

ANÁLISE DINÂMICA DE TURBINA EÓLICA *OFFSHORE* DO TIPO
MONOCOLUNA

Priscilla Maiolino

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.

Orientadoras: Michèle Schubert Pfeil

Eliane Maria Lopes Carvalho

Rio de Janeiro
Setembro de 2014

ANÁLISE DINÂMICA DE TURBINA EÓLICA *OFFSHORE* DO TIPO
MONOCOLUNA

Priscilla Maiolino

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^ª. Michèle Schubert Pfeil, D.Sc.

Prof^ª. Eliane Maria Lopes Carvalho, D.Sc.

Prof. Ronaldo Carvalho Battista, Ph.D.

Prof^ª. Patricia Habib Hallak, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
SETEMBRO DE 2014

Maiolino, Priscilla

Análise Dinâmica de Turbina Eólica *Offshore* do Tipo Monocoluna/ Priscilla Maiolino. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XIII, 101 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadoras: Michèle Schubert Pfeil

Eliane Maria Lopes Carvalho

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 76-79.

1. Análise dinâmica. 2. Turbinas eólicas. 3. Modos de vibração. I. Pfeil, Michèle Schubert *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

Agradecimentos

Agradeço às professoras Michèle Schubert Pfeil e Eliane Maria Lopes Carvalho por toda dedicação, conhecimentos transmitidos durante a realização do presente trabalho assim como os transmitidos durante as disciplinas ministradas, por toda paciência e palavras de incentivo nos momentos necessários.

Agradeço aos meus pais, Ronaldo Costa Maiolino e Iracema Vargas da Silva Maiolino, pelo apoio emocional, moral e financeiro. Graças à eles pude chegar até aqui. Agradeço à minha irmã, Thais Maiolino, pelo incentivo e torcida. Agradeço também à minha avó Jacyra Vargas por todo amor e rezas. Vocês são essenciais.

Agradeço ao meu namorado, Juan Sebastián Monsalve Giraldo, por ter sido meu grande companheiro durante o curso, me ajudando nas disciplinas e na dissertação, sempre me impulsionando.

Agradeço aos amigos Andrea Araujo, Mariana Miglio e Marcos Oliveira por todos os momentos de alegria e até de desespero (vésperas de datas importantes) compartilhados durante o curso, por todo conhecimento repartidos, apoio. Amizades que vão por toda vida.

Agradeço também pelo suporte financeiro dado pelo CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Tecnológico).

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

ANÁLISE DINÂMICA DE TURBINA EÓLICA *OFFSHORE* DO TIPO MONOCOLUNA

Priscilla Maiolino

Setembro/2014

Orientadoras: Michèle Schubert Pfeil

Eliane Maria Lopes Carvalho

Programa: Engenharia Civil

Este trabalho apresenta o pré-dimensionamento e a análise do comportamento dinâmico de uma turbina eólica *offshore* do tipo monocoluna. Inicialmente elaborou-se um modelo de pá compatível com as especificações técnicas de um rotor de 2,3 MW, com base nas poucas informações disponíveis na literatura acerca da geometria das pás. O pré-dimensionamento da torre em aço de suporte do aerogerador foi efetuado por meio de análise estática considerando as ações pertinentes segundo uma das várias combinações recomendadas por normas de projeto envolvendo vento com velocidade nominal do rotor e onda com altura associada a período de recorrência de 50 anos. As dimensões finais da torre foram revisadas tendo em conta a faixa de frequências requerida para os modos fundamentais de vibração de modo a evitar a ressonância com as frequências de excitação promovidas pela operação do rotor com rotação variável. Finalmente, elaborou-se uma análise dinâmica da turbina sob ações ambientais para efeito de comparação de esforços em duas seções da torre frente à critérios de segurança determinados por normas internacionais.

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

DYNAMIC ANALYSIS OF OFFSHORE WIND TURBINE TIPE MONOPILE

Priscilla Maiolino

September/2014

Advisors: Michèle Schubert Pfeil

Eliane Maria Lopes Carvalho

Department: Civil Engineering

This work presents a preliminary design and the analysis of the dynamic behavior of an offshore monopole wind turbine. A blade model compatible to the technical specifications of a 2.3MW rotor was conceived on the basis of the very few information on blade geometry available on the literature. The preliminary design of the steel support tower was performed through static analysis considering the appropriate actions according to one of the several combinations recommended by international design codes, involving wind at rated velocity and 50 years return period wave height. The final dimensions of the tower were revised to comply with the dynamic requirements related to the frequency range of the fundamental vibration modes in order to avoid resonances with the rotor excitation frequencies. Finally a dynamic analysis of the turbine under environmental actions was performed and internal forces in two sections of the tower were compared to international codes requirements.

Sumário

1	Introdução.....	1
1.1	Histórico.....	1
1.2	Energia eólica no Brasil	1
1.3	Vantagens e desvantagens da geração de energia eólica	2
1.4	Contexto e motivação	3
1.5	Objetivos e metodologia	4
1.6	Organização do trabalho	5
2	Turbinas eólicas.....	6
2.1	Tipos de turbinas.....	6
2.2	Componentes das turbinas eólicas	7
2.3	Controle de turbinas eólicas.....	9
2.4	Concepção estrutural das torres e fundações	11
2.4.1	<i>Onshore</i>	11
2.4.2	<i>Offshore</i>	12
2.5	Torre monocoluna <i>offshore</i>	13
3	Ações ambientais em torres <i>offshore</i>	15
3.1	Introdução	15
3.2	Ações do vento na torre de seção circular	16
3.2.1	<i>Modelo da velocidade do vento</i>	16
3.2.2	<i>Velocidade média do vento</i>	17
3.2.3	<i>Flutuação da velocidade do vento</i>	18
3.2.4	<i>Forças numa torre de seção circular devidas ao vento turbulento</i>	20
3.3	Ações de onda	22
3.4	Teorias de onda	22
3.4.1	<i>Teoria linear de onda</i>	23
3.4.2	<i>Mar irregular</i>	24
3.4.3	<i>Espectro de mar</i>	24
3.4.4	<i>Força de Morison</i>	26
3.5	Ação de corrente	27
3.6	Incrustação marinha	28

3.7	Desprendimento de vórtices.....	28
4	Forças aerodinâmicas no rotor	30
4.1	Teoria do elemento de pá.....	30
4.2	Ângulo de ataque	31
4.3	Coeficientes aerodinâmicos	32
4.4	Forças no aerogerador.....	33
4.4.1	<i>Forças no rotor</i>	<i>33</i>
4.5	Razão de Velocidade de Ponta.....	34
4.6	Ângulo de Passo.....	37
4.7	Gradiente vertical de velocidade de vento (<i>wind shear</i>).....	38
4.8	Turbulência do vento	39
4.9	Efeito sombra.....	39
5	CrITÉRIOS de projeto e modelagem da estrutura de apoio	40
5.1	Carregamentos e situações de estados limites	40
5.2	Combinações de carga	41
5.3	Verificação estrutural dos componentes de aço.....	44
5.4	Considerações dinâmicas	44
5.4.1	<i>Frequência fundamental da estrutura.....</i>	<i>44</i>
5.4.2	<i>Aerogerador com velocidade constante.....</i>	<i>45</i>
5.4.3	<i>Aerogerador com velocidade variável.....</i>	<i>47</i>
5.5	Modelagem da estrutura.....	47
6	Exemplo de aplicação.....	50
6.1	Descrição do rotor utilizado.....	50
6.2	Geometria das pás	50
6.3	Descrição da estrutura idealizada	53
6.4	Pré-dimensionamento	53
6.4.1	<i>Forças aerodinâmicas no rotor</i>	<i>54</i>
6.4.2	<i>Forças devidas ao vento na torre.....</i>	<i>56</i>
6.4.3	<i>Forças de onda na fundação.....</i>	<i>56</i>
6.4.4	<i>Ação da corrente marítima</i>	<i>58</i>
6.4.5	<i>Esforços solicitantes ao longo da altura da torre.....</i>	<i>58</i>
6.5	Verificação de segurança	58

6.5.1	<i>Modelo estrutural</i>	58
6.5.2	<i>Faixa de frequência desejada para o modo fundamental</i>	59
6.5.3	<i>Redimensionamento e características dinâmicas</i>	61
6.6	<i>Análise dinâmica no domínio do tempo</i>	63
6.6.1	<i>Ação do vento na torre</i>	63
6.6.2	<i>Ação do vento no rotor</i>	65
6.6.3	<i>Ação de onda na fundação</i>	67
6.6.4	<i>Resultados em termos no ações dinâmicas combinadas no nível d'água parada</i>	68
6.6.5	<i>Resultados em termos de ações dinâmicas combinadas no leito marinho</i> ..	70
6.6.6	<i>Espectro de resposta</i>	73
7	Conclusões e sugestões para trabalhos futuros	74
	Bibliografia	76
	Anexo A - Verificação estrutural de cilindros de acordo com a norma API-RP-2A-LRFD	80
	Anexo B - Rotor NREL offshore 5-MW baseline wind turbine	85
	Anexo C - Amortecimento hidrodinâmico e massa d'água adicionada	90
	Anexo D - Verificação da seção cilíndrica no nível de água parada frente aos critérios de segurança	92
	Anexo E - Verificação da seção cilíndrica no leito marinho frente aos critérios de segurança	97

Índice de Figuras

Figura 1-1 - Gráfico de distribuição da matriz energética brasileira em 2011 (ANEEL)	2
Figura 1-2 – Instalação das turbinas em Horns Rev 2, maior campo de energia eólica instalado em águas do mundo (Dong Energy, 2009).....	4
Figura 2-1 - Diferentes conceitos de TEEVs e TEHH	6
Figura 2-2 - Partes da turbina eólica (GE Brasil)	8
Figura 2-3 - Variação da seção transversal da pá ao longo de seu eixo longitudinal (adaptado de TEMPEL, 2006).....	8
Figura 2-4 - Controle por estol (adaptado de HAU, 2005).....	10
Figura 2-5 - Torre (a) estaiada, (b) treliçada e (c) monocoluna (RIVERA, 2013).....	11
Figura 2-6 - Flanges que permitem aparafusar duas seções (HAU, 2005).....	12
Figura 2-7- Concepções estruturais turbinas eólicas <i>offshore</i> de acordo com a lâmina d'água (ver Tabela 2-2) (adaptado de DOSITS)	12
Figura 2-8 - Terminologias de uma turbina <i>offshore</i> do tipo monocoluna (adaptado de TEMPEL, 2006)	14
Figura 3-1 - Movimento bidirecional da onda e ações ambientais atuante em torres eólicas <i>offshore</i>	15
Figura 3-2 - Componentes horizontais do vento	17
Figura 3-3 - Efeito do tipo de terreno na variação da velocidade do vento com a altura em terrenos com diferentes planos de rugosidade para uma velocidade média de 12 m/s numa altura de referência de 80 m.....	18
Figura 3-4 - Perfil real de velocidade do vento (adaptado de TEMPEL, 2006).....	18
Figura 3-5 - Espectro de Kaimal em escala semi-logarítmica para $z' = 100$ m e $U(z') = 30$ m/s. O eixo vertical é adimensional e o eixo horizontal está em hertz.....	20
Figura 3-6 - Velocidade média do vento variando com a altura e a forma modal para o modo fundamental de flexão de uma torre.	21
Figura 3-7 - Regiões de aplicabilidade das teorias de ondas (adaptado de API-RP2A-WSD).....	23
Figura 3-8 - Decomposição espectral (FALTINSEN, 1990).....	24
Figura 3-9 - Espectro de JONSWAP para $H_s = 4,4$ m e $T_p = 7,5$ s	25
Figura 3-10 - Perfis de corrente (adaptado de TEMPEL, 2006)	27
Figura 3-11 - Variação no número de Strouhal com o número de Reynolds para cilindros (adaptado de BLEVINS, 1994)	29

Figura 4-1 - Discretização do elemento de pá	30
Figura 4-2 - Forças aerodinâmicas num elemento de pá (adaptado de HAU, 2005)	31
Figura 4-3 - Ângulo de ataque	32
Figura 4-4 - Aerofólio NACA 6309 (adaptado de JACOB, 1932).....	33
Figura 4-5 - Ângulos de ataque e passo e forças aerodinâmicas no rotor (adaptado de HAU, 2005)	35
Figura 4-6 - Influência do número de pás no coeficiente de potência do rotor e a razão de velocidade de ponta ótima (adaptado de HAU, 2005).....	36
Figura 4-7 - Ângulo de passo, razão de velocidade de ponta e velocidade de rotação do rotor variando com a velocidade de vento (adaptado de JONKMAN, 2009)	37
Figura 4-8 - Curva de potência <i>versus</i> velocidade de vento da turbina Siemens SWT-2.3-101.....	37
Figura 4-9 - Torque e empuxo no rotor devido às pás da turbina WKA-60 (adaptado de HAU, 2005)	38
Figura 4-10 - Passagem de uma única pá passando por uma turbulência (adaptado de TEMPEL, 2006)	39
Figura 5-1 - Curvas de empuxo (adaptado de ZAAIJER, 2007-2008).....	41
Figura 5-2 - Forças de graus nos liberdade de um turbina eólica (adaptado de HAU, 2006).....	45
Figura 5-3 - Classificação da torre de turbinas eólicas (adaptado de ZAAIJER, 2007-2008).....	46
Figura 5-4 - Exemplo de diagrama de Campbell.....	46
Figura 5-5 - Classificação da estrutura de acordo com a sua frequência natural e a frequência de rotação do rotor	47
Figura 5-6- Modelos de fundação para estruturas com estaca. (a) Turbina. (b) Modelo numérico com elementos de mola não-linear. (c) Modelo numérico considerando comprimento efetivo de engastamento.	49
Figura 6-1 - Geometria da torre	54
Figura 6-2 - Empuxo no rotor <i>versus</i> velocidade do vento	55
Figura 6-3 - Momento de empuxo no rotor <i>versus</i> velocidade do vento.....	55
Figura 6-4 - Torque no rotor <i>versus</i> velocidade do vento	56
Figura 6-5 - Força de onda determinística no leito marinho	57
Figura 6-6 - Momento fletor devido à ação de onda no leito marinho.....	57
Figura 6-7 - Modelo numérico realizado no programa SAP2000	59

Figura 6-8- Frequência de rotação do rotor e de passagem das pás	60
Figura 6-9- Frequência natural da estrutura preliminarmente dimensionada.....	61
Figura 6-10 - Adaptação da Figura 6-2 mostrando a intensidade da força de empuxo para o qual a estrutura estaria em ressonância com a frequência de giro do rotor caso tivesse numa frequência fundamental de 0,28 Hz.	61
Figura 6-11 - Cinco primeiro modos de vibração da estrutura.....	63
Figura 6-12- Flutuação da força do vento na direção X a 70 m do nível d'água parada (valor médio: 137 N)	64
Figura 6-13 - Flutuação da força do vento na direção Y a 70 m do nível d'água parada	64
Figura 6-14 - Posicionamento das pás variando no tempo.....	65
Figura 6-15 - Momento em torno do eixo X causado pelo torque no rotor na direção Y	66
Figura 6-16 - Força no topo da torre da direção do eixo X causado pelo empuxo no rotor devido ao vento nas pás.....	66
Figura 6-17 - Momento em torno do eixo Y no topo da torre causado pelo momento de empuxo no rotor	67
Figura 6-18 - Variação da força de onda <i>versus</i> tempo distando 15 m do leito marinho	68
Figura 6-19 - Cortante na direção X na altura do nível de água parada	68
Figura 6-20 - Cortante da direção do eixo Y na altura do nível de água parada	69
Figura 6-21 - Momento em todos do eixo X na altura do nível de água parada	69
Figura 6-22 - Momento em torno do eixo Y na altura do nível de água parada.....	70
Figura 6-23 - Cortante na direção do eixo X no leito marinho.....	71
Figura 6-24 - Cortante na direção Y no leito marinho	71
Figura 6-25 - Momento em torno do eixo X no leito marinho	72
Figura 6-26 - Momento em torno do eixo Y no leito marinho	72
Figura 6-27 - Espectro de resposta da estrutura	73
Figura B-10-1- Coeficientes do aerofólio DU40 (adaptado de JONKMAN, 2009)	86
Figura B-10-2 - Coeficientes do aerofólio DU35 (adaptado de JONKMAN, 2009)	87
Figura B-10-3 - Coeficientes do aerofólio DU30 (adaptado de JONKMAN, 2009)	87
Figura B-10-4 - Coeficientes do aerofólio DU25 (adaptado de JONKMAN, 2009)	88
Figura B-10-5 - Coeficientes do aerofólio DU21 (adaptado de JONKMAN, 2009)	88
Figura B-10-6 - Coeficientes do aerofólio NACA64 (adaptado de JONKMAN, 2009)	88

Índice de Tabelas

Tabela 2-1 - Vantagens e desvantagens de turbinas <i>upwind</i> e <i>downwind</i>	7
Tabela 2-2 - Concepção estrutural de turbinas eólicas <i>offshore</i> (ver Figura 2-7)	13
Tabela 3-1- Incrustação marinha (DNV-OS-J101)	28
Tabela 5-1 - Combinações de carregamentos para estado limite último com período de retorno de 50 anos (adaptado de DNV-OS-J101).....	42
Tabela 5-2 - Combinações de carregamentos para estado limite de fadiga (adaptado de DNV-OS-J101).....	43
Tabela 5-3 - Combinações de carregamentos para casos acidentais (adaptado de DNV-OS-J101).....	43
Tabela 6-1- Especificações técnicas do rotor	50
Tabela 6-2 - Propriedades da pá utilizada no projeto	51
Tabela 6-3 - Propriedades operacionais da turbina utilizada.....	52
Tabela 6-4 - Ângulo de passo do rotor	52
Tabela 6-5- Esforços na estrutura para análise bidimensional preliminar.....	58
Tabela 6-6 - Dimensões preliminares da estrutura	59
Tabela 6-7 - Propriedades da estrutura	62
Tabela 6-8 - Frequências naturais e taxas de amortecimento	63
Tabela 6-9 - Máximos esforços em módulo no nível d'água parada	70
Tabela 6-10- Máximos esforços em módulo no leito marinho.....	72
Tabela B-1 - Propriedades da NREL <i>offshore</i> 5-MW <i>baseline</i> wind turbine (JONKMAN, 2009).....	85
Tabela B-2 - Propriedades aerodinâmicas das pás (JONKMAN, 2009)	86
Tabela B-3- Ângulo de passo da pá desenvolvida pelo NREL (JONKMAN, 2009)	88

1 Introdução

1.1 Histórico

Provavelmente os egípcios, em torno de 2800 A.C., foram os primeiros a utilizar a força do vento através de velas para impulsionar os barcos. Posteriormente a Pérsia desenvolveu a técnica de moinhos de ventos verticais ou elevados para a utilização em moagem de alimentos. Essas técnicas foram levadas pelos Cruzados para a Europa, onde foram introduzidas novas adaptações, tais como o moinho de vento horizontal, com o objetivo de triturar grãos ou utilizar como meio de drenar as águas das chuvas para o mar, como no caso da Holanda (MENESES, 2014).

A produção de energia elétrica gerada através do vento iniciou-se no início do século XX com os dinamarqueses. Em 1930, os americanos iniciaram a comercialização da energia elétrica através da geração a partir de fontes eólicas (ROCHA, 2014).

A energia eólica vem sendo desenvolvida no mundo desde o início da década de 1980. Esse desenvolvimento voltado para uma política energética de fontes renováveis tem gerado pesquisas e como consequência a criação de novas tecnologias (ROCHA, 2014).

1.2 Energia eólica no Brasil

Uma das grandes vantagens da geração de eletricidade por meio dos ventos no Brasil é que ela pode servir como fonte complementar à modalidade hidrelétrica. Isso se evidencia principalmente no Nordeste, onde, durante os períodos de seca do segundo semestre são mais favoráveis à produção de energia eólica, ao contrário dos primeiros seis meses do ano, quando as chuvas mais frequentes podem manter os reservatórios das hidrelétricas em níveis adequados ao funcionamento.

A matriz energética brasileira é bem diversificada, onde predomina a geração de energia através de hidrelétricas. Entretanto, para compor o quadro desta matriz energética foram construídas várias termoeletricas que têm como objetivo abastecer regiões desprovidas de redes de transmissão de energia elétrica geradas por fontes renováveis bem como atuar quando a geração de energia elétrica geradas por hidroelétricas não

atendem a demanda ou em caso de pane no sistema de distribuição de energia. Esta matriz energética é também composta por geração eólica. A Figura 1-1 apresenta o gráfico de distribuição da matriz energética no Brasil.

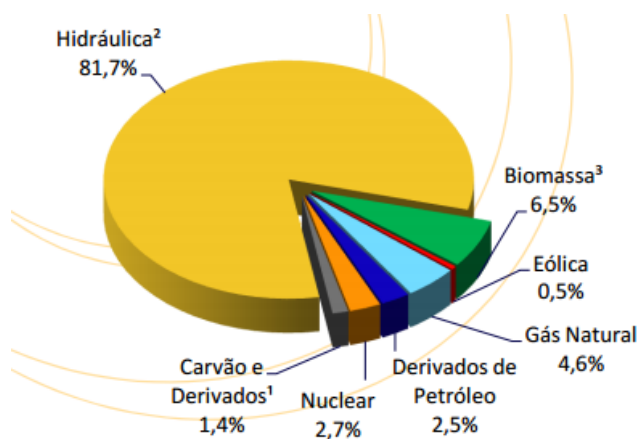


Figura 1-1 - Gráfico de distribuição da matriz energética brasileira em 2011 (ANEEL)

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 2011, o Brasil possui 248 megawatts (MW) de capacidade instalada de energia eólica, derivados de dezesseis empreendimentos em operação correspondendo a 0,5% da matriz energética brasileira. Porém, segundo a revista Concreto e Construções edição de Julho a Setembro de 2014, a energia eólica representa hoje 4% da capacidade instalada da matriz elétrica nacional e deve alcançar 8% em 2018. O atlas do potencial eólico brasileiro, elaborado pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), mostra um potencial bruto de 143,5 GW, o que torna a energia eólica uma alternativa importante para a diversificação da matriz energética no país. O maior potencial foi identificado na região litoral do Nordeste e no Sul e Sudeste. O potencial de energia anual para o Nordeste é de cerca de 144,29 TWh/ano; para a região Sudeste de 54,93 TWh/ano; e, para a região Sul de 41,11 TWh/ano (Ministério do Meio Ambiente).

1.3 Vantagens e desvantagens da geração de energia eólica

Devido a preocupação com os impactos ambientais causados pela geração de energia, principalmente a emissão de gases poluentes que causam o efeito estufa, a energia eólica torna-se uma fonte de energia renovável onde os efeitos causados no ambiente são significativamente menores e a fonte é abundante, encontrando-se disponível em

vários locais. Entretanto pode acarretar alguns impactos localizados, tais como visual, ruído, danos a fauna e interferências eletromagnéticas. Embora menos agressivo esses danos podem ser minimizados através de um planejamento adequado e emprego de inovações tecnológicas.

Outra solução é locar esses geradores de energia eólica em estruturas *offshore*, onde não haverá alguns dos impactos acima mencionados e levando em conta que a produtividade poderá ser favorável devido a menor turbulência do vento no mar gerando maior eficiência na produção de energia.

Com o desenvolvimento de materiais mais leves, com melhor resistência mecânica e resistentes a corrosão, tais como fibra de carbono, fibra de vidro, etc., possibilita-se a concepção de pás para os rotores com maiores dimensões gerando maior eficiência e reduzindo o custo de manutenção.

As desvantagens de instalações de fontes de energia eólica *offshore* são o custo de manutenção e instalação devido à distância atrelada aos meios de transportes e a construção de redes de transmissão da energia até as estações de distribuição *onshore*.

No caso de geração eólica *offshore* no Brasil, existe a vantagem de possuir uma vasta costa marítima, facilitando a locação para a implantação destes sistemas de geração de energia sem grandes impactos. As turbinas eólicas *offshore* podem, inclusive, serem instaladas em plataforma fixas de produção de petróleo instaladas em alto mar já desativadas.

1.4 Contexto e motivação

Em geral os projetos dos aerogeradores são elaborados pelos fabricantes, que detém o conhecimento dos dados geométricos e as características mecânicas dos materiais empregados nas pás e rotor. Estes são mantidos em sigilo devido ao alto custo empregado no desenvolvimento do equipamento e possuem características próprias que obedecem aos códigos internacionais estabelecidos e que poderão ser decisivos em uma concorrência para a implantação de usinas geradores de energia eólica.

Hoje em dia, o maior campo de energia eólica instalado no mar é o Horns Rev2, mostrado na Figura 1-2 na Dinamarca que entrou em operação em 2009. O campo fica a 30 quilômetros da costa, no Mar do Norte, tem 91 turbinas e irá produzir 209 MW por

ano, o suficiente para abastecer uma cidade de 200 mil habitantes, o que representa 2% do consumo de energia do país.



Figura 1-2 – Instalação das turbinas em Horns Rev 2, maior campo de energia eólica instalado em águas do mundo (Dong Energy, 2009)

1.5 Objetivos e metodologia

Este trabalho tem por objetivo a idealização em nível de pré-dimensionamento e a análise dinâmica de um turbina eólica *offshore* do tipo monocoluna a partir dos dados básicos de um aerogerador divulgados pelos fabricantes. De posse do diâmetro do rotor e faixa de velocidade do vento de operação idealizou-se a geometria das pás e determinou-se os carregamentos na estrutura de suporte devidos à ação do vento em algumas situações de operação do aerogerador. Para o pré-dimensionamento, utilizou-se os critérios de projeto da norma DNV-OS-J101 admitindo-se uma lâmina d'água igual a 20 m.

A modelagem numérico-computacional foi desenvolvida através do programa comercial SAP2000 com a finalidade de abordar análise de interação dinâmica estrutura-aerogerador-vento-onda em uma estrutura *offshore* de geração de energia eólica.

Afim de definir as dimensões da torre estrutural foi feito um pré-projeto considerando as cargas permanentes e as cargas variáveis ambientais como equivalentes estáticas. Foi feita também a análise de vibração livre visando evitar a coincidência entre as frequências naturais da estrutura, de rotação das pás e das cargas ambientais.

Os esforços solicitantes foram calculados considerando o conjunto em um carregamento ambiental extremo e considerando a turbina em operação. O carregamento devido à rotação das pás foi obtido através de um programa desenvolvido por RIVERA (2013).

Através de uma análise dinâmica da estrutura submetida às ações ambientais, foram obtidos esforços solicitantes utilizados no dimensionamento da torre.

1.6 Organização do trabalho

Além deste, essa dissertação é composta de outros 7 capítulos.

O capítulo 2 introduz conceitos sobre turbinas eólicas, citando turbinas eólicas de eixo vertical e horizontal, descrevendo os principais componentes das turbinas eólicas de eixo horizontal utilizados neste trabalho, os controles usados e concepções estruturais de torres e fundações.

O capítulo 3 descreve ações ambientais atuantes em torres cilíndricas *offshore*, apresentando a obtenção das forças geradas por ações de vento e onda aleatórias e corrente estática. O capítulo cita ainda a consideração de incrustações marinhas e a verificação quanto à indução de vórtices na estrutura.

O capítulo 4 apresenta as forças aerodinâmicas no rotor, bem como conceitos fundamentais para o entendimento da atuação do vento nas pás e, consequentemente, a transmissão desses esforços para a torre.

O capítulo 5 apresenta critérios de projeto de uma turbina eólica *offshore*, assim como conceitos dinâmicos e normativos a serem considerados. Este capítulo também comenta a modelagem da estrutura de apoio para uma análise dinâmica em elementos de pórtico.

O capítulo 6 descreve um exemplo de aplicação realizado neste trabalho, apresentando a análise dinâmica e a verificação de segurança estrutural quanto aos esforços obtidos no domínio do tempo para uma combinação sugerida pela DNV-OS-J101.

O capítulo 7 contém as conclusões da presente dissertação bem como considerações importantes e sugestões para posteriores trabalhos.

Finalmente, o capítulo 8 lista as referências bibliográficas nas quais este trabalho se baseou.

2 Turbinas eólicas

2.1 Tipos de turbinas

As turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com a direção do eixo de rotação das pás: Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV) (Figura 2-1) e as Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH).

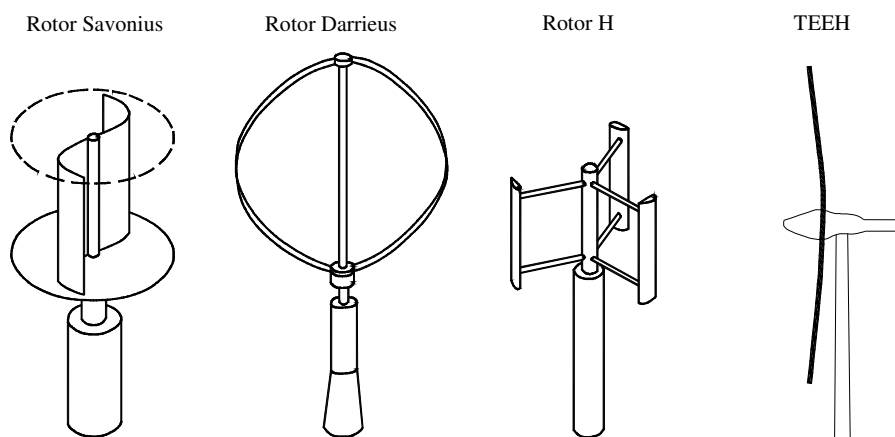


Figura 2-1 - Diferentes conceitos de TEEVs e TEHH

As TEEVs são bastante raras; a única em produção comercial atualmente é a turbina Darrieus. Como as TEEVs estão permanentemente alinhadas com o vento (ao contrário das de eixo horizontal), nenhum ajuste é necessário quando a direção do vento muda. Entretanto, uma TEEV não pode começar a se mover sozinha, necessitando de um impulso no sistema elétrico para dar partida.

As TEEVs são geralmente menos eficientes do que as TEEHs, uma vez que sua altura é menor e conseqüentemente a velocidade do vento também é menor. A sua vantagem é ter os equipamentos mais próximos ao solo, facilitando a instalação e manutenção. (LOPEZ, 2012)

As TEEHs precisam estar alinhadas com o vento, e, para isso usam um mecanismo de ajuste. O sistema de ajuste padrão consiste em motores elétricos e caixas de engrenagens que movem todo o rotor para a esquerda ou direita em pequenos incrementos. O controlador eletrônico lê a posição de um dispositivo cata-vento e ajusta a posição do rotor para capturar o máximo de energia eólica disponível (LOPEZ, 2012).

As TEEHs podem ser subclassificadas em *upwind* e *downwind*. Turbinas *upwind* são turbinas projetadas para operar com face contra a direção do vento. A maior parte das turbinas eólicas modernas é desse tipo. As turbinas *downwind* têm o rotor posicionado a favor do vento: o vento passa pela torre antes das pás do rotor.

As vantagens e desvantagens são, segundo LOPEZ (2012), apresentadas na

Tabela 2-1:

Tabela 2-1 - Vantagens e desvantagens de turbinas <i>upwind</i> e <i>downwind</i>		
	<i>Upwind</i>	<i>Downwind</i>
Vantagem	A torre não é obstáculo direto ao vento	Não necessita do dispositivo de orientação (<i>yaw</i>) se possuir aerodinâmica favorável para o livre posicionamento a favor do vento
Desvantagens	Necessita dispositivo de orientação (<i>yaw</i>) para manter a posição contra o vento Exige afastamento entre pás e torre Existe um pequeno desvio da direção do vento causado pela torre mesmo antes de encontrá-la, resultando numa pequena redução da potência quando a pá passa em frente à torre	A ausência de <i>yaw</i> faz com que os cabos de saída fiquem torcidos Flutuação na velocidade do vento pelo obstáculo da própria torre provocando variação de cargas (fadiga)

2.2 Componentes das turbinas eólicas

Aerogeradores são equipamentos que produzem energia elétrica a partir da energia cinética do vento. A turbina eólica é acionada pelo vento e transmite energia mecânica ao eixo que movimenta o gerador. A Figura 2-2 mostra componentes de um sistema eólico.

Pás são perfis aerodinâmicos que interagem com o vento transformando energia cinética em trabalho mecânico. São fabricadas em fibra de vidro, reforçadas com epóxi e madeira. Cada pá é constituída de diversos aerofólios ao longo do seu eixo longitudinal (Figura 2-3), a mudança do aerofólio ao longo da pá visa otimizar a captação da energia cinética do vento.

As pás são fixadas no **cubo das pás**, que é construído em aço ou liga metálica de alta resistência. O cubo das pás é mostrado na Figura 2-8.

