

ANÁLISE ACOPLADA DE UMA TURBINA EÓLICA OFFSHORE
SEMISSUBMERSÍVEL DE TORRE CENTRAL

Luany Gomes Dantas

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.

Orientador(es): Gilberto Bruno Ellwanger
José Renato Mendes de Sousa

Rio de Janeiro
Março de 2019

ANÁLISE ACOPLADA DE UMA TURBINA EÓLICA OFFSHORE
SEMISSUBMERSÍVEL DE TORRE CENTRAL

Luany Gomes Dantas

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

Examinada por:

Prof. Gilberto Bruno Ellwanger, DSc.

Prof. José Renato Mendes de Sousa, DSc.

Prof. Silvia Corbani, DSc.

Prof. Marcelo Caire, DSc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2019

Dantas, Luany Gomes

Análise acoplada de uma Turbina Eólica Offshore Semissubmersível de Torre Central. / Luany Gomes Dantas. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XVII, 120 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Gilberto Bruno Ellwanger

José Renato Mendes de Sousa

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

Referências Bibliográficas: p. 85-88.

1. Energia Eólica Offshore. 2.Semissubmersível. 3. Análise Acoplada. I. Ellwanger, Gilberto Bruno *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

Aos meus pais Marlene e Francisco, à minha irmã Ana Carolina, à minha sobrinha Lara e ao meu noivo Fernando, com todo meu amor e gratidão.

Agradecimentos

Primeiramente, à minha mãe Marlene por ser meu exemplo de força e grandeza. Por todo apoio, suporte e amor incondicional nessa e em todas as etapas durante a minha vida. Minha imensa gratidão a você por sempre me fazer acreditar na realização dos meus objetivos.

Ao meu pai, Francisco por ser meu exemplo de perseverança, à minha irmã Ana Carolina por me mostrar a simplicidade em momentos complicados, à minha afilhada Lara por me trazer paz em momentos difíceis.

Ao meu noivo, Fernando por chegar na minha vida trazendo serenidade e incentivo necessário para a conclusão deste trabalho e que foi meu ponto de equilíbrio e certezas em momentos de insegurança.

Aos amigos que me apoiaram e incentivaram intensamente nesta jornada tornando-a mais leve, em especial aos membros do grupo “Unidos do Robertinho” formado durante o curso.

Aos membros do grupo “*Big Bem Theory*”, companheiros no projeto de estudo de energia eólica offshore, agradeço por todo conhecimento compartilhado.

À *Aqualis Offshore* pela oportunidade que me foi dada para o investimento na minha capacitação e conhecimento.

Aos meus orientadores, Prof. Gilberto Bruno Ellwanger e José Renato Mendes de Sousa por todo ensinamento, paciência e dedicação. Agradeço por todo suporte prestado, me ajudando a vencer barreiras em momentos de muita dificuldade, agradeço também as críticas e reflexões sempre buscando o melhor para mim e que, sem dúvida, me fizeram crescer pessoalmente e academicamente.

Aos professores do Programa de Engenharia Civil pelo conhecimento transmitido durante os cursos ministrados.

Ao LACEO, pelas instalações, programas e incentivos.

Ao convênio ANEEL-PETROBRAS pelo apoio e oportunidade de poder fazer parte do projeto de estudo de energia eólica offshore.

A todos aqueles, que embora não citados nominalmente, contribuíram direta e indiretamente para a execução deste trabalho.

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

ANÁLISE ACOPLADA DE UMA TURBINA EÓLICA OFFSHORE
SEMISSUBMERSÍVEL DE TORRE CENTRAL

Luany Gomes Dantas

Março/2019

Orientadores: Gilberto Bruno Ellwanger

José Renato Mendes de Sousa

Programa: Engenharia Civil

Nos últimos anos, a preocupação com a diminuição da emissão de carbono no cenário do mercado mundial de energia vem impulsionando a exploração de fontes renováveis de energia. A indústria eólica se desenvolveu muito rápido, passando de *onshore* para *offshore* em águas rasas e tendências mais recentes apontam para turbinas em águas mais profundas. Este trabalho apresenta o projeto de uma turbina eólica offshore do tipo semissubmersível (nomeado, *OC4 DeepCWind Phase II*), proposta pela NREL, com estudo de estabilidade estática no MAXSURF e análise dinâmica acoplada no SIMA, que utiliza o código SIMO-RIFLEX, para estudo de movimento de corpo rígido, análise da frequência natural e melhoria do sistema de ancoragem. Este modelo é uma plataforma semissubmersível de três colunas laterais e uma coluna central sustentando uma turbina eólica de 5 MW com 3 linhas de ancoragem formando ângulos de 120° entre elas. Para a análise acoplada é proposto um método de modelagem que possibilita a análise do conjunto no domínio do tempo, considerando as colunas da unidade flutuante como um corpo rígido conectados por *braces* e *pontoons* modelados como elemento esbelto flexível. Pás, torre e amarração também são modelados como elemento esbelto.

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

COUPLED ANALYSIS OF A CENTRAL TOWER SEMI-SUBMERSIBLE
OFFSHORE WIND TURBINE

Luany Gomes Dantas

March/2019

Advisors: Gilberto Bruno Ellwanger

José Renato Mendes de Sousa

Department: Civil Engineering

In recent years, the concerns about global energy to avoid severe impacts on climate change has been driving the exploration of renewable energy sources. The wind industry has developed very fast, moving from onshore to offshore in shallow water and more recent trends point to turbines in deeper waters. This work presents the design of a semi - submersible offshore wind turbine (named, OC4 DeepCWind Phase II), proposed by NREL, with a static stability study in the MAXSURF and coupled dynamic analysis in SIMA with SIMO-RIFLEX code, to study the rigid body movements, natural frequency and mooring improvement. This model is a semi-submersible of three offsets columns and a central column supporting a 5 MW wind turbine with 3 mooring lines forming angles of 120° between them. For the coupled analysis it is proposed a modeling method that allows the analysis of the system in the time domain, considering the columns of the floating unit as a rigid body connected by braces and pontoons modeled as flexible slender element. Blades, tower and mooring are also modeled as slender element.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Motivação e Contribuição.....	1
1.2	Energia Renovável.....	2
1.3	Energia Eólica.....	2
1.4	Energia Eólica <i>Offshore</i>	4
1.4.1	Estruturas Fixas	6
1.4.2	Unidades Flutuantes	8
2	Objetivo.....	14
2.1	Objeto de Estudo.....	14
3	Teoria	17
3.1	Estabilidade Inicial	17
3.2	Aerodinâmica da Turbina Eólica	19
3.3	Propriedades Hidrodinâmicas	20
3.3.1	Cargas Hidrostáticas	20
3.3.2	Cargas Hidrodinâmicas.....	21
3.3.3	Ancoragem.....	24
3.3.4	Análise Acoplada.....	26
3.4	Fluxograma dos Programas Utilizados	27
4	Estabilidade	28
4.1	Sistema de Coordenadas	28
4.2	Geometria.....	28
4.3	Condição de Carregamento.....	30
4.4	Momento Emborcador devido ao Vento.....	30
4.5	Critérios de Estabilidade	32
4.6	Análise de Máximo VCG	33
4.7	Equilíbrio e Estabilidade.....	34
5	Modelagem em Simo-Riflex	36
5.1	Sistema de Coordenadas	37
5.2	Torre Integrada	37
5.3	Unidade Flutuante.....	37
5.3.1	Propriedades Hidrostáticas	39
5.3.2	Propriedades Hidrodinâmicas.....	39
5.3.3	Flutuabilidade como força aplicada.....	40

5.3.4	Modificação da Matriz.....	40
5.4	Ancoragem.....	41
6	Análise Dinâmica	47
6.1	Período Natural	47
6.1.1	Teste de Decaimento	47
6.1.2	Planilha de Cálculo	53
6.1.3	Comparação	53
6.2	Período de Pico Crítico	55
6.3	Teste de Vento Constante	57
6.3.1	<i>Pitch e Surge</i>	59
6.3.2	Análise das Linhas de Ancoragem	63
7	Melhoria do Sistema de Ancoragem	67
7.1	Períodos Naturais do Sistema	67
7.2	Deslocamentos sob Ação de Condições Extremas	71
7.3	Análise do Sistema de Ancoragem proposto	77
8	Conclusão e Recomendação.....	83
9	Bibliografia.....	85

Lista de Figuras

Figura 1-1: Gráfico de expectativa da expansão das Energias Renováveis até 2050. Fonte: IRENA - Global Energy Transformation (2018).	2
Figura 1-2: Gráfico Histórico de Energia Eólica Instalada entre 2001 e 2017. Fonte: GWEC – Global Wind Statistics (2018).....	3
Figura 1-3: Turbina Eólica. Fonte: PUCRS (2018).....	4
Figura 1-4: Gráfico de Previsão Global da Capacidade da Energia Eólica Offshore. Fonte: IRENA – Innovation Outlook Offshore Wind (2016).....	5
Figura 1-5: Transmissão de Eletricidade gerada por Turbinas Offshore. Fonte: AWS (2019).	5
Figura 1-6: Fundações Fixas. Fonte: Iberdrola (2019).....	7
Figura 1-7: Unidades Flutuantes. (a) Plataforma Spar; (b) Plataforma Semissubmersível; (c) Plataforma TLP. Fonte: DNV-GL (2018).....	8
Figura 1-8: Unidade Flutuante tipo Spar, projeto Hywind. Fonte: Equinor (2018).	9
Figura 1-9: Unidade Flutuante Semissubmersível, projeto Windfloat. Fonte: Principle Power (2018).	10
Figura 1-10: Unidade Flutuante tipo TLP, projeto Gicon. Fonte: GICON-SOF (2018). ..	11
Figura 1-11: Unidade Flutuante, conceito Tetraspar. Fonte: STIESDAL (2019).	12
Figura 1-12: Estrutura Flutuante, projeto OPEC. Fonte: BECKETT RANKINE (2019).	12
Figura 1-13: Expectativa Unidades Flutuantes de Turbina Offshore. Fonte: QFWE (2019).	13
Figura 2-1: OC4 DeepCWind Phase II. Fonte: ROBERTSON et al. (2014a).	16
Figura 3-1: Centro de Gravidade e Centro de Carena. Fonte: AMÉRICO (2019).....	17
Figura 3-2: Metacentro transversal inicial (M). Fonte: AMÉRICO (2019).	18
Figura 3-3: Braço de endireitamento. Fonte: AMÉRICO (2019).....	18
Figura 3-4: Representação das Forças de Sustentação e Arrasto. Fonte: HANSEN (2008).	19
Figura 3-5: Sistema de Ancoragem em forma de catenária. Fonte: FALTINSEN (1990).	25
Figura 3-6: Fluxograma dos Programas Utilizados para modelagem e análises.	27
Figura 4-1: Modelo MAXSURF Vista de Perspectiva.....	29
Figura 4-2: Modelo MAXSURF Vista de Frente.	29
Figura 4-3: Curva de Estabilidade Estática com Momento Emborcador. Fonte: DNV (2013).	33
Figura 4-4: Curvas de VCG Máximo.	34

Figura 4-5: Curva de Estabilidade Transversal com Ação do Momento Emborcador...	35
Figura 5-1: Modelo Acoplado em SIMO-RIFLEX.....	36
Figura 5-2: Configuração do Sistema de Amarração. Fonte: ROBERTSON et al. (2014a).....	42
Figura 5-3: Deslocamento em Sway com Força aplicada de 2,5E+05 N.....	44
Figura 5-4: Deslocamento em Sway com Força aplicada de 5,0E+05 N.....	44
Figura 5-5: Deslocamento em Sway com Força aplicada de 7,5E+05 N.....	44
Figura 5-6: Deslocamento em Heave com Força aplicada de 1,0E+07 N.....	45
Figura 5-7: Deslocamento em Heave com Força aplicada de 2,5E+07 N.....	45
Figura 5-8: Deslocamento em Heave com Força aplicada de 5,0E+07 N.....	45
Figura 6-1: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em Surge.....	49
Figura 6-2: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em Sway.....	49
Figura 6-3: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em Heave.....	49
Figura 6-4: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em Roll.....	49
Figura 6-5: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em Pitch.....	50
Figura 6-6: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em Yaw.....	50
Figura 6-7: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em Surge.....	51
Figura 6-8: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em Sway.....	51
Figura 6-9: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em Heave.....	51
Figura 6-10: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em Roll.....	51
Figura 6-11: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em Pitch.....	52
Figura 6-12: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em Yaw.....	52
Figura 6-13: Comparação Períodos Naturais em Surge.....	54
Figura 6-14: Comparação Períodos Naturais em Sway.....	54
Figura 6-15: Comparação Períodos Naturais em Heave.....	54
Figura 6-16: Comparação Períodos Naturais em Roll.....	55
Figura 6-17: Comparação Períodos Naturais em Pitch.....	55
Figura 6-18: Comparação Períodos Naturais em Yaw.....	55
Figura 6-19: Deslocamento em Surge para o caso mais crítico de <i>TP</i>	57
Figura 6-20: Deslocamento em Pitch para o caso mais crítico de <i>TP</i>	57
Figura 6-21: Força de Thrust Média em diferentes Velocidades.....	58

Figura 6-22: Deslocamento em Surge para Vento 2 m/s.....	59
Figura 6-23: Deslocamento em Surge para Vento 6 m/s.....	59
Figura 6-24: Deslocamento em Surge para Vento 11,4 m/s.....	59
Figura 6-25: Deslocamento em Surge para Vento 22 m/s.....	60
Figura 6-26: Deslocamento em Surge para Vento 51,4 m/s.....	60
Figura 6-27: Deslocamento em Pitch para Vento 2 m/s.....	60
Figura 6-28: Deslocamento em Pitch para Vento 6 m/s.....	60
Figura 6-29: Deslocamento em Pitch para Vento 11,4 m/s.....	61
Figura 6-30: Deslocamento em Pitch para Vento 22 m/s.....	61
Figura 6-31: Deslocamento em Pitch para Vento 51,5 m/s.....	61
Figura 6-32: Deslocamento do Conjunto em Surge para diferentes Velocidades de Vento.	62
Figura 6-33: Deslocamento do Conjunto em Pitch para diferentes Velocidades de Vento.	62
Figura 6-34: Tração na Linha de Ancoragem 1 sob Condição Extrema com Seed igual à 2.	64
Figura 6-35: Tração na Linha de Ancoragem 2 sob Condição Extrema com Seed igual à 19.	65
Figura 6-36: Tração na Linha de Ancoragem 3 sob Condição Extrema com Seed igual à 557.	65
Figura 6-37: Configuração da Linha mais requisitada após Análise Dinâmica sob Condição Extrema.	65
Figura 7-1: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em Surge.	68
Figura 7-2: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em Sway.....	68
Figura 7-3: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em Heave.....	68
Figura 7-4: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em Roll.....	68
Figura 7-5: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em Pitch.....	69
Figura 7-6: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em Yaw.	69
Figura 7-7: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em Surge.	70
Figura 7-8: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em Sway.....	70
Figura 7-9: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em Heave.	70
Figura 7-10: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em Roll.....	70
Figura 7-11: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em Pitch.	71
Figura 7-12: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em Yaw.	71
Figura 7-13: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Surge no maior <i>TP</i>	72
Figura 7-14: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Pitch no maior <i>TP</i>	72

Figura 7-15: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Surge para Vento 2 m/s.	73
Figura 7-16: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Surge para Vento 6 m/s.	73
Figura 7-17: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Surge para Vento 11,4 m/s.	73
Figura 7-18: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Surge para Vento 22 m/s.	73
Figura 7-19: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Surge para Vento 51,5 m/s.	74
Figura 7-20: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Pitch para Vento 2 m/s.	74
Figura 7-21: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Pitch para Vento 6 m/s.	74
Figura 7-22: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Pitch para Vento 11,4 m/s.	74
Figura 7-23: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Pitch para Vento 22 m/s.	75
Figura 7-24: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em Pitch para Vento 51,5 m/s.	75
Figura 7-25: Sistema de Ancoragem Proposto - Surge para diferentes Velocidades de Vento.	76
Figura 7-26 Sistema de Ancoragem Proposto - Pitch para diferentes Velocidades de Vento.	76
Figura 7-27: Tração na Linha 1 do Sistema de Ancoragem Proposto sob Condição Extrema com Seed igual à 2.	78
Figura 7-28: Tração na Linha 2 do Sistema de Ancoragem Proposto sob Condição Extrema com Seed igual à 19.	78
Figura 7-29: Tração na Linha 3 do Sistema de Ancoragem Proposto sob Condição Extrema com Seed igual à 1.	79
Figura 7-30: Configuração da linha mais requisitada do Sistema de Ancoragem proposto após Análise Dinâmica sob Condição Extrema.	79
Figura 7-31: Linha de Ancoragem do tipo taut-leg.	81
Figura 7-32: Linha de Ancoragem 1 do tipo Taut-Leg após Análise Dinâmica sob Condição Extrema.	81
Figura 7-33: Linha de Ancoragem 2 do tipo Taut-Leg após Análise Dinâmica sob Condição Extrema.	81
Figura 7-34: Linha de Ancoragem 3 do tipo Taut-Leg após Análise Dinâmica sob Condição Extrema.	81

Lista de Tabelas

Tabela 2-1: Características Principais da Unidade Flutuante. Fonte: ROBERTSON <i>et al.</i> (2014a).....	15
Tabela 2-2: Características Principais da Torre e Turbina 5MW. Fonte JONKMAN <i>et al.</i> (2009)	15
Tabela 4-1: Cargas de Vento	31
Tabela 4-2: Informações de Equilíbrio do Sistema	34
Tabela 4-3: Critérios de Estabilidade	35
Tabela 5-1: Propriedades de Massa da Unidade Flutuante. Fonte: ROBERTSON <i>et al.</i> (2014a).....	38
Tabela 5-2: Posição dos Membros da Unidade Flutuante. Fonte: ROBERTSON <i>et al.</i> (2014a).....	38
Tabela 5-3: Coeficientes Hidrodinâmicos. Fonte: ROBERTSON <i>et al.</i> (2014a).....	40
Tabela 5-4: Propriedades das Linhas de Ancoragem. Fonte: ROBERTSON <i>et al.</i> (2014a).....	42
Tabela 5-5: Comparação dos Valores de Rigidez medidos e teóricos para <i>Sway</i>	44
Tabela 5-6: Comparação dos Valores de Rigidez medidos e teóricos para <i>Heave</i>	45
Tabela 6-1: Teste de Decaimento	50
Tabela 6-2: Período Natural obtido através da decomposição do sinal de decaimento .	52
Tabela 6-3: Período Natural obtido pelo cálculo em MatchCAD através das matrizes K e M.....	53
Tabela 6-4: Caso Extremo com diferentes <i>TP</i> 's.....	56
Tabela 6-5: Deslocamento Máximo dos 6 modos de movimento nos diferentes <i>TP</i> 's..	56
Tabela 6-6: Teste de Vento Constante.....	58
Tabela 6-7: Valores Máximos de <i>Surge</i> e <i>Pitch</i> para diferentes Velocidades de Vento Constante	61
Tabela 6-8: Máximos <i>Surge</i> e <i>Pitch</i> do Caso Extremo para diferentes <i>Seeds</i>	63
Tabela 6-9: Máxima Tração nas Linhas para diferentes <i>Seeds</i>	64
Tabela 6-10: Verificação das Linhas de Ancoragem após Análise Dinâmica em Condição Extrema	66
Tabela 7-1: Teste de Decaimento – Sistema de Ancoragem Proposto.....	69
Tabela 7-2: Sistema de Ancoragem Proposto – Deslocamento nos diferentes <i>TP</i> 's	72
Tabela 7-3: Sistema de Ancoragem Proposto - Valores Máximos de <i>Surge</i> e <i>Pitch</i>	75
Tabela 7-4: Máximos <i>Surge</i> e <i>Pitch</i> do Caso Extremo em diferentes <i>Seeds</i> no Sistema Proposto.....	77
Tabela 7-5: Máxima Tração nas Linhas no Sistema Proposto para diferentes <i>Seeds</i>	78
Tabela 7-6: Verificação das Linhas de Ancoragem do Sistema proposto após Análise Dinâmica em Condição Extrema.....	80
Tabela 7-7: Máxima Tração nas Linhas de Ancoragem do Sistema tipo <i>Taut-Leg</i>	82

Símbolos e Siglas

Letras romanas

A	Área Exposta
b	Braço da força
A	Matriz de Massa Adicional
B	Matriz de Amortecimento
B	Centro de Carena
c	Distância entre extremos do Aerofólio
C	Matriz de Rigidez
C_D	Coefficiente de Arrasto
C_h	Coefficiente de Altura
C_L	Coefficiente de Sustentação
C_s	Coefficiente de Forma
d	Deslocamento
D	Força de Arrasto por unidade de comprimento
g	Aceleração da Gravidade
F	Força
F_{op}	Força de Vento na Velocidade Nominal em Condição de Operação
F_{sob}	Força de Vento em Condição de Sobrevivência
F_t	Força de <i>Thrust</i> na velocidade nominal
G	Centro de Gravidade
GM	Altura Metacêntrica
GZ	Braço de Endireitamento
h	Profundidade do <i>Fairlead</i> ao fundo do mar
H	Matriz de Rigidez Hidrostática
k	Rigidez
K	Matriz de rigidez
Kg	Quilograma
l	Comprimento da Linha de Ancoragem
l_{min}	Comprimento Mínimo da Linha de Ancoragem
l_s	Comprimento Linha de Ancoragem Suspensa na Água
L	Matriz de Restauração da Amarração
L	Força de Sustentação por unidade de comprimento
M	Metacentro
M	Matriz de Massa Estrutural
n	Número de Picos
η_0	Deslocamento Inicial
η_n	Deslocamento final
M_{torre}	Momento Força do Vento na Área Exposta
N	Newton
P	Densidade do ar
t	Calado

t_0	Tempo de Simulação Inicial
t_f	Tempo de simulação Final
T_d	Período de Oscilação Amortecido
T_H	Pré-tração na Linha de Ancoragem
T_{max}	Máxima Tração <i>Failead</i>
T_n	Período Natural de Oscilação
V	Velocidade do Vento
V_0	Volume Deslocado
V_B	Velocidade do Corpo
V_{op}	Velocidade Nominal de Vento em Condição Operacional
V_{rel}	Velocidade Relativa do Vento
V_{sob}	Velocidade de Vento em Condição de Sobrevivência
x	Distância entre <i>Fairlead</i> e Ponto da Linha de Ancoragem no Fundo do Mar
X	Distância do <i>Fairlead</i> até a Âncora
Z_{rotor}	Altura do rotor

Letras gregas

δ	Decréscimo Logarítmico
Δx	Deslocamento Horizontal
η	Vetor de Movimento
$\dot{\eta}$	Vetor Velocidade
$\ddot{\eta}$	Vetor Aceleração
∇	Vetor Operador
ω	Peso por unidade de comprimento da Linha na Água
ω_d	Frequência Amortecida
ω_n	Frequência Natural
\emptyset	Velocidade Potencial
ρ	Densidade da Água
ϕ_w	Ângulo da Linha de Ancoragem no <i>Fairlead</i>
ζ	Taxa de amortecimento

Siglas

BC1	Coluna Base 1
BC2	Coluna Base 2
BC3	Coluna Base 3
BEM	<i>Blade Element Momentum</i>
CB1	<i>Brace 1</i>
CB2	<i>Brace 2</i>
CB3	<i>Brace 3</i>
COF	Centro de Flutuação Longitudinal
det	Determinante
DL1	<i>Pontoon Delta Inferior 1</i>
DL2	<i>Pontoon Delta Inferior 2</i>
DL3	<i>Pontoon Delta Inferior 3</i>
DNV	<i>Det Norske Veritas</i>
dof	<i>Degree of freedom</i> (Grau de Liberdade)

DU1	<i>Pontoon Delta Superior 1</i>
DU2	<i>Pontoon Delta Superior 2</i>
DU3	<i>Pontoon Delta Superior 3</i>
GDW	<i>Generalized dynamic wake</i>
KB	Centro de Carena
KG	Centro de Gravidade
LCB	Centro de Carena Longitudinal
LCG	Centro de Gravidade Longitudinal
MC	MC – Coluna Principal
MBL	<i>Minimum Breaking Load</i> (Carga mínima de ruptura)
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OPEC	<i>Offshore Platform for Energy Competitiveness</i>
SWL	<i>Still water level</i> (Linha d'água)
TCG	Centro de Gravidade Transversal
TLP	<i>Tension Leg Platform</i> (Plataforma de perna Tracionada)
TPC	Tonelada por centímetro de imersão
UC1	Coluna Superior 1
UC2	Coluna Superior 2
UC3	Coluna Superior 3
VCB	Centro de Carena Vertical
VCG	Centro de Gravidade Vertical
YL1	<i>Pontoon Y Inferior 1</i>
YL2	<i>Pontoon Y Inferior 2</i>
YL3	<i>Pontoon Y Inferior 3</i>
YU1	<i>Pontoon Y Superior 1</i>
YU2	<i>Pontoon Y Superior 2</i>
YU3	<i>Pontoon Y Superior 3</i>

1 Introdução

1.1 Motivação e Contribuição

O setor da energia é um dos pilares de maior crescimento, competitividade e desenvolvimento em nossa economia moderna. Recursos não-renováveis como carvão, gás natural, petróleo e energia nuclear vem sendo, em escala mundial, as principais fontes de energia das últimas décadas. A queima de combustíveis fósseis, no entanto, é prejudicial ao meio ambiente, e seu estoque limitado ficando sujeitos à volatilidade dos preços.

Como resultado de questões como a poluição ambiental, crise energética e desenvolvimento sustentável, a busca por energias renováveis vem se tornando cada vez mais crescente.

Com média de crescimento anual de 20% nos últimos 10 anos, a energia eólica utiliza o vento como fonte de energia primária, e é uma das fontes de energia renovável de maior crescimento atualmente com grande potencial porque são inesgotáveis e não poluentes (IEA, 2018).

A indústria eólica se desenvolveu rapidamente nos últimos anos, passando de *onshore* para *offshore*, inicialmente em águas rasas com modelos de plataformas fixas. Em países do hemisfério norte, sobretudo os europeus, a expansão de energia eólica está nos aproveitamentos offshore. A energia eólica *offshore* vem se destacando como a mais promissora fonte de energia renovável offshore para os próximos anos e décadas.

Com o avanço da indústria, em águas profundas, uma quantidade crescente de esforço é dedicada à turbina eólica em unidades flutuantes atualmente. “A energia eólica a partir de uma turbina em uma unidade flutuante muito provavelmente se tornará uma fonte de energia global em larga escala à medida que o armazenamento e transporte da energia eólica se torna comercial, se transformando também uma commodity global.”, (RIJKERS, 2018).

No Brasil, a energia eólica ocupa a terceira colocação entre as principais fontes de energia no país, despontando como o oitavo colocado no ranking mundial em capacidade instalada. Essa exploração vem sido feita até então por terra, porém segundo PETROBRAS (2018), será instalada até 2022 a primeira planta eólica *offshore* do Brasil; será um projeto piloto que ampliará a capacidade de geração eólica do Brasil.

Nesse sentido, a motivação desse estudo é poder contribuir para o incentivo do uso de uma energia limpa com um tipo de captação promissora aqui no Brasil que será discutida no tópico 1.4.

1.2 Energia Renovável

Nos últimos anos, as fontes renováveis de energias vêm crescendo fortemente, se tornando uma alternativa ao modelo energético mundial que se limita ao uso de combustíveis fósseis. Por serem recursos que podem ser regenerar-se em um curto espaço de tempo, são considerados, inesgotáveis e de acordo com IRENA (2018), agência internacional de energia renovável, através do relatório “A Roadmap to 2050”, a expectativa é de um aumento cumulativo do investimento no sistema energético renovável em 30% até 2050. A análise da IRENA prospecta um sistema energético no qual a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis passem dos atuais 24% para 85% do total de energia até 2050, como pode ser visto na Figura 1-1.

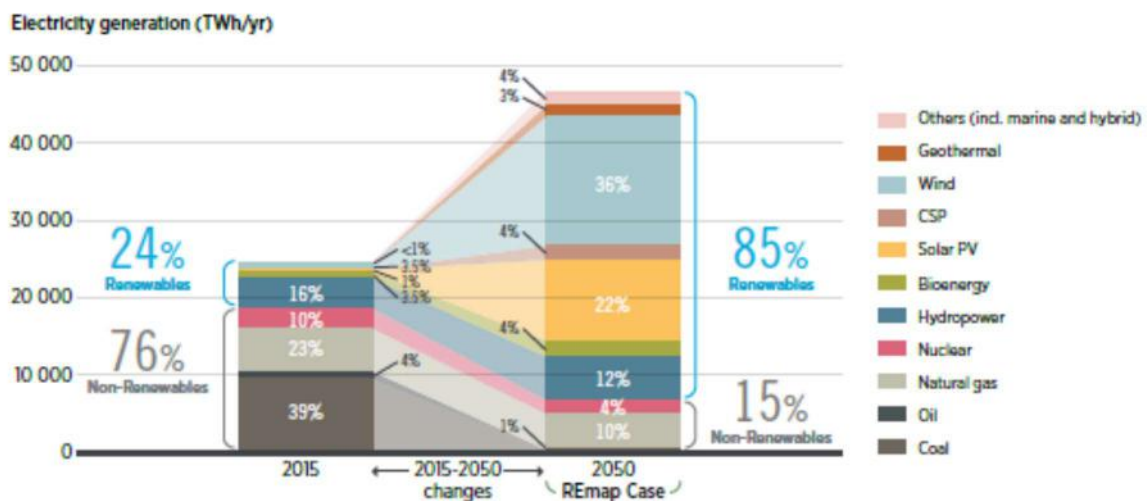


Figura 1-1: Gráfico de expectativa da expansão das Energias Renováveis até 2050. Fonte: IRENA - *Global Energy Transformation* (2018).

1.3 Energia Eólica

O uso do vento como fonte de energia primária iniciou-se na década de 1980 e das fontes renováveis de energia elétrica, a energia eólica, teve um dos crescimentos mais expressivos nos últimos anos. De acordo com o Conselho Global de Energia Eólica, GWEC (2018) através do relatório “*Global Wind Statistics 2017*”, em 17 anos a capacidade global

instalada cresceu 22,6 vezes (Figura 1-2). O relatório considera que o preço da energia eólica está ficando cada vez mais competitivo e já está mais barato do que o preço da energia fóssil.

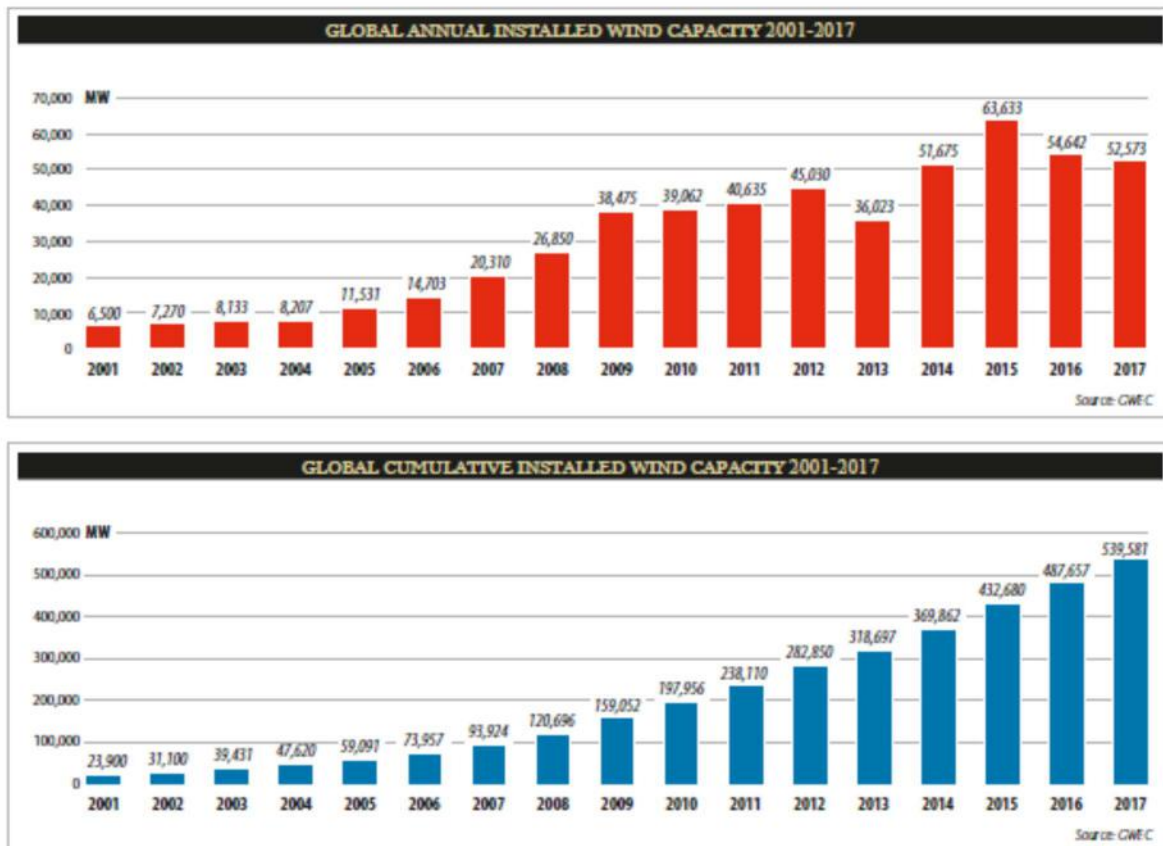


Figura 1-2: Gráfico Histórico de Energia Eólica Instalada entre 2001 e 2017. Fonte: GWEC – *Global Wind Statistics (2018)*.

O processo de geração ocorre por meio de um aerogerador (turbina eólica), composto basicamente de uma torre, um conjunto de pás acoplado a um rotor e uma *nacelle* (Figura 1-3). Os principais componentes são descritos conforme PORTAL DE ENERGIA (2018):

- Pás: Captam o vento, convertendo sua potência ao centro do rotor.
- Rotor: Elemento de fixação das pás que transmite o movimento de rotação das pás para o gerador.
- Torre: Elemento que sustenta o rotor e a *nacelle* na altura apropriada ao seu funcionamento.
- *Nacelle*: Compartimento instalado no alto da torre composto por caixa de multiplicação que transmite a energia mecânica do eixo do rotor ao eixo do gerador; gerador elétrico que converte energia mecânica em energia elétrica; anemômetro que mede a intensidade e velocidade do vento; biruta que capta a direção do vento, que deve estar perpendicular à torre para um maior rendimento e os mecanismos de controle de velocidade.



Figura 1-3: Turbina Eólica. Fonte: PUCRS (2018).

A força do vento gira três pás que propulsionam o rotor, que por sua vez se conecta com o eixo principal, que move o gerador. O vento gera forças de sustentação e arrasto nas pás, sendo que a força de sustentação exerce maior importância no desenvolvimento da geração da energia do rotor. Dentro da *nacelle*, um multiplicador de velocidade transmite a rotação permitindo que o gerador produza eletricidade que é então enviada por cabos que descem pelo interior da torre e se conectam com uma rede de energia.

1.4 Energia Eólica *Offshore*

A indústria eólica *offshore* vem se desenvolvendo, principalmente, em países do hemisfério norte, sobretudo os europeus.

Atualmente, o Reino Unido possui o maior parque gerador de energia eólica offshore do mundo a *London Array*, que produz energia suficiente para quase meio milhão de casas por ano com suas 175 turbinas localizadas à 15 km da costa numa profundidade de 20 metros (LONDON ARRAY, 2018).

A região da Nova Inglaterra se prepara para ser o maior parque de energia eólica offshore dos Estados Unidos (POPULAR MECHANICS, 2018).

Segundo a Agência Internacional de Energia Renovável, IRENA (2016), a perspectiva é de que a capacidade eólica offshore mundial deva ter crescimento de 13 GW em 2015 para 400 GW em 2045 (Figura 1-4).

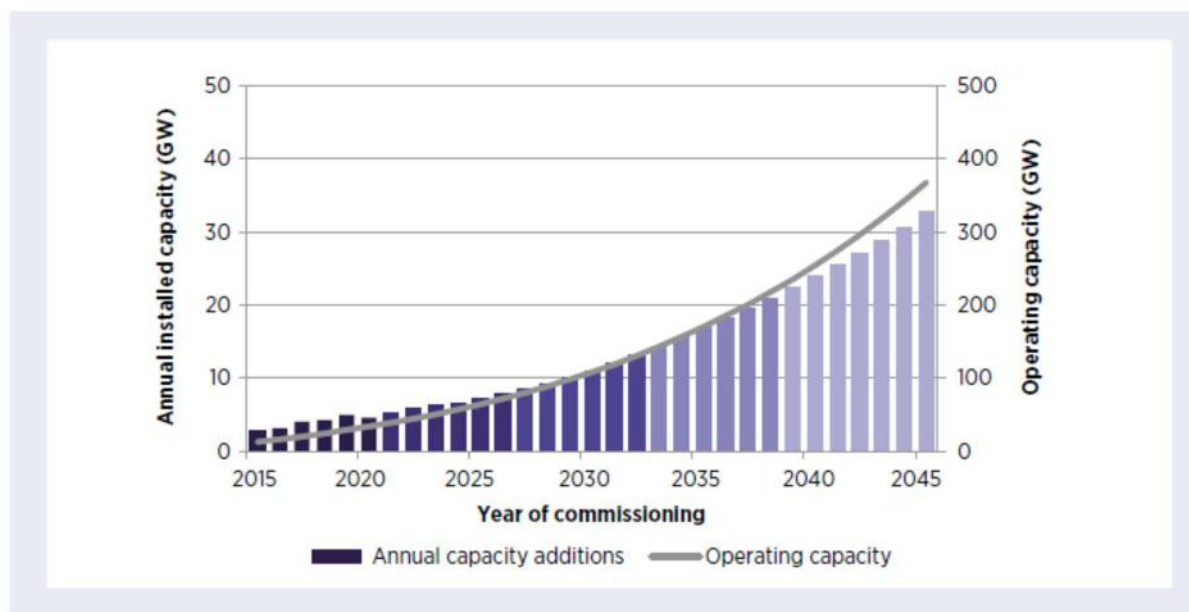


Figura 1-4: Gráfico de Previsão Global da Capacidade da Energia Eólica Offshore. Fonte: IRENA – *Innovation Outlook Offshore Wind* (2016).

A geração de energia eólica através de turbinas *offshore* ocorre de maneira similar às turbinas *onshore*. A ligação com a rede elétrica é realizada com transmissão de eletricidade gerada nas turbinas por cabos submarinos até um transformador, onde a eletricidade combinada é convertida para alta voltagem (Figura 1-5). A energia é então transportada por cabos para uma subestação, que é conectada à rede elétrica.

