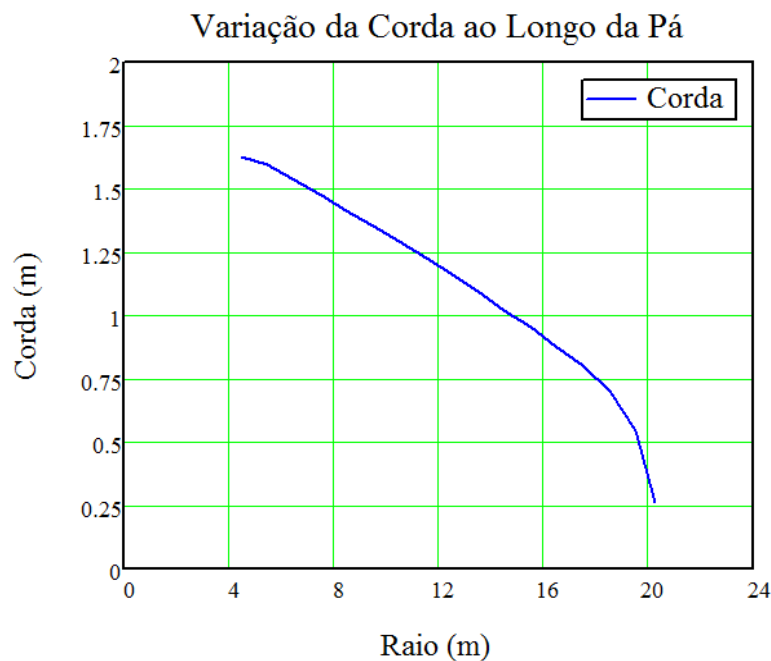


Figura 33 – Variação da corda dos aerofólios que compõem a pá.

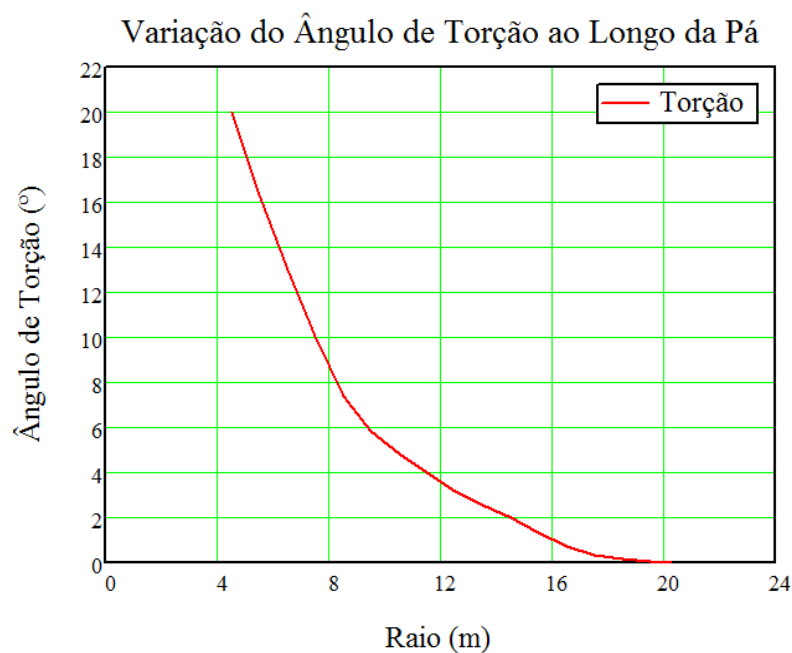


Figura 34 – Variação do ângulo de torção dos aerofólios que compõem a pá.

Pode-se observar, nessas figuras, que a corda é maior quanto mais próximo se está da raiz da pá, o que faz sentido do ponto de vista estrutural, tendo em mente os maiores momentos nesta posição. O ângulo de torção se comporta de maneira similar, diminuindo à medida que se aproxima da ponta da pá.

Após a aplicação do algoritmo sugerido por Hansen [17], obtiveram-se os fatores de indução axial e tangencial evidenciados na Figura 35 e na Figura 36. Os ângulos ϕ e α se encontram na Figura 37.

Para esta turbina, tem-se um fator de indução axial maior na região central da pá. Já o fator de indução tangencial diminuiu à medida que se eleva o raio. Com relação aos ângulos da Figura 37, era esperado que se aproximassem tendo em vista o valor de β .

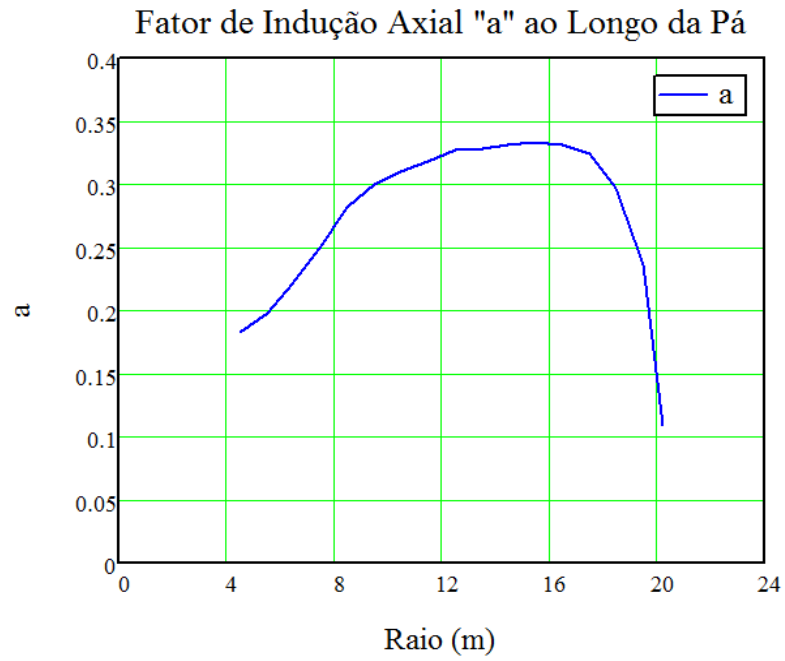


Figura 35 – Fator de indução axial ao longo da pá.

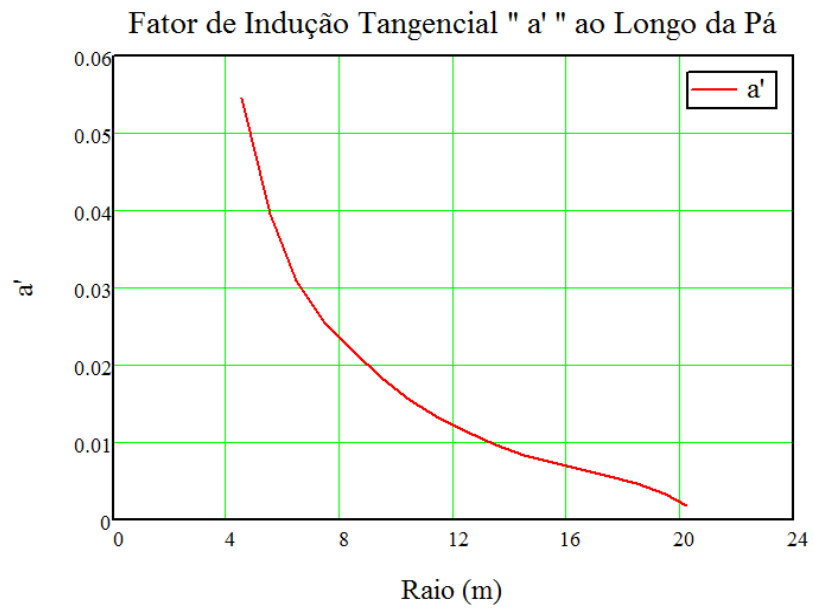


Figura 36 – Fator de indução tangencial ao longo da pá.

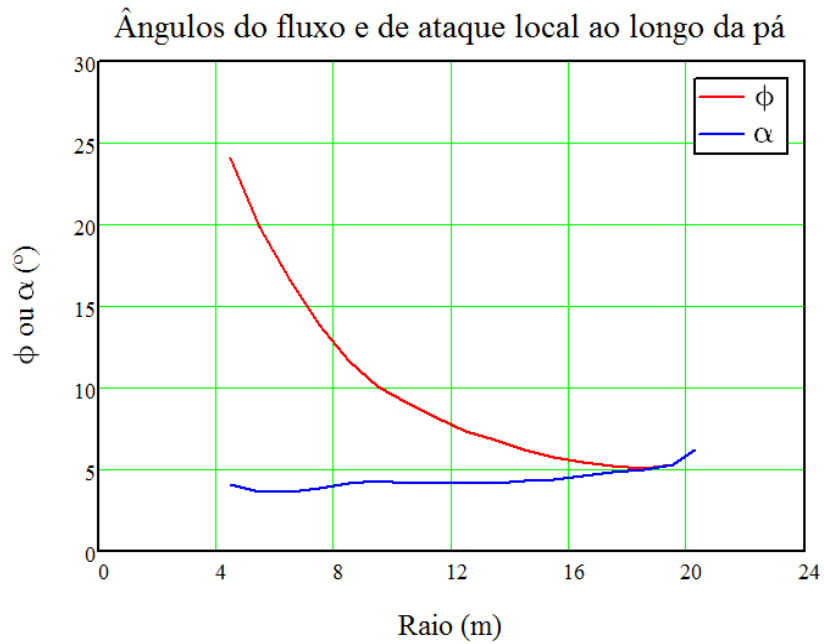


Figura 37 – Ângulos ϕ e α ao longo da pá.

Com estes valores em mãos, foi possível calcular a distribuição das cargas normais e tangenciais ao plano do rotor ao longo da pá através das equações (4-24) e (4-25), o que é explicitado na Figura 38. Os valores do *thrust* e do torque foram obtidos, por fim, através das equações (4-26) e (4-27) e se encontram na Tabela 8.

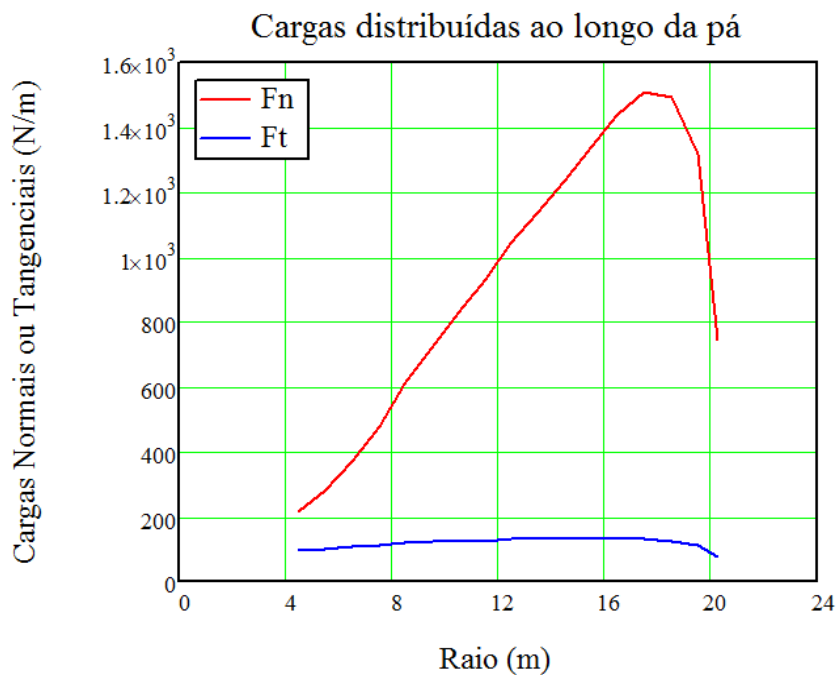


Figura 38 – Distribuição das cargas ao longo da pá.

Tabela 8 – Força de thrust e torque calculados através do BEM.

Thrust	44,9 kN
Torque	71,5 kN.m

Hansen [17] alerta para a importância de se integrarem adequadamente as cargas ao longo da pá para se obter o *thrust* e o torque corretos. Vale lembrar que os valores calculados pelo algoritmo são pontuais (calculados em determinadas posições radiais) e, portanto, o mero somatório dos valores encontrados associados a elementos anelares muito espessos poderia levar o usuário a resultados errôneos. Neste exemplo, como temos uma pá de 16,5 metros discretizada em 17 elementos, tem-se um resultado coerente. Contudo, quanto mais elementos, melhor o resultado.

Por questões comparativas, a Figura 39 apresenta a alteração mais expressiva a se utilizar a primeira correção do BEM. Como mencionado no item 4.4.2.1, a consideração dos fatores de perdas promove alterações no campo de velocidades induzidas e, conseqüentemente, nos fatores de indução. Neste exemplo, o fator de indução axial sofreu as maiores alterações (cerca de 15%), ao contrário do tangencial que permaneceu praticamente inalterado (Figura 40). A Tabela 9 mostra os novos resultados obtidos para o *thrust* e para o torque com os fatores de perda inclusos.

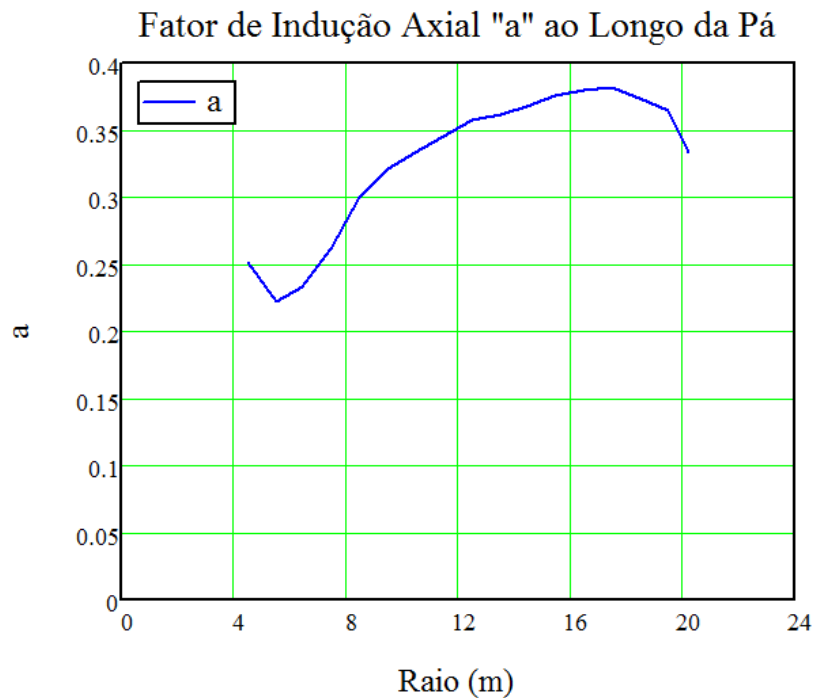


Figura 39 – Fator de indução axial ao longo da pá com fatores de perda.

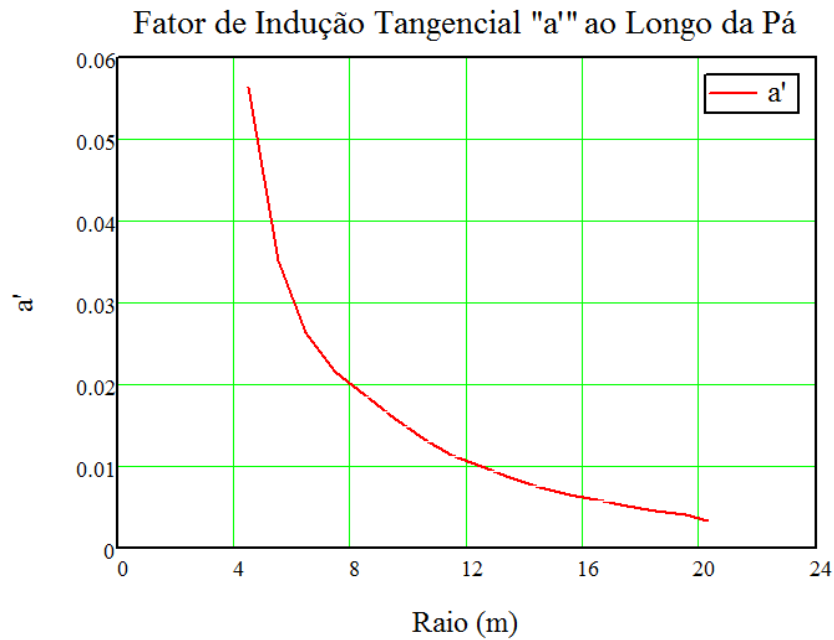


Figura 40 – Fator de indução tangencial ao longo da pá com fatores de perda.

Tabela 9 – Força de thrust e torque com e sem fatores de perda inclusos.

<i>Thrust</i>	44,9 kN (sem fator)	44,1 kN (com fator)
Torque	71,5 kN.m (sem fator)	68,4 kN.m (com fator)

Para este exemplo, as diferenças no *thrust* e no torque foram pequenas (2 e 5%, respectivamente). Vale lembrar que, neste item, tratou-se de um rotor pequeno, composto por um único aerofólio. Os rotores das TEEHs de 5 e 10MW são de 3 a 5 vezes maiores que este e utilizam cerca de 8 aerofólios distintos. Testes com e sem os fatores de perda, nestes casos, poderiam levar a diferenças maiores.

4.5 Os modelos dinâmicos do BEM

A natureza do vento descrita no Capítulo 3 indica que esse quase nunca se mantém com a mesma força ou direção, seja devido ao cisalhamento ou à turbulência. Essa variação na velocidade percebida por um ponto fixo na pá não só ocorre devido ao vento como também devido à própria turbina, cujo sistema de controle, por exemplo, pode ajustar o ângulo de *pitch* das suas pás e modificar a velocidade angular do rotor. Sendo assim, o BEM clássico apresentado neste trabalho, que envolve variáveis estáticas, é muito útil quando o intuito é calcular a produção de energia anual em uma determinada locação, mas raramente é aplicado quando se busca entender a resposta de

um rotor sob a ação de cargas aerodinâmicas. Para este propósito, é necessário um modelo estrutural completo que deve estar acoplado à uma teoria do BEM que englobe diversos modelos dinâmicos.

O objetivo deste item, entretanto, não é detalhar um complexo modelo estrutural e sim deixar claro a importância desses diversos modelos de engenharia necessários para que um programa seja capaz de expressar, de maneira adequada, o comportamento aeroelástico de uma turbina eólica. As formulações aqui apresentadas foram extraídas de fontes consideradas amplamente divulgadas e, portanto, de fácil acesso. Dessa forma, elas não necessariamente correspondem às formulações empregadas nos *softwares* utilizados nesse trabalho.

Por fim, cabe destacar que estes não são os únicos modelos existentes. Eles foram escolhidos por estarem presentes no manual teórico do programa descrito no item 5.2 e, por essa razão, foram considerados altamente relevantes. Outros modelos dinâmicos adicionais podem ser acrescentados para representar de maneira ainda mais fiel o comportamento de uma turbina.

4.5.1 Modelo de rastro dinâmico

Segundo Manwell *et al* [16], o modelo de rastro dinâmico é utilizado para representar a resposta temporal do fluxo a mudanças rápidas causadas devido à natureza do vento e a alterações na operação do rotor. Durante essas mudanças, o fluxo não consegue responder com rapidez suficiente para estabelecer instantaneamente condições de estado estacionário. Assim, as condições aerodinâmicas no rotor não são necessariamente as condições esperadas, mas uma aproximação em constante mudança conforme o fluxo se altera. Dessa forma, de acordo com Hansen [17], este modelo deve ser aplicado para levar em conta o tempo necessário para que as velocidades induzidas do fluxo estejam em equilíbrio com as cargas aerodinâmicas.

O modelo apresentado nesta dissertação, abordado em detalhes em Hansen [17], foi proposto por Stig Øye e consiste de um filtro para as velocidades induzidas constituído por duas equações diferenciais de primeira ordem dadas por:

$$\begin{aligned} W_{\text{int}} + \tau_1 \frac{dW_{\text{int}}}{dt} &= W_{qs} + 0.6 \cdot \tau_1 \frac{dW_{qs}}{dt} \\ W + \tau_2 \frac{dW}{dt} &= W_{\text{int}} \end{aligned} \tag{4-52}$$

onde τ_1 e τ_2 são constantes temporais, W_{qs} é o valor quasi-estático da velocidade induzida, W_{int} é o valor intermediário da velocidade induzida e W é o valor final filtrado que deve ser utilizado como a velocidade induzida percebida pelo elemento de uma pá.

A importância deste item é mais facilmente compreendida através de um exemplo, extraído de Hansen [17] e ilustrado na Figura 41. Nele, tem-se uma máquina de 2 MW manejada por um sistema de controle ativo tendo o torque real medido no seu eixo sendo comparado com aquele previsto pela teoria do BEM acompanhada de um modelo de rastro dinâmico. Aos 2 segundos dessa série temporal, o ângulo de *pitch* é aumentado, o que causa uma queda brusca do torque no eixo do rotor que apenas volta a se equilibrar em torno dos 10 segundos, momento este no qual as velocidades induzidas também se equilibraram. Aos 32 segundos, o ângulo de *pitch* retorna ao seu valor original e um novo pico no torque pode ser observado. Os decaimentos dos picos só podem ser computados com a presença deste modelo, deixando claro, portanto, a sua necessidade, sobretudo para uma máquina que controla o ângulo de *pitch* das suas pás [17].

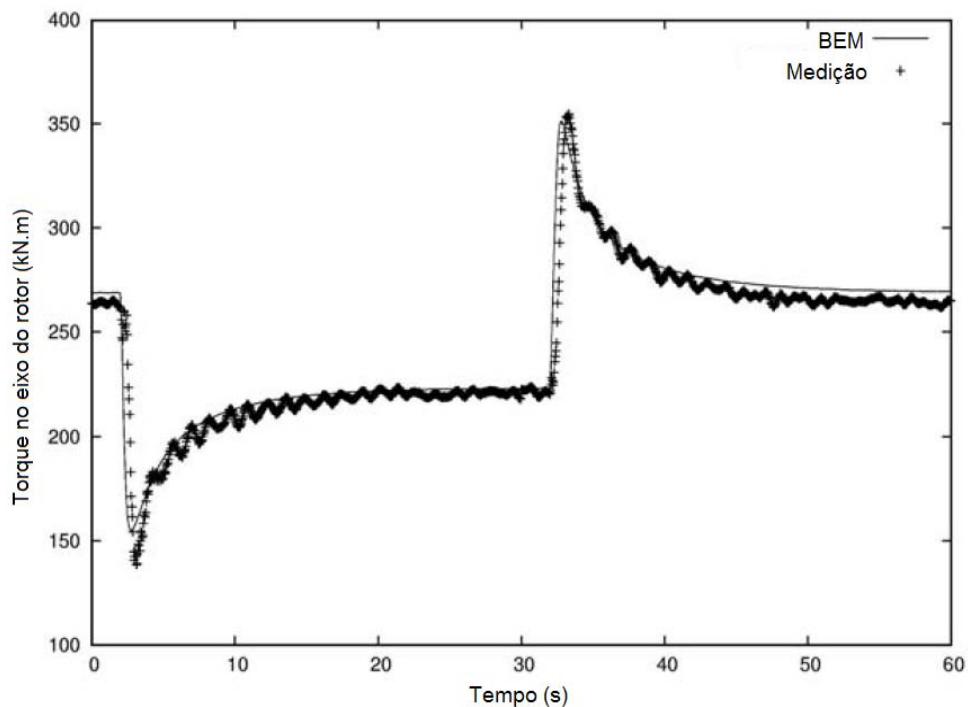


Figura 41 – Comparação entre as séries temporais medidas e calculadas do torque no eixo do rotor de uma turbina durante duas mudanças no *pitch* para uma velocidade do vento de 8,7 m/s [17].

4.5.2 Modelo de *stall* dinâmico

O modelo de *stall* dinâmico é necessário para representar outro efeito fruto das alterações bruscas na velocidade percebida por um elemento da pá. Como consequência destas alterações, têm-se mudanças súbitas no ângulo de ataque local α , que, por sua vez, causam descolamentos e recolamentos repentinos do fluxo de ar em torno de uma seção transversal da pá. Isso, em última instância, afeta os coeficientes aerodinâmicos do aerofólio empregado (Figura 42) e leva, potencialmente, ao surgimento de forças transientes elevadas.