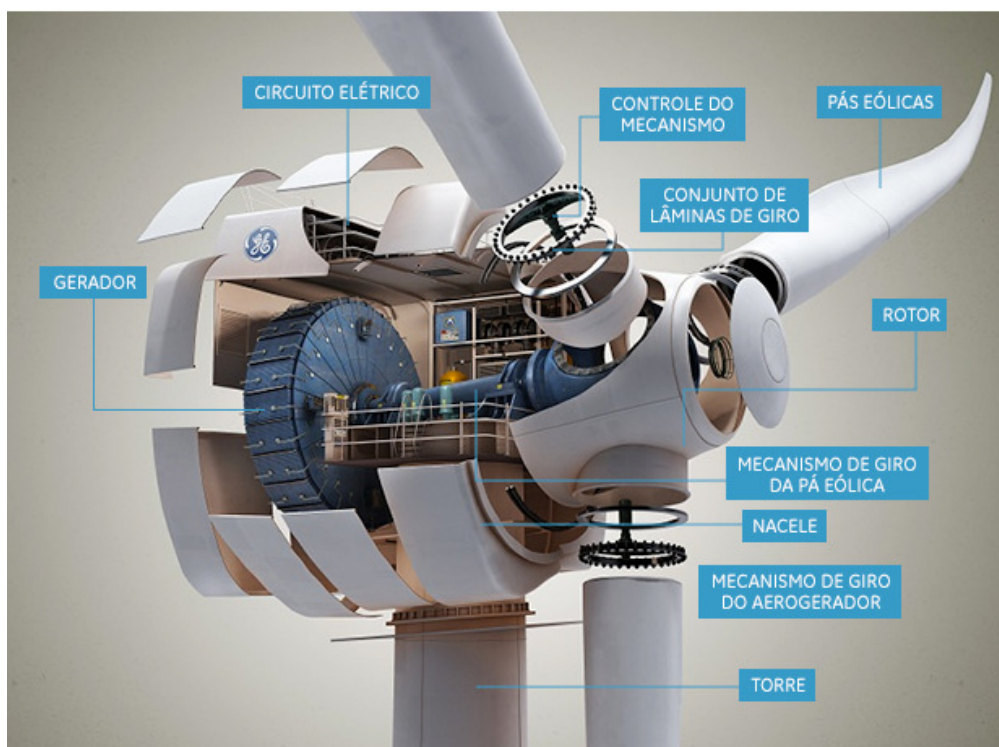


Figura 2-2 - Partes da turbina eólica (GE Brasil)

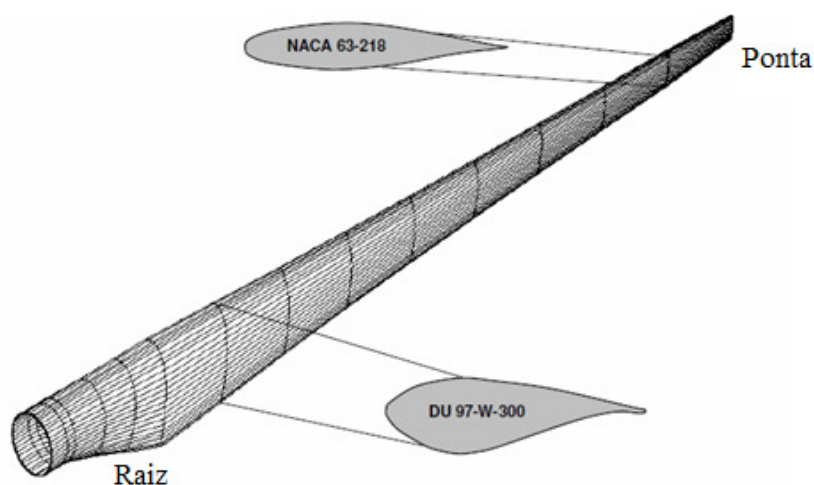


Figura 2-3 - Variação da seção transversal da pá ao longo de seu eixo longitudinal (adaptado de TEMPEL, 2006)

As turbinas eólicas começam a gerar energia quando a velocidade do vento atinge a velocidade de partida (*cut-in*) e param de gerar energia quando supera a velocidade de desligamento (*cut-out*). O **controlador** é responsável por acionar e desligar a máquina quando o vento atinge tais velocidades.

A **engrenagem (transmissão)** aumenta a velocidade do eixo até a velocidade necessária para que o gerador convencional produza eletricidade.

A **nacele** é o compartimento que protege a engrenagem, os eixos de baixa e alta velocidade, gerador controlador e freio (todo o mecanismo do gerador). Em aerogeradores de grande porte, a nacele contém acessórios de manutenção e permite acesso de técnicos ao seu interior.

O **rotor** é composto pelas pás e o cubo frontal de interligação entre pás e eixo. O **gerador** é responsável pela produção de energia elétrica.

A **torre** sustenta a turbina numa altura adequada. A estrutura de suporte tem como função elevar a turbina desde o solo até um altura conveniente, onde a velocidade do vento dê um melhor desempenho ao aerogerador.

2.3 Controle de turbinas eólicas

O controle de turbinas eólicas visa limitar o torque e a potência do rotor, reduzir esforços de empuxo nas pás, minimizar fadiga do material e maximar a produção de energia.

As turbinas eólicas utilizam dois princípios de controle aerodinâmicos diferentes: controle por estol (*stall control*) e controle de passo (*pitch control*).

O controle por estol é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. As pás são fixas e um ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades maiores que a velocidade nominal, o fluxo em torno da pá se descola da superfície da pá surgindo regiões de turbulência entre o fluxo do vento e a superfície. Como consequência, tem-se o aumento da força de arrasto e redução da força de sustentação.

O controle de passo é um sistema de controle ativo que necessita de um sinal do gerador de potência. A maioria das turbinas de grande porte (acima de 1 MW) opera com velocidade variável combinada com velocidade de passo ativo para controlar a carga. O controle de passo tradicionalmente utilizado ajusta todas as pás simultaneamente (LOPEZ, 2012).

Quando a velocidade nominal do vento for ultrapassada, as pás do rotor são giradas em torno de seu eixo longitudinal mudando o ângulo de passo de forma a diminuir a força de sustentação e aumentar a força de arrasto.

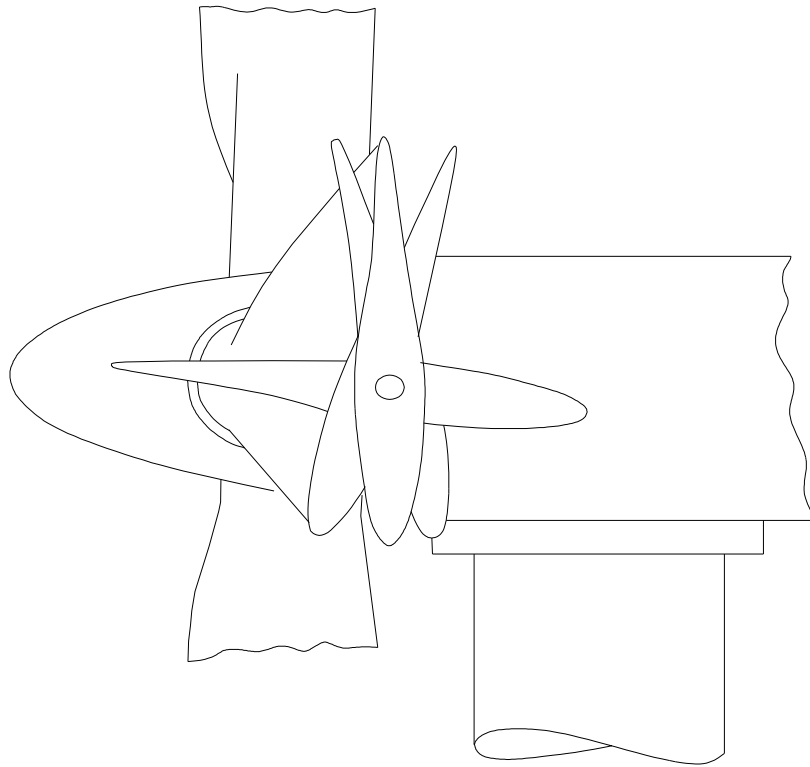


Figura 2-4 - Controle por estol (adaptado de HAU, 2005)

Segundo LOPEZ (2012), as vantagens da utilização do controle de passo são:

- Controlar a potência ativa sob todas as condições de vento;
- Produzir mais energia sob as mesmas condições, sem diminuição da eficiência na adaptação ao estol da pá;
- Permitir partida simples do rotor pela mudança do passo;
- Dispensar usos de grandes freios para paradas de emergência;
- Possibilitar o posicionamento das pás em perfil na situação de fluxo de ventos extremos;
- Operar com pás mais leves.

Outro controle utilizado em turbinas eólicas é o *yaw*; o controle de *yaw* posiciona a orientação do rotor conforme a direção do vento. O controle de *yaw* pode ser passivo ou ativo.

2.4 Concepção estrutural das torres e fundações

2.4.1 Onshore

Os materiais utilizados para a construção do suporte das turbinas eólicas *onshore* são o aço e o concreto. As estruturas podem ser torres treliçadas, estaiadas ou monocolunas como mostra a Figura 2-5.

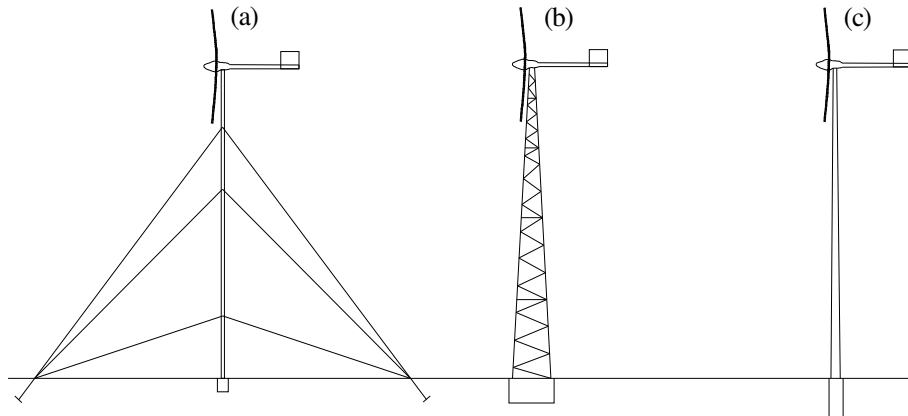


Figura 2-5 - Torre (a) estaiada, (b) treliçada e (c) monocoluna (RIVERA, 2013)

A torre monocoluna tem comportamento dinâmico que permite um dimensionamento menos esbelto e, além disso, sua montagem é rápida. No caso de torres em aço, quando a altura é menor do que 20 m, a estrutura é constituída de apenas uma peça e depois é aparafusada na fundação. Para torres maiores de até 100 m de altura, vários módulos de aproximadamente 20 m de comprimento são fabricados e aparafusados no campo. As ligações entre módulos são flangeadas, como ilustra a Figura 2-6.

Para proporcionar acesso seguro à nacelle, plataformas intermediárias são instaladas, assim como escadas verticais de forma que a manutenção da turbina possa ser feita.

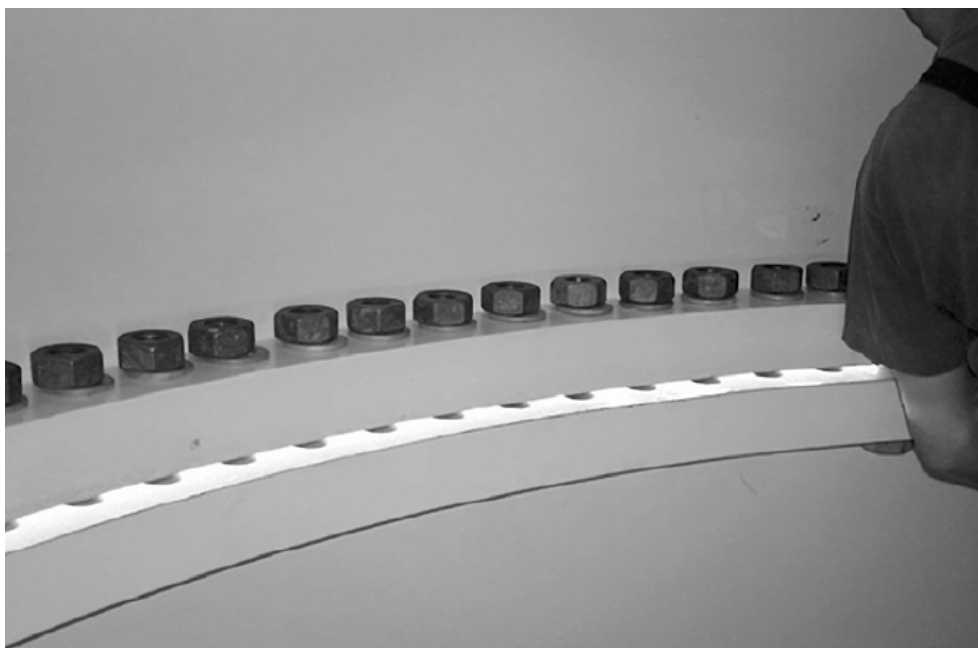


Figura 2-6 - Flanges que permitem aparafusar duas seções (HAU, 2005)

2.4.2 Offshore

A concepção estrutural da torre e fundação de uma turbina eólica *offshore* depende, antes de tudo, da lâmina d'água do campo onde a turbina será instalada. A medida que a lâmina d'água cresce, diferentes tipos de fundação são necessárias para manter a turbina (Figura 2-7).

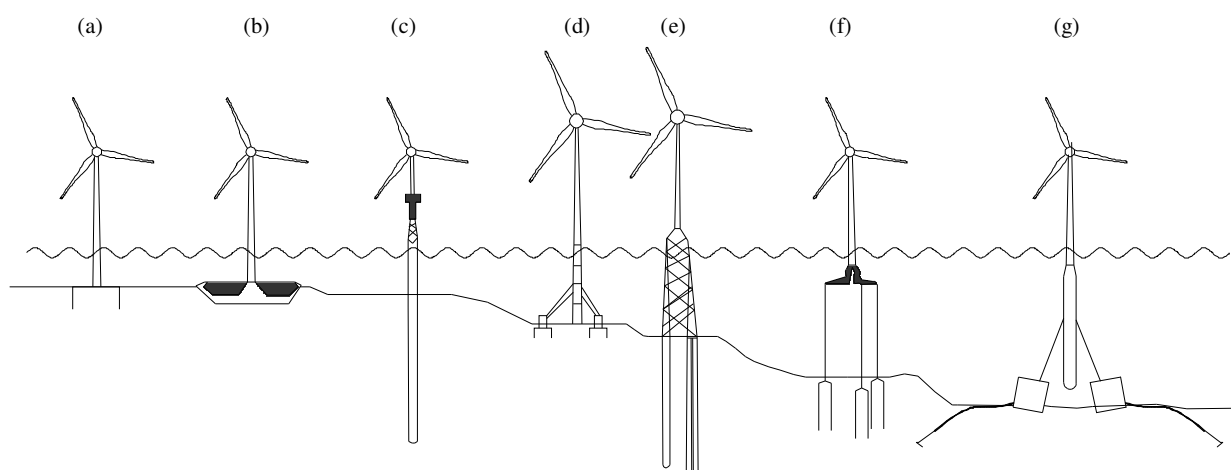


Figura 2-7- Concepções estruturais turbinas eólicas *offshore* de acordo com a lâmina d'água (ver Tabela 2-2) (adaptado de DOSITS)

Tabela 2-2 - Concepção estrutural de turbinas eólicas *offshore* (ver Figura 2-7)

Figura	Suporte	Profundidade
a	Caixão monopé	até 30 m
b	Base gravitacional	até 30 m
c	Monocoluna	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	Spar com amarração	120 a 300 m

2.5 Torre monocoluna *offshore*

A estrutura considerada na dissertação trata-se de uma torre monocoluna que é uma concepção estrutural geralmente utilizada em lâminas d'água de até 30 m de profundidade como pode ser observado na Figura 2-7 e Tabela 2-2.

Dependendo do tipo de solo, um tubo de aço é cravado no leito marinho até uma profundidade de 10 a 20 m com o auxílio de um macaco hidráulico numa plataforma flutuante.

Assim como as torres *onshore*, a concepção do tipo monocoluna conta com flanges espaçados ao longo da sua altura que evitam a ovalização. A conexão da torre com a estaca de fundação é dada através de uma peça de transição situada na faixa de variação da lâmina d'água e incidência da onda.

A Figura 2-8 mostra a terminologia a ser utilizada nesta dissertação. A turbina eólica *offshore* é composta da nacele, rotor e a estrutura de suporte, que consiste da estaca da fundação (cilindro submerso e enterrado), da peça de transição, onde está a estrutura de acesso à torre (plataforma, escada, embarcadouro) e, por fim, da torre que é a parte da estrutura que eleva o rotor e a nacele até a altura necessária. O rotor é composto pelas pás e o cubo das pás.

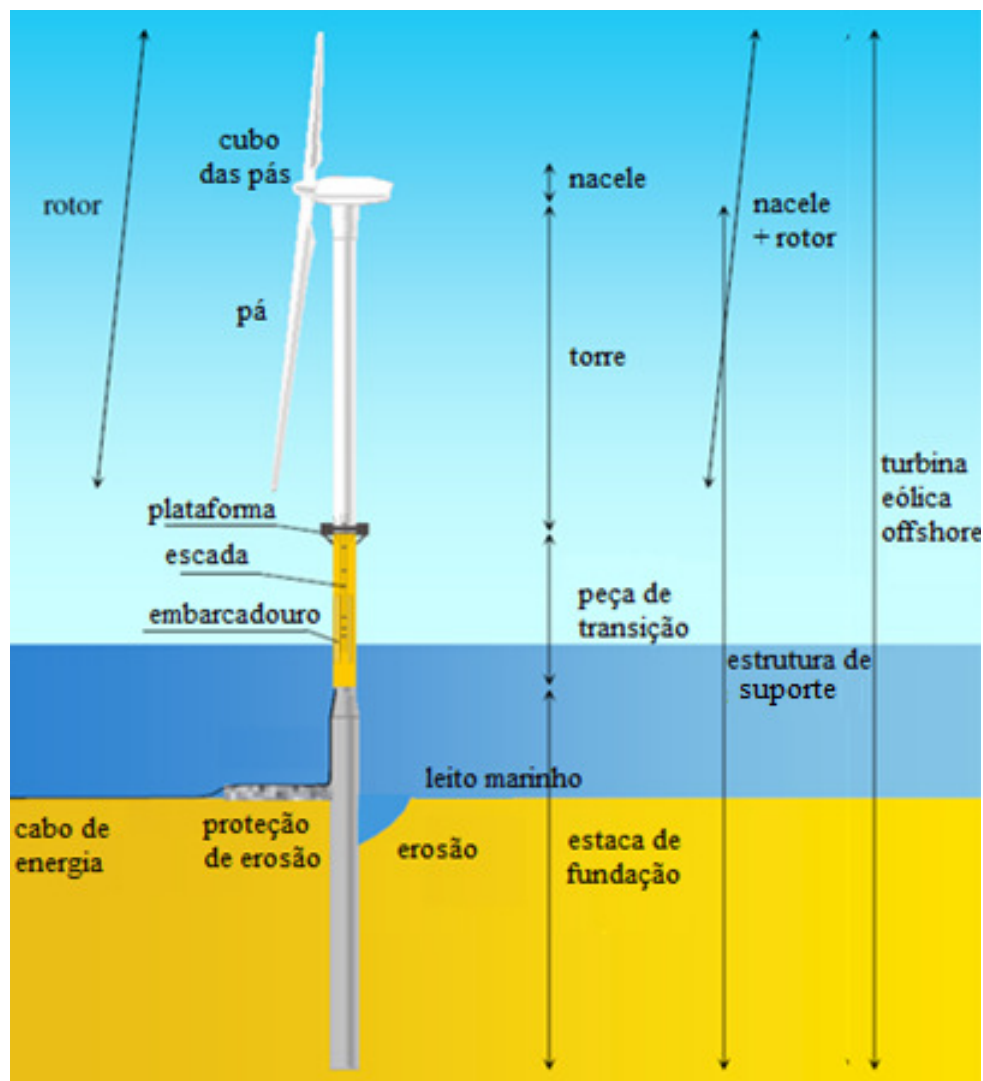


Figura 2-8 - Terminologias de uma turbina *offshore* do tipo monocoluna (adaptado de TEMPEL, 2006)

3 Ações ambientais em torres *offshore*

3.1 Introdução

Torres eólicas *offshore* estão sujeitas a ações ambientais geradas por vento, ondas, e correntes conforme pode ser observado na Figura 3-1. A ação do vento atua na torre e no rotor causando esforços aleatórios em ambos. A ação de ondas age na parte submersa da turbina assim como na peça de transição gerando esforços de natureza aleatória na torre e na fundação. A ação de vento e corrente podem, ainda, causar desprendimento de vórtices na estrutura.

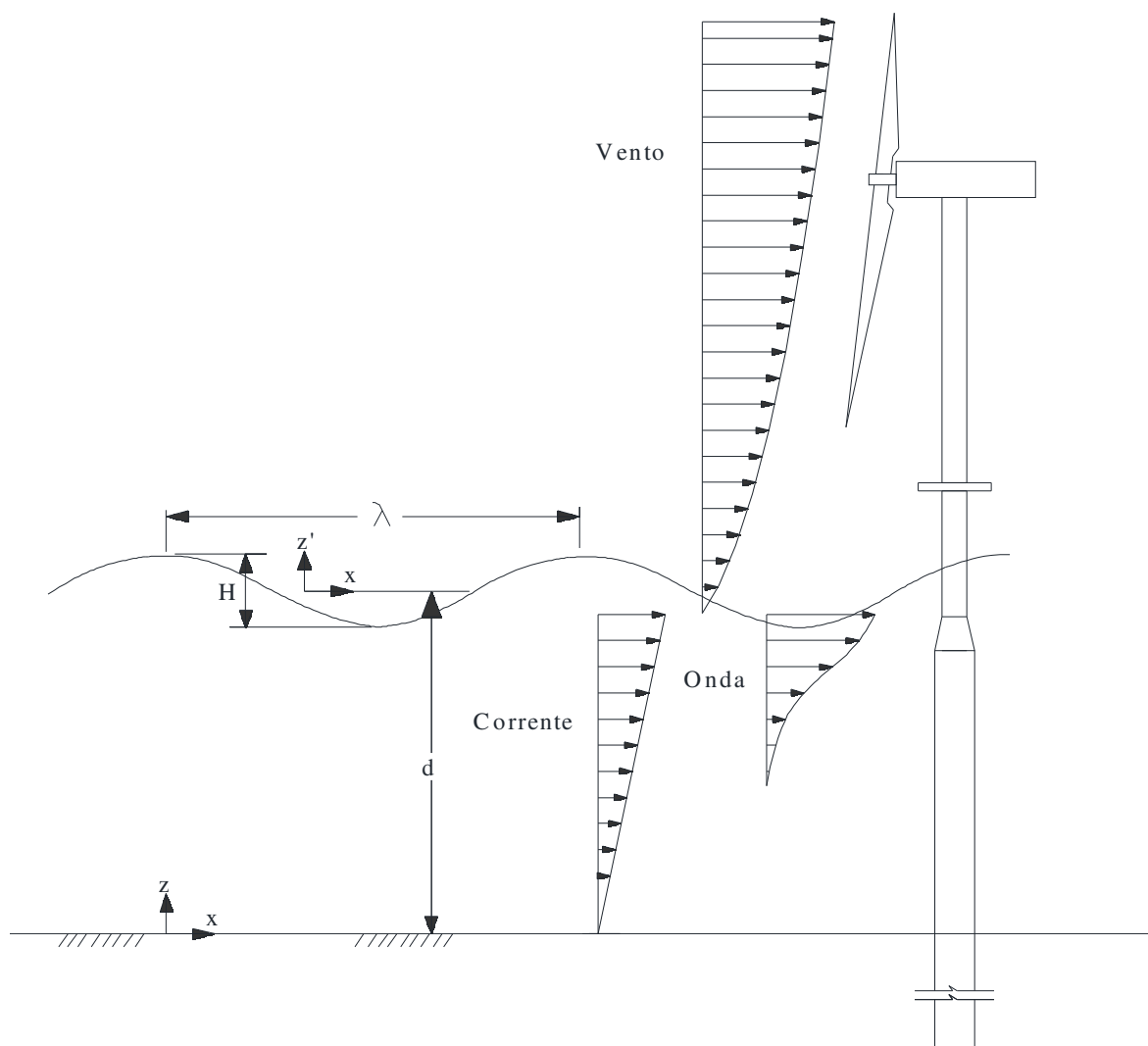


Figura 3-1 - Movimento bidirecional da onda e ações ambientais atuante em torres eólicas *offshore*

3.2 Ações do vento na torre de seção circular

A ação de vento em torre de seção circular pode originar vibrações induzidas pela turbulência do vento e pelo desprendimento de vórtices. As vibrações na direção média do vento são originadas pela turbulência enquanto que na direção lateral (transversal à média) as vibrações são causadas pelo desprendimento de vórtices e pela turbulência lateral. Admite-se que a velocidade média mantém-se constante por um intervalo mínimo de dez minutos causando apenas efeitos estáticos, diferentemente das flutuações que podem produzir oscilações importantes em estruturas muito flexíveis, especialmente em estruturas com período fundamental menor que um segundo.

De forma simplificada, podemos considerar que as flutuações em torno do valor médio do vetor velocidade constituem um processo estacionário ergódico, ou seja, as médias temporais coincidem quando o tempo tende ao infinito.

3.2.1 Modelo da velocidade do vento

O campo da velocidade do vento originado por ciclones extratropicais pode ser descrito por três componentes:

- na direção da velocidade média:

$$U_x = \bar{U}(z) + u(x, y, z', t) \quad \text{Equação 3-1}$$

- na direção lateral:

$$U_y = v(x, y, z', t) \quad \text{Equação 3-2}$$

- na direção vertical:

$$U_z = w(x, y, z', t) \quad \text{Equação 3-3}$$

sendo $\bar{U}$ a velocidade média e u , v e w as componentes flutuantes da velocidade. Para a análise de torres importam as correspondentes nas direções horizontais, u e v , conforme ilustra a Figura 3-2a.

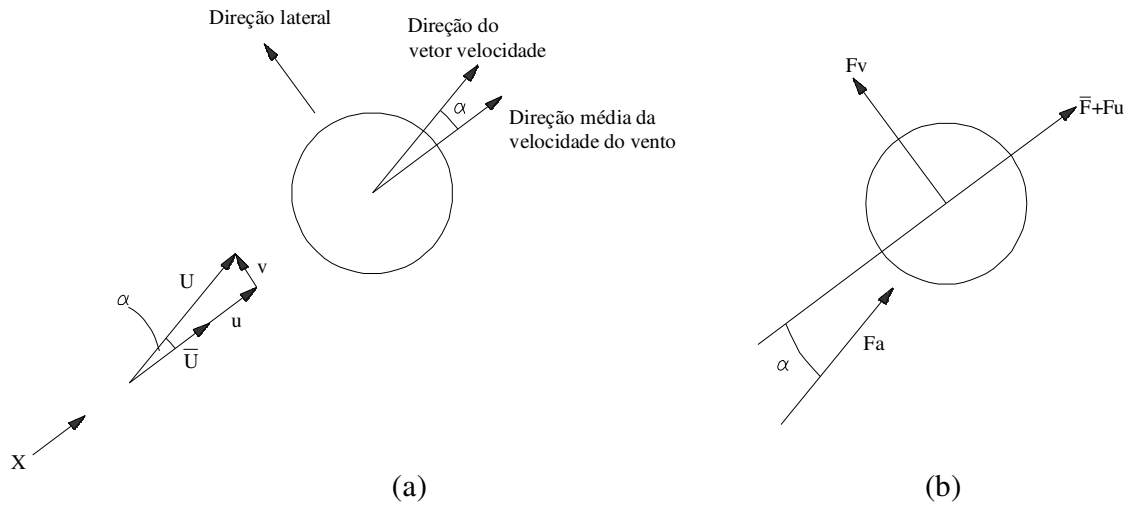


Figura 3-2 - Componentes horizontais do vento

3.2.2 Velocidade média do vento

A velocidade média do vento varia com a altura e pode ser descrita através da lei potencial ou da lei logarítmica.

A expressão empírica dada pela lei potencial relaciona velocidades médias em duas alturas diferentes, z' e z_{ref} . Em geral, a altura de referência é de dez metros de altura.

$$\bar{U}(z) = \bar{U}_{ref} \left(\frac{z'}{z_{ref}} \right)^p \quad \text{Equação 3-4}$$

O expoente p depende da rugosidade do terreno e é tomado constante em toda a altura. $\bar{U}_{ref}$ é a velocidade média do vento na altura de referência. A Figura 3-3 mostra a influência da rugosidade do terreno no perfil vertical de velocidade média.

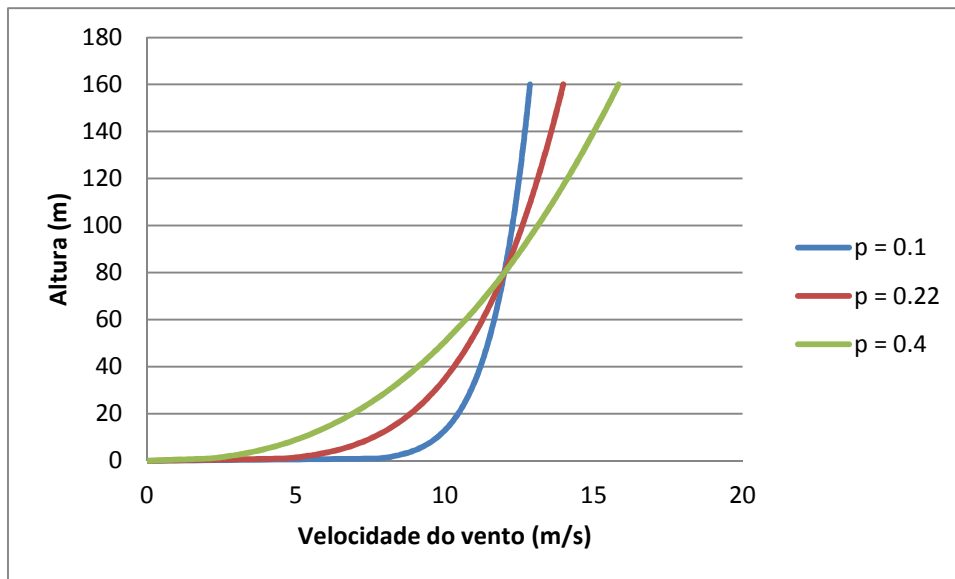


Figura 3-3 - Efeito do tipo de terreno na variação da velocidade do vento com a altura em terrenos com diferentes planos de rugosidade para uma velocidade média de 12 m/s numa altura de referência de 80 m.

3.2.3 Flutuação da velocidade do vento

Na realidade, o vento não tem fluxo estável e não pode ser descrito por apenas um parâmetro. Distúrbios locais no fluxo do vento causam flutuação em torno da velocidade média do vento (Figura 3-4).

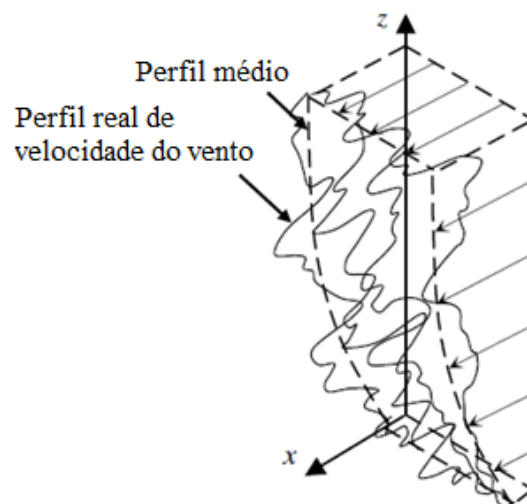


Figura 3-4 - Perfil real de velocidade do vento (adaptado de TEMPEL, 2006)

Espectros são ferramentas simples para determinação de uma flutuação, nesse caso a flutuação da velocidade do vento.

A função densidade espectral S_u , ou simplesmente espectro, das componentes flutuantes da velocidade do vento descreve o conteúdo em frequência do processo.

Existem diversas expressões propostas para S_u com distintos graus de refinamento, em geral essas expressões são baseadas em medições experimentais e são escritas de forma adimensional. Entre elas estão o espectro de Davenport, o espectro de Harris e o espectro de Kaimal. (BLESSMAN, 1995)

Para turbinas eólicas, DNV-OS-J101 sugere o uso do espectro de Kaimal dado por:

$$S_u(f) = \sigma_u^2 \frac{4 \frac{Lz_0}{U(z)}}{\left(1 + 6 \frac{f Lz_0}{U(z)}\right)^{5/3}} \quad \text{Equação 3-5}$$

O desvio padrão é dado por:

$$\sigma_u = U(z) \cdot \ln\left(\frac{z'}{k}\right)^{-1} \quad \text{Equação 3-6}$$

O parâmetro L_k é dado por:

$$L_k = \begin{cases} 5,67z' & \text{para } z' < 60 \text{ m} \\ 340,2 \text{ m} & \text{para } z' \geq 60 \text{ m} \end{cases} \quad \text{Equação 3-7}$$

onde f é a frequência, z é a altura acima do nível d'água, $U(z')$ é a velocidade média do vento em 600 segundos e z_0 é o comprimento de rugosidade que varia entre 0,0001 m no mar aberto sem ondas e 0,0003 m para áreas de costa com vento *onshore* (DNV-OS-J101).

A Figura 3-5 exemplifica um espectro de Kaimal.

A série temporal da velocidade de vento $u(t)$ pode ser obtida a partir da função densidade espectral S_u utilizando a transformada inversa de Fourier dada na sua forma discreta por:

$$u(t) = \sum_{i=1}^n \sqrt{2 \cdot S_u(\omega_i) \cdot \Delta\omega} \cdot \cos(\omega_i t + \varphi_i) \quad \text{Equação 3-8}$$

sendo ω_i uma partição do intervalo de frequências de interesse, $\Delta\omega$ a faixa de frequência relacionada ao número de divisões n do espectro e φ_i uma fase aleatória que varia entre 0 e 2π .

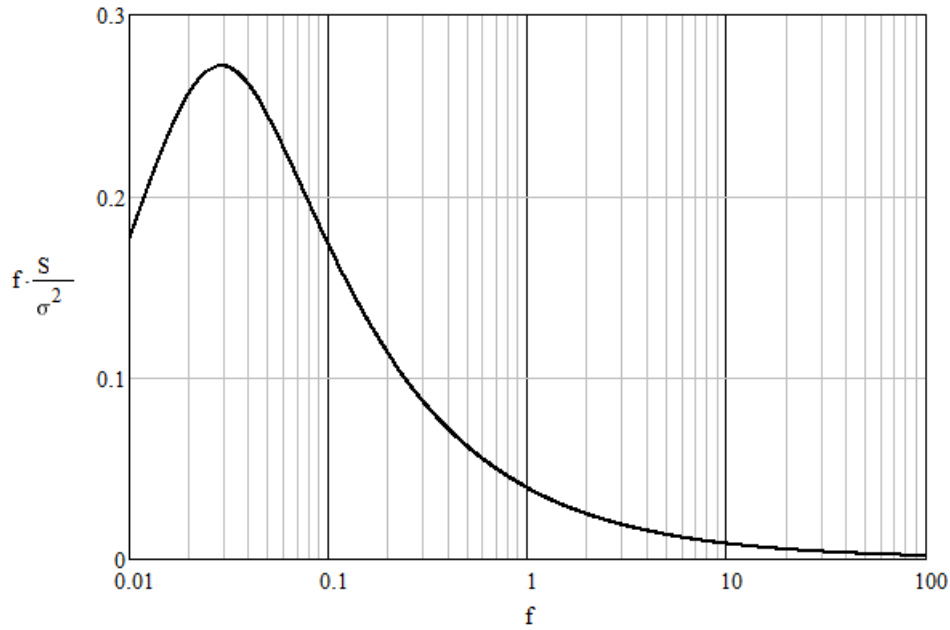


Figura 3-5 - Espectro de Kaimal em escala semi-logarítmica para $z' = 100$ m e $U(z') = 30$ m/s. O eixo vertical é adimensional e o eixo horizontal está em hertz.