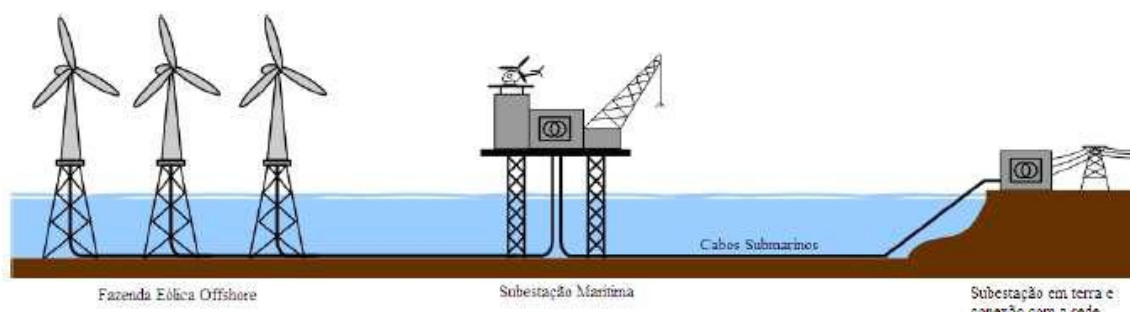


Figura 1-5: Transmissão de Eletricidade gerada por Turbinas Offshore. Fonte: AWS (2019).

Entre as vantagens da energia eólica offshore em relação à energia eólica terrestre, é que para a produção de energia eólica offshore, há muito mais espaço disponível, maior velocidade do vento estável (maior eficiência), menores impactos ambientais e sociais (menor distúrbio visual e ruído) e principalmente a possibilidade de aerogeradores maiores de capacidade acima de 5MW, quando em terra isso não possível.

Com relação aos custos, fazendas eólicas *offshore* possuem custos mais altos em relação à *onshore*, a turbina representa menos da metade dos custos de investimento, os

demais custos são a fundação, infraestrutura elétrica, instalação e cabos de transmissão submarina, que variam com a distância da costa e da profundidade água. No entanto, projeções futuras preveem uma redução dos custos da energia eólica offshore em 45% até 2050.

1.4.1 Estruturas Fixas

A escolha da estrutura base das turbinas é muito importante, dada as enormes forças exercidas pelos ventos nas grandes pás dos geradores eólicos. Os modelos fixos são conceitos já consolidados e utilizados em grande escala em fazendas eólicas offshore existentes, porém são usadas em águas rasas com um limite de profundidade de água de 30-50m. Dentre os modelos de fundação fixa os mais utilizados nos projetos atuais são *Monopile*, Base de Gravidade e Jaqueta (Figura 1-6), e são descritos segundo ZHANG *et al.* (2016):

- *Monopile*

As fundações do tipo *Monopile* são utilizadas para profundidades menores que 15 metros. Feitas de estacas de aço com comprimento em torno de 60 metros e diâmetros entre 4 e 8 metros, são estruturas relativamente leves.

Apesar da construção dessa base exigir uma preparação do solo marinho, as fundações do tipo *Monopile* são amplamente utilizadas devido à sua forma geométrica simples e baixo custo de instalação. Esse tipo de fundação foi o tipo escolhido para a maior fazenda offshore atual, a London Array no Reino Unido com 175 estruturas do tipo *Monopile* (LONDON ARRAY, 2018).

- Fundação por Gravidade

Onde há necessidade de profundidades de água em torno de 30 metros, livres da ação das ondas, a fundação por Gravidade é usualmente utilizada. Esse tipo de fundação é relativamente pesada em comparação com a *Monopile*. É composta por uma plataforma de aço ou concreto na base da estrutura, com diâmetro aproximado de 15 metros que é responsável por suportar a estrutura.

O tamanho e o peso tornam extremamente difícil o transporte e instalação, e embora o concreto seja um material muito barato, é extremamente caro e demorado para instalar. No entanto, esses tipos de fundações podem ser facilmente removidos após o descomissionamento. Esse foi o tipo de fundação escolhida para o projeto eólico *offshore Thornton Bank Phase I*, na Bélgica, onde foram construídas 6 estruturas baseadas em gravidade (4COFFSHORE, 2018).

- Jaqueta

A Jaqueta é um tipo de fundação de estruturas treliçadas com três ou quatro pernas ancoradas no solo marinho com estacas onde uma peça de transição localizada na parte superior da jaqueta é conectada ao eixo da turbina. É adequada para profundidades entre 30 a 50 metros, e é relativamente mais rígida do que a fundação do tipo *Monopile*. O transporte é difícil e caro, assim como a manutenção, no entanto, o custo de instalação é menor, uma vez que os elementos estruturais podem ser parcialmente ou totalmente montados antes da flutuação para instalação.

Desde a implantação da primeira estrutura de jaqueta *offshore* do mundo no parque eólico *Alpha Ventus* na Alemanha em 2009 com 12 estruturas (4COFFSHORE, 2018), outros projetos *offshore* como o projeto de *Beatrice*, com um total de 84 turbinas, no Reino Unido foram realizados com o conceito de fundação do tipo Jaqueta (BEATRICE, 2017).



Figura 1-6: Fundações Fixas. Fonte: Iberdrola (2019).

1.4.2 Unidades Flutuantes

A tecnologia das unidades flutuantes como base das turbinas eólicas *offshore* começou a ser estudada em 2009, quando não existia muita urgência nessa linha de pesquisa já que a tecnologia se mostrava muito cara em comparação com as fundações eólicas offshore fixas. Porém, os estudos foram provando que os ventos mais fortes são encontrados em maiores profundidades, onde o alcance não seria possível com fundações fixas. “60-80% dos melhores recursos eólicos do mundo estão em águas que não são compatíveis com soluções de plataformas fixas” (GESCHIER, 2017).

Desde então muitos modelos foram propostos, sendo que alguns nunca saíram do papel, outros foram interrompidos após testes de tanques devido à falta de financiamento. Pode-se afirmar que para uma primeira geração de unidades flutuantes, as empresas optaram por usar conceitos comprovados, como as plataformas do tipo Semissubmersível, TLP e *Spar* (Figura 1-7) e são descritos conforme ANDERSEN (2016).

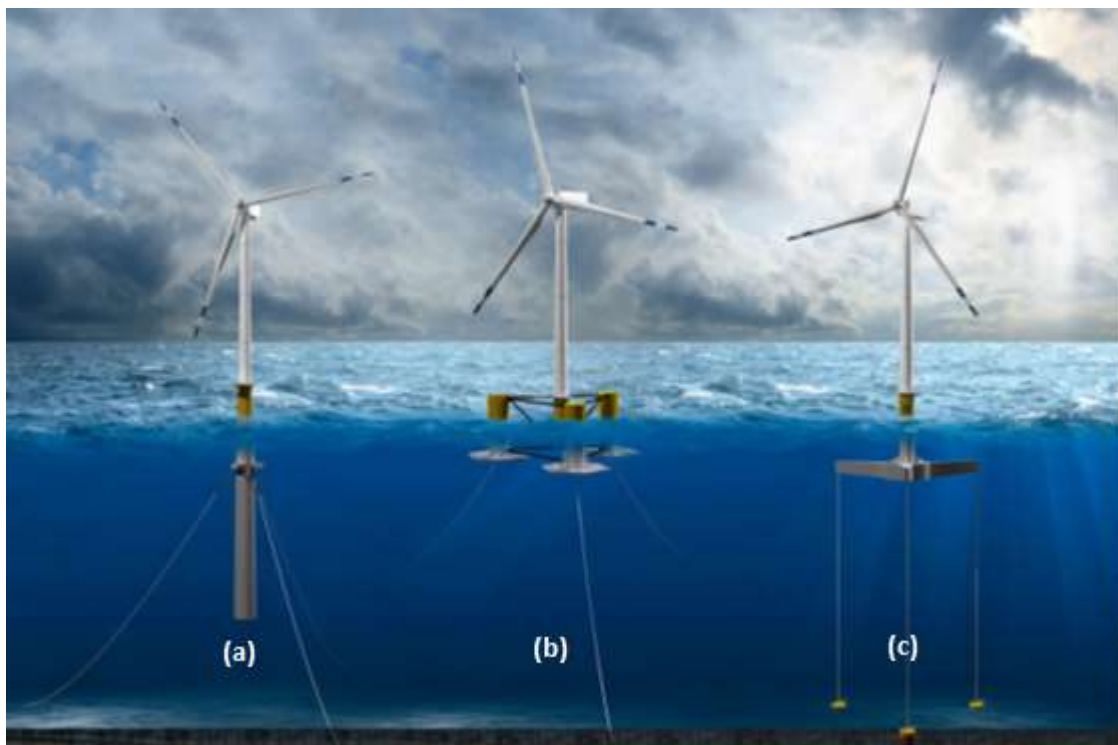


Figura 1-7: Unidades Flutuantes. (a) Plataforma Spar; (b) Plataforma Semissubmersível; (c) Plataforma TLP. Fonte: DNV-GL (2018).

- Plataforma *Spar*

Estrutura cilíndrica, onde o lastro é usado para se obter um grande calado. É devido a esse grande calado que a plataforma do tipo *Spar* geralmente tem boa estabilidade e pequenos movimentos de *heave*, porém oferece desafios para a manutenção da estrutura uma

vez que não pode ser usado em lâminas de água menores que 100 metros. O casco profundo também dificulta o reboque, para contornar esse problema a estrutura pode ser rebocada em um ângulo inclinado, apenas adicionando o lastro total ao chegar no local.

As linhas de ancoragem são relativamente de simples pré-instalação, porém de certo custo devido sua forma em catenária e águas profundas, necessitando de linhas muito longas.

A plataforma do tipo *Spar* (Figura 1-8) foi o conceito escolhido para os projetos como o Toda *Spar* no Japão e o *Hywind* na Escócia, sendo essa o primeiro projeto de turbina eólica em plataforma flutuante instalado no mundo com um total de 5 unidades (QFWE, 2019).



Figura 1-8: Unidade Flutuante tipo *Spar*, projeto *Hywind*. Fonte: Equinor (2018).

- Plataforma Semissubmersível

Estrutura composta por colunas conectadas por *pontoons* submersos e *braces*. As colunas fornecem estabilidade hidrostática e os *pontoons* fornecem flutuabilidade adicional. Pode ser utilizado em profundidades a partir de 40 metros. Linhas de ancoragem em forma de catenária ajudam a manter a posição do conjunto.

Entre as vantagens da plataforma semissubmersível, está que toda a construção pode ser feita totalmente *onshore*, diminuindo-se muito os gastos das operações *offshore* que são caras durante a fase de comissionamento. Outro ponto favorável é a facilidade no transporte que pode ser feito por rebocadores convencionais devido à estabilidade inerente do sistema montado que pode ser rebocado com baixos calados através do ajuste de lastro. Porém, a plataforma do tipo semissubmersível tende a usar uma maior quantidade de aço e é de fabricação mais complexa se comparada com outros conceitos, especialmente a plataforma *Spar*.

O sistema de ancoragem mesmo sendo em catenárias, pode ter seu custo reduzido se comparado com a plataforma *Spar*, pois pode ser instalada em profundidades menores.

A Plataforma do tipo Semissubmersível foi o conceito escolhido para os projetos como o *Windfloat* (Figura 1-9) em Portugal e o *Fukushima* no Japão (QFWE, 2019).



Figura 1-9: Unidade Flutuante Semissubmersível, projeto *Windfloat*. Fonte: *Principle Power* (2018).

- Plataforma TLP

A plataforma TLP consiste principalmente de uma estrutura flutuante quase totalmente submersa com ancoragem totalmente tracionada. Devido ao pequeno calado e ao fato da estabilidade ser obtida via sistema de ancoragem, essas estruturas podem ser relativamente pequenas e leves se comparadas aos tipos de plataformas *Spar* e Semissubmersível e a construção pode ser feita *onshore*, diminuindo relativamente os gastos. Porém, para a estabilidade, essa dependência do sistema de ancoragem dificulta o transporte e implica em um risco maior de falha total do sistema em caso de falha de uma ou mais linhas de ancoragem depois de instalada. Os esforços nos tendões e âncoras no conceito de plataforma TLP também são significativamente maiores do que nos outros conceitos, mas a vantagem desta configuração de ancoragem é um menor tamanho de amarra, uma vez que as linhas de ancoragem tracionadas vão verticalmente do solo para os *fairleads*.

Um projeto que usou o conceito da plataforma do tipo TLP foi o projeto *Gicon* na Alemanha (Figura 1-10) (GICON-SOF, 2018).

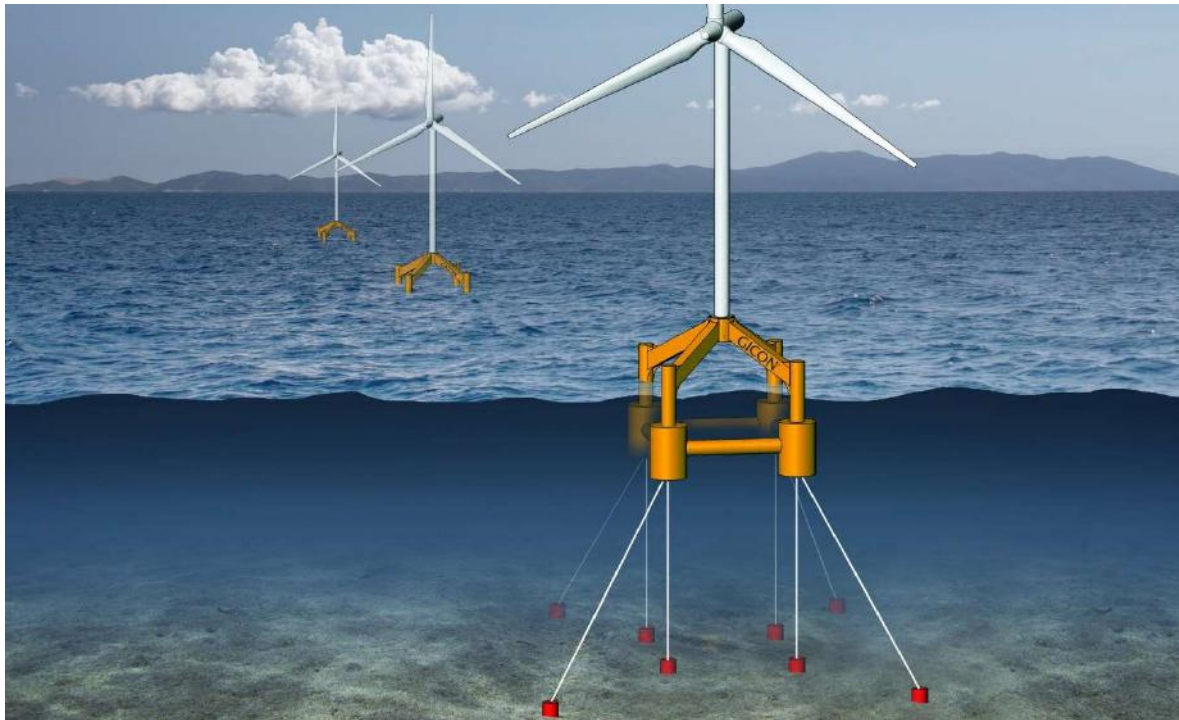


Figura 1-10: Unidade Flutuante tipo TLP, projeto *Gicon*. Fonte: GICON-SOF (2018).

Para uma próxima geração de unidades flutuantes, vários outros modelos estão em desenvolvimento em diferentes partes do mundo, alguns ainda em fase inicial outros já mais avançados, como é o caso do conceito *Tetraspar* (Figura 1-11), que segundo OFFSHOREWIND (2019) já está próximo de ser testada. Uma das vantagens se comparada com plataformas do tipo *Spar* tradicional, é a não necessidade de um grande calado, além de ser possível lastrar a sua quilha e a unidade flutuante passa a se comportar como uma unidade flutuante semissubmersível (STIESDAL, 2019). Outro projeto recente e inovador, a OPEC (Figura 1-12), esse ainda em fase mais inicial de desenvolvimento, compreende em uma grande estrutura flutuante, feita a partir de módulos de concreto que são projetados para suportar múltiplos dispositivos tanto de vento quanto de onda, mas ainda enfrenta dificuldades em termos de viabilidade (OFFSHOREWIND, 2019).



Figura 1-11: Unidade Flutuante, conceito Tetraspar. Fonte: STIESDAL (2019).



Figura 1-12: Estrutura Flutuante, projeto OPEC. Fonte: BECKETT RANKINE (2019).

Segundo RIJKERS (2019), o futuro da energia eólica está nas unidades flutuantes offshore. A expectativa é que até 2030, o número de plataformas flutuantes de turbina offshore chegue a 300 unidades considerando as que já estão em desenvolvimento e as planejadas. Esse número pode chegar a 1800 se incluir as unidades que são ainda possibilidades. A Figura 1-13 apresenta essa perspectiva de acordo com QFWE (2019).

Total FTUs

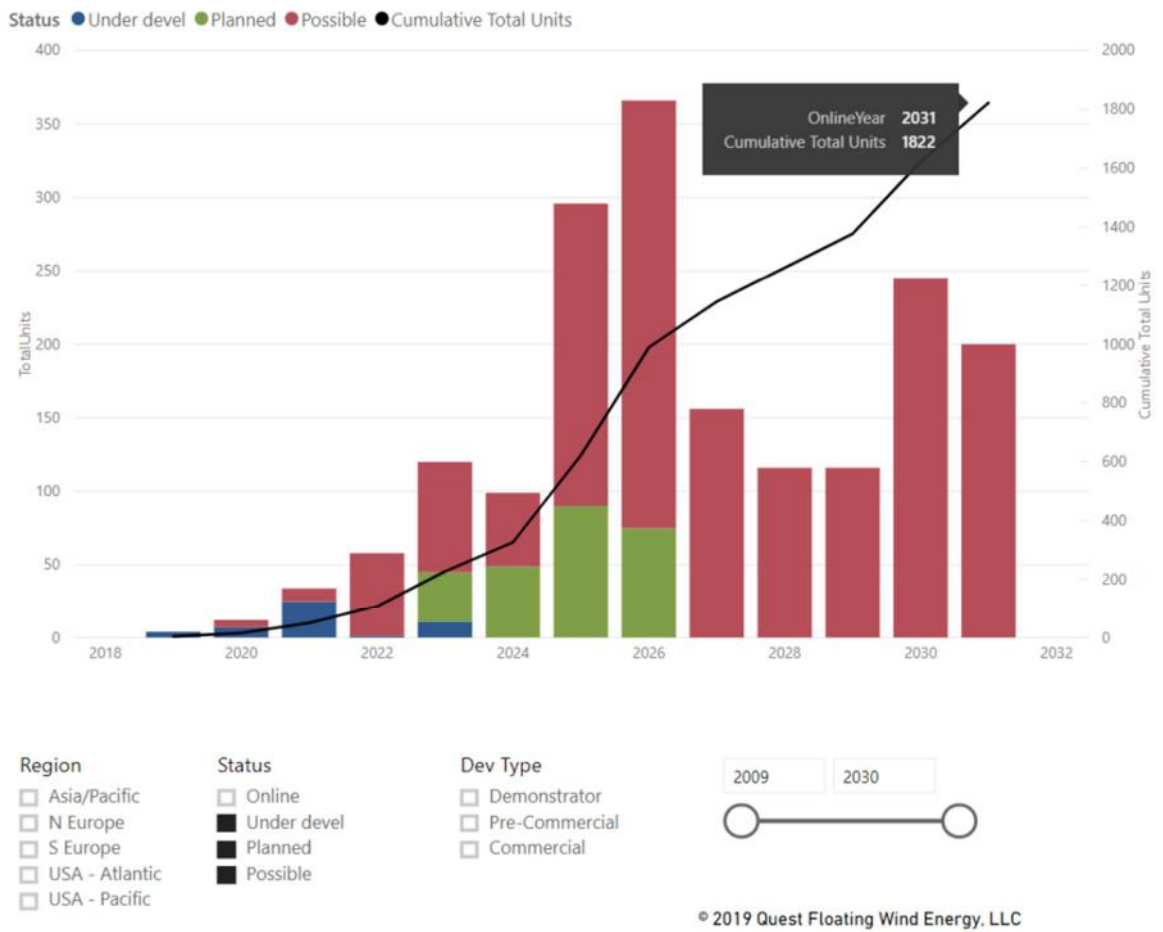


Figura 1-13: Expectativa Unidades Flutuantes de Turbina Offshore. Fonte: QFWE (2019).

2 Objetivo

Os empreendimentos eólicos em unidades flutuantes começam a partir do desenvolvimento do modelo teórico que após estudos e análises podem passar para um estágio de protótipo para validação do modelo. Com uma boa resposta a partir de protótipos, o projeto pode começar a ser testado e chegar ao nível de demonstração que serve para provar que uma unidade ou um pequeno conjunto de estruturas flutuantes em escala real é capaz de suportar condições offshore operacionais.

Uma vez que uma unidade flutuante passe com sucesso no estágio de demonstração, ela pode ser considerada para um desenvolvimento comercial onde múltiplas unidades flutuantes podem ser construídas e colocadas em operação com sucesso.

Vários modelos de estruturas flutuantes foram projetados e testados, alguns deles já estão em fase de demonstração, como os projetos já mencionados anteriormente *Hywind* na Escócia que já está operacional com 5 unidades flutuantes do tipo *Spar*, o *Windfloat* em Portugal e o Fukushima no Japão ambos modelos com flutuadores do tipo Semissubmersível.

Na presente dissertação, o foco do estudo será uma turbina eólica *offshore* do tipo semissubmersível, projeto *OC4 DeepCWind Phase II*, proposto pela NREL, importante centro internacional em pesquisa de energia eólica *offshore*, e apresentado por ROBERTSON *et al.* (2014b). Ainda não há projeto com esse modelo em fase de testes ou demonstração, apenas protótipos em pequena escala.

Este estudo tem como objetivo a modelagem do projeto *OC4 DeepCWind Phase II*, o estudo de estabilidade estática no *software* MAXSURF STABILITY (BENTLEY, 2014) e a análise dinâmica acoplada no *software* SIMA que utiliza o código SIMO-RIFLEX (MARINTEK, 2012) e (SINTEF OCEAN, 2017) do pacote SESAM, avaliando, no domínio do tempo, os efeitos das cargas ambientais extremas da Bacia de Campos nos movimentos do flutuador, na frequência natural na condição operacional e nos esforços nas linhas de ancoragem. Uma possível melhoria do sistema de ancoragem será proposta, uma vez que esse é um item de grande custo em águas mais profundas.

2.1 Objeto de Estudo

O objeto desse estudo, como dito anteriormente, é o projeto *OC4 DeepCWind Phase II*, um conceito de plataforma semissubmersível de três colunas laterais e uma coluna central

sustentando uma turbina eólica de 5 MW. O sistema de ancoragem é composto por 3 linhas em forma de catenária separadas em um ângulo de 120° uma da outra.

A unidade flutuante foi apresentada por ROBERTSON *et al.* (2014a) e tem suas características principais detalhadas na Tabela 2-1:

Tabela 2-1: Características Principais da Unidade Flutuante. Fonte: ROBERTSON *et al.* (2014a).

Dados da Unidade Flutuante	OC4 DeepCWind Phase II Semissubmersível
Diâmetro Coluna Principal	6,5 m
Diâmetro Colunas Deslocadas	12 m
Diâmetro Colunas de Base	24 m
Diâmetro dos <i>Braces e pontoons</i>	1,6 m
Calado	20 m
Comprimento Coluna Principal	30 m
Comprimento Colunas Deslocadas	26 m
Comprimento Coluna de Base	6 m
Espaçamento Colunas Deslocadas	50 m

A turbina eólica está localizada na coluna central a uma altura de 87,6 metros acima da linha d'água. A torre integrada foi apresentada por JONKMAN *et al.* (2009) e suas características principais são detalhadas na Tabela 2-2.

Tabela 2-2: Características Principais da Torre e Turbina 5MW. Fonte JONKMAN *et al.* (2009).

Dados da Torre	OC4 DeepCWind Phase II 5 MW
Número de pás	3
Velocidade de <i>Cut-in</i>	3 m/s
Velocidade de <i>Cut-out</i>	25 m/s
Velocidade Nominal	11,4 m/s
Potência Nominal	5 MW
<i>Thrust</i> Nominal	750 kN
Peso Rotor	110 t
Peso <i>Nacelle</i>	240 t
Peso Torre	347,5 t
Peso Total	697,5 t
Comprimento da Torre	77,6 m
Altura do Rotor	90 m
CG acima da Linha D'água	(0, 0, 43,4) m

Para a turbina de 5MW, a velocidade de vento nominal corresponde à 11,4 m/s. Em tais turbinas eólicas, quando a velocidade de vento está abaixo de 3 m/s, a chamada velocidade

de *cut-in*, a turbina eólica não produz energia, uma vez que o custo operacional excederia o valor da produção. Quando a velocidade do vento excede 25 m/s, a chamada velocidade de *cut-out*, a turbina eólica é desligada para proteger os sistemas de sobrecargas de vento, portanto também não há produção de energia.

Quando a velocidade do vento está entre a velocidade de *cut-in* e a velocidade nominal, a turbina eólica é controlada para gerar o máximo de energia possível, a partir do aumento da velocidade do rotor.

Quando a velocidade do vento está entre a velocidade nominal e a velocidade de *cut-out*, a energia produzida é mantida em um valor nominal para minimizar os esforços e maximizar a captura de energia.

Para manter a velocidade de rotação dentro dos limites operacionais, é utilizado o chamado controle de *pitch*, que altera o ângulo das pás dependendo da velocidade do vento para manter a força no gerador constante.

A Figura 2-1 apresenta a geometria do projeto *OC4 DeepCWind Phase II* com suas dimensões principais.

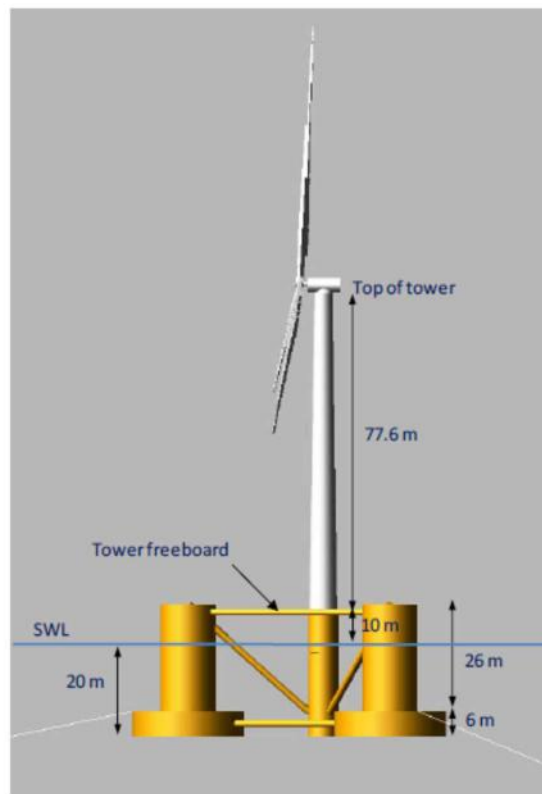


Figura 2-1: *OC4 DeepCWind Phase II*. Fonte: ROBERTSON *et al.* (2014a).

3 Teoria

As turbinas eólicas em plataformas flutuantes semissubmersíveis são sistemas complexos, que devem ser analisados em um contexto multidisciplinar. Nesse capítulo, serão mencionados tópicos de base teórica relevante para os estudos e análises propostas nessa dissertação e mencionadas no Capítulo 2.

3.1 Estabilidade Inicial

O projeto *OC4 DeepCWind Phase II*, é uma turbina eólica *offshore* do tipo semissubmersível flutuante, e, portanto, o estudo da estabilidade inicial se torna extremamente necessário. Por razões que serão explicitadas no capítulo 4, apenas a estabilidade intacta será analisada.

A estabilidade transversal é um termo utilizado para descrever a capacidade de uma unidade flutuante retornar à posição inicial; depois de ter sido forçada a inclinar por um momento de emborcamento gerado por uma força exterior, como o vento (AMÉRICO, 2009).

A Figura 3-1 apresenta a unidade flutuante em sua posição inicial, onde (G) é a posição do centro de gravidade e (B) o centro do volume submerso, chamado de centro de carena.

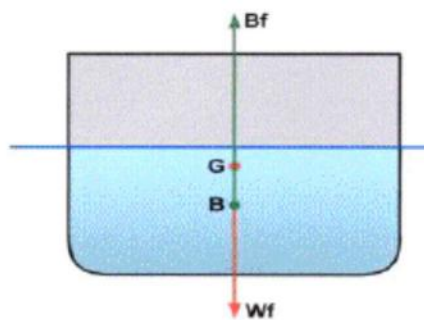


Figura 3-1: Centro de Gravidade e Centro de Carena. Fonte: AMÉRICO (2019).

A medida que a unidade flutuante experimenta alguma inclinação, B se afasta progressivamente de sua posição inicial, a intercepção entre linhas de ação do empuxo inicial e inclinada é chamada de metacentro inicial transversal (M). Em outras palavras, M é o centro de um arco circular formado pela trajetória do ponto B , durante as inclinações (Figura 3-2) e sua posição varia com o calado e é expressa como uma altura em relação a quilha (K) em metros denominada KM . Assume-se que o ponto M tem uma posição fixa para pequenos ângulos de inclinação (até 10°) para um mesmo calado.

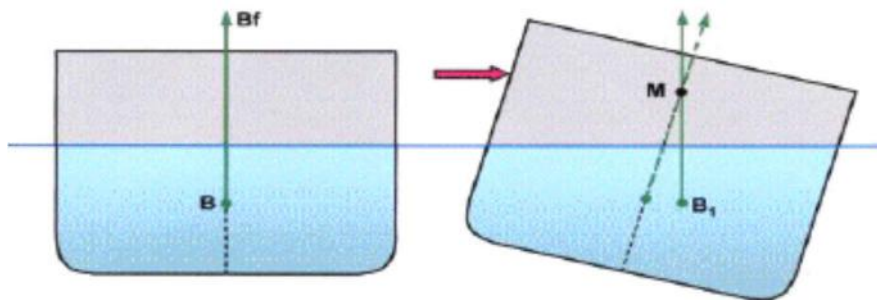


Figura 3-2: Metacentro transversal inicial (M). Fonte: AMÉRICO (2019).

A distância horizontal gerada entre o centro de gravidade e a linha vertical de ação do empuxo que atua a partir do centro de carena na unidade inclinada é chamada de braço de endireitamento GZ (Figura 3-3). Ao multiplicar GZ pelo deslocamento da unidade, obtém-se o chamado momento de restauração que representa a capacidade da embarcação em retornar a sua posição original. Se o G de uma embarcação estiver elevado, GZ poderá ser pequeno e tornar a embarcação menos estável, uma vez que o momento de restauração será menor. E em caso contrário, onde G estiver mais abaixo, GZ será maior e a embarcação mais estável, uma vez que o momento de restauração será maior.

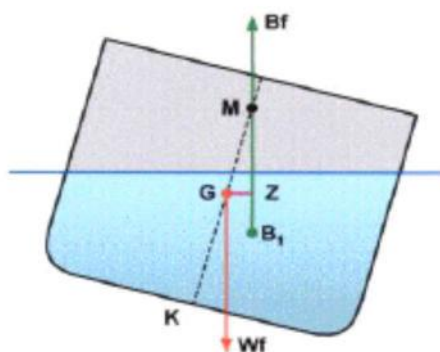


Figura 3-3: Braço de endireitamento. Fonte: AMÉRICO (2019).

O estudo da estabilidade inicial da unidade é feito a partir da análise da distância entre o centro de gravidade e o metacentro, chamado de altura metacêntrica (GM):

$GM > 0$, embarcação inicialmente estável

$GM = 0$, embarcação inicialmente indiferente

$GM < 0$, embarcação inicialmente instável

Para a elaboração do modelo de estabilidade, será utilizado o MAXSURF MODELER, enquanto o carregamento e análises de equilíbrio e estabilidade são realizadas no MAXSURF STABILITY, ambas partes do pacote do *software* MAXSURF.

A modelagem e as análises de equilíbrio e estabilidade do modelo proposto serão detalhadas e apresentadas no Capítulo 4.

3.2 Aerodinâmica da Turbina Eólica

As turbinas eólicas convertem a energia cinética do vento em eletricidade. As cargas devido ao vento na turbina eólica podem ser definidas como força de arrasto e força de sustentação. *Nacelle* e torre sofrem com a ação da força de arrasto, enquanto o rotor sofre a ação tanto da força de sustentação quanto da força de arrasto.

Os métodos mais comuns para o cálculo das cargas aerodinâmicas aplicáveis em Turbinas Eólica em Unidades Flutuantes são o método BEM e o método GDW. Enquanto a teoria BEM é implementada como um algoritmo iterativo, o método GDW é baseado em uma solução de fluxo potencial para a equação de Laplace.

Conforme descrito por HANSEN (2008), a maioria dos códigos de simulação dinâmica acoplada utiliza o método BEM, onde é assumido a divisão das pás em vários elementos. As forças em um ponto específico das pás podem ser calculadas com base nas propriedades de aerodinâmica bidimensional, com força de sustentação e força de arrasto em cada elemento (Figura 3-4).

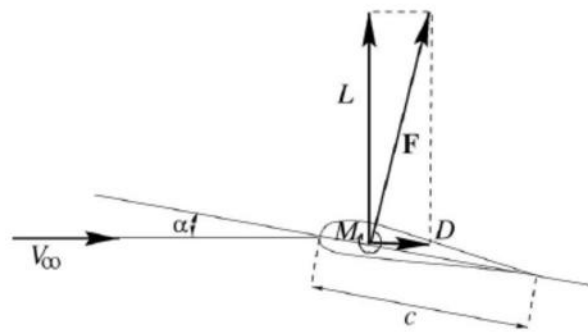


Figura 3-4: Representação das Forças de Sustentação e Arrasto. Fonte: HANSEN (2008).

Os coeficientes de sustentação e arrasto são definidos conforme equações 3.1 e 3.2.

$$C_L(\alpha) = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c} \quad (3.1)$$

$$C_D(\alpha) = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c} \quad (3.2)$$

Onde, L e D são as forças por unidade de comprimento de sustentação e arrasto respectivamente, ρ é densidade do ar, c é distância entre os extremos do aerofólio, V_{rel} é a velocidade relativa do vento.

Devido à simplicidade das suposições feitas pelo método BEM, para se obter bons resultados, algumas correções importantes devem ser feitas. A primeira delas, é a Correção de Prandtl, que é uma correção da perda líquida nas forças aerodinâmicas devido ao número finito de pás. Outra correção, é fator de Correção de Glauert, que é usada para grandes fatores de indução. Mais informações do método BEM e suas correções são descritas por HANSEN (2008).

Detalhes da teoria por trás do cálculo do carregamento aerodinâmico atuando nas pás de uma turbina eólica *offshore* são apresentados por NOGUEIRA (2019) e GOMES (2019).

3.3 Propriedades Hidrodinâmicas

De acordo com ROBERTSON *et al.* (2014a), as cargas hidrodinâmicas em sistemas eólicos *offshore* são compostas por contribuições de cargas hidrostáticas lineares, cargas de excitação a partir de ondas incidentes, e cargas de radiação de ondas geradas pelo movimento da plataforma. Nessa dissertação, o método utilizado para a modelagem hidrodinâmica é uma combinação entre Teoria Potencial e Equação de Morison.

3.3.1 Cargas Hidrostáticas

As cargas hidrostáticas consistem em termos de restauração e gravitacional atuando ao longo do eixo Z .

De acordo com JONKMAN (2007), a carga hidrostática total na plataforma flutuante é mostrada na equação 3.3:

$$F_i^h = \rho g V_0 \delta_{i3} - C_{i,j}^h q_j \quad (3.3)$$

onde:

ρ é a densidade da água;

g é a aceleração da gravidade;

V_0 é o volume deslocado da plataforma na posição inicial;

δ_{i3} é a componente (i, 3) da função KRONECKER-DELTA;

$C_{i,j}^h$ é a componente (i, j) da matriz hidrostática de restauração;

q_j é o termo do grau de liberdade da plataforma.

A componente (i, j) varia de 1 até 6 representando os movimentos da plataforma, sendo, 1-*surge*, 2-*sway*, 3-*heave*, 4-*roll*, 5-*pitch* e 6-*yaw*.

O termo $\rho g V_0 \delta_{i3}$ representa a força de empuxo a partir do Princípio de Arquimedes que é igual ao peso de água deslocada na posição inicial da plataforma e o termo $C_{i,j}^h q_j$ representa a componente da matriz de restauração hidrostática linear da unidade flutuante.

A matriz de restauração hidrostática para o modelo proposto é apresentada no Capítulo 5.

3.3.2 Cargas Hidrodinâmicas

As cargas hidrodinâmicas associadas às forças de excitação de ondas incidentes, radiação de ondas geradas pelo movimento da plataforma, efeitos de massa adicional e forças viscosas serão discutidas nesta seção. O modelo proposto utiliza a combinação para a resposta hidrodinâmica, onde a Teoria Potencial é usada para expressar cargas hidrodinâmicas devido às ondas de primeira ordem e a Equação de Morison para expressar as forças viscosas nas colunas. As amarras, *braces e pontoons* são modeladas como elemento de viga e são considerados pela formulação de Morison. As cargas de ondas de segunda ordem não são consideradas para o modelo proposto, conforme exposto por ROBERTSON *et al.* (2014a).

3.3.2.1 Teoria Potencial

Para avaliar as cargas hidrodinâmicas e os movimentos da plataforma, utiliza-se a teoria de onda linear. O problema de interação do corpo com a onda linear de primeira ordem pode ser dividido em dois termos, a difração e a radiação.

$$F_i^W = F_i^R + F_i^D \quad (3.4)$$

onde:

F_i^W é a Força de Ondas;

F_i^R é a Força devido Radiação;

F_i^D é a Força devido Difração.

De acordo com FALTINSEN (1990), os princípios básicos da Teoria Potencial são de que o fluido é irrotacional, incompressível e sem viscosidade. As componentes de velocidade potencial (ϕ) da partícula fluida em qualquer instante são definidas como:

$$u = \frac{\partial \phi}{\partial x}, v = \frac{\partial \phi}{\partial y}, w = \frac{\partial \phi}{\partial z} \quad (3.5)$$

sendo a equação 3.6, a equação de governo:

$$\nabla^2 \phi = 0 \quad (3.6)$$

onde:

∇ é o vetor operador

O potencial de velocidade que representa o movimento do fluido satisfazendo a equação de Laplace é obtida através da equação 3.7:

$$\frac{\partial^2 \phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \phi}{\partial z^2} = \nabla^2 \phi = 0 \quad (3.7)$$

E baseado na teoria de onda linear, o potencial de velocidade pode ser escrito conforme equação 3.8:

$$\phi(x, y, z, t) = \phi_0(x, y, z, t) + \phi_D(x, y, z, t) + \phi_R(x, y, z, t) \quad (3.8)$$

Onde:

ϕ_0 é a Velocidade Potencial das ondas incidentes;

ϕ_D é a Velocidade Potencial das ondas devido difração;

ϕ_R é a Velocidade Potencial das ondas devido radiação.

A solução para o problema de radiação considera as cargas hidrodinâmicas na plataforma associadas às ondas geradas pelo movimento da plataforma em seis graus de movimento e é dada em termos de massa adicional, dependente da oscilação e da frequência, e matriz de amortecimento, A_{ij} e B_{ij} , respectivamente. As matrizes de massa adicional e amortecimento são apresentadas no capítulo 5. A solução para o problema de difração, considera as cargas hidrodinâmicas na plataforma associadas à excitação de ondas incidentes, e é dada em termos da frequência de onda e do vetor de excitação de onda hidrodinâmica.