A resposta do carregamento aerodinâmico vai depender se a camada limite do fluxo está colada ou parcialmente separada. No caso de a camada estar colada, Hansen [17] recomenda um modelo presente em Theodorsen [36]. Por outro lado, se o *stall* ocorrer a partir da *trailing edge* de um aerofólio, ou seja, um descolamento da camada limite se dando a partir da borda traseira do aerofólio e se propagando em direção à borda frontal à medida que o ângulo de ataque local cresce, um modelo de *stall* dinâmico proposto em Øye [37], resumido pela equação (4-53), é indicado para representar o quanto um determinado grau de *stall*, f_s , está afetando o coeficiente de *lift*.

$$C_L(\alpha) = f_s C_{L,inv}(\alpha) + (1 - f_s) C_{L,fs}(\alpha) \quad (4-53)$$

onde $C_{L,inv}$ é o coeficiente de *lift* sem separação da camada limite e $C_{L,fs}$ é o coeficiente de *lift* com uma camada limite totalmente separada.

Ainda de acordo com Hansen [17], esse tipo de *stall* é considerado o fenômeno mais importante em termos dos dados dinâmicos de um aerofólio. A não utilização deste modelo leva a contabilização de vibrações nas pás que não existem na turbina real. Sendo assim, por questões de estabilidade, é recomendado que pelo menos um modelo de *stall* dinâmico para os coeficientes de *lift* de um aerofólio seja empregado, apesar da existência de outros mais abrangentes, que corrijam outros coeficientes, como pode ser visto em Leishman e Beddoes [38].

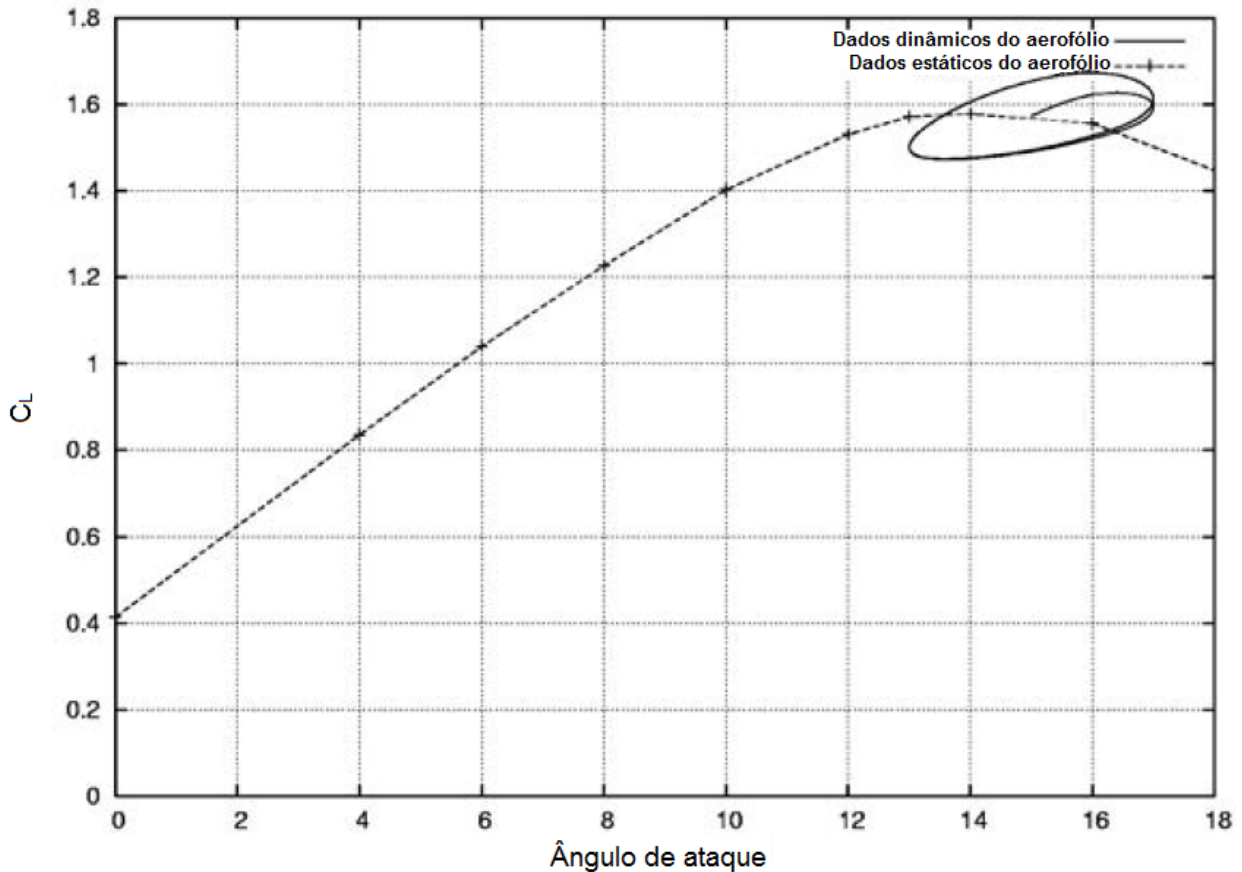


Figura 42 – Consequência da utilização de um modelo de stall dinâmico sobre os coeficientes de lift de um aerofólio [17].

4.5.3 Modelo para um rastro inclinado

Uma grande limitação do BEM original é a não consideração da possibilidade de um fluxo de ar incidindo de maneira não-perpendicular ao plano do rotor de uma turbina, o que é bastante comum tendo em mente o ângulo de inclinação do eixo θ_{tilt} . Como foi visto no item 2.2, isto também poderia acontecer quando o mecanismo de giro ainda está se alinhando contra a direção principal do vento ou quando esse está sendo acionado para proteger a turbina de ventos fortes.

Esta situação acaba por produzir um rastro inclinado atrás do rotor e, para adicioná-lo na teoria do BEM, Glauert [39] propôs uma formulação básica que posteriormente foi trabalhada por diversos autores. Dentre esses trabalhos, apresenta-se a equação (4-54) dada por Pitt e Peters [40]:

$$a_{skew} = a \left(1 + \frac{15\pi}{32} \frac{r}{R} \tan \frac{\chi}{2} \cos \psi \right) \quad (4-54)$$

onde χ é o ângulo de inclinação do rastro (assumido constante em função da distância radial r [17]), ψ é o azimute, R é o raio do rotor, a é o fator de indução axial e a_{skew} é o fator de indução axial corrigido para o efeito de inclinação do rastro.

É importante destacar que ψ é o ângulo de azimute dado como zero na posição mais *downwind* após se considerarem os ângulos de inclinação (θ_{tilt}) e giro do rotor (γ) (Figura 43). Esta região é a que possui o maior valor de velocidade induzida, enquanto que a posição mais *upwind* ($\cos \psi = -1$) tem o menor. A explicação para isso, segundo Hansen [17], é que uma pá mais próxima da região *downwind* está mais inserida no rastro do que uma pá mais próxima da região *upwind*. Isso significa que uma pá a montante (*upwind*) vivencia um vento mais alto e, dessa forma, produz cargas maiores do que a pá a jusante (*downwind*), o que produz um momento de giro benéfico em torno do eixo torre, que tentará posicionar o rotor mais para dentro do vento, aumentando assim a estabilidade da estrutura.

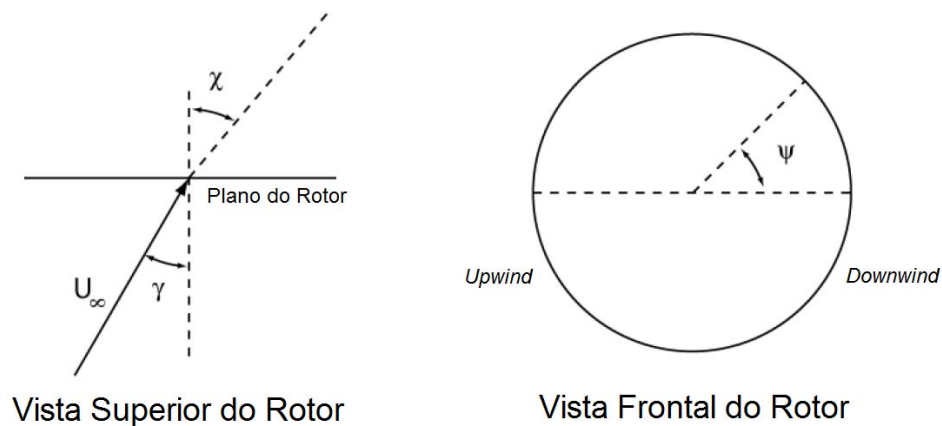


Figura 43 – Sistema de coordenadas usadas para a correção do rastro inclinado (adaptado de [33]).

Moriarty e Hansen [33] chamam a atenção para o fato da equação (4-54) depender do ângulo de inclinação do rastro χ e não do ângulo de giro do rotor γ , visualizado na Figura 43. O ângulo de inclinação do rastro é o que sai da turbina e é ligeiramente maior que o ângulo γ , que é definido como a diferença entre o vento incidente e o vetor que define o plano do rotor. De acordo com Burton *et al* [21], pode-se aproximar χ por:

$$\chi = (0.6a + 1)\gamma \tag{4-55}$$

A maior limitação deste modelo é que ele assume um rastro cilíndrico, o que só é válido para rotores sob ação de carregamentos leves [33]. Além disso, algumas pesquisas apontam que essa correção pode ser demasiadamente elevada para algumas situações [41].

4.5.4 Modelo de sombra da torre

O modelo de sombra (ou influência) da torre é necessário para simular o efeito que a presença da torre exerce sobre um vento incidente U_{∞} . A existência da torre faz com que o fluxo de ar tenha de circulá-la, o que irá criar regiões com menor velocidade de vento tanto antes quanto depois da torre. Segundo Burton *et al* [21], esse efeito é mais pronunciado para torres tubulares do que para torres compostas por estruturas treliçadas. Além disso, no caso da torre tubular, a redução é mais severa depois da torre do que antes por causa da separação do fluxo.

A teoria do fluxo potencial é recomendada para contabilizar esta redução na velocidade do fluxo antes de uma torre tubular, o que é essencial para turbinas do tipo *upwind*. Em linhas gerais, a teoria diz que o fluxo de ar em torno de uma torre cilíndrica pode ser representado por uma função de corrente (*stream function*) que, quando diferenciada, fornece a seguinte expressão para a velocidade do vento na direção x (Figura 44):

$$U_{red} = U_{\infty} \left(1 - \frac{(d/2)^2 (x^2 - y^2)}{(x^2 + y^2)^2} \right) \quad (4-56)$$

onde d é o diâmetro da torre, U_{red} é a velocidade do vento reduzida devido à presença da torre e as distâncias x e y são dadas em função do centro da torre à uma determinada altura z , vide Figura 44. Conforme a própria fórmula sugere, os efeitos dessa redução serão mais acentuados quanto mais próximo se está da torre (Figura 45).

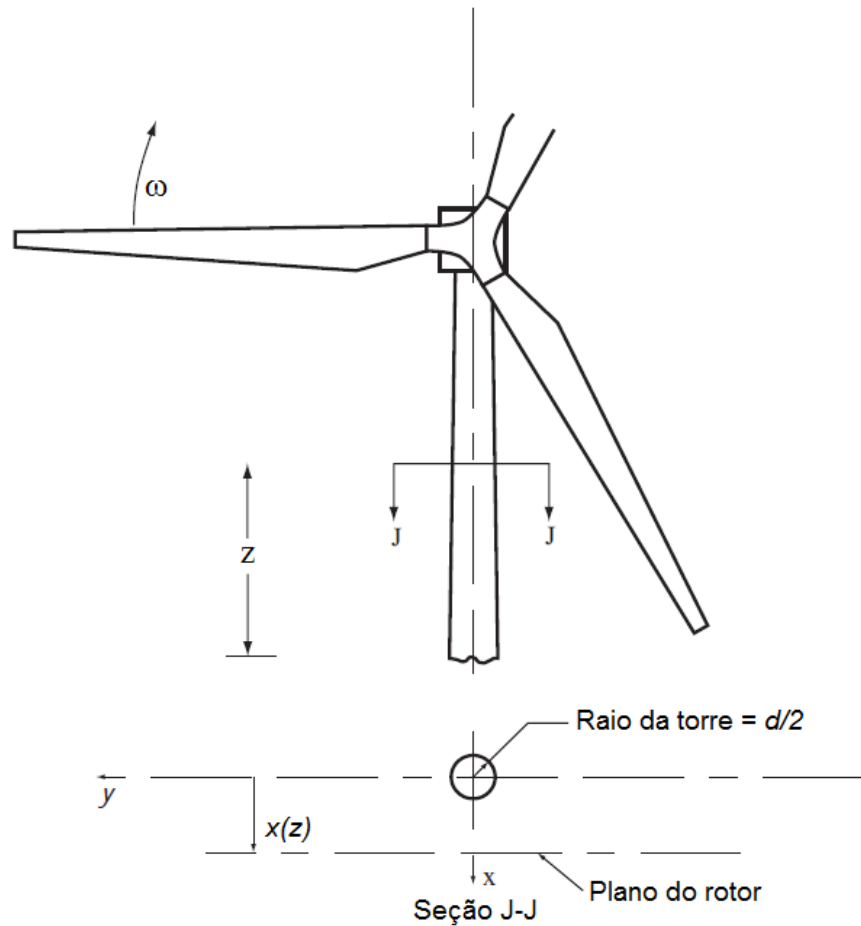


Figura 44 – Parâmetros para o modelo de sombra da torre (adaptado de [21]).

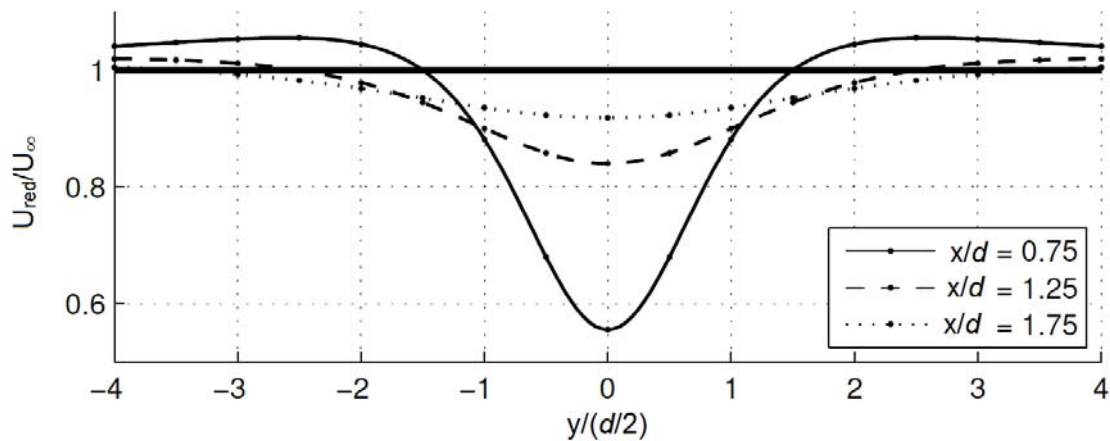


Figura 45 – Perfil de déficit na velocidade do fluxo devido à sombra da torre na direção upwind (adaptado de [42]).

De acordo com Burton *et al* [21], o efeito de sombra pode ser contabilizado na teoria do BEM ao se substituir a parcela perpendicular ao plano de rotação da velocidade induzida $U_{\infty}(1-a)$ por $U_{red}(1-a)$ e então resolver o algoritmo normalmente.

Entretanto, para o caso de turbinas *downwind*, tanto em Hansen [17] como em Burton *et al* [21] se destaca que a teoria do fluxo potencial produz aproximações ruins para a região de redução após a torre. Para esse caso, Burton *et al* [21] sugere o uso de expressões empíricas que buscam representar, de maneira mais coerente, a separação do fluxo e a geração de redemoinhos.

As pás da turbina irão atravessar essa região de redução da velocidade uma vez por revolução, o que faz com que um determinado ponto da pá vivencie uma variação brusca no vento percebido maior do que aquelas proporcionadas pelo cisalhamento do vento ou pela turbulência do mesmo. Esse fenômeno, em última instância, proporciona picos periódicos no carregamento da pá que induzem oscilações nessa pá (Figura 46). Esse tipo de efeito, que ocorre uma vez por revolução, é caracterizado como possuindo uma frequência 1P. Essa classificação é feita, de forma similar, quando um evento ocorre três vezes por revolução, ou seja, possua uma frequência 3P. Um bom projetista de turbinas deve estar ciente desse fenômeno, do intervalo de operação do seu rotor (velocidade angular mínima e máxima) e das frequências naturais da sua estrutura, buscando afastar as últimas das frequências 1P e BP, onde B é o número de pás, e das regiões de maior energia dos espectros dos carregamentos ambientais (vento e onda).

Normalmente, as primeiras frequências naturais de uma turbina são projetadas para cair na região caracterizada como *soft-stiff* (Figura 47). Caso se situassem na região *soft-soft*, elas estariam suscetíveis às regiões de maior energia dos espectros de onda e vento (além de serem estruturas mais complacentes), enquanto que, na região *stiff-stiff*, teríamos projetos de torres e fundações excessivamente rígidos e pouco econômicos.

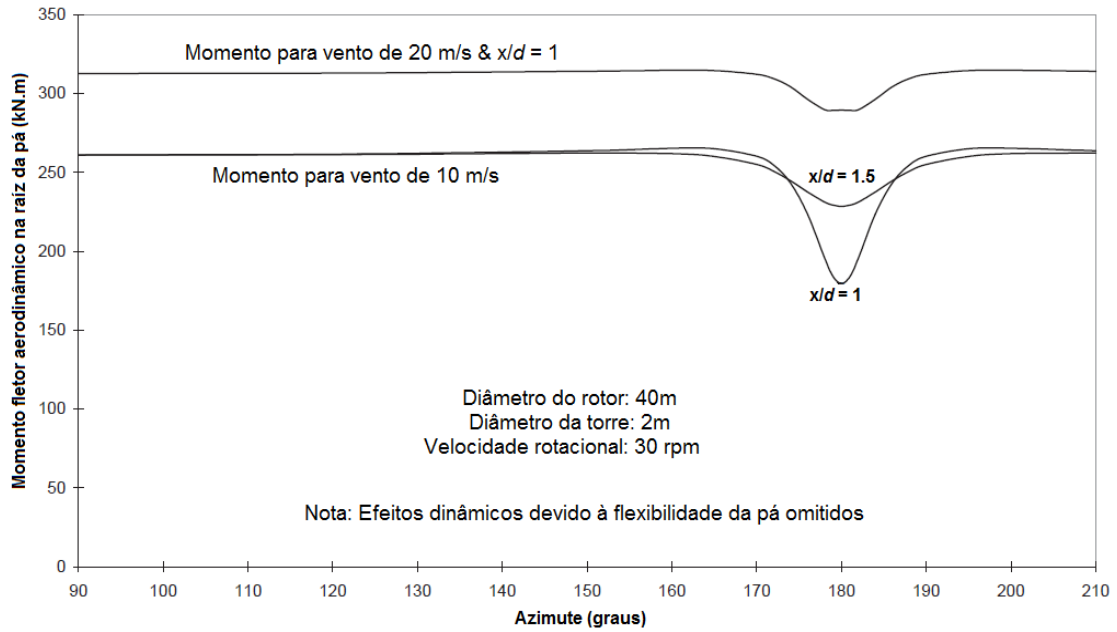


Figura 46 – Variação dos momentos fletores na raiz da pá com o azimute devido à sombra da torre, para turbina upwind regulada por stall operando em ventos uniformes e estacionários de 10 m/s e 20 m/s (adaptado de [21]).

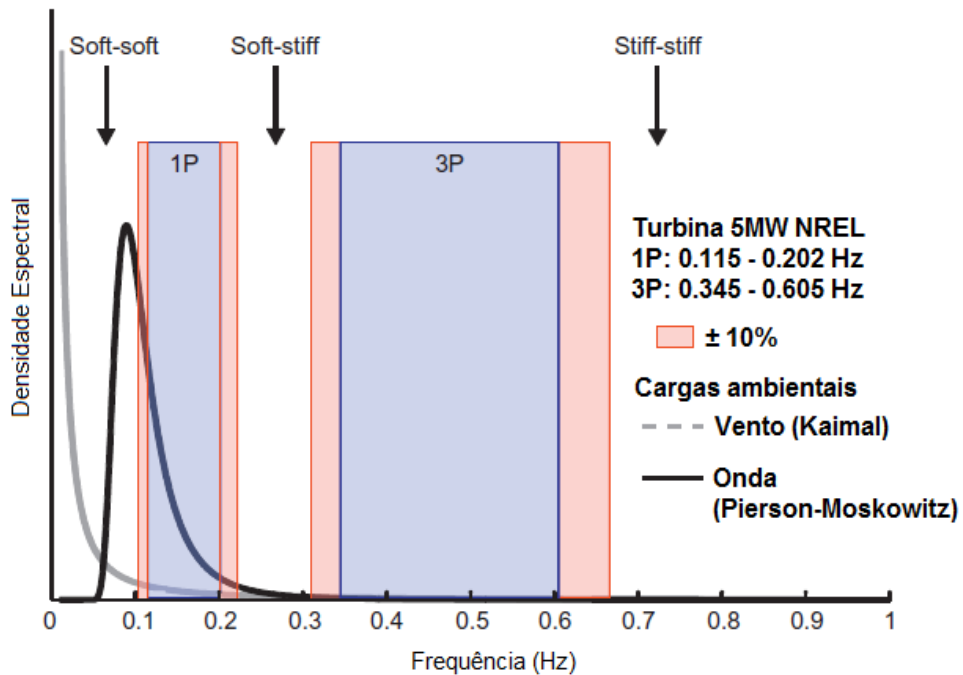


Figura 47 – Exposição do intervalo de frequências 1P e 3P da turbina eólica de 5 MW da NREL e de espectros de onda e vento típicos para definição das regiões de projeto (adaptado de [43]).

5. Programas Utilizados

Neste capítulo, são apresentados os programas empregados para analisar turbinas eólicas *offshore* fixas sob a ação de carregamentos realísticos: o TurbSim e o SIMA-RIFLEX. Aborda-se também, de maneira objetiva, a forma como as demais cargas típicas de um ambiente *offshore* são modeladas: a corrente marítima e as ondas. Por fim, descreve-se como a interação solo-estrutura é feita e como o cálculo da fadiga, presente no Capítulo 6, é realizado pelo SIMA-RIFLEX. Maiores informações sobre as teorias que estes *softwares* utilizam podem ser obtidas no manual do TurbSim [24] e do RIFLEX [42].

5.1 TurbSim

O TurbSim é um programa elaborado na linguagem FORTRAN e executado através do *prompt* de comando do Windows. Ele foi desenvolvido na NWTC (*National Wind Technology Center*) e é fornecido gratuitamente pela NREL [44]. O propósito do programa é providenciar fluxos de vento simulados que incorporem diversos aspectos dinâmicos do vento, como mencionado no Capítulo 3, e que podem afetar de maneira adversa a resposta da turbina. Para esta dissertação em particular, o programa foi escolhido pela compatibilidade com o *software* SIMA-RIFLEX e pela possibilidade de gerar um vento realista caracterizado pelo espectro de Kaimal, o qual é recomendado pela DNV-OS-J101 [20].