3.2.4 Forças numa torre de seção circular devidas ao vento turbulento

Para uma torre de seção circular, a força de arrasto F_a , ilustrada na Figura 3-2b é dada por:

$$F_a = \frac{1}{2} \cdot \rho_{ar} \cdot C_a \cdot A \cdot v_{rel}^2 \quad \text{Equação 3-9}$$

sendo ρ_{ar} a massa específica do ar, A é a área de obstrução do vento devido à estrutura, C_a é o coeficiente de arrasto e v_{rel} é a magnitude da velocidade do vento em relação à estrutura. Desprezando a parcela da força originada da velocidade da estrutura (amortecimento aerodinâmico), o ângulo entre a força de arrasto e a velocidade média é o ângulo de ataque α (Figura 3-2a).

No caso de seção circular, sendo o coeficiente da força lateral média igual a zero tem-se a força resultante dada por F_a , que pode ser escrita em termo das componentes $(\bar{F} + F_u)$ na direção x e F_v na direção y (ver Figura 3-2b), sendo $\bar{F}$ a parcela constante da força e F_u e F_v componente de força flutuante. Tem-se então:

$$\bar{F} + F_u = F_A \cos(\alpha) \quad \text{Equação 3-10}$$

$$F_v = F_A \sin(\alpha) \quad \text{Equação 3-11}$$

Para pequenos ângulos de ataque, utilizam-se as aproximações $\cos(\alpha) = 1$ e $\sin(\alpha) = v/\bar{U}$. Chega-se assim às expressões das diferentes parcelas de forças aerodinâmicas:

$$\bar{F} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{ar} \cdot C_a \cdot A \cdot \bar{U}^2(z') \quad \text{Equação 3-12}$$

$$F_u(z', t) \cong \rho_{ar} \cdot C_a \cdot A \cdot \bar{U} \cdot u(z', t) \quad \text{Equação 3-13}$$

$$F_v(z', t) \cong \frac{1}{2} \cdot \rho_{ar} \cdot C_a \cdot A \cdot \bar{U} \cdot v(z', t) \quad \text{Equação 3-14}$$

A Figura 3-6 mostra uma torre discretizada em elementos de pórtico plano. Considerando a variação da velocidade média do vento ao longo da altura de acordo com a lei potencial, calcula-se o vetor de forças nodais. A Figura 3-6 também apresenta a forma modal de flexão da estrutura para o modo i (Φ_i). A força modal é calculada como o produto do vetor transposto da forma modal pelo vetor de forças nodais.

No caso da estrutura discretizada, a área A das equações 3.12 a 3.14 é igual ao diâmetro médio dos elementos vizinhos multiplicado pelo comprimento de influência l_j do nó.

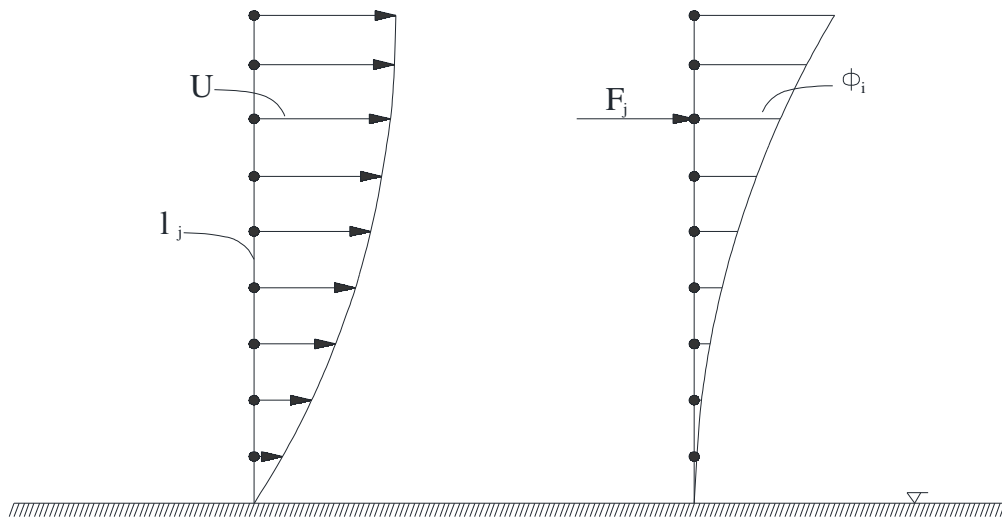


Figura 3-6 - Velocidade média do vento variando com a altura e a forma modal para o modo fundamental de flexão de uma torre.

3.3 Ações de onda

Para determinação de esforços máximos numa estrutura com a finalidade de dimensionamento da mesma é feita uma análise de curto prazo. As ondas podem ser representadas por sua altura significativa (H_s), período de cruzamento zero (T_z) ou período de pico do espectro (T_p) e direção principal de incidência (θ_w). A altura significativa de onda é definida como a média da terça parte das ondas individuais com maior altura num registro medido. O período de cruzamento zero corresponde ao período médio das ondas que cruzam a origem do registro do sinal do tempo. O período de pico é o período correspondente à frequência com maior densidade espectral.

O conjunto de dados de H_s e T_p de curto prazo pode ser apresentado na forma de um diagrama de dispersão ou de forma mais elaborada por uma distribuição conjunta de probabilidades.

3.4 Teorias de onda

As ondas oceânicas têm natureza aleatória, porém a existência de algumas teorias ajudam a descrevê-la de forma determinística, ou seja, consideram a onda regular. Apesar de serem idealísticas, estas teorias são muito úteis no dimensionamento estrutural. A teoria de onda regular tem como objetivo principal descrever a cinemática e a dinâmica das partículas fluidas em qualquer posição dentro do meio fluido.

Ondas regulares têm características invariantes ciclo após ciclo. Para teoria de onda alguns parâmetros relevantes são o período (T) que é o tempo necessário para que duas cristas sucessivas passem por um ponto estacionário, a altura (H) que é definida por ser a distância vertical entre uma crista e um vale e a profundidade (d) de água que é a distância vertical entre o nível d'água e o leito marinho conforme mostra a Figura 3-1. Outras quantidades importantes são: comprimento de onda (λ), velocidade de fase, frequência, elevação da onda (η), velocidade horizontal da partícula de água, velocidade vertical da partícula de água, aceleração horizontal da partícula de água e aceleração vertical da partícula de água. Essas grandezas são definidas em CHAKRABARTI (2005).

Dentre as várias teorias tem-se a teoria linear, também conhecida como a Teoria de Airy e teorias não lineares, por exemplo Stokes de segunda e quinta ordem, Cnoidal, Stream

Function. A teoria de onda a ser utilizada pode ser definida através da Figura 3-7 que define as regiões de aplicabilidade das diversas teorias.

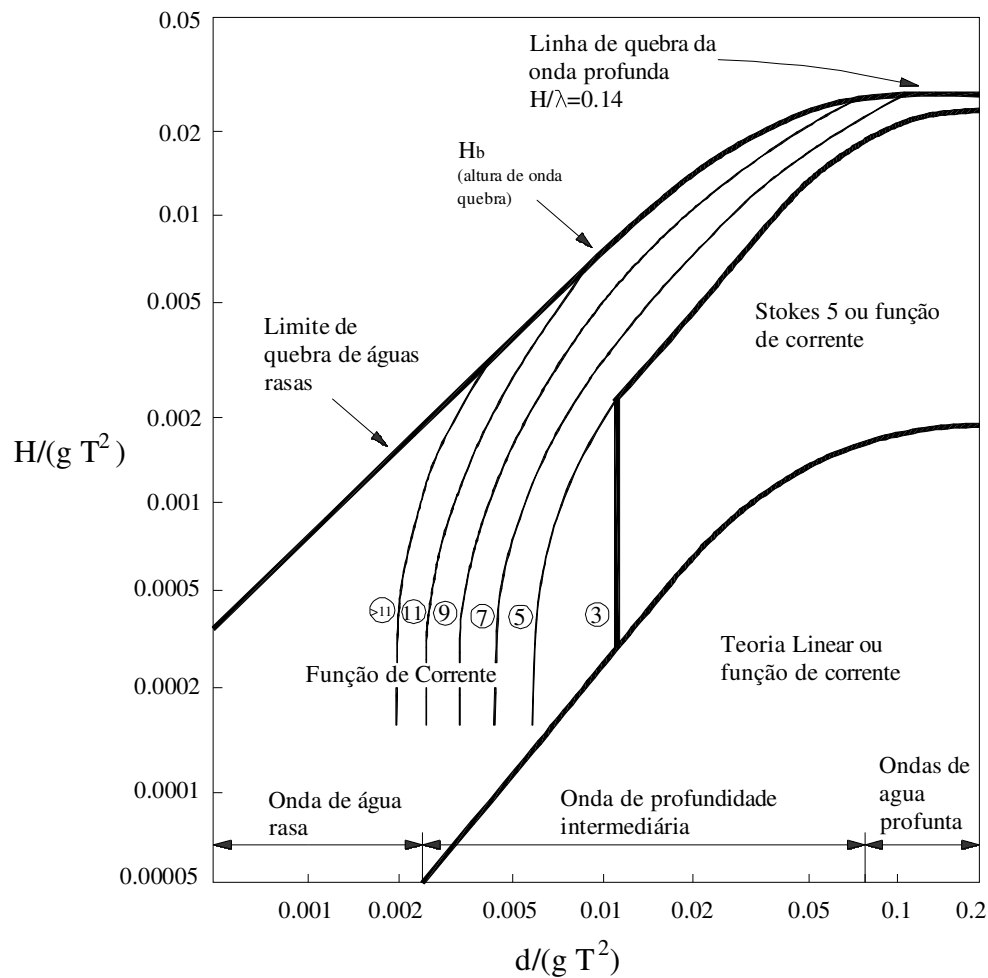


Figura 3-7 - Regiões de aplicabilidade das teorias de ondas (adaptado de API-RP2A-WSD)

3.4.1 Teoria linear de onda

A teoria linear de onda é a mais simples e ao mesmo tempo a mais utilizada (CHAKRABARTI, 2005). Também conhecida como Teoria de Airy, onde a onda é considerada com um formato senoidal.

Segundo SARPKAYA (1981), a velocidade e aceleração horizontal da partícula são dadas, respectivamente, por:

$$v_x = \frac{\pi H}{T_0} \cdot \frac{\cosh\left(\frac{2\pi z}{\lambda}\right)}{\sinh\left(\frac{2\pi d}{\lambda}\right)} \cdot \cos 2\pi \left(\frac{\bar{y}_{di}}{\lambda} - \frac{t}{T_0} \right) \quad \text{Equação 3-15}$$

$$a_x = \frac{2\pi^2 H}{T_0^2} \cdot \frac{\cosh\left(\frac{2\pi z}{\lambda}\right)}{\sinh\left(\frac{2\pi d}{\lambda}\right)} \cdot \sin 2\pi \left(\frac{\bar{y}_{d_i}}{\lambda} - \frac{t}{T_0} \right) \quad \text{Equação 3-16}$$

onde H é a altura de onda, λ é o comprimento de onda, T é o período da onda, z é a cota da torre submersa, d é a lâmina d'água, t é o tempo e $\bar{y}_{d_i}$ é diferença de fase entre colunas, para o caso de torres monocoluna submersas vale zero.

3.4.2 Mar irregular

O mar irregular é, na verdade, uma superposição de ondas regulares. A Figura 3-8 esclarece o conceito.

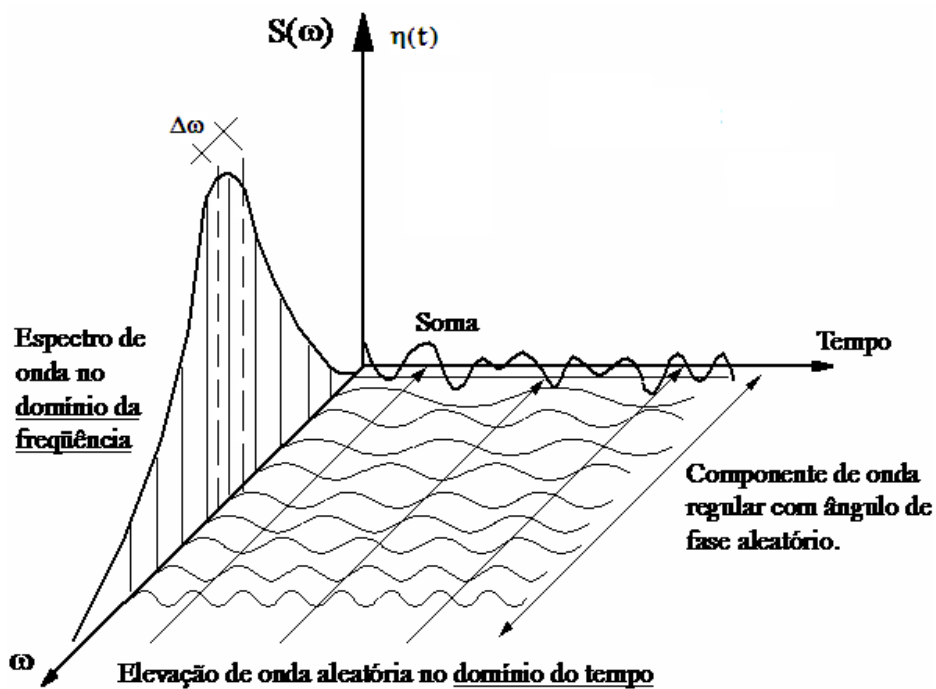


Figura 3-8 - Decomposição espectral (FALTINSEN, 1990)

3.4.3 Espectro de mar

O mar aleatório é descrito pelo espectro de densidade de energia. O espectro de energia de onda descreve o conteúdo de energia de uma onda do mar e sua distribuição em uma faixa de frequência da onda aleatória.

Existem vários espectros utilizados na concepção de estruturas marítimas. Estes espectros foram gerados a partir das propriedades observadas das ondas do mar e,

portanto, são de natureza empírica. Os dois espectros mais utilizados para descrever a costa brasileira são Pierson-Moskowitz e JONSWAP.

O espectro de Pierson-Moskovitz considera que se o vento incidir de uma forma constante por um longo tempo sobre uma grande área, as ondas entram em equilíbrio com o vento. Já o espectro do JONSWAP considera que o mar nunca está totalmente desenvolvido, o mar sempre continua a se desenvolver através de interações não lineares entre ondas. O espectro de JONSWAP apresenta boa descrição de ondas geradas por vento local. Este é descrito por:

$$S(f) = \alpha g^2 (2\pi)^{-4} f^{-5} e^{-1,25 \left(\frac{f}{f_p} \right)^{-4}} \gamma e^{[-(f-f_p)^2 / 2\sigma^2 \cdot f_p^2]} \quad \text{Equação 3-17}$$

$$\sigma = \begin{cases} 0,07 & \text{para } f \leq f_p \\ 0,09 & \text{para } f > f_p \end{cases} \quad \text{Equação 3-18}$$

onde α é o parâmetro de forma, f é a frequência em Hz, f_p é a frequência de pico em Hz, γ é o parâmetro de pico e σ é o parâmetro de forma.

$$\gamma = e^{1,0394 - 0,01966(T_p/\sqrt{H_s})} \quad \text{Equação 3-19}$$

$$\alpha = 5,0609 \frac{H_s^2}{T_p^4} [1 - 0,287 \cdot \ln(\gamma)] \quad \text{Equação 3-20}$$

onde T_p é o período de pico e H_s é a altura significativa de onda.

A Figura 3-9 apresenta o espectro de JONSWAP:

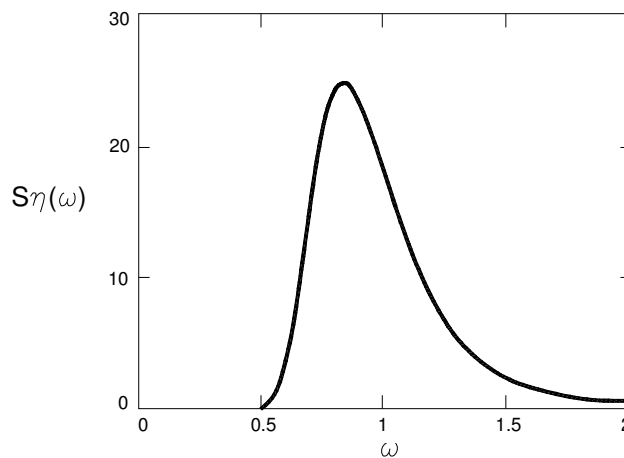


Figura 3-9 - Espectro de JONSWAP para $H_s = 4,4$ m e $T_p = 7,5$ s

A cada instante de tempo é feita a divisão do espectro em faixas de frequências e a altura de onda, período e comprimento de onda são calculados.

$$H_n = 2\sqrt{2S_n(f_n)\Delta f} \quad \text{Equação 3-21}$$

$$\Delta f = \frac{f_i + f_f}{N} \quad \text{Equação 3-22}$$

$$\lambda_n = \frac{gT_n^2}{2\pi} \tanh\left(\frac{2\pi d}{\lambda_n}\right) \quad \text{Equação 3-23}$$

Sendo f_i a frequência inicial, f_f a frequência final, Δf o intervalo de frequência, N o número de subdivisões do espectro e a frequência $f_n = f_{n-1} + \Delta f$.

A série temporal das elevações de onda η pode ser obtida com a transformada inversa de Fourier descrito para vento no item 3.2.3 utilizando o espectro de JONSWAP e sendo $\eta = H/2$.

$$\eta(t) = \sum_{n=1}^N \sqrt{2 \cdot S_n(f_n)\Delta f} \cdot \cos(2\pi f_n t + \varphi_n) \quad \text{Equação 3-24}$$

sendo φ_n um ângulo de fase aleatório variando entre 0 e 2π .

3.4.4 Força de Morison

Combinando o efeito da velocidade e aceleração da partícula de água na estrutura, o carregamento na estrutura devido a uma onda regular é dado por uma fórmula empírica conhecida como equação de Morison. A equação de Morison foi determinada para um cilindro rígido e no caso de estrutura flexível deve-se considerar a velocidade e aceleração relativas entre onda e estrutura. Destaca-se que a força na direção da onda é dada por uma unidade de comprimento relativa ao comprimento vertical do cilindro.

A força de Morison considera uma parcela devido à inércia F_I (considera a aceleração da onda) e uma parcela devido ao arrasto F_A (considera a velocidade da onda).

$$F_M = F_I + F_A \quad \text{Equação 3-25}$$

$$F_M = \rho_{\text{água}} C_m \frac{\pi D^2}{4} (a_x - \ddot{u}) + \frac{1}{2} \rho_{\text{água}} C_d |v_x - \dot{u}| (v_x - \dot{u}) \quad \text{Equação 3-26}$$

onde F_M é a força de Morison horizontal por unidade de comprimento, D é o diâmetro do cilindro, $\dot{u}$ é a velocidade horizontal do corpo, $\ddot{u}$ é a aceleração horizontal do corpo, v_x é a velocidade horizontal da partícula, a_x é a aceleração horizontal da partícula,

$\rho_{\text{água}}$ é a massa específica da água do mar, C_m e C_a são obtidos experimentalmente e dependem do tipo de fluido e das características do elemento estrutural (forma e rugosidade), e são respectivamente o coeficiente de inércia e coeficiente de arrasto.

Através da parcela da inércia da fórmula de Morison, surge a massa d'água adicionada conforme apresentado no Anexo C. A massa d'água adicionada representa o volume de água deslocado pela presença do corpo no mar. Através da força de arrasto surge uma parcela não linear que caracteriza o amortecimento hidrodinâmico. A não linearidade gerada na força de Morison através da parcela de arrasto pode ser simplificada através de algumas técnicas de linearização. Essa linearização também é apresentada no Anexo C.

3.5 Ação de corrente

A ação da corrente pode ser considerada através de sua equivalente estática. A força estática equivalente da corrente é dada pela seguinte equação:

$$F_c = \frac{1}{2} \rho_{\text{água}} c_{as} A V^2 \quad \text{Equação 3-27}$$

onde $\rho_{\text{água}}$ é a massa específica da água, c_{as} é o coeficiente de arrasto, A é a área de obstrução da corrente e V é a velocidade da corrente.

O perfil simplificado de corrente varia com a altura conforme mostra a Figura 3-10, podendo ser linear, bilinear ou de acordo com a lei potencial.

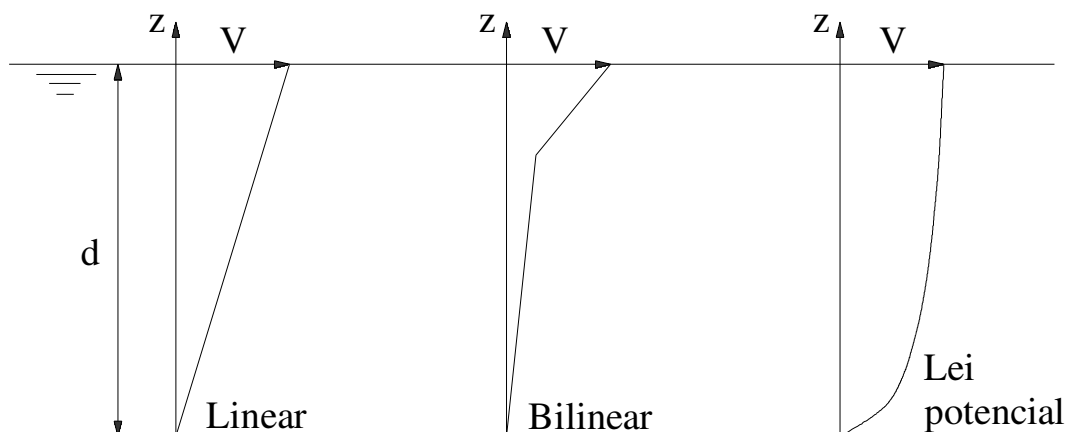


Figura 3-10 - Perfis de corrente (adaptado de TEMPEL, 2006)

A ação da corrente pode ser considerada estática desde que não gera vibrações induzidas por vórtice sobre a estrutura. Ou seja, a consideração estática ou dinâmica da

corrente deve ser determinada após uma análise de indução de desprendimento de vórtices.

3.6 Incrustação marinha

A incrustação marinha deve ser considerada aumentando o diâmetro externo da estrutura para o cálculo das forças devido às ondas e corrente. A norma DNV-OS-J101 recomenda o perfil conforme mostrado na Tabela 3-1:

Tabela 3-1- Incrustação marinha (DNV-OS-J101)

Altura abaixo do nível d'água parada (m)	Espessura da incrustação marinha (mm)
0-10	50
10-20	45
20-25	65
25-35	90
>35	80

O diâmetro externo do tubo deve ser somado ao dobro dos valores encontrados acima.

3.7 Desprendimento de vórtices

A força hidrodinâmica/aerodinâmica decorrente do desprendimento de vórtices pela ação de forças de arrasto se torna crítica quando atinge a frequência próxima à frequência natural da estrutura, e, dessa forma, provoca movimentos transversais à direção da corrente/vento. A proximidade dessas duas frequências gera ressonância. A ressonância pode gerar fadiga estrutural devido à alternância de tensões elevadas.

A frequência de desprendimento de vórtice f_s é dada por:

$$f_s = \frac{S \cdot V}{D} \quad \text{Equação 3-28}$$

sendo S o número de Strouhal, V é a velocidade da corrente/vento e D é o diâmetro do cilindro. O número de Strouhal varia graficamente com o número de Reynolds. De acordo com a Figura 3-11, observa-se que o número de Strouhal é mantido aproximadamente igual a 0,2 para ampla faixa de variação do número de Reynolds.

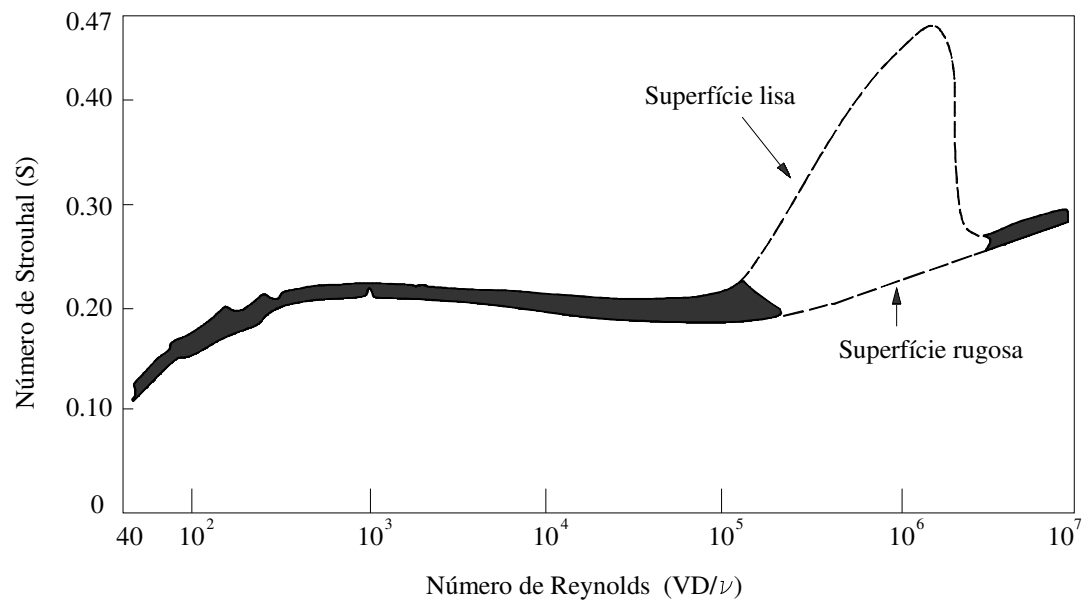


Figura 3-11 - Variação no número de Strouhal com o número de Reynolds para cilindros
(adaptado de BLEVINS, 1994)

A verificação do desprendimento de vórtices na estrutura está fora do escopo do presente trabalho.

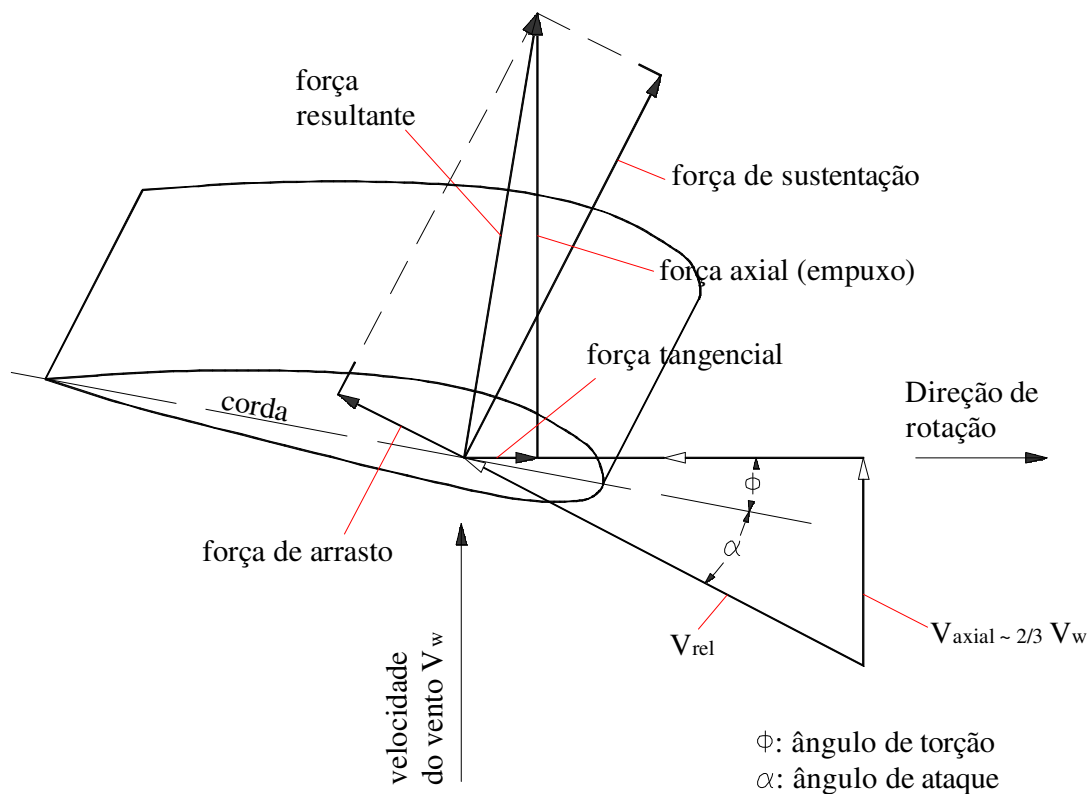


Figura 4-2 - Forças aerodinâmicas num elemento de pá (adaptado de HAU, 2005)

A velocidade relativa do vento varia com a posição radial r e é composta por uma componente axial v_{axial} e por uma componente tangencial $r \cdot \Omega$, sendo Ω a velocidade angular.

4.2 Ângulo de ataque

O ângulo de ataque α é formado entre a direção da velocidade relativa do vento e o eixo da corda da pá conforme mostrado na Figura 4-3. O ângulo de torção θ é formado entre a direção da corda da pá e o plano de rotação. O ângulo de fluxo ϕ é formado entre o plano de rotação da turbina e a velocidade relativa.

$$\alpha = \phi - \theta$$

Equação 4-3

O ângulo de ataque varia a cada seção da pá ao longo do seu comprimento de forma a fazer com que a pá tenha o melhor aproveitamento possível, ou seja, que a parcela da força de sustentação seja grande (a força sustentação é a principal responsável pelo giro da pá ao redor do rotor) e que a parcela devido à força de arrasto seja baixa.

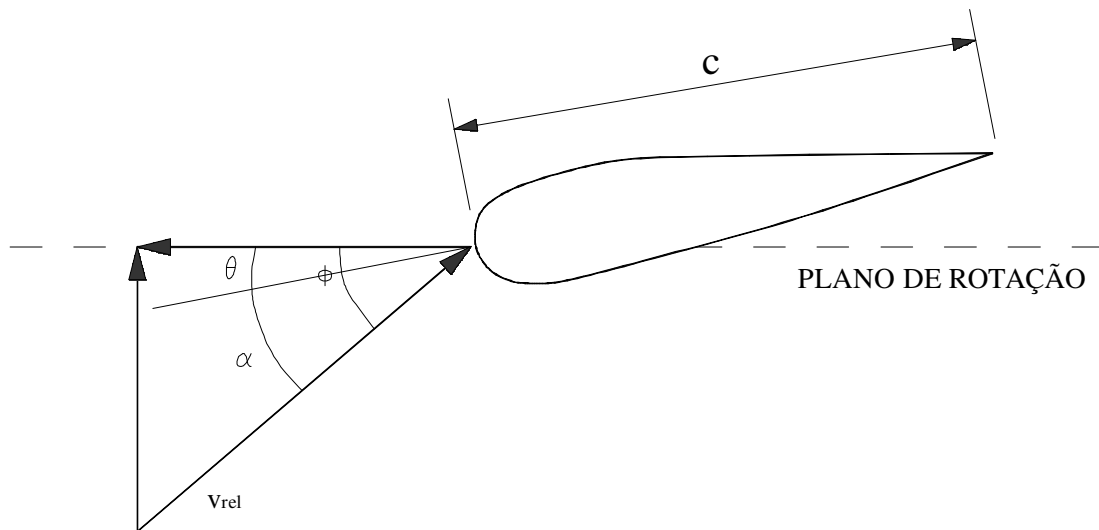


Figura 4-3 - Ângulo de ataque

4.3 Coeficientes aerodinâmicos

Os coeficientes de sustentação e arrasto são obtidos experimentalmente e estão disponíveis através de ábacos. Quanto maior for a relação entre os coeficientes de sustentação e arrasto maior será a eficiência da pá.

JACOB (1932) apresenta diversos ábacos para a obtenção dos coeficientes referentes a aerofólios NACA (*National Advisory Committee for Aeronautics*). A Figura 4-4 apresenta os coeficientes de sustentação e arrasto obtidos pelo autor para o aerofólio NACA 6309.

Observa-se que para a utilização do ábaco, uma das características importantes da seção transversal da pá a ser observada é a proporção entre a altura da seção transversal e a corda, essa relação é apresentada no canto direito superior da Figura 4-4 que mostra ainda a relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto. Para o caso deste aerofólio específico o máximo aproveitamento do vento ocorrerá para um ângulo de ataque de 0° , correspondente ao maior valor da relação C_s/C_a .