3.3.2.2 Equação do Movimento

De acordo com a Teoria Potencial, a equação do movimento, no domínio da frequência de um corpo rígido submerso, pode ser expressa pela equação 3.9 (FALTINSEN, 1990).

$$(M + A(\omega)) \ddot{\eta}(\omega) + B(\omega) \dot{\eta}(\omega) + C(\omega) \eta(\omega) = F(\omega) \quad (3.9)$$

onde,

M é matriz de massa estrutural;

A é a matriz de massa adicional;

B é a matriz de amortecimento;

C é a matriz de rigidez;

$F(\omega)$, representa as forças ambientais, forças de ancoragem e/ou outras forças externas.

Para um sistema não linear, a solução da equação do movimento tem que ser resolvida por procedimento iterativo no domínio do tempo e é apresentada na equação 3.10:

$$(M + A(\infty)) \ddot{\eta}(t) + \int_0^{\infty} h(t - \tau) \dot{\eta}(t) + C\eta(t) = F(t) \quad (3.10)$$

$\ddot{\eta}$ é Vetor Aceleração;

$\dot{\eta}$ é Vetor Velocidade;

η é Vetor de Movimento.

$F(t)$ pode ser expresso como a soma das forças ambientais (vento e onda), restauração não linear, forças de inércia e amortecimento das linhas de ancoragem e forças inércia e amortecimento da turbina.

As cargas de excitação de onda de primeira ordem podem ser encontradas a partir da solução do problema de radiação e difração discutidas anteriormente e podem ser obtidas através de uma análise em WADAM descrita por DNV (1994).

As cargas de onda de segunda ordem também podem ser obtidas através de uma análise em WADAM, porém para o modelo proposto ela não foi levada em consideração conforme mencionado anteriormente.

3.3.2.3 Frequência Natural

Segundo FALTINSEN (1990), para um sistema não amortecido sem cargas de excitação, a equação do movimento pode ser simplificada para o problema do autovalor, conforme equação 3.11:

$$(-\omega^2 (M + A(\omega)) + C) \eta_a(\omega) = 0 \quad (3.11)$$

A frequência, para os seis graus de liberdade, pode então ser obtida através da resolução da equação 3.12:

$$\det (-\omega^2 (M + A(\omega)) + C) = 0 \quad (3.12)$$

Onde det é o determinante.

Portanto, a expressão da frequência natural, nos seis graus de liberdade da unidade flutuante para um sistema não amortecido é dado por:

$$\omega_{nj} = \sqrt{\frac{C_{jj}}{M_{jj} + A_{jj}}} \quad j = 1, \dots, 6 \quad (3.13)$$

C_{jj} é Matriz de Rigidez

M_{jj} é Matriz de Massa

A_{jj} é Matriz de Massa Adicional

ω_{nj} é Frequência Natural

A frequência natural será obtida e avaliada por diferentes métodos apresentados no capítulo 6.

3.3.2.4 Equação de Morison e o Amortecimento Viscoso

A equação de Morison é um método empírico para calcular as cargas de ondas em estruturas esbeltas, aplicável quando o comprimento de onda é maior que cinco vezes o diâmetro das estruturas esbeltas.

A teoria potencial baseia-se no pressuposto de fluido ser não viscoso o que na realidade não acontece. O termo de amortecimento na equação de movimento 3.9, não inclui os efeitos viscosos que podem contribuir para indução de amortecimento nos movimentos da plataforma.

Uma das principais fontes de amortecimento viscoso no modelo atual e que é negligenciada na teoria potencial, é a força de arrasto nas colunas. Coeficientes de arrasto e de massa adicional no *braces* e *pontoons* também são considerados de acordo com a Equação de Morison. Todos os coeficientes utilizados no modelo são apresentados no Capítulo 5.

3.3.3 Ancoragem

O sistema de ancoragem responsável pela rigidez necessária para o controle do conjunto no projeto *OC4 DeepCWind Phase II*, é composto por 3 linhas em forma de catenária com 120° entre elas.

A análise de catenária proposta por FALTINSEN (1990) e também apresenta por XU (2015), fornece um típico exemplo para estudar o comportamento das linhas de ancoragem do modelo (Figura 3-5):

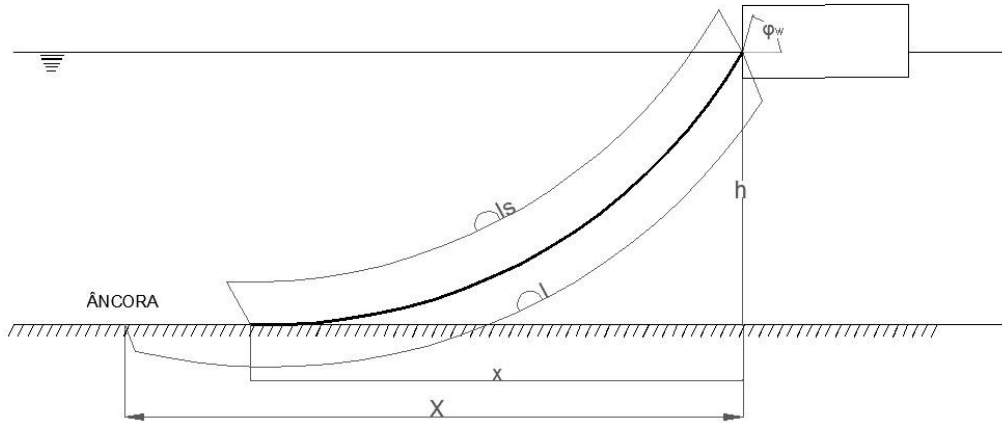


Figura 3-5: Sistema de Ancoragem em forma de catenária. Fonte: FALTINSEN (1990).

Na Figura 3-5, h é a altura do *fairlead* em relação ao fundo do mar, x é a distância horizontal entre o *fairlead* e o ponto de contato da linha de ancoragem com o fundo do mar, X é a distância horizontal do *fairlead* até a âncora, φ_w é o ângulo da linha de ancoragem no *fairlead*, l é o total comprimento da linha de ancoragem e l_s é o comprimento da linha de ancoragem suspensa na água.

De acordo com FALTINSEN (1990), l_s ; h e a , são apresentados nas equações 3.14, 3.15 e 3.16 respectivamente:

$$l_s = a \sinh\left(\frac{x}{a}\right) \quad (3.14)$$

$$h = a \left[\cosh\left(\frac{x}{a}\right) - 1 \right] \quad (3.15)$$

$$a = \frac{T_H}{\omega} \quad (3.16)$$

T_H , conforme a equação 3.17, corresponde a pré-tração na linha de ancoragem, correspondente à componente horizontal da máxima tração T_{max} no *failead*, e ω é o peso submerso por unidade de comprimento da linha.

$$T_{max} = T_H + \omega h \quad (3.17)$$

A distância X do *fairlead* até a âncora é:

$$X = l - l_s + x \quad (3.18)$$

portanto:

$$l_s^2 = h^2 + 2ha \quad (3.19)$$

Como a âncora não deve ser exposta à força vertical da linha de ancoragem, o comprimento mínimo da corrente l_{min} , e o valor limite para ‘ a ’ pode agora ser encontrado, e é apresentado nas equações 3.20 e 3.21, respectivamente:

$$l_{min} = h \sqrt{2 \frac{T_{max}}{wh} - 1} \quad (3.20)$$

$$a_{lim} = \frac{l^2 - h^2}{2h} \quad (3.21)$$

O valor limite para a distância horizontal X , pode ser obtido quando $X = x$ para um caso extremo:

$$X_{lim} = a_{lim} \sinh^{-1} \left(\frac{l_s}{a} \right) \quad (3.22)$$

3.3.4 Análise Acoplada

Para a simulação no domínio do tempo é utilizado o código SIMO-RIFLEX do *software* SIMA. As colunas flutuantes são modeladas como um corpo rígido enquanto torre, pás, linhas de ancoragem, *braces* e *poonton* são modeladas como elementos flexíveis.

As cargas hidrodinâmicas discutidas neste capítulo são inseridas diretamente no modelo, utilizando em sua abordagem uma combinação de Teoria Potencial e Equação de Morison. Sendo as cargas no corpo rígido consideradas pelo SIMO, e as cargas nos elementos flexíveis consideradas pelo RIFLEX.

Os carregamentos aerodinâmicos, também discutidos neste capítulo, são consideradas pelo RIFLEX.

Maiores informações sobre as teorias do SIMO-RIFLEX são apresentadas em seus respectivos manuais (MARINTEK, 2012) e (SINTEF OCEAN, 2017) e mais detalhes com relação à empregabilidade desse código em turbinas eólicas *offshore* são pontuadas por NOGUEIRA, 2019.

A modelagem em SIMO-RIFLEX é detalhada no Capítulo 5 e a análise dinâmica acoplada é discutida no Capítulo 6.

3.4 Fluxograma dos Programas Utilizados

Neste capítulo, além dos tópicos da base teórica relevante para os estudos e análises do modelo da turbina eólica *offshore* proposta, foram também apresentados os programas empregados para realizar essas análises. A Figura 3-6 apresenta um fluxograma dos programas utilizados.

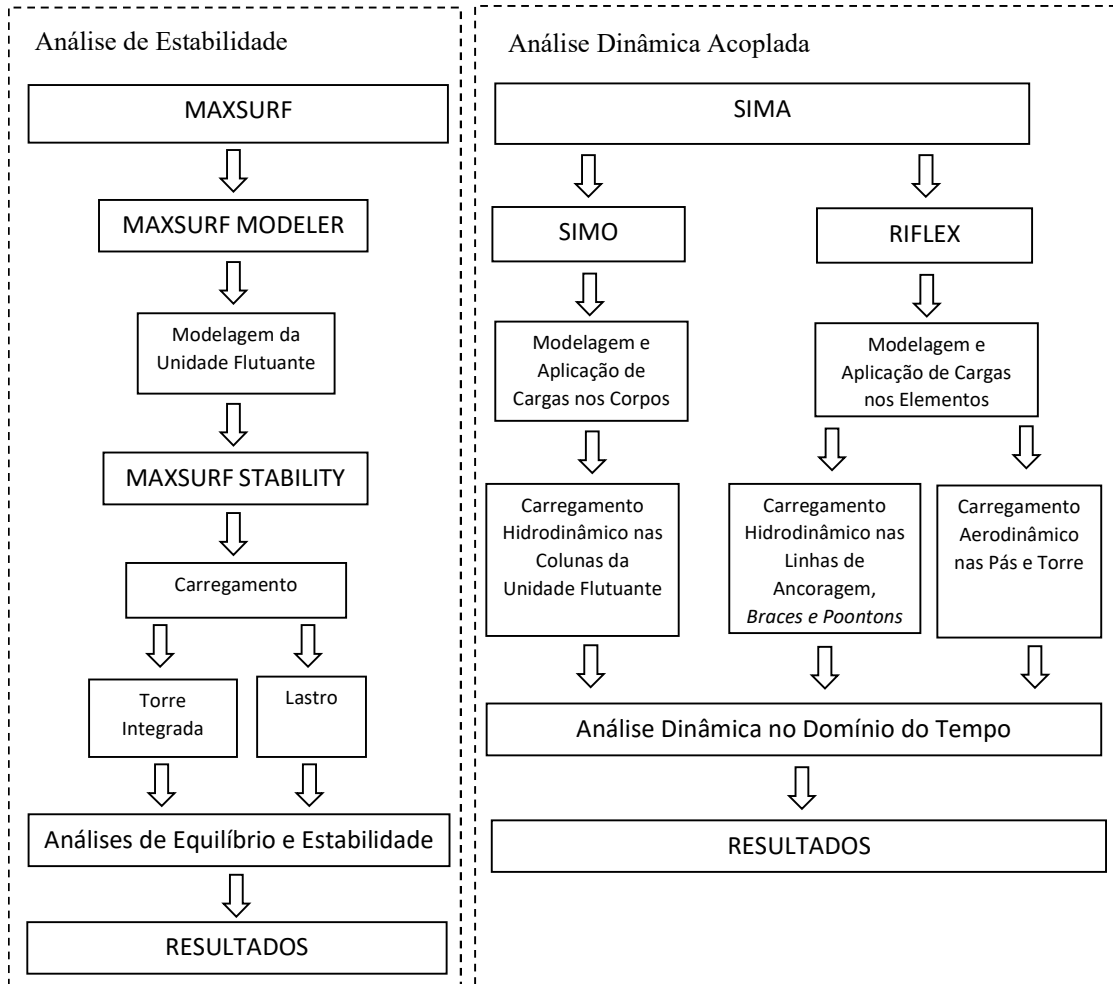


Figura 3-6: Fluxograma dos Programas Utilizados para modelagem e análises.

4 Estabilidade

Durante os estágios iniciais do projeto, é importante garantir a estabilidade da unidade flutuante. Essa análise será feita considerando a unidade não tripulada, segundo os critérios de estabilidade estabelecidos pela norma DNV-OS-J103 da DNV (2013) que determina, em casos de unidades não tripulada, obrigatoriedade apenas do estudo da estabilidade intacta, não exigindo o estudo em avaria.

Geometria, peso e centro de gravidade da unidade flutuante são estimados de acordo com ROBERTSON *et al.* (2014a) e peso e centro de gravidade da torre são estimados de acordo com JONKMAN *et al.* (2009). O cálculo do momento emborcador é realizado de acordo com a norma DNV-OS-C301 da DNV-GL (2015).

Uma análise do valor máximo do centro de gravidade vertical (VCG) também é feita para verificar os valores máximos permitido de VCG em uma série de deslocamentos correspondentes. Todas as condições de carga devem ter um VCG abaixo do valor máximo permitido para o dado deslocamento.

Para a modelagem e estudo da estabilidade da estrutura flutuante é usado o pacote de *softwares* MAXSURF, amplamente utilizada em estudos de arquitetura naval, onde a geometria é modelada no MAXSURF MODELER, e a aplicação da condição de carregamento seguido das análises são feitas no MAXSURF STABILITY. Um estudo similar de estabilidade em um outro conceito de turbina eólica *offshore* semissubmersível foi feito por ISLAM (2016) utilizando outro *software* de estabilidade.

4.1 Sistema de Coordenadas

O sistema de coordenadas usado no modelo de estabilidade é como segue:

- Eixo X longitudinal (LCG) - positivo à vante a partir da coluna central;
- Eixo Y transversal (TCG) - positivo para boreste a partir da linha de centro;
- Eixo Z vertical (VCG) - positivo para cima a partir da linha de base.

4.2 Geometria

O modelo da unidade flutuante no MAXSURF MODELER é gerado a partir de três colunas laterais ao redor da coluna central. Cada uma das colunas laterais inclui uma coluna superior com altura de 26 metros (UC) e diâmetro de 12 metros e uma coluna de base (BC) com altura de 6 metros e diâmetro de 24 metros, estão distantes 50 metros uma da outra a

partir do ponto central de cada BC formando um ângulo de 60° entre elas. A coluna central possui diâmetro de 6,5 metros; *braces* e *pontoons* com 1,6 metros de diâmetro são usadas para conectar todas as colunas. O calado é de 20 metros, com uma borda livre de 10 metros na coluna central e de 12 metros nas colunas laterais.

A torre integrada não é modelada geometricamente no MAXSURF MODELER; ela tem seu peso, centro de gravidade e área velica como dado de entrada no modelo do MAXSURF STABILITY e será explicada nos próximos tópicos.

A Figura 4-1 e Figura 4-2 apresentam o modelo em MAXSURF utilizado para o estudo de estabilidade.

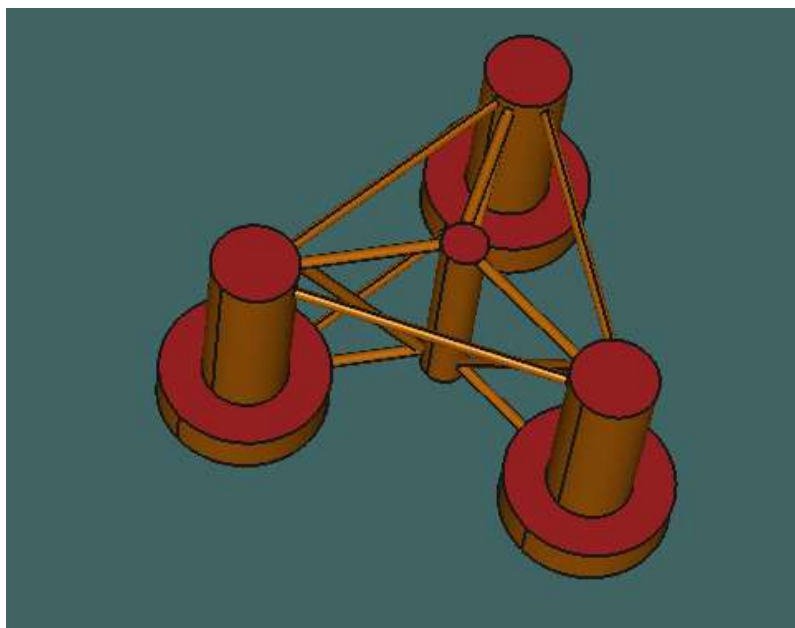


Figura 4-1: Modelo MAXSURF Vista de Perspectiva.

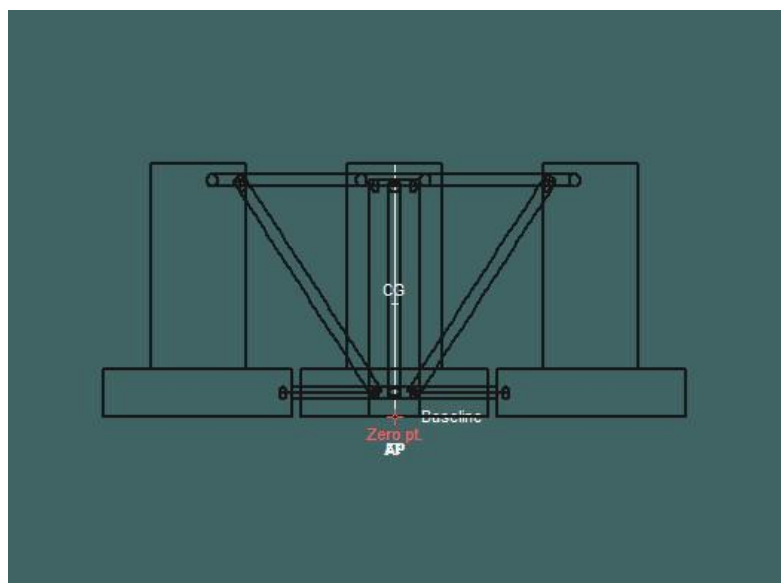


Figura 4-2: Modelo MAXSURF Vista de Frente.

4.3 Condição de Carregamento

A condição de carregamento do conjunto é basicamente formada pelo peso leve da unidade flutuante somado ao peso do conjunto da torre integrada com rotor e *nacelle* e um peso de água de lastro para que seja possível chegar no calado de projeto no valor de 20 metros.

O peso da plataforma considerando aço, solda e pintura é de 3.852 toneladas e um total de 9.411 toneladas de água de lastro foi adicionada nas colunas laterais, UC e BC para se chegar no calado de 20 metros projetado; não há lastro na coluna central. Sendo assim, o peso total da unidade flutuante incluindo lastro é de 13.263 toneladas e o centro de gravidade está localizado em (0 m, 0 m, 6,54 m).

O peso da torre integrada juntamente com rotor e *nacelle* é de 697,46 toneladas e seu centro de gravidade localizado em (-0,2 m, 0 m, 64 m).

Portanto a condição de carregamento do conjunto possui um deslocamento total de 13.960,46 e centro de gravidade em (-0,02 m, 0 m, 9,41 m).

4.4 Momento Emborcador devido ao Vento

Para avaliar a estabilidade, é essencial estimar as cargas de vento na turbina e na sua estrutura de suporte. Segundo a norma DNV-OS-J103 da DNV (2013), a carga total de vento em uma turbina eólica do tipo flutuante é uma combinação da força de *thrust* nominal no rotor juntamente com as cargas geradas pelo vento agindo na torre e em outras partes da estrutura expostas ao vento. A estrutura flutuante deve ser capaz de manter a estabilidade durante a operação da turbina eólica na velocidade do vento que produz o maior força do rotor que devido ao sistema de controle geralmente ocorre na velocidade de vento nominal. Para a turbina de 5MW esse valor corresponde à 11,4 m/s. Em condições de tempestades severas, o conjunto também deve ser capaz de manter estabilidade durante a paralisação da turbina eólica. Nesse caso, não haverá força aplicado no rotor, uma vez que para velocidades maiores que 25 m/s, a turbina entra em modo inativo. Portanto, em condições de sobrevivência, apenas cargas devido à ação do vento na área exposta deve ser considerada e a velocidade de vento que deve ser assumida, segundo DNV é de 51,5 m/s (100 nós).

O cálculo dos esforços devido ao vento na área exposta pode ser feito de maneira simplificada por meio do método dado em DNV-OS-C301 da DNV-GL (2015) e apresentando na equação 4.1:

$$F = 0,5C_s C_h P V^2 A \quad (4.1)$$

onde:

F = Força de Vento

C_s = Coeficiente de Forma

C_h = Coeficiente de Altura

P = Densidade do ar = 1,222 kg/m³

V = Velocidade do Vento

A = Área Exposta

As cargas de vento para condições de operação e em condições severas são mostradas na Tabela 4-1.

Tabela 4-1: Cargas de Vento.

h m	A m²	C_h [-]	C_s [-]	V_{op} m/s	V_{sob} m/s	F_{op} kN	F_{sob} kN	b m
10	521,83	1	0,5	11,4	51,5	20,72	422,82	26
15,3	21,27	1	0,5	11,4	51,5	0,84	17,23	33,65
30,5	93,18	1,1	0,5	11,4	51,5	4,07	83,05	54,9
46	86,96	1,2	0,5	11,4	51,5	4,14	84,55	70,25
61	76,40	1,3	0,5	11,4	51,5	3,94	80,48	85,5
76	68,78	1,37	0,5	11,4	51,5	3,74	76,35	100,5
87,6	47,96	1,43	0,5	11,4	51,5	2,72	55,57	113,8
TOTAL						40,18	820,05	48,46

h = Altura a partir da linha d'água

V_{op} = Velocidade nominal de vento em condição operacional

V_{sob} = Velocidade de vento em condição de sobrevivência

F_{op} = Força de vento na velocidade nominal em condição de operação

F_{sob} = Força de vento em condição de sobrevivência

b = Braço da força

Como a velocidade de vento de operação é menor que a velocidade em condições de sobrevivência, F_{op} tem valor menor que F_{sob} , porém durante a condição de sobrevivência, a turbina não está em operação e as cargas de vento agindo na área exposta da torre mesmo com valores bem mais altos, nunca excederá a força de *thrust* nominal da turbina que de acordo

com JONKMAN *et al.* (2009), esse valor é de 750 kN. Portanto, o valor da força na velocidade nominal do vento controla o projeto da turbina eólica em unidade flutuante, sendo a condição operacional, a condição mais crítica a ser analisada devido ao maior momento emborcador.

Dessa maneira, o maior momento emborcador total devido ao vento, que para esse cálculo simplificado é considerado uniforme, é calculado conforme mostrado na equação 4.2:

$$M_{emb} = F_t (Z_{rotor} + t - VCB) + M_{torre} \quad (4.2)$$

onde:

F_t = Força de *Thrust* no Rotor

Z_{rotor} = Altura do Rotor

t = Calado

VCB = Altura Vertical do Centro de Carena

M_{torre} = Momento devido à Força de Vento na estrutura exposta.

sendo assim, o valor máximo do momento emborcador é de:

$$M_{emb} = 750 \times (90 - 20 - 6,834) + 40,18 \times 48,46$$

$$M_{emb} = 79.321,84 \text{ kN.m ou } 8.094,066 \text{ t.m}$$

O cálculo a seguir apresenta o valor do momento emborcador em condição de sobrevivência com a turbina inativa, ou seja, sem a ação da força de *thrust* no rotor:

$$M_{emb} = 0 + 820,05 \times (48,46) = 39.739,6 \text{ kN.m ou } 4.055,06 \text{ t.m}$$

O valor é praticamente a metade do valor encontrado na condição operacional, confirmando, então, condição com vento nominal como a mais crítica. Portanto, o valor de momento emborcador a ser assumidos nos cálculos de estabilidade deve ser o valor encontrado para a velocidade nominal.

4.5 Critérios de Estabilidade

Uma vez que foi assumido que a unidade permanecerá não tripulada durante a operação, apenas o estudo da estabilidade intacta do conjunto será analisado. Os requisitos

para a estabilidade intacta de estruturas do tipo semissubmersível, de acordo com a norma DNV-OS-J103 da DNV (2013), estão listados como segue:

1. A área sob a curva de estabilidade estática até o ângulo de alagamento deve ser igual ou maior que 130% da área sob a curva do momento emborcador devido ao vento para o mesmo ângulo de limitação (Figura 4-3).
2. A curva de estabilidade estática deve ser positiva em toda a faixa de ângulos, até a segundo ponto de interceptação com a curva de momento emborcador.

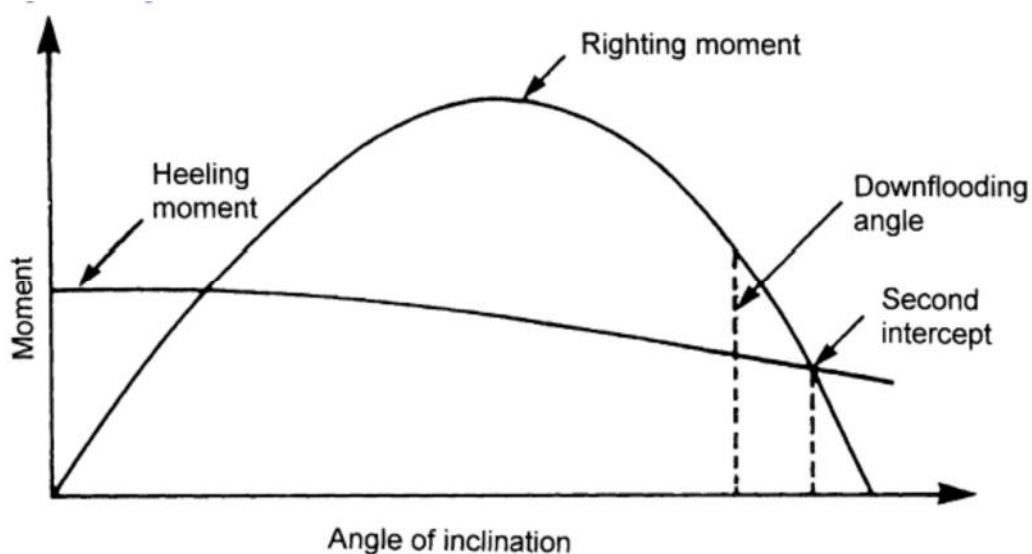


Figura 4-3: Curva de Estabilidade Estática com Momento Emborcador. Fonte: DNV (2013).

Adicionalmente, foram adicionados critérios de projeto, que conforme mencionado por ISLAM (2016), são critérios operacionais que não são requeridos por norma, mas são essenciais para o bom funcionamento da turbina. Tais critérios são apresentados a seguir:

- Estabilidade Inicial $GM > 0,5$.
- Ângulo Máximo de Equilíbrio $> 10^\circ$.
- Ângulo de Alagamento deve ocorrer após ângulo de equilíbrio.

4.6 Análise de Máximo VCG

A análise de VCG máximo conhecido como curvas de KG apresenta uma série de deslocamentos com os respectivos valores máximos de VCG permitidos. As curvas devem satisfazer os critérios de estabilidade apresentados no tópico 4.5 e qualquer condição analisada deve ter o VCG abaixo do valor limite gerado pela curva para o dado deslocamento.

A Figura 4-4 apresenta a curva de KG para vários deslocamentos considerando o conjunto operando sem trim.

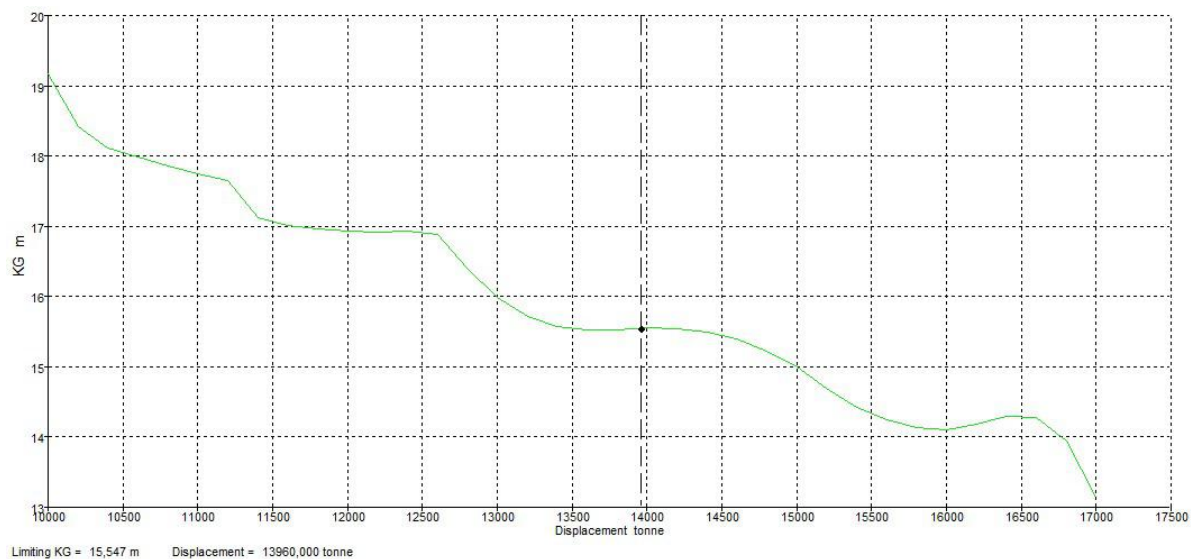


Figura 4-4: Curvas de VCG Máximo.

Para a condição atual analisada com deslocamento total de 13.960 toneladas, o valor máximo do VCG deve ser de 15,547 metros. Dados de saída do programa com maiores detalhes dos valores obtidos na curva de KG, são apresentados no Anexo A.

4.7 Equilíbrio e Estabilidade

Como pode ser visto na Tabela 4-2, o conjunto atinge o calado do projeto de 20 metros sem trim e sem banda. O valor de KG igual a 9,411 metros está abaixo do limite de 15,547 metros, conforme apresentado no tópico 4.6, para a condição de deslocamento de 13.960 toneladas. Portanto, o critério do valor máximo de VCG está satisfeito com uma segurança de 1,65.

Tabela 4-2: Informações de Equilíbrio do Sistema.

Calado	20 m
Deslocamento	1390 t
Banda	0 graus
Trim	0 graus
KB	6,836 M
KG	9,411 M

A Figura 4-5, apresenta a curva de estabilidade transversal com a ação do momento emborcador gerado pelo vento. É possível observar que a curva é positiva em toda extensão até o segundo ponto de interseção com a curva do momento emborcador, satisfazendo um dos requisitos da norma mencionada no tópico 4.5.

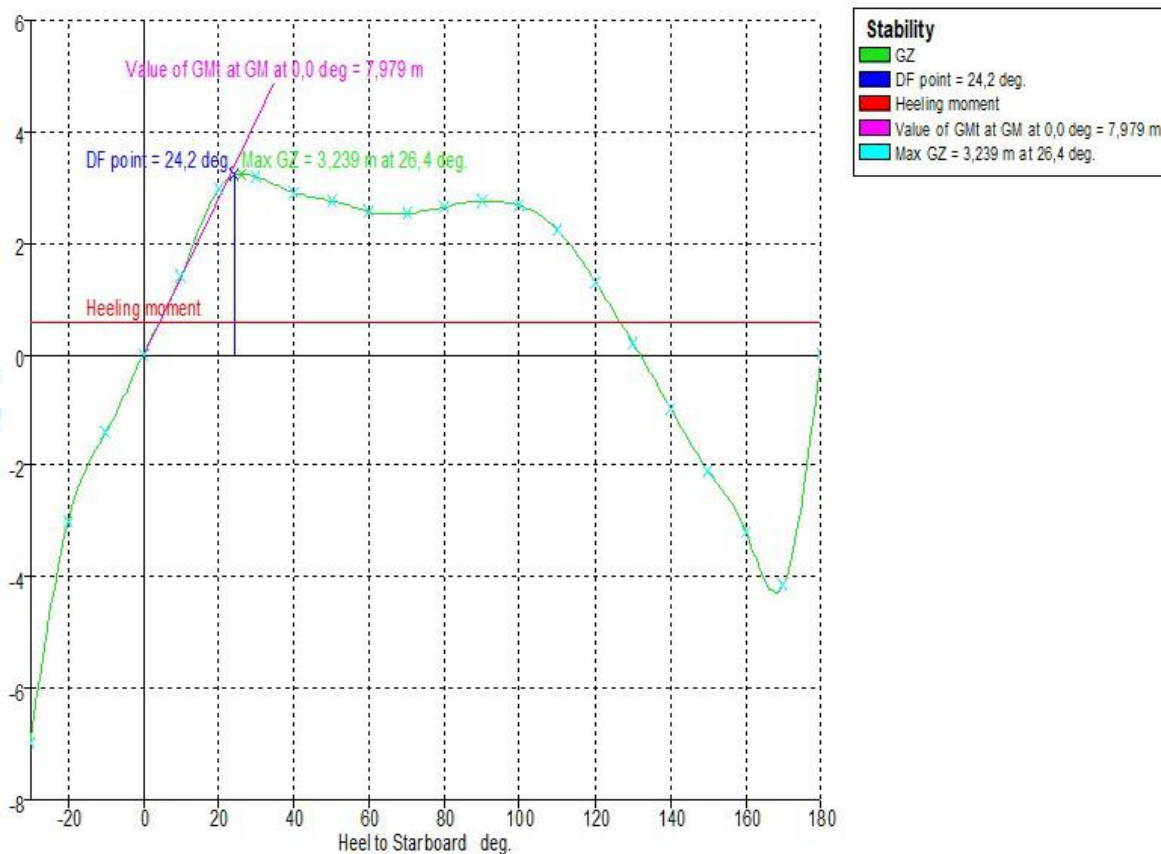


Figura 4-5: Curva de Estabilidade Transversal com Ação do Momento Emborcador.

Com um ângulo de alagamento de 24,2°, a área sob a curva de estabilidade estática é 3,56 vezes maior que a área sob a curva do momento emborcador, satisfazendo assim o outro requisito da norma. Os critérios operacionais mencionados no tópico 4.5, também foram satisfeitos, conforme pode ser visto na Tabela 4-3.

Tabela 4-3: Critérios de Estabilidade.

Critério	Atual	Status
Área GZ / HA > 130%	356,07 %	OK
GM Inicial > 0,5 m	7,979 m	OK
Ângulo de Equilíbrio < 10 graus	0 graus	OK
Ângulo de Equilíbrio até Alagamento > 0 graus	24,2 graus	OK

Portanto, pode-se concluir que o sistema atende a todos os critérios de norma e operacionais para estabilidade intacta na condição mais crítica de operação.

Dados de saída do programa com maiores detalhes das análises de equilíbrio e estabilidade são apresentados nos Anexos B e C.

5 Modelagem em Simo-Riflex

Para uma análise dinâmica acoplada, a turbina eólica offshore semissubmersível é modelada através do software SIMA que utiliza o código SIMO-RIFLEX, sendo a modelagem uma combinação de corpos rígidos e de elementos flexíveis. O código SIMO-RIFLEX considera o conjunto como um sistema aero-hidro-servo-elástico, que significa que as cargas aerodinâmicas nas pás, assim como as cargas hidrodinâmicas na unidade flutuante, são totalmente acopladas com os movimentos globais da plataforma. Além disso, o controle aerodinâmico da torre eólica, irá alterar as cargas aerodinâmicas e, conseqüentemente, os movimentos do flutuador.

A unidade flutuante é modelada de forma que as colunas laterais e a coluna principal são consideradas como um corpo rígido e *braces e pontoons* que conectam as colunas são modelados como elementos flexíveis. Torres e pás também são modelados como elementos flexíveis, enquanto *nacele e hubmass* são adicionados como corpos rígidos independentes. Dessa maneira, o modelo é considerado um corpo rígido integrado, onde todos os movimentos do corpo rígido e as deformações dos corpos flexíveis são analisadas no domínio do tempo utilizando em sua abordagem uma combinação de Teoria Potencial e Equação de Morison. O modelo acoplado em SIMO-RIFLEX é apresentado na Figura 5-1.

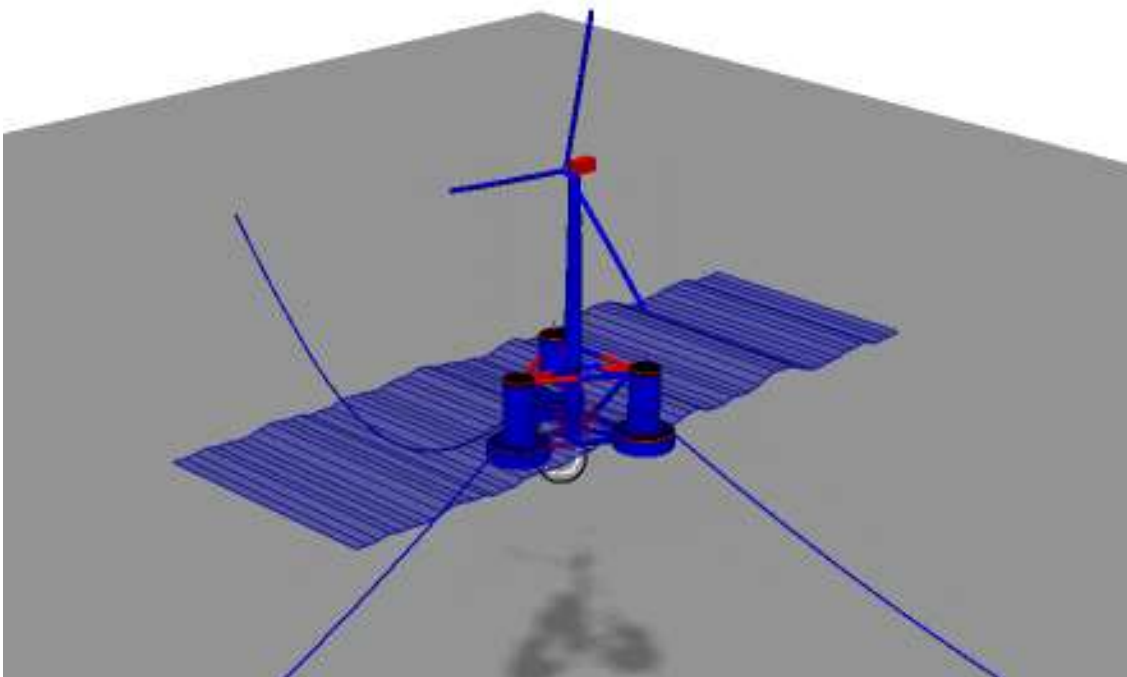


Figura 5-1: Modelo Acoplado em SIMO-RIFLEX.

5.1 Sistema de Coordenadas

O sistema de coordenadas usado no modelo SIMO-RIFLEX é como segue:

- Eixo X longitudinal (LCG) - positivo à vante a partir da coluna central;
- Eixo Y transversal (TCG) - positivo para bombordo a partir da linha de centro;
- Eixo Z vertical (VCG) - positivo para cima a partir da linha d'água.