Sendo assim, caso seja do desejo do usuário produzir um fluxo de vento cuja turbulência é definida por um espectro presente na IEC [29] e no TurbSim (como o de Kaimal), o apêndice B do manual [24] apresenta o arquivo de entrada do programa com os parâmetros que não são utilizados para este tipo de espectro riscados, bem como aqueles que tipicamente são modificados iluminados em azul e vermelho (Figura 48). Diversas recomendações, inclusive para o tamanho e discretização da malha que irá conter os pontos para os quais o vento aleatório será gerado (Figura 49), são sugeridas neste mesmo apêndice.

```

-----Runtime Options-----
1234567  RandSeed1  - First random seed (-2147483648 to 2147483647)
RANLUX  RandSeed2  - Second random seed for intrinsic prNG, or oth
False   WrBHHTP  - Output HH turbulence parameters in GenPro-bin
False   WrFHHTP  - Output HH turbulence parameters in formatted
False   WrADHH  - Output hub-height time-series data in AeroDyn
False   WrADFF  - Output FF time-series data in TurbSim/AeroDyn
True    WrBLFF  - Output FF time-series data in BLADED/AeroDyn
False   WrADTWR  - Output tower time-series data? (Generates Roo
False   WrFMTFF  - Output FF time-series data in formatted (read
False   WrACT   - Output coherent turbulence time steps in Aero
True    Clockwise - Clockwise rotation looking downwind? (Used on
      0      ScaleIEC - Scale IEC turbulence models to exact target s

-----Turbine/Model Specifications-----
13      NumGrid_Z  - Vertical grid-point matrix dimension
13      NumGrid_Y  - Horizontal grid-point matrix dimension
0.05    TimeStep  - Time step [s]
630     AnalysisTime- Length of analysis time series [s] (program w
630     UsableTime - Usable length of output time series [s] (prog
84.30   HubHt     - Hub height [m] (should be > 0.5*GridHeight)
80.00   GridHeight - Grid height [m]
80.00   GridWidth - Grid width [m] (should be >= 2*(RotorRadius+S
0       VFlowAng  - Vertical mean flow (uptilt) angle [degrees]
0       HFlowAng  - Horizontal mean flow (skew) angle [degrees]

-----Meteorological Boundary Conditions-----
"IECKAI" TurbModel - Turbulence model (IECKAI, IECVKM, GP_LLJ, NWT
"1-ED3"  IECstandard - Number of the IEC standard (61400-x, x=1,2,3)
"B"      IECturbc   - IEC turbulence characteristic ("A", "B", "C"
"NTM"    IEC_WindType- IEC turbulence type ("NTM", "xETM", "xEWMI",
default  ETMc       - IEC Extreme turbulence model "c" parameter [m
"PL"     ProfileType - Wind profile type ("JET"=Low-level jet, "LOG"
84.30    RefHt     - Height of the reference wind speed [m]
18.2     URef      - Mean wind speed at the reference height [m/s]
default  ZJetMax   - Height of the low-level jet [m] (70-490 m or
default  PLExp     - Power law exponent (or "default")
default  Z0        - Surface roughness length [m] (or "default")

```

Figura 48 – Dados relevantes do arquivo de entrada do programa TurbSim para um espectro de vento definido na IEC [24].

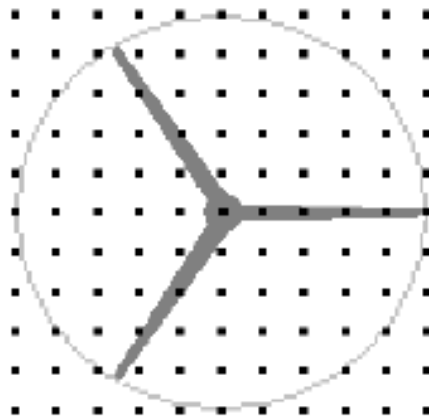


Figura 49 – Exemplo de uma malha retangular gerada pelo TurbSim [24].

Um detalhe importante foi observado à medida que séries temporais do programa foram produzidas: ao se realizar uma transformada de Fourier destas séries, extraíndo desta forma seus espectros, notou-se que os formatos dos espectros resultantes se tornavam mais próximos ao de Kaimal quanto maior fosse a duração das séries temporais. Este fato diz respeito a forma como o programa cria as faixas de frequência que discretizam o espectro solicitado. Sendo assim, este foi um dos motivos pelos quais se recomenda que sejam geradas séries de pelo menos uma hora de duração neste programa.

O outro motivo é oriundo da DNVGL-ST-0437 [45] que diz que, para a investigação da fadiga, uma simulação de dez minutos é considerada adequada desde que, para cada velocidade de vento, se simule pelo menos uma hora de análise com diferentes sementes. Em outras palavras, o usuário que optar por simular dez minutos de vento aleatório deveria fazer seis análises para o mesmo caso com seis sementes distintas, contabilizando, portanto, uma hora. Neste trabalho, conforme mencionado no Capítulo 3, optou-se por análises de uma hora e, desta forma, apenas uma rodada do programa foi conduzida por velocidade de vento com apenas uma semente sendo necessária.

5.2 SIMA-RIFLEX

O SIMA-RIFLEX, como referido neste trabalho, é, na verdade, constituído por dois programas diferentes, comercializados pela DNV-GL, e que servem a propósitos distintos. O RIFLEX, em sua origem, era um programa de análise estrutural que se focava na análise de *risers* em catenária ou em *risers* verticais tracionados, flexíveis ou rígidos. Tratava-se de um conjunto de módulos para análise hidrodinâmica e estrutural de estruturas marinhas esbeltas representadas por elementos finitos e que também está disponível para a execução de análises acopladas de sistemas de ancoragem e de *risers* conectados a unidades flutuantes em águas profundas.

O programa chamou atenção no ramo eólico ao participar em associação com o SIMO (outro *software* da DNV-GL) do projeto abordado em Robertson *et al* [31], no qual uma turbina eólica foi suportada por uma plataforma semissubmersível e diversos testes foram realizados visando comparar os resultados de diferentes programas voltados para esta área. A escolha pelo RIFLEX, portanto, foi devido ao novo módulo que inclui o cálculo de cargas aerodinâmicas e à versatilidade do *software* em lidar com

diversas estruturas *offshore*, em particular com aquelas voltadas para suportar turbinas eólicas fixas.

Entretanto, como dito anteriormente, o RIFLEX é um programa de análise estrutural e é utilizado com maior eficiência em conjunto com o SIMA, que fornece uma interface amigável para modelagem e visualização dos resultados, os quais podem ser apresentados como séries temporais, estatísticas e até mesmo espectros. Os próximos itens irão descrever como o RIFLEX foi utilizado para gerar os demais carregamentos ambientais considerados nas análises e testes do Capítulo 6, além de como é feita a modelagem do solo e o cálculo da fadiga.

5.2.1 Corrente marítima

De acordo com o manual do RIFLEX [42], o programa permite que a corrente marítima seja representada por um perfil que pode ser estático (direção e magnitude constantes no tempo) ou dinâmico (direção e magnitude variando no tempo). Em geral, a corrente marítima é assumida como uma carga estática e foi desta forma que ela foi tratada no Capítulo 6. Os esforços produzidos pela corrente foram calculados através da formulação de Morison [46], que é bastante difundida em aplicações práticas para o cálculo das forças de fluidos em corpos esbeltos. A Figura 50 mostra alguns perfis de corrente marítima que, apesar de ser tratada de maneira estática, ainda pode variar de magnitude e direção em função da profundidade.

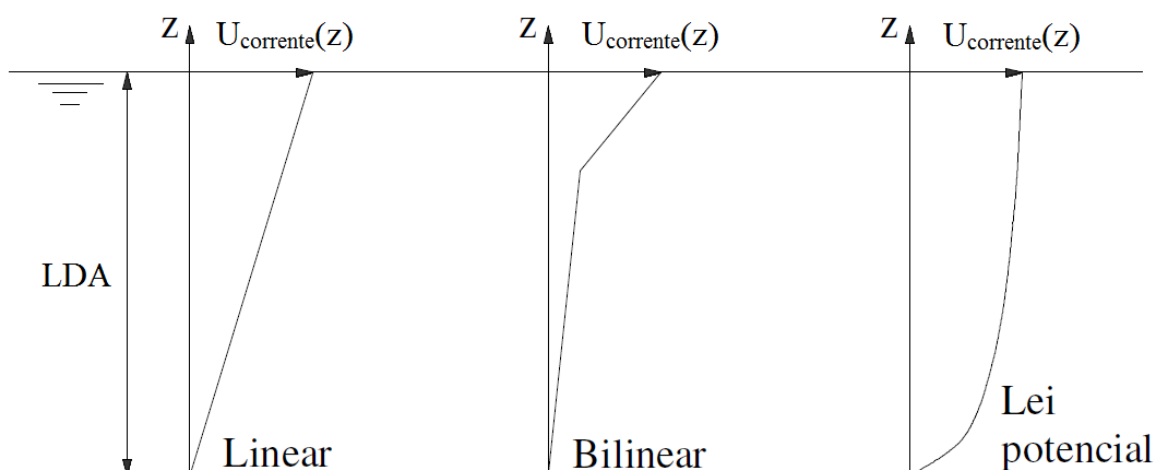


Figura 50 – Perfis de corrente. $U_{corrente}(z)$ é a velocidade da corrente em determinada profundidade z (adaptado de [22]).

5.2.2 Onda

Assim como o vento, as ondas reais do mar apresentam caráter aleatório e são melhor descritas por espectros, que irão gerar diversas ondas regulares e posteriormente somá-las, dando origem a uma onda irregular (Figura 51). No RIFLEX, fica a critério do usuário a utilização de ondas regulares ou a opção irregular. Caso se opte pela regular, duas teorias de onda estão presentes no *software* na versão utilizada [42]: a teoria linear de Airy e a teoria de Stokes de 5ª ordem. No âmbito dos espectros, o programa conta com diversas opções: Bretschneider, Ochi, Derbyshire Scott, Jonswap e Pierson-Moskowitz (bem como variações desses espectros).

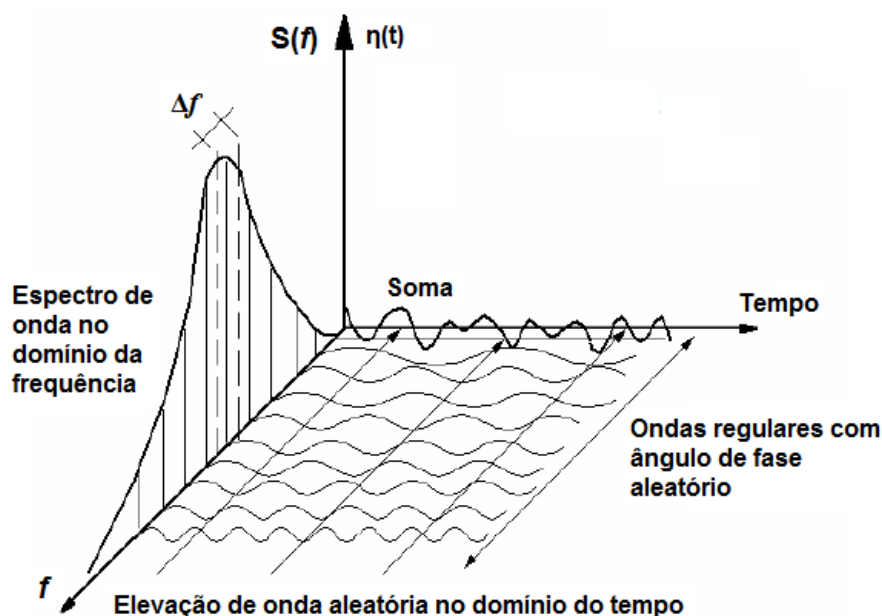


Figura 51 – Decomposição espectral para criação de uma onda irregular [47].

Entretanto, cabe uma ressalva: dependendo da altura H e do período T da onda, além da lâmina d'água sobre a qual ela se propaga, a teoria que melhor representa a realidade pode mudar. A API-RP2A-WSD [48] apresenta um gráfico (Figura 52) no qual se definem regiões de aplicabilidade para diferentes teorias de onda. Estas teorias descrevem a cinemática das partículas fluidas em qualquer posição da onda de maneiras distintas (acelerações, velocidades, elevação da partícula). Essas grandezas, em última instância, afetam o cálculo das forças hidrodinâmicas, delas dependentes.

As forças hidrodinâmicas, por sua vez, também podem ser calculadas utilizando diferentes metodologias. Duas estão presentes no RIFLEX [42]: as equações de

Morison [46] e as equações de MacCamy-Fuchs [49]. Em meio à tantas possibilidades, o trabalho de Bøhn [50] mostra que a utilização de diferentes espectros e formulações hidrodinâmicas para o cálculo da fadiga pode variar, de maneira significativa, o dano acumulado e, portanto, a vida útil da estrutura.

Como o objetivo da dissertação é calcular a fadiga na fundação de duas turbinas eólicas distintas usando condições ambientais iguais e variando apenas os espectros da onda e a parcela dinâmica do vento (presente ou não), as recomendações da API-RP2A-WSD [48] quanto às teorias de onda foram desconsideradas para simplificar o trabalho. Cada teoria de onda, metodologia para cálculo das forças hidrodinâmicas e espectros utilizados serão propriamente evidenciados no Capítulo 6 em função dos estudos de casos feitos. Maior informação sobre todos pode ser obtida nos trabalhos de Sarpkaya [51] e Chakrabarti [52].

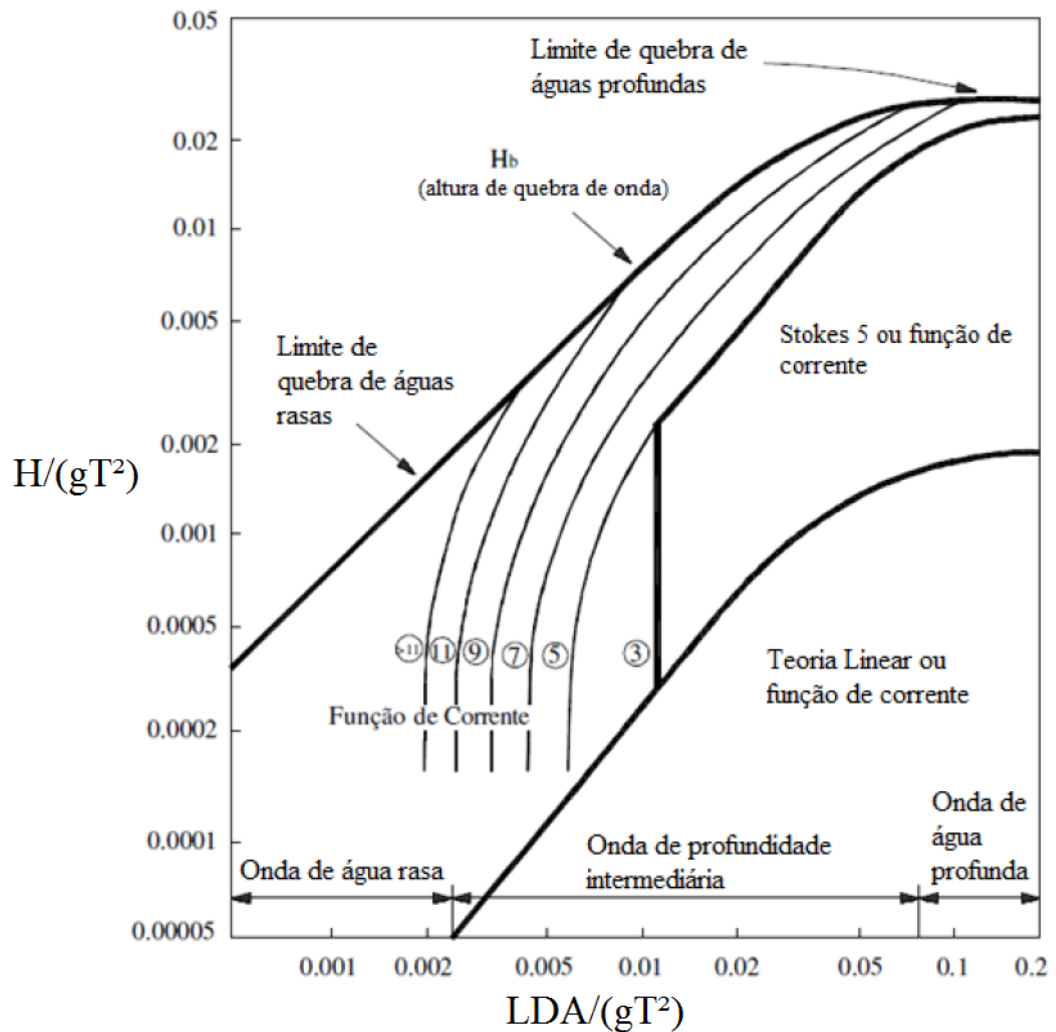


Figura 52 – Região de aplicabilidade das teorias de onda (g é a aceleração da gravidade) [48].

5.2.3 Solo

Uma prática comum no ramo eólico para modelar a interação solo-estrutura é a adoção de molas translacionais desacopladas. Neste trabalho, foi considerada apenas a resistência lateral do solo e, para representá-la, foram utilizadas molas p-y não-lineares, as quais encontram-se definidas na API-RP2A-WSD [48]. Para esta metodologia, o RIFLEX demonstrou, mais uma vez, ser uma escolha adequada, pois é possível definir as molas através de um gráfico de Resistência Lateral (N) x Deslocamento (m). As resistências das molas variam conforme a profundidade e foram discretizadas para cada metro de camada de solo (Figura 53).

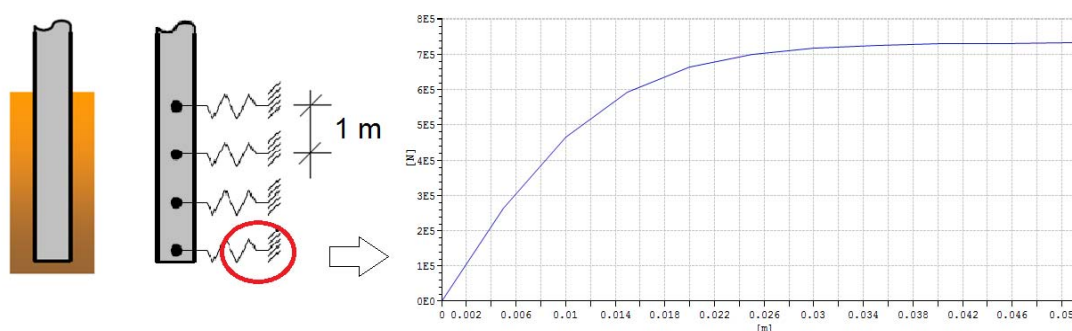


Figura 53 – Representação da interação solo-estrutura através de molas translacionais não-lineares.

5.2.4 Cálculo da fadiga

O dano devido à fadiga é causado por cargas cíclicas. No âmbito de uma fundação de uma turbina eólica *offshore*, as cargas ambientais que promovem esse dano são o vento e a onda. A atuação dos dois resultará na aparição de esforços que, por sua vez, produzirão tensões. A variação da tensão ($\Delta\sigma$) é o que acarreta em danos na estrutura que, eventualmente, falha devido à fadiga. Neste trabalho, somente foram consideradas as tensões oriundas dos esforços fletores o que equivale a dizer, em termos matemáticos:

$$\sigma = \frac{M_z}{I_z} y + \frac{M_y}{I_y} z \quad (5-1)$$

onde σ é a tensão em um determinado ponto da seção transversal, M_y e M_z são os momentos fletores nas direções Y e Z (eixo local da seção transversal, conforme Figura 54) e $I_y = I_z = I$ é o momento de inércia da seção transversal da *monopile* (que é uma

coroa circular). A Figura 54 também apresenta os oito pontos da seção transversal para os quais foram calculados os danos à fadiga. Para a direção de incidência das cargas nesta figura, espera-se que o maior dano seja nos pontos 3 e 7, devido à direção do momento fletor que será criado. No Capítulo 6 e no Apêndice A, apenas os danos dos pontos 1 a 4 são apresentados pelo fato destes valores serem simétricos aos dos pontos 5 a 8.

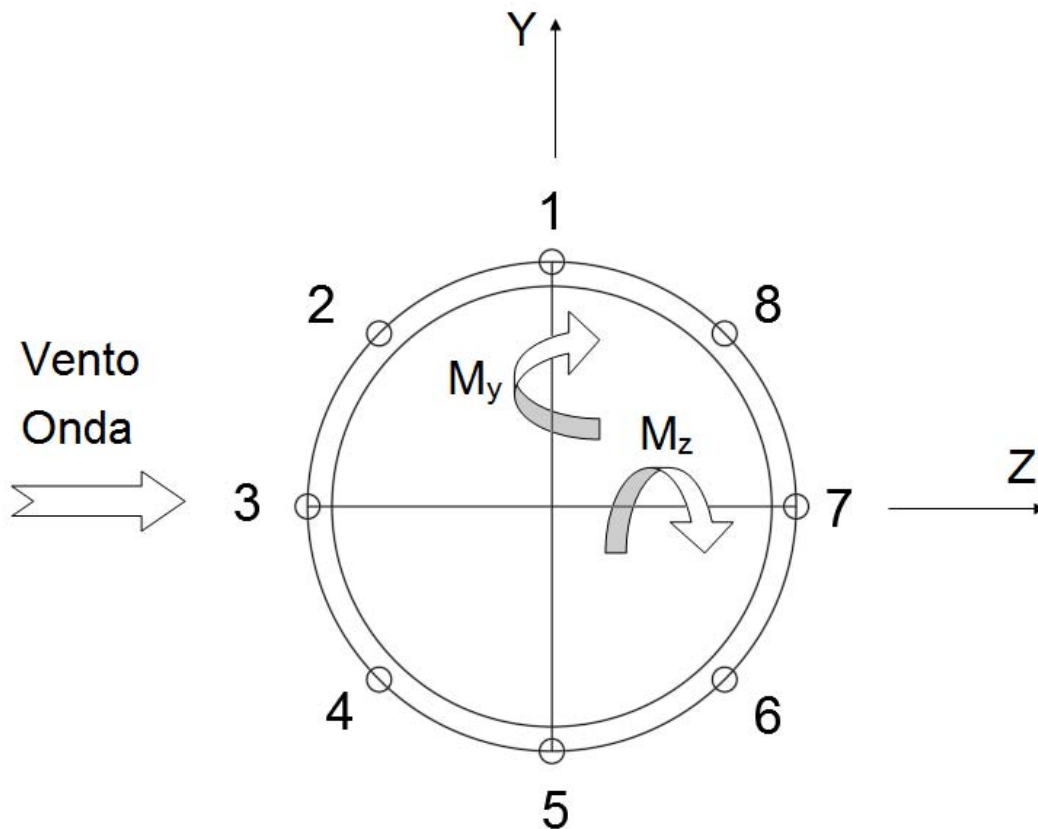


Figura 54 – Pontos para os quais se calculou a fadiga.

Após a série temporal de tensões ser gerada pelo RIFLEX, o programa efetua uma contagem de ciclos solicitantes através do método *rainflow*, originalmente desenvolvido por Matsuiski e Endo [53]. De acordo com Giraldo [54], a ideia básica do método *rainflow* é identificar apenas os picos e vales da série temporal de tensão e, em seguida, usar uma série de considerações para identificar todos os ciclos de tensões (e suas faixas $\Delta\sigma$ associadas) em todo o histórico da série temporal.

Para o cálculo dos ciclos resistentes (N), o *software* se baseia nas curvas S-N definidas na DNV-RP-C203 [12] por:

$$\log N = \log a - m \log \left(\Delta \sigma \left(\frac{t}{t_{ref}} \right)^k \right) \quad (5-2)$$

onde a , m e k são parâmetros da curva S-N, $\Delta \sigma$ é a variação/faixa de tensão vivenciada pela estrutura, t é a espessura através da qual a potencial trinca por fadiga irá crescer e t_{ref} é a espessura de referência para qual foram geradas as curvas S-N. A fração t/t_{ref} foi assumida igual a um nesta dissertação.

Uma vez que os ciclos solicitantes são identificados e o número de ciclos resistentes é obtido através das curvas S-N, o dano devido à fadiga é calculado pelo simples somatório de todos os ciclos de tensão identificados através da regra de Palmgren-Miner [20]:

$$Dano = \sum_{i=1}^J \frac{n_i}{N_i} \quad (5-3)$$

onde n é o número de ciclos solicitantes (*rainflow*), N é o número de ciclos resistentes (curva S-N) e J é o número de faixas de tensão $\Delta \sigma$ identificados.

Para se encontrar o dano total na fundação, deve-se multiplicar o valor obtido em (5-3) pela probabilidade de ocorrência de cada um dos casos de carregamento (P) e, por fim, realizar um novo somatório, ou seja:

$$Dano_{TOTAL} = \sum_{i=1}^K Dano_i P_i \quad (5-4)$$

onde K é o número de casos de carregamento. A vida útil é obtida invertendo-se (5-4), ou seja:

$$Vida_{UTIL} = \frac{1}{Dano_{TOTAL}} \quad (5-5)$$

6. Estudos de Casos

Para que o projeto de uma turbina eólica seja aprovado, uma série de estados limites devem ser verificados [55]:

- *Estado Limite Último (ELU)*: corresponde à resistência máxima da estrutura frente aos esforços solicitantes causados pelas cargas ambientais extremas. Nele, se avalia, por exemplo, o escoamento, a flambagem e a falha de componentes devido a fraturas frágeis.
- *Estado Limite de Fadiga (ELF)*: corresponde ao dano cumulativo na estrutura devido a cargas repetitivas.
- *Estado Limite Acidental (ELA)*: corresponde ao dano estrutural causado por cargas acidentais (impacto devido a objetos que caíram sobre a estrutura) ou a resistência última de componentes danificados.
- *Estado Limite de Serviço (ELS)*: corresponde a critérios de tolerância aplicáveis ao uso normal como, por exemplo, a avaliação de deflexões e vibrações da estrutura que podem exceder a limitação do equipamento e, dessa forma, fazer a estrutura se comportar de uma forma diferente, o que pode afetar sua durabilidade.