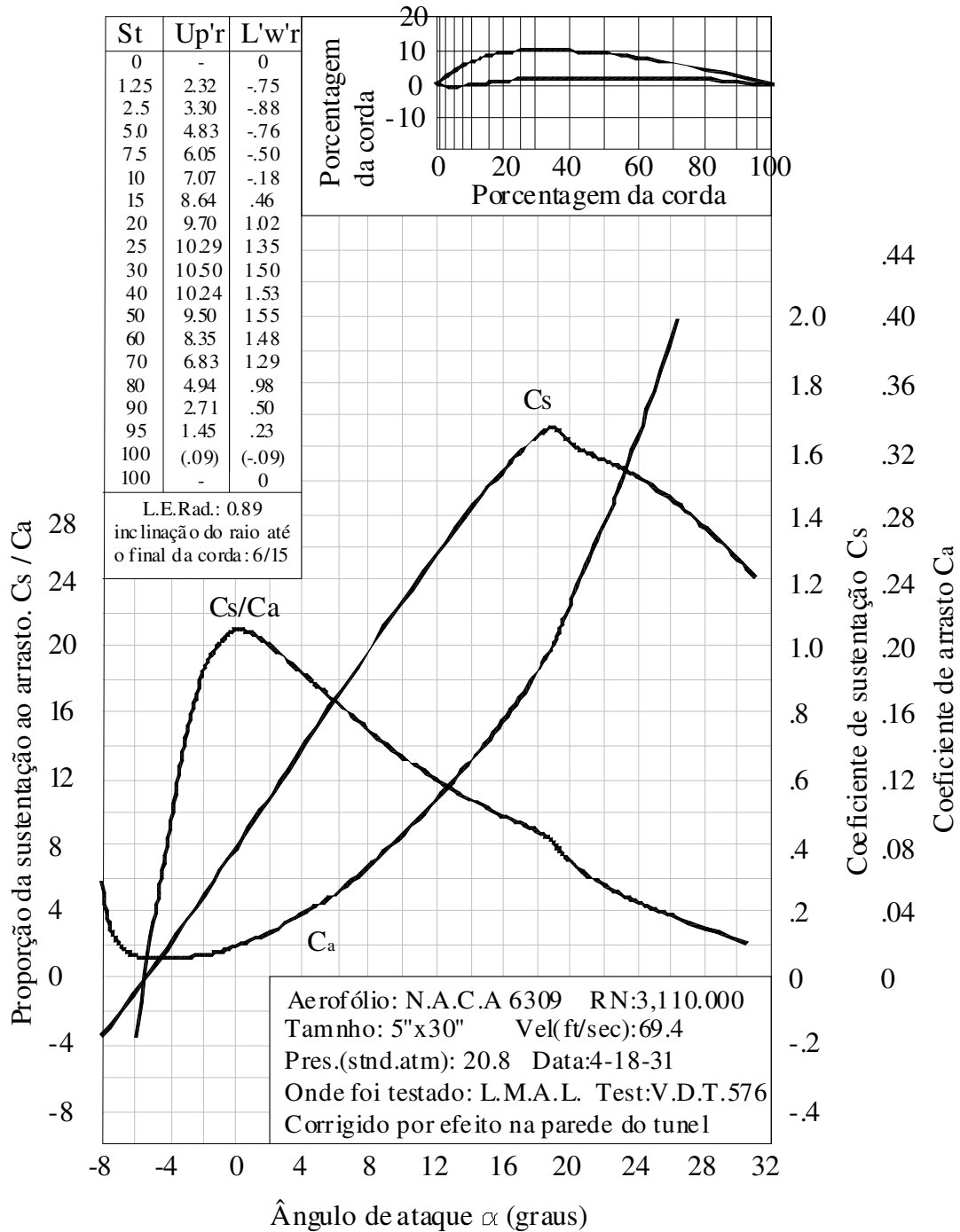


Figura 4-4 - Aerofólio NACA 6309 (adaptado de JACOB, 1932)

4.4 Forças no aerogerador

4.4.1 Forças no rotor

A força aerodinâmica resultante no rotor pode ser descrita em termo de duas componentes (Figura 4-2): a primeira resultante do empuxo nas pás (E) é perpendicular

ao plano de rotação e a segunda está contida no plano de rotação e aplica torque no rotor (T).

Conforme apresentado por RIVERA (2013), as forças tangencial F e de empuxo E para cada faixa infinitesimal de raio dr , ou seja dF e dE , para cada pá são dadas por:

$$dF_i = -\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c_i \cdot dr_i \cdot \frac{\Omega(\varepsilon + r_i)}{\cos \phi} [C_{a_i} \cdot \Omega(\varepsilon + r_i) - C_{s_i} \cdot v_{rel}] \quad \text{Equação 4-4}$$

$$dE_i = -\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c_i \cdot dr_i \cdot \frac{\Omega(\varepsilon + r_i)}{\cos \phi} [C_{s_i} \cdot \Omega(\varepsilon + r_i) + C_{a_i} \cdot v_{rel}] \quad \text{Equação 4-5}$$

Partindo das equações das forças tangencial e empuxo, é possível obter os esforços atuantes no rotor devido ao torque das pás T , da força resultante do empuxo E e momento de empuxo M nas pás:

$$T = \sum_{j=1}^N \sum_i^{n^o \text{ de faixas}} dF_i \cdot (r_i + \varepsilon) \quad \text{Equação 4-6}$$

$$M = \sum_{j=1}^N \sum_i^{n^o \text{ de faixas}} dE_i \cdot (r_i + \varepsilon) \quad \text{Equação 4-7}$$

$$E = \sum_{j=1}^N \sum_i^{n^o \text{ de faixas}} dE_i \quad \text{Equação 4-8}$$

sendo c_i a corda da pá na faixa i , dr o comprimento infinitesimal do elemento de pá, ε a excentricidade da pá, ou seja, a distância entre o centro do cubo das pás e a raiz da pá, r a distância da faixa até a raiz da pá, v_{rel} a velocidade relativa do vento e N o número de pás. A Figura 6-14 mostra esquematicamente a distribuição das forças.

4.5 Razão de Velocidade de Ponta

A máxima extração de potência de vento está limitada ao teorema de Betz, entretanto outros parâmetros influenciam na sua captura. Mesmo para uma pá otimizada, ou seja tendo um ângulo de ataque ótimo para cada aerofólio, a potência a ser gerada ainda dependerá da relação entre velocidade angular do rotor e a velocidade de vento. Essa relação é conhecida como razão da velocidade de ponta (λ), em inglês *tip speed ratio*, e é a razão entre a velocidade na ponta da pá e a velocidade do vento.

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega}{U} \quad \text{Equação 4-9}$$

sendo R o raio da pá, Ω a velocidade angular da pá e U a velocidade do vento não perturbado.

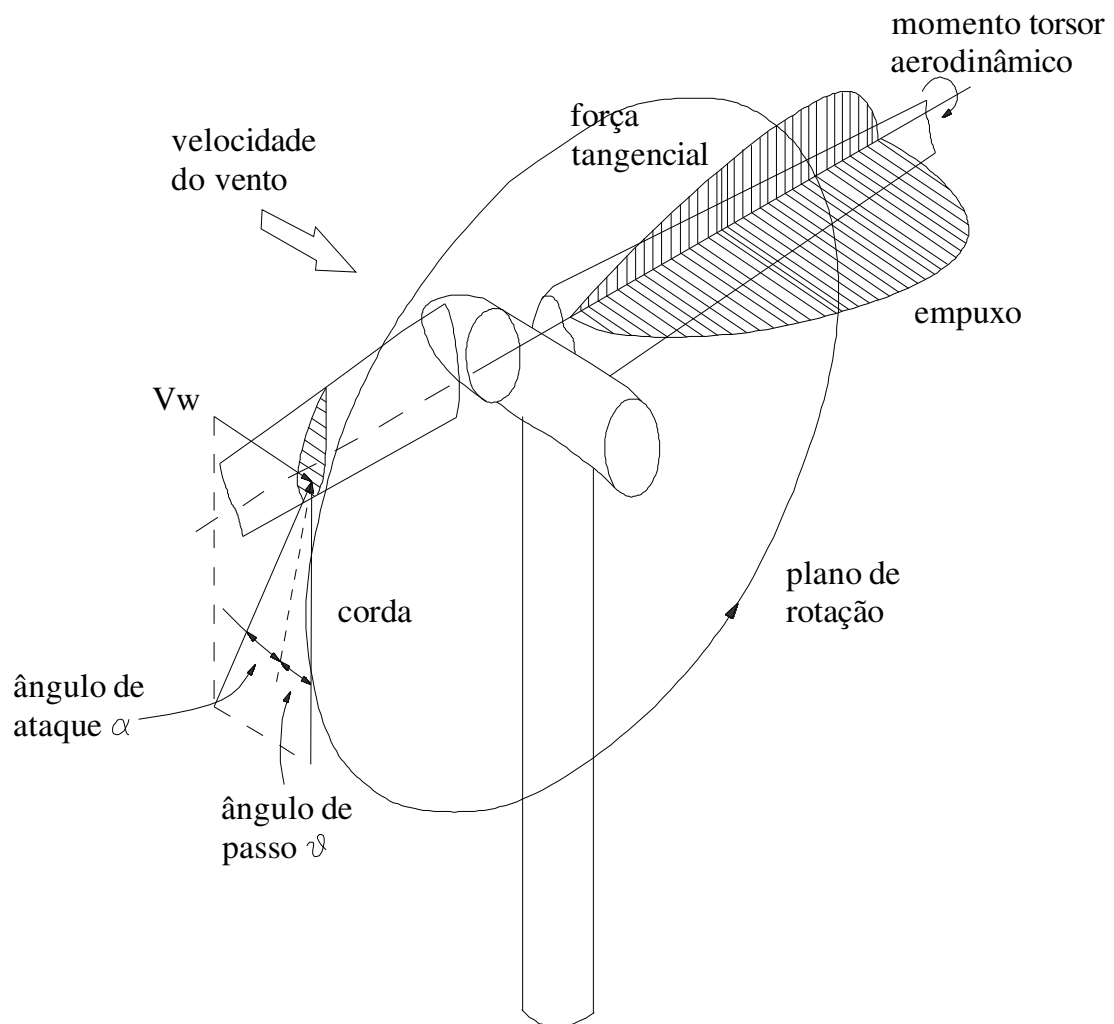


Figura 4-5 - Ângulos de ataque e passo e forças aerodinâmicas no rotor (adaptado de HAU, 2005)

A relação entre a razão da velocidade de ponta e o coeficiente de potência para uma pá específica pode ser obtida através dos gráficos da Figura 4-6. Essa relação varia também com o número de pás do rotor.

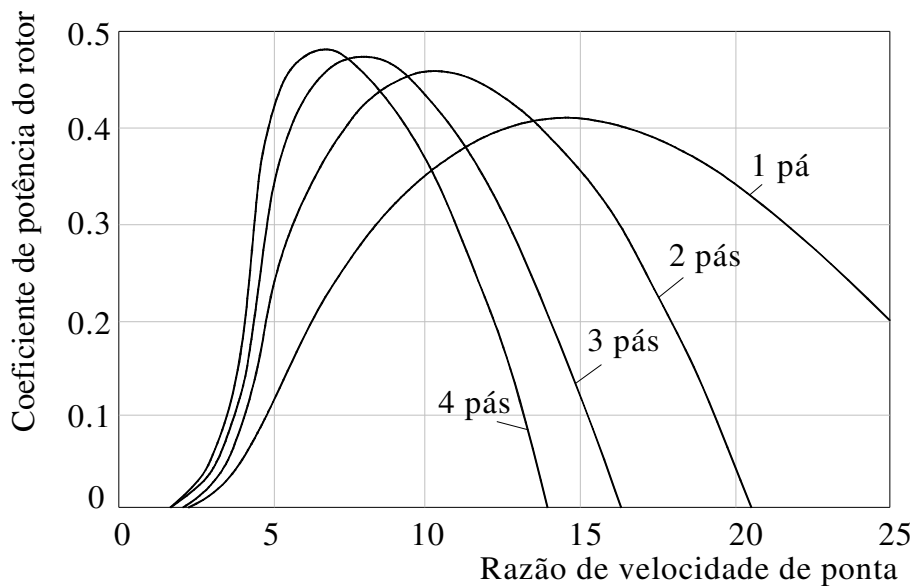


Figura 4-6 - Influência do número de pás no coeficiente de potência do rotor e a razão de velocidade de ponta ótima (adaptado de HAU, 2005)

Algumas turbinas de grande porte mantêm a velocidade de rotação crescente desde a velocidade de partida (*cut-in*) até a velocidade de desligamento (*cut-out*), porém o crescimento será mais atenuado entre as velocidade de partida e nominal. A velocidade de partida (*cut-in*) é a velocidade de vento em que o aerogerador começa a gerar energia e a velocidade de desligamento (*cut-out*) é a velocidade de vento em que o aerogerador deixa de gerar energia. Outros rotores atuam de forma diferente: quando o vento atinge a velocidade nominal, dispositivos são ativados de forma a fazer com que a velocidade de rotação do rotor se mantenha constante desde a velocidade nominal até a velocidade de desligamento. A Figura 4-7 mostra as curvas de velocidade de rotação do rotor e razão de velocidade de ponta variando com a velocidade do vento. Para esse rotor em especial, observa-se que a partir da velocidade nominal, a velocidade de rotação mantém constante até a velocidade do vento de desligamento (*cut-out*) e a razão de velocidade de ponta é variável. Esse rotor foi desenvolvido pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) e está descrito de forma detalhada no Anexo B.

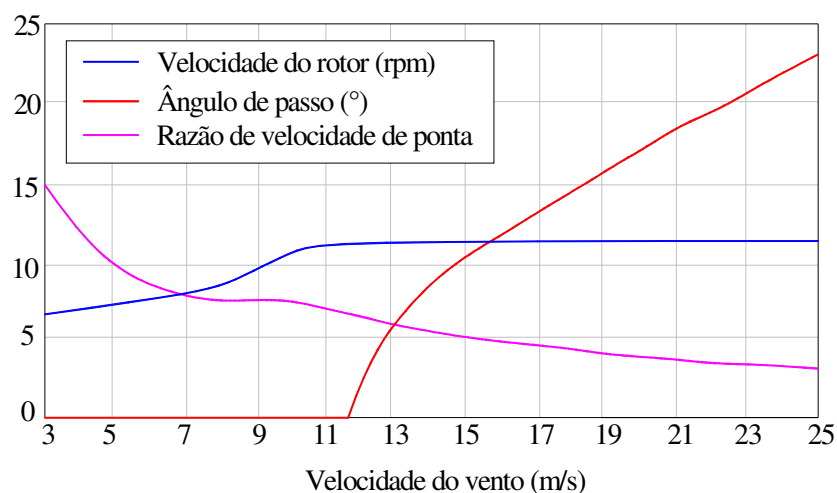


Figura 4-7 - Ângulo de passo, razão de velocidade de ponta e velocidade de rotação do rotor variando com a velocidade de vento (adaptado de JONKMAN, 2009)

4.6 Ângulo de Passo

Quando o vento atinge a velocidade nominal de operação, o rotor atinge a máxima potência a ser extraída do ar conforme apresentado na Figura 4-8). A partir dessa velocidade é desejável que o torque do rotor mantenha-se constante e, consequentemente, a potência da turbina também se manterá. Deve-se também atentar aos esforços nas pás para velocidades de vento mais altas. Para estabilizar o torque do rotor e reduzir o empuxo gerado pelo vento nas pás, as turbinas de maior porte contam com um dispositivo que gira a pá por inteiro em torno do seu eixo longitudinal (ver o item 2.3). O ângulo desse movimento é chamado de ângulo de passo (*pitch*).

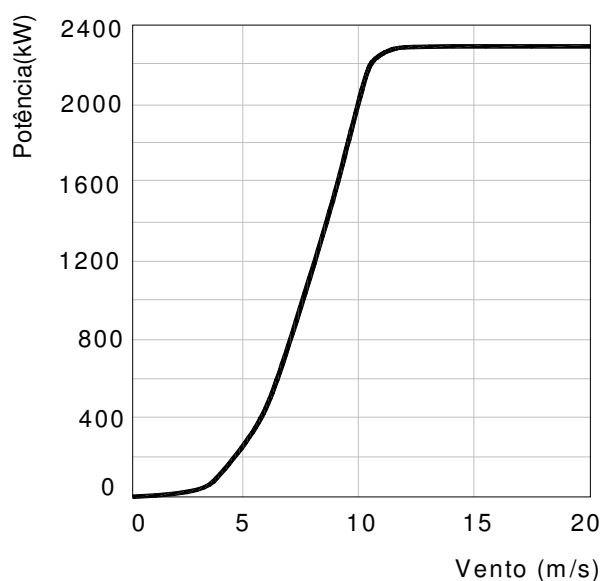


Figura 4-8 - Curva de potência *versus* velocidade de vento da turbina Siemens SWT-2.3-101.

O ângulo de passo (ϑ) varia de acordo com a velocidade do vento. Desde a velocidade de partida até a velocidade nominal, o ângulo de passo é zero e cresce até a velocidade de desligamento.

Para obter as forças aerodinâmicas nas pás para velocidades de vento acima da velocidade nominal, o ângulo de passo deve ser considerado no cálculo do ângulo de ataque:

$$\alpha = \phi - \theta - \vartheta \quad \text{Equação 4-10}$$

A consideração do ângulo de passo pode ser visto na Figura 4-2.

A Figura 4-9 mostra as forças de torque e empuxo gerados no rotor pela rotação das pás considerando o controle do ângulo de passo em função da velocidade de vento.

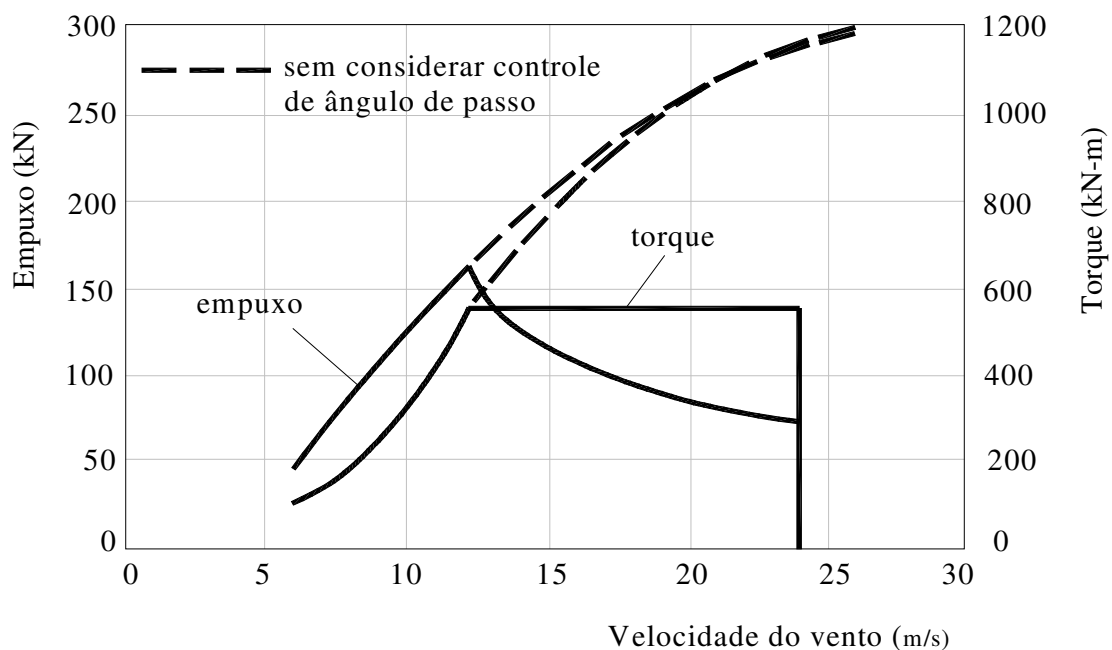


Figura 4-9 - Torque e empuxo no rotor devido às pás da turbina WKA-60 (adaptado de HAU, 2005)

4.7 Gradiente vertical de velocidade de vento (*wind shear*)

Mesmo considerando apenas a parcela média da velocidade de vento, o vento não atinge o disco do rotor de uma maneira uniforme devido à sua variação com a altura acima do

nível de água (item 3.2.2). Dependendo do diâmetro do rotor e da rugosidade da superfície, a diferença entre velocidades de vento acima e abaixo do eixo do rotor pode ser significativa. Essa diferença de velocidades pode causar efeitos dinâmicos na torre na frequência da rotação do rotor.

4.8 Turbulência do vento

A turbulência do vento ao longo das pás, conforme mostrado na Figura 4-10, excita a estrutura na frequência 1P de rotação do rotor.

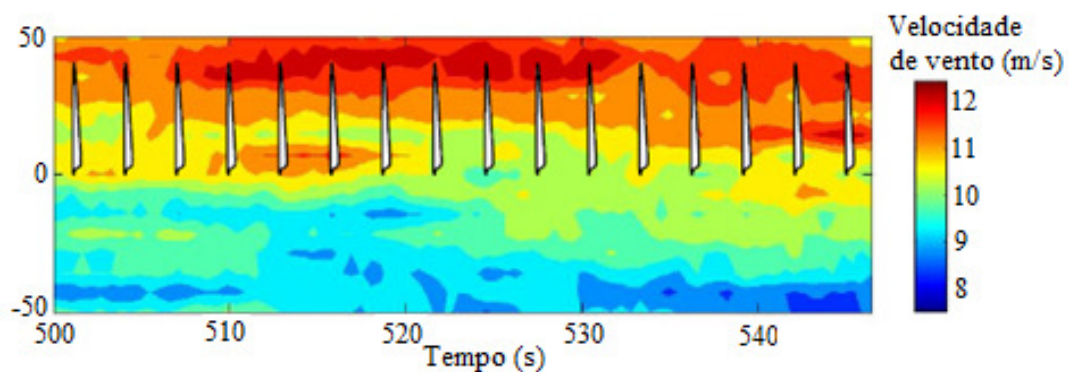


Figura 4-10 - Passagem de uma única pá passando por uma turbulência (adaptado de TEMPEL, 2006)

4.9 Efeito sombra

O efeito sombra é caracterizado pela passagem de cada uma das pás pela torre da estrutura gerando um distúrbio na passagem do vento pela torre com frequência de três vezes a frequência de rotação do rotor, ou seja 3P (turbinas com três pás).

5 Critérios de projeto e modelagem da estrutura de apoio

5.1 Carregamentos e situações de estados limites

O projeto de uma turbina eólica *offshore* é iniciado com a determinação do local de instalação, bem como suas características: velocidade de vento, características das ondas e correntes, lâmina d'água, composição do solo.

Conforme já mencionado antes, os principais carregamentos de uma turbina eólica são gerados por forças gravitacionais e forças ambientais como vento e ondas. Focalizando o projeto de estrutura de apoio, as forças aerodinâmicas e hidrodinâmicas são determinantes. Existem ainda os carregamentos acidentais como o impacto de embarcações de manutenção da plataforma. Esse acidente não pode ocasionar a excedência do limite de deformação plástica da estrutura (DNV-OS-J101).

O dimensionamento estrutural de uma turbina deve considerar três principais aspectos: os componentes devem ser dimensionados para carregamentos ambientais extremos que produzam estados limites últimos (ELU); a vida útil à fadiga deve ser verificada considerando carregamentos de operação (ELF - Estado Limite de Fadiga); vibrações e deformações devem ser mantidos sob controle (ELS - Estado Limite de Serviço).

A condição para produção de energia ocorre para velocidades de vento entre a velocidade de partida (*cut in*) e de desligamento (*cut out*). A Figura 5-1 mostra a variação do empuxo do rotor com a velocidade do vento. Em termos de carregamentos estáticos para a estrutura de apoio, vê-se que para as turbinas com controle de passo, as velocidades de vento nominal e extrema produzem as maiores forças devidas ao vento no rotor. Entretanto as parcelas dinâmicas das forças de vento e onda geram respostas amplificadas dependendo da proximidade entre as frequências naturais dos componentes estruturais e a frequência de excitação. Por isso, a frequência fundamental de vibração da estrutura de apoio deve ser cuidadosamente estudada e deve se situar em uma faixa, por vezes estreita, de frequências determinada pelo fabricante do aerogerador.

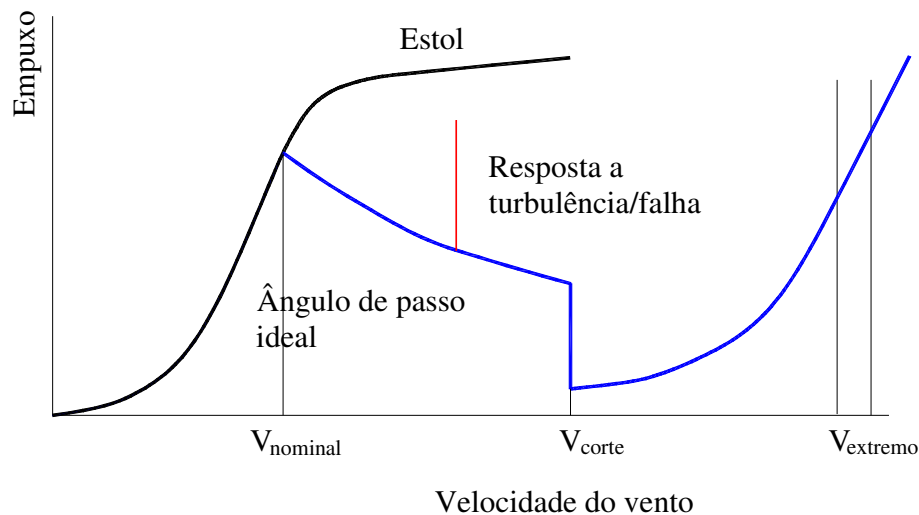


Figura 5-1 - Curvas de empuxo (adaptado de ZAAIJER, 2007-2008)

Em geral, a turbina enfrenta carregamentos extremos de vento quando o rotor está girando em baixa velocidade sem gerar energia. Para turbinas com controle de passo, admite-se que as pás estão em posição de arranque e que o rotor está alinhado com o vento, dessa forma, os esforços causados pelo vento são consideravelmente menores do que quando o rotor fica perpendicular à direção do vento (HAU, 2005).

Para turbinas de porte menor, isso não ocorre e o rotor enfrenta o vento extremo perpendicularmente. Nesse caso, considera-se as pás com coeficiente de arrasto entre 1,3 e 1,8 (HAU, 2005). Neste trabalho, utiliza-se a combinação número 4 da Tabela 5-1 para o projeto preliminar da estrutura de suporte de uma turbina eólica.

5.2 Combinações de carga

No contexto do método de projeto denominado na literatura internacional como LRFD (*Load and Resistance Factor Design*), a DNV-OS-J101 recomenda fatores de majoração dos carregamentos de acordo com a sua natureza e estado limite a ser verificado. Para o dimensionamento de torres e fundações no estado limite último, recomenda-se majorar carregamentos ambientais com o fator $\gamma = 1,35$ e os carregamentos permanentes com $\gamma = 1,00$.

As Tabelas 5-1, 5-2 e 5-3 foram adaptadas da norma DNV-OS-J101 e mostram os casos de cargas sugeridos para condições de estado limite último, estado limite de fadiga e casos acidentais.

Tabela 5-1 - Combinações de carregamentos para estado limite último com período de retorno de 50 anos (adaptado de DNV-OS-J101)

Situação	Caso de carga	Condição do vento	Outras condições	Condição simultânea de onda
Produção de energia	1	$v_{in} < U_{10cubo} < v_{out} + \text{desvio padrão característico da velocidade de vento } \sigma_{U,c} = 90\% \text{ de probabilidade da distribuição } \sigma_U$	Previsão de evento extremo	N/A
	2	$v_{nominal} - 2 \text{ m/s} < U_{10cubo} < v_{nominal} + 2 \text{ m/s} + \text{rajada extrema de vento com variação na direção}$		$H_{max,10anos}$
	3	$v_{in} < U_{10cubo} < v_{out} + \text{modelo turbulento extremo}$		$H_{s,10anos}$
	4	$v_{in} < U_{10cubo} < v_{out} + \text{máximo gradiente vertical da velocidade de vento}$		$H_{s,50anos}$
Falha durante produção de energia	5	$v_{in} < U_{10cubo} < v_{out} + \text{desvio padrão característico da velocidade de vento } \sigma_{U,c} = 90\% \text{ de probabilidade da distribuição } \sigma_U$	Falha no sistema de controle ou perda de conexão elétrica	$H_{s,10anos}$
Início de operação	6	$U_{10cubo} = v_{in}, v_{out} \text{ e } v_{nominal} \pm 2 \text{ m/s} + \text{rajada extrema em um ano}$		$H_{max,10anos}$
	7	$U_{10cubo} = v_{in}, v_{out} \text{ e } v_{nominal} \pm 2 \text{ m/s} + \text{mudança extrema de direção}$		$H_{max,10anos}$
Desligamento normal	8	$U_{10cubo} = v_{out} \text{ e } v_{nominal} \pm 2 \text{ m/s} + \text{rajada extrema em um ano}$		$H_{max,10anos}$
Desligamento de emergência	9	$U_{10cubo} = v_{out} \text{ e } v_{nominal} \pm 2 \text{ m/s} + \text{perfil normal de vento para encontrar o gradiente vertical de velocidade de vento médio na área varrida pelo rotor}$		$H_{max,10anos}$
Inativa	10a	$U_{10cubo} = U_{10,50anos} + \text{desvio padrão característico da velocidade do vento } \sigma_{U,c}, \text{ mínimo de } 0,11 U_{10,cubo}$		$H_{s,10anos} \text{ (1)}$
	10b (2)	$U_{10cubo} = U_{10,50anos} + \text{desvio padrão característico da velocidade do vento } \sigma_{U,c}, \text{ mínimo de } 0,11 U_{10,cubo}$		$H_{s,50anos}$
	11	$U_{10cubo} = U_{10,50anos} + \text{desvio padrão característico da velocidade do vento } \sigma_{U,c}, \text{ mínimo de } 0,11 U_{10,cubo}$	Extremo erro de yaw	$H_{s,10anos}$

(1) Quando as condições climáticas de vento e onda são correlacionados a ponto de seus extremos ocorrerem simultaneamente, $U_{10,50anos}$ deve ser combinado com $H_{s,50anos}$ ao invés de $H_{s,10anos}$.

(2) Caso de carga 10b só é aplicável quando simulações simultâneas de vento e ondas devem ser cumpridas.

Tabela 5-2 - Combinações de carregamentos para estado limite de fadiga (adaptado de DNV-OS-J101)

Situação	Caso de carga	Condição do vento	Outras condições	Condição simultânea de onda
Produção de energia	12	$v_{in} < U_{10cubo} < v_{out} + \text{desvio padrão característico da velocidade de vento } \sigma_{U,c} = 90\% \text{ de probabilidade da distribuição of } \sigma_U$		H_s em função de U_{10cubo}
Falha durante produção de energia	13	$v_{in} < U_{10cubo} < v_{out} + \text{desvio padrão característico da velocidade de vento } \sigma_{U,c} = 90\% \text{ de probabilidade da distribuição of } \sigma_U$	Falha no sistema de controle ou proteção	H_s em função de U_{10cubo}
Início de operação	14	$U_{10cubo} = v_{out} \text{ e } v_{nominal} \pm 2 \text{ m/s} + \text{perfil normal de vento para encontrar o gradiente vertical de velocidade de vento médio na área varrida pelo rotor}$		H_s em função de U_{10cubo}
Desligamento normal	15	$U_{10cubo} = v_{out} \text{ e } v_{nominal} \pm 2 \text{ m/s} + \text{perfil normal de vento para encontrar o gradiente vertical de velocidade de vento médio na área varrida pelo rotor}$		H_s em função de U_{10cubo}
Inativa	16	$U_{10cubo} < 0,7 U_{10,50anos}$		H_s em função de U_{10cubo}

Tabela 5-3 - Combinações de carregamentos para casos acidentais (adaptado de DNV-OS-J101)

Situação	Caso de carga	Condição do vento	Outras condições	Condição simultânea de onda
Falha durante produção de energia	17	$v_{in} < U_{10cubo} < v_{out} + \text{modelo turbulento}$	Falha no sistema de proteção ou falha elétrica interna	$E[H_s U_{10cubo}]$
	18	$U_{10cubo} = v_{out} \text{ e } v_{nominal} \pm 2 \text{ m/s} + \text{rajada extrema}$	Falha elétrica interna ou externa incluindo perda de conexão elétrica	$E[H_s U_{10cubo}]$
Inativa	19a	$U_{10cubo} = U_{10,50anos}$	Perda de conexão elétrica	$H_{s,10anos} \text{ (1)}$
	19b (2)	$U_{10cubo} = U_{10,10anos}$	Perda de conexão elétrica	$H_{s,50anos}$
Inativa com condições de falha	20	$U_{10cubo} = U_{10,1ano}$		$H_{s,1ano}$
Transporte, montagem, manutenção e reparo	21	$U_{10cubo} = U_{10,1ano}$		$H_{s,1ano}$

(1) Quando as condições climáticas de vento e onda são correlacionados a ponto de seus extremos ocorrerem simultaneamente, $U_{10,50anos}$ deve ser combinado com $H_{s,50anos}$ ao invés de $H_{s,10anos}$.

(2) Caso de carga 10b só é aplicável quando simulações simultâneas de vento e ondas devem ser cumpridas.

Legenda das tabelas:

- v_{in} - Velocidade do vento de partida (*cut-in*)
- v_{out} - Velocidade do vento de desligamento (*cut-out*)
- $U_{10,cubo}$ - Velocidade média do vento em 10 minutos na altura do cubo do rotor
- $v_{nominal}$ - Velocidade nominal do vento
- H_{max} - Máxima altura de onda
- H_s - Altura significativa de onda

5.3 Verificação estrutural dos componentes de aço

A DNV-OS-J101 indica que a verificação de segurança de turbinas eólicas *offshore* tipo monocoluna deve ser feito de acordo com a norma API RP 2A - LRFD. As expressões para cálculo dos esforços resistentes e verificação de esforços combinados de acordo com a norma são apresentadas no Anexo A.

5.4 Considerações dinâmicas

5.4.1 Frequência fundamental da estrutura

A torre e o aerogerador formam um sistema mecânico estrutural cujo comportamento sob ação do vento e ondas do mar é bastante complexo e pode ser caracterizado por vibrações das pás e da torre nos graus de liberdade mostrados na Figura 5-2. As pás têm vibração de flexão transversal (*flap* e *lag*) e torção assim como a torre tem modos de flexão na direção do vento, na direção lateral e torção. Existe a possibilidade de ressonância devida a aproximação entre frequências naturais de vibração de cada uma das partes do sistema acoplado. O sistema torre-rotor está sempre sujeito a autoexcitação.

A análise dinâmica da torre visa, primeiramente, verificar se as primeiras frequências naturais da estrutura distam adequadamente das frequências de rotação do rotor e das pás, bem como das frequências dos carregamentos ambientais.

A frequência conhecida como 1P (observe Figura 4-10) corresponde à frequência de rotação do rotor. Além disso, a passagem de uma das pás quando passa pela torre, gera uma excitação devida ao efeito de sombra, numa frequência dada pelo número de pás multiplicada pela frequência de rotação do rotor. Para uma turbina eólica com três pás, a excitação devida à passagem das pás pela torre correspondente a 3P.