5.2 Torre Integrada

A turbina eólica offshore NREL 5-MW descrita por JONKMAN *et al.* (2009) é usada no modelo atual. A base da torre é coincidente com o topo da coluna central da plataforma semissubmersível e no topo da torre é localizada a *nacelle* e o rotor que juntamente com a torre são submetidos a cargas aerodinâmicas.

As propriedades distribuídas da torre são baseadas no diâmetro de base de 6,5 m, que corresponde ao diâmetro da coluna principal da plataforma semissubmersível, com espessura de 27 mm e diâmetro superior de 3,87 m com espessura de 19 mm. Supõe-se que o raio e a espessura da torre sejam linearmente afunilados desde a base da torre até o topo da torre.

No modelo proposto, a torre integrada juntamente com a turbina de 5MW da NREL é fornecida pelo SIMA, com todas as informações e propriedades incluindo os sistemas de controle já estabelecidos e inseridos.

As características principais da torre integrada com Turbina 5MW, foram apresentadas na Tabela 2-2 descrita no capítulo 2. As propriedades da torre integrada são descritas de forma detalhada por JONKMAN *et al.* (2009).

5.3 Unidade Flutuante

O conceito de plataforma semissubmersível da unidade flutuante tem sua geometria conforme descrito em 4.2. As colunas que compõe o sistema são modeladas como um corpo rígido com propriedades de massa descritas na Tabela 5-1. Para expressar as cargas hidrodinâmicas nas colunas, as ondas de primeira ordem são consideradas com base na Teoria Potencial e a força de arrasto pela formulação de Morison. *Braces* e *pontoons* são modeladas como elementos de vigas e as cargas são consideradas pela formulação de Morison. Os coeficientes de arrasto e de massa na formulação de Morison são definidos em 5.3.2.

Conforme ROBERTSON *et al.* (2014a), toda a estrutura da unidade flutuante é de aço normal com densidade de 7.850 kg/m³, módulo de Young igual à 210 GPa e tensão de cisalhamento igual à 235 MPa. O peso total é formado pelo de aço estrutural somado ao lastro

necessário para dar equilíbrio à estrutura. O lastro é adicionado apenas nas colunas laterais, não há água de lastro na coluna central, nos *braces e pontoons*. A Tabela 5-2 apresenta a posição de cada membro da unidade flutuante.

Tabela 5-1: Propriedades de Massa da Unidade Flutuante. Fonte: ROBERTSON *et al.* (2014a).

Peso da Plataforma incluindo lastro	13473 t
Centro de Gravidade abaixo SWL	13,46 m
Inércia em <i>Roll</i> em torno do centro de gravidade	6,827E+09 kg.m ²
Inércia em <i>Pitch</i> em torno do centro de gravidade	6,827E+09 kg.m ²
Inércia em <i>Yaw</i> em torno do centro de gravidade	1,226E+10 kg.m ²

Tabela 5-2: Posição dos Membros da Unidade Flutuante. Fonte: ROBERTSON *et al.* (2014a).

Nome	Abreviação	Coordenada Inicial	Coordenada Final	Comprimento m	Espessura mm
		(X, Y, Z)	(X, Y, Z)		
Coluna Principal	MC	(0, 0, -20)	(0, 0, 10)	30	30
Coluna Superior 1	UC1	(14,43, 25, -14)	(14,43, 25, 12)	26	60
Coluna Superior 2	UC2	(28,87, 0, -14)	(28,87, 0, -12)	26	60
Coluna Superior 3	UC3	(14,43, -25, -14)	(14,43, -25, -12)	26	60
Coluna Base 1	BC1	(14,43, 25, -20)	(14,43, 25, -14)	6	60
Coluna Base 2	BC2	(-28,87, 0, -20)	(-28,87, 0, -14)	6	60
Coluna Base 3	BC3	(14,43, -25, -20)	(14,43, -25, -14)	6	60
<i>Pontoon</i> Delta Sup. 1	DU1	(9,2, 22, 10)	(-23,67, 3, 10)	38	17,5
<i>Pontoon</i> Delta Sup. 2	DU2	(-23,67, -3, 10)	(9,2, -22, 10)	38	17,5
<i>Pontoon</i> Delta Sup. 3	DU3	(14,43, -19, 10)	(14,43, 19, 10)	38	17,5
<i>Pontoon</i> Delta Inf. 1	DL1	(4, 19, -17)	(-18,47, 6, -17)	26	17,5
<i>Pontoon</i> Delta Inf. 2	DL2	(-18,47, -6, -17)	(4, -19, -17)	26	17,5
<i>Pontoon</i> Delta Inf. 3	DL3	(14,43, -13, -17)	(14,43, 13, -17)	26	17,5
<i>Pontoon</i> Y Sup. 1	YU1	(1,625, 2,815, 10)	(11,43, 19,81, 10)	19,62	17,5
<i>Pontoon</i> Y Sup. 2	YU2	(-3,25, 0, 10)	(-22,87, 0, 10)	19,62	17,5
<i>Pontoon</i> Y Sup. 3	YU3	(1,625, -2,815, 10)	(11,43, -19,81, 10)	19,62	17,5
<i>Pontoon</i> Y Inf. 1	YL1	(1,625, 2,815, -17)	(8,4, 14,6, -17)	13,62	17,5
<i>Pontoon</i> Y Inf. 2	YL2	(-3,25, 0, -17)	(-16,87, 0, -17)	13,62	17,5
<i>Pontoon</i> Y Inf. 3	YL3	(1,625, -2,815, -17)	(8,4, -14,6, -17)	13,62	17,5
<i>Brace</i> 1	CB1	(1,625, 2,815, -16,2)	(11,43, 19,81, 9,13)	32,04	17,5
<i>Brace</i> 2	CB2	(-3,25, 0, -16,2)	(-22,87, 0, 9,13)	32,04	17,5
<i>Brace</i> 3	CB3	(1,625, -2,815, -16,2)	(11,43, -19,81, 9,13)	32,04	17,5

5.3.1 Propriedades Hidrostáticas

A abordagem combinada de Morison com teoria potencial negligencia a flutuabilidade, portanto deve-se assegurar que a componente hidrostática seja incluída.

A matriz de restauração hidrostática demonstra como peso, empuxo e momento varia conforme a embarcação experimenta movimentos de *heave*, *roll*, e *pitch* e pode ser importada diretamente para o SIMA a partir da análise em WADAM. Para esse estudo a matriz de restauração hidrostática foi obtida através de ROBERTSON *et al.* (2014a) e inserida diretamente no SIMA, é apresentada a seguir:

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3,836E+6 \text{ N/m} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -3,776E+8 \text{ N.m/rad} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -3,776E+8 \text{ N.m/rad} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

5.3.2 Propriedades Hidrodinâmicas

As cargas hidrodinâmicas são aquelas associadas à excitação da incidência de ondas, radiação de ondas devido ao movimento da plataforma, efeitos de massa adicionada e forças viscosas.

A solução para o problema de radiação, que considera as cargas hidrodinâmicas na plataforma associadas às ondas irradiadas devido ao movimento da plataforma, pode ser feita através de uma análise em WADAM e é dada em termos de massa hidrodinâmica de oscilação dependente da frequência e amortecimento, ou seja, matrizes de massa adicional e amortecimento, respectivamente.

Para esse presente estudo, as matrizes de massa adicional e amortecimento linear foram obtidas através de ROBERTSON *et al.* (2014a) e inseridas diretamente no SIMA, e são apresentadas a seguir:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 6,49E+6 \text{ kg} & 0 & 0 & 0 & -85,1E+6 \text{ kg.m} & 0 \\ 0 & 6,49E+6 \text{ kg} & 0 & 85,1E+6 \text{ kg.m} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 14,7E+6 \text{ kg} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 85,1E+6 \text{ kg.m} & 0 & 7,21E+9 \text{ kg.m}^2 & 0 & 0 \\ -85,1E+6 \text{ kg.m} & 0 & 0 & 0 & 7,21E+9 \text{ kg.m}^2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 4,87E+9 \text{ kg.m}^2 \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix}
 0 & 0 & 0 & 0 & -6,0E+7 \text{ kg.m/s} & 0 \\
 0 & 7,08E+ \text{ kg/s} & 0 & 6,0E+7 \text{ kg.m/s} & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 5,5E+7 \text{ kg/s} & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 8,7E+8 \text{ kg.m}^2/\text{s} & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 5,4E+9 \text{ kg.m}^2/\text{s}^2
 \end{bmatrix}$$

Coefficientes de Arrasto e de Massa Adicional também foram obtidas através de ROBERTSON *et al.* (2014a) e inseridos diretamente no SIMA, conforme Tabela 5-3.

Tabela 5-3: Coeficientes Hidrodinâmicos. Fonte: ROBERTSON *et al.* (2014a).

Coeficientes Hidrodinâmicos	
Coeficiente de Massa Adicional na Coluna de Base em z	0,63
Coeficiente de Massa Adicional em todos membros	1
Coeficiente de Arrasto na Coluna Principal	0,56
Coeficiente de Arrasto na Coluna Superior	0,61
Coeficiente de Arrasto na Coluna de Base	0,68
Coeficiente de Arrasto nos <i>Braces e Pontoons</i>	0,63
Coeficiente de Arrasto na Coluna de Base em z	4,8

5.3.3 Flutuabilidade como força aplicada

Conforme descrito por KVIITEM (2014), o SIMA assume o corpo rígido flutuando de maneira neutra, ou seja, a força de empuxo não é automaticamente calculada. Portanto, a força de empuxo, força igual ao peso do fluido deslocado quando a plataforma está em sua posição inicial não deslocada, deve ser aplicada como uma força específica no centro de gravidade da plataforma. O valor do empuxo assumido no modelo é de 139,89 MN de acordo com ROBERTSON *et al.* (2014a).

5.3.4 Modificação da Matriz

Como a flutuabilidade é dada como uma força aplicada, ela dá origem a forças restauradoras, dessa maneira, a matriz hidrostática também deve ser ajustada adequadamente no SIMA, (KVIITEM, 2014). Uma vez que a matriz hidrostática descrita em 5.3.1 foi feita a partir da análise em WADAM, ela já contempla a distribuição de flutuabilidade, portanto, deve-se assegurar que a componente hidrostática seja subtraída, nos termos H(4,4), H(5,5), H(4,6) e H(5,6). Como as componentes H(4,6) e H(5,6) da matriz utilizada no modelo são nulos, apenas os termos H(4,4), H(5,5) devem ser modificados de acordo com as equações 5.1 e 5.2.

$$H(4,4)' = H(4,4) - \rho g V - (-mgZ_G) \quad (5.1)$$

$$H(5,5)' = H(5,5) - \rho g V - (-mgZ_G) \quad (5.2)$$

5.4 Ancoragem

O sistema de ancoragem deve ser adequadamente projetado para dar rigidez suficiente ao conjunto controlando o movimento do sistema devido a ações combinadas de vento, onda e corrente. Para o modelo proposto, as linhas de ancoragem foram modeladas como elementos de vigas e as cargas são consideradas pela formulação de Morison. A configuração da ancoragem e características das linhas são conforme ROBERTSON *et al.* (2014a) que descreve o projeto de ancoragem do conceito *OC4 DeepCWind Phase II*.

Três linhas de ancoragem em catenárias são usadas no sistema. Uma das linhas é direcionada ao longo do eixo X (no plano XZ). As duas linhas restantes são distribuídas uniformemente ao redor da plataforma, de forma que cada linha, fique a uma distância de 120° uma da outra. Cada uma das linhas de ancoragem é conectada na superfície superior de cada coluna de base através do *fairlead* correspondente.

Os *fairleads* estão localizados no topo das colunas de base a uma profundidade de 14 metros abaixo do SWL e a um raio de 40,87 metros da linha central da plataforma. As âncoras estão localizadas em uma profundidade de 200 metros abaixo da linha d'água e a um raio de 837,6 metros da linha central da plataforma.

Cada uma das três linhas de amarras de graus R4S tem MBL de 6.658 kN conforme DNVGL-OS-E302 (2015) e um comprimento de 835,5 metros com diâmetro de 76,6 mm. A massa equivalente por unidade de comprimento é de 113,35 kg/m, enquanto a massa aparente equivalente na água por unidade de comprimento é de 108,63 kg/m.

Uma pré-tração devido ao peso próprio do comprimento das linhas de ancoragem que não ficam apoiadas no fundo do mar é incorporado nos *fairleads*. Para o sistema de ancoragem proposto pelo modelo *OC4 DeepCWind Phase II*, a pré-tração calculada de acordo com ROBERTSON *et al.* (2014a) foi de 1.839.000 N.

O arrasto e a massa adicionada nas linhas de ancoragem, devido à carga hidrodinâmica e interação com fundo marinho, são modeladas usando os coeficientes fornecidos na Tabela 5-4, que resume todas as propriedades de ancoragem.

Tabela 5-4: Propriedades das Linhas de Ancoragem. Fonte: ROBERTSON *et al.* (2014a).

Propriedades Ancoragem	
Quantidade de linhas de Ancoragem	3
Tipo de Amarra	Grau R4S
Ângulo entre as linhas	120 graus
Profundidade até Âncoras desde a Linha D'água	200 m
Distância da Linha D'água até <i>Fairleads</i>	14 m
Raio até Âncoras Desde Linha de Centro	837,6 m
Raio até <i>Fairleads</i> Desde Linha de Centro	40,868 m
Comprimento das Amarras	835,5 m
Diâmetro das Amarras	76,6 mm
Peso da Amarra no Ar por unidade de comprimento	113,35 kg/m
Peso da Amarra na Água por unidade de comprimento	108,63 kg/m
MBL	6658,4 kN
Rigidez da Amarra	753,6 MN
Coefficiente Hidrodinâmico de Arrasto das Amarras	1,1
Coefficiente Hidrodinâmico de Massa Adicional das Amarras	1
Amortecimento Estrutural das Amarras	2,0 %

A Figura 5-2 apresenta a configuração do sistema de ancoragem.

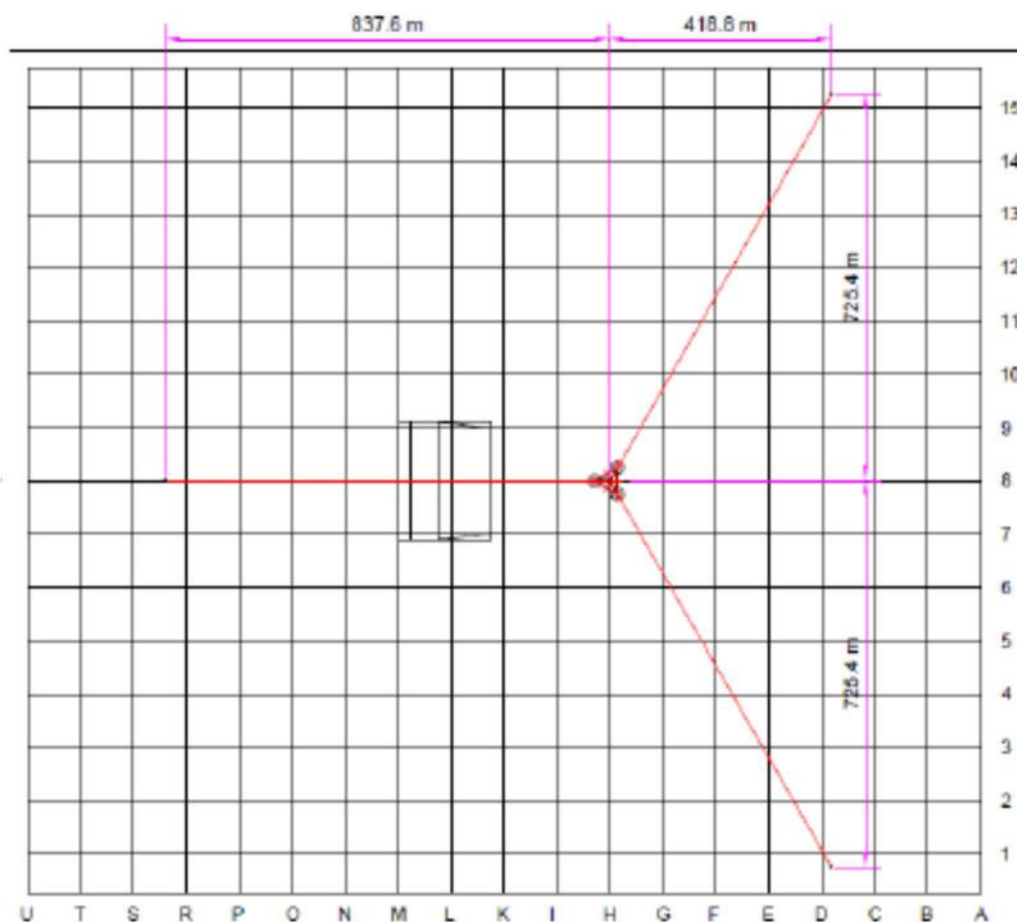


Figura 5-2: Configuração do Sistema de Amarração. Fonte: ROBERTSON *et al.* (2014a).

Para o sistema de ancoragem considerado, uma vez inseridas as propriedades, o código do programa calcula a matriz de rigidez de forma automática. ROBERTSON *et al.* (2014) apresenta, de forma simplificada, a matriz de restauração linearizada de todas as linhas de ancoragem conforme segue:

$$\mathbf{L} = \begin{bmatrix} 7,08E+4 \text{ N/m} & 0 & 0 & 0 & -1,08E+5 \text{ N/rad} & 0 \\ 0 & 7,08E+4 \text{ N/m} & 0 & 1,08E+5 \text{ N/rad} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1,91E+4 \text{ N/m} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,07E+5 \text{ N.m/m} & 0 & 8,37E+7 \text{ N.m/rad} & 0 & 0 \\ -1,07E+5 \text{ N.m/m} & 0 & 0 & 0 & 8,37E+7 \text{ N.m/rad} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1,17E+8 \text{ N.m/rad} \end{bmatrix}$$

Dessa maneira, a matriz de rigidez total do sistema, pode ser obtida somando a matriz de rigidez hidrostática com a matriz de rigidez devido ao sistema de ancoragem.

$$\mathbf{K} = \begin{bmatrix} 7,08E+4 \text{ N/m} & 0 & 0 & 0 & -1,08E+5 \text{ N/rad} & 0 \\ 0 & 7,08E+4 \text{ N/m} & 0 & 1,08E+5 \text{ N/rad} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3,86E+6 \text{ N/m} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1,07E+5 \text{ N.m/m} & 0 & 4,65E+8 \text{ N.m/rad} & 0 & 0 \\ 1,07E+5 \text{ N.m/m} & 0 & 0 & 0 & 4,65E+8 \text{ N.m/rad} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1,17E+8 \text{ N.m/rad} \end{bmatrix}$$

Alguns testes foram feitos a partir da posição não deslocada da plataforma (ou seja, a partir de uma posição inicial sem ação de forças ambientais) para validar essa matriz de rigidez total do sistema. A análise envolveu perturbar independentemente alguns DOFs através da adição de uma força externa para medir o deslocamento resultante do conjunto e dessa maneira calcular a rigidez total do sistema no modelo. A comparação foi então feita com a matriz K simplificada considerando apenas os termos de sua diagonal principal.

Os testes foram feitos para *sway* e *heave*, onde foram analisados em cada caso a ação de 3 diferentes forças. Foi então observado, o deslocamento resultante em cada um dos casos e a rigidez calculada conforme equação 5.3:

$$k = \frac{F}{d} \quad (5.3)$$

onde:

k = Rigidez

F = Força aplicada

d = Deslocamento

A Figura 5-3, Figura 5-4, Figura 5-5 e Tabela 5-5, apresentam os dados do teste em *Sway*.

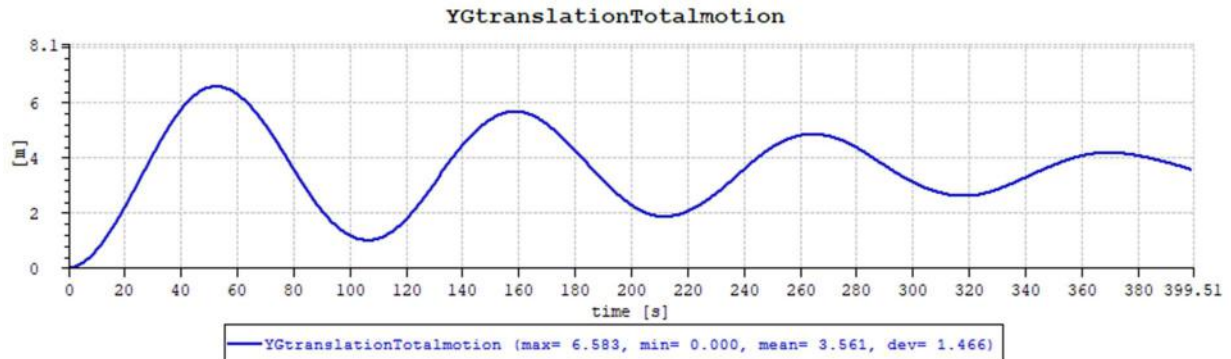


Figura 5-3: Deslocamento em *Sway* com Força aplicada de 2,5E+05 N.

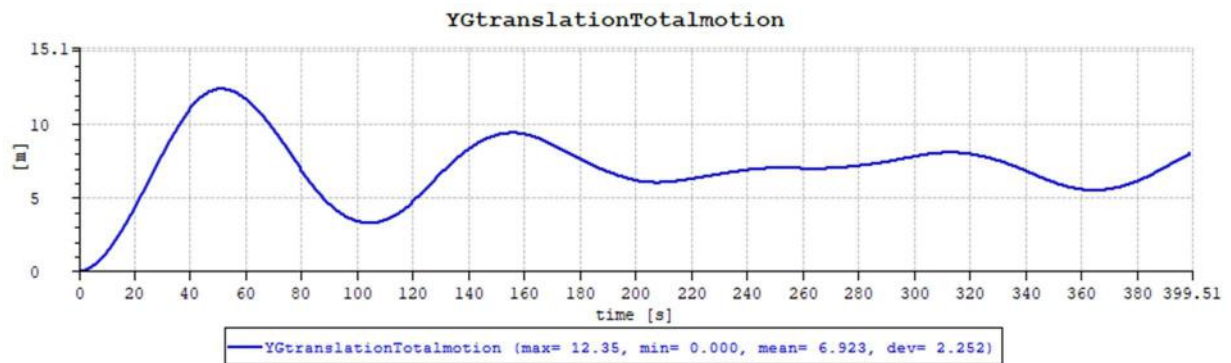


Figura 5-4: Deslocamento em *Sway* com Força aplicada de 5,0E+05 N.

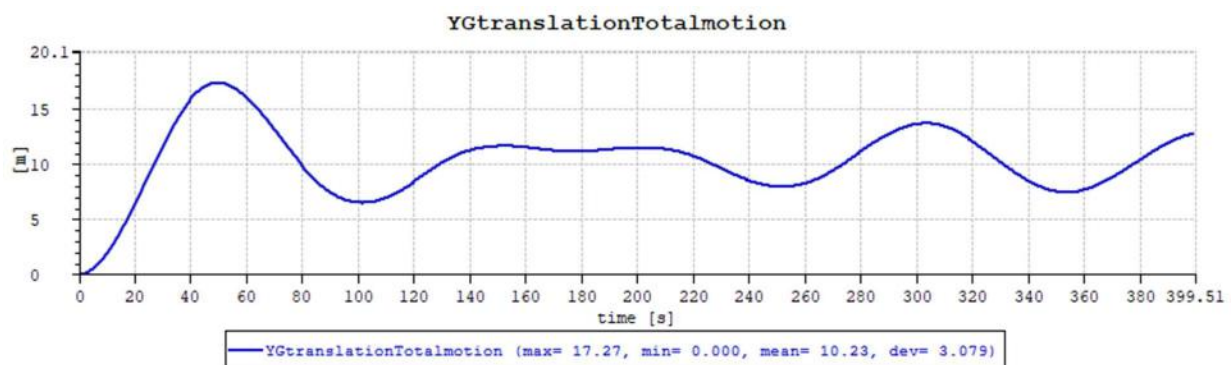


Figura 5-5: Deslocamento em *Sway* com Força aplicada de 7,5E+05 N.

Tabela 5-5: Comparação dos Valores de Rigidez medidos e teóricos para *Sway*.

Força em Sway N	Deslocamento Médio m	Rigidez Modelo N/m	Ref. Rigidez Matriz K N/m	UC Fator
2,5E+05	3,6	7,0E+04	7,08E+04	0,99
5,0E+05	6,9	7,2E+04	7,08E+04	1,02
7,5E+05	10,2	7,3E+04	7,08E+04	1,04

A Figura 5-6, Figura 5-6, Figura 5-7 e Tabela 5-6 apresentam os dados do teste em *heave*.

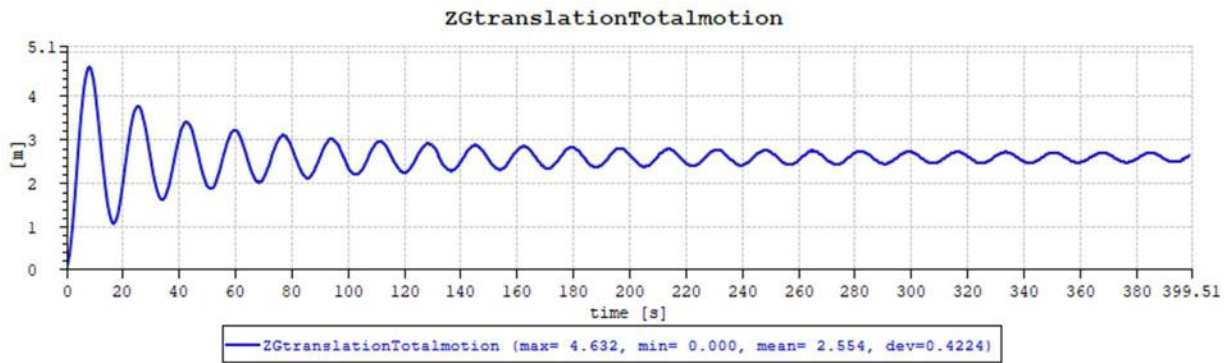


Figura 5-6: Deslocamento em *Heave* com Força aplicada de $1,0E+07$ N.

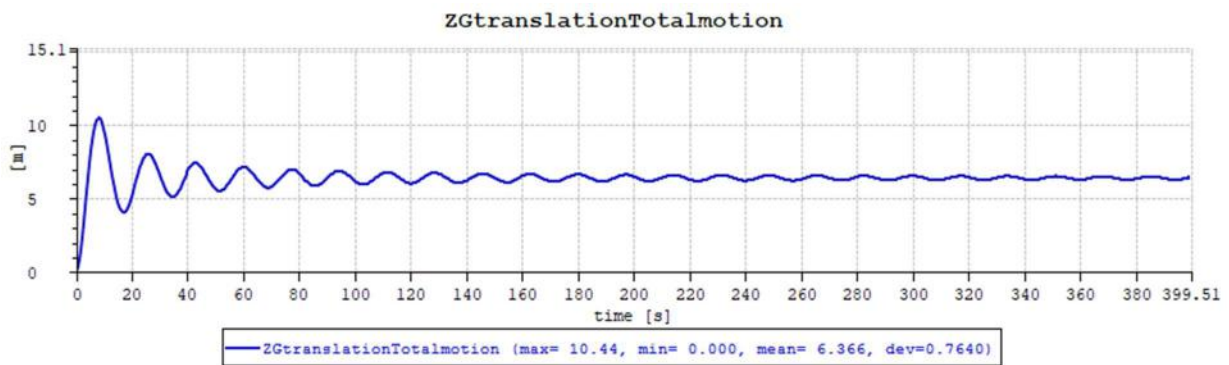


Figura 5-7: Deslocamento em *Heave* com Força aplicada de $2,5E+07$ N.

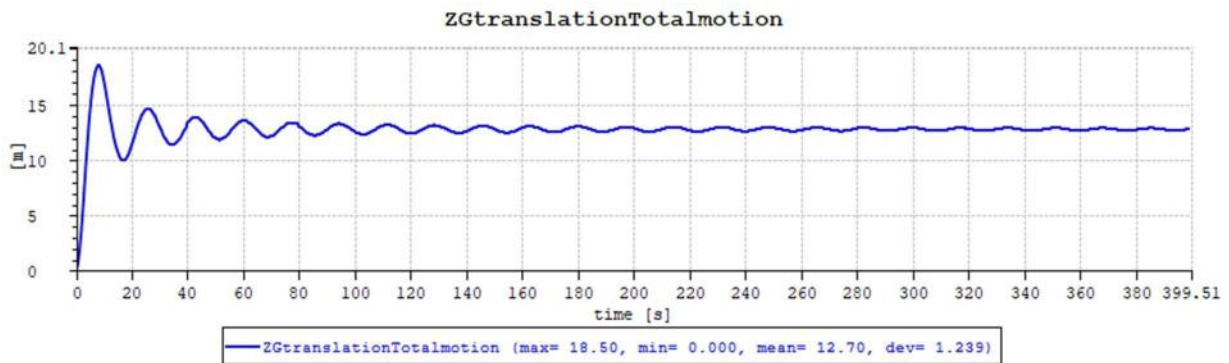


Figura 5-8: Deslocamento em *Heave* com Força aplicada de $5,0E+07$ N.

Tabela 5-6: Comparação dos Valores de Rigidez medidos e teóricos para *Heave*.

Força em <i>Heave</i> N	Deslocamento Médio m	Rigidez Modelo N/m	Ref. Rigidez Matriz K N/m	UC Fator
$1,0E+07$	2,6	$3,9E+06$	$3,86E+06$	1,02
$2,5E+07$	6,3	$3,9E+06$	$3,86E+06$	1,02
$5,0E+07$	12,7	$3,9E+06$	$3,86E+06$	1,02

Comparando-se os resultados encontrados para rigidez no modelo através do testes em *sway* e *heave* com a matriz **K** teórica de referência, e levando-se em consideração que o método apresenta alguma simplificação, uma vez que matriz teórica apresentada é uma matriz

linearizada e que a comparação foi feita apenas com os elementos da diagonal principal dela, pode-se concluir que a rigidez total do modelo se encontra calibrada com a as matrizes teóricas de rigidez hidrostática e rigidez devido ao sistema de ancoragem apresentadas por ROBERTSON *et al.* (2014a).

6 Análise Dinâmica

A análise dinâmica acoplada no SIMA utilizando o código SIMO-RIFLEX é realizada para prever a resposta global do sistema em um ambiente composto por vento, onda e corrente.

Simulações no domínio de tempo são realizadas para verificações tais como; investigação dos períodos naturais do sistema através de testes de decaimento, estudo dos movimentos do conjunto nos 6 graus de liberdade para diferentes condições de vento e onda e análise das linhas de ancoragem devido ao movimento do conjunto para as condições mais relevantes.

6.1 Período Natural

Primeiramente, o modelo foi calibrado através dos períodos naturais em seus 6 movimentos, *surge* (translação na direção do eixo longitudinal), *sway* (translação na direção do eixo transversal), *heave* (translação na direção do eixo vertical), *roll* (rotação em torno do eixo longitudinal), *pitch* (rotação em torno do eixo transversal) e *yaw* (rotação em torno do eixo vertical). As frequências naturais através de uma análise dinâmica foram encontradas pelo teste de decaimento e verificadas por cálculos a partir de uma planilha MathCad e são apresentados nas secções 6.1.1 e 6.1.2, respectivamente. Os valores encontrados foram comparados com os valores segundo análises de experimento da NREL por ROBERTSON *et al.* (2014b).

6.1.1 Teste de Decaimento

O teste de decaimento é uma simulação acoplada no domínio do tempo onde é possível determinar a frequência natural em cada modo de movimento do sistema. Consiste na aplicação de uma excitação (força ou momento) no centro de gravidade da unidade por um período de tempo a partir da posição não perturbada em cada grau de liberdade. Ou seja, durante a simulação, nenhuma força ambiental (vento, onda e corrente) é aplicada no sistema e a turbina é mantida estacionada para garantir que nenhuma força aerodinâmica ou hidrodinâmica esteja agindo na plataforma durante os testes.

Em seguida, a plataforma é liberada para executar uma oscilação livre até seu amortecimento. O movimento de decaimento da plataforma é registrado como uma série temporal, onde é possível calcular o decréscimo logarítmico.

O decréscimo logarítmico (δ) é usado para calcular a taxa de amortecimento (ζ).

Com

$$\delta = \frac{1}{n} LN \frac{n_0}{n_n}, \quad (6.1)$$

Onde

$$\zeta = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{2\pi}{\delta}\right)^2}} \quad (6.2)$$

A razão de amortecimento pode ser usada para determinar o período natural de oscilação, T_n da plataforma para cada movimento particular, *surge*, *sway*, *heave*, *pitch* e *yaw* usando a equação 6.4, onde T_d é o período de oscilação amortecido que foi medido a partir do experimento realizado e calculado conforme equação 6.3.

$$T_d = \frac{2\pi}{\omega_d} = \frac{2\pi}{\omega_n \sqrt{1 - \zeta^2}} = \frac{T_n}{\sqrt{1 - \zeta^2}} \quad (6.3)$$

$$T_n = T_d \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (6.4)$$

Devido ao efeito de acoplamento do sistema, a plataforma sempre experimentará movimentos em outros graus de liberdade além do movimento onde a força foi aplicada durante o teste de decaimento. Porém, esse movimento secundário é pequeno se comparado ao movimento aplicado e pode ser negligenciado. Portanto, o resultado em cada movimento testado pode ser considerado como o movimento em um grau de liberdade.

Para a análise em cada movimento, foi realizada uma simulação de 800 segundos, onde uma força (nos casos de *surge*, *sway* e *heave*), ou um momento (nos casos de *roll*, *pitch* e *yaw*) foi aplicado por 50 segundos e então retirado e o decaimento medido. O tempo de aplicação da força e de simulação foram escolhidos de acordo com ISLAM (2016), que fez um estudo semelhante ao apresentado. Os sinais do teste de decaimento em *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* e *yaw* são apresentados na Figura 6-1, Figura 6-2, Figura 6-3, Figura 6-4, Figura 6-5 e Figura 6-6, respectivamente em gráficos de tempo em segundos por deslocamento em metros/ graus.

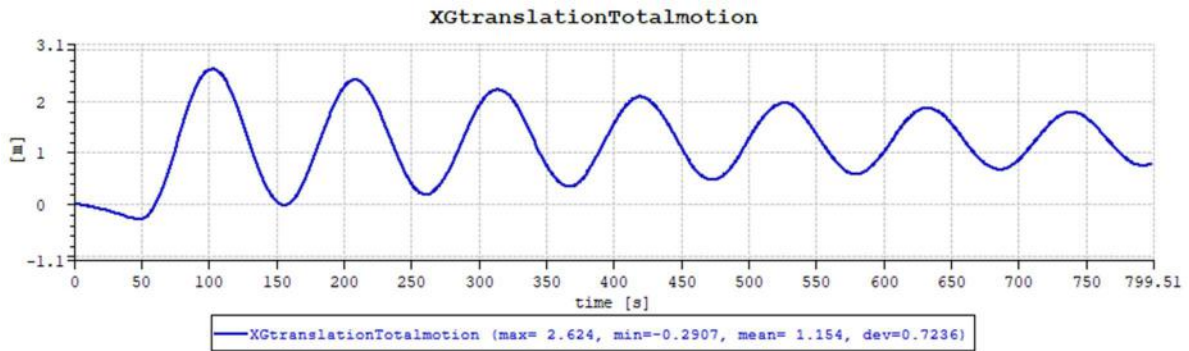


Figura 6-1: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em *Surge*.

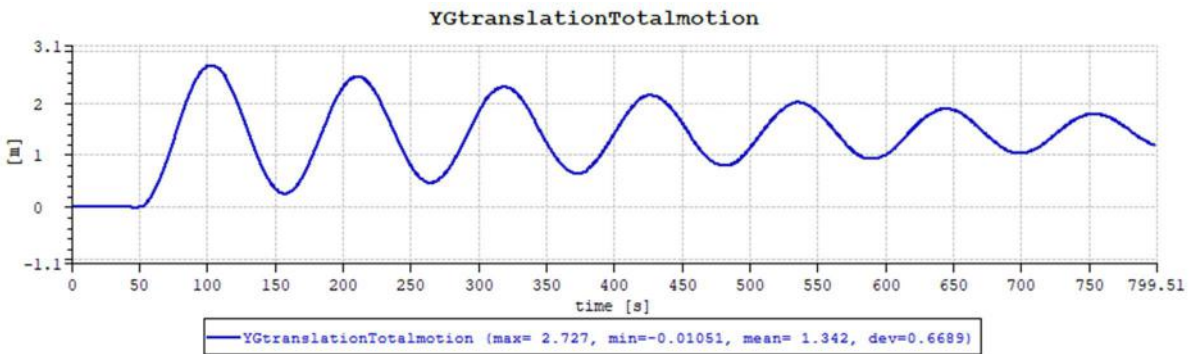


Figura 6-2: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em *Sway*.

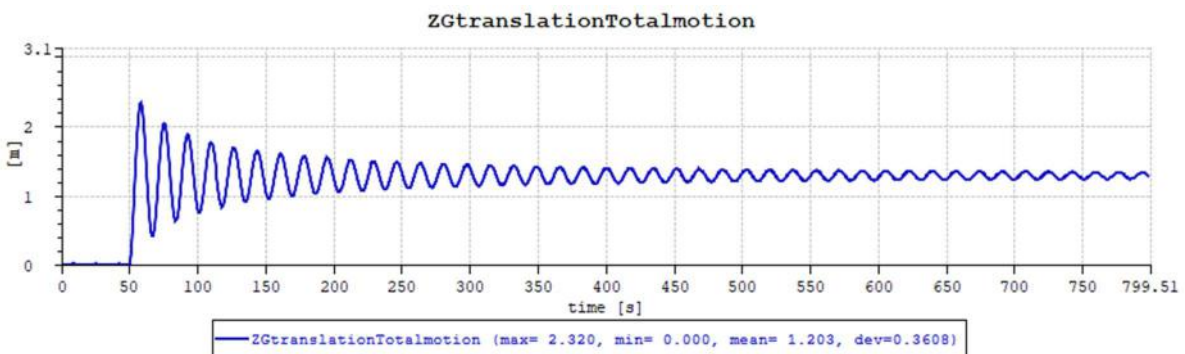


Figura 6-3: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em *Heave*.

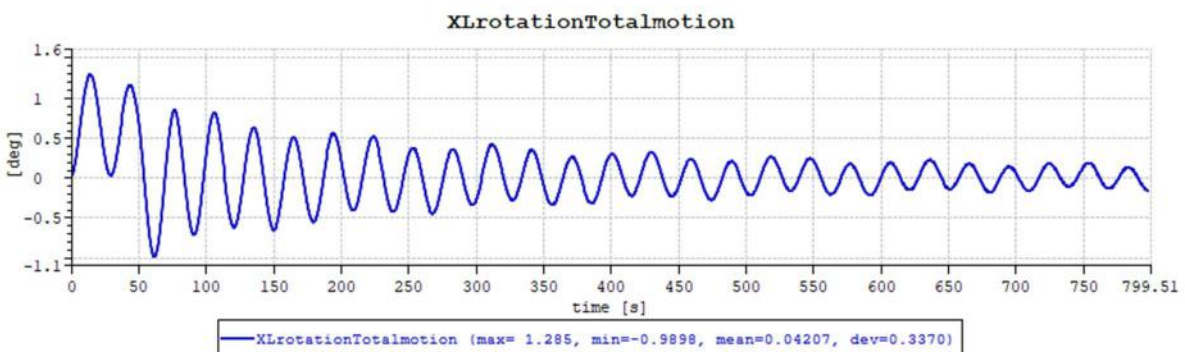


Figura 6-4: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em *Roll*.