Os estudos de casos apresentados neste capítulo giram em torno do ELF e avaliam a sensibilidade do dano em um ponto crítico da fundação de duas TEEHs distintas: uma de 5 MW e outra de 10 MW. Ambas estão sob a ação dos mesmos carregamentos ambientais e interagindo com o mesmo solo para a avaliação do dano cumulativo.

6.1 Dados dos modelos

A Figura 55 mostra os quatro modelos que foram elaborados no SIMA-RIFLEX. Os modelos 1 e 2 consideram as turbinas de 5 e de 10 MW, respectivamente, com a torre *onshore* engastada no solo (sem a fundação). Esses dois são os modelos acadêmicos padrões desenvolvidos pela NREL [10] e pela DTU [11] e serviram de base para uma série de outros projetos que buscaram fixar essas turbinas sobre fundações de diversos tipos, como é o caso do projeto OC3 [56]. Os modelos 3 e 4 são, efetivamente, os dois primeiros modelos com modificações na geometria da torre e apoiados sobre

uma fundação do tipo *monopile*. Ambos se encontram em um ambiente *offshore* com uma LDA de 20 metros. As características deles foram obtidas de Jonkman e Musial [56] e Velarde e Bachynski [57] e sobre eles giraram os estudos da fadiga do presente capítulo.

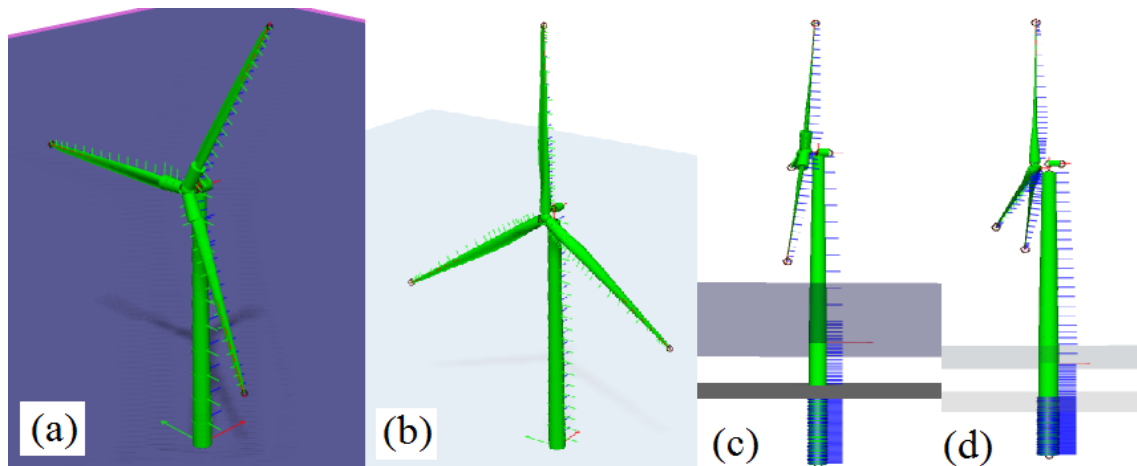


Figura 55 – Modelos criados no SIMA-RIFLEX: (a) Modelo 1: 5 MW onshore; (b) Modelo 2: 10 MW onshore; (c) Modelo 3: 5 MW offshore; (d) Modelo 4: 10 MW offshore.

Em Jonkman *et al* [10] e Bak *et al* [11] se encontram níveis elevados de informações sobre as geometrias das torres, os sistemas de controle das turbinas, as características das naceles e os dados geométricos e aerodinâmicos dos rotores (inclusive com os tipos de aerofólios empregados, o que dificilmente é fornecido na indústria). Além disso, nestes documentos são fornecidas as frequências naturais das TEEHs *onshore* (modelos 1 e 2) e uma série de gráficos e tabelas contendo os valores dos esforços oriundos dos carregamentos aerodinâmicos (*thrust*, torque, potência, etc.) que auxiliaram na calibragem do que foi feito nesta dissertação (item 6.2). A Tabela 10 resume as principais informações dos modelos 1 e 2. A massa específica do aço empregado no corpo da torre foi assumida como 8500 kg/m³ em ambas as turbinas para considerar a presença de estruturas secundárias. As duas turbinas controlam os ângulos de *pitch* das suas pás ativamente para aproveitamento máximo do vento e segurança operacional da estrutura.

A Tabela 11 resume os dados que sofreram modificações ou foram adicionados na passagem do modelo 1 para o 3 e do modelo 2 para o 4. Chama-se a atenção para como foi feita a modelagem da peça de transição, um componente da turbina eólica que

faz a ligação entre a torre e a fundação. No projeto OC3 [56], este componente foi completamente desprezado (modelo 3), enquanto que, no trabalho de Velarde e Bachynski [57], esta peça foi modelada como uma massa concentrada em uma cota de 19 metros acima da LDA (modelo 4). O aço empregado nos modelos 1 e 2 para a torre também compõe as fundações do tipo *monopile* dos modelos 3 e 4. Os rotores, os sistemas de controle e as naceles permanecem idênticos.

Tabela 10 – Dados principais das turbinas onshore de 5MW [10] e de 10MW [11].

Potência	5 MW	10 MW
Comprimento da torre (m)	87,6	115,63
Diâmetro do rotor (m)	126	178,3
Altura do <i>hub</i> em relação ao solo (m)	90	119
Raio do <i>hub</i> (m)	1,5	2,8
Ângulo de inclinação do eixo θ_{tilt} (°)	5	5
Ângulo de inclinação das pás θ_{cone} (°)	2,5	2,5
<i>Overhang</i> (m)	5	7,1
Diâmetro externo no topo da torre (m)	3,87	5,5
Diâmetro externo na base da torre (m)	6	8,3
Espessura no topo da torre (mm)	24,7	20
Espessura na base da torre (mm)	35,1	38
Massa específica do aço da torre (kg/m ³)	8500	8500
Módulo de elasticidade do aço (GPa)	210	210
Módulo de cisalhamento do aço (GPa)	80,8	80,8
Número de pás	3	3
Orientação do rotor	<i>Upwind</i>	<i>Upwind</i>
Massa do rotor (kg)	110000	227962
Massa da nacele (kg)	240000	446036
Massa da torre (kg)	347460	628442
Velocidades de <i>cut-in</i> , <i>cut-out</i> e nominal (m/s)	3; 25; 11,4	4; 25; 11,4
Velocidade angular mínima e máxima do rotor (rpm)	6,9; 12,1	6; 9,6

Tabela 11 – Dados relevantes para a composição das turbinas offshore de 5MW [56] e de 10MW [57].

Potência	5 MW	10 MW
Lâmina d' água (m)	20	20
Comprimento da torre (m)	77,6	115,63
Altura do hub em relação a LDA (m)	90	119
Massa da peça de transição (kg)	--	500000
Posição da peça de transição acima da LDA (m)	--	19
Diâmetro externo no topo da torre (m)	3,87	6,25
Diâmetro externo na base da torre (m)	6	9,50
Espessura no topo da torre (mm)	19	25
Espessura na base da torre (mm)	27	47,5
Diâmetro da <i>monopile</i> (m)	6	9
Espessura da <i>monopile</i> (mm)	60	110
Comprimento da <i>monopile</i> (m)	36 (abaixo do solo) 30 (acima do solo)	35 (abaixo do solo) 20 (acima do solo)
Massa específica do aço da torre e <i>monopile</i> (kg/m ³)	8500	8500
Módulo de elasticidade do aço (GPa)	210	210
Módulo de cisalhamento do aço (GPa)	80,8	80,8

As *monopiles* dos modelos 3 e 4 estão interagindo com a mesma camada uniforme de areia, típica da costa brasileira, e que foi representada por molas p-y conforme descrição do Capítulo 5. As *monopiles* se encontram preenchidas por areia abaixo da linha do solo marinho e, acima desta linha e até a LDA, estão preenchidas por água do mar. Os dados do solo, para a composição das curvas p-y, estão presentes na Tabela 12 junto com três parâmetros globais importantes: a aceleração da gravidade e as densidades do ar e da água do mar adotadas para todas as análises deste capítulo.

A Tabela 13 mostra o número de elementos que foram utilizados em cada um dos modelos, bem como o número de graus de liberdade. Todos os elementos empregados nos modelos 1 a 4 foram de pórtico espacial e, portanto, são definidos por nós que possuem 6 graus de liberdade cada.

Tabela 12 – Dados do solo e parâmetros globais empregados em todos os modelos.

Ângulo de atrito interno (graus)	35
Módulo inicial de reação do solo (kN/m ³)	22000
Peso específico submerso da areia (kN/m ³)	8,5
Densidade do ar (kg/m ³)	1,225
Densidade da água do mar (kg/m ³)	1025
Aceleração da gravidade (m/s ²)	9,81

Tabela 13 – Número de elementos e graus de liberdade dos modelos criados.

Modelo	1	2	3	4
Número de elementos	67	104	169	195
Graus de liberdade	408	630	1020	1176

6.2 Validação da modelagem

6.2.1 Frequências naturais

Para garantir que os modelos criados estão corretos, a primeira análise feita foi a comparação das frequências naturais dos modelos *onshore*, criados no SIMA-RIFLEX, com aquelas fornecidas em Jonkman *et al* [10] e Bak *et al* [11]. A ideia por trás deste teste é confirmar se o número de elementos adotados para a torre e as pás, por exemplo, foi suficiente para distribuir adequadamente a rigidez e a massa da turbina como um todo e, desta forma, fazer com que ela se comporte conforme o esperado. A Figura 56 mostra os dez primeiros modos de vibração de uma TEEH e as Tabelas 14 e 15 mostram os resultados das frequências naturais e as comparações com as fontes adequadas, onde o número de casas decimais variou conforme a origem. Pode-se observar que a diferença relativa máxima em ambas as comparações ficou abaixo de 5%, o que valida ambos os modelos.

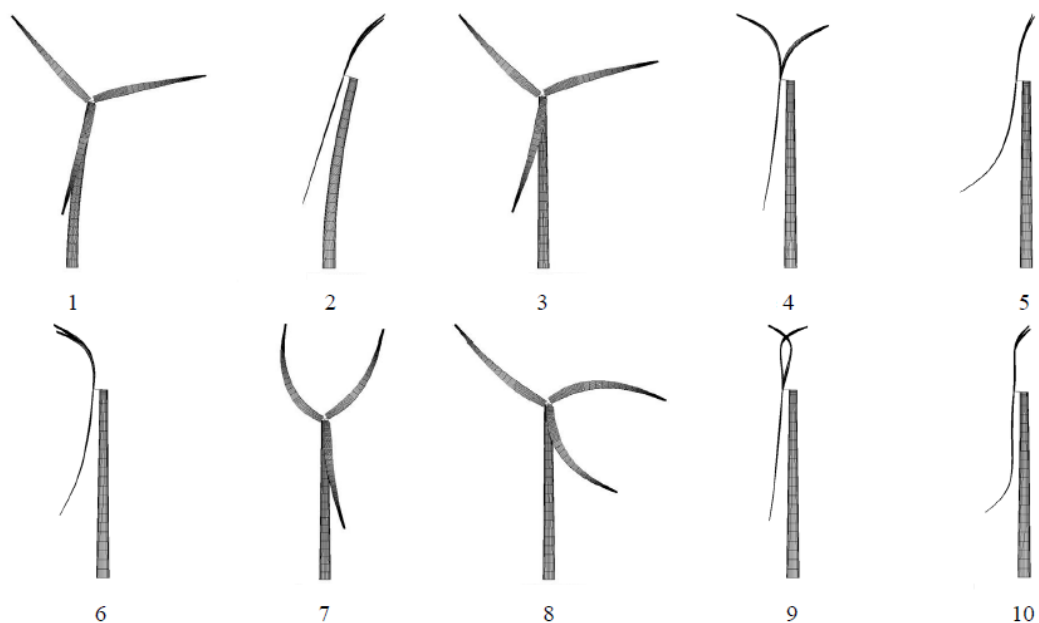


Figura 56 – 10 primeiros modos de vibração de uma TEEH (adaptado de [58]).

Tabela 14 – Comparação: Frequências naturais da TEEH de 5MW onshore (modelo 1).

Modo	RIFLEX (Hz)	NREL 5MW (Hz) [10]	Diferença Relativa
1	0,3134	0,3195	1,91%
2	0,3102	0,3164	1,96%
3	0,5924	0,6094	2,79%
4	0,6293	0,6296	0,05%
5	0,6610	0,6686	1,14%
6	0,6893	0,7019	1,80%
7	1,0678	1,0740	0,58%
8	1,0805	1,0877	0,66%
9	1,7028	1,6507	3,16%
10	1,8360	1,8558	1,07%

Tabela 15 – Comparação: Frequências naturais da TEEH de 10MW onshore (modelo 2).

Modo	RIFLEX (Hz)	DTU 10MW (Hz) [11]	Diferença Relativa
1	0,24	0,25	4,00%
2	0,24	0,25	4,00%
3	0,49	0,50	2,00%
4	0,55	0,55	0%
5	0,59	0,59	0%
6	0,62	0,63	1,59%
7	0,94	0,92	2,17%
8	0,95	0,94	1,06%
9	1,41	1,38	2,17%
10	1,58	1,55	1,94%

Após confirmadas as frequências *onshore* (modelos 1 e 2), o objetivo seguinte foi adotar a mesma metodologia de modelagem para os casos *offshore* (modelos 3 e 4). As frequências naturais obtidas para os mesmos são apresentadas na Tabela 16. Neste caso, não houve uma comparação direta com o que foi descrito em Jonkman e Musial [56] e Velarde e Bachynski [57], pois estes trabalhos não forneceram tabelas com as frequências naturais completas.

Tabela 16 – Frequências naturais das TEEHs de 5 e 10MW offshore (modelos 3 e 4).

Modo	5MW (Hz)	10MW (Hz)
1	0,241	0,263
2	0,239	0,261
3	0,575	0,492
4	0,617	0,577
5	0,653	0,596
6	0,686	0,622
7	1,065	0,941
8	1,076	0,947
9	1,396	1,279
10	1,453	1,323

Nota-se uma queda expressiva nas frequências naturais da turbina de 5 MW na passagem do modelo 1 para o modelo 3. Isso é justificado pelo aumento da esbeltez da estrutura que ocorre no modelo 3 por duas razões: inserção da *monopile* e menor espessura da torre tanto na base como no topo. Na passagem do modelo 2 para o modelo 4 não se nota grandes mudanças nas frequências, pois Velarde e Bachynski [57] buscaram, propositalmente, fazer com que as primeiras frequências naturais da TEEH de 10 MW *offshore* estivessem em torno de 0,25 Hz. Como a presença da *monopile* diminuiria as frequências naturais, os valores adotados para os diâmetros externos e espessuras da torre foram majorados para fornecer maior rigidez. As características da *monopile* como comprimento, espessura e diâmetro externo também foram calibrados seguindo esse objetivo.

6.2.2 Forças aerodinâmicas

A segunda análise se focou em assegurar que as forças aerodinâmicas surgindo nos rotores confeccionados no SIMA-RIFLEX estivessem coerentes. Como os *softwares* utilizados em Jonkman *et al* [10] e Bak *et al* [11] são diferentes e podem utilizar outros modelos aerodinâmicos e correções para o fator de indução axial (item 4.4.2.2), buscaram-se resultados próximos, porém não necessariamente exatos. Os dados dos aerofólios são fornecidos nestes documentos e foram implementados no SIMA-RIFLEX. Para fins de comparação, os resultados obtidos através do algoritmo do BEM, desenvolvido no Capítulo 4, também foram apresentados (chamados de resultados da planilha interna).

As Tabelas 17 e 18 e as Figuras 57 e 58 mostram os resultados da aerodinâmica (*thrust* e torque) para o rotor da TEEH de 5MW. Escolheram-se velocidades dentro do intervalo de operação do rotor (de 4 a 24 m/s) para evitar qualquer mudança de comportamento na turbina (*cut-in* e *cut-out*).

Tabela 17 – Thrust: Comparação entre os resultados obtidos (Planilha interna vs NREL [10] vs RIFLEX).

Velocidade do Vento (m/s)	Thrust (kN)			P.I. vs RIFLEX (%)	P.I. vs NREL (%)	NREL vs RIFLEX (%)
	P.I.	RIFLEX	NREL			
4	135	122	216	10,6	37,5	43,5
5	189	175	269	7,9	29,7	34,8
6	251	238	330	5,7	23,9	28,0
7	322	310	399	4,0	19,2	22,3
8	404	394	478	2,7	15,4	17,7
9	511	497	579	2,9	11,7	14,2
10	631	611	692	3,3	8,8	11,7
11	731	708	791	3,3	7,5	10,5
12	613	588	690	4,3	11,1	14,8
13	525	513	608	2,4	13,7	15,7
14	472	464	558	1,9	15,3	16,9
15	434	427	521	1,6	16,7	18,0
16	403	398	491	1,2	17,9	18,9
17	379	376	468	0,9	19,0	19,7
18	359	357	448	0,7	19,9	20,4
19	343	341	432	0,5	20,7	21,1
20	329	328	419	0,3	21,5	21,8
21	315	316	407	0,3	22,5	22,2
22	299	306	395	2,2	24,3	22,5
23	282	298	385	5,4	26,9	22,7
24	267	290	377	8,0	29,2	23,0

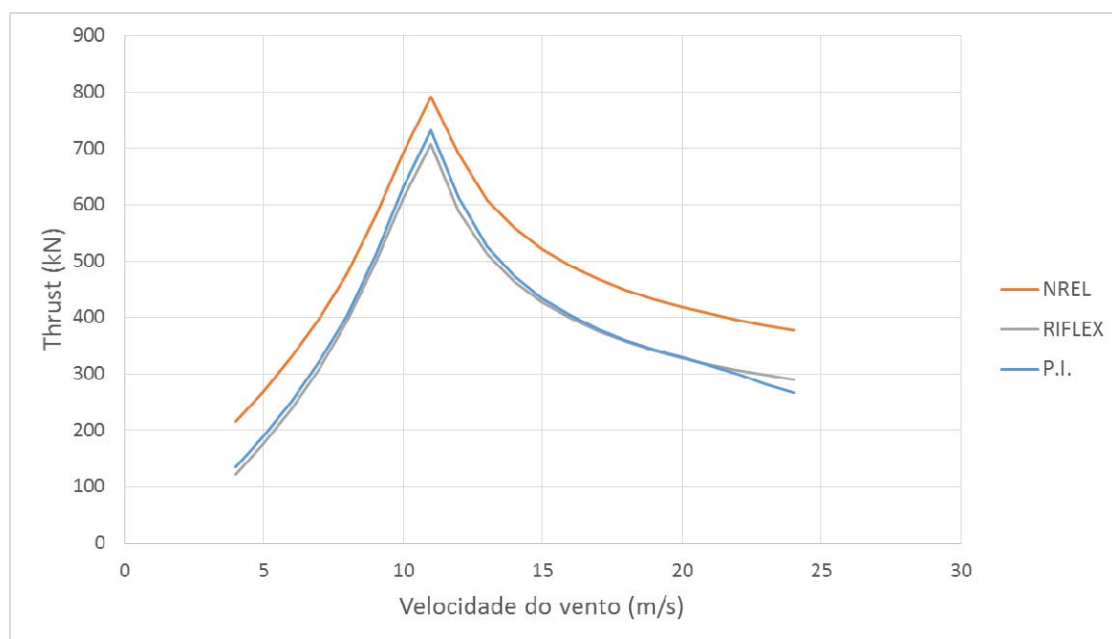


Figura 57 – Resultados obtidos pelos programas para o thrust.

Tabela 18 – Torque: Comparação entre os resultados obtidos (Planilha interna vs NREL [10] vs RIFLEX).

Velocidade do Vento (m/s)	Torque (kN.m)			P.I. vs RIFLEX (%)	P.I. vs NREL (%)	NREL vs RIFLEX (%)
	P.I.	RIFLEX	NREL			
4	328	275	250	19,3	31,1	9,9
5	653	578	544	12,9	20,0	6,2
6	1071	985	940	8,7	14,0	4,8
7	1573	1485	1418	5,9	10,9	4,7
8	2139	2032	1957	5,3	9,3	3,8
9	2708	2569	2475	5,4	9,4	3,8
10	3345	3166	3051	5,6	9,6	3,8
11	4184	4035	3881	3,7	7,8	3,9
12	4323	4209	4180	2,7	3,4	0,7
13	4264	4216	4180	1,2	2,0	0,8
14	4250	4220	4180	0,7	1,7	1,0
15	4241	4220	4180	0,5	1,5	1,0
16	4239	4222	4180	0,4	1,4	1,0
17	4243	4226	4180	0,4	1,5	1,1
18	4255	4223	4180	0,7	1,8	1,0
19	4266	4224	4180	1,0	2,1	1,1
20	4278	4224	4180	1,3	2,3	1,0
21	4271	4223	4180	1,1	2,2	1,0
22	4204	4221	4180	0,4	0,6	1,0
23	4074	4220	4180	3,5	2,5	0,9
24	3965	4215	4180	5,9	5,2	0,8

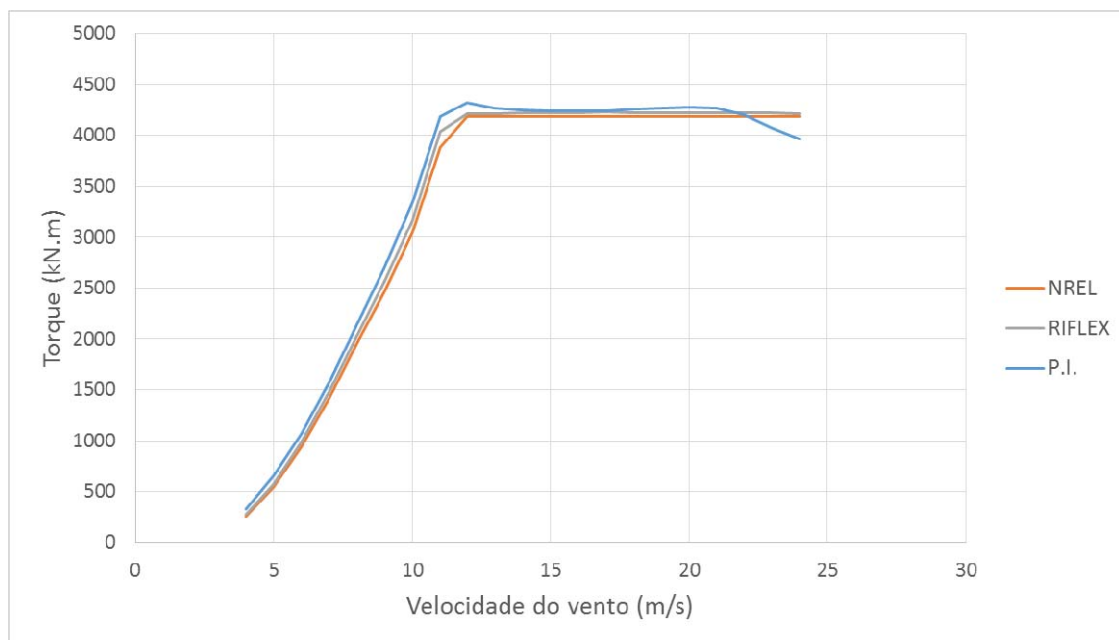


Figura 58 – Resultados obtidos pelos programas para o torque.

Pode-se notar uma elevada coerência no torque entre os três programas, mas uma diferença considerável no *thrust* entre a NREL e os outros dois (P.I. e RIFLEX). Entre a planilha interna do BEM e o RIFLEX, a precisão foi muito elevada, chegando a uma diferença mínima no *thrust* de 0,3%, o que deu maior segurança quanto aos resultados obtidos pelo SIMA-RIFLEX.