As frequências naturais da estrutura não podem ser coincidentes com as frequências citadas. O estado da arte especifica ainda que a frequência natural deve distar de, no mínimo, $\pm 10\%$ das frequências 1P e 3P para rotores com velocidade variável. Aerodinamicamente, essas forças de excitação são as mais críticas pois não podem ser evitadas.

A primeira frequência natural de flexão da torre não deve coincidir com as frequências das forças de excitação.

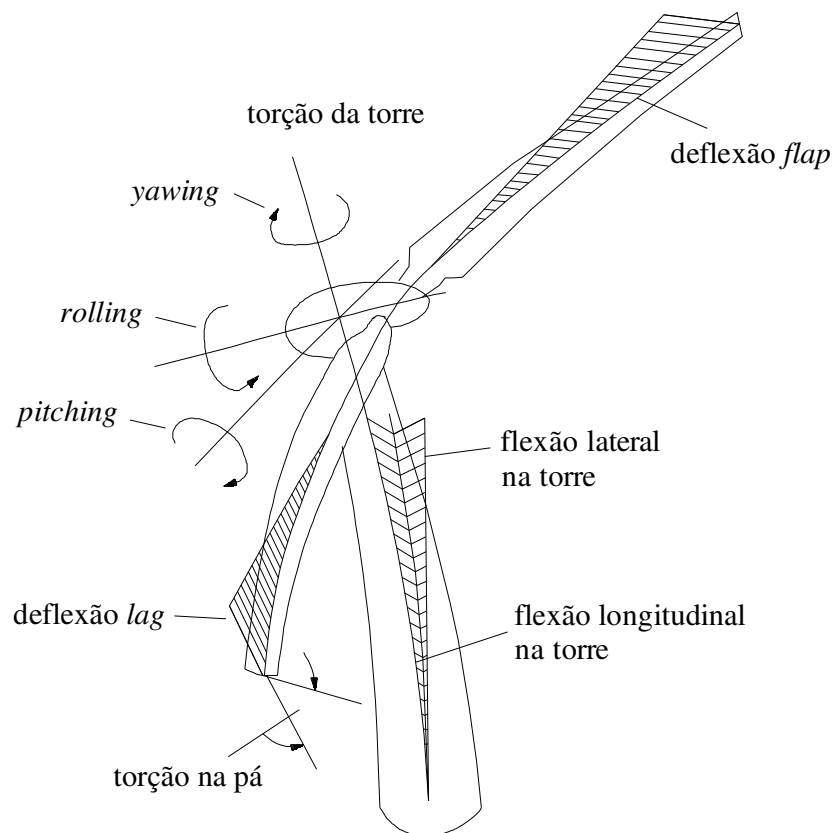


Figura 5-2 - Forças de graus de liberdade de uma turbina eólica (adaptado de HAU, 2006)

5.4.2 Aerogerador com velocidade constante

Em aerogeradores com velocidade de rotação constante, o rotor opera com velocidade aproximadamente constante porque o sistema elétrico, mais forte, mantém a frequência do gerador e, consequentemente, a velocidade do rotor. O torque da turbina varia de acordo com a velocidade do vento.

A razão da velocidade de ponta não é constante durante a operação, ou seja, a eficiência aerodinâmica é máxima com a velocidade nominal do rotor (LOPEZ, 2012).

A Figura 5-3 ilustra a classificação das turbinas em relação ao comportamento dinâmico do sistema considerado com um grau de liberdade (modo fundamental) junto às forças aerodinâmicas no rotor. No eixo horizontal tem-se a frequência natural da estrutura f_0 destacando-se as frequências 1P e 3P com valores constantes enquanto no eixo vertical apresenta-se o fator de amplificação dinâmica (FAD). As respostas ilustradas descrevem

três tipos de comportamentos definidos de acordo com a razão entre as frequência de excitação e f_0 ($1P/f_0$ e $3P/f_0$) sendo flexível para razões maiores do que 1,0 e rígidos quando menores do que 1,0.

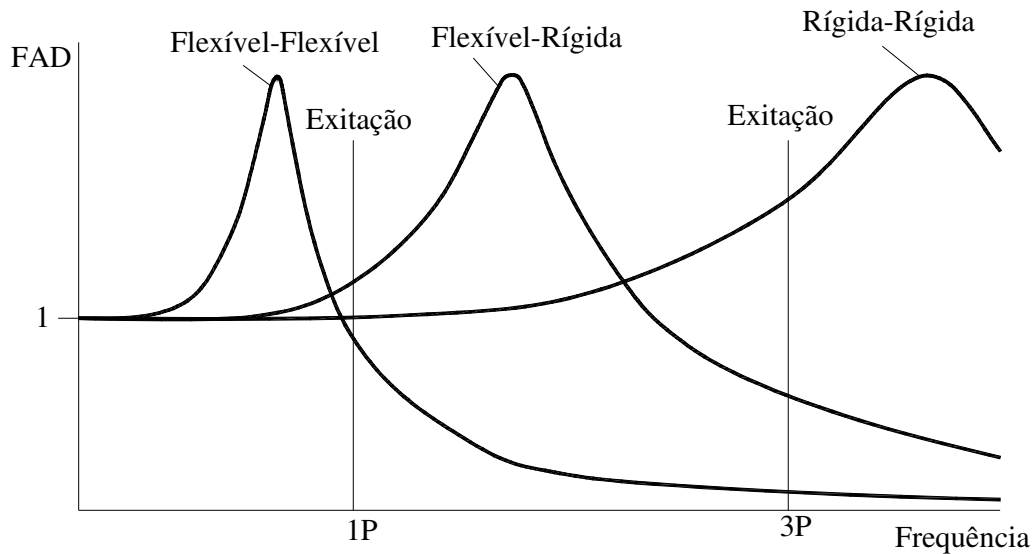


Figura 5-3 - Classificação da torre de turbinas eólicas (adaptado de ZAAIJER, 2007-2008)

Além disso, as frequências dos modos fundamentais das pás (*flap*, *lag* e torção) também devem estar afastados das frequências 1P e 3P como mostra o diagrama de Campbell ilustrado na Figura 5-4.

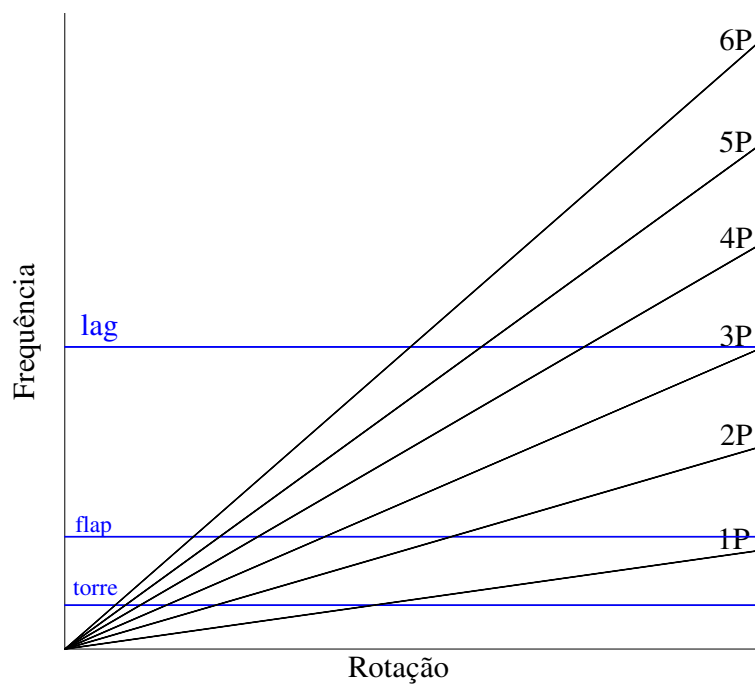


Figura 5-4 - Exemplo de diagrama de Campbell

5.4.3 Aerogerador com velocidade variável

As turbinas de velocidade variável são mais atrativas do que as turbinas de velocidade constante por oferecerem maior captura de energia e menores excitações dinâmicas (TEMPEL, 2006).

Este tipo de aerogerador normalmente é combinado com o sistema de controle de passo, possibilitando uma ampla faixa de adaptação a diferentes condições de operação. Para manter a máxima eficiência aerodinâmica, o rotor deve mudar sua velocidade rotacional de acordo com a velocidade do vento (LOPEZ, 2012).

Dependendo da frequência natural da estrutura com relação às faixas de frequências de rotação (1P) do rotor e de passagem das pás pela torre (3P), a torre pode ser classificada como: flexível-flexível, flexível-rígida ou rígida-rígida (Figura 5-5).

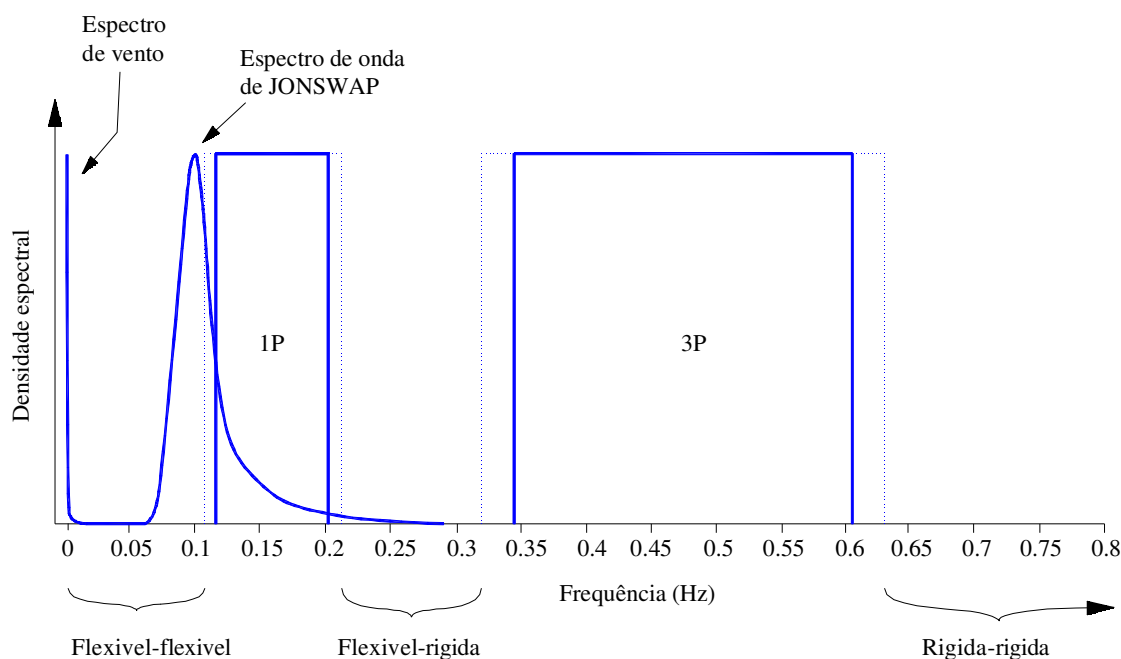


Figura 5-5 - Classificação da estrutura de acordo com a sua frequência natural e a frequência de rotação do rotor

5.5 Modelagem da estrutura

A modelagem numérica típica da estrutura consiste em elementos de pórticos tridimensionais. A estrutura submetida a ações marinhas deve levar em conta a massa d'água adicionada, o que no presente trabalho foi feita através da modificação da massa

específica do aço afim de contemplar também a massa referente ao volume de água deslocado. No topo da torre uma massa concentrada é aplicada para considerar a massa do conjunto rotor-nacele. Indica-se ainda a modelagem dessa massa com excentricidade de forma a considerar a posição do centro de massa do conjunto.

ZAAIJER (2006) estudou a simplificação da modelagem dinâmica da fundação encontrando uma diferença de aproximadamente 4% para a primeira frequência natural considerando diferentes técnicas de modelagem, considerando um solo típico norueguês consistindo de 12 m de areia medianamente densa no topo, logo abaixo, uma camada de um m de argila mole e o restante do solo é de areia densa.

As duas abordagens mais utilizadas para simulação da interação solo-estrutura estão ilustradas na Figura 5-6 e são descritas a seguir de forma resumida.

Comprimento de engastamento efetivo (DAVIDSON E ROBINSON, 1965): o efeito do solo é considerado através de um comprimento efetivo de estaca modelado abaixo do leito marinho. ZAAIJER (2007-2008) diz que para turbinas eólicas offshore do tipo monocoluna o comprimento ideal a ser considerado abaixo do leito marinho está entre 3,3 e 3,7 vezes o diâmetro da estaca.

Molas distribuídas: A estrutura é modelada em elementos finitos considerando a interação não linear entre solo e estrutura, simulada como molas com coeficientes de rigidez não linear.

No presente trabalho utilizou-se o comprimento efetivo de engastamento para consideração da estaca no estudo dinâmico da estrutura.

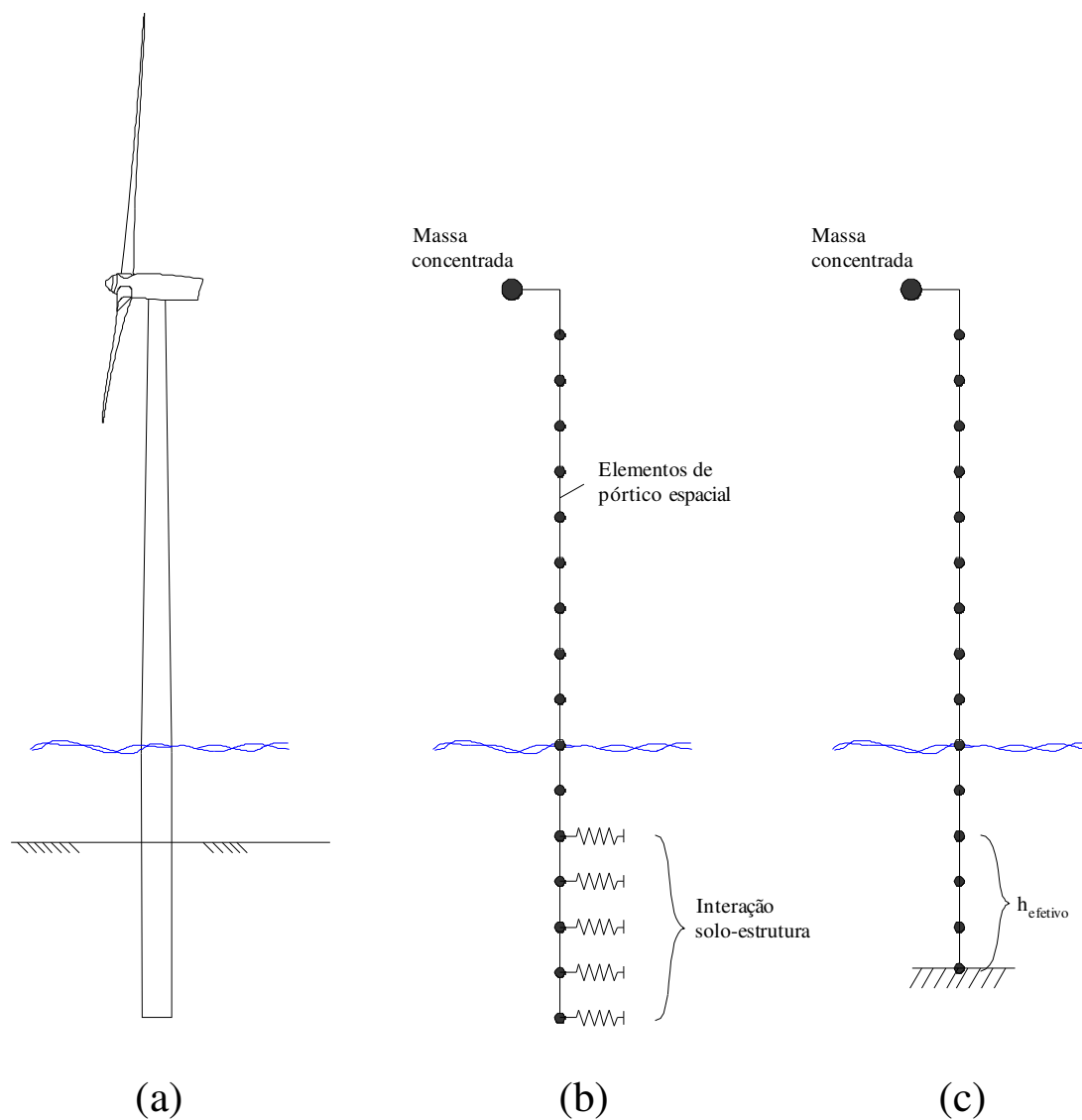


Figura 5-6- Modelos de fundação para estruturas com estaca. (a) Turbina. (b) Modelo numérico com elementos de mola não-linear. (c) Modelo numérico considerando comprimento efetivo de engastamento.

6 Exemplo de aplicação

6.1 Descrição do rotor utilizado

A estrutura de suporte do exemplo de aplicação foi idealizado para as características do rotor SWT-2.3-101 da Siemens. De acordo com as especificações técnicas do rotor, a altura do rotor acima do nível d'água parada é de 80 m. A Tabela 6-1 resume as especificações técnicas do rotor.

O rotor tem potência nominal de 2,3 MW, seu gráfico de potência é mostrado na Figura 4-8. O rotor tem diâmetro de 101 m, sendo que, cada pá tem comprimento de 49 m. Esse rotor tem a velocidade de rotação entre 6 a 16 rpm variando de acordo com a velocidade do vento. A velocidade partida (*cut-in*) de vento é de 3-4 m/s e de desligamento (*cut-out*) de 25 m/s. Sua velocidade nominal está numa faixa entre 12 e 13 m/s. Esse rotor possui sistema de regulação do ângulo de passo.

Tabela 6-1- Especificações técnicas do rotor

Posição	<i>Upwind</i>	
Diâmetro	101	m
Área varrida pelo rotor	8000	m ²
Velocidade de rotação	6-16	rpm
Número de pás	3	unid.
Comprimento de cada pá	49	m
Corda na raiz da pá	3,4	m
Potência nominal	2,3	MW
Peso da rotor	608	kN
Peso da nacele	804	kN
Altura do rotor acima d'água parada	80	m
Características de operação		
Velocidade do vento de <i>cut-in</i>	3-4	m/s
Velocidade nominal	12-13	m/s
Velocidade do vento de <i>cut-out</i>	25	m/s

6.2 Geometria das pás

A captação da energia eólica pelo rotor é governada pela eficiência de captação da energia cinética do vento pelas pás. Por isso, as empresas fabricantes que detêm o conhecimento sobre pás as consideram sigilosas e não compartilham informação. Sendo

assim, toda e qualquer dado relativo às pás dos rotores é extremamente difícil de ser encontrado. Nesse contexto, com a finalidade de incentivar estudos conceituais na área, a NREL desenvolveu o projeto de um rotor e o disponibilizou na *internet* (JONKMAN, 2009). O Anexo B descreve o rotor.

As características das pás desta dissertação foram obtidas por proporcionalidade em relação as pás desenvolvidas pela NREL (JONKMAN, 2009) (Anexo B). Dessa forma, cada pá tem 14130 kg e o centro de massa localizado a 16,31 m da raiz. A discretização, o ângulo de torção e a corda de cada trecho das pás estão apresentadas na Tabela 6-2.

Tabela 6-2 - Propriedades da pá utilizada no projeto

Raio (m)	Ângulo de torção (°)	Corda (m)	Aerofólio
2,279	13,308	3,400	Cylinder1
4,452	13,308	3,699	Cylinder1
6,625	13,308	4,000	Cylinder2
9,342	13,308	4,374	DU40
12,601	11,480	4,465	DU35
15,861	10,162	4,279	DU35
19,120	9,011	4,079	DU30
22,380	7,795	3,846	DU25
25,640	6,544	3,598	DU25
28,899	5,361	3,362	DU21
32,159	4,188	3,125	DU21
35,419	3,125	2,889	NACA64
38,678	2,319	2,653	NACA64
41,938	1,526	2,417	NACA64
44,654	0,863	2,220	NACA64
46,827	0,370	2,002	NACA64
49,000	0,106	1,362	NACA64

A rotação do rotor foi considerada crescente até a velocidade nominal do vento e constante para velocidades superiores à nominal, conforme mostra a Tabela 6-3.

O ângulo de passo foi ajustado manualmente de forma a obter os valores de torque suficientemente próximos quando a velocidade nominal da turbina fosse ultrapassada como ilustrado na Figura 4-7. Os valores atingidos são apresentados na Tabela 6-4. O torque do rotor foi calculado conforme apresentado na Equação 4.6.

Os coeficientes de sustentação e arrasto foram extraídos dos gráficos desenvolvidos por JONKMAN (2009) e são apresentados entre as Figuras B-1 e B-6.

Tabela 6-3 - Propriedades operacionais da turbina utilizada

Velocidade do vento (m/s)	Rotação (rpm)	Razão da Velocidade de Ponta
4	6,0	7,7
5	6,8	7,0
6	7,3	6,2
7	7,5	5,5
8	9,1	5,8
9	10,2	5,8
10	12,3	6,3
11	15,2	7,1
12	16,0	6,8
13	16,0	6,3
14	16,0	5,9
15	16,0	5,5
16	16,0	5,1
17	16,0	4,8
18	16,0	4,6
19	16,0	4,3
20	16,0	4,1
21	16,0	3,9
22	16,0	3,7
23	16,0	3,6
24	16,0	3,4
25	16,0	3,3

Tabela 6-4 - Ângulo de passo do rotor

Velocidade do vento (m/s)	Rotação (rpm)	Ângulo de passo (°)
12 - nominal	16,0	0
13	16,0	1,87
14	16,0	3,49
15	16,0	4,93
16	16,0	6,3
17	16,0	7,57
18	16,0	8,75
19	16,0	9,86
20	16,0	10,95
21	16,0	12
22	16,0	13
23	16,0	13,98
24	16,0	14,93
25	16,0	15,85

6.3 Descrição da estrutura idealizada

A Figura 6-1 ilustra o esquema da turbina eólica *offshore* tipo monocoluna idealizado neste trabalho para uma lâmina d'água de 20 m.

Para a determinação das esforços ambientais, é necessário saber de antemão as dimensões da estrutura. Então, com base no estado da arte, admitiu-se inicialmente para a torre uma estrutura de aço cônica com diâmetro D_1 igual a 3 m e diâmetro inferior D_2 igual a 5 m. O trecho de transição tem diâmetro de 5 m (D_2) e a estaca tem diâmetro de 4,6 m (D_3). Ver Figura 6-1.

O solo considerado foi tal que para a estaca com diâmetro de 4,6 m o comprimento de engastamento do modelo foi de 15,18 m.

O módulo de elasticidade do aço foi considerado como 210 GPa e a tensão de escoamento igual a 325 MPa.

Com a geometria definida na Figura 6-1, os valores iniciais para D_1 , D_2 e D_3 (3 m, 5 m e 4,6 m) e a geometria das pás, procede-se a determinação das espessuras de paredes dos tubos da estrutura de suporte de modo a garantir a segurança para os esforços solicitantes devidos às ações ambientais. Considerou-se para essa etapa, dentre as diversas situações exigidas pela norma DNV-OS-J101 (ver Tabela 5-1) a combinação de carregamentos número 4, correspondente à situação de operação da turbina.

6.4 Pré-dimensionamento

Considerou-se o vento estático atuando sobre pás e torre com velocidade média de 12 m/s na altura do cubo das pás. As ondas foram consideradas determinísticas e a máxima amplitude das forças foi considerada. A partir da norma API-RP-2A-LRFD determinou-se a espessura necessária para que a estrutura cumprisse com os esforços solicitantes.

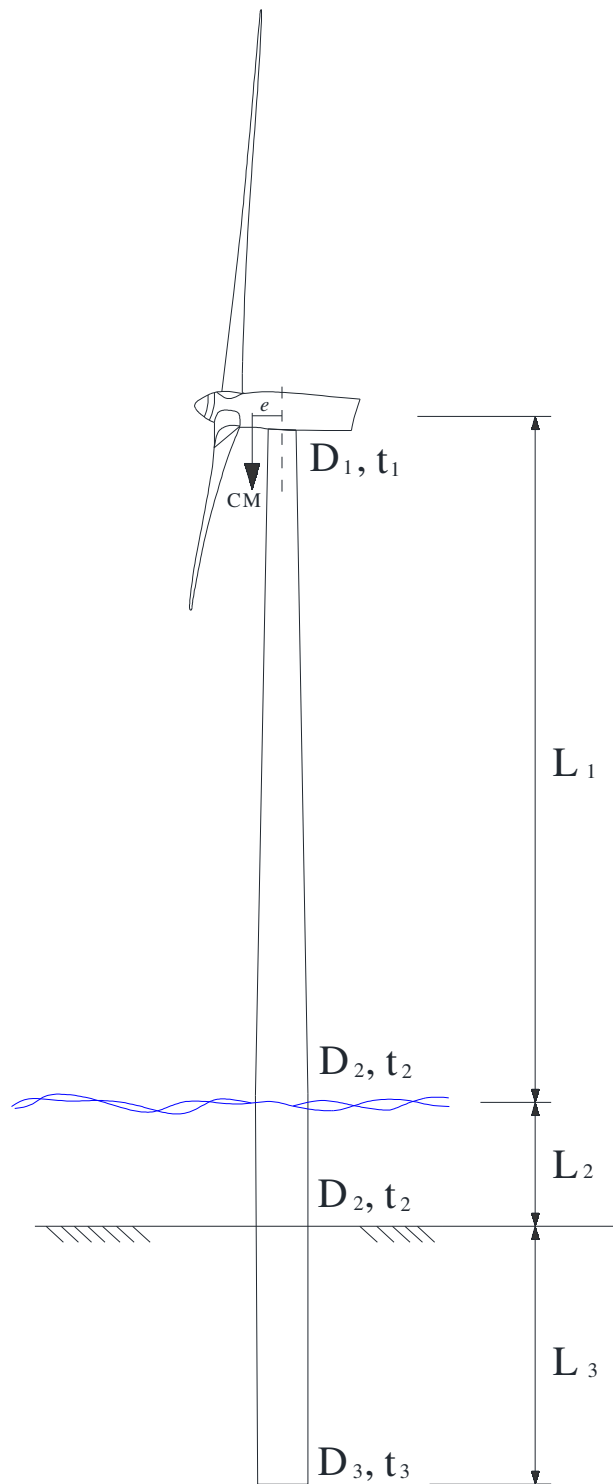


Figura 6-1 - Geometria da torre

6.4.1 Forças aerodinâmicas no rotor

Considerando a lei potencial do vento para o perfil vertical de velocidade atuando nas pás, as forças no rotor foram calculadas através da Teoria do Elemento de Pá (Equações 4.6, 4.7 e 4.8) através de um programa desenvolvido em ambiente MathCAD feita

considerando três posições das pás. O empuxo, o momento de empuxo e o torque são apresentados entre as Figuras 6-2, 6-3 e 6-4 respectivamente. O coeficiente de rugosidade do terreno p foi considerado igual a 0,23. Como na altura do rotor, a variação da velocidade de vento é pequena ao longo da altura do rotor, as forças obtidas para os três casos apresentam praticamente os mesmos valores.

Naturalmente, o gráfico de momento de empuxo segue a tendência do seu respectivo gráfico de empuxo.

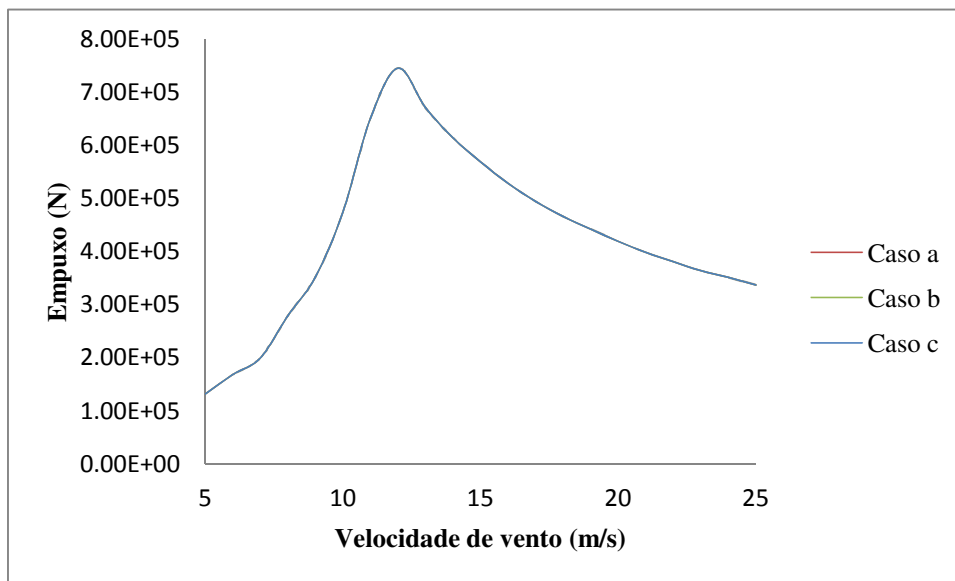


Figura 6-2 - Empuxo no rotor *versus* velocidade do vento

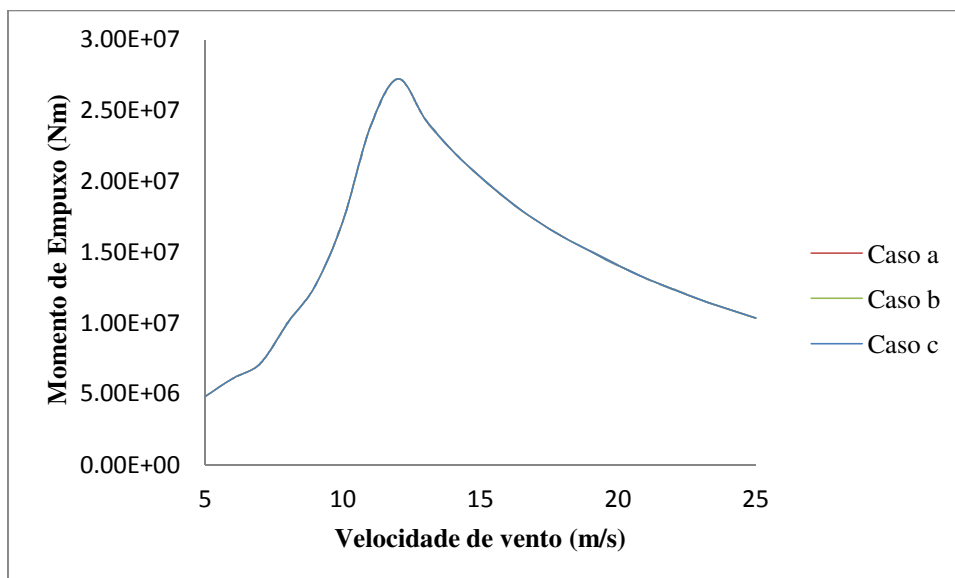


Figura 6-3 - Momento de empuxo no rotor *versus* velocidade do vento

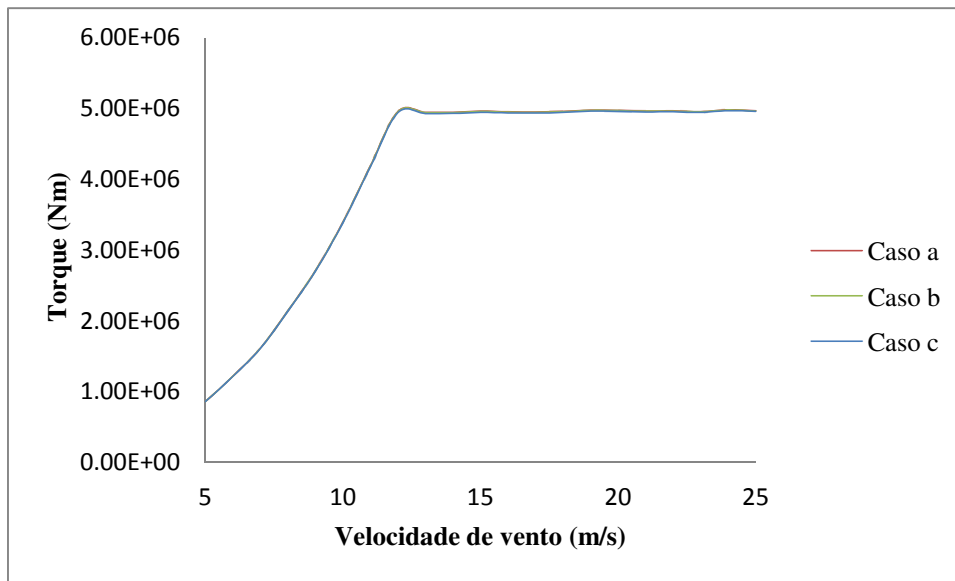


Figura 6-4 - Torque no rotor *versus* velocidade do vento

A observação das figuras acima mostra que as forças aerodinâmicas para as três posições de pás são muito próximas e que, portanto, não variam ao longo do tempo considerando a ação do vento com velocidade média apenas.

6.4.2 Forças devidas ao vento na torre

Conforme citado anteriormente, para uma primeira análise, a força de vento na torre foi considerada estática. O coeficiente de rugosidade considerado foi de 0,23 e o coeficiente de arrasto foi considerado de acordo com a norma brasileira de vento NBR 6123 como 0,6. Considerando a lei potencial, a força calculada no nível d'água parada (que tem a mesma intensidade no leito marinho) foi de 11 kN, o momento fletor no nível de água parada é de 493 kNm e no leito marinho é de 714 kNm.

6.4.3 Forças de onda na fundação

Para o cálculo das ações da onda, primeiramente calculou-se em qual região de aplicabilidade o mar considerado no presente trabalho está conforme Figura 3-7. Considerando $d = 20 \text{ m}$, $H_s = 4,4 \text{ m}$ e $T_p = 7,5 \text{ s}$, a teoria de onda a ser aplicada é a teoria de Stokes de 5ª ordem. Porém, de acordo com CARVALHO, BATISTA & ROITMAN (1991), a teoria de 5ª ordem de Stokes e a teoria linear de Airy têm boa aproximação, então por simplicidade, optou-se por fazer uso da teoria linear de Airy. Considerou-se força determinística agindo num corpo rígido segundo a teoria linear de Airy para $H_s = 4,4 \text{ m}$ e $T_p = 7,5 \text{ s}$. Para o cálculo das forças no nível do leito marinho,

considerou-se a equação de Morison (item 3.4.4). 100 mm foram somados ao diâmetro externo da estrutura submersa afim de considerar a incrustação marinha. O coeficiente de arrasto e o coeficiente de inércia foram calculados segundo a API-RP-2A-WSD, e foram obtidos os valores de $C_a = 1,9$ e $C_m = 1,5$. A Figura 6-5 mostra a variação da força devido à onda determinística na base e a Figura 6-6 mostra a momento fletor variando no tempo. Os esforços utilizados para a determinação da espessura do cilindro foram obtidos pela máxima amplitude apresentada na variação temporal, sendo que a máxima amplitude da força é de 1579 kN e do momento fletor é de 20380 kNm.