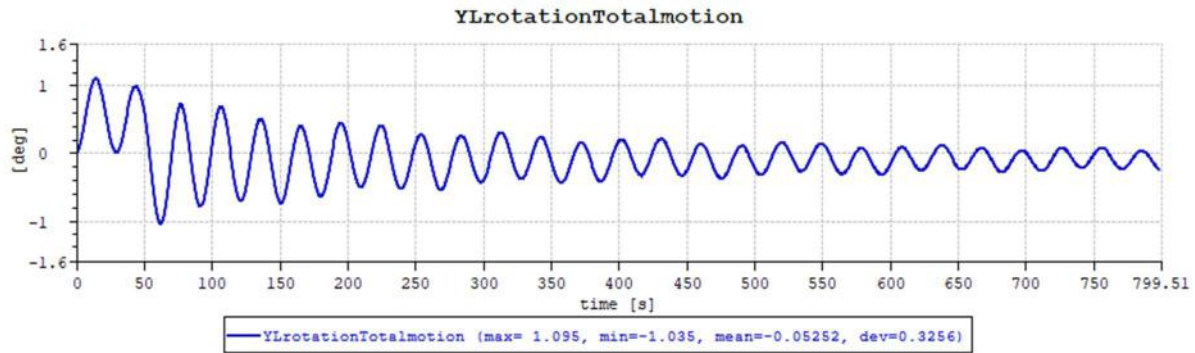


Figura 6-5: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em *Pitch*.

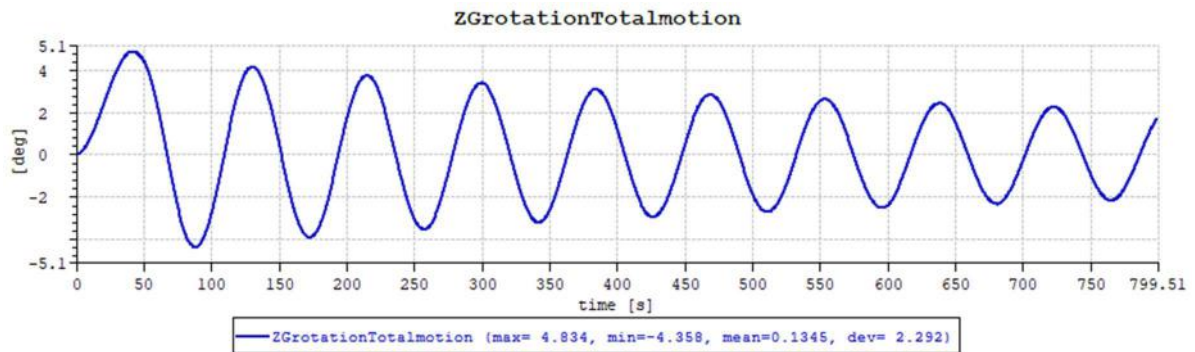


Figura 6-6: Espectro de Resposta no Teste de Decaimento em *Yaw*.

Os movimentos da plataforma no início da simulação foram ignorados durante o cálculo. Os períodos naturais (T_n) obtidos pelo teste de decaimento em *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* e *yaw* são listadas na Tabela 6-1.

Tabela 6-1: Teste de Decaimento.

	t_0	η_0	t_f	η_n	n	δ	ζ	T_d	T_n
Surge	103	2,624	633	1,866	5	0,0681	0,0108	106,00	105,99
Sway	103,5	2,728	645,4	1,891	5	0,0733	0,0117	108,38	108,37
Heave	75,5	2,031	212,5	1,510	8	0,0371	0,0059	17,13	17,12
Roll	76,5	0,836	312,5	0,408	8	0,0896	0,0143	29,50	29,50
Pitch	77,5	0,716	314	0,301	8	0,1082	0,0172	29,56	29,56
Yaw	130,5	4,118	638	2,410	6	0,0893	0,0142	84,58	84,57

Onde t_0 representa o tempo de simulação do primeiro deslocamento considerado, na análise do sinal, η_0 , e t_f representa o tempo de simulação do último deslocamento considerado na análise do sinal, η_n ; sendo n é o número de picos entre η_0 e η_n .

Uma análise gráfica pode ser feita afim de verificar os valores encontrados de período natural pela formulação descrita. O procedimento clássico para se obter a frequência de um certo sinal aleatório é decompô-lo em uma série de Fourier.

A decomposição do sinal do teste de decaimento de cada movimento através da transformada de Fourier é realizada no próprio modelo e apresentada na Figura 6-7, Figura

6-8, Figura 6-9, Figura 6-10 e Figura 6-11 para *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* e *yaw* respectivamente.

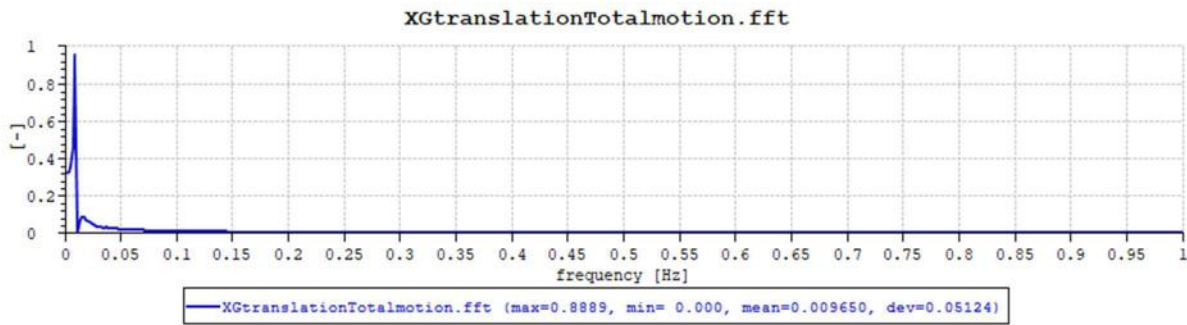


Figura 6-7: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em *Surge*

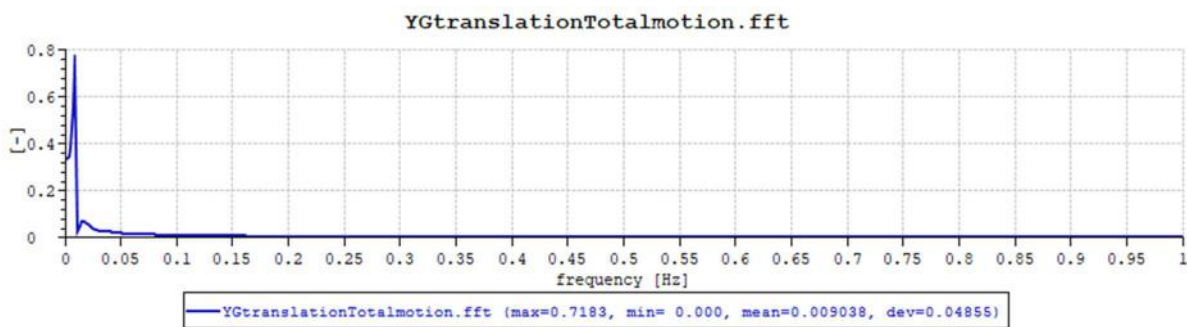


Figura 6-8: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em *Sway*

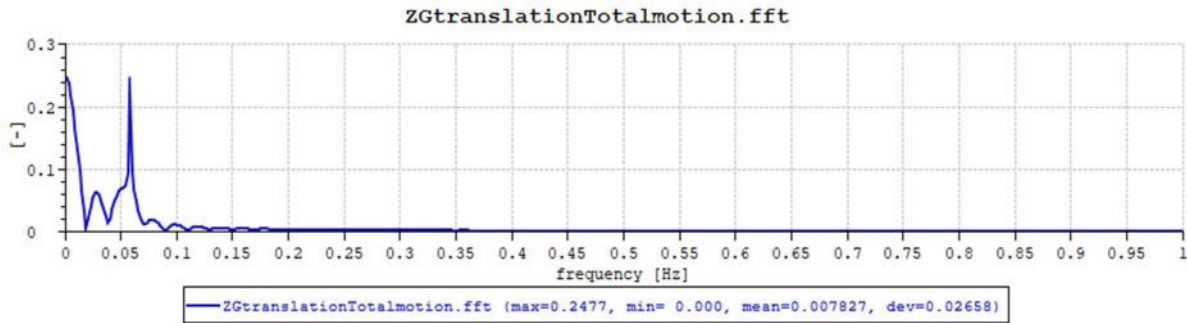


Figura 6-9: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em *Heave*

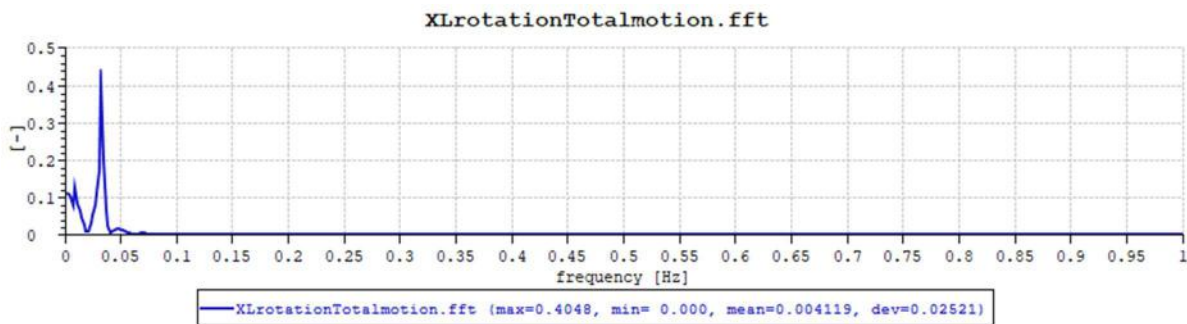


Figura 6-10: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em *Roll*

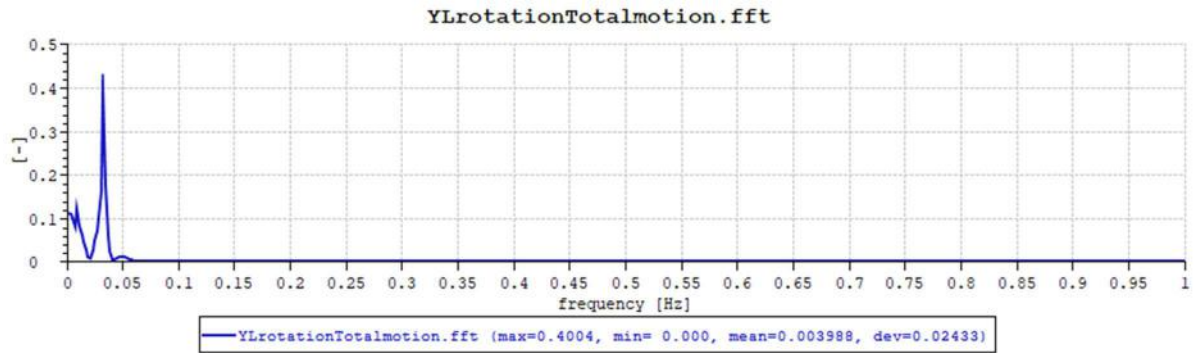


Figura 6-11: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em *Pitch*

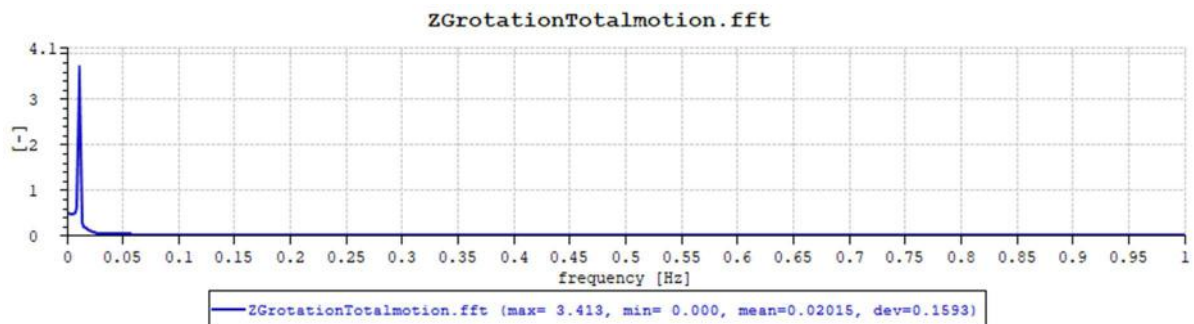


Figura 6-12: Espectro de Frequência pela Transformada de Fourier do sinal de Decaimento em *Yaw*

O pico do sinal representa a frequência natural, e, portanto, o período é obtido conforme equação 6.5.

$$f = \frac{1}{T} \quad (6.5)$$

Os períodos naturais (T_n) obtidos pela decomposição do sinal do teste de decaimento em *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* e *yaw* são listadas na Tabela 6-2:

Tabela 6-2: Período Natural obtido através da decomposição do sinal de decaimento

	f Hz	T_n s
<i>Surge</i>	0,009766	102,4
<i>Sway</i>	0,009766	102,4
<i>Heave</i>	0,058594	17,1
<i>Roll</i>	0,033203	30,1
<i>Pitch</i>	0,033203	30,1
<i>Yaw</i>	0,011792	84,8

6.1.2 Planilha de Cálculo

Um outro método para a obtenção dos períodos naturais é dado pelas equações 6.6 e 6.7 a partir das matrizes K e M apresentadas no capítulo 5.

$$\det(K - \omega^2 M) = 0 \quad (6.6)$$

$$T_n = \frac{2\pi}{\omega} \quad (6.7)$$

onde K é a matriz de rigidez obtida somando a rigidez hidrostática com a rigidez devido ao sistema de ancoragem, M é a matriz de massa obtida somando a massa estrutural com a massa adicionada e ω é a frequência natural.

Para a resolução do determinante, uma planilha MathCad foi utilizada e os valores dos períodos encontrados nos 6 graus de liberdade são apresentados na Tabela 6-3.

Tabela 6-3: Período Natural obtido pelo cálculo em MatchCAD através das matrizes **K** e **M**.

	ω rad/s	T_n s
<i>Surge</i>	0,06	104,7
<i>Sway</i>	0,06	104,7
<i>Heave</i>	0,37	17,0
<i>Roll</i>	0,184	34,1
<i>Pitch</i>	0,184	34,1
<i>Yaw</i>	0,083	75,7

O cálculo completo realizado no MathCad é apresentado no Anexo D.

6.1.3 Comparação

É possível observar que os valores obtidos para os períodos naturais através de medições no modelo nos 6 movimentos estão bem próximos, pequenas diferenças são dadas devido à algumas simplificações matemáticas assumidas nas formulações. Comparando os valores de medição com os valores da planilha MathCad, observa-se uma diferença maior nos movimentos de *roll* e *pitch*; essa diferença se dá pelo fato da matriz de rigidez hidrostática utilizada pela planilha já contemplar a distribuição de fluabilidade, e foi devidamente ajustada no modelo para os termos H(4,4), H(5,5), conforme explicitado no capítulo 5.

Sendo assim, comparando-se os resultados dos diferentes métodos para obtenção dos períodos naturais com as análises de experimento da NREL descrita por ROBERTSON *et al.* (2014b), e levando-se em consideração que todas elas apresentam alguma simplificação, pode-se concluir que o modelo se encontra razoavelmente calibrado.

A comparação dos valores obtidos para os períodos naturais em *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* e *yaw*, podem ser vistas na Figura 6-13, Figura 6-14, Figura 6-15, Figura 6-16, Figura 6-17 e Figura 6-18, respectivamente.

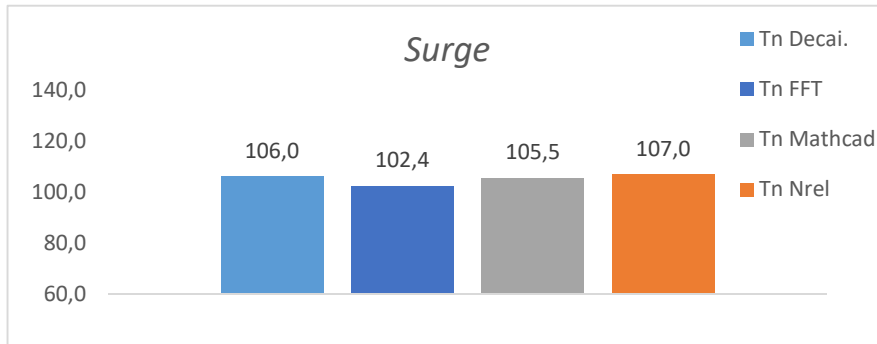


Figura 6-13: Comparação Períodos Naturais em *Surge*.

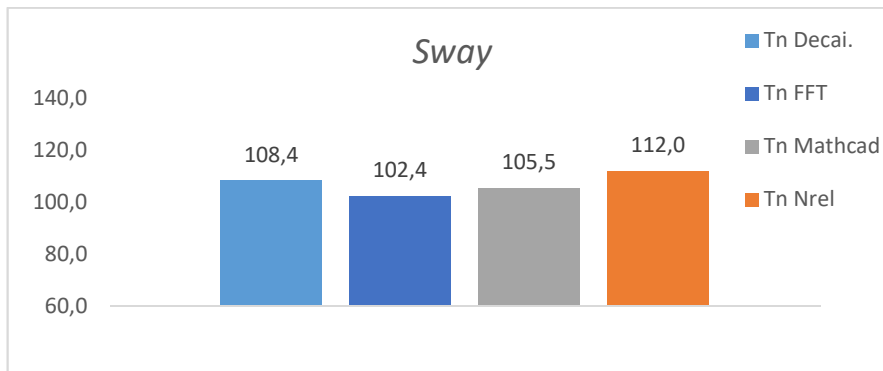


Figura 6-14: Comparação Períodos Naturais em *Sway*.

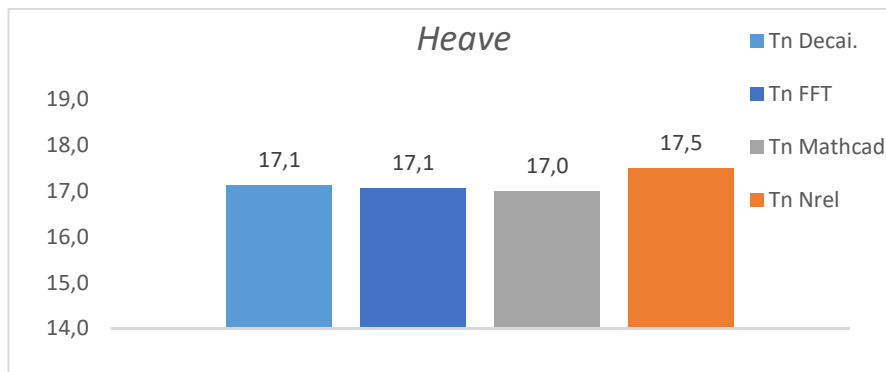


Figura 6-15: Comparação Períodos Naturais em *Heave*.

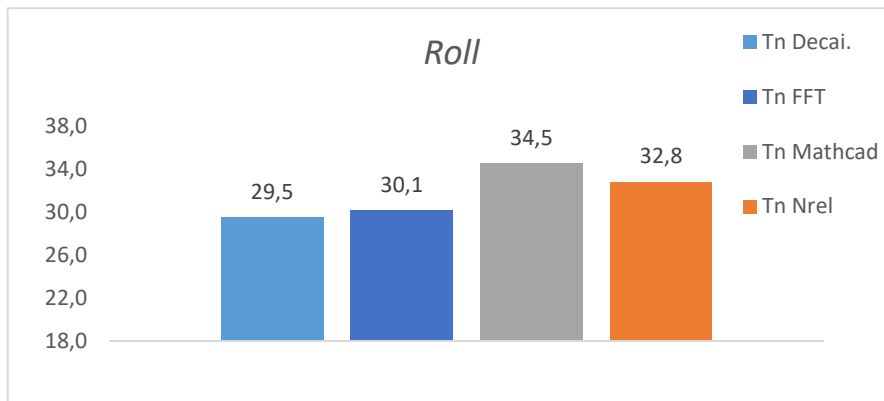


Figura 6-16: Comparação Períodos Naturais em *Roll*.

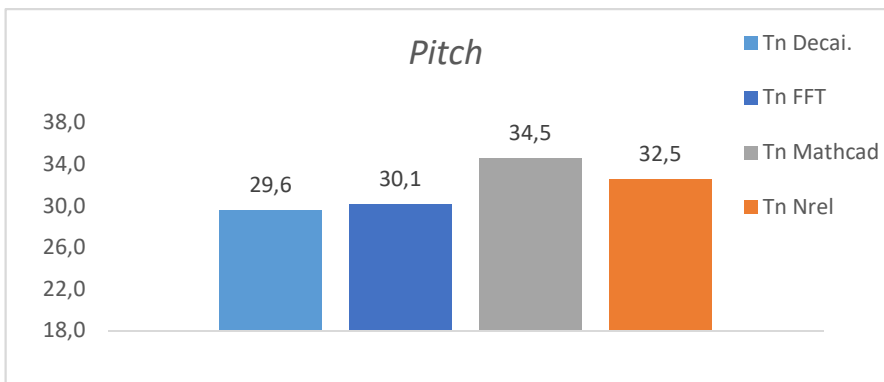


Figura 6-17: Comparação Períodos Naturais em *Pitch*.

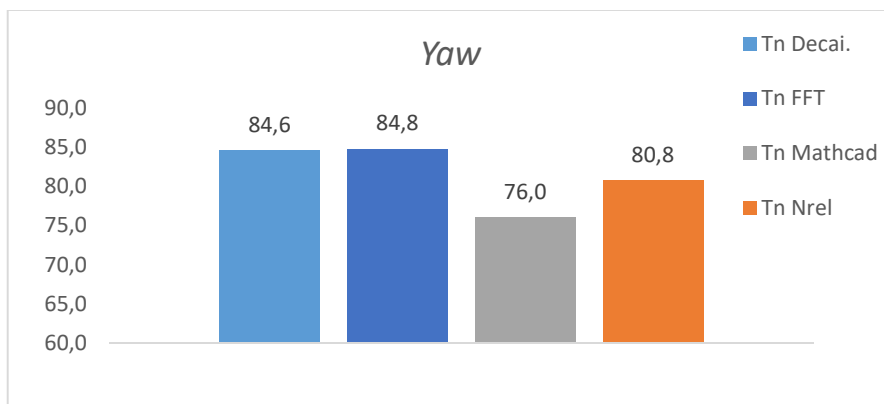


Figura 6-18: Comparação Períodos Naturais em *Yaw*.

6.2 Período de Pico Crítico

A turbina eólica em unidade flutuante deve ser projetada para suportar condições operacionais e ambientais. Para entender a resposta do sistema sob a ação de vento, onda e corrente simultaneamente, primeiramente foram realizadas análises onde foi escolhido um valor crítico de altura de onda (H_S) correspondente a onda centenária da Bacia de Campos com valor, apresentado por GONÇALVES *et al.* (2010), de 7,84 m/s. O espectro de onda

escolhido foi o JONSWAP, que define o intervalo do período de pico (T_p) segundo a altura de onda, conforme DNV-RP-205 (2007) e apresentado na equação 6.8.

$$3,6 \leq \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 5 \quad (6.8)$$

Para analisar o período de pico crítico, 3 períodos foram definidos de acordo com o intervalo da equação 6.8, sendo os 2 extremos e um terceiro valor intermediário. Adicionalmente, um quarto período fora desse intervalo foi estudado, valor apresentado por GONÇALVES *et al.* (2010) referente a onda centenária da Baía de Campos descrita.

A velocidade de vento considerada foi a velocidade de vento nominal para a turbina de 5MW no valor de 11,4 m/s agindo perpendicularmente à turbina no eixo X. Uma corrente correspondente a onda centenária de 7,84 m/s com valor de 1,03 m/s, conforme GONÇALVES *et al.* (2010), foi aplicada.

A Tabela 6-4 apresenta os casos analisados.

Tabela 6-4: Caso Extremo com diferentes T_p 's.

	Velocidade Vento m/s	H_s Onda m	T_p Onda s	Velocidade Corrente m/s
1.	11,4	7,84	10,08	1,03
2.	11,4	7,84	12,04	1,03
3.	11,4	7,84	14,00	1,03
4.	11,4	7,84	15,55	1,03

Durante as simulações num período de 1800s, os esforços ambientais foram considerados com a turbina totalmente operacional. Foi possível observar que os maiores deslocamentos ocorrem no maior período de pico de 15,5 segundos, sendo *Surge* e *Pitch*, os movimentos mais críticos conforme podem ser vistos na Tabela 6-5.

Tabela 6-5: Deslocamento Máximo dos 6 modos de movimento nos diferentes T_p 's.

T_p s	Máxima Translação			Máxima Rotação		
	X m	Y m	Z m	X graus	Y graus	Z graus
10,08	17,60	5,62	0,66	2,89	7,06	1,02
12,04	17,95	5,75	1,09	5,46	7,74	1,67
14	18,57	6,38	1,50	8,72	9,23	2,12
15,55	18,69	6,48	1,54	8,86	9,90	2,21

A Figura 6-19 e a Figura 6-20 apresentam, respectivamente, a variação do deslocamento na direção do eixo X, *Surge*; e a rotação em torno do eixo Y, *Pitch*, sob a ação dos esforços ambientais durante a simulação para o caso mais crítico de T_p . A plotagem dos outros movimentos e diferentes T_p 's podem ser vistos no Anexo E.

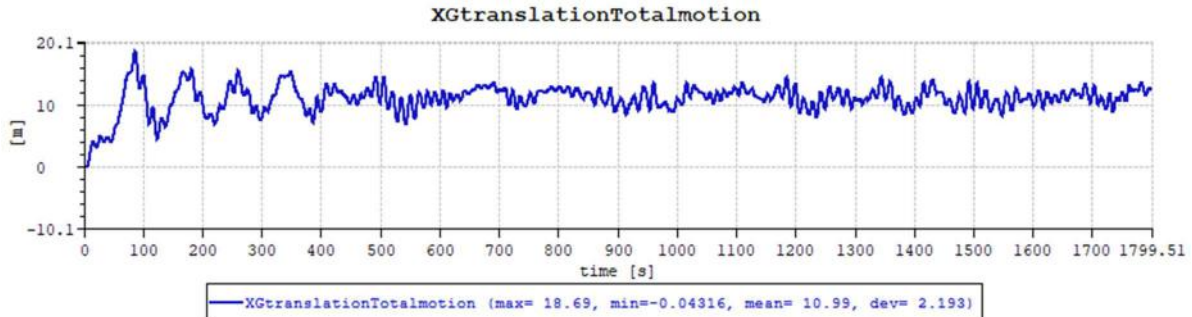


Figura 6-19: Deslocamento em *Surge* para o caso mais crítico de T_p .

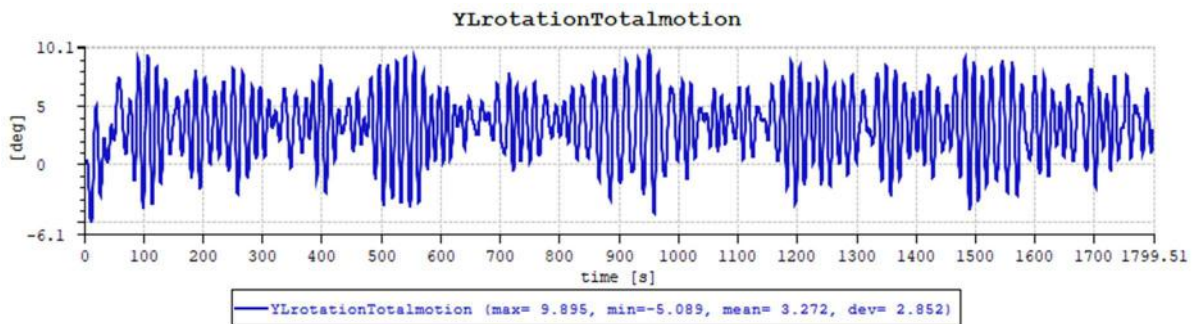


Figura 6-20: Deslocamento em *Pitch* para o caso mais crítico de T_p .

6.3 Teste de Vento Constante

Testes de vento constantes são realizados para avaliar, em diferentes velocidades de vento, as respostas do conjunto nos movimentos da plataforma e nas trações nas linhas de ancoragem afim de verificar a eficácia do sistema de ancoragem em restringir esses movimentos dentro de um limite permitido. Cinco casos foram propostos considerando diferentes valores de velocidade de vento num campo constante sendo aplicado, além do caso de vento nominal estudado no tópico 6.2, um vento entre as velocidades de *cut-in* e nominal, um vento entre as velocidades nominal e *cut-off*, um vento abaixo da velocidade de *cut-in* e um vento extremo acima da velocidade de *cut-off* foram considerados. O valor do vento extremo foi o mesmo considerado na análise de estabilidade apresentada no capítulo 4, valor maior do que o de vento centenário apresentando por GONÇALVES *et al.* (2010). Para cada um desses casos foram aplicados corrente e onda de acordo com a altura de onda centenária da Bacia de Campos. Conforme discutido no tópico 6.2, o maior período de pico é o mais

crítico, portanto ele será considerado para essas novas análises. A Tabela 6-6 apresenta os casos estudados nesse tópico.

Tabela 6-6: Teste de Vento Constante.

	Velocidade Vento m/s	H_S Onda m	T_P Onda s	Velocidade Corrente m/s
1.	2	7,84	15,55	1,03
2.	6	7,84	15,55	1,03
3.	11,4	7,84	15,55	1,03
4.	22	7,84	15,55	1,03
5.	51,5	7,84	15,55	1,03

Durante as simulações constantes de vento, um campo de vento uniforme é aplicado por 1800 segundos. Para os casos, 2, 3 e 4 a turbina estava totalmente operacional, ou seja, a turbina pode girar em torno de seu eixo e o controle de *pitch* nas pás pode ser acionado dependendo da velocidade do vento para maximizar a potência, enquanto os casos 1 e 5, a turbina foi considerada inativa, por motivos discutido no capítulo 2.

Nos casos da turbina em operação, é possível observar que à medida que a velocidade do vento se aproxima da velocidade nominal de 11,4 m/s, a força de *thrust* vai aumentando e chegando próximo ao seu valor nominal de 750 kN, conforme descrito por JONKMAN *et al.* (2009) e apresentando no capítulo 2. A Figura 6-21, apresenta essa variação média da força de *Thrust* para as 3 velocidades de operação da turbina estudadas; a plotagem obtida durante a simulação é apresentada no Anexo F.

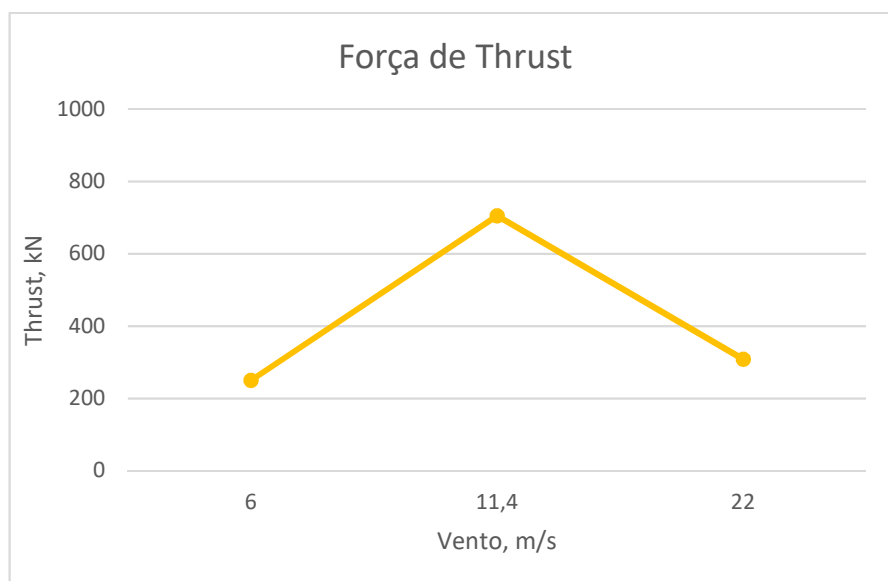


Figura 6-21: Força de *Thrust* Média em diferentes Velocidades.

Para os casos de turbina inativa, não há ação de força no rotor apenas cargas geradas pelo vento agindo na torre e em outras partes da estrutura expostas, conforme descrito no capítulo 4.

6.3.1 Pitch e Surge

Conforme discutido no tópico 6.2, os maiores deslocamentos ocorrem em *surge* e *pitch*, a Figura 6-22, Figura 6-23, Figura 6-24, Figura 6-25 e Figura 6-26 apresentam os deslocamentos em *surge* para os ventos de 2 m/s; 6 m/s; 11,4 m/s; 22 m/s e 51,5 m/s respectivamente e a Figura 6-27, Figura 6-28, Figura 6-29, Figura 6-30 e Figura 6-31 apresentam os deslocamentos em *pitch* para os mesmos ventos.

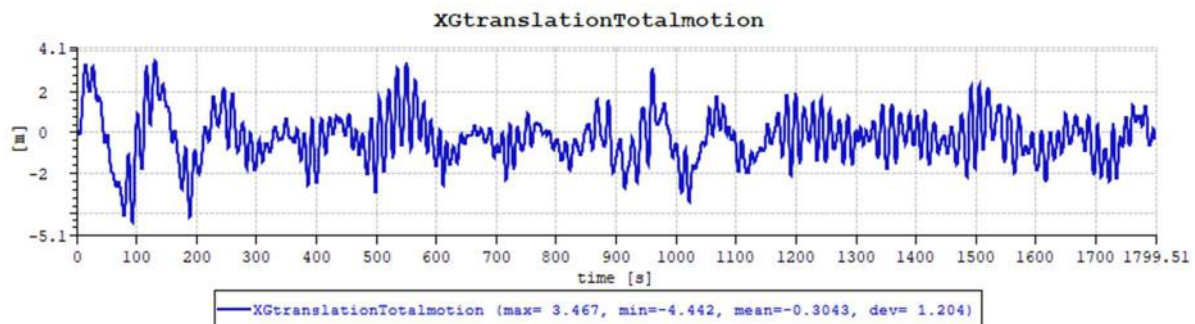


Figura 6-22: Deslocamento em Surge para Vento 2 m/s.

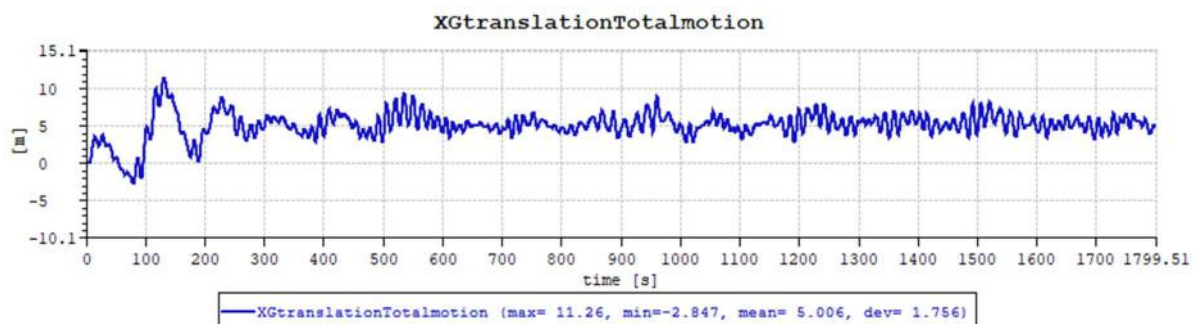


Figura 6-23: Deslocamento em Surge para Vento 6 m/s.

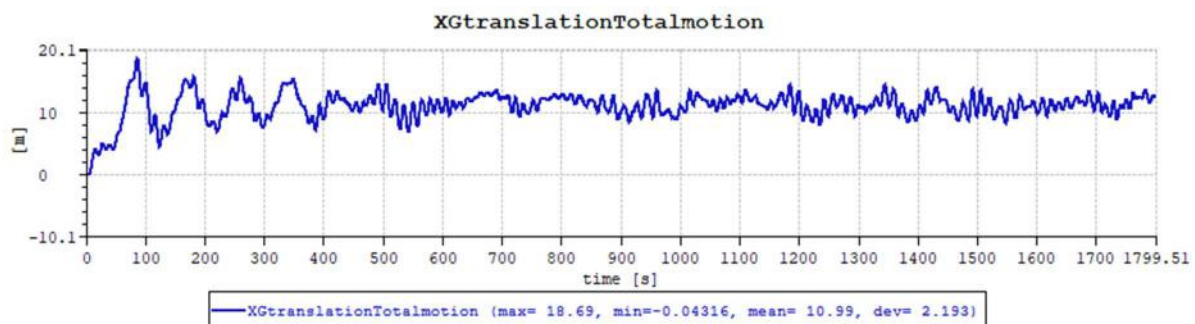


Figura 6-24: Deslocamento em Surge para Vento 11,4 m/s.

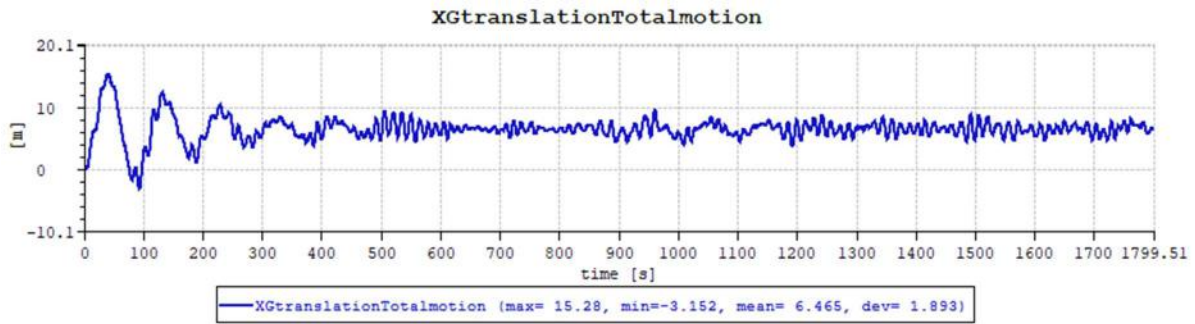


Figura 6-25: Deslocamento em *Surge* para Vento 22 m/s.

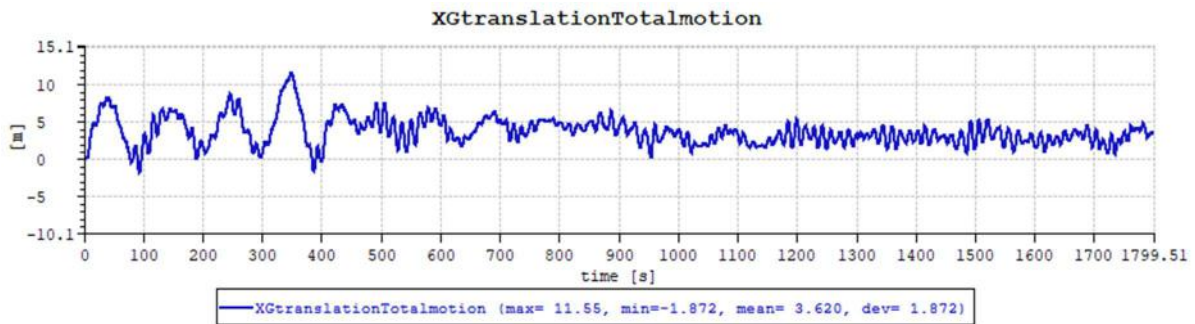


Figura 6-26: Deslocamento em *Surge* para Vento 51,4 m/s.