Na planilha interna, um resultado que destoou dos demais foi a queda no *thrust* e no torque a partir de 21 m/s. Os ângulos de *pitch* empregados neste momento acabaram por limitar além do esperado ambos os esforços da turbina na planilha.

As Tabelas 19 e 20 e as Figuras 59 e 60 mostram os resultados da aerodinâmica (*thrust* e potência mecânica) para o rotor da TEEH de 10MW. Escolheram-se velocidades dentro do intervalo de operação do rotor (5 a 24 m/s) para evitar qualquer mudança de comportamento na turbina (*cut-in* e *cut-out*).

Tabela 19 – *Thrust*: Comparação entre os resultados obtidos (Planilha interna vs DTU [11] vs RIFLEX).

Velocidade do Vento (m/s)	<i>Thrust</i> (kN)			P.I. vs RIFLEX (%)	P.I. vs DTU (%)	DTU vs RIFLEX (%)
	P.I.	RIFLEX	DTU			
5	370	446	352	17,0	5,4	27,0
6	517	641	498	19,4	3,7	28,7
7	655	870	643	24,7	1,8	35,2
8	806	1066	797	24,4	1,0	33,6
9	1020	1238	1009	17,7	1,0	22,7
10	1259	1410	1246	10,7	1,0	13,2
11	1524	1587	1507	4,0	1,1	5,3
12	1273	1142	1271	11,5	0,2	10,2
13	1103	1001	1082	10,2	1,9	7,5
14	1002	907	968	10,4	3,5	6,3
15	931	838	891	11,1	4,5	5,9
16	877	783	825	11,9	6,3	5,1
17	834	739	774	12,9	7,7	4,5
18	799	702	733	13,8	9,1	4,1
19	770	671	698	14,8	10,3	3,9
20	746	645	668	15,7	11,7	3,5
21	725	622	642	16,5	12,9	3,1
22	707	603	620	17,3	14,1	2,7
23	691	586	600	18,0	15,2	2,3
24	678	571	583	18,7	16,3	2,0

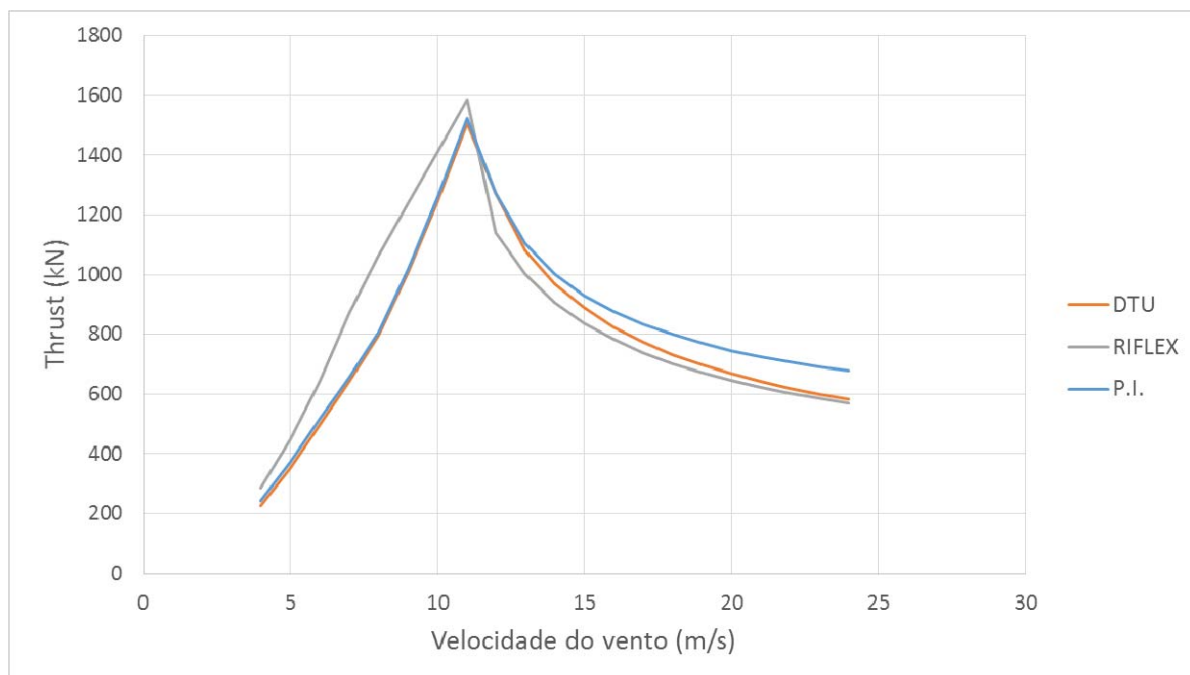


Figura 59 – Resultados obtidos pelos programas para o thrust.

Tabela 20 – Potência mecânica: Comparação entre os resultados obtidos (Planilha interna vs DTU [11] vs RIFLEX).

Velocidade do Vento (m/s)	Potência Mecânica (kW)			P.I. vs RIFLEX (%)	P.I. vs DTU (%)	DTU vs RIFLEX (%)
	P.I.	RIFLEX	DTU			
5	889	711	799	25,0	11,3	11,0
6	1657	1231	1533	34,7	8,1	19,7
7	2632	1958	2506	34,4	5,0	21,9
8	3847	3283	3731	17,2	3,1	12,0
9	5477	5082	5312	7,8	3,1	4,3
10	7514	7197	7287	4,4	3,1	1,2
11	10003	9715	9698	3,0	3,1	0,2
12	10619	10000	10639	6,2	0,2	6,0
13	10731	10000	10649	7,3	0,8	6,1
14	10870	10000	10639	8,7	2,2	6,0
15	11023	10000	10684	10,2	3,2	6,4
16	11186	10000	10642	11,9	5,1	6,0
17	11360	10000	10640	13,6	6,8	6,0
18	11540	10000	10640	15,4	8,5	6,0
19	11714	10000	10653	17,1	10,0	6,1
20	11891	10000	10646	18,9	11,7	6,1
21	12064	10000	10644	20,6	13,3	6,1
22	12229	10000	10641	22,3	14,9	6,0
23	12395	10000	10640	23,9	16,5	6,0
24	12567	10000	10644	25,7	18,1	6,0

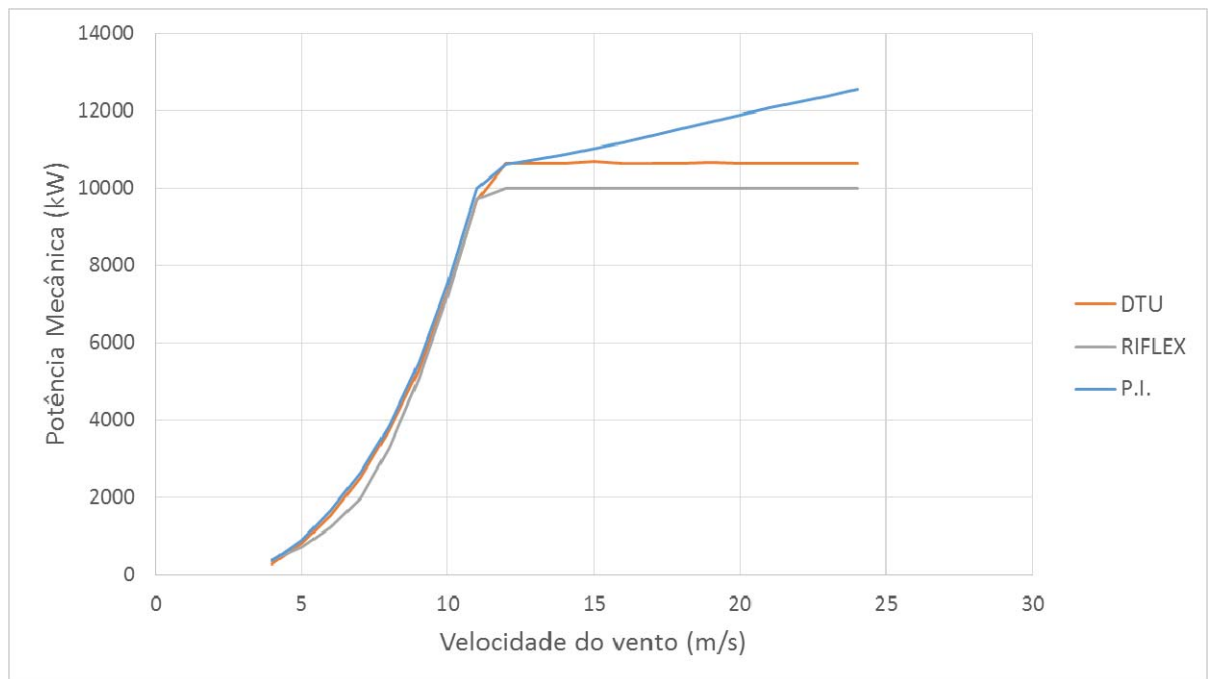


Figura 60 – Resultados obtidos pelos programas para a potência mecânica.

Os resultados foram, de forma geral, coerentes. Um detalhe importante é o fato de a planilha interna começar a apresentar resultados com maior divergência a partir da velocidade nominal (de 1% até cerca de 15%), na qual a turbina começa a regular o ângulo de *pitch* das suas pás para reduzir os esforços aerodinâmicos. Estes resultados mostram que os valores de *pitch* empregados na planilha (oriundos de Bak *et al* [11]) não foram suficientes para reduzir o *thrust* e nem o torque (e conseqüentemente a potência). Os resultados antes da velocidade nominal, entretanto, foram muito próximos.

O RIFLEX, por outro lado, apesar de um começo mais divergente, se torna bastante próximo a partir da velocidade nominal. Em termos de *thrust*, de 11 m/s até 24 m/s, o erro se mantém no máximo em 10% e diminui até 2%. No trecho antes da velocidade nominal, o *thrust* no RIFLEX é maior, o que seria a favor da segurança. Na potência mecânica, apesar do mesmo começo divergente, que vai até 8 m/s, a partir de 9 m/s nota-se uma diferença que vai até, no máximo, 6,4%. Observa-se também que o sistema de controle empregado no RIFLEX manteve a potência mecânica máxima de 10 MW rigidamente enquanto que o programa da DTU extrapola o limite estabelecido, o que justifica a diferença relativa neste trecho.

Um estudo maior sobre os programas utilizados pela NREL [10] e pela DTU [11] deve ser realizado para entender melhor esses resultados. Em ambos os casos,

notaram-se maiores divergências em velocidades mais baixas, nas quais os fatores de indução axial são maiores e, portanto, dependem fortemente das expressões empíricas utilizadas para correção da teoria do BEM. Acredita-se que este seja um fator crucial para justificar tais discrepâncias.

6.3 Escolha do ponto crítico

Conforme descrito no Capítulo 5, a variação da tensão é o que ocasiona a fadiga. Quanto maior essa variação, maior o dano e menor a vida útil da estrutura. Para escolher um ponto crítico na fundação e, assim, avaliá-lo, assumiu-se que este ponto também estaria relacionado com tensões elevadas, hipótese também adotada por Bøhn [50].

Sendo assim, incidiram-se carregamentos extremos alinhados de onda, vento e corrente, característicos da costa brasileira, sobre os modelos 3 e 4 conforme a direção apresentada na Figura 54. Todos os valores empregados são centenários, com exceção do vento. As demais considerações feitas visando atingir as maiores tensões possíveis na fundação para este estudo foram:

- Velocidade do vento com perfil uniforme e igual a 11 m/s. Adotou-se este valor para se chegar próximo do *thrust* máximo sem causar eventuais alterações no ângulo de *pitch* das turbinas por parte do RIFLEX. O valor centenário do vento é de 19,22 m/s e não causaria o maior *thrust* possível.
- A onda foi considerada regular com $H = 7,0$ m e $T = 14$ s. Foi utilizada a teoria de Stokes de 5ª ordem para representá-la e a força hidrodinâmica foi calculada através da formulação de Morison, pois testes internos com o programa mostraram que, desta forma, produzir-se-iam esforços maiores. Os coeficientes de inércia e arrasto hidrodinâmicos adotados foram, respectivamente, 2,0 e 0,9.
- O perfil de corrente foi considerado uniforme e igual a 0,8 m/s.

Como neste trabalho apenas os momentos fletores foram considerados para o cálculo da tensão nas seções transversais, o ponto de tensão máxima também estará associado com uma curvatura máxima.

As Figuras 61 e 62 apresentam as tensões máximas absolutas e as curvaturas totais máximas obtidas ao longo do trecho enterrado da *monopile* da turbina de 5 MW (desde o solo marinho até a base da fundação em -36 metros). Com os elementos da

monopile discretizados a cada 0,5 metro, observa-se que o ponto de tensão máxima ocorreu 4,5 metros abaixo do solo marinho. O valor da tensão máxima absoluta foi de 60,566 MPa e ocorreu nos pontos 3 e 7 da seção transversal da Figura 54. A curvatura total máxima foi de $9,629 \times 10^{-5} \text{ m}^{-1}$.

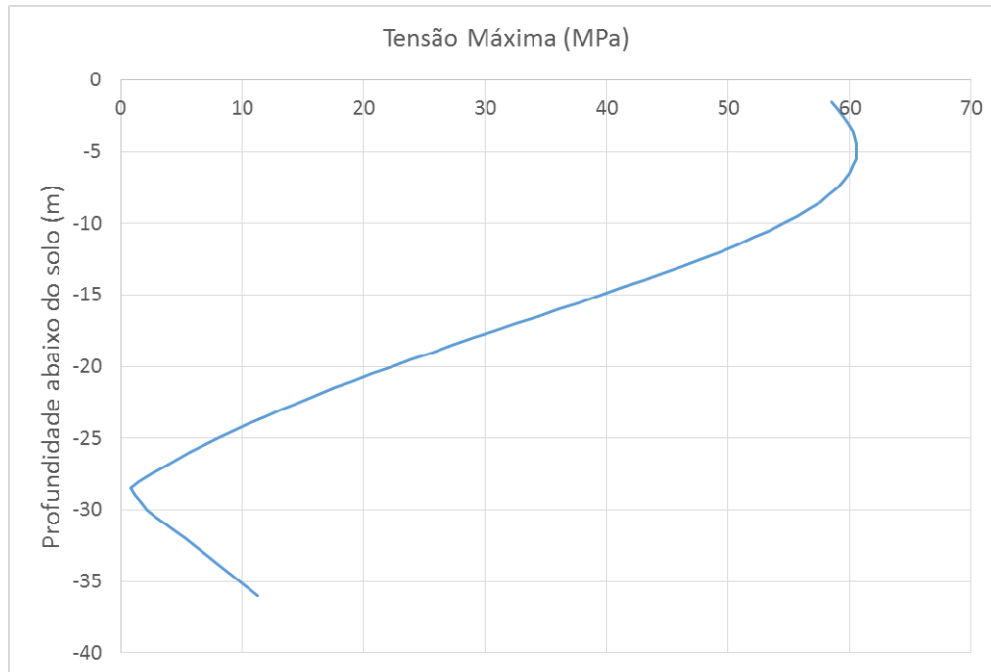


Figura 61 – Tensão máxima para o trecho enterrado da TEEH de 5 MW.

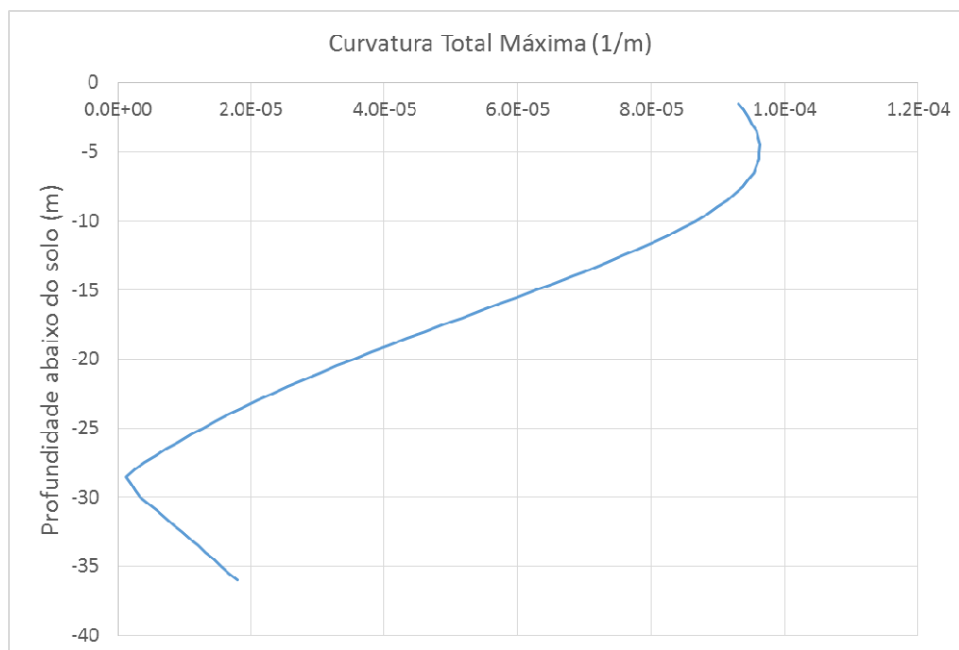


Figura 62 – Curvatura total máxima para o trecho enterrado da TEEH de 5 MW.

As Figuras 63 e 64 apresentam as tensões máximas absolutas e as curvaturas totais máximas obtidas ao longo do trecho enterrado da *monopile* da turbina de 10 MW (desde o solo marinho até a base da fundação em -35 metros). Com os elementos da *monopile* discretizados a cada 0,5 metro, observa-se que o ponto de tensão máxima ocorreu 7,5 metros abaixo do solo marinho. O valor da tensão máxima absoluta foi de 39,911 MPa e ocorreu nos pontos 3 e 7 da seção transversal da Figura 54. A curvatura total máxima foi de $4,226 \times 10^{-5} \text{ m}^{-1}$.

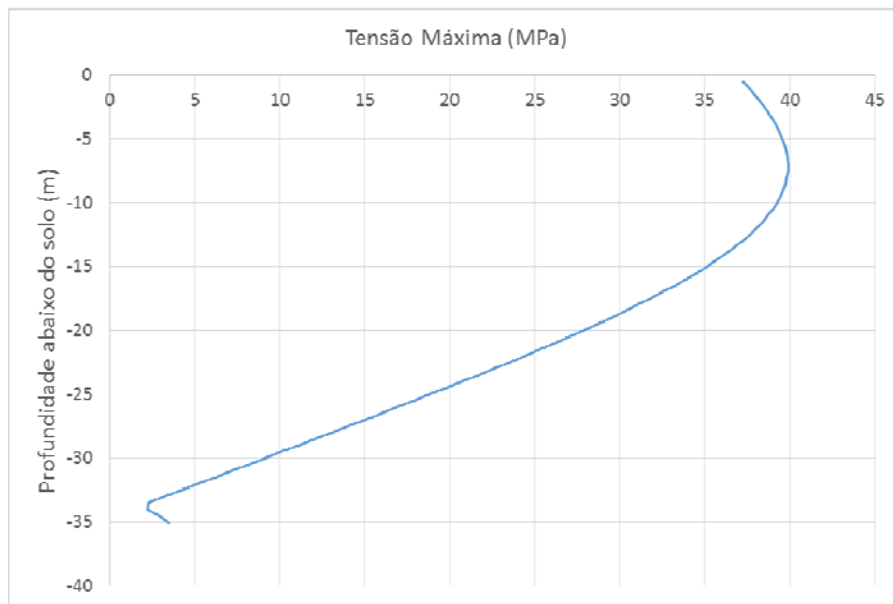


Figura 63 – Tensão máxima para o trecho enterrado da TEEH de 10 MW.

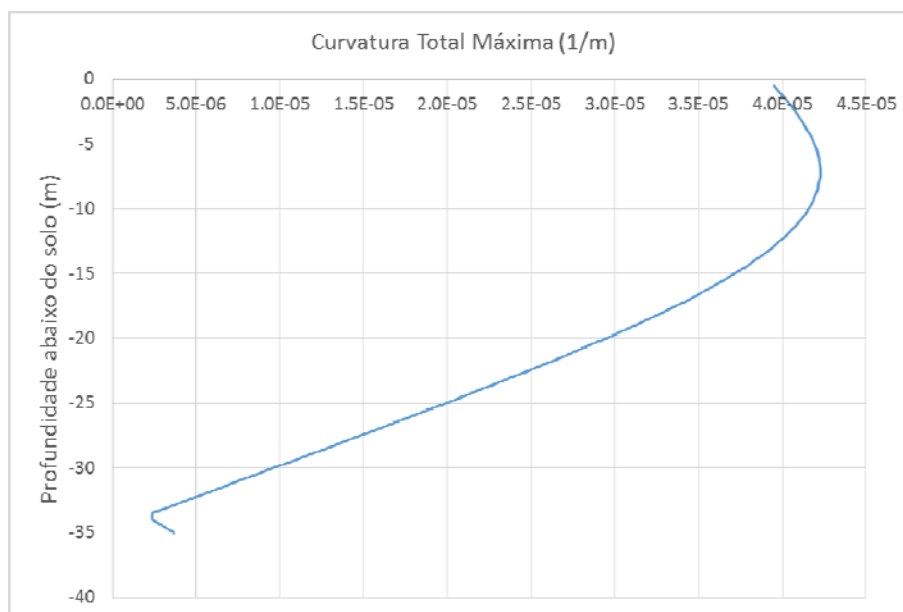


Figura 64 – Curvatura total máxima para o trecho enterrado da TEEH de 10 MW.

Este resultado foi muito importante, pois nele é possível notar que, apesar de a turbina de 10 MW estar sob a ação de carregamentos aerodinâmicos maiores do que a de 5 MW (vide item 6.2.2 e o maior braço de alavanca), o fato de sua seção transversal ser mais robusta (e oferecer um momento de inércia cerca de 6 vezes maior) reduz consideravelmente a tensão vivenciada pelo ponto crítico da mesma ($4,939 \text{ m}^4/60,566 \text{ MPa}$ da turbina de 5 MW contra $30,355 \text{ m}^4/39,911 \text{ MPa}$ da turbina de 10 MW).

6.4 Escolha dos casos de carregamento

Para se obter o dano total devido à fadiga em uma TEEH *offshore*, uma série de casos de carregamentos devem ser analisados. Na norma DNVGL-ST-0437 [45] está presente uma tabela que detalha diversas situações pelas quais a turbina pode passar no decorrer de sua vida útil: produção normal de energia, produção com a ocorrência de uma pane no sistema de controle, início de operação, desligamento normal, paradas de emergência, etc. Algumas dessas situações, por exemplo, orientam a criação de casos de carregamento para estados limites últimos e outras para a fadiga.

No âmbito deste trabalho, como o objetivo é estudar o comportamento de duas turbinas eólicas distintas através da análise da sensibilidade do dano devido à fadiga na fundação, chegou-se à conclusão que um elevado número de casos de carregamentos não era desejado. Seria mais interessante uma seleção mais enxuta, que permitisse observar melhor a sensibilidade do dano encontrado em ambas as turbinas quando o vento é dotado de sua parcela dinâmica ou não, por exemplo, ou quando as ondas do mar são representadas por diferentes espectros, em particular o de Jonswap e o de Pierson-Moskowitz (comumente utilizados na costa brasileira).

Além disso, os dados ambientais brasileiros obtidos, apesar de revelarem condições extremas importantes de onda, vento e corrente, não estão correlacionados entre si, ou seja, não se sabe o valor da altura significativa da onda (H_s) ou seu período de pico (T_p) para uma determinada velocidade de vento (U_m). Desta forma, não é possível aproximar funções de densidade de probabilidade que se correlacionem entre si para formar uma distribuição conjunta U_m - H_s - T_p como fortemente recomenda a norma.

Sendo assim, optou-se por selecionar algumas velocidades de vento em um diagrama de ocorrência conjunta de intensidade (em m/s) e direção do vento (em função do norte verdadeiro) em associação com um método que é capaz de obter o par (H_s , T_p) dada uma velocidade de vento. Se os valores calculados se demonstrarem minimamente

coerentes com aqueles presentes em um diagrama de dispersão de H_s e T_p da costa brasileira, os casos poderão ser considerados representativos da região.