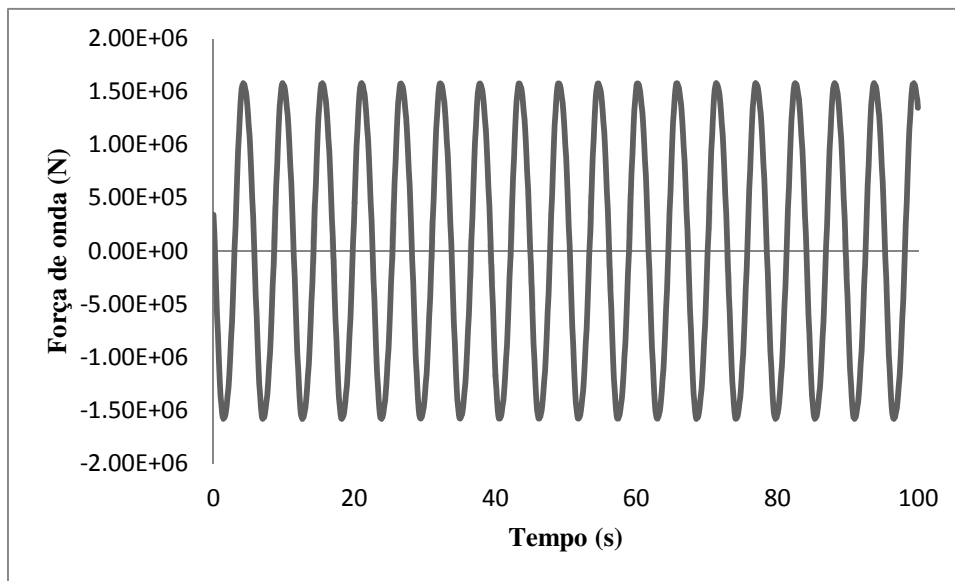


Figura 6-5 - Força de onda determinística no leito marinho

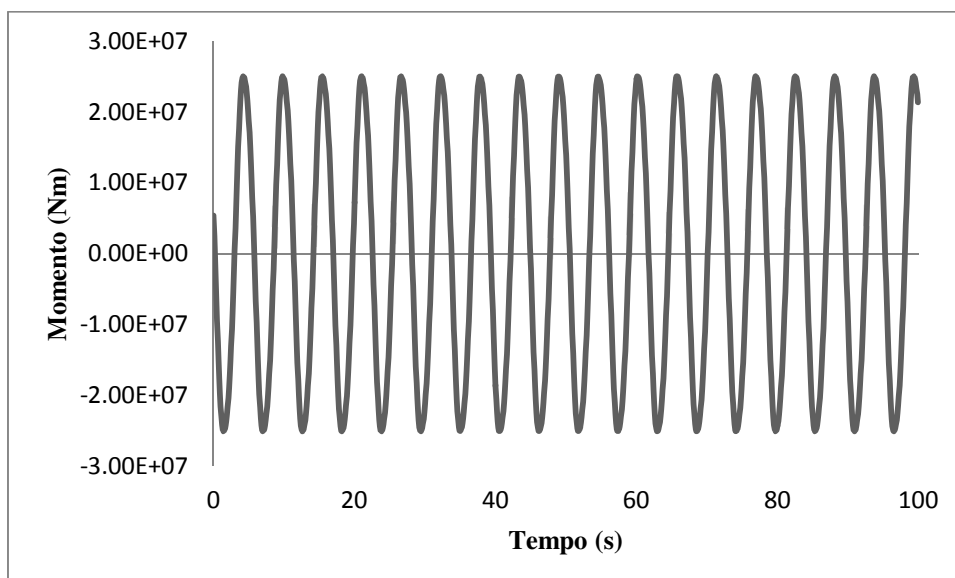


Figura 6-6 - Momento fletor devido à ação de onda no leito marinho

6.4.4 Ação da corrente marítima

A consideração da corrente estática foi feita através do perfil linear considerando a velocidade variando entre 0 (no nível do leito marinho) e 0,7 m/s (no nível d'água parada). O carregamento foi gerado para uma seção circular com diâmetro de 5,1 m e altura de 0,5 m. A ação da corrente gera um esforço cortante na base no valor de 7024 N.

6.4.5 Esforços solicitantes ao longo da altura da torre

A Tabela 6-5 resume os esforços obtidos para a determinação da espessura das paredes.

Tabela 6-5- Esforços na estrutura para análise bidimensional preliminar

		z	
		Leito marinho	Nível d'água parada
		0 m	20 m
Esforço cortante (kN)	Vento nas pás	746	746
	Vento na torre	25	11
	Onda	1579	-
	Corrente	7	-
Momento fletor (kNm)	Vento nas pás	101860	86940
	Vento na torre	1121	368
	Onda	20380	-
	Corrente	202	-

6.5 Verificação de segurança

As espessuras foram obtidas através das verificações apresentadas no Anexo A. De acordo com o critério de dimensionamento LRFD, as forças atuantes foram majoradas e a tensão de escoamento do aço no valor de 325 MPa foi minorada. Dessa forma, obteve-se que, de acordo com a Figura 6-1, as espessuras t_1 , t_2 e t_3 são, respectivamente, 32 mm, 50 mm e 50 mm.

6.5.1 Modelo estrutural

Um modelo estrutural para a análise dinâmica da estrutura foi realizado no programa computacional SAP2000, onde as dimensões da turbina conforme Figura 6-1 foram consideradas com os valores apresentados na Tabela 6-6.

Tabela 6-6 - Dimensões preliminares da estrutura

L_1	80 m
L_2	20 m
L_3	15,18 m
D_1	3 m
D_2	5 m
D_3	4,6 m
t_1	32 mm
t_2	50 mm
t_3	50 mm
e	0,75 m

Os elementos de pórtico têm meio metro de comprimento. A espessura da parede da torre entre t_1 e t_2 foi considerada variando linearmente com a altura. As forças ambientais foram aplicadas nos nós do modelo. A Figura 6-7 ilustra o modelo numérico feito no programa SAP2000, onde é possível observar a discretização feita.

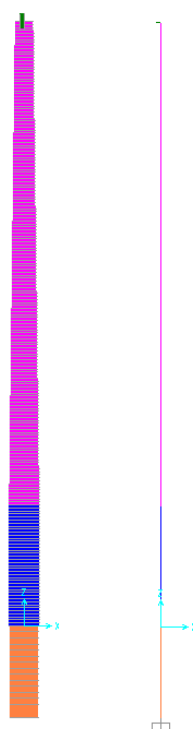


Figura 6-7 - Modelo numérico realizado no programa SAP2000

6.5.2 Faixa de frequência desejada para o modo fundamental

Conforme apresentado no item 5.4.3, a estrutura de suporte do aerogerador pode ser classificada de acordo com relação entre a sua frequência fundamental e as frequências

de rotação do rotor e de passagem das pás. Para a turbina considerado no presente trabalho, o gráfico de frequência e de passagem das pás está apresentado na Figura 6-8.

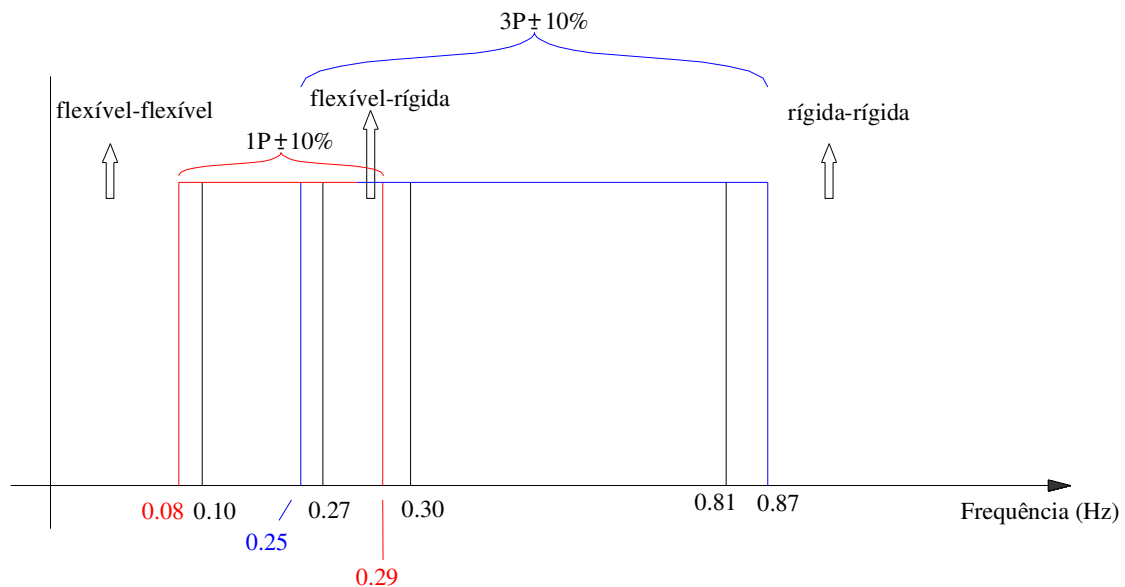


Figura 6-8- Frequência de rotação do rotor e de passagem das pás

Através da Figura 6-8, pode se observar que a frequência de rotação do rotor (1P) mais os 10% a ser considerado sobrepõe a frequência de passagem da pás (3P) reduzidas dos 10% dificultando o dimensionamento de uma estrutura não tão flexível nem tão rígida, que seria o caso das estruturas de suporte conhecidas como flexível-rígida.

Porém para que a estrutura não fosse flexível e evitar a proximidade entre a frequência natural da estrutura e as frequências de excitação das ações ambientais e fugir do dimensionamento de uma estrutura mais rígida com maior custo de construção e instalação, optou-se por uma estrutura com a primeira frequência natural entre de 0,32 e 0,36 Hz.

A estrutura não pode ter frequência natural próxima à 1P, então a escolha da frequência natural da estrutura próxima a 0,33 Hz deu-se pois nessa frequência as forças excitadoras não têm amplitudes tão altas uma vez que a velocidade do vento ainda está baixa, próxima da velocidade de partida (*cut-in*).

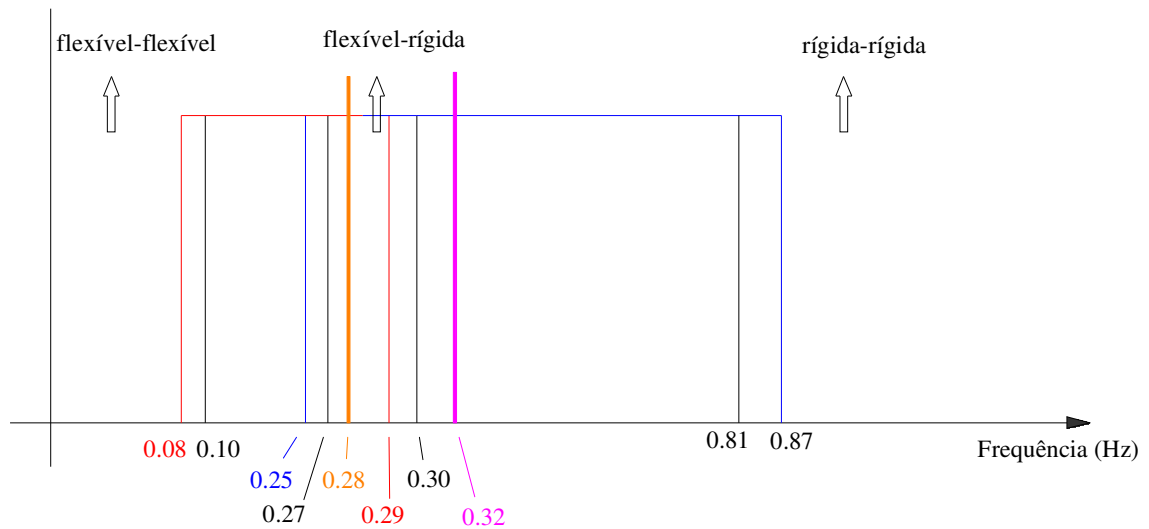


Figura 6-9- Frequência natural da estrutura preliminarmente dimensionada

6.5.3 Redimensionamento e características dinâmicas

Para a estrutura com dimensões descritas no item 6.5.1, a primeira frequência natural a flexão foi de 0,28 Hz. Essa frequência faria com que a estrutura entrasse em ressonância com a frequência de rotação do rotor quando o rotor estivesse girando a 14,2 rpm, ou seja, o vento estaria com uma velocidade aproximada de 10,5 m/s, a qual gera grandes solicitações devido ao empuxo e momento de empuxo na estrutura. A Figura 6-10 mostra o valor do empuxo atuando no rotor para a situação descrita acima.

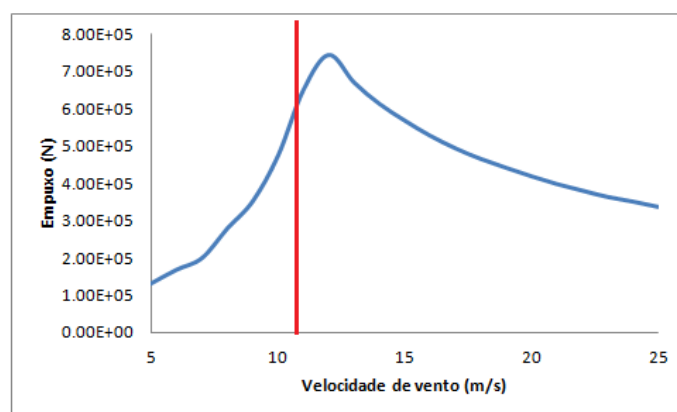


Figura 6-10 - Adaptação da Figura 6-2 mostrando a intensidade da força de empuxo para o qual a estrutura estaria em ressonância com a frequência de giro do rotor caso tivesse numa frequência fundamental de 0,28 Hz.

As dimensões da estrutura, como diâmetro e espessura do cilindro, diâmetros e espessuras inferior e superior do cone bem como dimensões da estaca foram variados diversas vezes até que a frequência natural da estrutura convergisse para o valor desejável conforme mostrada na Figura 6-9. Os valores encontrados são apresentados na Tabela 6-7. A espessura do aço diminui linearmente com o crescimento da altura da torre.

Tabela 6-7 - Propriedades da estrutura

Propriedade	Valores
Módulo de elasticidade do aço	210 GPa
Tensão de escoamento do aço	325 MPa
L ₁	80 m
L ₂	20 m
L ₃	15,18 m
D ₁	3 m
D ₂	5 m
D ₃	4,6 m
t ₁	20 mm
t ₂	75 mm
t ₃	75 mm
E	0,75 m
Massa do rotor e nacele	1412 kN

Dessa forma, frequências naturais da estrutura para os cinco primeiro modos de vibração são apresentados na Tabela 6-8 e mostrado graficamente na Figura 6-11.

De acordo com TEMPEL (2006), com a consideração do amortecimento aerodinâmico, o amortecimento total para o caso da turbina em operação é de 5%, enquanto para o caso da turbina inoperante é igual ao amortecimento estrutural apenas, em torno de 1,5%. Na combinação quatro utilizada no presente trabalho e apresentada na Tabela 5-2, a turbina encontra-se em operação, então a taxa de amortecimento foi considerada 5% para o primeiro modo de vibração. Para os outros modos de vibração considerou-se:

$$\xi_i = \frac{a}{2\omega_i}$$

onde $a = 2\xi_1\omega_1 = 0,96$, e, dessa forma, as taxas de amortecimento considerados para os outros quatro modos de vibração são apresentados na Tabela 6-8.

Tabela 6-8 - Frequências naturais e taxas de amortecimento

Modo	Período (s)	Frequência (Hz)	Descrição	Amortecimento (%)
1	3,12	0,32	1ª flexão no plano XZ	5,00
2	3,04	0,33	1ª flexão no plano YZ	4,85
3	0,68	1,47	2ª flexão no plano XZ	1,09
4	0,62	1,61	2ª flexão no plano YZ	0,99
5	0,27	3,76	3ª flexão no plano XZ	0,12

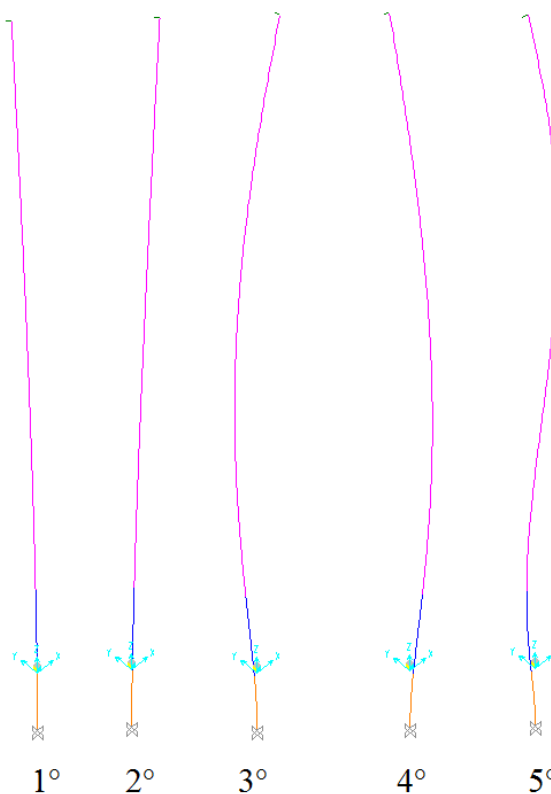


Figura 6-11 - Cinco primeiro modos de vibração da estrutura

Observa-se que a primeira frequência de vibração da estrutura ficou com boa proximidade da desejada. Ressalta-se que as dimensões finais da estrutura foram determinadas através da análise modal da mesma, mostrando a importância da consideração dinâmica para turbinas eólicas. Diversos modelos variando dimensões foram feitos até a obtenção deste último.

6.6 Análise dinâmica no domínio do tempo

6.6.1 Ação do vento na torre

Os históricos de velocidade do vento em 600 segundos foram gerados através do espectro de Kaimal (item 3.2.3) para as direções X (perpendicular ao plano de rotação

das pás) e Y (contida no plano de rotação das pás) conforme descrito no item 3.2.1 para uma velocidade de nominal na altura do cubo da pás de 12 m/s.

As forças flutuantes do vento na torre foram obtidas a partir da geração aleatória das componentes flutuantes u e v da velocidade do vento utilizando a equação 3.9 e um coeficiente de arrasto C_a igual a 0,6. Para ilustrar, a Figura 6-12 mostra a força de vento a 70 m do nível d'água parada na direção X e a Figura 6-13 mostra a força na direção Y. Não foi considerado o efeito de sombra.

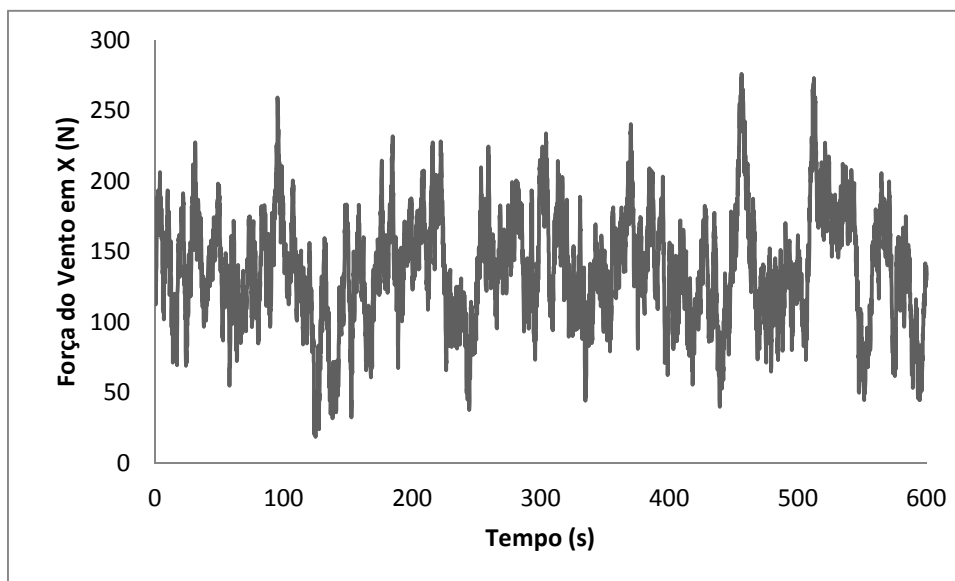


Figura 6-12- Flutuação da força do vento na direção X a 70 m do nível d'água parada (valor médio: 137 N)

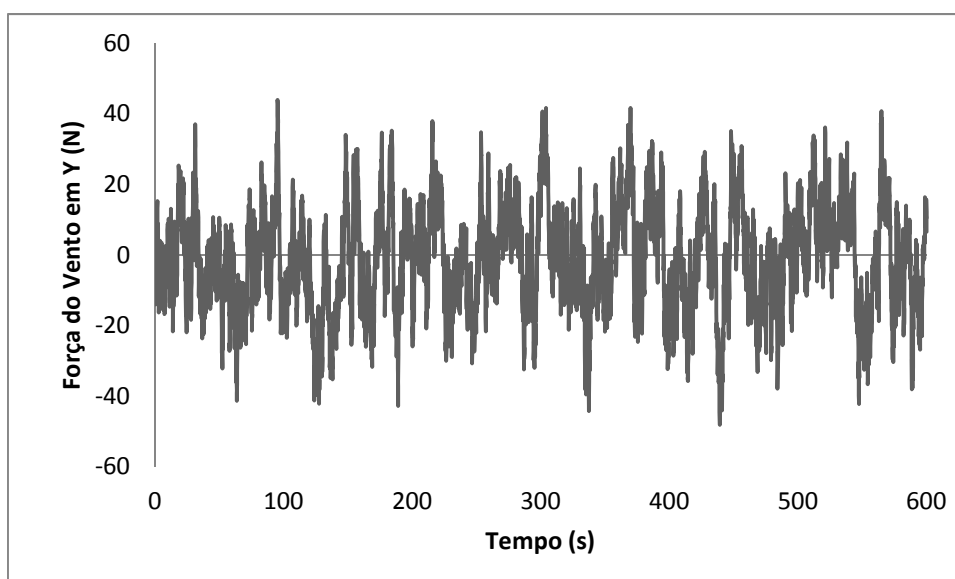


Figura 6-13 - Flutuação da força do vento na direção Y a 70 m do nível d'água parada

6.6.2 Ação do vento no rotor

As resultantes de forças aerodinâmicas atuando no rotor e foram aplicados no topo da estrutura de suporte. Para a análise, foram tomados os valores de empuxo e momento de empuxo no rotor associados à velocidade nominal do vento igual a 12 m/s, uma vez que para esta velocidade a força de empuxo é a maior. Não foi considerada a ação do vento turbulento no rotor.

O torque que o vento atuando nas pás causa no rotor é transmitido para a torre como momento fletor em torno do eixo X. Já o momento de empuxo gera na torre momento em torno do eixo Y e o empuxo é uma na força da direção do eixo X.

A constante rotação do conjunto das três pás faz com que as forças descritas anteriormente variem senoidalmente ao longo do tempo. A Figura 6-14 ilustra a idéia.

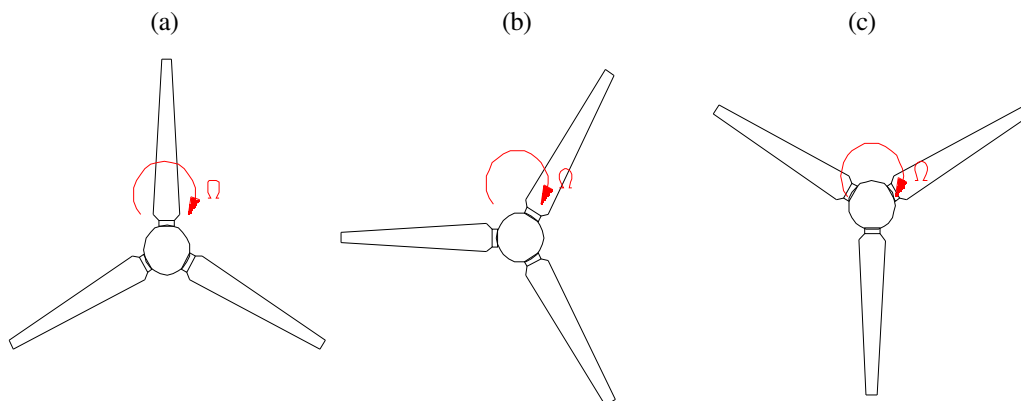


Figura 6-14 - Posicionamento das pás variando no tempo

Considerando o período de rotação do rotor igual a 3,75 s, as forças variando senoidalmente com o tempo e as amplitudes das forças obtidas para a velocidade nominal do vento, a variação temporal do empuxo, momento de empuxo e torque são, respectivamente apresentadas na Figuras 6-15, 6-16 e 6-17 para o valor do coeficiente de rugosidade de 0,23.

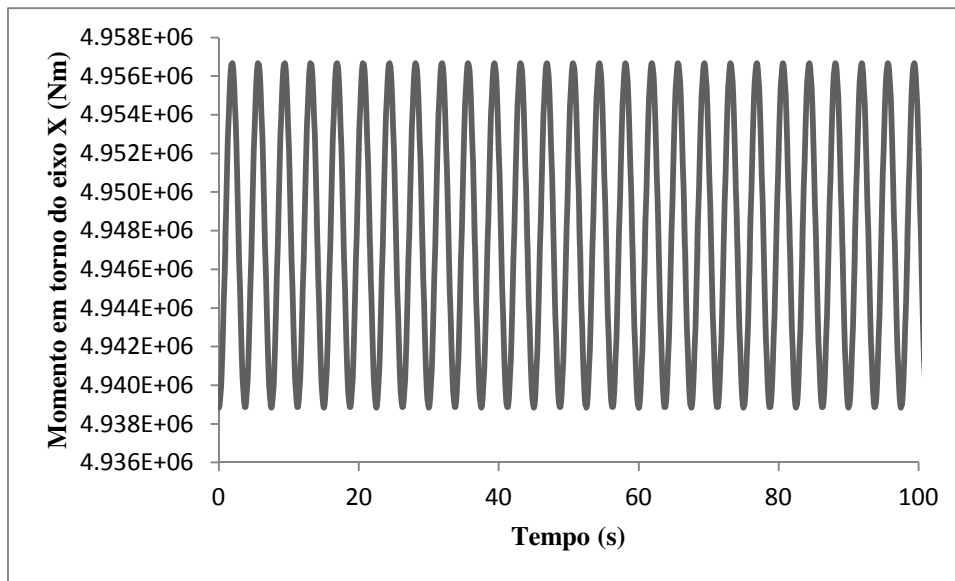


Figura 6-15 - Momento em torno do eixo X causado pelo torque no rotor na direção Y

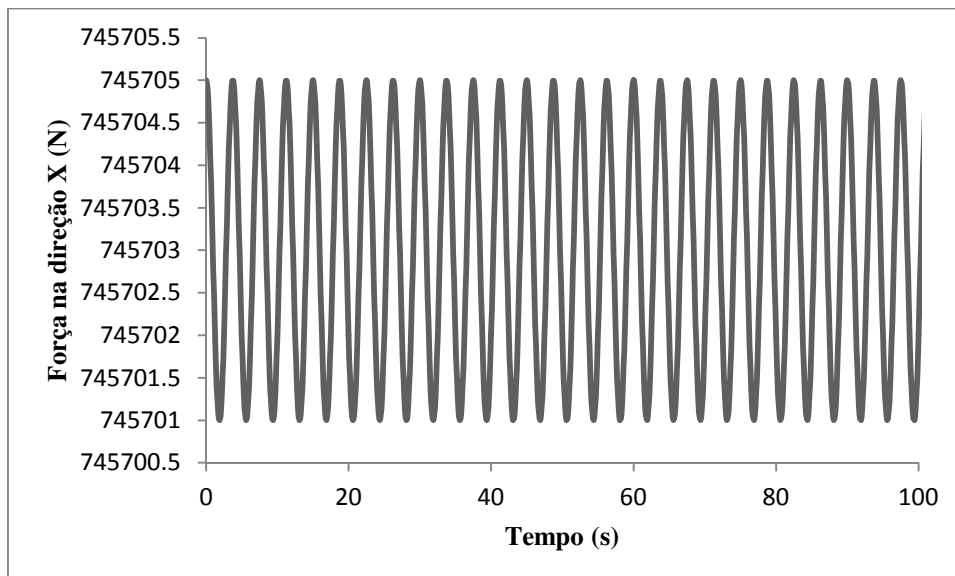


Figura 6-16 - Força no topo da torre da direção do eixo X causado pelo empuxo no rotor devido ao vento nas pás

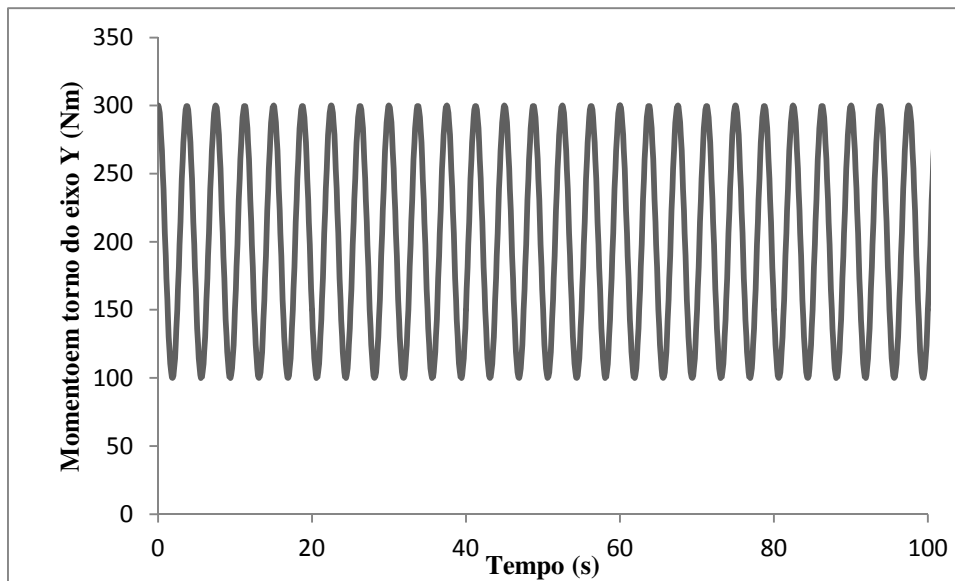


Figura 6-17 - Momento em torno do eixo Y no topo da torre causado pelo momento de empuxo no rotor

Para a velocidade nominal do vento, a força de empuxo apresentada na Figura 6-16 tem amplitude de 4 N e deve ser somada à sua parcela estática que vale 745703 N. Já na Figura 6-17, observa-se que a amplitude da série temporal de momento de empuxo é 200 Nm e deve ser também somada à sua parcela estática de 27255871 Nm. A Figura 6-15 mostra a variação do torque no rotor com o tempo com amplitude de 17832 Nm, sua parcela estática é 4947,8 kNm. As variações das forças atuantes no rotor são muito pequenas quando comparadas à seus valores estáticos.

6.6.3 Ação de onda na fundação

A força de onda foi considerada aleatória através do espectro de JONSWAP com $H_s = 4,4 \text{ m}$ e $T_p = 7,5 \text{ s}$ (ver figura 3-9). No programa numérico, a estrutura submetida a ação de ondas no tempo também foi discretizada num intervalo de 0,5 m. A força de onda foi determinada num programa em ambiente MathCAD seguindo a formulação de Morison e depois aplicada aos respectivos nós na parte submersa do modelo.

A Figura 6-18 mostra a variação da força de onda a 15 m do leito marinho.

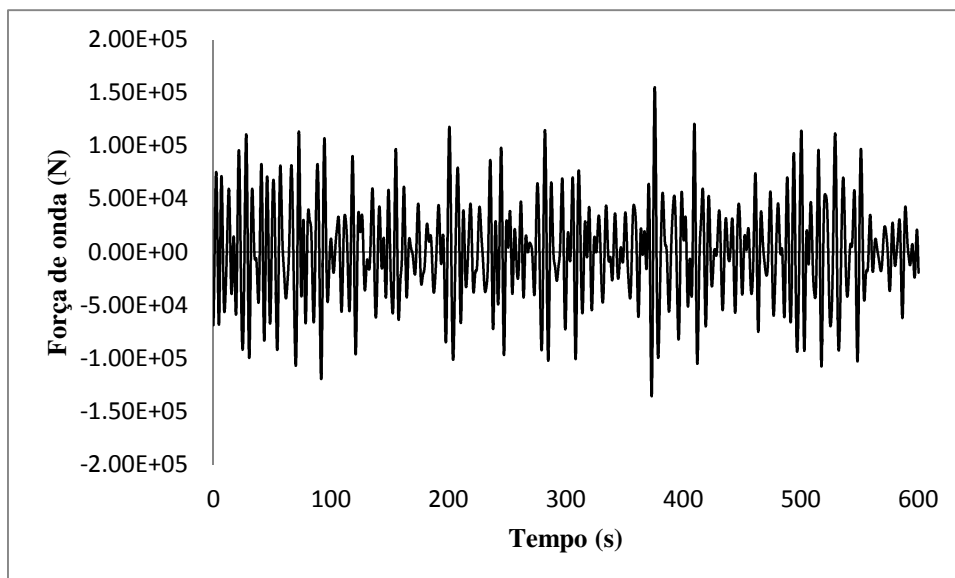


Figura 6-18 - Variação da força de onda *versus* tempo distando 15 m do leito marinho

6.6.4 Resultados em termos no ações dinâmicas combinadas no nível d'água parada

Entre as Figuras 6-19 e 6-22 são apresentados os somatórios dos esforços dinâmicos anteriormente descritos que atuam na torre. Essas resultantes foram obtidas na altura do nível de água parada. A Tabela 6-9 resume os esforços estáticos somados aos máximos esforços dinâmicos obtidos.