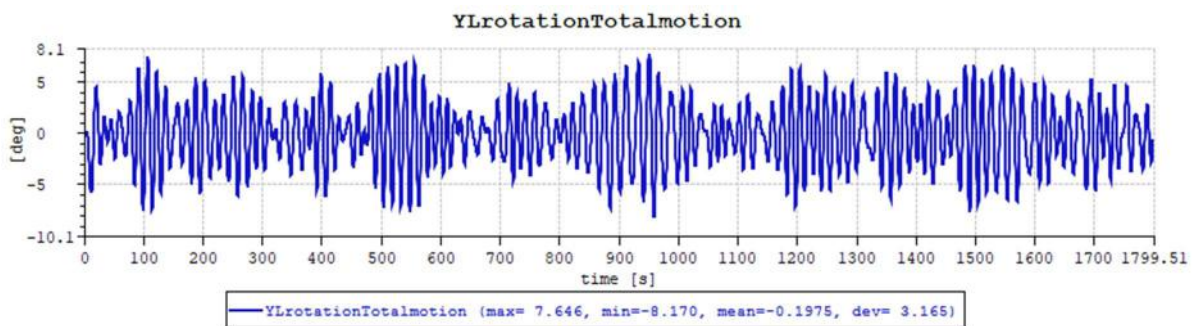


Figura 6-27: Deslocamento em *Pitch* para Vento 2 m/s.

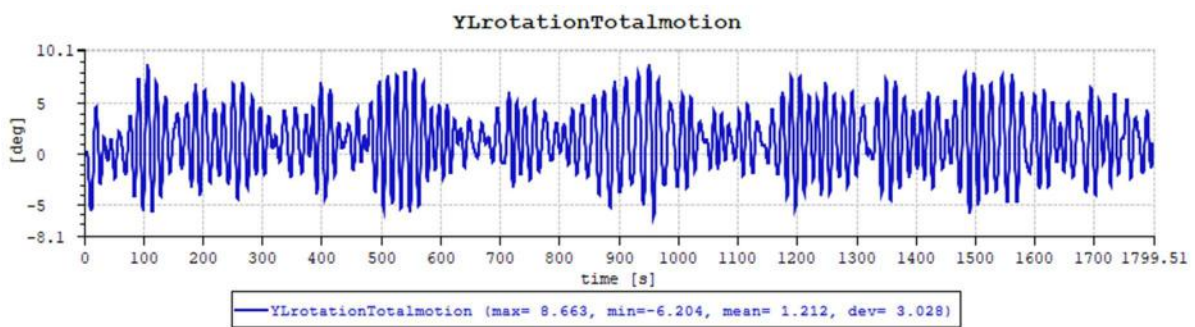


Figura 6-28: Deslocamento em *Pitch* para Vento 6 m/s.

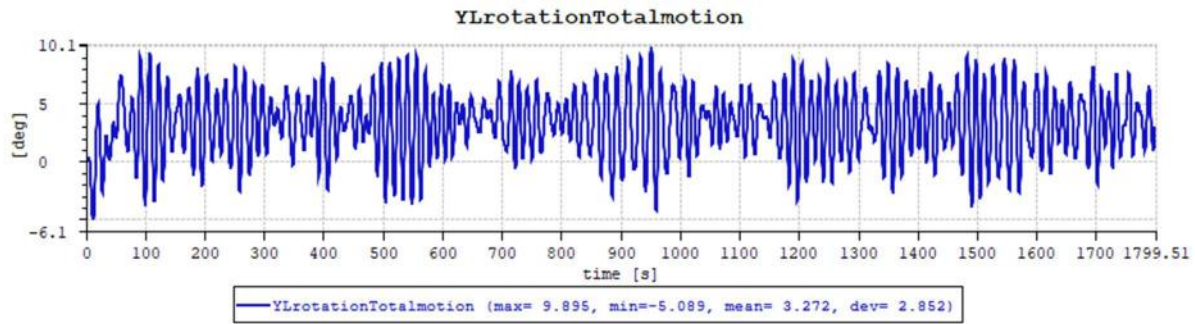


Figura 6-29: Deslocamento em *Pitch* para Vento 11,4 m/s.

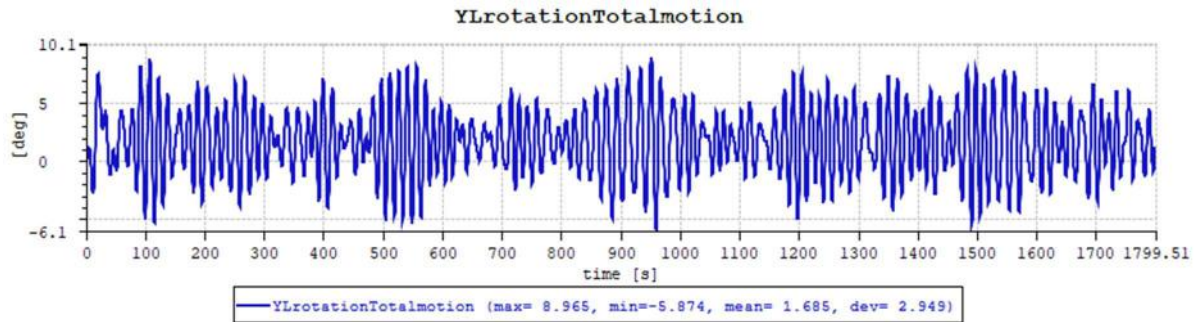


Figura 6-30: Deslocamento em *Pitch* para Vento 22 m/s.

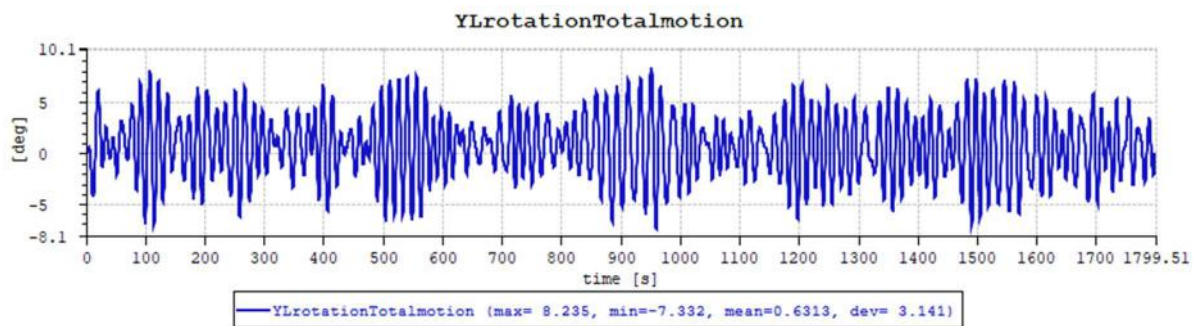


Figura 6-31: Deslocamento em *Pitch* para Vento 51,5 m/s.

Um resumo dos valores máximos de deslocamento e rotação obtidos em *surge* e *pitch*, respectivamente, são listados na Tabela 6-7.

Tabela 6-7: Valores Máximos de *Surge* e *Pitch* para diferentes Velocidades de Vento Constante.

Velocidade Vento m/s	H_S Onda m	T_P Onda s	Velocidade Corrente m/s	Máximo <i>Surge</i> m	Máximo <i>Pitch</i> graus
2	7,84	15,55	1,03	3,47	7,65
6	7,84	15,55	1,03	11,26	8,66
11,4	7,84	15,55	1,03	18,69	9,90
22	7,84	15,55	1,03	15,28	8,97
51,5	7,84	15,55	1,03	11,55	8,24

É possível observar nas Figura 6-32 e Figura 6-33 que os movimentos de *Surge* e *Pitch* vão aumentando à medida que a velocidade do vento se aproxima da velocidade nominal da turbina de 5 MW, e começa a reduzir para velocidades de vento acima da velocidade nominal. Isso ocorre, pois, a velocidade de vento nominal da turbina produz a maior força de *thrust* no rotor, sendo a velocidade com maior resposta dos movimentos.

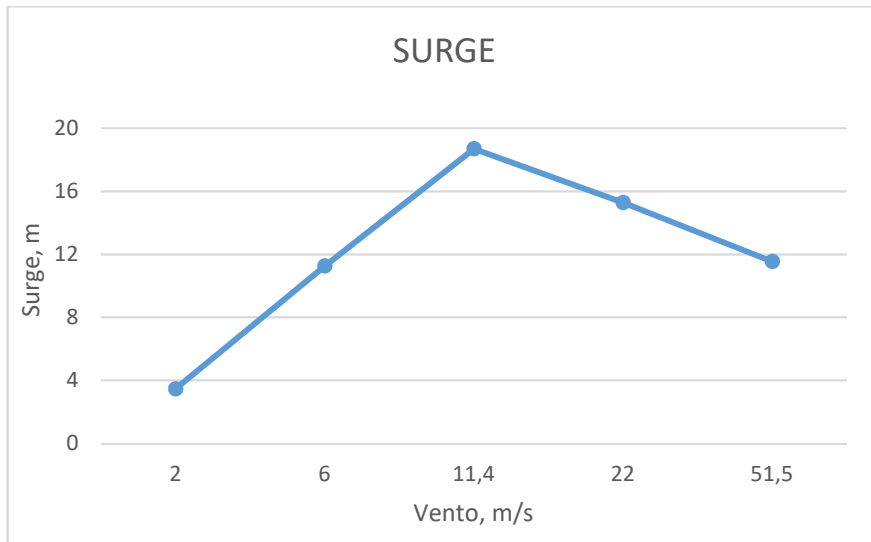


Figura 6-32: Deslocamento do Conjunto em *Surge* para diferentes Velocidades de Vento.

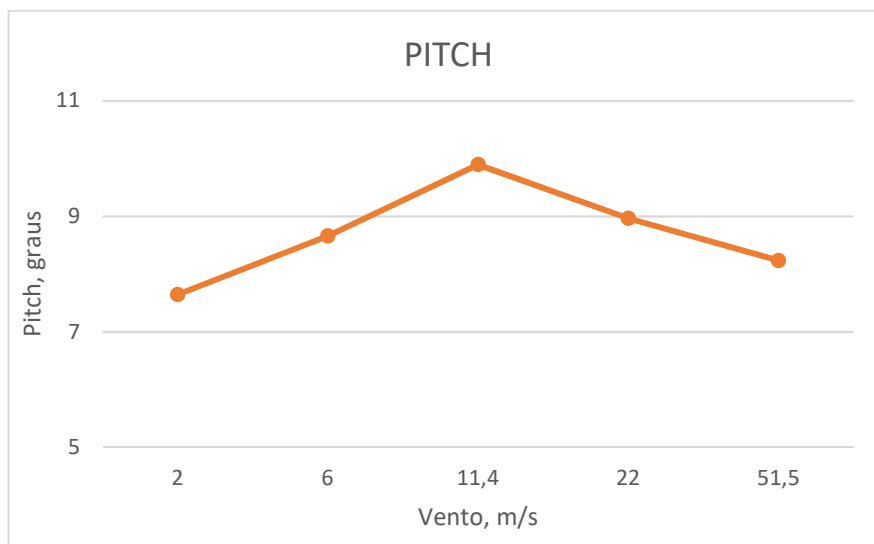


Figura 6-33: Deslocamento do Conjunto em *Pitch* para diferentes Velocidades de Vento.

Portanto, o caso extremo foi definido e corresponde à altura de onda centenária da Bacia de Campos no valor de 7,84 m/s com período de pico de 15,55 segundos, corrente no valor de 1,03 m/s e velocidade de vento correspondente ao vento nominal da turbina no valor de 11,4 m/s.

O movimento global da plataforma sob a ação de esforços ambientais é investigado com base na análise estatística e na análise espectral dos resultados da simulação dinâmica. Para os estudos realizados até agora, apenas um caso de *seed* (parâmetro da série temporal) igual a 1 foi realizado para cada condição, porém, simulações no domínio do tempo podem gerar incertezas estatísticas, dessa maneira, para o caso extremo descrito, os movimentos da plataforma devem ser investigados e obtidos em termos do valor médio da realização de diferentes séries temporais de vento e onda. A Tabela 6-8 apresenta os valores de *surge* e *pitch* para cada valor de *seed* na condição extrema e suas respectivas plotagens das simulações podem ser vistas no anexo G.

Tabela 6-8: Máximos *Surge* e *Pitch* do Caso Extremo para diferentes *Seeds*.

Seed para Vento e Onda	Máximo Surge m	Máximo Pitch graus
1	18,7	9,9
2	18,9	9,8
5	15,6	10,2
19	15,6	9,7
187	16,3	9,8
557	19,0	9,6
Média	17,4	9,8
Desvio Padrão	1,7	0,2

O movimento em *surge*, tem efeito na configuração do sistema de ancoragem uma vez que apenas as linhas de ancoragem contribuem com força contra o movimento de *surge*. O impacto de um deslocamento máximo médio de 17,4 metros, provocados pela condição mais crítica analisada, na configuração e nos esforços nas linhas de ancoragem será discutido no tópico 6.3.2.

O valor máximo médio encontrado para *pitch* de 9,8 graus está abaixo de 10 graus, que é o valor máximo permitido durante operação, conforme apontado por LEIMEISTER (2016). Em uma situação hipotética de excedência desse valor, seria possível controlar a inclinação extra adotando um sistema de lastro ativo.

6.3.2 Análise das Linhas de Ancoragem

A relação entre o deslocamento do flutuador e a tração da linha de ancoragem deve ser estudada uma vez que o sistema de ancoragem desempenha um papel muito importante na operação da turbina eólica. O fracasso de uma linha de ancoragem pode levar a perda de todo

o sistema, portanto, a linha de ancoragem deve fornecer resistência à ruptura suficiente para resistir à tração máxima com margens de segurança adequada.

A regra GL NOBLE DENTON-032 (2016), que aponta as diretrizes para sistemas de ancoragem em geral, entre elas, ancoragem em catenária de instalações flutuantes offshore, define que a máxima força de tração na linha de ancoragem, obtida através de uma análise dinâmica, não exceda 60% do MBL da linha, ou seja, fator de segurança igual à 1,67. Para encontrar a tração da linha de ancoragem de uma análise no domínio do tempo, as simulações também foram realizadas com uma variação de número de *seeds*, conforme descrito anteriormente. Os valores de tração máxima nas linhas obtidos através da realização de diferentes séries temporais de vento e onda são apresentados na Tabela 6-9.

Tabela 6-9: Máxima Tração nas Linhas para diferentes *Seeds*.

<i>Seed</i>	Máxima Tração (N)		
	Linha 1	Linha 2	Linha 3
1	1100000	1143000	3273000
2	1244000	1113000	3269000
5	1183000	1141600	2151200
19	1101000	1236000	2661000
187	1198000	1160000	2690000
557	1076000	1135000	3358000
Média	1151333	1154767	2900367
Desvio Padrão	68934	42599	478952

A tração máxima na linha 1 foi obtida com o *seed* no valor de 2, enquanto na linha 2 foi no *seed* igual à 19 e na linha 3 no *seed* igual à 557. A Figura 6-34, Figura 6-35 e Figura 6-36 apresentam essas trações máximas em cada linha de ancoragem sob a ação da condição extrema analisada no tópico 6.3.1. A plotagem da simulação em outros *seeds* são apresentados no Anexo H.

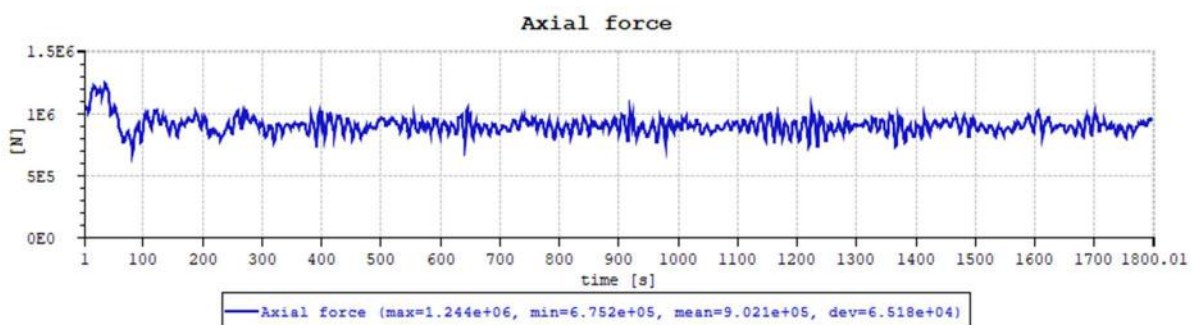


Figura 6-34: Tração na Linha de Ancoragem 1 sob Condição Extrema com *Seed* igual à 2.

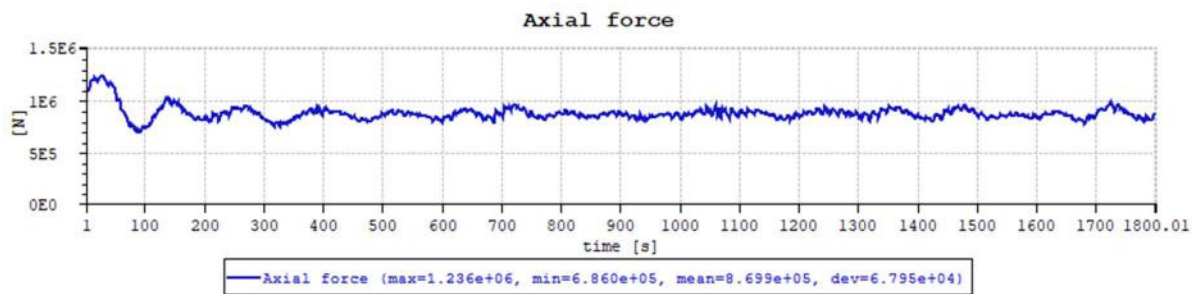


Figura 6-35: Tração na Linha de Ancoragem 2 sob Condição Extrema com *Seed* igual à 19.

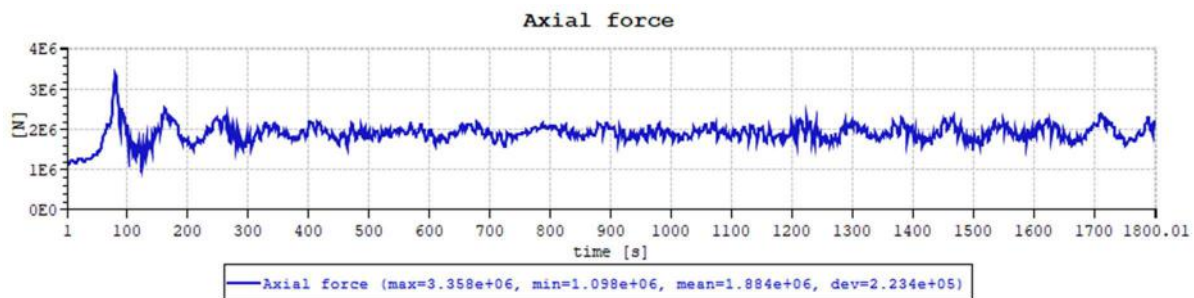


Figura 6-36: Tração na Linha de Ancoragem 3 sob Condição Extrema com *Seed* igual à 557.

É possível observar que a máxima tração atua sobre a linha de ancoragem 3 para todos os *seeds*, isso ocorre devido à direção das forças ambientais aplicadas, uma vez que agem longitudinalmente a linha 3. A Figura 6-37 apresenta a configuração da linha 3 após a análise dinâmica sob condição extrema, aproximadamente 55,8 metros de amarra permanecem apoiada no solo. Os dados de saída do programa, usados para plotar a curva são apresentadas no Anexo I.

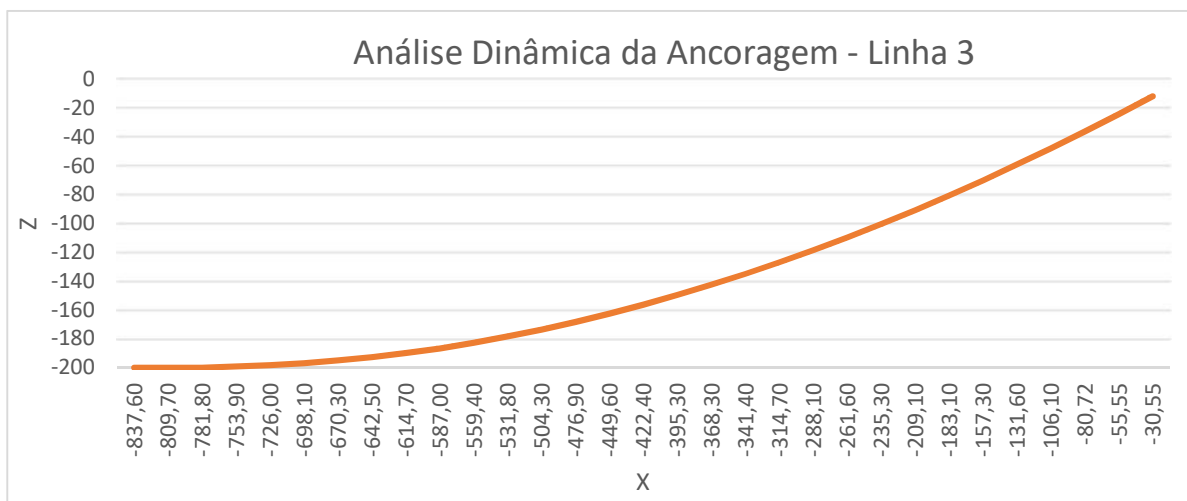


Figura 6-37: Configuração da Linha mais requisitada após Análise Dinâmica sob Condição Extrema.

Os resultados da verificação da tração máxima de cada uma das três linhas de ancoragem, segundo o fator de segurança, para a condição extrema estão resumidos na Tabela

6-10. A amarra, conforme apresentado no capítulo 5, possui diâmetro igual à 76,6 mm com MBL correspondente à 6658,4 kN.

Tabela 6-10: Verificação das Linhas de Ancoragem após Análise Dinâmica em Condição Extrema.

	Máxima Tração N	U.C. > 1,67
Linha 1	1244000	5,35
Linha 2	1236000	5,39
Linha 3	3358000	1,98

O fator de segurança da utilização das linhas 1 e 2 possuem valores bem próximos, isso ocorre devido à simetria do sistema, enquanto a linha 3 possui um valor bem menor se comparado com as outras linhas, uma vez que as forças ambientais agem longitudinalmente em sua extensão. Todas as 3 linhas de ancoragem cumprem o requisito e, portanto, pode-se dizer que o sistema de ancoragem do *OC4-DeepCWind Phase II* é aceitável para suportar uma condição extrema da Baía de Campos.

7 Melhoria do Sistema de Ancoragem

O comprimento total da linha de ancoragem é um importante critério de projeto e de alto custo quando estamos falando de grandes profundidades. Com valores bastantes favoráveis encontrados na análise do sistema de ancoragem para os valores extremos da Bacia de Campos no Capítulo 6, uma melhoria do sistema original do conceito *OCA DeepCWind*, visando uma economia nos custos, foi analisada. Essa melhoria consiste na diminuição em 10% no comprimento total de cada linha de ancoragem, portanto o comprimento de cada linha passa a ser de 751,9 metros. Por conveniência, todas as propriedades do sistema original foram mantidas.

7.1 Períodos Naturais do Sistema

A mudança no comprimento das linhas do sistema de ancoragem impacta na rigidez do sistema e, conseqüentemente, nos períodos naturais do conjunto que devem então ser investigados, de modo que para evitar efeitos de ressonância, devem ser maiores que os períodos naturais de ondas relevantes.

Para encontrar os valores dos períodos naturais desse novo conjunto, análises dos sinais de testes de decaimento, conforme feito no sistema original e detalhado no capítulo 6, foram realizadas em cada movimento. Não se julgou necessário a realização de outros métodos para a obtenção dos períodos naturais, uma vez que as comparações feitas no capítulo 6, apresentaram valores bastante compatíveis para os diferentes métodos. Dessa vez, porém, a simulação durante o teste de decaimento foi de 600 segundos já que que nos testes realizados no sistema original foi possível observar que as respostas obtidas em 600 segundos já seriam suficientes. As forças (nos casos de *surge*, *sway* e *heave*), e os momento (nos casos de *roll*, *pitch* e *yaw*) foram aplicados por 50 segundos em cada caso e então retirado e o decaimento em cada movimento medido. Os sinais do teste de decaimento em *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* e *yaw* são apresentados na Figura 7-1, Figura 7-2, Figura 7-3, Figura 7-4, Figura 7-5 e Figura 7-6, respectivamente em gráficos de tempo em segundos por deslocamento em metros/ graus.

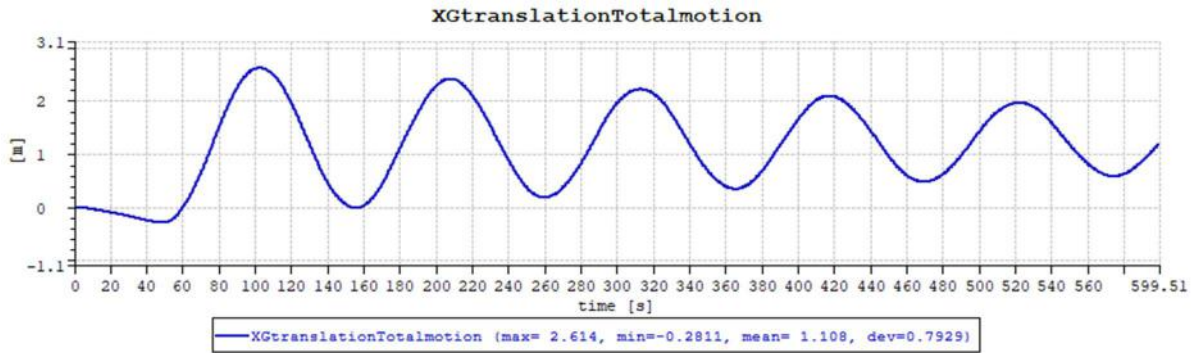


Figura 7-1: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em *Surge*.

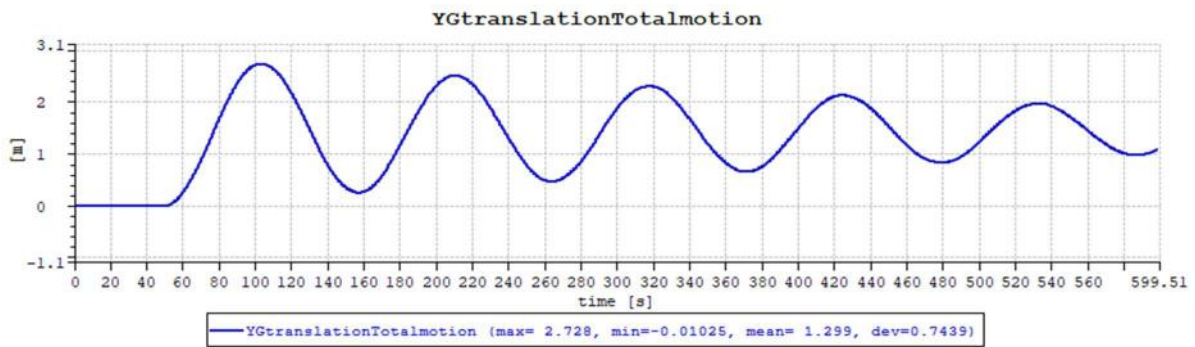


Figura 7-2: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em *Sway*.

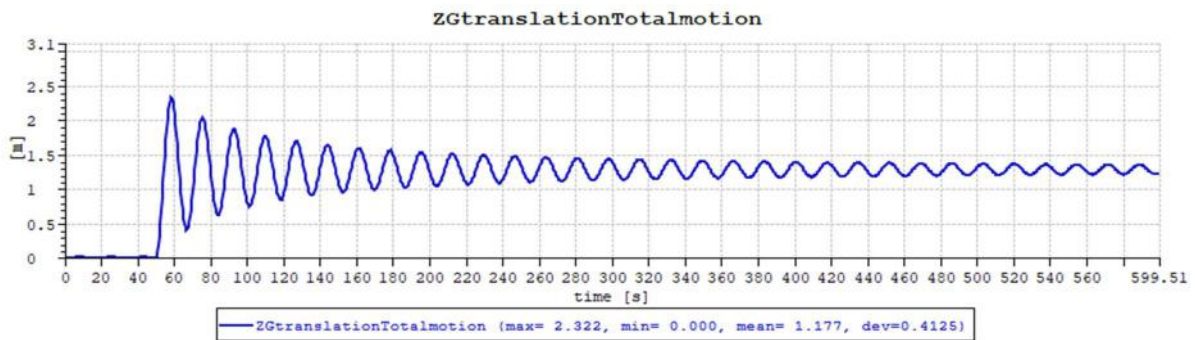


Figura 7-3: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em *Heave*.

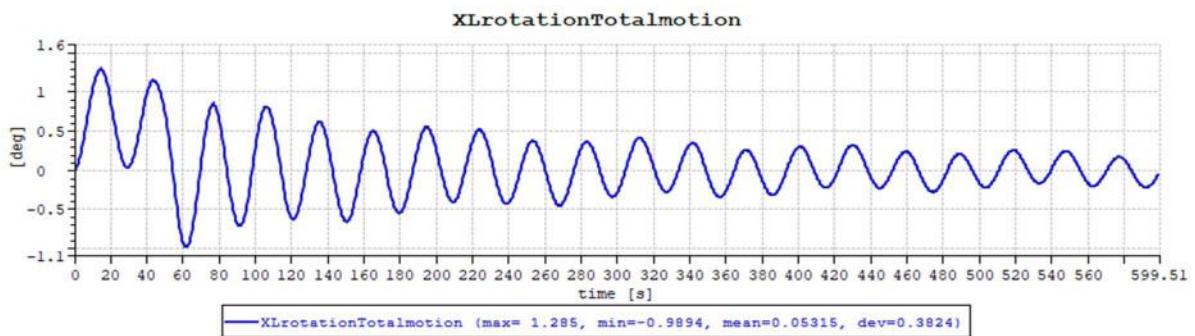


Figura 7-4: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em *Roll*.

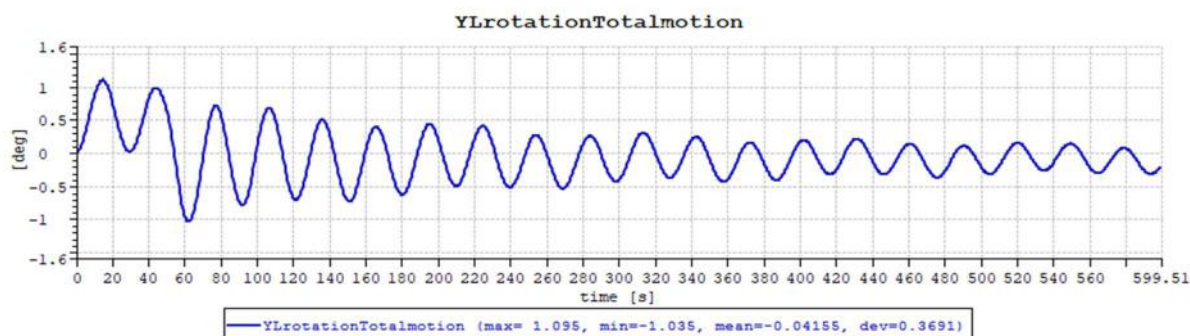


Figura 7-5: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em *Pitch*.

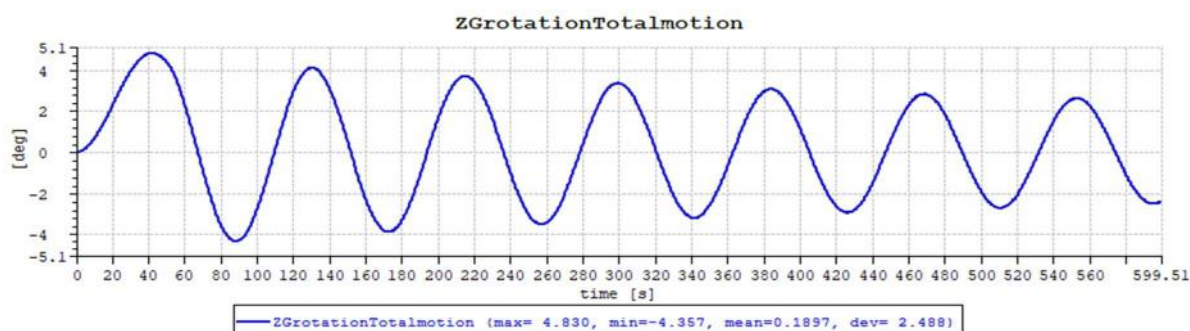


Figura 7-6: Sistema Ancoragem Proposto - Teste de Decaimento em *Yaw*.

Os períodos naturais (T_n) do novo conjunto, obtidos pelo teste de decaimento em *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* e *yaw*, são listadas na Tabela 7-1.

Tabela 7-1: Teste de Decaimento – Sistema de Ancoragem Proposto.

	t_0	η_0	t_f	η_n	n	δ	ζ	T_d	T_n
Surge	103	2,614	523	1,964	4	0,071	0,011	105,0	105,0
Sway	103	2,728	533	1,965	4	0,082	0,013	107,5	107,5
Heave	58,5	2,322	195,5	1,533	8	0,052	0,008	17,1	17,1
Roll	77	0,843	253,5	0,371	6	0,137	0,022	29,4	29,4
Pitch	77	0,717	254	0,269	6	0,164	0,026	29,5	29,5
Yaw	130,5	4,120	553	2,621	5	0,090	0,014	84,5	84,5

É necessário, portanto, comparar os valores obtidos no modelo proposto com o modelo original. A Figura 7-7, Figura 7-8, Figura 7-9, Figura 7-10, Figura 7-11 e Figura 7-12 apresentam a comparação para os períodos naturais em *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch* e *yaw*, respectivamente.

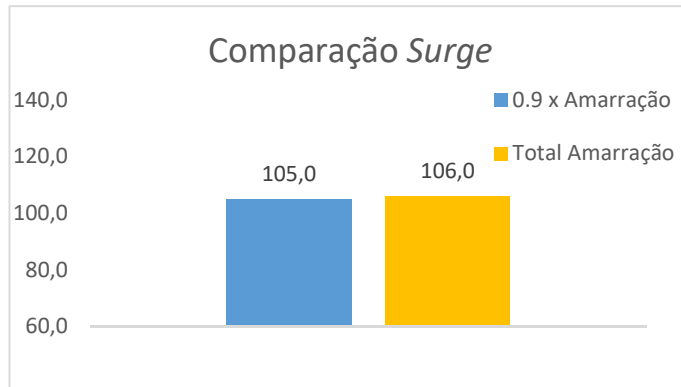


Figura 7-7: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em *Surge*.

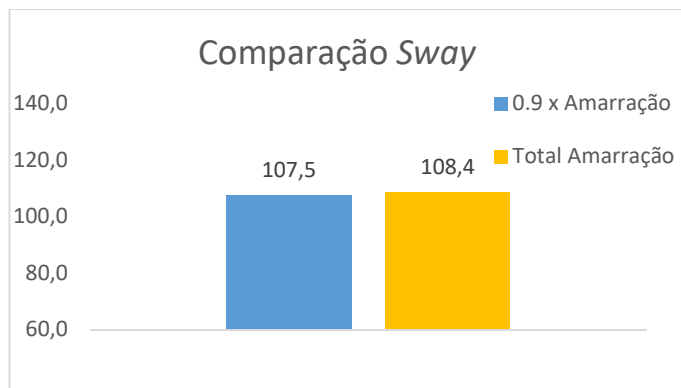


Figura 7-8: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em *Sway*.

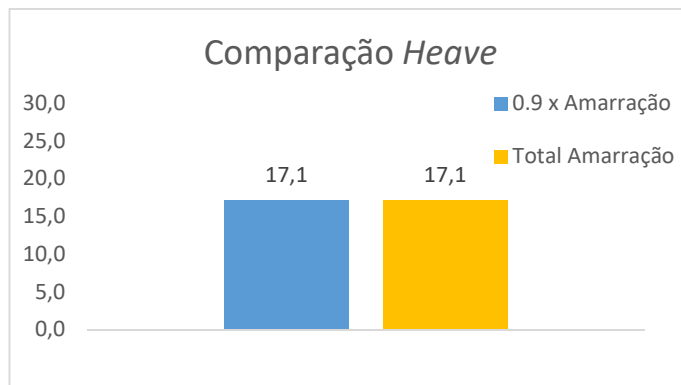


Figura 7-9: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em *Heave*.

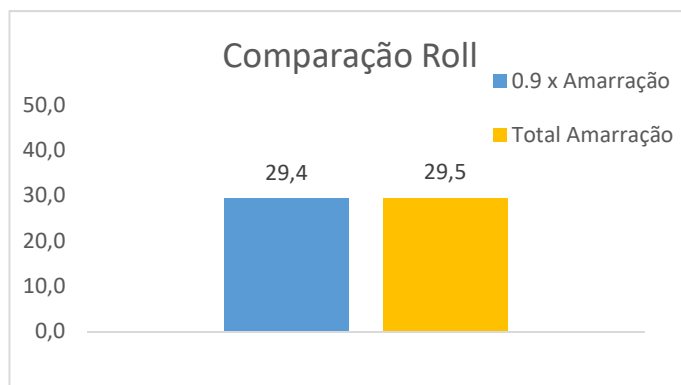


Figura 7-10: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em *Roll*.

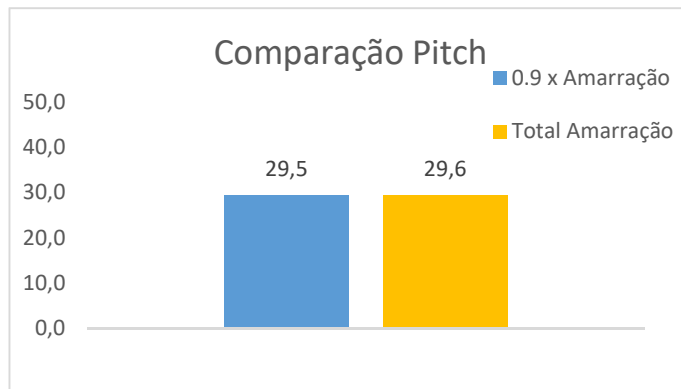


Figura 7-11: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em *Pitch*.