6.4.1 Classe de uma turbina eólica

Um último conceito que deve ser apresentado antes de se detalharem os casos criados em função da norma é o de classe de uma turbina eólica. De maneira resumida, a classe de uma turbina providencia condições externas básicas para o projeto de uma turbina eólica em função do local no qual ela será instalada. As classes das turbinas eólicas são definidas em termos da velocidade do vento e de parâmetros de turbulência. A intenção das classes é cobrir a maioria das aplicações e, por isso, os valores da velocidade do vento e dos parâmetros de turbulência destinam-se a representar muitos locais diferentes e não fornecem uma representação precisa de qualquer local específico. Sendo assim, a classificação das turbinas eólicas oferece uma gama de robustez claramente definida em termos de velocidade do vento e parâmetros de turbulência [29]. A Tabela 21 especifica os parâmetros básicos que definem as classes de turbinas eólicas.

Tabela 21 – Parâmetros básicos definidos para cada classe de turbina eólica [29].

Classe da turbina eólica		I	II	III	S
V_{ref} (m/s)		50	42,5	37,5	Valores especificados pelo cliente ou projetista
A	I_{ref}^*	0,16			
B	I_{ref}^*	0,14			
C	I_{ref}^*	0,12			
*adimensional V_{ref} : velocidade do vento de referência. I_{ref} : intensidade de turbulência de referência.					

A velocidade do vento de referência (V_{ref}) é um dos parâmetros básicos usados para definir a classe de uma turbina eólica. Outros parâmetros climáticos relacionados ao projeto são derivados de V_{ref} , assim como outros parâmetros básicos da classe da turbina eólica. Uma turbina projetada para uma classe com uma velocidade do vento de referência V_{ref} é projetada para suportar climas nos quais a velocidade média do vento de 10 minutos com um período de recorrência de 50 anos na altura do *hub* é menor ou igual a V_{ref} . Já a intensidade de turbulência de referência (I_{ref}) representa um valor

esperado da intensidade de turbulência na altura do *hub* a uma velocidade média do vento de 15 m/s medida ao longo de 10 minutos [29].

A classe IA é típica de regiões *offshore* e oferece as características mais turbulentas. É, sem dúvida, uma classe esperada para uma turbina de 10 MW, tendo em vista que turbinas mais potentes e robustas normalmente são voltadas para estas regiões, como mencionado no Capítulo 1. De qualquer maneira, esta classe foi adotada para ambas as turbinas nos casos de carregamento para criar uma análise que fosse a mais conservadora possível.

6.4.2 Situação de projeto escolhida

Um dos primeiros passos para a criação dos casos de carregamento é a escolha de uma das situações pelas quais a turbina passa no decorrer da sua vida útil. A situação escolhida se encontra na Tabela 22 e foi extraída da norma DNVGL-ST-0437 [45].

Tabela 22 – Situação escolhida da norma para o ELF [45].

Situação de projeto	Produção de energia
Designação na norma	Caso 1.2
Condição do vento	NTM $V_{in} < U_{m, hub} < V_{out}$
Onda	NSS Função de distribuição de probabilidade conjunta de H_s , T_p e $U_{m, hub}$
Direção da onda e do vento	Desalinhados e multidirecional
Corrente marítima	Sem corrente

Na Tabela 22, NTM significa *Normal Turbulence Model* (Modelo de Turbulência Normal). Segundo a IEC 61400-1 [29], para este modelo, o valor representativo do desvio padrão na fórmula da intensidade de turbulência, σ , deve ser dado pelo quantil de 90% para a velocidade do vento dada na altura do *hub*. Este valor para as classes padrões de turbinas eólicas será dado por:

$$\sigma = I_{ref} (0,75U_{m, hub} + 5,6) \quad (6-1)$$

onde I_{ref} é obtida na Tabela 21 e $U_{m, hub}$ é a velocidade média do vento na altura do *hub*.

O NTM é um dos modelos de vento disponíveis no TurbSim [24] e, como a equação (6-1) sugere, o tipo de modelo do vento e a classe da turbina afetam o desvio padrão do vento e, por consequência, influenciam no espectro de vento adotado para as análises (item 3.3.3). Na Tabela 22, V_{in} e V_{out} representam, respectivamente, a velocidade de *cut-in* e de *cut-out* da turbina. Nesta situação de projeto (1.2 na norma), a velocidade $U_{m, hub}$ deve se situar entre V_{in} e V_{out} . Por este motivo, no item 6.4.3, será mandatório escolher velocidades de vento dentro deste intervalo.

Ainda na Tabela 22, NSS significa *Normal Sea State* (Estado de Mar Normal) e, segundo a DNVGL-ST-0437 [45], é um modelo para as ondas caracterizado por uma altura de onda significativa, um período de pico e uma direção de onda, além de estar associado a uma velocidade média do vento simultânea. O NSS é utilizado tanto para o cálculo das cargas últimas como da fadiga. No caso da fadiga, uma série de estados marítimos normais devem ser considerados associados com diferentes velocidades médias do vento. Deve-se assegurar que o número e a resolução desses estados sejam suficientes para estimar o dano devido à fadiga associado à distribuição completa a longo prazo dos parâmetros meteoceanográficos. Entretanto, como citado no início do item 6.4, pelo fato dos dados levantados não estarem correlacionados e por ser mais interessante uma seleção enxuta de casos, o método SMB (item 6.4.4) foi utilizado com a onda e o vento alinhados, apesar desta situação de projeto indicar que os mesmos deveriam atuar em direções distintas para se buscar a pior situação em termos de dano.

Por fim, cabe destacar que a multidirecionalidade das ondas e dos ventos será considerada na elaboração dos casos de carregamento através da seleção de velocidades de vento atuando nas quatro direções cardiais e colaterais no próximo item (6.4.3). Pela definição da situação, a corrente marítima não será empregada nos casos criados.

6.4.3 Dados ambientais brasileiros

Os dados de vento e onda levantados para a costa brasileira são apresentados nas Tabelas 23 e 24. A Tabela 23 mostra a ocorrência de cada velocidade de vento em função da direção (de onde vem) e da intensidade (em m/s). Esses resultados são oriundos de medições da velocidade do vento em uma altura de 10 metros acima da LDA ao longo de uma hora. Em outras palavras, a intensidade representa um valor médio horário. Os valores selecionados estão destacados em amarelo.

Os critérios para a escolha desses valores foram as velocidades estarem presentes nos intervalos de operação das turbinas (entre *cut-in* e o *cut-out*) e o maior

número de ocorrência por direção. Buscou-se também variar o máximo possível as velocidades de vento. Nota-se, pela Tabela 23, que a maior parte das ocorrências vem do Leste e do Sudeste e que as velocidades mais comuns são de 7, 8 e 9 m/s. A Tabela 25 apresenta os valores de $U_{m, hub}$ para as velocidades escolhidas assumindo um perfil médio do vento segundo a lei potencial e um expoente LP_{exp} de 0,14.

No caso da Tabela 24, que apresenta o diagrama de dispersão H_s-T_p das ondas, observa-se que o H_s mais frequente está entre 1 – 1,5 metro e o T_p entre 5 – 6 segundos. O valor mais elevado de H_s encontrado é 2,5 metros e o de T_p é de 23 segundos com apenas uma ocorrência.

Tabela 23 – Ocorrência conjunta de intensidade (m/s) e direção do vento (norte verdadeiro).

M/S		DIREÇÃO(º)								Freq	%	Dir Med
		N	NE	E	SE	S	SW	W	NW			
0	1	51	50	49	52	44	38	24	24	332	0.41	93.4
1	2	123	134	173	256	86	37	24	60	893	1.11	93.3
2	3	124	270	398	557	133	33	25	54	1594	1.98	101
3	4	68	458	690	1186	177	31	13	32	2655	3.3	107
4	5	56	510	1451	2378	262	20	13	15	4705	5.85	112
5	6	16	552	2647	4169	294	14	3	5	7700	9.57	113
6	7	15	560	4017	5570	271	6	1	1	10441	13	112
7	8	2	373	5064	5877	193	1	0	3	11513	14.3	110
8	9	0	182	5706	5555	186	4	0	0	11633	14.5	109
9	10	0	53	5208	4403	116	0	0	0	9780	12.2	108
10	11	0	15	4598	3177	42	0	0	0	7832	9.74	106
11	12	0	3	3606	2006	11	0	0	0	5626	7	105
12	13	0	3	2370	1177	1	0	0	0	3551	4.42	105
13	14	0	2	1099	517	0	0	0	0	1618	2.01	105
14	15	0	0	320	156	0	0	0	0	476	0.59	106
15	16	0	0	48	22	0	0	0	0	70	0.09	107
16	17	0	0	1	1	0	0	0	0	2	0	112
17	18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Freq		455	3165	37445	37059	1816	184	103	194	80421		
%		0.6	3.94	46.56	46.08	2.26	0.2	0.1	0.24			
Int Med		2.7	5.23	8.72	7.82	5.71	2.8	2.3	2.42	8.03		

Tabela 24 – Distribuição de altura significativa da onda por período de pico.

Hs (m)		Tp (s)																			Freq	%	Tp méd			
		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22				23		
0.0	0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0
0.5	1.0	73	105	105	101	105	63	34	53	41	37	16	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	737	6.9	8.3
1.0	1.5	832	1105	822	763	638	612	306	306	369	392	330	119	55	7	14	1	0	2	1			6674	62.7	8.5	
1.5	2.0	378	781	378	222	160	230	165	116	120	179	160	81	75	21	26	6	4	1	0			3103	29.1	8.6	
2.0	2.5	3	46	24	5	2	8	23	13	0	1	2	2	5	0	3	0	1	0	0			138	1.3	8.6	
2.5	3.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0.0	0.0	
Freq		1286	2037	1329	1091	905	913	528	488	530	609	508	206	135	28	43	7	5	3	1			10652			
%		12.1	19.1	12.5	10.2	8.5	8.6	5.0	4.6	5.0	5.7	4.8	1.9	1.3	0.3	0.4	0.1	0.1	0.0	0.0						
Hs méd		1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.8	1.9	1.5	1.4					

Tabela 25 – Velocidade média do vento na altura do hub para os casos selecionados.

Caso	Direção	U_m (m/s) – $z = 10m$	$U_{m,hub}$ (m/s) – 5MW	$U_{m,hub}$ (m/s) – 10MW
1	N	5	6,801	7,072
2	NE	7	9,521	9,901
3	E	9	12,242	12,730
4	E	12	16,322	16,973
5	E	13	17,682	18,387
6	SE	8	10,881	11,315
7	SE	10	13,602	14,144
8	SE	11	14,962	15,559
9	S	6	8,161	8,486
10	SW	5	6,801	7,072
11	W	5	6,801	7,072
12	NW	5	6,801	7,072

6.4.4 Método SMB

Um método simplificado para estimar características importantes da onda como H_s e T_p pode ser útil quando os dados de uma determinada locação não estão disponíveis ou, como apresentado aqui, não estão correlacionados. No manual de engenharia costeira do exército dos EUA [59], um método deste tipo é descrito.

Quando um vento regular sopra acima da superfície do mar, o método SMB (Sverdrup-Munk-Bretschneider) pode ser utilizado para calcular a altura e o período da onda a partir da velocidade do vento e da distância ao longo da qual ele se propaga. O método descrito no manual [59] é apresentado para águas rasas (LDAs menores do que 90 metros) e profundas (LDAs maiores do que 90 metros). Por se estar tratando de

casos com uma LDA de 20 metros, apresentou-se neste item a formulação para águas rasas.

No manual [59], explica-se que, para a utilização deste método, o primeiro passo é adequar os dados da velocidade do vento a uma série de fatores. Entre eles, a velocidade do vento deve ser fruto de uma medição de uma hora em uma altura de 10 metros acima do mar (como é o caso dos dados levantados na Tabela 23). Caso isso não seja atendido, existem equações para transformação dos dados disponíveis no manual [59]. Outros fatores influentes no método derivam de questões geográficas e da diferença da temperatura entre o ar e o mar que foram desprezadas.

Além disso, uma última alteração deve ser realizada na velocidade do vento. As fórmulas do método SMB utilizam uma grandeza chamada de fator de tensão eólica ou velocidade do vento ajustada (U_A), que é igual a:

$$U_A = 0,71U_m^{1,23} \quad (6-2)$$

onde U_m deve ser a velocidade do vento médio em m/s medido no decorrer de uma hora em uma altura de 10 metros acima da LDA e com todos os fatores geográficos e climáticos considerados.

De posse de U_A e sabendo a distância F sobre a qual o vento se propaga para a formação das ondas (em quilômetros), a altura significativa da onda H_s (em metros) e o período significativo da onda T_s (em segundos) podem ser obtidos por:

$$H_s = 0,283 \cdot \frac{U_A^2}{g} \cdot \tanh \left[0,53 \cdot \left(\frac{g \cdot LDA}{U_A^2} \right)^{\frac{3}{4}} \right] \cdot \tanh \left[\frac{0,00565 \cdot \left(\frac{g \cdot F}{U_A^2} \right)^{\frac{1}{2}}}{\tanh \left[0,53 \cdot \left(\frac{g \cdot LDA}{U_A^2} \right)^{\frac{3}{4}} \right]} \right]$$

$$T_s = 7,54 \cdot \frac{U_A}{g} \cdot \tanh \left[0,833 \cdot \left(\frac{g \cdot LDA}{U_A^2} \right)^{\frac{3}{8}} \right] \cdot \tanh \left[\frac{0,0379 \cdot \left(\frac{g \cdot F}{U_A^2} \right)^{\frac{1}{3}}}{\tanh \left[0,833 \cdot \left(\frac{g \cdot LDA}{U_A^2} \right)^{\frac{3}{8}} \right]} \right] \quad (6-3)$$

onde g é a aceleração da gravidade (em m/s^2) e LDA é a lâmina d'água (em metros).

Por fim, o período de pico T_P é obtido por:

$$T_P = 1,05T_S \quad (6-4)$$

O espectro de Pierson-Moskowitz trabalha no SIMA-RIFLEX com o período de cruzamento zero da onda, T_Z , e não com o período de pico T_P , utilizado no espectro de Jonswap. Para se extrair este valor para o espectro de Pierson-Moskowitz tendo em posse o valor de T_P , recorreu-se a uma relação presente em Giraldo [60]:

$$T_Z = T_P \left(\frac{5+\gamma}{11+\gamma} \right)^{1/2} \quad (6-5)$$

onde γ é o parâmetro de pico de Jonswap. No caso de $\gamma = 1$, o espectro de Jonswap se reduz ao modelo de Pierson-Moskowitz e, portanto, para este espectro, temos que $T_Z = T_P/1.414$.

Por fim, para se calcular os parâmetros da onda, assumiu-se uma posição hipotética para as turbinas a 15 km da costa brasileira, como mostra o esboço na Figura 65. Desta forma, para um vento vindo do Sul ter-se-ia uma distância de propagação de 15 km e, para ventos do Sudoeste e Sudeste, uma distância de 21,2 km. Para as demais direções, considerou-se que os ventos se mantêm regulares por uma distância de 150 km. Sendo assim, para as doze velocidades de vento escolhidas (Tabela 25), e assumindo estas hipóteses, têm-se os valores de H_S , T_P e T_Z indicados na Tabela 26.

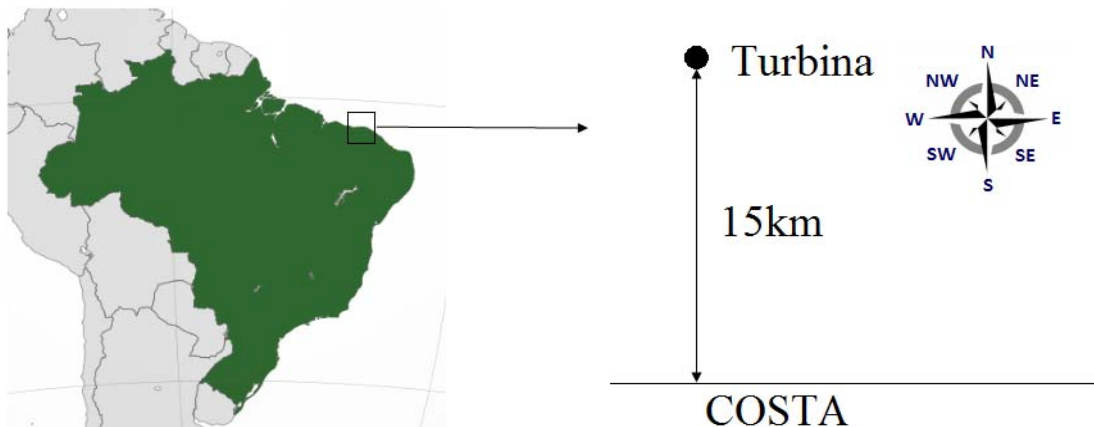


Figura 65 – Esboço: posição hipotética da turbina no Brasil em relação a costa.

Tabela 26 – Doze casos de carregamento criados.

Caso	Direção	U_m (m/s) – $z = 10m$	Distância de propagação (km)	H_s (m)	T_p (s)	T_z (s)
1	N	5	150	0,7	3,6	2,5
2	NE	7	150	1,2	4,6	3,3
3	E	9	150	1,6	5,4	3,8
4	E	12	150	2,2	6,3	4,5
5	E	13	150	2,4	6,6	4,7
6	SE	8	21,2	0,7	3,4	2,4
7	SE	10	21,2	0,9	3,7	2,6
8	SE	11	21,2	1,0	3,9	2,8
9	S	6	15	0,4	2,7	1,9
10	SW	5	21,2	0,4	2,6	1,8
11	W	5	150	0,7	3,6	2,5
12	NW	5	150	0,7	3,6	2,5

Nenhum dos valores encontrados na Tabela 26 ultrapassou o limite de H_s igual a 2,5 metros, o que é um bom sinal para o método SMB. Considerando que foram selecionadas velocidades de vento com as maiores ocorrências em cada direção, esperava-se obter características de onda igualmente presentes na Tabela 24. Para os casos com velocidades de vento de pelo menos 7 m/s e com distância de propagação de 150 km, os resultados obtidos foram satisfatórios e parecem se encaixar na distribuição de (H_s, T_p) medida na costa brasileira. Os casos com velocidades de vento baixas e distância de propagação pequenas, entretanto, acabaram por apresentar H_s e/ou T_p excessivamente baixos. Apesar disto, optou-se por empregar todos os doze casos nas análises que se seguem no item 6.5.

6.4.5 Demais parâmetros adotados nos programas

A Tabela 27 resume parâmetros importantes que foram utilizados na modelagem do vento e da onda nos *softwares* TurbSim e SIMA-RIFLEX para as análises do item 6.5. No SIMA-RIFLEX, a opção pela escolha de uma determinada teoria de onda só é possível quando a análise utiliza ondas regulares. No caso da opção irregular (espectro), o programa irá gerar ondas regulares lineares (Airy) a partir da discretização do espectro. Cabe destacar que as análises executadas no SIMA-RIFLEX foram de 3800 segundos dos quais os primeiros 200 foram desprezados. Isso se deve ao fato destes primeiros segundos representarem uma parte transiente da resposta (início da operação do rotor da turbina). Desta forma, temos um tempo de análise total de 3600 segundos

em ambos os programas. Cada análise do item 6.5 durou cerca de 45 minutos em um computador dotado de um processador Intel i7 4500U 1.8GHz acompanhado de 8 GB de memória RAM.

Por fim, dois últimos comentários são feitos em torno das análises no SIMA-RIFLEX: por uma questão de convergência, um passo menor, em relação ao que foi usado no TurbSim teve de ser adotado no SIMA-RIFLEX, o que não é um problema para o programa. Além disso, vale destacar que, para cada caso de carregamento, considerou-se o vento atuando sobre o rotor de maneira frontal, ou seja, o ângulo de giro do rotor em todos os casos foi igual a zero.

Tabela 27 – Dados adotados no TurbSim e SIMA-RIFLEX.

Potência	5 MW	10 MW
Número de pontos na malha do TurbSim (Y x Z)	31 x 31	
Altura Z da malha no TurbSim (m)	132	186
Largura Y da malha no TurbSim (m)	132	186
Tempo de análise em ambos os programas	1 hora (3600s)	
Passo da análise no TurbSim	0,05s	
Espectro de Vento gerado pelo TurbSim	Kaimal	
Edição da IEC61400 utilizada no TurbSim	3ª edição	
Classe de turbulência da turbina (I_{ref})	A	
Modelo do vento adotado no TurbSim	NTM	
Perfil médio do vento	Lei Potencial	
Expoente da lei potencial (LP_{exp})	0,14	
Parâmetro de pico para o espectro de Jonswap	3,3	
Formulação para o cálculo das forças hidrodinâmicas	Morison	
Coefficiente de inércia hidrodinâmico	2,0	
Coefficiente de arrasto hidrodinâmico	0,9	
Passo da análise no SIMA-RIFLEX	0,01s	
Curva S-N da DNV-RP-C203 [12] utilizada	Curva D (água do mar com proteção catódica)	

6.5 Cálculo do dano à fadiga e da vida útil

Para o estudo da sensibilidade do dano devido à fadiga, quatro tipos de análises foram elaborados conforme mostra a Tabela 28.

Tabela 28 – Tipos de análises para o estudo da sensibilidade das turbinas de 5 e 10 MW.

Representação	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 4
Onda	Jonswap	Pierson-Moskowitz	Jonswap	Pierson-Moskowitz
Vento	Vento Estático	Vento Estático	Vento Dinâmico	Vento Dinâmico

O vento estático significa que o vento foi modelado apenas como um perfil médio invariante no tempo segundo a lei potencial. Já o vento dinâmico empregou o mesmo perfil médio estático acompanhado de uma parcela dinâmica gerada pelo espectro de Kaimal. Essas duas possibilidades para o vento foram combinadas com os dois tipos de espectros de onda com os quais se pretendeu trabalhar, dando origem aos quatro tipos de análises citados. Em cada tipo de análise, têm-se os 12 casos de carregamento criados no item 6.4.4 sendo executados. Como se trata de duas turbinas distintas, tem-se um total de 96 análises.

A seguir, são apresentados, primeiramente, os danos anuais dos pontos 1 a 4 da seção transversal crítica da turbina de 5 MW para uma análise do tipo 3 sem a consideração das probabilidades de ocorrência de cada caso de carregamento, conforme a equação (5-3) (Tabela 30). Na sequência, para este cenário, são apresentados os danos com esta probabilidade contabilizada (conforme a equação (5-4)) e, desta forma, é possível obter o dano total (Tabela 31). As probabilidades de ocorrência de cada caso são oriundas da Tabela 23. Elas são apresentadas novamente na Tabela 29 e excluem as demais ocorrências não utilizadas, de tal forma que a probabilidade desses 12 casos de carregamento compute 100% das ocorrências anuais. Essa hipótese está presente nos cálculos dos danos de todas as análises, que estão disponíveis no Apêndice A. O maior dano de cada caso está grifado em vermelho.

Tabela 29 – Casos de carregamento criados com as respectivas probabilidades de ocorrência.

Caso	Direção	U_m (m/s) – $z = 10m$	F (km)	H_s (m)	T_p (s)	T_z (s)	Ocorrência	%
1	N	5	150	0,7	3,6	2,5	56	0,21
2	NE	7	150	1,2	4,6	3,3	560	2,15
3	E	9	150	1,6	5,4	3,8	5706	21,86
4	E	12	150	2,2	6,3	4,5	3606	13,82
5	E	13	150	2,4	6,6	4,7	2370	9,08
6	SE	8	21,2	0,7	3,4	2,4	5877	22,52
7	SE	10	21,2	0,9	3,7	2,6	4403	16,87
8	SE	11	21,2	1,0	3,9	2,8	3177	12,17
9	S	6	15	0,4	2,7	1,9	294	1,13
10	SW	5	21,2	0,4	2,6	1,8	20	0,08
11	W	5	150	0,7	3,6	2,5	13	0,05
12	NW	5	150	0,7	3,6	2,5	15	0,06

Tabela 30 – 5 MW - Tipo 3: Dano anual sem a contabilização da ocorrência.

Tipo 3					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	8,23E-04	1,15E-04	9,46E-08	2,02E-04
2	NE	1,19E-03	8,04E-06	1,62E-03	6,76E-03
3	E	5,93E-05	3,24E-03	1,32E-02	2,74E-03
4	E	6,74E-04	8,52E-03	2,29E-02	5,07E-03
5	E	2,06E-03	1,90E-02	3,20E-02	7,08E-03
6	SE	1,21E-03	4,33E-03	8,88E-04	2,40E-05
7	SE	2,52E-03	8,38E-03	1,96E-03	1,24E-04
8	SE	3,81E-03	1,03E-02	2,34E-03	2,38E-04
9	S	1,71E-03	2,47E-04	2,82E-07	4,39E-04
10	SW	9,58E-05	6,54E-08	1,64E-04	6,83E-04
11	W	9,46E-08	2,02E-04	8,23E-04	1,15E-04
12	NW	2,02E-04	8,23E-04	1,15E-04	9,46E-08

Tabela 31 – 5 MW - Tipo 3: Dano anual contabilizando a ocorrência.