A verificação da estrutura nessa seção frente aos critérios de segurança definidos pela norma API-RP-2A-LRFD apresentados no Anexo A podem ser vistas no Anexo D. Observa-se que a estrutura atende aos requisitos da norma.

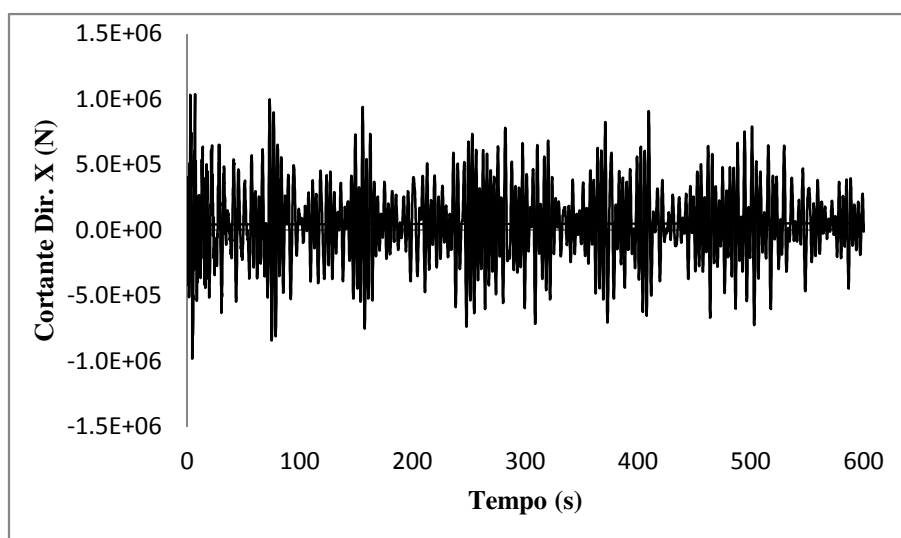


Figura 6-19 - Cortante na direção X na altura do nível de água parada

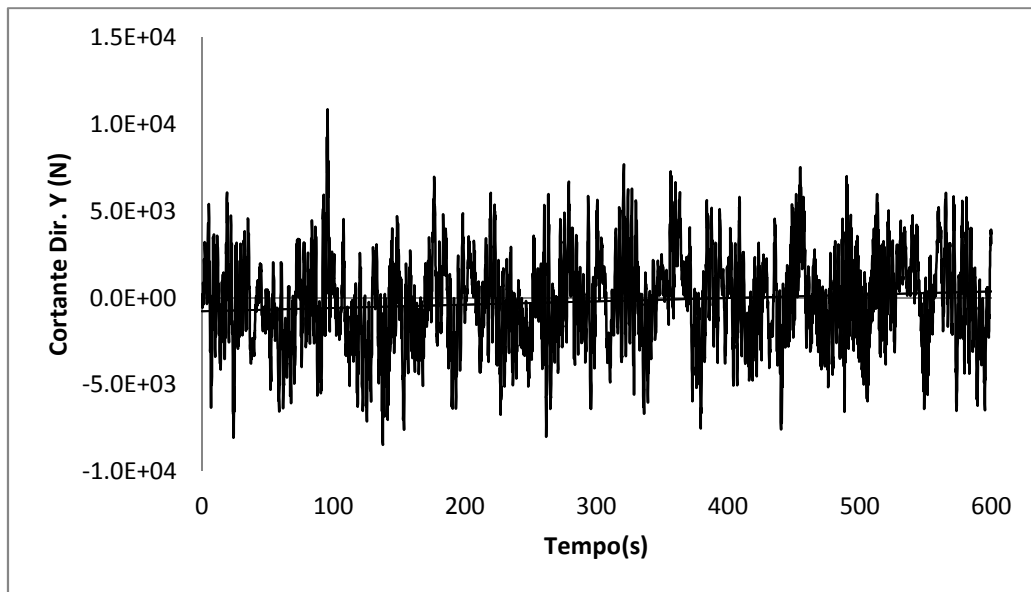


Figura 6-20 - Cortante da direção do eixo Y na altura do nível de água parada

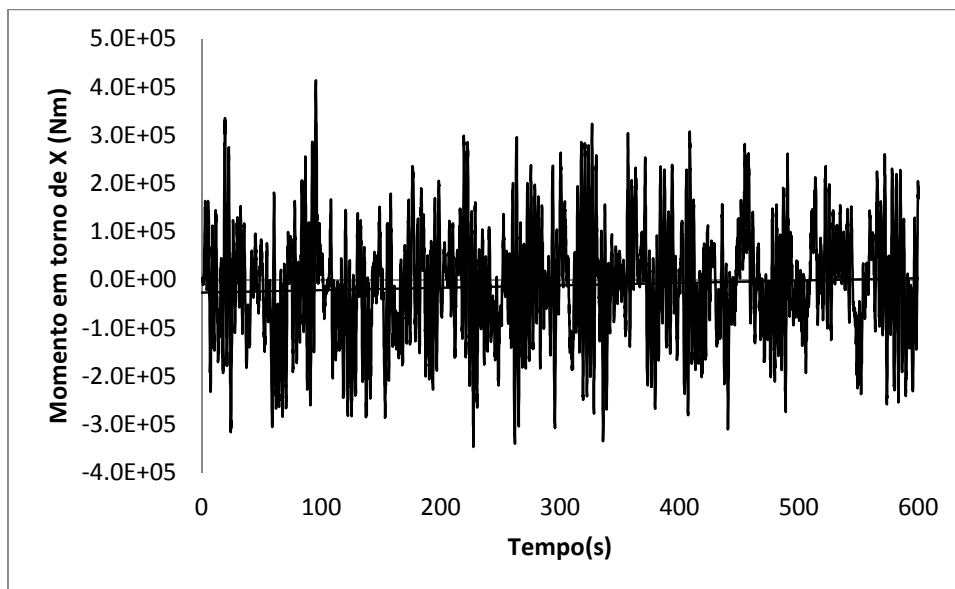


Figura 6-21 - Momento em todos do eixo X na altura do nível de água parada

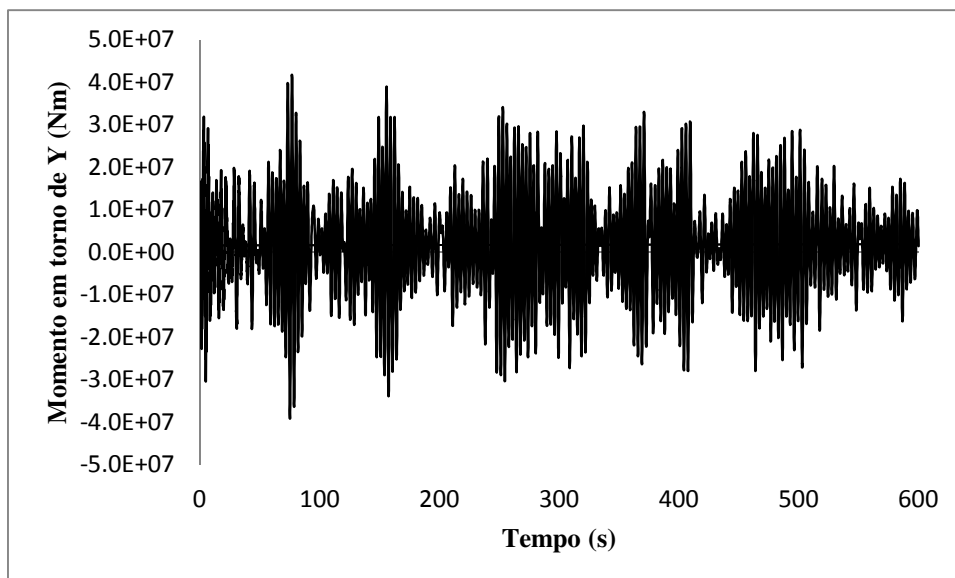


Figura 6-22 - Momento em torno do eixo Y na altura do nível de água parada

Tabela 6-9 - Máximos esforços em módulo no nível d'água parada

	Cortante em X kN	Cortante em Y kN	Momento em torno de X kNm	Momento em torno de Y kNm	Axial kN
Total	1786	10,9	5362	127789	9482
Onda	1035	-	-	40565	-
Vento	51	11	428	19284	-
Rotor	746	-	4948	86912	9482

Comparando as Tabelas 6-5 e 6-9 observou-se que o esforço cortante variando no tempo devido ao vento apresenta um valor maior do que o valor equivalente estático. Isso ocorre devido à baixa frequência fundamental. O esforço cortante gerado a partir da onda pode ser observado na análise dinâmica mesmo que a força da onda esteja atuando abaixo deste ponto.

6.6.5 Resultados em termos de ações dinâmicas combinadas no leito marinho

Os somatórios dos esforços variando no tempo de cortante e momento nas direções x e y estão apresentados entre as Figuras 6-23 e 6-26. E os máximos esforços obtidos no leito marinho, considerando os esforços estáticos e dinâmicos são apresentados em resumo na Tabela 6-9.

Com esses valores, avaliou-se que a estrutura atende aos critérios de segurança requeridos pela API-RP-2A-LRFD conforme apresentado no Anexo E.

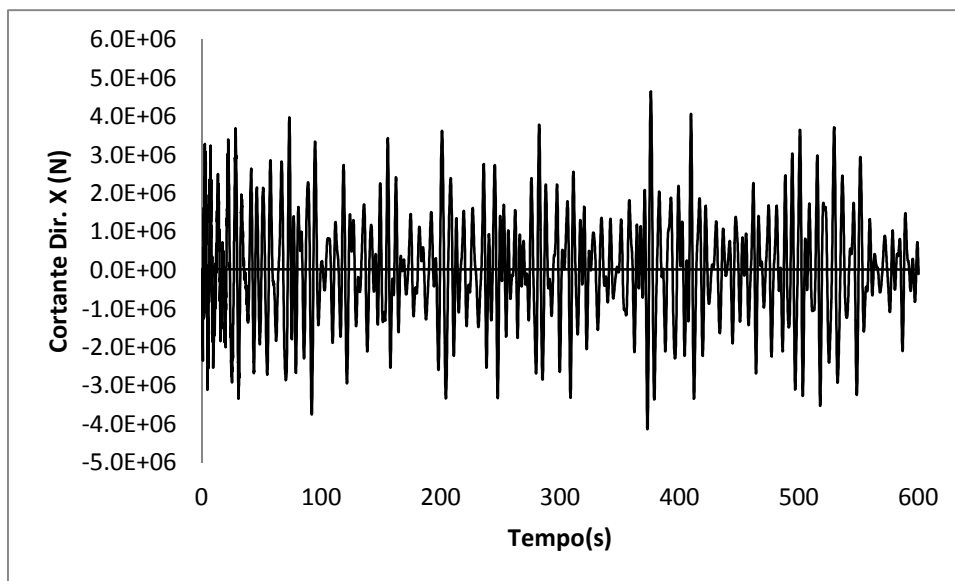


Figura 6-23 - Cortante na direção do eixo X no leito marinho

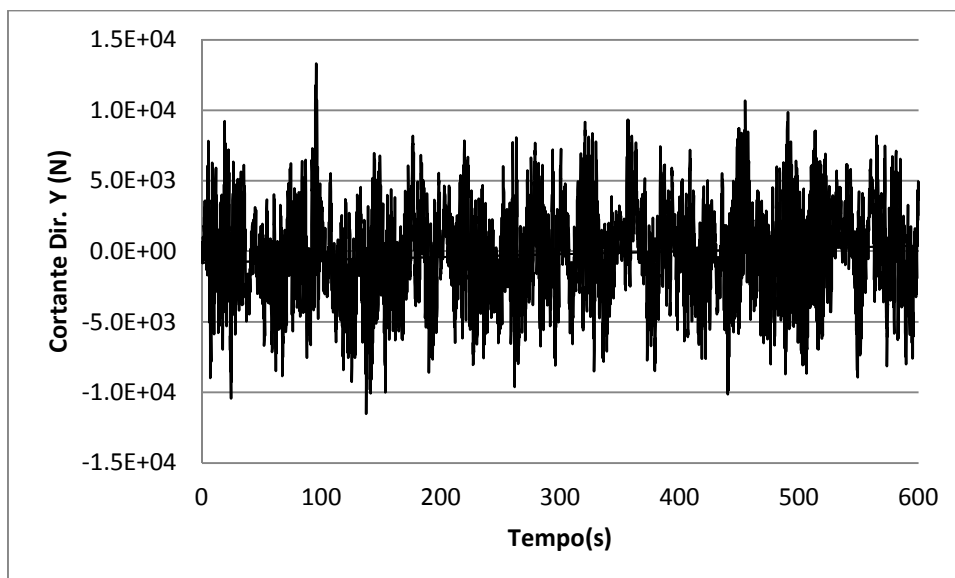


Figura 6-24 - Cortante na direção Y no leito marinho

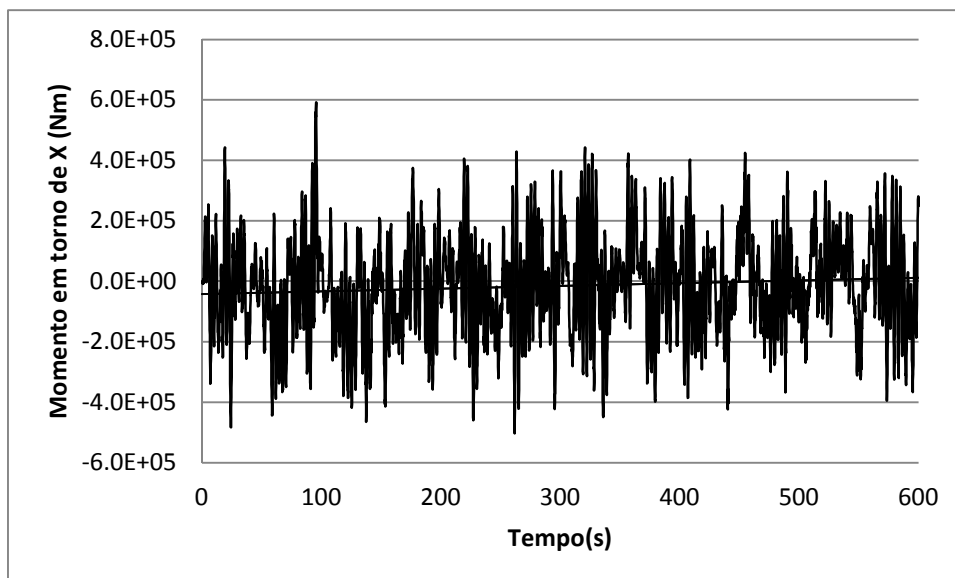


Figura 6-25 - Momento em torno do eixo X no leito marinho

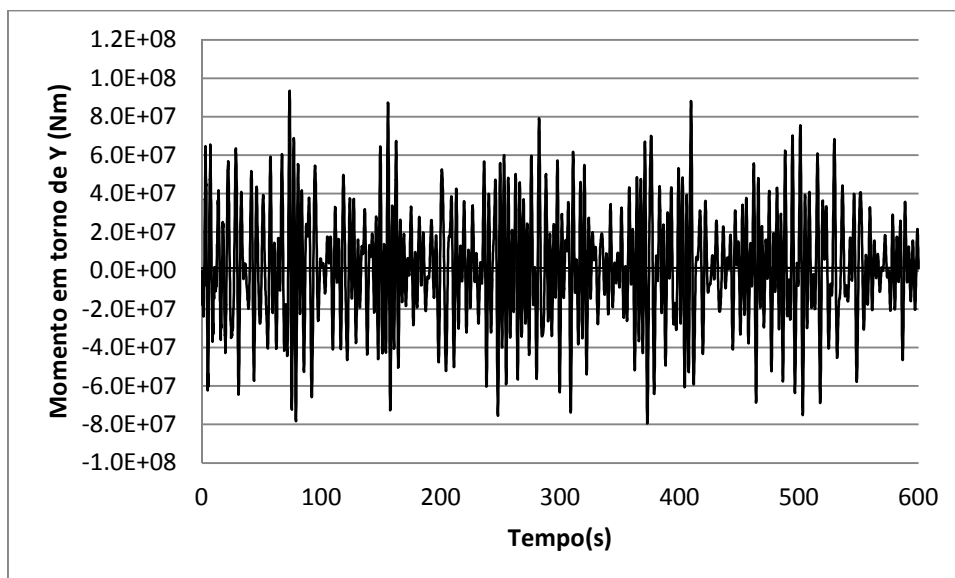


Figura 6-26 - Momento em torno do eixo Y no leito marinho

Tabela 6-10- Máximos esforços em módulo no leito marinho

	Cortante em X	Cortante em Y	Momento em torno de X	Momento em torno de Y	Axial
	kN	kN	kNm	kNm	kN
Total	5403	13	5540	195447	11443
Onda	4632	-	-	91942	-
Vento	58	13	618	2980	-
Corrente	7	-	202	-	-
Rotor	746	-	4746	101921	11443

Comparando as Tabelas 6-5 e 6-10 observou-se que o esforço cortante variando aleatoriamente no tempo devido à ação de onda apresentou um valor maior do que o valor calculado através da onda determinística.

6.6.6 Espectro de resposta

Os espectros de frequência foram obtidos para a resposta da estrutura submetida às ações de natureza aleatória que atuam na torre (vento e onda). A Figura 6-27 foi construída através da transformada de Fourier da resposta no tempo obtida da aceleração no topo da estrutura sendo excitada pelas ações de onda (em azul na figura) e do vento (em vermelho na figura). Observou-se que a aceleração da estrutura devido à força aleatória das ondas teve maior influência do que a aceleração causada pelo vento. Os picos que podem ser observados na estrutura correspondem as frequências fundamentais.

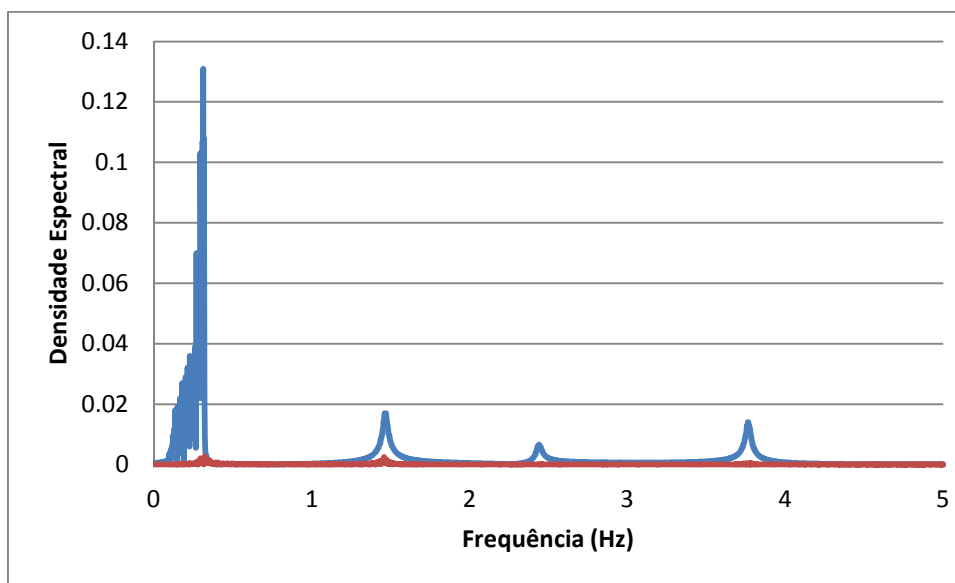


Figura 6-27 - Espectro de resposta da estrutura

7 Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

Para realizar o dimensionamento preliminar da torre eólica *offshore* do tipo monocoluna foi necessário idealizar um modelo de pá compatível com as especificações técnicas do rotor selecionado. Nesta etapa, foram utilizadas com sucesso as poucas informações detalhadas disponíveis na literatura acerca da geometria das pás eólicas.

A variação do diâmetro da torre ao longo da estrutura foi inicialmente adotado com base em dados de protótipos já construídos e a variação da espessura foi obtida de modo a satisfazer os requisitos de segurança da estrutura de aço para uma dentre as várias combinações de carregamentos envolvendo ações de vento e onda.

A análise dinâmica realizada mostrou-se de extrema importância uma vez que as dimensões finais da estrutura como diâmetro e espessura foram modificados nessa etapa para atender aos critérios dinâmicos em termos de faixa de frequência dos modos fundamentais de flexão. No caso do rotor da estrutura exemplo, o qual opera com rotações entre 6 rpm e 16 rpm selecionou-se faixa de 0,32 Hz a 0,36 Hz. Como a frequência fundamental da estrutura preliminar foi de 0,28 Hz suas dimensões foram aumentadas para maior rigidez, conduzindo a uma frequência de 0,32 Hz.

Para análise dinâmica no domínio do tempo consideraram-se ações de vento com gradiente vertical da velocidade média no rotor (sem turbulência), vento turbulento na torre e onda na parte submersa. Apesar do grande diâmetro do rotor (101 m), a variação ao longo do tempo das forças aerodinâmicas no rotor devido ao gradiente da velocidade média de vento foi muito pequena. Isto porque na altura do rotor este gradiente encontra-se bastante reduzido. As forças consideradas foram o torque, empuxo e momento de empuxo. Para futuros trabalhos, sugere-se a consideração da turbulência atuando nas pás.

Com o baixo valor da frequência fundamental da estrutura a ação dinâmica devida à turbulência do vento na torre conduziu a esforços solicitantes superiores aos estáticos equivalentes. O mesmo ocorreu para a ação dinâmica de ondas.

Esse trabalho não contemplou o efeito de sombra, ou seja, a excitação na frequência $3P$ causada pela "sombra" causada na torre quando as pás passam por ela gerando turbulência. Sugere-se a aplicação desta em trabalho futuros para a verificação da influência dinâmica do efeito de sombra na torre.

Sugere-se ainda, como extensão do presente trabalho a verificação do estado limite de fadiga para a torre de suporte uma vez que esta análise possa ser dimensionante bem como outras combinações de cargas sugeridas por normas internacionais.

Bibliografia

ALMEIDA, A. C. (2007). Análise de fadiga de uma plataforma offshore HTLP. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE-UFRJ.

ANEEL. (s.d.). ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Acesso em 16 de setembro de 2014, disponível em <http://www.aneel.gov.br/>

API-RP-2A-LRFD. (1993). Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Load and Resistance Factor, 1st ed. Washington: American Petroleum Institute.

API-RP-2A-WSD. (2000). Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design. Washington: American Petroleum Institute.

BATTISTA, R. C. (1995). Notas de aula da disciplina de M.Sc. Dinâmica Estrutural. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE-UFRJ.

BAZAN, J. A. (2012). Estatística de resposta de estruturas oceânicas causada pelos efeitos não lineares das forças de onda. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE-UFRJ.

BLESSMANN, J. (1990). Aerodinâmica das construções. Porto Alegre: SAGRA.

BLESSMANN, J. (1995). O vento na engenharia estrutural. Porto Alegre: Editora da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

BLEVINS, R. D. (1977). Flow-induced vibration. Nova Iorque: Van Nostrand Reinhold Company.

CARDOSO, S. D. (2011). Edificações flexíveis sob ação dinâmica do vento turbulento. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE-UFRJ.

CARVALHO, E. M., BATISTA, R. C., & ROITMAN, N. (novembro de 1991). Respostas Dinâmicas de Risers Rígidos. Porto Alegre, RS, Brasil: XXV Jornadas Aulas Americanas de Engenharia Estrutural.

CHAKRABARTI, S. K. (2005). Handbook of offshore engineering. Illinois: Elsevier.

CHAKRABARTI, S. K. (1987). Hydrodynamics of offshore structures. Inglaterra: Springer-Verlag.

CLOUGH, R. W. (1993). Dynamics of structures. California: McGrawHill.

DNV-OS-J101. (2004). Design of offshore wind turbine structures. Noruega: Det Norske Veritas.

Dong Energy. (Junho de 2009). Acesso em 16 de setembro de 2014, disponível em <http://www.hornsrev2.com/en/images/images-juni-2009>

DOSITS. (s.d.). Acesso em 16 de setembro de 2014, disponível em Discovery of Sound in the Sea: <http://www.dosits.org/people/examineearth/windenergy/>

Eletrobras. (s.d.). Eletrobras - Cepel. Acesso em 16 de setembro de 2014, disponível em <http://www.cepel.br/>

FALTINSEN, O. (1990). Sea Loads on Ships and Offshore Structures. Cambridge : Cambridge University Press.

FERNANDES, J. V. (2011). Análise estocástica dos tendões de uma TLP. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE-UFRJ.

GE Brasil. (s.d.). Acesso em 28 de agosto de 2014, disponível em <http://brazil.geblogs.com/energia-de-vento-em-popa/>

GIRALDO, J. M. (2012). Introducción a la modelación meta-oceanografica con aplicaciones a la ingeniería de estructuras mar adentro. Medellin, ANT, Colômbia: Universidade de Antioquia.

HANSEN, M. O. (2008). Aerodynamics of wind turbines. Londres: Earthscan.

HANSEN, S. O. (1999). Wind loads on structures. Copenhagen: John Wiley & Sons.

HAU, E. (2005). Wind turbines - Fundamentals, Technologies, Applications, Economics. Springer.

JACOBS, E. N. (1932). The characteristics of 78 realted airfoil sections from tests in the variable density wind tunnel. National Advisory Committee for Aeronautics (NACA).

JONKMAN, J. (2009). Definitions of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development. Colorado, EUA: NREL.

LOPEZ, R. A. (2012). Energia eólica. São Paulo: Artliber.

MENESES, A. V. (2014). Acesso em 15 de setembro de 2014, disponível em <http://alexvilarindo.files.wordpress.com/2014/01/parte-2-energia-ec3b3lica.pdf>

Ministério do Meio Ambiente. (s.d.). Acesso em 16 de setembro de 2014, disponível em <http://www.mma.gov.br/clima/energia/energias-renovaveis/energia-eolica>

MMA. (s.d.). Ministério do Meio Ambiente. Acesso em 2016 de setembro de 2014, disponível em <http://www.mma.gov.br/>

NBR-6123. (1988). Força devidas as vento em edificações. Rio de Janeiro.

PAULA, R. L. (2012). Modelo acoplado torre-aerogerador de eixo horizontal. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE-UFRJ.

PEREIRA, L. A. (1993). Análise aeroelástica de turbinas eólicas de eixo horizontal. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE-UFRJ.

RIVERA, J. S. (2013). Aerodinâmica do sistema torre-turbina eólica de eixo horizontal. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE - UFRJ.

ROBINSON, D. E. (1965). Bending and Buckling of partially embedded piles. Proc. 6th Conf. Soil Mech. And Foundations Eng.

ROCHA, A. V. (2014). Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte. Acesso em 15 de setembro de 2014, disponível em <http://docente.ifrn.edu.br/alexandrorocha/energias-renovaveis/fundamentos-de-energia-eolica-2014.1/energia-eolica-parte-1>

SAGRILO, L. V. (2012). Material de aula de Projetos de Estruturas Offshore I e II. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: COPPE-UFRJ.

SARPKAYA, T. e ISAACSON, M., *Mechanics of Wave Forces on Offshore Structures*. Van Nostrand Reinhold Company, 1981.

SHIRZADEH, R. e. (2013). *Aerodynamic damping of an offshore wind turbine in operational and parked conditions: A comparison between simulations and measurements*. Bruxelas, Bélgica: Vrije Universiteit Brussel.

TANNURI, E. A. (2001). *Desenvolvimento de metodologia de projeto de sistema de posicionamento dinâmico aplicado a operações em alto mar*. São Paulo, SP, Brasil: USP.

TEMPEL, J. (2006). *Design of support structures for offshore wind turbines*. Delft, Holanda: Technische Universiteit.

WENZEL, G. M. (2007). *Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal*. Porto Alegre, RS, Brasil: PUC-RS.

ZAAIJER, M. B. (2006). *Foundation modelling to access dynamic behavior of offshore wind turbines*. Delft, Holanda.

ZAAIJER, M. (2007-2008). *Design considerations*. (TU Delft) Acesso em 14 de agosto de 2013, disponível em <http://ocw.tudelft.nl/fileadmin/ocw/opener/offshorewindfarmhfd2.pdf>

ZAAIJER, M. (2007-2008). *Loads, dynamics and structural design*. (TUDelft) Acesso em 14 de agosto de 2013, disponível em <http://ocw.tudelft.nl/fileadmin/ocw/opener/Offshorewindfarmhfd6.pdf>

Anexo A - Verificação estrutural de cilindros de acordo com a norma API-RP-2A-LRFD

A norma API-RP-2A-LRFD na seção D especifica requerimentos de estabilidade e tensões estruturais para o dimensionamento de membros cilíndricos com ou sem enrijecedores, com espessura maior a 6 mm, relação $D/t < 300$ e tensão de escoamento menor que 414 MPa.

Compressão axial com flambagem global por flexão

A tensão resistente de compressão axial com flambagem global por flexão é determinada por:

$$F_{cn} = \begin{cases} (1,0 - 0,25\lambda^2)F_y, & \lambda < \sqrt{2} \\ \frac{1}{\lambda^2}F_y, & \lambda \geq \sqrt{2} \end{cases} \quad \text{Equação A-1}$$

$$\lambda = \frac{KL}{\pi r} \sqrt{\frac{F_y}{E}} \quad \text{Equação A-2}$$

sendo λ o parâmetro de esbeltez da coluna, E o módulo de elasticidade, K o fator de comprimento efetivo, L o comprimento e r o raio de giração.

Flambagem local em compressão axial

a) Flambagem local elástica

A tensão devida à flambagem local elástica é dada por:

$$F_{xe} = 2C_x E \frac{t}{D} \quad \text{Equação A-3}$$

Onde D é o diâmetro externo do cilindro, t é a espessura da parede do cilindro e C_x é um coeficiente de flambagem elástica, seu valor teórico é 0,6, porém recomenda-se o uso de 0,3 afim de considerar imperfeições geométricas iniciais.

b) Flambagem local elástica

A tensão devida à flambagem local inelástica é dada por:

$$F_{xc} = \begin{cases} F_y, & \frac{D}{t} \leq 60 \\ \left[1,64 - 0,23 \left(\frac{D}{t} \right)^{1/4} \right] F_y, & \frac{D}{t} > 60 \end{cases} \quad \text{Equação A-4}$$

Momento

Cilindros submetidos à de momento devem satisfazer:

$$f_b \leq \phi_b F_{bn} \quad \text{Equação A-5}$$

$$f_b = \frac{M}{S} \quad \text{Equação A-6}$$

$$F_{bn} = \begin{cases} \left(\frac{Z}{S} \right) F_y & \frac{D}{t} \leq \frac{10340}{F_y} \\ \left(1,13 - 2,58 \frac{F_y D}{E t} \right) \cdot \left(\frac{Z}{S} \right) F_y & \frac{10340}{F_y} < \frac{D}{t} \leq \frac{20680}{F_y} \\ \left(0,94 - 0,76 \frac{F_y D}{E t} \right) \cdot \left(\frac{Z}{S} \right) F_y & \frac{20680}{F_y} < \frac{D}{t} \leq \frac{300}{F_y} \end{cases} \quad \text{Equação A-7}$$

Para o cálculo de F_{bn} , o valor de F_y deve estar em MPa.

Sendo S o módulo elástico da seção, M o momento atuante já majorado, ϕ_b é o fator de resistência para momento, $\phi_b = 0,95$, F_{bn} é a tensão nominal devida ao momento e Z é o módulo plástico da seção.

Cortante

Cilindros sujeitos à carregamento cortante devem satisfazer a seguinte condição:

$$f_v \leq \phi_v F_{vn} \quad \text{Equação A-8}$$

$$f_v = \frac{2V}{A} \quad \text{Equação A-9}$$

$$F_{vn} = \frac{F_y}{\sqrt{3}} \quad \text{Equação A-10}$$

Sendo V máxima tensão cortante majorada, A área transversal da seção e ϕ_v é fator de resistência à esforços cortante, $\phi_v = 0,95$.

Torção

$$f_{vt} \leq \phi_v F_{vtn} \quad \text{Equação A-11}$$

$$f_{vt} = \frac{M_{vt} D}{2 I_p} \quad \text{Equação A-12}$$

$$F_{vtn} = \frac{F_y}{\sqrt{3}} \quad \text{Equação A-13}$$

Onde f_{vt} é a tensão torsional majorada, F_{vtn} é a resistência torsional nominal, M_{vt} é o momento torsor majorado e I_p é o momento polar de inércia. O fator de resistência, ϕ_v , é idêntico ao fator de resistência à esforços cortante.

Pressão hidrostática

A pressão hidrodinâmica majorada, p , a ser usada para cálculo da tensão no aro, f_h , é dada por :

$$p = \gamma_D \rho_{\text{água}} H_z \quad \text{Equação A-14}$$

$$H_z = z + \frac{H_w}{2} \cdot \left[\frac{\cosh(k \cdot (d-z))}{\cosh(k \cdot d)} \right] \quad \text{Equação A-15}$$

$$k = \frac{2\pi}{L} \quad \text{Equação A-16}$$

γ_D é o fator que majora o carregamento da pressão hidrodinâmica considerado como 1,3, $\rho_{\text{água}}$ é a densidade da água do mar, H_w é a altura da onda, L é o comprimento da onda, d é profundidade do mar e z é a profundidade abaixo da superfície da água incluindo a maré. z é positivo quando medido para baixo a partir da superfície da água.