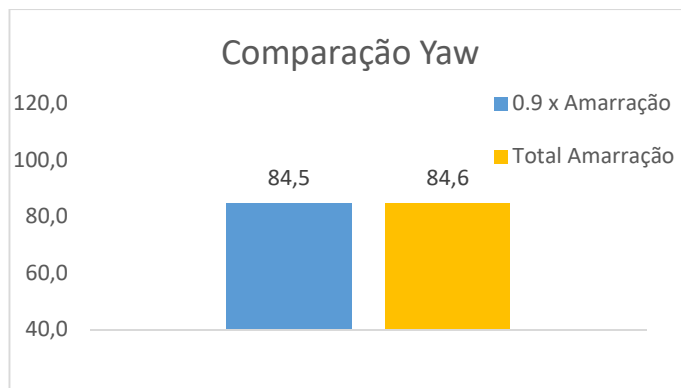


Figura 7-12: Sistema Original X Sistema Proposto - Períodos Naturais em *Yaw*.

De um modo geral, a diminuição no comprimento das linhas de ancoragem não trouxe uma mudança relevante nos valores dos períodos naturais. É possível concluir então, que essa mudança gerou um impacto mínimo na rigidez do sistema.

Todos os períodos naturais, nos seis graus de liberdade, do conjunto com sistema de ancoragem alterado estão dentro da margem de segurança, maiores que os períodos naturais de ondas relevantes. Para validar a proposta desse novo sistema de ancoragem, é necessário verificar as respostas do conjunto nos movimentos da plataforma e nas trações das linhas de ancoragem.

7.2 Deslocamentos sob Ação de Condições Extremas

Afim de validar o sistema proposto, são realizados de forma análoga, as mesmas análises realizadas no sistema original e apresentado no capítulo 6. Testes com diferentes períodos de pico sob as mesmas condições resumidas na Tabela 6-4 foram realizados. Conforme esperado, a condição com maior período de pico apresentou os maiores deslocamentos, sendo *surge* e *pitch* os mais críticos.

A Tabela 7-2 apresenta os valores de deslocamento encontrados nos diferentes períodos de picos e a Figura 7-13 e Figura 7-14 apresentam a variação gráfica dos

deslocamentos em *Surge* e *Pitch* respectivamente. A plotagem dos outros movimentos e diferentes T_p 's podem ser vistos no Anexo J.

Tabela 7-2: Sistema de Ancoragem Proposto – Deslocamento nos diferentes T_p 's.

T_p s	Máxima Translação			Máxima Rotação		
	X m	Y m	Z m	X graus	Y graus	Z graus
10,08	16,67	5,53	0,66	2,89	7,06	1,02
12,04	16,86	5,69	1,08	5,47	7,73	1,06
14	17,59	6,34	1,49	8,72	9,21	2,33
15,55	17,66	6,46	1,53	8,85	9,85	2,46

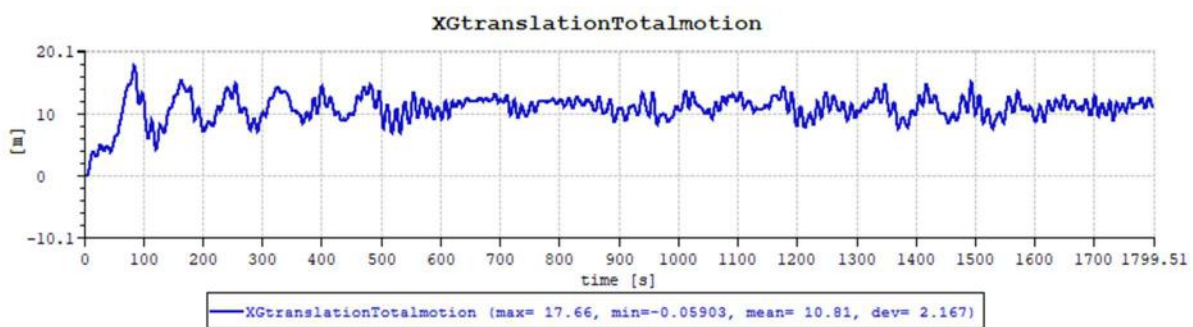


Figura 7-13: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Surge* no maior T_p .

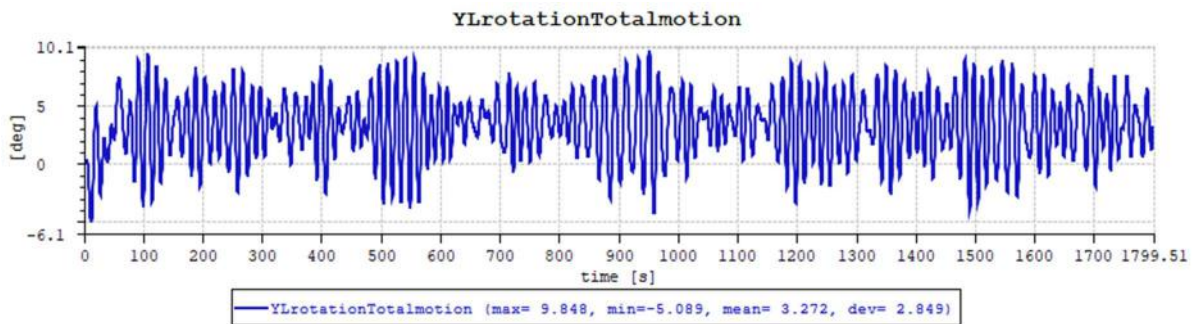


Figura 7-14: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Pitch* no maior T_p .

Agora, é necessário avaliar a resposta do conjunto nos movimentos da plataforma em diferentes velocidades de vento. Os mesmos cinco casos analisados anteriormente no modelo original e resumidos na Tabela 6-6 são analisados no modelo proposto. A simulação foi novamente realizada por 1800 segundos sob a ação de um campo de vento constante. Para os casos, 2, 3 e 4 a turbina estava totalmente operacional, enquanto os casos 1 e 5, a turbina foi considerada inativa, conforme detalhado no Capítulo 6.

A Figura 7-15, Figura 7-16, Figura 7-17, Figura 7-18 e Figura 7-19 apresentam os deslocamentos em *surge* para os ventos de 2 m/s; 6 m/s; 11,4 m/s; 22 m/s e 51,5 m/s

respetivamente e a Figura 7-20, Figura 7-21, Figura 7-22, Figura 7-23, e Figura 7-24 apresentam os deslocamentos em *pitch* para os mesmos ventos.

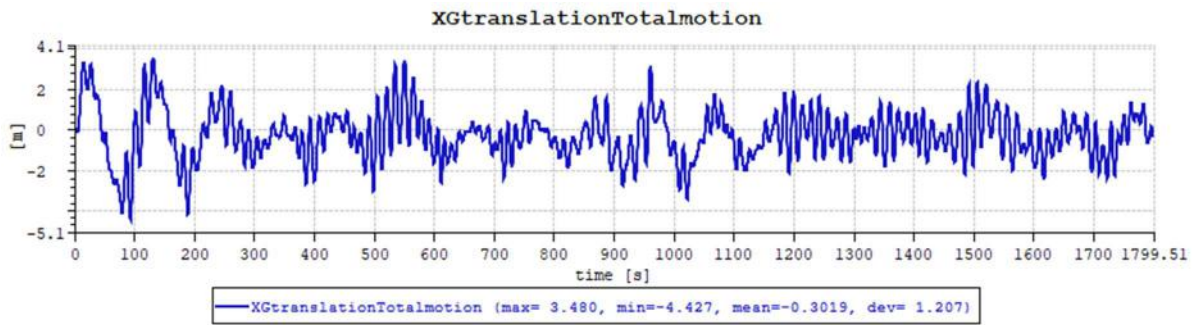


Figura 7-15: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Surge* para Vento 2 m/s.

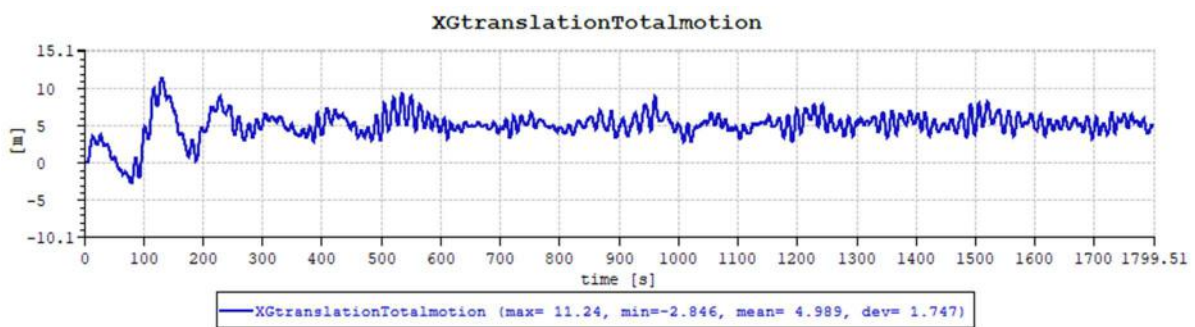


Figura 7-16: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Surge* para Vento 6 m/s.

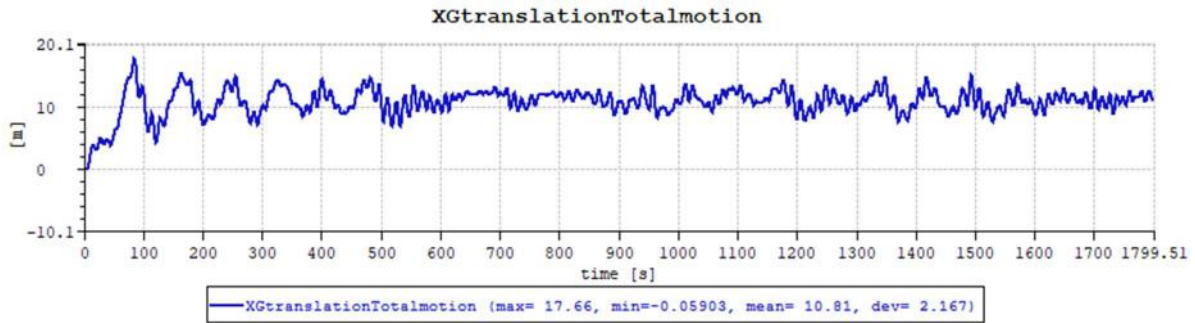


Figura 7-17: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Surge* para Vento 11,4 m/s.

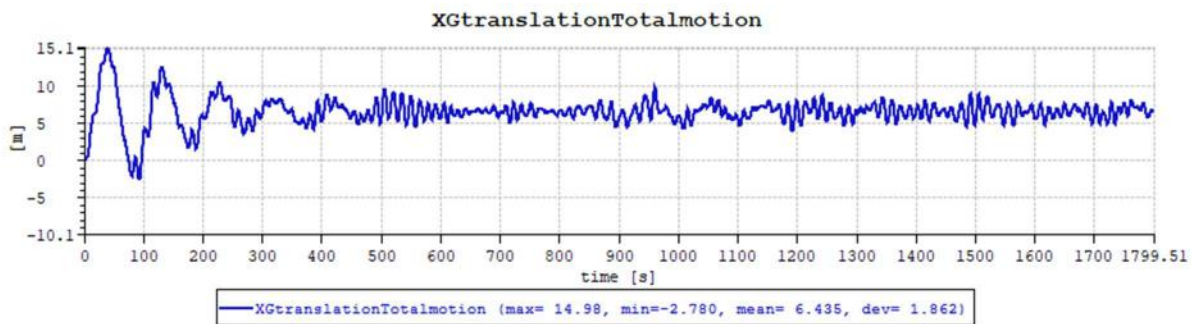


Figura 7-18: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Surge* para Vento 22 m/s.

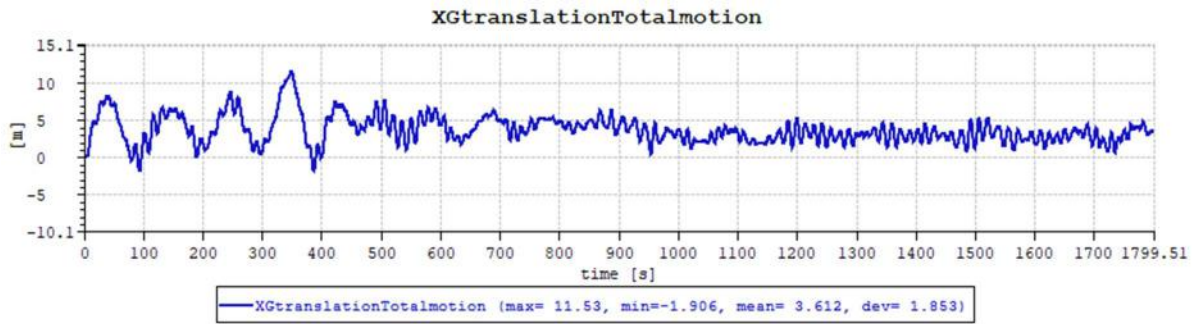


Figura 7-19: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Surge* para Vento 51,5 m/s.

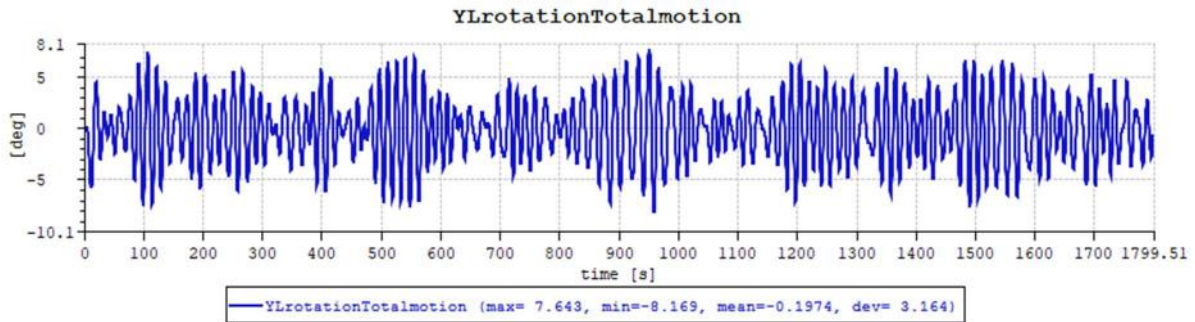


Figura 7-20: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Pitch* para Vento 2 m/s.

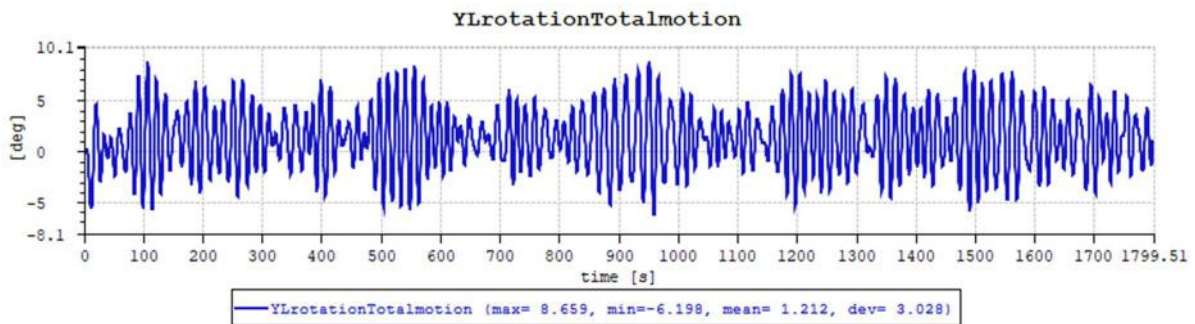


Figura 7-21: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Pitch* para Vento 6 m/s.

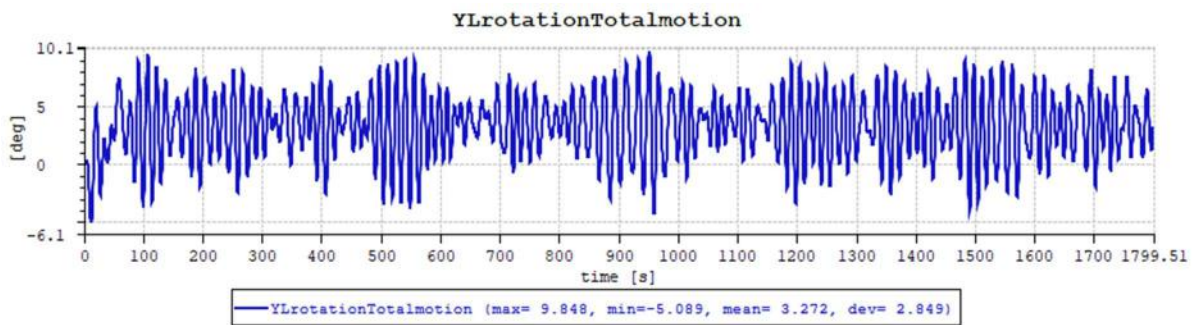


Figura 7-22: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Pitch* para Vento 11,4 m/s.

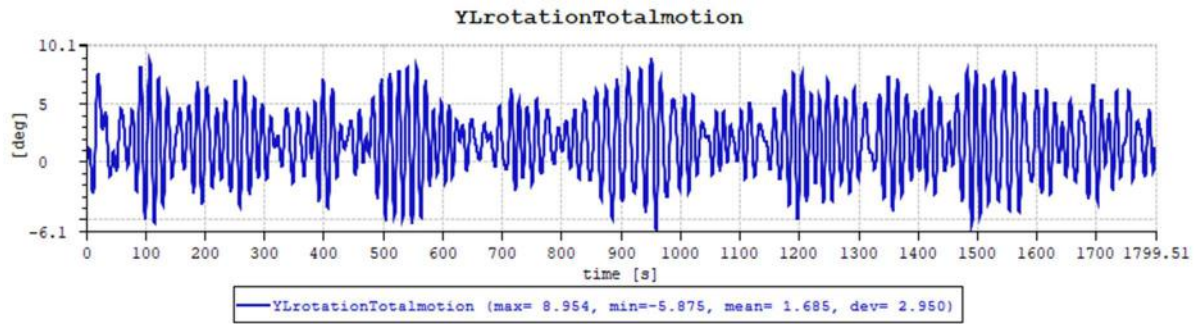


Figura 7-23: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Pitch* para Vento 22 m/s.

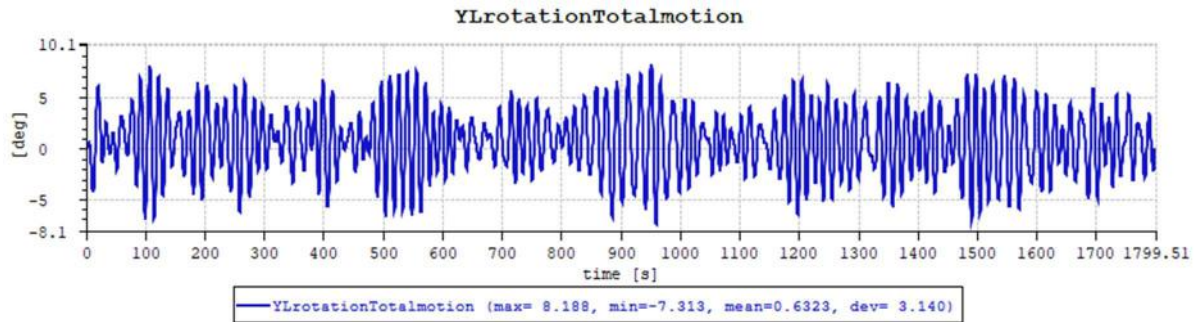


Figura 7-24: Sistema de Ancoragem Proposto - Deslocamento em *Pitch* para Vento 51,5 m/s.

Os valores máximos de deslocamento e rotação obtidos em *surge* e *pitch*, respectivamente são resumidos na Tabela 7-3 e a evolução de ambos movimentos para diferentes ventos são apresentadas, de forma gráfica, na Figura 7-25 e Figura 7-26 respectivamente.

Tabela 7-3: Sistema de Ancoragem Proposto - Valores Máximos de *Surge* e *Pitch*.

Velocidade Vento m/s	H_S Onda m	T_P Onda s	Velocidade Corrente m/s	Máximo Surge m	Máximo Pitch graus
2	7,84	15,55	1,03	3,48	7,64
6	7,84	15,55	1,03	11,24	8,66
11,4	7,84	15,55	1,03	17,66	9,85
22	7,84	15,55	1,03	14,98	8,95
51,5	7,84	15,55	1,03	11,53	8,19

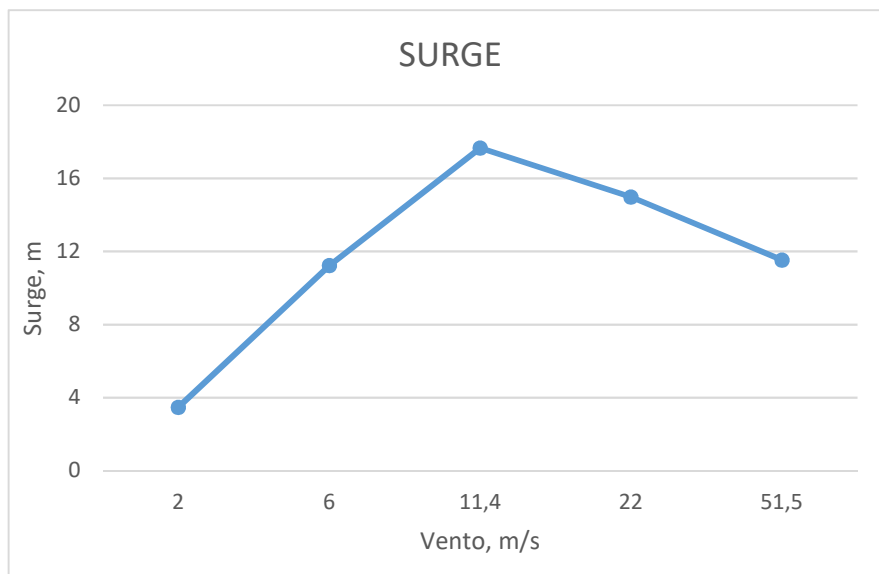


Figura 7-25: Sistema de Ancoragem Proposto - *Surge* para diferentes Velocidades de Vento.

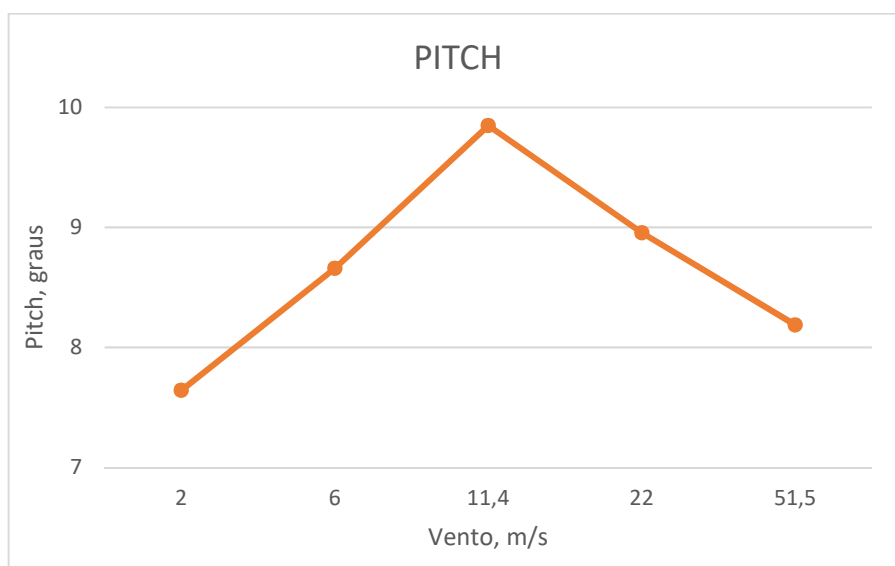


Figura 7-26 Sistema de Ancoragem Proposto - *Pitch* para diferentes Velocidades de Vento.

É possível observar nas Figura 7-25 e Figura 7-26 que os movimentos de *Surge* e *Pitch* mantêm a tendência do que foi observado no sistema original. Os deslocamentos vão aumentando à medida que a velocidade do vento se aproxima da velocidade nominal da turbina de 5 MW, e reduzindo para velocidades de vento acima da velocidade nominal, confirmando que a velocidade de vento nominal da turbina produz a maior força de *thrust* no rotor, sendo a velocidade com maior resposta dos movimentos. O caso extremo é confirmando com altura de onda correspondente à onda centenária da Bacia de Campos no valor de 7,84 m/s e período de pico crítico, obtido através de diferentes medições, no valor de 15,55 segundos, corrente no valor de 1,03 m/s e velocidade de vento correspondente ao vento nominal da turbina no valor de 11,4 m/s.

De forma similar ao que foi realizado para o sistema original e apresentado no capítulo 6, para condição extrema foram realizadas simulações com diferentes valores de *seeds*. A Tabela 7-4 apresenta os valores de *surge* e *pitch* para cada valor de *seed* na condição extrema e suas respectivas plotagens das simulações podem ser vistas no anexo K.

Tabela 7-4: Máximos *Surge* e *Pitch* do Caso Extremo em diferentes *Seeds* no Sistema Proposto.

Seed para Vento e Onda	Máximo Surge m	Máximo Pitch graus
1	17,7	9,8
2	17,7	9,8
5	14,7	10,2
19	15,3	9,7
187	16,3	9,7
557	18,2	9,8
Média	16,6	9,8
Desvio Padrão	1,4	0,2

A diminuição no comprimento das linhas de ancoragem, caracterizou uma linha de ancoragem levemente mais rígida, sob a ação de forças ambientais extremas, em comparação com o sistema antigo. Dessa maneira, é possível observar que o sistema proposto tem deslocamento em *surge* de 16,6 metros, menor do que o encontrado no sistema original, e o valor máximo para *pitch* permaneceu o mesmo no valor de 9,8 graus, abaixo dos 10 graus que é o valor máximo permitido para operação, conforme detalhado no capítulo 6. De fato, a diferença encontrada no valor de deslocamento em *surge* entre o sistema original e o proposto é pequena, porém, é necessário a verificação da confiabilidade do novo sistema de ancoragem; uma vez que apenas as linhas de ancoragem contribuem com força contra o movimento de *surge*, uma diminuição do comprimento das linhas de ancoragem pode acarretar num aumento da força de tração nas linhas.

7.3 Análise do Sistema de Ancoragem proposto

Foi possível observar no tópico 7.2 que o sistema de ancoragem proposto tem a rigidez suficiente para limitar o deslocamento do flutuador sob a ação das forças ambientais. A parte responsável pela produção dessa rigidez, é a parte suspensa das linhas de ancoragem, porém com a diminuição do comprimento das linhas no modelo proposto, torna-se necessário a verificação do comprimento de linha que permanece apoiada no solo. Uma quantidade relevante do comprimento de amarra deve permanecer apoiada no solo marinho afim de evitar que a linha de ancoragem seja totalmente levantada sendo assim exposta à grandes esforços.

Além disso, a análise da força de tração nas linhas deve ser menor que o seu MBL com o mesmo fator de segurança detalhado no Capítulo 6. Os valores de tração máxima nas linhas obtidos através da realização de diferentes séries temporais de vento e onda são apresentados na Tabela 7-5.

Tabela 7-5: Máxima Tração nas Linhas no Sistema Proposto para diferentes *Seeds*.

Seed	Máxima Tração (N)		
	Linha 1	Linha 2	Linha 3
1	1139000	1139000	3616000
2	1250000	1110000	3592000
5	1184000	1143000	2531000
19	1101000	1238000	2636000
187	1199000	1159000	3112000
557	1076000	1177000	2982000
Média	1157167	1161000	3078167
Desvio Padrão	63376	43813	460127

A tração máxima na linha 1 foi obtida com o *seed* no valor de 2, enquanto na linha 2 foi no *seed* igual à 19 e na linha 3 no *seed* igual à 1. A Figura 7-27, Figura 7-28 e Figura 7-29 apresentam essas trações máximas em cada linha de ancoragem sob a ação da condição ambiental extrema. A plotagem da simulação dos outros *seeds* são apresentados no Anexo L.

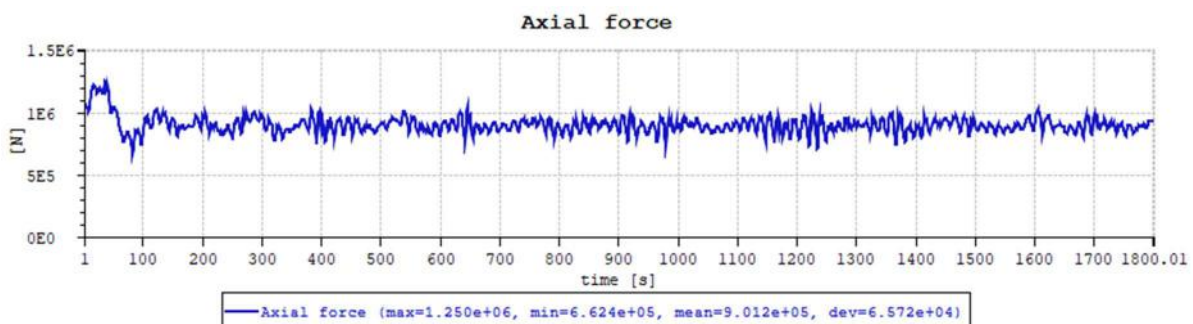


Figura 7-27: Tração na Linha 1 do Sistema de Ancoragem Proposto sob Condição Extrema com *Seed* igual à 2.

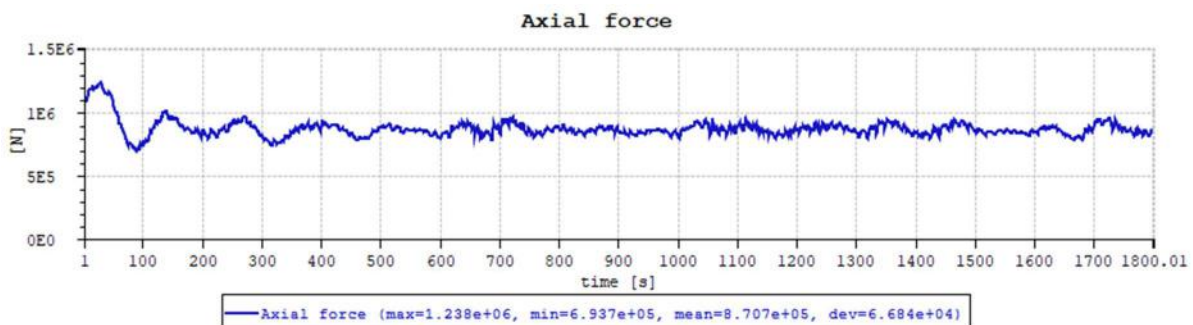


Figura 7-28: Tração na Linha 2 do Sistema de Ancoragem Proposto sob Condição Extrema com *Seed* igual à 19.

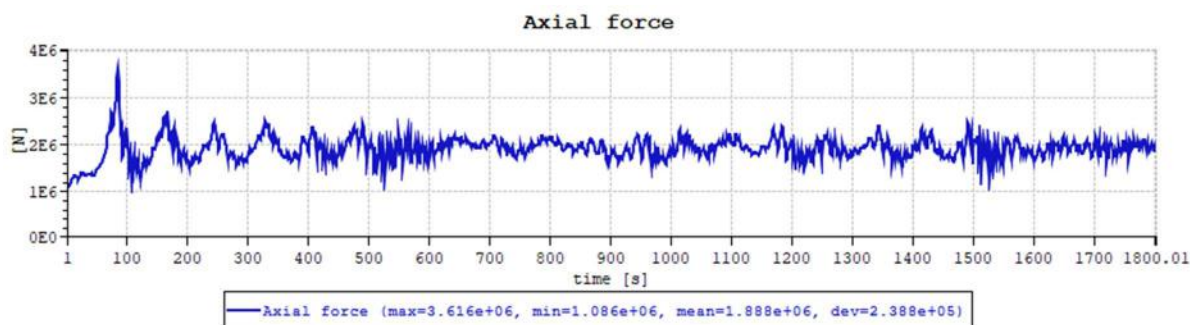


Figura 7-29: Tração na Linha 3 do Sistema de Ancoragem Proposto sob Condição Extrema com *Seed* igual à 1.

Da mesma forma como acontece no sistema original, a máxima tração atua sobre a linha de ancoragem 3, isso já era esperando uma vez que não houve mudança na direção de aplicação das forças ambientais. A Figura 7-30 apresenta a configuração da linha 3 do sistema proposto após a análise dinâmica sob condição extrema, aproximadamente 25,1 metros de amarra permanecem apoiada no solo. Os dados de saída do programa, usados para plotar a curva são apresentadas no Anexo M.

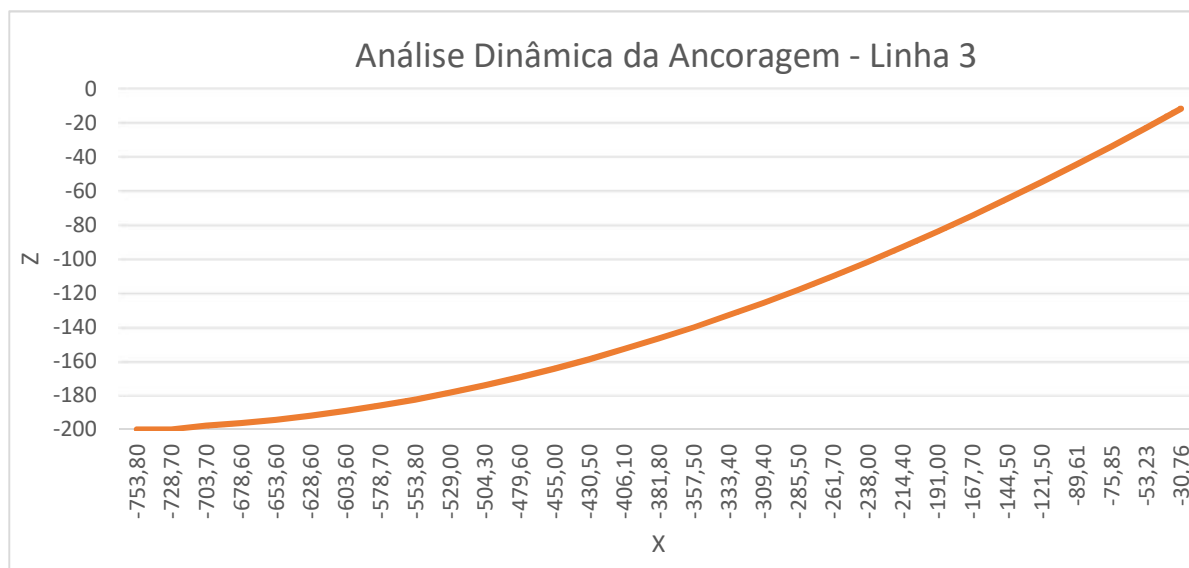


Figura 7-30: Configuração da linha mais requisitada do Sistema de Ancoragem proposto após Análise Dinâmica sob Condição Extrema.

Os resultados da verificação da tração máxima de cada uma das três linhas de ancoragem do sistema proposto, segundo o fator de segurança para a condição extrema estão resumidos na Tabela 7-6. Como as propriedades da amarra foram mantidas do sistema original, o MBL permanece o mesmo igual à 6658,4 kN.

Tabela 7-6: Verificação das Linhas de Ancoragem do Sistema proposto após Análise Dinâmica em Condição Extrema.

	Máxima Tração N	U.C. > 1,67
Linha 1	1250000	5,33
Linha 2	1238000	5,38
Linha 3	3616000	1,84

É possível observar que as forças de tração que atuam nas 3 linhas no sistema proposto são ligeiramente maiores se comparadas ao sistema original. Isso ocorre, pois, com a diminuição no comprimento das linhas, houve um aumento mínimo da rigidez do sistema e conseqüentemente, um aumento dos esforços nas linhas. É uma diferença pequena e os fatores de segurança das 3 linhas, mesmo diminuindo em relação ao sistema original, ainda permanecem maiores que o exigido por regra com uma boa margem.

Com relação à quantidade de linha apoiada no solo, no caso mais crítico, o sistema original possui 55,8 metros após análise dinâmica. Retirados os 83,5 metros referente aos 10% a menos de comprimento de linha para sistema proposto, ainda permanecem no solo 25,10 metros de amarra após análise dinâmica.

Pode-se concluir, então, que o sistema de ancoragem proposto é capaz de suportar uma condição extrema da Bacia de Campos, e, portanto, melhor que o sistema original para aplicação na Bacia de Campos, uma vez que todas as 3 linhas, mesmo menores em comprimento, cumprem o requisito com uma boa margem, o que gera economia nos custos. Porém, para que sua aplicação seja aceita, uma rigorosa análise de fadiga deverá ser realizada.

Uma diminuição maior no comprimento das linhas de ancoragem, poderia acarretar, sob condições extremas, numa rigidez ainda maior do sistema, levando a uma maior tração nas linhas e uma ausência de comprimento de amarra apoiada no solo após análise dinâmica, o que descaracterizaria o sistema de ancoragem em forma de catenária. O sistema de ancoragem do tipo *taut-leg* é caracterizado por linhas retesadas em um ângulo de aproximadamente 45 graus com a vertical e raio de ancoragem sensivelmente menor. Um teste foi feito, alterando o conceito de ancoragem do sistema *OC4 DeepCWind* para o tipo *taut-leg* mantendo as propriedades do conceito original e uma simulação dinâmica, sob a ação da condição ambiental extrema discutida anteriormente, foi realizada afim de fazer uma análise inicial do comportamento das linhas de ancoragem para esse conceito. A Figura 7-31 apresenta a configuração de cada linha desse sistema antes da análise dinâmica. E a Figura 7-32, Figura 7-33 e Figura 7-34 apresentam as trações máximas em cada linha de ancoragem

após a simulação dinâmica de 1800 segundos; por se tratar de um teste inicial, apenas um *seed* igual à 1 foi estudado.

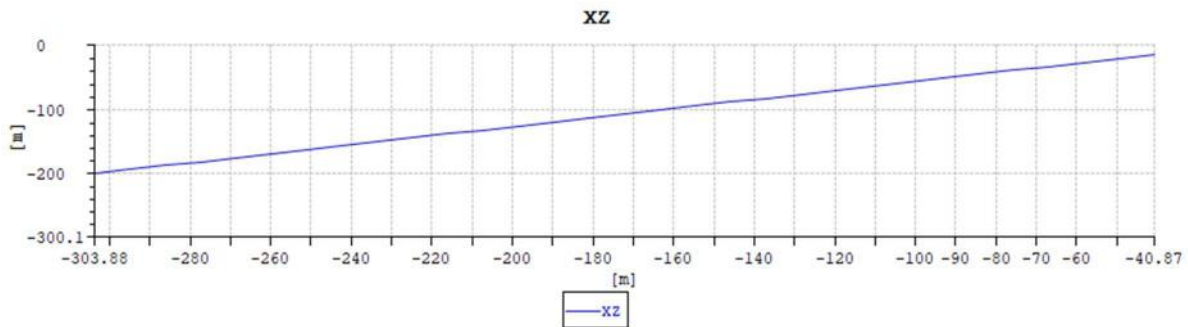


Figura 7-31: Linha de Ancoragem do tipo *taut-leg*.