Tipo 3					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	1,73E-06	2,41E-07	1,99E-10	4,24E-07
2	NE	2,55E-05	1,73E-07	3,47E-05	1,45E-04
3	E	1,30E-05	7,09E-04	2,88E-03	5,99E-04
4	E	9,31E-05	1,18E-03	3,17E-03	7,00E-04
5	E	1,87E-04	1,72E-03	2,91E-03	6,43E-04
6	SE	2,73E-04	9,76E-04	2,00E-04	5,40E-06
7	SE	4,25E-04	1,41E-03	3,31E-04	2,10E-05
8	SE	4,64E-04	1,25E-03	2,85E-04	2,89E-05
9	S	1,94E-05	2,79E-06	3,19E-09	4,96E-06
10	SW	7,67E-08	5,23E-11	1,31E-07	5,46E-07
11	W	4,73E-11	1,01E-07	4,12E-07	5,74E-08
12	NW	1,21E-07	4,94E-07	6,89E-08	5,68E-11
Dano total		1,50E-03	7,25E-03	9,81E-03	2,15E-03

O padrão de resultados visualizado nas Tabelas 29 e 30 se repete nas tabelas apresentadas no Apêndice A. Observa-se que, para carregamentos oriundos de Norte e Sul, os pontos 1 e 5 sofreram maior dano. Para Nordeste e Sudoeste, foram os pontos 4 e 8. Para Leste e Oeste, foram os pontos 3 e 7 e, por fim, para Noroeste e Sudeste, os pontos 2 e 6 apresentaram o maior dano. As Figuras 66 e 67, apresentadas a seguir, justificam esse fenômeno tomando como exemplo o caso 3 (Leste) analisado no modelo 3 (5 MW *offshore*) sob as condições geradas pelo Tipo 3 (vento dinâmico e espectro de Jonswap).

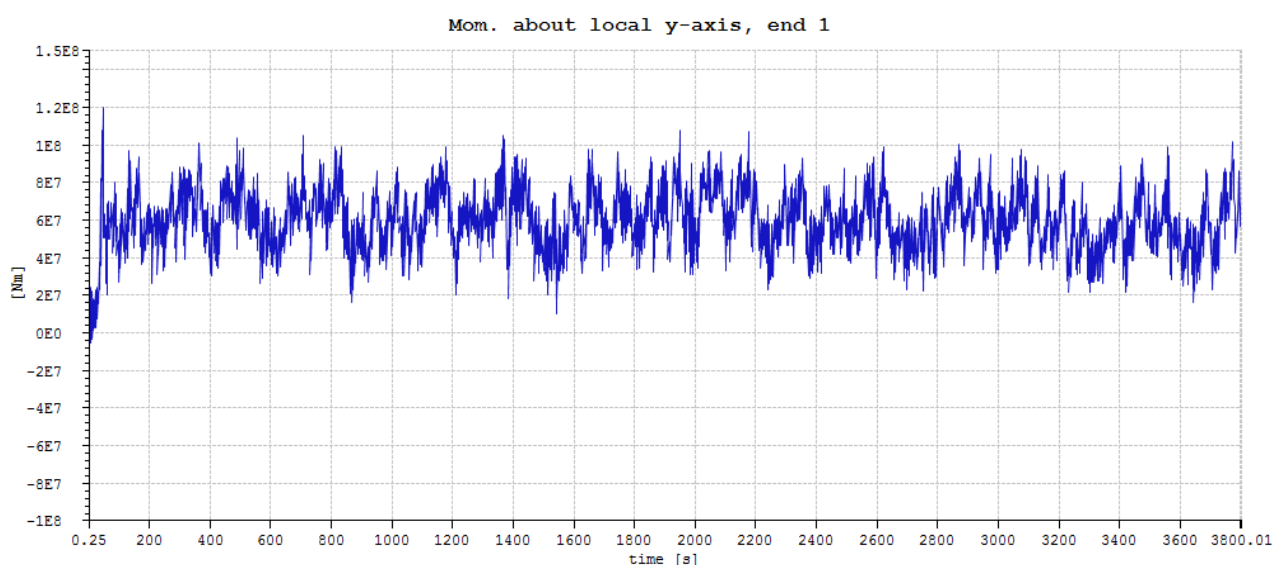


Figura 66 – Modelo 3, Tipo 3, Caso 3 (Leste): M_y no eixo local.

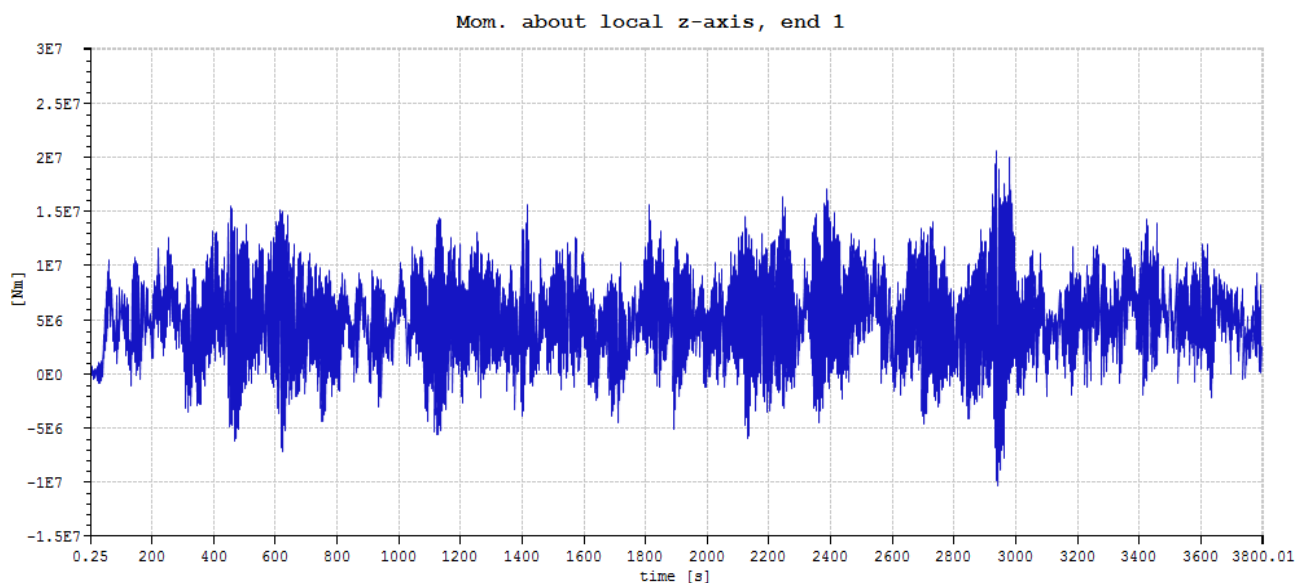


Figura 67 – Modelo 3, Tipo 3, Caso 3 (Leste): M_z no eixo local.

Nota-se que os momentos máximos em Y são cerca de 5 vezes maiores que os valores máximos em Z. Analisando a variação de momentos nos gráficos, observa-se que a variação de momentos na direção Y é cerca de 3 vezes maior do que na direção Z. Conseqüentemente, os danos causados nos pontos da seção transversal que estão na direção de atuação dos carregamentos ambientais (neste caso, 3 e 7 segundo a Figura 54) são consideravelmente maiores.

As Figuras 68 e 69 apresentam o mesmo quadro descrito para as Figuras 66 e 67 só que, desta vez, no modelo de 10 MW (modelo 4). Observa-se que os valores dos momentos, em números absolutos, não são muito maiores do que aqueles apresentados nas Figuras 66 e 67. Conseqüentemente, ao transformar estes valores de momentos em tensão (equação (5-1)), obtêm-se valores muito menores na turbina de 10 MW (que possui uma seção transversal crítica mais rígida) do que na turbina de 5 MW, o que justifica as vidas úteis apresentadas na Tabela 32, que reúne os valores das vidas úteis calculados ao se utilizar a equação (5-5) nos danos totais encontrados em cada um dos 4 pontos apresentados nas tabelas do Apêndice A.

Além disso, analisando todas as tabelas do Apêndice A, conclui-se que os maiores danos foram causados pelos casos de carregamento 3, 4 e 5, vindos de Leste. Estes casos foram marcados por velocidades de vento próximas da velocidade nominal (maior força de *thrust*) e pelos maiores valores de H_s , T_P e T_z , graças às maiores distâncias de propagação (150 km). Os casos 6, 7 e 8 também causaram um dano considerável na turbina de 10 MW. Apesar do H_s menor, os períodos de pico das ondas,

T_P , estão próximos das primeiras frequências naturais do modelo 4 (ressonância), o que justifica estes resultados.

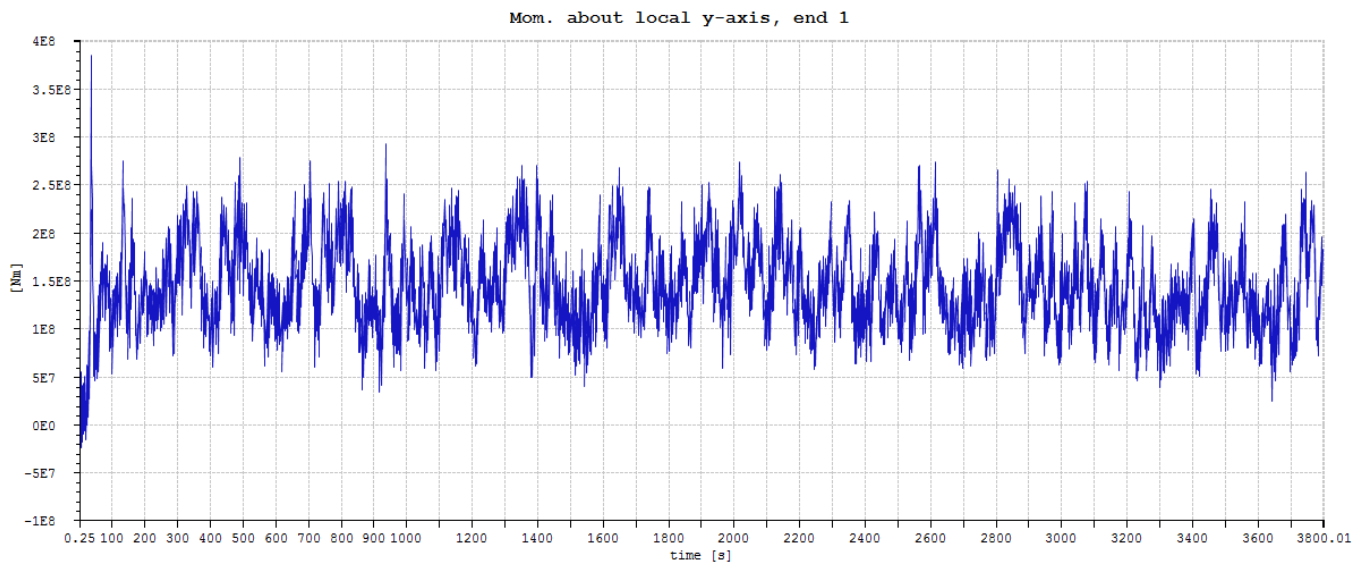


Figura 68 – Modelo 4, Tipo 3, Caso 3 (Leste): M_y no eixo local.

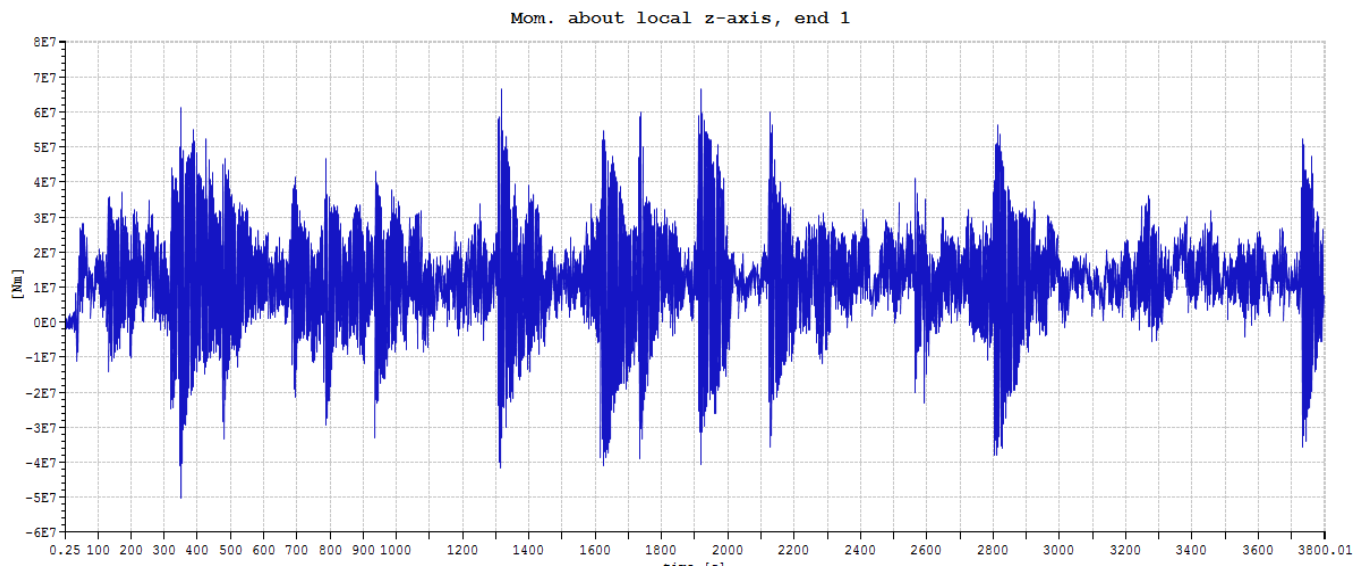


Figura 69 – Modelo 4, Tipo 3, Caso 3 (Leste): M_z no eixo local.

Tabela 32 – Resumo das vidas úteis.

Caso	Tipo	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
5 MW	1	213000	9530	1890	8670
	2	162000	7470	1550	7240
	3	666	138	102	465
	4	609	143	108	443
10 MW	1	916000	78200	22400	111000
	2	766000	67000	18000	86700
	3	4860	969	679	2980
	4	4430	896	629	2810

Observando as vidas úteis da Tabela 32 alguns comentários podem ser feitos:

- As análises do Tipo 3 e 4, nas quais se considera o vento com sua parcela dinâmica, apresentaram vida muito inferior quando comparadas com os Tipos 1 e 2, onde se tem apenas o vento estático. A não-consideração da turbulência do vento eleva a vida da fundação em, pelo menos, uma ordem de grandeza.
- Observando a vida útil obtida para as análises do Tipo 3 e 4 de uma mesma turbina, pode-se concluir que, quando o vento é representado de maneira realista, o espectro de onda utilizado não é um fator de elevada importância. As diferenças obtidas para uma mesma turbina, nesta situação, giraram em torno de 5 a 10%.
- Como a vida útil de uma turbina eólica gira em torno de 20 anos, pode-se considerar a fundação de ambas as turbinas adequadas para o ELF, tendo em vista as menores vidas obtidas (102 e 629 anos respectivamente).

7. Conclusões e Sugestões para Estudos Futuros

Neste trabalho, realizou-se o estudo da sensibilidade do dano devido à fadiga na fundação de duas turbinas eólicas distintas. Para isto, os modelos 3 e 4, definidos no item 6.1, tiveram um ponto crítico das suas respectivas fundações analisados sob quatro condições de vento e onda, como descrito na Tabela 28 (item 6.5). Com base nas informações e resultados apresentados nesta dissertação, as seguintes observações e conclusões puderam ser feitas:

- O ponto crítico da *monopile* de ambas as turbinas (5 e 10 MW) encontra-se no intervalo de distância de uma vez o diâmetro (1D) da fundação (4,5 metros e 7,5 metros, conforme item 6.3) abaixo do solo marinho.
- Os pontos de maior dano na seção transversal foram compatíveis com o que era esperado. Para os carregamentos oriundos de Norte e Sul, os pontos 1 e 5 sofreram maior dano. Para Nordeste e Sudoeste, foram os pontos 4 e 8. Para Leste e Oeste, foram os pontos 3 e 7. Por fim, para Noroeste e Sudeste, os pontos 2 e 6 apresentaram o maior dano.
- As análises do Tipo 3 e 4, nas quais se considera o vento com sua parcela dinâmica, apresentaram dano muito superior quando comparadas com os Tipos 1 e 2, onde se tem apenas o vento estático. Observando a vida útil, a não-consideração da turbulência do vento eleva a vida da fundação em, pelo menos, uma ordem de grandeza.
- Observando a vida útil obtida para as análises do Tipo 3 e 4 de uma mesma turbina, pode-se concluir que, quando o vento é representado de maneira realista, o espectro de onda utilizado não é um fator de elevada importância. As diferenças obtidas para uma mesma turbina, nesta situação, giraram em torno de 5 a 10%.
- Como a vida útil de uma turbina eólica gira em torno de 20 anos, pode-se considerar a fundação de ambas as turbinas adequadas para o ELF, tendo em vista as menores vidas obtidas (102 e 629 anos respectivamente).
- Os maiores danos foram causados pelos casos de carregamento 3, 4 e 5, vindos de Leste. Estes casos foram marcados por velocidades de vento

próximas da velocidade nominal e pelos maiores valores de H_s , T_p e T_z , graças às maiores distâncias de propagação (150 km).

- Os casos 6, 7 e 8 também causaram um dano considerável na turbina de 10 MW. Apesar do H_s menor, os períodos de pico das ondas, T_p , estão próximos das primeiras frequências naturais do modelo 4 (ressonância), o que justifica estes resultados.
- Avaliando a Tabela 32, pode-se notar que a turbina de 5 MW apresentou uma vida útil menor do que a de 10 MW em todas as análises. Isto é devido à maior rigidez da turbina de 10MW, que promoveu menores variações de tensão.

Existem muitas sugestões para estudos futuros. A primeira seria levantar dados correlacionados de vento e onda para a composição adequada dos casos de carregamento que, neste trabalho, foram simplificados para o estudo da sensibilidade do dano devido à fadiga. Um estudo interessante seria entender quantos desses casos são realmente relevantes para o dano final acumulado, pois executar centenas de casos de carregamento é altamente dispendioso em termos computacionais. O dano, por sua vez, poderia estar concentrado em bem menos casos. O desalinhamento do vento e da onda também é uma questão importante a se salientar, pois esta situação pode ser responsável pelos maiores danos na estrutura.

Uma segunda sugestão gira em torno das curvas p-y utilizadas para se modelar o comportamento do solo. Apesar de ser uma prática comum da indústria, empregar a metodologia presente em [48] é questionável. Essas fórmulas foram desenvolvidas para estacas com uma relação comprimento/diâmetro maior do que 10, o que as caracterizam como fundações flexíveis. No caso das fundações do tipo *monopile* empregadas para sustentar TEEHs, podemos notar relações bem inferiores (neste trabalho entre 3 e 6), o que faz com que essa fundação se comporte como um corpo rígido. Programas de modelagem do solo em elementos finitos poderiam ser utilizados para realizar uma calibragem dessas molas. Além disso, seria interessante inserir os modelos produzidos nesta dissertação em outros tipos de solo com diferentes rijezas (como argilas moles) para se verificar a posição do ponto crítico em relação ao início do solo marinho.

Estudar outros estados limites da turbina e outras situações de projeto também é relevante. Apesar dos resultados obtidos terem sido benevolentes em relação à fadiga, seria prematuro presumir um superdimensionamento da estrutura. Casos envolvendo carregamentos extremos precisam ser analisados, para se obter uma maior compreensão

se as tensões vivenciadas pela fundação estão elevadas ou não. Vale lembrar que os valores de tensão encontrados no item 6.3 foram apenas para esforços fletores. Observando o peso próprio da estrutura, os valores considerando esforços axiais devem ser consideravelmente maiores. Caso se conclua que a fundação poderia estar escoando ou dentro de um limite inaceitável, a análise de outros tipos de fundações, como as citadas no Capítulo 2, se torna algo fundamental.

Por fim, como mencionado no item 6.2.2, uma análise de sensibilidade envolvendo as cargas aerodinâmicas é crucial. Neste trabalho, mencionou-se a existência de diversos modelos para o cálculo destas cargas, como a teoria do BEM ou o GDW. Dentro dessas teorias existem diversas correções que, por sua vez, também afetam o resultado obtido (como aquelas apresentadas nos itens 4.4.2.1 e 4.4.2.2). Estudos em torno desse tema precisam ser conduzidos para se entender o quanto as cargas aerodinâmicas podem variar.

Referências Bibliográficas

- [1]. Ministério de Minas e Energia. (2018). Resenha Energética Brasileira 2018 – Ano Base 2017. Disponível em: <http://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Documents/Resenha%20Energ%C3%A9tica%202018%20-MME.pdf>. Acesso em: 16/02/2019, 20:00.
- [2]. JORNAL DO BRASIL. (2014). Disponível em: <http://www.jb.com.br/economia/noticias/2014/01/11/hidreletricas-do-pais-estao-com-baixos-niveis-de-agua-e-termicas-sao-a-saida/>>. Acesso em: 02/03/17, 16:52.
- [3]. G1 GLOBO. (2016). Disponível em: <http://g1.globo.com/economia/noticia/2016/05/governo-decide-desligar-mais-12-termeletricas-partir-de-sabado.html>. Acesso em: Acesso em: 02/03/17, 16:58.
- [4]. PORTAL TERRA. (2012). Disponível em: <https://www.terra.com.br/economia/perda-de-energia-entre-geracao-e-distribuicao-chega-a-15,585939160467b310VgnCLD200000bbcceb0aRCRD.html>. Acesso em: 19/11/17, 13:16
- [5]. PORTAL TERRA. (2017). Disponível em: https://www.terra.com.br/economia/eolicas-respndem-por-60-do-abastecimento-de-energia-do-nordeste-diz-ons_9dc825e2d6e7fe6d2e78b2fa4f86246fq84act3w.html. Acesso em: 19/11/17, 13:55
- [6]. O GLOBO. (2012). Disponível em: <http://oglobo.globo.com/economia/rio20/brasil-possui-menor-preco-em-energia-eolica-do-mundo-5170374>. Acesso em: 02/03/17, 17:35.
- [7]. *Parque Eólico Geribatu: 258 MW de potência instalada*. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=ljdU3Y7j75E>. Acesso em: 25/10/2017.
- [8]. DONG ENERGY. (2013). *Anholt Offshore Wind Farm*. Disponível em: <http://www.dongenergy.com/en/our-business/wind-power/where-we-operate/anholt>. Acesso em: 25/10/2017.
- [9]. ESTADÃO. (2017). Disponível em: <http://cultura.estadao.com.br/blogs/marcelo-rubens-paiva/um-pais-movido-so-pelo-vento/>. Acesso em: 02/03/17.
- [10]. JONKMAN, J., *et al.* (2009). *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. Colorado, EUA: National Renewable Energy Laboratory – NREL.