Flambagem do aro

Cilindros submetidos à pressão externa deve ser dimensionados de forma que satisfaça:

$$f_h \leq \phi_h F_{hc} \quad \text{Equação A-17}$$

$$f_h = \frac{p D}{2 t} \quad \text{Equação A-18}$$

$$F_{hc} = \begin{cases} F_{he} & F_{he} \leq 0,55 F_y \\ 0,7 F_y \left(\frac{F_{he}}{F_y} \right)^{0,4} & F_{he} > 0,55 F_y \end{cases} \quad \text{Equação A-19}$$

$$F_{he} = \frac{2 C_h E t}{D} \quad \text{Equação A-20}$$

$$C_h = \begin{cases} 0,44 \frac{t}{D} & M \geq 1,6 \frac{D}{t} \\ 0,44 \frac{t}{D} + \frac{0,21 \left(\frac{D}{t}\right)^2}{M^4} & 0,825 \frac{D}{t} \leq M < 1,6 \frac{D}{t} \\ \frac{0,737}{M-0,579} & 1,5 \leq M < 0,825 \frac{D}{t} \\ 0,80 & M < 1,5 \end{cases} \quad \text{Equação A-21}$$

f_h é a tensão no aro majorada causada pela pressão hidrostática, ϕ_h é o fator de resistência para flambagem no anel $\phi_h = 0,80$, F_{hc} tensão é a nominal crítica de flambagem no anel, C_h é um coeficiente de flambagem crítica no anel que inclui o efeito de imperfeições geométricas iniciais e M é um parâmetro geométrico definido por:

$$M = \frac{L}{D} \sqrt{2 \frac{D}{t}} \quad \text{Equação A-22}$$

Sendo L , na fórmula acima, o espaçamento entre anéis enrijecedores.

No caso em que $L/D \geq 1,13 \sqrt{D/t}$, a tensão de flambagem elástica é aproximadamente igual a um cilindro longo não enrijecido, portanto, anéis enrijecedores, se necessários, devem ser espaçados de:

$$\frac{L}{D} < 1,13 \sqrt{\frac{D}{t}} \quad \text{Equação A-23}$$

Tensões combinadas

c) Compressão axial e momento

A avaliação de membros cilíndricos submetidos à carregamentos de compressão axial e momento deve, ao longo de todo o comprimento, respeitar:

$$\frac{f_c}{\phi_c \cdot F_{cn}} + \frac{1}{\phi_b \cdot F_{bn}} \left\{ \left[\frac{C_{my} f_{by}}{\left(1 - \frac{f_c}{\phi_c \cdot F_{ey}}\right)} \right]^2 + \left[\frac{C_{mz} f_{bz}}{\left(1 - \frac{f_c}{\phi_c \cdot F_{ez}}\right)} \right]^2 \right\}^{0,5} \leq 1,0 \quad \text{Equação A-24}$$

$$1 - \cos\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f_c}{\phi_c \cdot F_{xc}}\right) + \frac{\sqrt{f_{by}^2 + f_{bz}^2}}{\phi_b \cdot F_{bn}} \leq 1,0 \quad \text{Equação A-25}$$

$$F_c < \phi_c F_{xc} \quad \text{Equação A-26}$$

C_{my} e C_{mz} são fatores de redução correspondentes aos eixos y e z respectivamente, f_{by} e f_{bz} são tensões geradas pelo momentos nos eixos y e z respectivamente, F_{ey} e F_{ez} referem-se á flambagem de Euler e são dados por:

$$F_{ey} = F_y / \lambda_y \quad \text{Equação A-27}$$

$$F_{ez} = F_z / \lambda_z \quad \text{Equação A-28}$$

d) Compressão axial, momento e pressão hidrostática

$$\frac{f_c}{\phi_c \cdot F_{cn}} + \frac{1}{\phi_b \cdot F_{bn}} \left\{ \left[\frac{C_{my} f_{by}}{\left(1 - \frac{f_c + 0,5 f_h}{\phi_c \cdot F_{ey}}\right)} \right]^2 + \left[\frac{C_{mz} f_{bz}}{\left(1 - \frac{f_c + 0,5 f_h}{\phi_c \cdot F_{ez}}\right)} \right]^2 \right\}^{0,5} \leq 1,0 \quad \text{Equação A-29}$$

$$1 - \cos\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f_c + 0,5 f_h}{\phi_c \cdot F_{xc}}\right) + \frac{\sqrt{f_{by}^2 + f_{bz}^2}}{\phi_b \cdot F_{bn}} \leq 1,0 \quad \text{Equação A-30}$$

$$F_c < \phi_c F_{xc} \quad \text{Equação A-31}$$

Quando a utilização axial excede 0,5, a equação abaixo deve ser satisfeita:

$$\frac{f_x - 0,5 \phi_h F_{he}}{\phi_c F_{xe} - 0,5 \phi_h F_{he}} + \left(\frac{f_h}{\phi_h F_{he}} \right)^2 \leq 1,0 \quad \text{Equação A-32}$$

onde

$$f_x = f_c + f_b + 0,5 f_h \quad \text{Equação A-33}$$

Anexo B - Rotor NREL offshore 5-MW baseline wind turbine

O rotor desenvolvido pela NREL, conhecido como "NREL *offshore 5-MW baseline wind turbine*" tem três pás com posicionamento *upwind*, a velocidade do rotor é variável através do controle do ângulo de passo. Foi obtida larga informação de documentos publicados pela indústria e, uma vez que dados detalhados são escassos, utilizou-se propriedades disponíveis de modelos conceituais. JONKMAN (2009) explica detalhamento o rotor. A Tabela B-1 mostra algumas propriedades do rotor NREL *offshore 5-MW baseline wind turbine*.

Tabela B-1 - Propriedades da NREL *offshore 5-MW baseline wind turbine* (JONKMAN, 2009)

Orientação do rotor	<i>Upwind</i>
Número de pás	3 unid.
Diâmetro do rotor	126 m
Diâmetro do cubo das pás	3 m
Comprimento da pá	61,5 m
Velocidade de rotação	6,9 - 12,1 rpm
Potência nominal	5 MW
Altura do rotor	90 m
Peso da rotor	1079 kN
Peso da nacele	2354 kN
Características de operação	
Velocidade do vento de partida	3 m/s
Velocidade nominal	11,4 m/s
Velocidade do vento de desligamento	25 m/s

Cada pá tem 17740 kg com centro de massa localizado a 20,745 m da raiz, sendo discretizada em 17 elementos. Os três primeiros elemento são cilíndricos sem coeficiente de sustentação e com coeficiente de arrasto de 0,50 para o perfil chamado de *Cylinder1* e 0,35 para o *Cylinder2*. A Tabela B-2 mostra as propriedades aerodinâmicas das pás desenvolvidas. Na tabela, o aerofólio DU refere-se à Delft University.

O coeficientes de sustentação e arrasto dos aerofólios que compõem a pá são apresentados entre a Figura B-1 e B-6.

Tabela B-2 - Propriedades aerodinâmicas das pás (JONKMAN, 2009)

Raio (m)	Ângulo de torção (°)	Corda (m)	Aerofólio
2,8667	13,308	3,542	Cylinder1
5,6000	13,308	3,854	Cylinder1
8,3333	13,308	4,167	Cylinder2
11,7500	13,308	4,557	DU40
15,8500	11,480	4,652	DU35
19,9500	10,162	4,458	DU35
24,0500	9,011	4,249	DU30
28,1500	7,795	4,007	DU25
32,2500	6,544	3,748	DU25
36,3500	5,361	3,502	DU21
40,4500	4,188	3,256	DU21
44,5500	3,125	3,010	NACA64
48,6500	2,319	2,764	NACA64
52,7500	1,526	2,518	NACA64
56,1667	0,863	2,313	NACA64
58,9000	0,370	2,086	NACA64
61,5000	0,106	1,419	NACA64

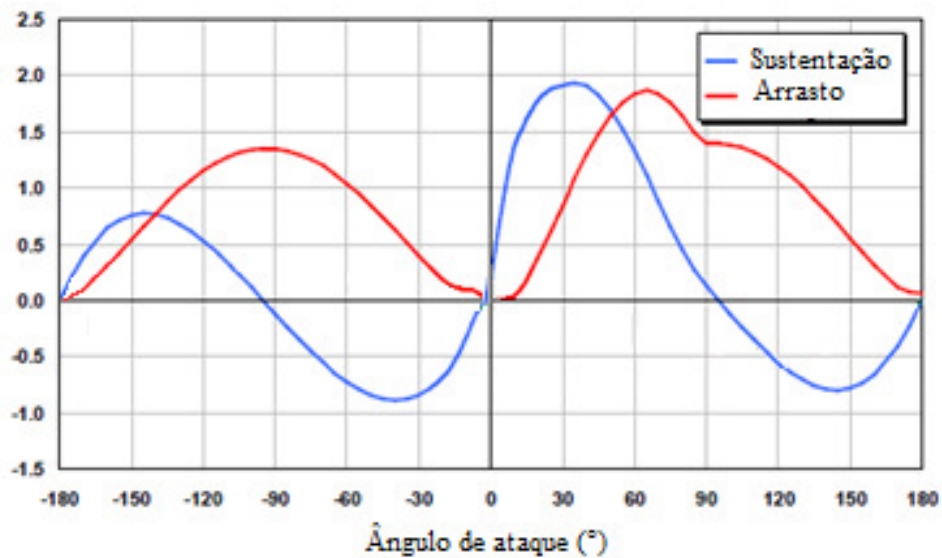


Figura B-0-1- Coeficientes do aerofólio DU40 (adaptado de JONKMAN, 2009)

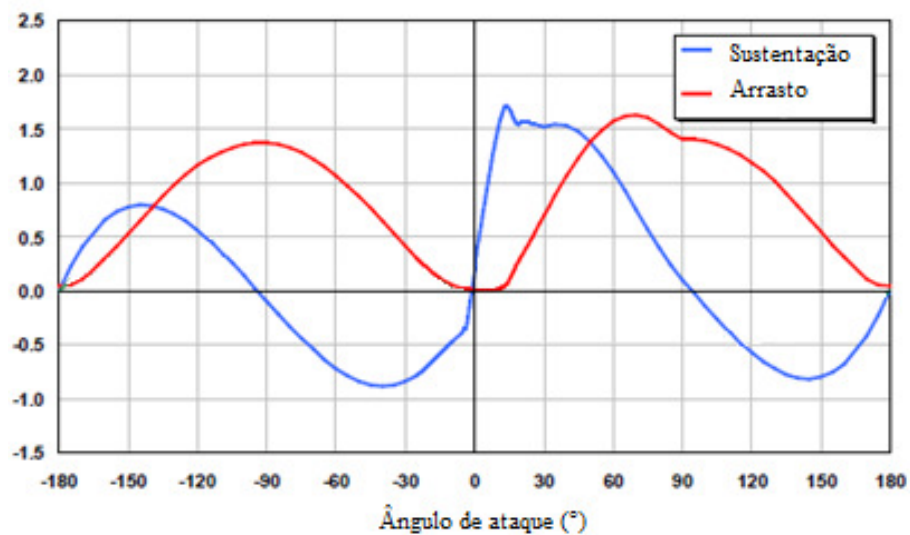


Figura B-0-2 - Coeficientes do aerofólio DU35 (adaptado de JONKMAN, 2009)

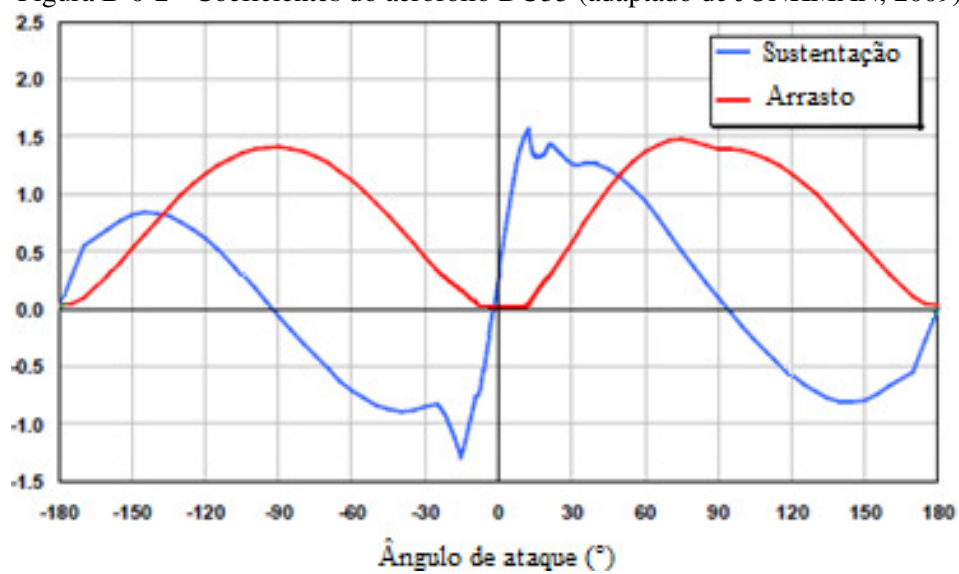


Figura B-0-3 - Coeficientes do aerofólio DU30 (adaptado de JONKMAN, 2009)

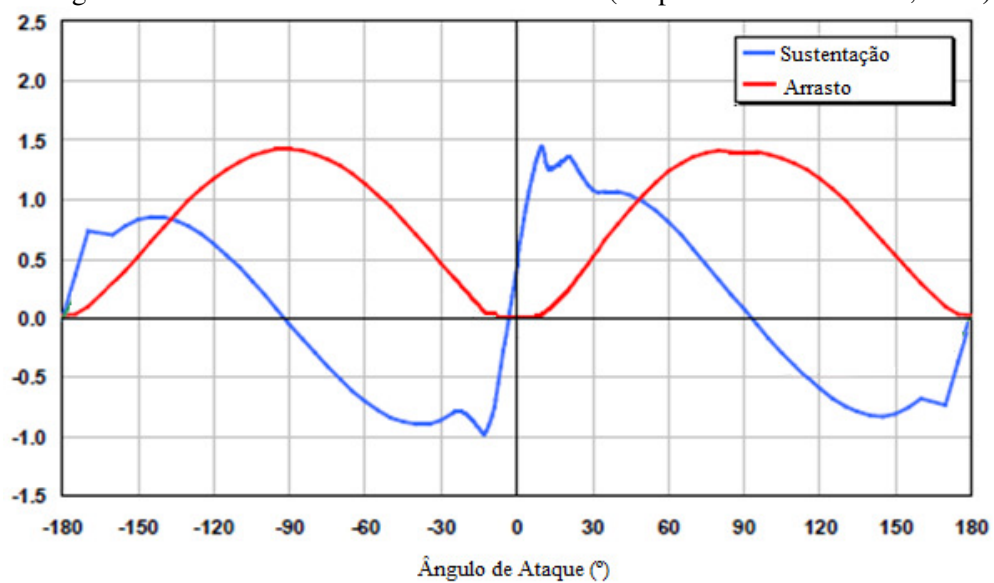


Figura B-0-4 - Coeficientes do aerofólio DU25 (adaptado de JONKMAN, 2009)

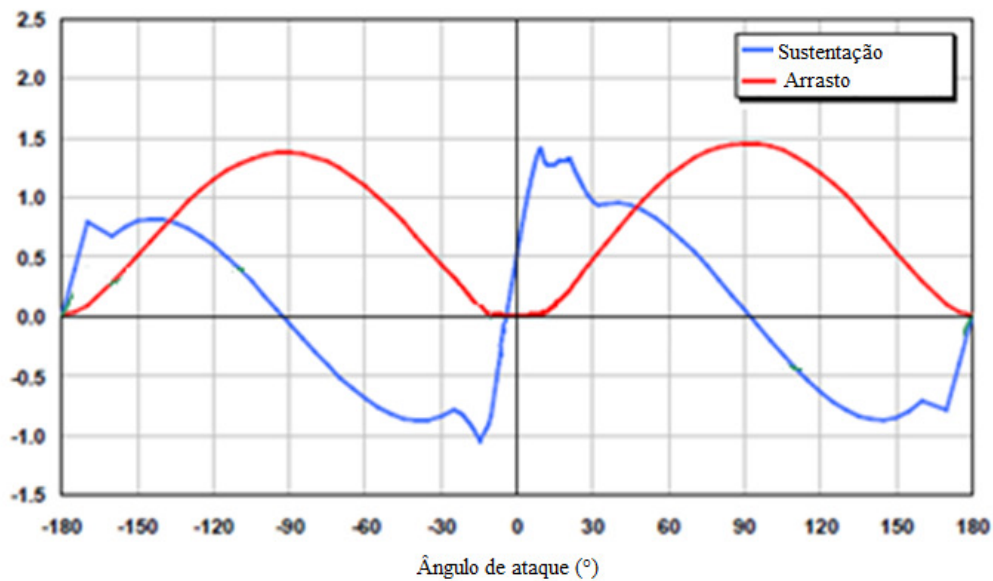


Figura B-0-5 - Coeficientes do aerofólio DU21 (adaptado de JONKMAN, 2009)

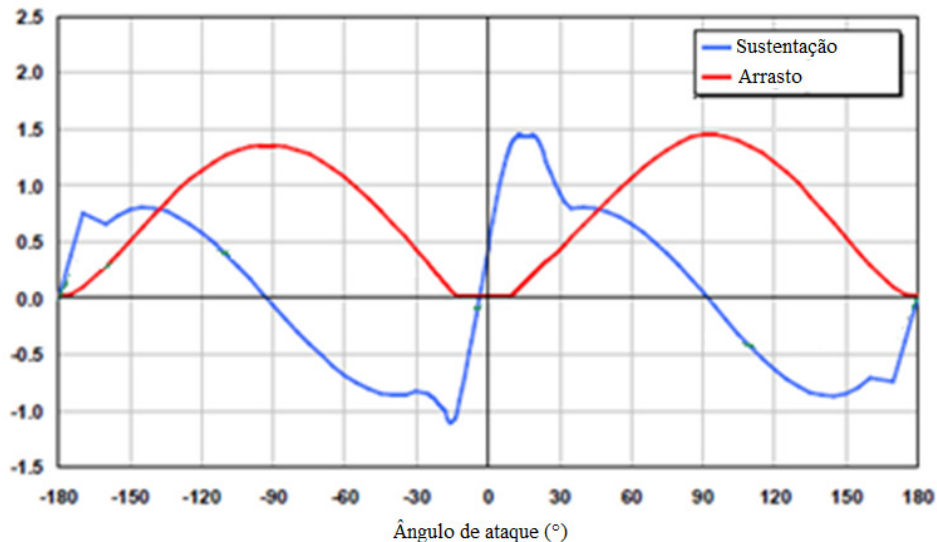


Figura B-0-6 - Coeficientes do aerofólio NACA64 (adaptado de JONKMAN, 2009)

Conforme apresentado na Figura 4-7, a velocidade de rotação do rotor varia de acordo com a velocidade do vento até que este atinge 11,4 m/s (nominal), a partir desta velocidade do vento a rotação do rotor passa a ser constante devido à atuação do ângulo de passo. O ângulo de passo varia com a velocidade do vento conforme mostrado na Tabela B-3.

Tabela B-3- Ângulo de passo da pá desenvolvida pelo NREL (JONKMAN, 2009)

Velocidade do vento (m/s)	Velocidade do rotor (rpm)	Ângulo de passo (°)
11,4 - nominal	12,1	0
12	12,1	3,83

13	12,1	6,6
14	12,1	8,7
15	12,1	10,45
16	12,1	12,06
17	12,1	13,54
18	12,1	14,92
19	12,1	16,23
20	12,1	17,47
21	12,1	18,7
22	12,1	19,94
23	12,1	21,28
24	12,1	22,35
25	12,1	23,47

Anexo C - Amortecimento hidrodinâmico e massa d'água adicionada

O movimento de um corpo submerso num fluído, sendo este água ou ar, gera o amortecimento hidrodinâmico/aerodinâmico e massa de água adicionada. Essa massa adicionada corresponde a massa deslocada pelo corpo. Esse anexo tem como objetivo mostrar a dedução do amortecimento hidrodinâmico e massa d'água adicionado quando a força de Morison quando igualada a equação de movimento de corpo submerso no mar.

$$m\ddot{u} + c\dot{u} + ku = F_M$$

$$m\ddot{u} + c\dot{u} + ku = \rho_{\text{água}} c_m \frac{\pi D^2}{4} (a_x - \ddot{u}) + \boxed{\frac{1}{2} \rho_{\text{água}} c_{as} |v_x - \dot{u}| (v_x - \dot{u})} \begin{matrix} \text{amortecimento} \\ \text{hidrodinâmico e} \\ \text{velocidade do corpo} \end{matrix}$$

$$m\ddot{u} + c\dot{u} + ku = \rho_{\text{água}} c_m \frac{\pi D^2}{4} a_x - \rho_{\text{água}} c_m \frac{\pi D^2}{4} \ddot{u} + \frac{1}{2} \rho_{\text{água}} c_{as} |v_x - \dot{u}| (v_x - \dot{u})$$

$$m\ddot{u} + c\dot{u} + ku + \rho_{\text{água}} c_m \frac{\pi D^2}{4} \ddot{u} = \rho_{\text{água}} c_m \frac{\pi D^2}{4} a_x + \frac{1}{2} \rho_{\text{água}} c_{as} |v_x - \dot{u}| (v_x - \dot{u})$$

$$\left(m + \boxed{\rho_{\text{água}} c_m \frac{\pi D^2}{4}} \right) \ddot{u} + c\dot{u} + ku = \rho_{\text{água}} c_m \frac{\pi D^2}{4} a_x + \frac{1}{2} \rho_{\text{água}} c_{as} |v_x - \dot{u}| (v_x - \dot{u})$$

↓
massa d'água
adicionada

A não linearidade gerada na força de Morison através parcela de arrasto pode ser simplificada através de algumas técnicas de linearização. CHAKRABARTI (1987) sugere:

$$|v_x - \dot{u}| (v_x - \dot{u}) \approx c_1 (v_x - \dot{u})$$

Supondo que v seja uma distribuição Gaussiana com média zero e desvio padrão σ_v :

$$c_1 = \sqrt{\frac{8}{\pi}} \sigma_v$$

σ_v^2 é a variância do espectro de velocidade S_v dado por:

$$\sigma_v^2 = \int_0^\infty S_v(\omega) d\omega$$

Dessa forma:

$$f_{arrasto} = \frac{1}{2} \rho_{\acute{a}gua} c_{as} |v_x - \dot{u}| (v_x - \dot{u}) \approx \frac{1}{2} \rho_{\acute{a}gua} c_{as} c_1 (v_x - \dot{u})$$

E conseqüentemente,

$$f_{Morrison} = \rho_{\acute{a}gua} c_m \frac{\pi D^2}{4} (a_x - \ddot{u}) + \rho_{\acute{a}gua} c_{as} c_1 (v_x - \dot{u})$$

Anexo D - Verificação da seção cilíndrica no nível de água parada frente aos critérios de segurança

DIMENSIONAMENTO - API-RP-2A LRFD - Cap. 3

$$\psi := 1.00$$

$$\gamma := 1.35$$

Carregamentos

$$\text{Tension} := 0\text{N}$$

$$\text{Axial} := \psi \cdot 9482000\text{N}$$

$$M_y := \gamma \cdot 127789376\text{N} \cdot \text{m} = 1.725 \times 10^8 \text{J}$$

$$M_x := \gamma \cdot 5361685\text{N} \cdot \text{m} = 7.238 \times 10^6 \text{J}$$

$$V_y := \gamma \cdot 10862\text{N} = 1.466 \times 10^4 \text{N}$$

$$V_x := \gamma \cdot 1786016\text{N} = 2.411 \times 10^6 \text{N}$$

$$\text{Torsion} := 0\text{N} \cdot \text{m}$$

$$F_y := 325\text{MPa}$$

$$D := 5\text{m}$$

$$t := 75\text{mm}$$

$$\frac{D}{t} = 66.667$$

$$h_{\text{cil}} := 0\text{m}$$

$$h_{\text{torre}} := 80\text{m}$$

$$C := 0.3$$

$$E := 210\text{GPa}$$

$$E := 210 \text{ GPa}$$

$$A := \pi \cdot \frac{[D^2 - (D - 2t)^2]}{4} = 1.16 \text{ m}^2$$

$$I := \pi \cdot \frac{[D^4 - (D - 2t)^4]}{64} = 3.519 \text{ m}^4$$

$$I_p := \frac{\pi \cdot D^4}{32} = 61.359 \text{ m}^4$$

$$K := 2$$

$$L := h_{\text{cil}} + h_{\text{torre}} = 80 \text{ m}$$

$$r := \sqrt{\frac{I}{A}} = 1.741 \text{ m}$$

Tração

$$F_t := 0.95 F_y = 3.087 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$f_t := \frac{\text{Tension}}{A} = 0$$

$$\frac{f_t}{F_t} = 0$$

Compressão axial

$$F_{xe} := 2C \cdot E \cdot \frac{t}{D} = 1.89 \times 10^9 \text{ Pa}$$

$$F_{xc} := \begin{cases} F_y \cdot \left[1.64 - 0.23 \cdot \left(\frac{D}{t} \right)^{\frac{1}{4}} \right] & \text{if } \frac{D}{t} > 60 \\ F_y & \text{if } \frac{D}{t} \leq 60 \end{cases}$$

$$F_{xc} = 3.194 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$F_{yy} := \min(F_{xc}, F_{xe}) = 3.194 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$F_{en} := \begin{cases} (1 - 0.25 \cdot \lambda^2) \cdot F_{yy} & \text{if } \lambda < \sqrt{2} \\ \frac{1}{\lambda^2} \cdot F_{yy} & \text{if } \lambda \geq \sqrt{2} \end{cases}$$

$$F_{en} = 2.155 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$f_c := \frac{A_{axial}}{A} = 8.171 \times 10^6 \text{ Pa}$$

$$\frac{f_c}{0.85 \cdot F_{en}} = 0.045$$

Flambagem local

Tensão de flambagem local elástica

$$F_{xe} = 1.89 \times 10^9 \text{ Pa}$$

Tensão de flambagem local inelástica

$$F_{xc} = 3.194 \times 10^8 \text{ Pa}$$

Momento

$$Z := \frac{4}{3} \cdot \left[\left(\frac{D}{2} \right)^3 - \left(\frac{D}{2} - t \right)^3 \right] = 1.819 \times 10^3 \text{ L}$$

$$W := \pi \cdot \frac{[D^4 - (D - 2t)^4]}{32D} = 1.408 \times 10^3 \text{ L}$$

$$F_{bn} := \begin{cases} \frac{Z}{W} \cdot F_y & \text{if } \frac{D}{t} \leq \frac{10340 \text{ MPa}}{F_y} \\ \left(1.13 - \frac{2.58 \cdot F_y \cdot D}{E \cdot t} \right) \cdot \frac{Z}{W} \cdot F_y & \text{if } \frac{10340 \text{ MPa}}{F_y} < \frac{D}{t} \leq \frac{20680 \text{ MPa}}{F_y} \\ \left(0.94 - \frac{0.76 \cdot F_y \cdot D}{E \cdot t} \right) \cdot \frac{Z}{W} \cdot F_y & \text{if } \frac{20680 \text{ MPa}}{F_y} < \frac{D}{t} \leq 300 \end{cases}$$

$$F_{bn} = 3.619 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$f_{bx} := \frac{M_x}{W} = 5.142 \times 10^6 \text{ Pa} \quad f_{by} := \frac{M_y}{W} = 1.226 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$\frac{f_{bx}}{0.95 \cdot F_{bn}} = 0.015 \quad \frac{f_{by}}{0.95 \cdot F_{bn}} = 0.356$$

Cortante

$$F_v := \frac{F_y}{\sqrt{3}} = 1.876 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$f_v := \frac{\max(V_x, V_y)}{0.5 \cdot A} = 4.156 \times 10^6 \text{ Pa}$$

$$\frac{f_v}{0.95 F_v} = 0.023$$

Torção

$$F_{vt} := \frac{F_y}{\sqrt{3}} = 1.876 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$f_{vt} := \frac{\text{TorsionD}}{2 \cdot I_p} = 0$$

$$\frac{f_{vt}}{0.95 F_{vt}} = 0$$

Tensões combinadas

$$C_m := 1$$

$$F_e := \frac{F_y}{\lambda} = 2.849 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$\frac{f_c}{0.85 \cdot F_{en}} + \frac{1}{(0.95 \cdot F_{bn})} \cdot \frac{C_m \cdot \sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{1 - \frac{f_c}{0.85 \cdot F_e}} = 0.414$$

$$1 - \cos\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f_c}{0.85 \cdot F_{xc}}\right) + \frac{\sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{0.95 F_{bn}} = 0.358$$

Anexo E - Verificação da seção cilíndrica no leito marinho frente aos critérios de segurança

$$\psi := 1.00$$

$$\gamma := 1.35$$

Carregamentos

$$\text{Tension} := 0\text{N}$$

$$\text{Axial} := \psi \cdot 11443000\text{N} = 1.144 \times 10^7 \text{N}$$

$$\text{Torsion} := 0\text{N}\cdot\text{m}$$

$$\text{Mx} := \gamma \cdot 5539974 \cdot \text{N}\cdot\text{m} = 7.479 \times 10^6 \text{J}$$

$$\text{Vx} := \gamma \cdot 5402637 \cdot \text{N} = 7.294 \times 10^6 \text{N}$$

$$\text{My} := \gamma \cdot 195447101 \cdot \text{N}\cdot\text{m} = 2.639 \times 10^8 \text{J}$$

$$\text{Vy} := \gamma \cdot 13299\text{N} = 1.795 \times 10^4 \text{N}$$

$$\text{F}_y := 325\text{MPa}$$

$$\text{D} := 5\text{m}$$

$$\text{t} := 75\text{mm}$$

$$\frac{\text{D}}{\text{t}} = 66.667$$

$$\text{h}_{\text{cil}} := 20\text{m}$$

$$\text{h}_{\text{torre}} := 80\text{m}$$

$$\text{C} := 0.3$$

$$\text{E} := 210\text{GPa}$$

$$A := \pi \cdot \frac{[D^2 - (D - 2t)^2]}{4} = 1.16 \text{ m}^2$$

$$I := \pi \cdot \frac{[D^4 - (D - 2t)^4]}{64} = 3.519 \text{ m}^4$$

$$I_p := \frac{\pi \cdot D^4}{32} = 61.359 \text{ m}^4$$

$$K := 2$$

$$L := h_{\text{cil}} + h_{\text{torre}} = 100 \text{ m}$$

$$r := \sqrt{\frac{I}{A}} = 1.741 \text{ m}$$

Tração

$$F_t := 0.95 F_y = 3.087 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$f_t := \frac{\text{Tension}}{A} = 0$$

$$\frac{f_t}{F_t} = 0$$

Compressão axial

$$F_{xe} := 2C \cdot E \cdot \frac{t}{D} = 1.89 \times 10^9 \text{ Pa}$$

$$F_{xc} := \begin{cases} F_y \cdot \left[1.64 - 0.23 \cdot \left(\frac{D}{t} \right)^{\frac{1}{4}} \right] & \text{if } \frac{D}{t} > 60 \\ F_y & \text{if } \frac{D}{t} \leq 60 \end{cases}$$

$$F_{xc} = 3.194 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$F_{yy} := \min(F_{xc}, F_{xe}) = 3.194 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$\lambda := \frac{K \cdot L}{\pi \cdot r} \cdot \left(\frac{F_{yy}}{E} \right)^{0.5} = 1.426$$

$$F_{en} := \begin{cases} (1 - 0.25 \cdot \lambda^2) \cdot F_{yy} & \text{if } \lambda < \sqrt{2} \\ \frac{1}{\lambda^2} \cdot F_{yy} & \text{if } \lambda \geq \sqrt{2} \end{cases}$$

$$F_{en} = 1.571 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$f_c := \frac{F_{axial}}{A} = 9.861 \times 10^6 \text{ Pa}$$

$$\frac{f_c}{0.85 \cdot F_{en}} = 0.074$$

Flambagem local

Tensão de flambagem local elástica

$$F_{xe} = 1.89 \times 10^9 \text{ Pa}$$

Tensão de flambagem local inelástica

$$F_{xc} = 3.194 \times 10^8 \text{ Pa}$$

Momento

$$Z := \frac{4}{3} \cdot \left[\left(\frac{D}{2} \right)^3 - \left(\frac{D}{2} - t \right)^3 \right] = 1.819 \times 10^3 \text{ L}$$

$$W_{xx} := \pi \cdot \frac{[D^4 - (D - 2t)^4]}{32D} = 1.408 \times 10^3 \text{ L}$$

$$F_{bn} := \begin{cases} \frac{Z}{W} \cdot F_y & \text{if } \frac{D}{t} \leq \frac{10340 \text{ MPa}}{F_y} \\ \left(1.13 - \frac{2.58 \cdot F_y \cdot D}{E \cdot t} \right) \cdot \frac{Z}{W} \cdot F_y & \text{if } \frac{10340 \text{ MPa}}{F_y} < \frac{D}{t} \leq \frac{20680 \text{ MPa}}{F_y} \\ \left(0.94 - \frac{0.76 \cdot F_y \cdot D}{E \cdot t} \right) \cdot \frac{Z}{W} \cdot F_y & \text{if } \frac{20680 \text{ MPa}}{F_y} < \frac{D}{t} \leq 300 \end{cases}$$

$$F_{bn} = 3.619 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$f_{bx} := \frac{M_x}{W} = 5.313 \times 10^6 \text{ Pa}$$

$$\frac{f_{bx}}{0.95 \cdot F_{bn}} = 0.015$$

$$f_{by} := \frac{M_y}{W} = 1.874 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$\frac{f_{by}}{0.95 \cdot F_{bn}} = 0.545$$

Cortante

$$F_v := \frac{F_y}{\sqrt{3}} = 1.876 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$f_v := \frac{\max(V_x, V_y)}{0.5 \cdot A} = 1.257 \times 10^7 \text{ Pa}$$

$$\frac{f_v}{0.95 F_v} = 0.071$$

Torção

$$F_{vt} := \frac{F_y}{\sqrt{3}} = 1.876 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$f_{vt} := \frac{\text{TorsionD}}{2 \cdot I_p} = 0$$

$$\frac{f_{vt}}{0.95 F_{vt}} = 0$$

Tensões combinadas

$$C_m := 1$$

$$F_e := \frac{F_y}{\lambda} = 2.28 \times 10^8 \text{ Pa}$$

$$\frac{f_c}{0.85 \cdot F_{en}} + \frac{1}{(0.95 \cdot F_{bn})} \cdot \frac{C_m \cdot \sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{1 - \frac{f_c}{0.85 \cdot F_e}} = 0.648$$

$$1 - \cos\left(\frac{\pi}{2} \cdot \frac{f_c}{0.85 \cdot F_{xc}}\right) + \frac{\sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{0.95 F_{bn}} = 0.547$$