- [11]. BAK, C. *et al.* (2013). *DTU Wind Energy Report-I-0092: Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine*. Copenhagen, Dinamarca.
- [12]. DET NORSKE VERITAS. (2011). *Fatigue Design of Offshore Steel Structures: DNV-RP-C203*. Noruega.
- [13]. MAIOLINO, P. (2014). Análise dinâmica de turbina eólica *offshore* do tipo monocolumna. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE – UFRJ.
- [14]. *Coursera Wind Energy Course*. Disponível em: <https://pt.coursera.org/learn/wind-energy>. Acesso em: 23/10/17.
- [15]. *Aeroelastic Flutter Energy Harvester Test*. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=bBVnhpYKzh4>. Acesso em: 20/11/17, 21:09.
- [16]. MANWELL J. F., *et al.* (2002). *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Wiley.
- [17]. HANSEN, M. O. L. (2008): *Aerodynamics of Wind Turbines*. 2ª Edição. Earthscan.
- [18]. *World Wind Energy Association*. www.wwindea.org.
- [19]. RIVERA, J. S. (2013). Aerodinâmica do sistema torre-turbina eólica de eixo horizontal. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE - UFRJ.
- [20]. DET NORSKE VERITAS. (2014). *Design of offshore wind turbine structures. Standard: DNV-OS-J101*. Noruega.
- [21]. BURTON, T. *et al.* (2011). *Wind Energy Handbook*. Wiley.
- [22]. TEMPEL, J. (2006). *Design of support structures for offshore wind turbines*. Delft, Holanda: Technische Universiteit.
- [23]. BARLTROP, N. D. P., ADAMS, A. J. (1991). *Dynamics of fixed marine structures*. 3ª Edição. Butterworth-Heinemann.
- [24]. JONKMAN, B. J., KILCHER, L. (2012). *TurbSim user's guide: version 1.06.00*. Versão preliminar. Colorado, EUA: *National Renewable Energy Laboratory – NREL*.
- [25]. VAN DER HOVEN, I. (1957). 'Power spectrum of horizontal wind speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles per hour.' *J. Met.*, 14, 160–4.
- [26]. DS 472. (1992). 'Code of practice for loads and safety of wind turbine constructions.' *The Danish Society of Engineers and the Federation of Engineers*.
- [27]. GERMANISCHER LLOYD. (1993). 'Rules and regulations IV – Non-marine technology, Part 1 – Wind Energy,' (supplemented 1994, 1998).

- [28]. *International Electrotechnical Commission*. (1999). IEC 61400-1 “*Wind Turbine Generator Systems - Part 1: Safety Requirements*”, 2ª Edição.
- [29]. *International Electrotechnical Commission*. (2005). IEC 61400-1 “*Wind turbines- Part 1: Design requirements*”, 3ª Edição.
- [30]. VEERS, P. (1988). ‘*Three-dimensional wind simulation*’, SANDIA report, SAND88-0152 UC-261, *Sandia National Laboratories*, EUA.
- [31]. ROBERTSON, A. *et al.* (2014). *Offshore Code Comparison Collaboration Continuation Within IEA Wind Task 30: Phase II Results Regarding a Floating Semisubmersible Wind System*. Colorado, EUA: *National Renewable Energy Laboratory – NREL*.
- [32]. *Wind turbine CFD simulation*. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=JpV9rfXorD8>. Acesso em: 14/01/2018.
- [33]. MORIARTY, P. J., HANSEN, A. C. (2005). *AeroDyn Theory Manual*. Colorado, EUA: *National Renewable Energy Laboratory – NREL*.
- [34]. GLAUERT, H. (1935). ‘*Airplane propellers*’, em W. F. Durand (ed) *Aerodynamic Theory*, volume 4, Division L, Julius Springer, Berlim, pp169–360.
- [35]. SPERA, D. A. (1994). *Wind Turbine Technology*, ASME Press, Nova Iorque, EUA.
- [36]. THEODORSEN, T. (1935). ‘*General theory of aerodynamic instability and the mechanism of flutter*’, NACA relatório nº 496, *National Advisory Committee for Aeronautics*, pp 413–433
- [37]. ØYE, S. (1991). ‘*Dynamic stall, simulated as a time lag of separation*’, em K. F. McAnulty (ed) *Proceedings of the 4th IEASymposium on the Aerodynamics of Wind Turbines*, ETSU-N-118, Harwell Laboratory, Harwell, Reino Unido.
- [38]. LEISHMAN, J. G., BEDDOES, T. S. (1989). ‘*A semi-empirical model for dynamic stall*’, *Journal of the American Helicopter Society*, volume 34, nº 3, pp 3–17.
- [39]. GLAUERT, H. (1926). ‘*A General Theory of the Autogyro*’. ARCR R&M, nº 1111.
- [40]. PITT, D. M., PETERS, D. A. (1981). ‘*Theoretical Prediction of Dynamic-Inflow Derivatives*.’ *Vertica*, 5 (1), Março.
- [41]. EGGERS, A. J. *et al.* (2000). ‘*Modeling of Yawing and Furling Behavior of Small Wind Turbines*’, Proc. 2000 ASME *Wind Energy Symposium*. 38th AIAA Aero. Sci. Mtg., AIAA 2000-0020.

- [42]. SINTEF OCEAN. (2017). ‘*RIFLEX 4.10.3 Theory Manual*’.
- [43]. LETCHER, T. M. (2017). *Wind Energy Engineering – A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. Elsevier.
- [44]. *NWTC Information Portal* (TurbSim). Disponível em: <https://nwtc.nrel.gov/TurbSim>. Acesso em: 09/07/18.
- [45]. DNV-GL. (2016). DNVGL-ST-0437: *Loads and site conditions for wind turbines*.
- [46]. MORISON, J. *et al.* (1950). ‘*The Force Exerted by Surface Waves on Piles*’, *Petrol. Trans., AIME*, nº 189.
- [47]. FALTINSEN, O. (1990). ‘*Sea Loads on Ships and Offshore Structures*.’ Cambridge: Cambridge University Press.
- [48]. API-RP2A-WSD. (2000). ‘*Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design*’. American Petroleum Institute. Washington, EUA.
- [49]. MACCAMY, R. C., FUCHS, R. A. (1954). ‘*Wave Diffraction on Piles: A Diffraction Theory*’. Beach Erosion Board; Corps of Engineers.
- [50]. BØHN, A. (2016). ‘*Fatigue loads on large diameter offshore wind monopile foundations in non-operational situations*’. Norwegian University of Science and Technology, NTNU. Trondheim, Noruega.
- [51]. SARPKEYA, T., ISAACSON, M. (1981). ‘*Mechanics of Wave Forces on Offshore Structures*’. Van Nostrand Reinhold Company. Nova Iorque, EUA.
- [52]. CHAKRABARTI, S. K. (2005). ‘*Handbook of offshore engineering*’. Elsevier. Illinois, EUA.
- [53]. MATSUISKI, M., ENDO, T. (1968). ‘*Fatigue of Metals Subject to Varying Stress*’, Japan Society of Mechanical Engineers. Fukuoka, Japão.
- [54]. GIRALDO, J. S. M. (2014). *Efficient methods for probabilistic fatigue analysis of marine structures*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE – UFRJ.
- [55]. DNV-GL. (2016). DNVGL-ST-0126: *Support structures for wind turbines*.
- [56]. JONKMAN, J., MUSIAL, W. (2010). *Offshore Code Comparison Collaboration (OC3) for IEA Task 23 Offshore Wind Technology and Deployment*. Colorado, EUA: National Renewable Energy Laboratory – NREL.
- [57]. VELARDE, J., BACHYNSKI, E. (2016). *Design of Monopile Foundations to Support the DTU 10 MW Offshore Wind Turbine*. Norwegian University of Science and Technology, NTNU. Trondheim, Noruega.

- [58]. SONG, W., SU, W. (2015). *A wind turbine hybrid simulation framework considering aeroelastic effects*. Proceedings Volume 9435, Sensors and Smart Structures Technologies for Civil, Mechanical, and Aerospace Systems. San Diego, California, EUA.
- [59]. U.S. Army Coastal Engineering Research Center. (1984). *Shore protection manual*. Vicksburg, Mississippi, EUA, Vol. 1.
- [60]. GIRALDO, J. S. M. (2018). *Parametric interpolation method for long-term extreme response and probabilistic fatigue prediction of offshore structures*. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE – UFRJ.

Apêndice A

Neste apêndice, se encontram todos os danos calculados nas análises de Tipo 1 ao 4, descritas no item 6.5 da dissertação, para as turbinas de 5 e 10MW *offshore* (modelos 3 e 4). Primeiramente, são apresentados os resultados para os danos calculados conforme a equação (5-3) e, na sequência, os danos calculados segundo a equação (5-4) com a contabilização das probabilidades de ocorrência de cada caso (Tabela 29).

A.1 5 MW

Tabela 33 – Tipo 1: Dano anual sem a contabilização da ocorrência.

Tipo 1					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	7,92E-06	1,64E-06	1,23E-09	1,39E-06
2	NE	8,15E-05	1,52E-08	5,43E-05	3,63E-04
3	E	4,12E-08	9,59E-05	5,73E-04	1,18E-04
4	E	1,71E-07	2,72E-04	1,58E-03	3,24E-04
5	E	5,25E-07	3,70E-04	2,01E-03	4,08E-04
6	SE	1,22E-06	5,32E-06	8,89E-07	2,31E-09
7	SE	4,46E-06	2,20E-05	4,55E-06	1,84E-08
8	SE	1,47E-05	6,40E-05	1,27E-05	1,14E-07
9	S	3,43E-06	5,40E-07	1,54E-11	7,02E-07
10	SW	6,54E-07	6,35E-12	7,93E-07	4,03E-06
11	W	1,23E-09	1,39E-06	7,92E-06	1,64E-06
12	NW	1,39E-06	7,92E-06	1,64E-06	1,23E-09

Tabela 34 – Tipo 2, 3 e 4: Dano anual sem a contabilização da ocorrência.

Tipo 2					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	2,63E-05	4,88E-06	1,95E-09	4,93E-06
2	NE	5,41E-05	2,65E-08	3,65E-05	2,38E-04
3	E	9,24E-08	1,07E-04	6,08E-04	1,22E-04
4	E	3,21E-07	3,02E-04	1,78E-03	3,81E-04
5	E	8,28E-07	5,20E-04	2,86E-03	5,92E-04
6	SE	7,07E-06	2,86E-05	4,19E-06	5,64E-09
7	SE	1,05E-05	4,84E-05	8,61E-06	1,98E-08
8	SE	1,13E-05	5,64E-05	1,25E-05	7,69E-08
9	S	6,95E-06	1,11E-06	2,42E-11	1,40E-06
10	SW	1,84E-06	1,47E-11	2,21E-06	1,13E-05
11	W	1,95E-09	4,93E-06	2,63E-05	4,88E-06
12	NW	4,93E-06	2,63E-05	4,88E-06	1,95E-09
Tipo 3					
1	N	8,23E-04	1,15E-04	9,46E-08	2,02E-04
2	NE	1,19E-03	8,04E-06	1,62E-03	6,76E-03
3	E	5,93E-05	3,24E-03	1,32E-02	2,74E-03
4	E	6,74E-04	8,52E-03	2,29E-02	5,07E-03
5	E	2,06E-03	1,90E-02	3,20E-02	7,08E-03
6	SE	1,21E-03	4,33E-03	8,88E-04	2,40E-05
7	SE	2,52E-03	8,38E-03	1,96E-03	1,24E-04
8	SE	3,81E-03	1,03E-02	2,34E-03	2,38E-04
9	S	1,71E-03	2,47E-04	2,82E-07	4,39E-04
10	SW	9,58E-05	6,54E-08	1,64E-04	6,83E-04
11	W	9,46E-08	2,02E-04	8,23E-04	1,15E-04
12	NW	2,02E-04	8,23E-04	1,15E-04	9,46E-08
Tipo 4					
1	N	9,34E-04	1,35E-04	8,00E-08	2,18E-04
2	NE	1,16E-03	2,34E-05	1,73E-03	6,79E-03
3	E	6,45E-05	2,99E-03	1,20E-02	2,41E-03
4	E	1,40E-03	9,79E-03	2,37E-02	6,25E-03
5	E	1,05E-03	1,07E-02	2,69E-02	7,27E-03
6	SE	1,36E-03	5,08E-03	9,64E-04	2,22E-05
7	SE	3,22E-03	9,03E-03	2,30E-03	1,84E-04
8	SE	3,62E-03	1,08E-02	2,31E-03	1,39E-04
9	S	1,78E-03	2,52E-04	2,77E-07	4,38E-04
10	SW	1,16E-04	7,01E-08	1,91E-04	7,98E-04
11	W	8,00E-08	2,18E-04	9,34E-04	1,35E-04
12	NW	2,18E-04	9,34E-04	1,35E-04	8,00E-08

Tabela 35 – Tipo 1, 2 e 3: Dano anual contabilizando a ocorrência.

Tipo 1					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	1,66E-08	3,44E-09	2,58E-12	2,93E-09
2	NE	1,75E-06	3,27E-10	1,17E-06	7,81E-06
3	E	9,00E-09	2,10E-05	1,25E-04	2,58E-05
4	E	2,36E-08	3,77E-05	2,18E-04	4,47E-05
5	E	4,77E-08	3,36E-05	1,83E-04	3,70E-05
6	SE	2,75E-07	1,20E-06	2,00E-07	5,21E-10
7	SE	7,52E-07	3,72E-06	7,68E-07	3,11E-09
8	SE	1,78E-06	7,79E-06	1,55E-06	1,39E-08
9	S	3,88E-08	6,11E-09	1,74E-13	7,93E-09
10	SW	5,23E-10	5,08E-15	6,34E-10	3,22E-09
11	W	6,15E-13	6,97E-10	3,96E-09	8,19E-10
12	NW	8,36E-10	4,75E-09	9,83E-10	7,37E-13
Dano total		4,70E-06	1,05E-04	5,30E-04	1,15E-04
Tipo 2					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	5,51E-08	1,02E-08	4,10E-12	1,04E-08
2	NE	1,16E-06	5,69E-10	7,85E-07	5,11E-06
3	E	2,02E-08	2,34E-05	1,33E-04	2,66E-05
4	E	4,44E-08	4,18E-05	2,46E-04	5,27E-05
5	E	7,52E-08	4,72E-05	2,59E-04	5,37E-05
6	SE	1,59E-06	6,45E-06	9,45E-07	1,27E-09
7	SE	1,77E-06	8,16E-06	1,45E-06	3,34E-09
8	SE	1,38E-06	6,87E-06	1,52E-06	9,36E-09
9	S	7,85E-08	1,25E-08	2,73E-13	1,59E-08
10	SW	1,47E-09	1,17E-14	1,77E-09	9,03E-09
11	W	9,75E-13	2,46E-09	1,31E-08	2,44E-09
12	NW	2,96E-09	1,58E-08	2,93E-09	1,17E-12
Dano total		6,18E-06	1,34E-04	6,43E-04	1,38E-04
Tipo 3					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	1,73E-06	2,41E-07	1,99E-10	4,24E-07
2	NE	2,55E-05	1,73E-07	3,47E-05	1,45E-04
3	E	1,30E-05	7,09E-04	2,88E-03	5,99E-04
4	E	9,31E-05	1,18E-03	3,17E-03	7,00E-04
5	E	1,87E-04	1,72E-03	2,91E-03	6,43E-04
6	SE	2,73E-04	9,76E-04	2,00E-04	5,40E-06
7	SE	4,25E-04	1,41E-03	3,31E-04	2,10E-05
8	SE	4,64E-04	1,25E-03	2,85E-04	2,89E-05
9	S	1,94E-05	2,79E-06	3,19E-09	4,96E-06
10	SW	7,67E-08	5,23E-11	1,31E-07	5,46E-07
11	W	4,73E-11	1,01E-07	4,12E-07	5,74E-08
12	NW	1,21E-07	4,94E-07	6,89E-08	5,68E-11
Dano total		1,50E-03	7,25E-03	9,81E-03	2,15E-03

Tabela 36 – Tipo 4: Dano anual contabilizando a ocorrência.

Tipo 4					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	1,96E-06	2,84E-07	1,68E-10	4,57E-07
2	NE	2,49E-05	5,04E-07	3,72E-05	1,46E-04
3	E	1,41E-05	6,54E-04	2,63E-03	5,28E-04
4	E	1,94E-04	1,35E-03	3,27E-03	8,63E-04
5	E	9,55E-05	9,76E-04	2,44E-03	6,60E-04
6	SE	3,05E-04	1,14E-03	2,17E-04	5,00E-06
7	SE	5,44E-04	1,52E-03	3,89E-04	3,11E-05
8	SE	4,41E-04	1,32E-03	2,82E-04	1,69E-05
9	S	2,01E-05	2,85E-06	3,13E-09	4,95E-06
10	SW	9,28E-08	5,61E-11	1,53E-07	6,38E-07
11	W	4,00E-11	1,09E-07	4,67E-07	6,76E-08
12	NW	1,31E-07	5,61E-07	8,11E-08	4,80E-11
Dano total		1,64E-03	6,97E-03	9,27E-03	2,26E-03

A.2 10 MW

Tabela 37 – Tipo 1: Dano anual sem a contabilização da ocorrência.

Tipo 1					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	3,09E-06	5,70E-07	3,03E-11	5,46E-07
2	NE	9,90E-06	6,34E-07	7,00E-06	2,73E-05
3	E	8,04E-10	9,08E-06	5,17E-05	9,75E-06
4	E	7,03E-09	2,20E-05	1,27E-04	2,52E-05
5	E	1,63E-08	2,75E-05	1,57E-04	3,11E-05
6	SE	6,74E-07	3,30E-06	5,46E-07	1,04E-10
7	SE	1,90E-06	1,22E-05	3,25E-06	1,42E-08
8	SE	3,22E-06	2,02E-05	4,88E-06	1,27E-08
9	S	4,21E-07	7,15E-08	9,05E-11	8,78E-08
10	SW	7,91E-08	3,37E-12	9,14E-08	4,77E-07
11	W	3,03E-11	5,46E-07	3,09E-06	5,70E-07
12	NW	5,46E-07	3,09E-06	5,70E-07	3,03E-11

Tabela 38 – Tipo 2, 3 e 4: Dano anual sem a contabilização da ocorrência.

Tipo 2					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	4,63E-06	8,09E-07	1,78E-11	8,57E-07
2	NE	1,18E-05	1,49E-06	7,19E-06	2,58E-05
3	E	3,98E-09	1,12E-05	6,40E-05	1,28E-05
4	E	1,41E-08	2,64E-05	1,56E-04	3,22E-05
5	E	1,92E-08	3,55E-05	2,05E-04	4,11E-05
6	SE	9,68E-07	5,18E-06	9,34E-07	1,38E-10
7	SE	2,61E-06	1,37E-05	2,68E-06	3,03E-09
8	SE	3,03E-06	1,70E-05	3,53E-06	3,62E-09
9	S	8,69E-07	1,42E-07	3,91E-11	1,81E-07
10	SW	2,17E-07	5,02E-12	2,51E-07	1,31E-06
11	W	1,78E-11	8,57E-07	4,63E-06	8,09E-07
12	NW	8,57E-07	4,63E-06	8,09E-07	1,78E-11
Tipo 3					
1	N	1,92E-04	2,79E-05	7,05E-08	4,66E-05
2	NE	1,58E-04	5,57E-05	1,31E-04	4,23E-04
3	E	5,89E-05	5,36E-04	1,88E-03	5,55E-04
4	E	1,45E-05	9,31E-04	3,77E-03	8,41E-04
5	E	1,99E-05	1,02E-03	3,81E-03	8,00E-04
6	SE	2,08E-04	6,62E-04	2,00E-04	3,58E-05
7	SE	4,39E-04	1,58E-03	4,72E-04	3,80E-05
8	SE	5,17E-04	2,28E-03	5,47E-04	8,01E-06
9	S	1,41E-04	2,30E-05	1,33E-07	3,26E-05
10	SW	1,88E-05	2,06E-08	3,07E-05	1,27E-04
11	W	7,05E-08	4,66E-05	1,92E-04	2,79E-05
12	NW	4,66E-05	1,92E-04	2,79E-05	7,05E-08
Tipo 4					
1	N	1,78E-04	2,93E-05	5,04E-08	4,06E-05
2	NE	1,55E-04	4,61E-05	1,27E-04	4,02E-04
3	E	6,39E-05	5,05E-04	1,96E-03	5,84E-04
4	E	1,82E-05	1,05E-03	4,14E-03	8,86E-04
5	E	2,81E-05	1,16E-03	4,30E-03	9,06E-04
6	SE	2,27E-04	7,68E-04	2,06E-04	2,95E-05
7	SE	4,89E-04	1,74E-03	4,83E-04	3,80E-05
8	SE	5,55E-04	2,37E-03	5,49E-04	9,21E-06
9	S	1,58E-04	2,61E-05	2,58E-07	3,68E-05
10	SW	2,17E-05	2,07E-08	3,35E-05	1,45E-04
11	W	5,04E-08	4,06E-05	1,78E-04	2,93E-05
12	NW	4,06E-05	1,78E-04	2,93E-05	5,04E-08

Tabela 39 – Tipo 1, 2 e 3: Dano anual contabilizando a ocorrência.

Tipo 1					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	6,49E-09	1,20E-09	6,37E-14	1,15E-09
2	NE	2,13E-07	1,36E-08	1,50E-07	5,87E-07
3	E	1,76E-10	1,98E-06	1,13E-05	2,13E-06
4	E	9,71E-10	3,03E-06	1,76E-05	3,48E-06
5	E	1,48E-09	2,50E-06	1,43E-05	2,82E-06
6	SE	1,52E-07	7,44E-07	1,23E-07	2,34E-11
7	SE	3,20E-07	2,06E-06	5,49E-07	2,40E-09
8	SE	3,92E-07	2,45E-06	5,94E-07	1,54E-09
9	S	4,76E-09	8,08E-10	1,02E-12	9,92E-10
10	SW	6,33E-11	2,70E-15	7,32E-11	3,82E-10
11	W	1,52E-14	2,73E-10	1,55E-09	2,85E-10
12	NW	3,27E-10	1,85E-09	3,42E-10	1,82E-14
Dano total		1,09E-06	1,28E-05	4,46E-05	9,03E-06
Tipo 2					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	9,73E-09	1,70E-09	3,74E-14	1,80E-09
2	NE	2,54E-07	3,21E-08	1,54E-07	5,55E-07
3	E	8,69E-10	2,45E-06	1,40E-05	2,79E-06
4	E	1,95E-09	3,66E-06	2,16E-05	4,45E-06
5	E	1,74E-09	3,23E-06	1,86E-05	3,73E-06
6	SE	2,18E-07	1,17E-06	2,10E-07	3,10E-11
7	SE	4,40E-07	2,32E-06	4,53E-07	5,11E-10
8	SE	3,68E-07	2,07E-06	4,29E-07	4,40E-10
9	S	9,82E-09	1,60E-09	4,41E-13	2,04E-09
10	SW	1,74E-10	4,01E-15	2,01E-10	1,05E-09
11	W	8,90E-15	4,28E-10	2,32E-09	4,04E-10
12	NW	5,14E-10	2,78E-09	4,85E-10	1,07E-14
Dano total		1,31E-06	1,49E-05	5,55E-05	1,15E-05
Tipo 3					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	4,04E-07	5,86E-08	1,48E-10	9,79E-08
2	NE	3,40E-06	1,20E-06	2,81E-06	9,10E-06
3	E	1,29E-05	1,17E-04	4,10E-04	1,21E-04
4	E	2,00E-06	1,29E-04	5,22E-04	1,16E-04
5	E	1,81E-06	9,23E-05	3,46E-04	7,26E-05
6	SE	4,69E-05	1,49E-04	4,50E-05	8,06E-06
7	SE	7,40E-05	2,66E-04	7,96E-05	6,41E-06
8	SE	6,29E-05	2,77E-04	6,65E-05	9,75E-07
9	S	1,59E-06	2,60E-07	1,50E-09	3,69E-07
10	SW	1,50E-08	1,65E-11	2,46E-08	1,02E-07
11	W	3,53E-11	2,33E-08	9,62E-08	1,40E-08
12	NW	2,80E-08	1,15E-07	1,67E-08	4,23E-11
Dano total		2,06E-04	1,03E-03	1,47E-03	3,35E-04

Tabela 40 – Tipo 4: Dano anual contabilizando a ocorrência.

Tipo 4					
Caso	Direção	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4
1	N	3,74E-07	6,16E-08	1,06E-10	8,54E-08
2	NE	3,34E-06	9,91E-07	2,74E-06	8,65E-06
3	E	1,40E-05	1,10E-04	4,28E-04	1,28E-04
4	E	2,51E-06	1,45E-04	5,72E-04	1,23E-04
5	E	2,55E-06	1,05E-04	3,90E-04	8,23E-05
6	SE	5,12E-05	1,73E-04	4,64E-05	6,64E-06
7	SE	8,25E-05	2,94E-04	8,15E-05	6,41E-06
8	SE	6,75E-05	2,88E-04	6,69E-05	1,12E-06
9	S	1,79E-06	2,95E-07	2,91E-09	4,16E-07
10	SW	1,74E-08	1,65E-11	2,68E-08	1,16E-07
11	W	2,52E-11	2,03E-08	8,92E-08	1,47E-08
12	NW	2,44E-08	1,07E-07	1,76E-08	3,03E-11
Dano total		2,26E-04	1,12E-03	1,59E-03	3,56E-04