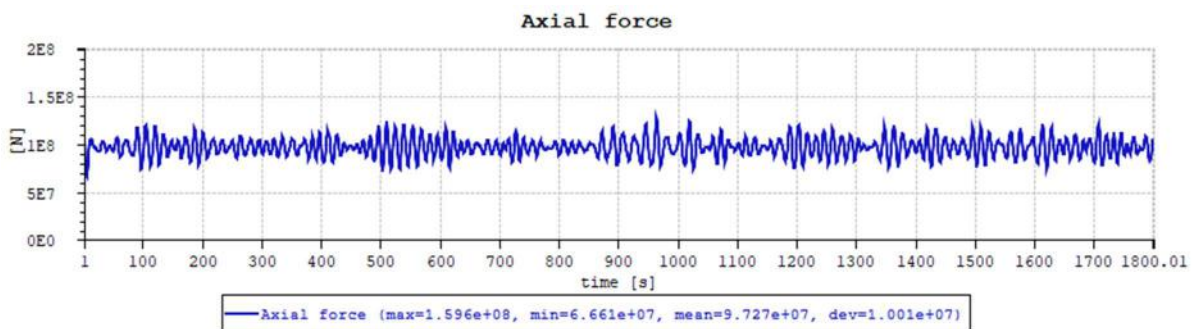


Figura 7-32: Linha de Ancoragem 1 do tipo *Taut-Leg* após Análise Dinâmica sob Condição Extrema.

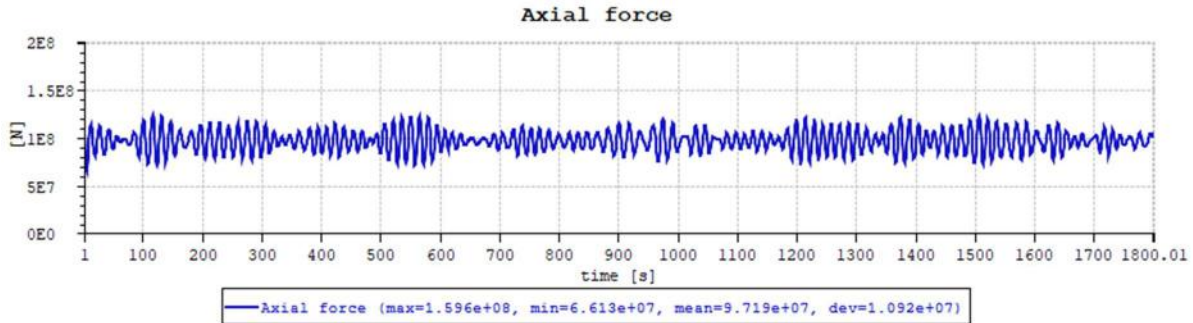


Figura 7-33: Linha de Ancoragem 2 do tipo *Taut-Leg* após Análise Dinâmica sob Condição Extrema.

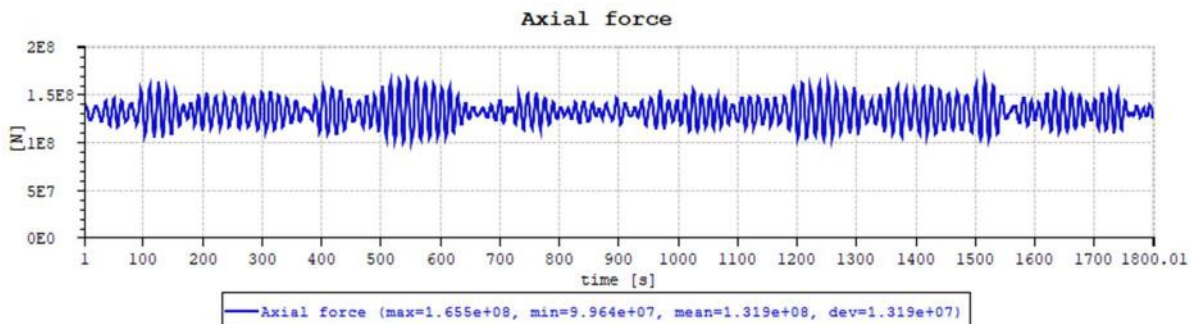


Figura 7-34: Linha de Ancoragem 3 do tipo *Taut-Leg* após Análise Dinâmica sob Condição Extrema.

A Tabela 7-7 apresenta as máximas trações nas linhas de ancoragem do sistema tipo *Taut-Leg*.

Tabela 7-7: Máxima Tração nas Linhas de Ancoragem do Sistema tipo *Taut-Leg*.

	Máxima Tração kN
Linha 1	159600
Linha 2	159600
Linha 3	165500

É possível observar, que as trações nas linhas excedem muito seu MBL e, portanto, o conceito *taut-leg* com as mesmas propriedades do conceito original do sistema *OC4 DeepCWind* não é viável sob a ação da condição extrema da Bacia de Campos. Estudos futuros mais detalhados devem ser feitos para que seja possível propor um projeto viável com esse conceito de sistema de ancoragem sob ação de condições extremas.

8 Conclusão e Recomendação

Grandes promessas definem a energia eólica *offshore*; o mercado está se movendo e as tendências estão se tornando visíveis e tangíveis. A opinião persiste que o futuro da energia eólica *offshore* será através de unidade flutuantes com aumento do interesse por parte das principais empresas de energia, que se juntaram a desenvolvedores e *designers*, tanto no investimento financeiro quanto no avanço tecnológico.

Com base nessa tendência, esta dissertação de mestrado apresentou o estudo de uma turbina eólica *offshore* do tipo flutuante semissubmersível, modelo *OC4 DeepCwind*. O tema foi bastante desafiador, e esta dissertação busca contribuir e incentivar mais estudos e aprofundamentos nesse assunto em termos nacionais.

Inicialmente, foi feito um estudo de estabilidade intacta, onde observou-se que a unidade flutuante possui estabilidade para uma condição crítica de flutuação livre sob a ação de vento constante, atendendo todos os requisitos de regra.

Para uma análise dinâmica acoplada, foi proposto um tipo de modelagem combinada de elementos rígidos com elementos flexíveis; essa foi uma etapa bastante custosa e demandou bastante empenho. Para garantir um modelo calibrado, diferentes métodos para a obtenção dos períodos naturais nos 6 modos de movimento foram realizados e quando comparados entre si e com a literatura existente se mostraram valores bastantes compatíveis.

Após a investigação das respostas da plataforma sob a ação de condições ambientais extremas da Bacia de Campos, observou-se a condição com a ação do vento na velocidade nominal da turbina sendo a mais crítica. O valor de *pitch* se manteve abaixo do valor máximo estipulado para a operação do conjunto, porém muito próximo. O sistema de ancoragem obteve boa margem no fator de segurança exigido por regra com relação ao MBL das linhas.

Então, uma alteração do sistema de ancoragem, visando uma melhoria no fator econômico, foi proposta; o comprimento de cada uma das linhas de ancoragem foi reduzido em 10%. Os períodos naturais do conjunto com novo sistema de ancoragem não sofreram mudanças significativas, estando todos dentro da margem de segurança, maiores que os períodos naturais de ondas relevantes garantindo que o conjunto não entre em ressonância. O valor de *pitch*, não sofreu alteração e, portanto, se manteve abaixo do valor máximo estipulado para a operação do conjunto. Porém, como esse valor ficou bem próximo do valor limite, um sistema de lastro ativo deve ser adotado para controlar a inclinação. Com relação ao sistema de ancoragem, obteve-se boa resposta, uma quantidade relevante de amarra é mantida no solo,

garantindo o sistema em catenária e as linhas operando dentro dos limites do fator de segurança com boa margem em termos de MBL. Portanto, o sistema proposto foi considerado melhor que o sistema original para aplicação na Bacia de Campos sob condições extremas.

Um teste com um sistema de ancoragem do tipo *taut-leg* com as mesmas propriedades do sistema original e sob as condições extremas da Bacia de Campos foi realizado e não se mostrou viável.

Devido ao desafio enfrentado, alguns tópicos ficaram de fora do escopo e são recomendados para trabalhos futuros para ampliar a compreensão da turbina eólica do tipo flutuante semissubmersível.

1. Uma análise hidrodinâmica completa em *Wadam* deve ser feita afim de comparar os valores e coeficientes hidrodinâmicos considerados nessa dissertação, uma vez que foram obtidos da literatura existente.
2. Esta dissertação fez um estudo de extremo considerando vento constante, dados de túnel de vento com uso de vento turbulento devem ser avaliados.
3. Para que seja possível a aplicação do sistema de ancoragem proposto, uma rigorosa análise de fadiga deverá ser estudada futuramente.
4. Com uma tendência mundial para uso de turbinas cada vez maiores, é interessante estudar uma modificação da unidade flutuante para turbinas de 10MW e/ou mais.
5. Como os valores obtidos para *pitch* ficaram próximos do valor limite operacional, estudos futuros para um sistema de lastro ativo devem ser realizados para controlar a inclinação extra.
6. Estudos para um sistema de ancoragem do tipo *taut-leg* devem ser realizados, de modo que seja possível propor um projeto que torne esse conceito viável sob as condições extremas da Bacia de Campos.

A experiência obtida com a elaboração da semissubmersível, habilita o grupo de OWT a estudar outras concepções de unidades flutuantes como por exemplo os conceitos Windfloat, Tetraspar e OPEP, mencionados nessa dissertação.

9 Bibliografia

1. 4COFFSHORE. *Thornton Bank Phase I*. Disponível em <<https://www.4coffshore.com/windfarms/thornton-bank-phase-i-belgium-be01>>. Acesso em 21 dez. 2018.
2. 4COFFSHORE. *Alpha Ventus Offshore Wind Farm*. Disponível em <<https://www.4coffshore.com/windfarms/alpha-ventus-germany-de01.html>>. Acesso em 21 dez. 2018.
3. AMÉRICO, M. J. **Sistema de Avaliação Da Estabilidade Transversal de Navios em Tempo Real**. Dissertação de Mestrado da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa. Portugal, 2009.
4. AWS. *Leading in Offshore Wind*. Disponível em <<https://aws-dewi.ul.com>>. Acesso em 04 jul. 2017.
5. BEATRICE. *Our Turbines*. Disponível em <<https://www.beatricewind.com/technology>>. Acesso em 21 dez. 2018.
6. BECKETTRANKINE. *Opec at Seawork 2018*. Disponível em <<http://beckettrankine.com/opec-at-seawork-2018/>>. Acesso em 18 fev. 2019.
7. BENTLEY SYSTEMS. *Maxsurf Stability Windows Version 20 User Manual*. Manual do *Software Maxsurf Stability*, 2014.
8. DNV. *Wave analysis by diffraction and morison theory (Wadam)*. Manual do *Software SESAM*. Noruega, 1994.
9. DNV-OS-J103. *Design of Floating Wind Turbine Structures*. Norma da DNV, 2013.
10. DNV-RP-205. *Environmental Conditions and Environmental Loads*. Norma da DNV, 2017.
11. DNV-GL. *DNV GL launches revised design standard and new certification guideline for floating wind turbines*. Disponível em <<https://www.dnvgl.com/news/dnv-gl-launches-revised-design-standard-and-new-certification-guideline-for-floating-wind-turbines-130237>>. Acesso em 06 dez. 2018.
12. DNVGL-OS-C301. *Stability and watertight integrity*. Norma da DNV-GL, 2015.
13. DNVGL-OS-E302. *Offshores Mooring Chain* Norma da DNV-GL, 2013.
14. EQUINOR. *How can an oil company be best at offshore wind?*. Disponível em <<https://www.equinor.com/en/magazine/hywind-oil-industry-expertise.html>>. Acesso em 06 jan. 2019.
15. FALTINSEN, O. *Sea loads on ships and offshore structures*. Livro da Universidade de Cambridge. Reino Unido, 1990.

16. GICON. *Technological Innovations*. Disponível em < <http://www.gicon-sof.de/en/technical-solution.html>>. Acesso em 07 jan. 2019.
17. GL NOBLE DENTON. *Guidelines for Moorings 0032/ND*. Norma da GL Noble Denton, 2016.
18. GONÇALVES, R. T.; MATSUMOTO, F. T.; MALTA, E. B.; MEDEIROS, H. F.; NISHIMOTO, K. *Conceptual Design of Monocolumn Production and Storage With Dry Tree Capability*. Artigo publicado em *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 2010.
19. GWEC. *Global Wind Statistics 2017*. Disponível em <www.gwec.net>. Acesso em 06 nov. 2018.
20. HANSEN, M. O. L. *Aerodynamics of Wind Turbines*. Livro Publicação da Segunda Edição. Londres, 2008.
21. GESCHIER, B. *Offshore Wind Energy is at a Turning Point: Next Comes Innovation*. Disponível em <<https://www.redherring.com/startups/offshore-wind-energy-turning-point-next-comes-innovation/>>. Acesso em 04 dez. 2017.
22. GOMES, F. A. *Análise de Fadiga de Turbinas Eólicas Offshore Tipo Monopile com Conexão Grauteada*. Dissertação de Mestrado do Programa de Engenharia Civil do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Brasil, 2019.
23. IBERDROLA. *How are offshore wind turbines anchored at sea*. Disponível em <<https://www.iberdrola.com/topstories/iberdrolashareswithyou/offshorewindturbines-foundations>>. Acesso em 04 dez. 2018.
24. IEA. *Renewables increasingly central to total energy consumption growth*. Disponível em <www.iea.org>. Acesso em 14 dez. 2018.
25. ISLAM, M. T. *Design, Numerical Modelling and Analysis of a Semi-submersible Floater Supporting the DTU 10MW Wind Turbine*. Dissertação de Mestrado do Departamento de Tecnologia Marinha da Universidade Norueguesa de Ciência e Tecnologia. Noruega, 2016.
26. IRENA. *A Roadmap to 2050*. Disponível em <www.irena.org>. Acesso em 06 dez. 2018.
27. IRENA. *Innovation Outlook Offshore Wind (2016)*. Disponível em <www.irena.org>. Acesso em 04 jan. 2018.
28. JONKMAN, J.; BUTTERFIELD, S.; MUSIAL, W.; SCOTT, G. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. Relatório Técnico do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL/TP-500-38060). Estados Unidos, 2009.
29. JONKMAN, J. M. *Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine*. Relatório Técnico do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL/TP-500-41958). Estados Unidos, 2007.

30. KOOIJMAN, H. J. T.; LINDENBURG, C.; WINKELAAR, D., VAN DER HOOFT, E. L. ***DOWEC 6 MW Pre-Design: Aero-elastic modeling of the DOWEC 6 MW pre-design in PHATAS.*** Relatório do Projeto DOWEC do programa do Ministério Holandês de Assuntos Econômicos. Noruega, 2003.
31. KVITTEM, M. I. ***Modelling and response analysis for fatigue design of a semisubmersible wind turbine.*** Tese de Doutorado do Departamento de Tecnologia Marinha da Universidade Norueguesa de Ciência e Tecnologia. Noruega, 2014.
32. LEIMEISTER, M. ***Rational Upscaling and Modelling of a Semi-Submersible Floating offshore Wind Turbine.*** Dissertação de Mestrado do Departamento de Tecnologia Marinha da Universidade Norueguesa de Ciência e Tecnologia. Noruega, 2016.
33. LONDON ARRAY. ***The Project.*** Disponível em <http://www.londonarray.com/the-project-3/>, Acesso em 18 nov. 2018.
34. MARINTEK. ***SIMO - Theory Manual Version 4.0.*** Manual do *Software* SIMO, 2012.
35. NOGUEIRA, G. ***Avaliação do Comportamento de Turbinas Eólicas Offshore Fixas do Tipo Monopile.*** Dissertação de Mestrado do Programa de Engenharia Civil do Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Brasil, 2019.
36. OFFSHOREWIND. ***Welcon to Build First TetraSpar Floating Foundation.*** Disponível em < <https://www.offshorewind.biz/2019/02/15/opec-pinpoints-best-wind-aquaculture-combos/>>, Acesso em 18 fev. 2019.
37. OFFSHOREWIND. ***OPEC Pinpoints Best Wind-Aquaculture Combos.*** Disponível em < <https://www.offshorewind.biz/2019/02/15/opec-pinpoints-best-wind-aquaculture-combos/>>, Acesso em 18 fev. 2019.
38. PETROBRAS. ***Estamos desenvolvendo o primeiro projeto piloto de energia eólica offshore do Brasil.*** Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/fatos-edados/estamosdesenvolvendo-o-primeiro-projeto-piloto-de-energia-eolicaoffshore-do-brasil.htm>>, Acesso em 22 ago. 2018.
39. POPULAR MECHANICS. ***The U.S. Just Finalized The Largest Offshore Wind Sale in the Nation's History.*** Disponível em <<https://www.popularmechanics.com/science/energy/a25605212/offshore-wind-auction-marthas-vineyard/>>, Acesso em 18 dez. 2018.
40. PORTAL ENERGIA. ***Como funciona um Aerogerdor.*** Disponível em <<https://www.portal-energia.com/funcionamento-de-um-aerogerador/>>. Acesso em 28 out. 2018.
41. PRINCIPLE POWER. ***Windfloat.*** Disponível em < <https://www.principlepowerinc.com/en/home/interactive-windfloat>>. Acesso em 07 jan. 2019.

42. PUCRS. *Componentes de uma Turbina Eólica*. Disponível em <<http://www.pucrs.br/ce-eolica/>>. Acesso em 28 out. 2018.
43. QFWE. *Current Projects*. Disponível em <<https://questfwe.com/projects>>. Acesso em 16 jan. 2019.
44. QFWE. *Big Number and Promise Define Floating Wind's Future*. Disponível em <<https://questfwe.com>>. Acesso em 16 jan. 2019.
45. RIJKERS, Erik. *A View on Floating Wind*. Disponível em <<https://questfwe.com>>. Acesso em 06 dez. 2018.
46. RIJKERS, Erik. *Big Number and Promise Define Floating Wind's Future*. Disponível em <<https://questfwe.com>>. Acesso em 16 jan. 2019.
47. ROBERTSON, A.; JONKMAN, J.; VORPAHL, F.; POPKO, W.; QVIST, J.; FRØYD, L.; CHEN, X.; AZCONA, J.; UZUNOGLU, E.; GUEDES SOARES, C.; LUAN, C.; YUTONG, H.; PENGCHENG, F.; YDE, A.; LARSEN, T.; NICHOLS, J.; BUILS, R.; LEI, L.; ANDERS NYGARD, T.; MANOLAS, D.; HEEGE, A.; RINGDALEN VATNE, S.; ORMBERG, H.; DUARTE, T.; GODREAU, C.; FABRICIUS HANSEN, H.; WEDEL NIELSEN, A.; RIBER, H.; LE CUNFF, C.; ABELE, F.; BEYER, F.; YAMAGUCHI, A.; JIN JUNG, K.; SHIN, H.; SHI, W.; PARK, H.; ALVES, M.; GUÉRINEI, M. *Offshore Code Comparison Collaboration Continuation Within IEA Wind Task 30: Phase II Results Regarding a Floating Semisubmersible Wind System*. Relatório Técnico do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL/TP-500-61154). Estados Unidos, 2014.
48. ROBERTSON, A.; JONKMAN, J.; MASCIOLA, M.; SONG, H.; GOUPEE, A.; COULLING, A.; LUAN, C. *Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4*. Relatório Técnico do Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL/TP-500-60601). Estados Unidos, 2014.
49. SINTEF OCEAN. *RIFLEX 4.10.3 Theory Manual*. Manual do *Software RIFLEX*, 2017.
50. STIESDAL. *TetraSpar and TetraBase Industrialized Offshore Wind Turbine Foundations*. Disponível em <<https://www.stiesdal.com>>. Acesso em 18 jan. 2019.
51. XU, K. *Design and Analysis of Mooring System for Semi-submersible Floating Wind Turbines in Shallow Water*. Dissertação de Mestrado do Departamento de Tecnologia Marinha da Universidade Norueguesa de Ciência e Tecnologia Noruega, 2015.
52. ZHANG, J.; FOWAI, I.; SUN, K. *A Glance At Offshore Wind Turbine Foundation Structures*. Artigo publicado em Portal Central das Revistas Científicas Croatas. Croácia, 2016.

Anexo A – Análise Curva de KG

Limiting KG - Modelo01

Stability 20.00.04.9, build: 9

Model file: D:\desktop 2018\MESTRADO 2018\MODELO\MAXSURF\Modelo01 (Medium precision, 73 sections, Trimming off, Skin thickness not applied). Long. datum: MS; Vert. datum: Baseline. Analysis tolerance - ideal(worst case): Disp.:%: 0,01000(0,100); Trim%(LCG-TCG): 0,01000(0,100); Heel%(LCG-TCG): 0,01000(0,100)

Damage Case - Intact

Initial Trim = 0 m (+ve by stern)

Specific gravity = 1,025; (Density = 1,025 tonne/m³)

Heel to starboard; heel range: from 0 deg to 90 deg in steps of 10 deg.

Criteria tested:

DNV-GL Area GZ/ Area HA

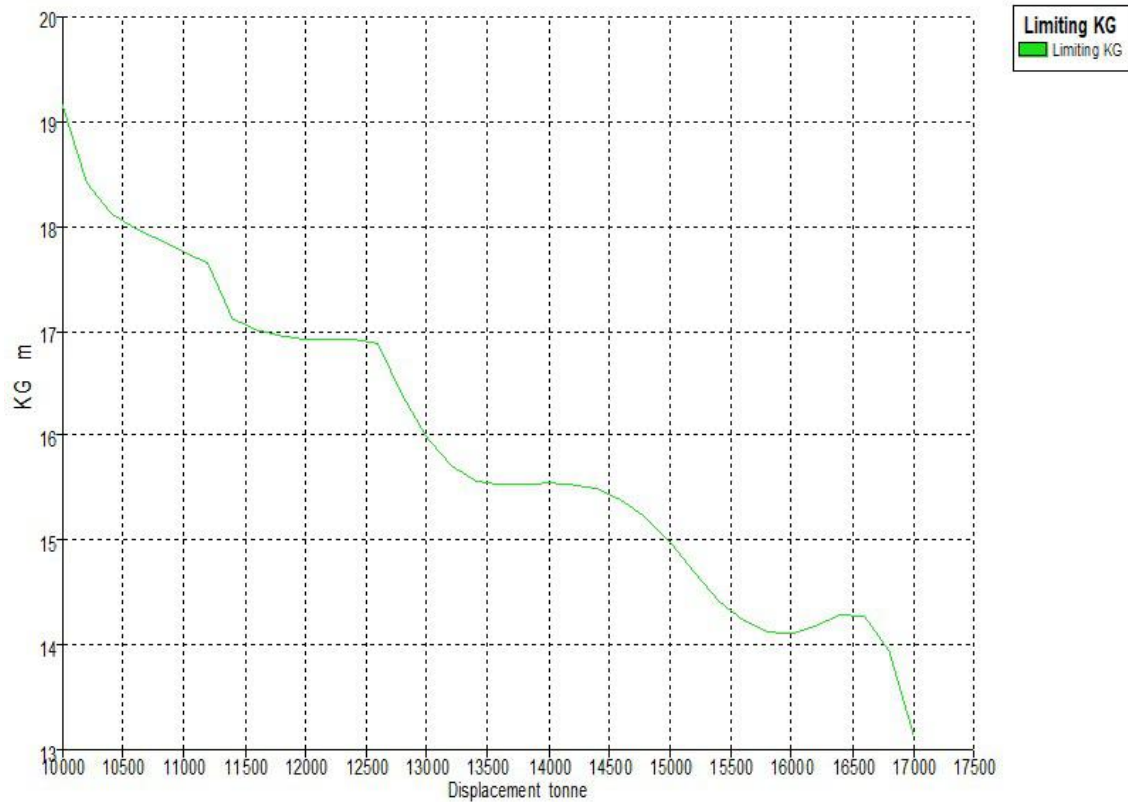
DNV-GL Angle of equilibrium

DNV-GL Value of GMt at

DNV-GL Anlge from equilibrium to flood

Displacement (intact) tonne	Draft Amidships m	Trim (+ve by stern) m	LCG m	TCG m	VCG m	Limit KG m	min. GM m	Criterion	Name
10000	9,633	0,000	0,004	0,000	19,161	19,161	-0,849	DNV-GL	Angle of equilibrium
10200	10,160	0,000	0,003	0,000	18,422	18,422	-0,286	DNV-GL	Angle of equilibrium
10400	10,690	0,000	0,003	0,000	18,116	18,116	-0,126	DNV-GL	Angle of equilibrium
10600	11,212	0,000	0,004	0,000	17,981	17,981	-0,103	DNV-GL	Angle of equilibrium
10800	11,735	0,000	0,004	0,000	17,862	17,862	-0,096	DNV-GL	Angle of equilibrium
11000	12,256	0,000	0,004	0,000	17,751	17,751	-0,086	DNV-GL	Angle of equilibrium
11200	12,774	0,000	0,004	0,000	17,651	17,651	-0,076	DNV-GL	Angle of equilibrium
11400	13,299	0,000	0,004	0,000	17,122	17,122	0,369	DNV-GL	Value of GMt at
11600	13,826	0,000	0,003	0,000	17,016	17,016	0,394	DNV-GL	Value of GMt at
11800	14,359	0,000	0,004	0,000	16,959	16,959	0,407	DNV-GL	Value of GMt at
12000	14,881	0,000	0,004	0,000	16,928	16,928	0,409	DNV-GL	Value of GMt at
12200	15,402	0,000	0,004	0,000	16,913	16,913	0,397	DNV-GL	Value of GMt at
12400	15,920	0,000	0,004	0,000	16,927	16,927	0,361	DNV-GL	Value of GMt at
12600	16,443	0,000	0,004	0,000	16,885	16,885	0,385	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
12800	16,966	0,000	0,004	0,000	16,399	16,399	0,855	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
13000	17,495	0,000	0,003	0,000	15,984	15,984	1,254	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
13200	18,025	0,000	0,004	0,000	15,709	15,709	1,561	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
13400	18,544	0,000	0,004	0,000	15,573	15,573	1,727	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
13600	19,066	0,000	0,004	0,000	15,525	15,525	1,806	DNV-GL	Area GZ/ Area HA

13800	19,588	0,000	0,004	0,000	15,533	15,533	1,830	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
14000	20,110	0,000	0,004	0,000	15,550	15,550	1,845	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
14200	20,632	0,000	0,003	0,000	15,539	15,539	1,881	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
14400	21,165	0,000	0,003	0,000	15,490	15,490	1,974	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
14600	21,690	0,000	0,004	0,000	15,393	15,393	2,159	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
14800	22,213	0,000	0,004	0,000	15,226	15,226	2,398	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
15000	22,736	0,000	0,004	0,000	14,991	14,991	2,703	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
15200	23,254	0,000	0,004	0,000	14,690	14,690	3,074	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
15400	23,777	0,000	0,004	0,000	14,428	14,428	3,401	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
15600	24,305	0,000	0,003	0,000	14,241	14,241	3,641	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
15800	24,833	0,000	0,004	0,000	14,132	14,132	3,872	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
16000	25,357	0,000	0,004	0,000	14,104	14,104	4,006	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
16200	25,880	0,000	0,004	0,000	14,184	14,184	4,028	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
16400	26,400	0,000	0,004	0,000	14,300	14,300	4,010	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
16600	26,921	0,000	0,004	0,000	14,278	14,278	4,106	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
16800	27,449	0,000	0,003	0,000	13,948	13,948	4,486	DNV-GL	Area GZ/ Area HA
17000	27,979	0,000	0,004	0,000	13,143	13,143	5,418	DNV-GL	Area GZ/ Area HA



Anexo B – Análise Equilíbrio

Equilibrium Calculation - Modelo01

Stability 20.00.04.9, build: 9

Model file: D:\desktop 2018\MESTRADO 2018\MODELO\MAXSURF\Modelo01 (Medium precision, 73 sections, Trimming off, Skin thickness not applied). Long. datum: MS; Vert. datum: Baseline. Analysis tolerance - ideal(worst case): Disp.‰: 0,01000(0,100); Trim%(LCG-TCG): 0,01000(0,100); Heel%(LCG-TCG): 0,01000(0,100)

Loadcase - Loadcase 1

Damage Case - Intact

Free to Trim

Specific gravity = 1,025; (Density = 1,025 tonne/m³)

Fluid analysis method: Use corrected VCG

Draft Amidships m	20,007
Displacement t	13960
Heel deg	0,0
Draft at FP m	20,007
Draft at AP m	20,007
Draft at LCF m	20,007
Trim (+ve by stern) m	0,000
Prismatic coeff. (Cp)	0,494
Block coeff. (Cb)	0,323
Waterpl. area coeff. (Cwp)	0,177
LCB from zero pt. (+ve fwd) m	0,004
LCF from zero pt. (+ve fwd) m	0,001
KB m	6,836
KG fluid m	9,411
GMt corrected m	7,978
Immersion (TPc) tonne/cm	3,831
MTc tonne.m	38,337
Trim angle (+ve by stern) deg	0,0000

Anexo C – Análise de Estabilidade

Stability Calculation - Modelo01

Stability 20.00.04.9, build: 9

Model file: D:\desktop 2018\MESTRADO 2018\MODELO\MAXSURF\Modelo01 (Medium precision, 73 sections, Trimming off, Skin thickness not applied). Long. datum: MS; Vert. datum: Baseline. Analysis tolerance - ideal(worst case): Disp.:%: 0,01000(0,100); Trim%(LCG-TCG): 0,01000(0,100); Heel%(LCG-TCG): 0,01000(0,100)

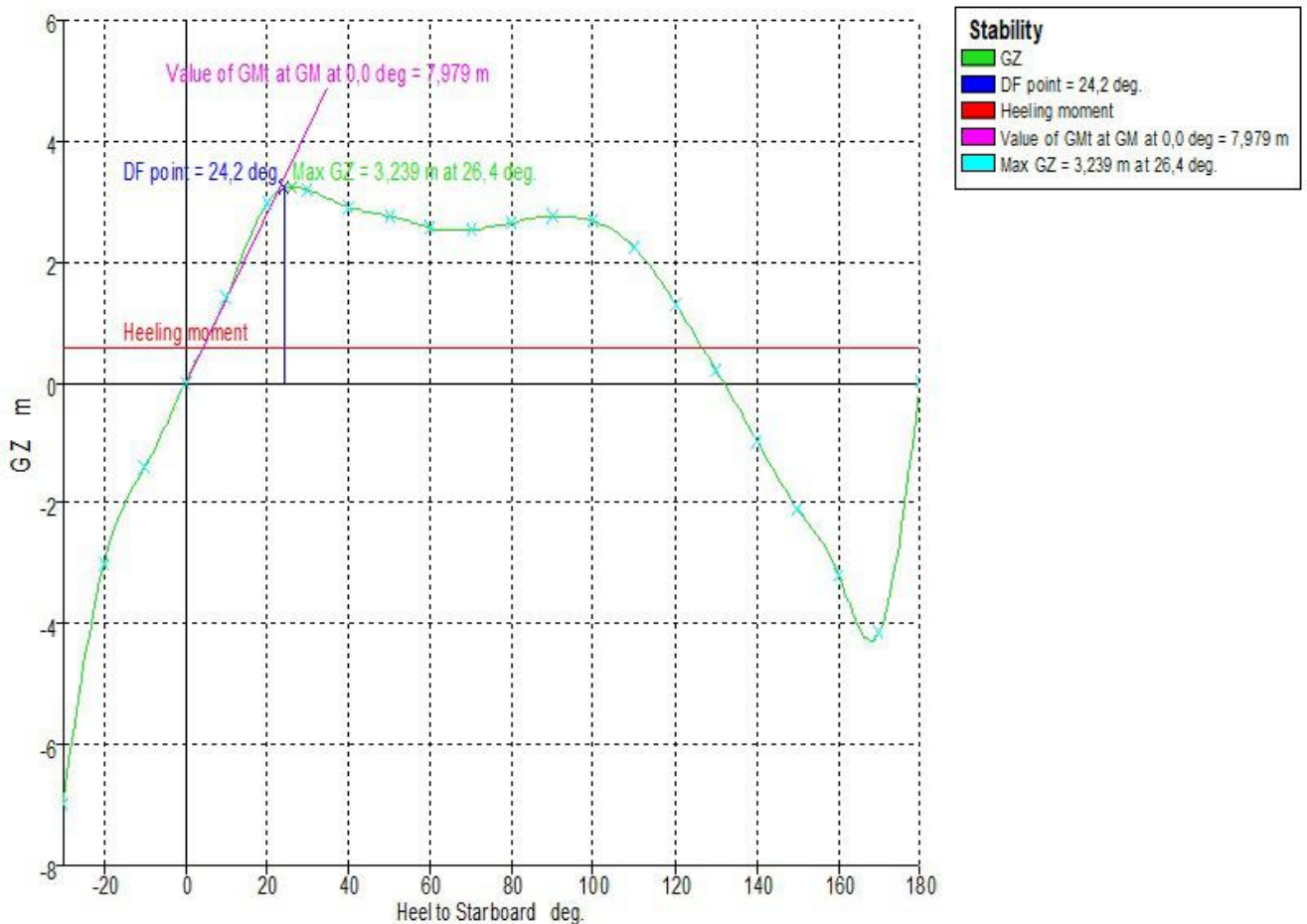
Loadcase - Loadcase 1

Damage Case - Intact

Free to Trim

Specific gravity = 1,025; (Density = 1,025 tonne/m³)

Fluid analysis method: Use corrected VCG



Heel to Starboard deg	-20,0	-10,0	0,0	10,0	20,0	30,0	40,0
GZ m	-2,989	-1,410	-0,001	1,416	2,963	3,189	2,899
Area under GZ curve from zero heel m.deg	27,9819	7,2220	-0,0031	6,8980	29,3215	61,0912	91,5280
Displacement t	13961	13960	13960	13960	13959	13960	13960
Volume (displaced) m ³	13620,088	13619,961	13619,961	13619,961	13618,660	13619,789	13619,497
Draft at FP m	19,988	19,998	20,007	20,023	20,024	21,845	25,309
Draft at AP m	19,988	19,998	20,007	20,023	20,024	21,845	25,309
Draft Amidships m	19,988	19,998	20,007	20,023	20,024	21,845	25,309
Trim (+ve by stern) m	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
WL Length m	55,300	55,300	55,300	55,300	55,300	61,027	61,300
Beam max extents on WL m	46,952	38,708	38,120	38,708	38,474	22,668	31,089
Wetted Area m ²	4985,517	5023,073	5028,133	5040,556	5062,007	5280,263	5256,615
Waterpl. Area m ²	422,482	378,633	373,780	380,053	375,667	306,189	451,968
Prismatic coeff. (Cp)	0,657	0,570	0,494	0,434	0,385	0,325	0,308
Block coeff. (Cb)	0,189	0,262	0,323	0,237	0,195	0,250	0,157
LCB from zero pt. (+ve fwd) m	0,004	0,004	0,004	0,004	0,003	0,004	0,005
LCF from zero pt. (+ve fwd) m	0,001	0,006	0,001	0,005	0,003	0,039	0,012
KB m	7,543	7,000	6,836	7,001	7,532	7,852	8,080
KG fluid m	9,411	9,411	9,411	9,411	9,411	9,411	9,411
BMt m	15,841	11,034	10,553	11,080	11,337	1,704	3,235
BML m	11,223	10,684	10,503	10,665	11,091	12,024	18,515
GMt corrected m	12,766	8,337	7,978	8,383	8,259	-1,938	-0,936
GML m	8,147	7,987	7,928	7,968	8,013	8,382	14,345
KMt m	22,429	17,866	17,389	17,912	18,185	9,327	10,558
KML m	18,089	17,521	17,339	17,504	17,954	18,264	22,263
Immersion (TPc) tonne/cm	4,330	3,881	3,831	3,896	3,851	3,138	4,633
MTc tonne.m	39,398	38,622	38,337	38,531	38,745	40,531	69,363
Righting moment (trans.) tonne.m	-41731,508	-19690,162	-13,439	19766,006	41359,196	44525,606	40474,749
Max deck inclination deg	20,0000	10,0000	0,0000	10,0000	20,0000	30,0000	40,0000
Trim angle (+ve by stern) deg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
WoD GZ m	-2,989	-1,410	-0,001	1,416	2,963	3,189	2,899

Heel to Starboard deg	50,0	60,0	70,0	80,0	90,0	100,0	110,0
GZ m	2,754	2,566	2,533	2,648	2,767	2,669	2,233
Area under GZ curve from zero heel m.deg	119,7381	146,3286	171,6600	197,4858	224,6561	252,0646	276,9527
Displacement t	13960	13961	13961	13961	13960	13960	13960

Volume (displaced) m ³	13619,071	13620,009	13620,020	13620,294	13619,871	13619,691	13619,599
Draft at FP m	31,033	40,252	56,615	101,945	n/a	73,938	29,717
Draft at AP m	31,033	40,252	56,615	101,945	n/a	73,938	29,717
Draft Amidships m	31,033	40,252	56,615	101,945	n/a	73,938	29,717
Trim (+ve by stern) m	0,000	0,000	0,000	0,000	n/a	0,000	0,000
WL Length m	61,300	58,799	42,145	35,446	28,223	20,946	53,916
Beam max extents on WL m	38,126	35,555	34,054	32,494	32,000	32,494	28,109
Wetted Area m ²	5235,604	5314,059	5413,981	5433,496	5550,497	5407,453	5457,800
Waterpl. Area m ²	606,681	731,781	870,364	898,979	920,798	859,094	724,457
Prismatic coeff. (Cp)	0,296	0,307	0,428	0,509	0,638	0,862	0,335
Block coeff. (Cb)	0,114	0,117	0,164	0,204	0,268	0,370	0,167
LCB from zero pt. (+ve fwd) m	0,005	0,006	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
LCF from zero pt. (+ve fwd) m	0,036	-0,013	0,002	-0,001	0,003	0,003	0,003
KB m	8,522	9,069	9,886	10,973	12,178	13,250	14,043
KG fluid m	9,411	9,411	9,411	9,411	9,411	9,411	9,411
BMt m	3,575	4,340	6,373	6,362	6,405	5,797	3,121
BML m	27,295	33,433	40,259	42,022	41,940	40,851	34,423
GMt corrected m	-1,090	-0,787	0,805	0,341	-0,088	-1,173	-4,286
GML m	22,630	28,306	34,691	36,001	35,447	33,881	27,016
KMt m	10,820	11,240	12,066	12,077	12,178	12,243	12,975
KML m	26,067	25,786	23,656	18,270	12,178	6,156	2,269
Immersion (TPC) tonne/cm	6,218	7,501	8,921	9,215	9,438	8,806	7,426
MTc tonne.m	109,425	136,877	167,755	174,091	171,409	163,834	130,638
Righting moment (trans.) tonne.m	38449,097	35828,756	35359,900	36965,011	38632,924	37260,831	31176,948
Max deck inclination deg	50,0000	60,0000	70,0000	80,0000	90,0000	100,0000	110,0000
Trim angle (+ve by stern) deg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
WoD GZ m	2,754	2,566	2,533	2,648	2,767	2,669	2,233

Heel to Starboard deg	120,0	130,0	140,0	150,0	160,0	170,0	180,0
GZ m	1,314	0,212	-0,949	-2,093	-3,178	-4,139	0,017
Area under GZ curve from zero heel m.deg	294,9934	302,6806	299,0554	283,6359	257,8584	218,7280	194,7371
Displacement t	13960	13960	13959	13960	13961	13961	13962
Volume (displaced) m ³	13619,686	13619,872	13618,992	13619,976	13620,052	13620,750	13620,977
Draft at FP m	15,538	8,574	4,371	1,497	-0,732	-2,687	-3,360
Draft at AP m	15,538	8,574	4,371	1,497	-0,732	-2,687	-3,360
Draft Amidships m	15,538	8,574	4,371	1,497	-0,732	-2,687	-3,360

Trim (+ve by stern) m	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
WL Length m	57,255	58,883	60,089	60,999	61,300	65,544	67,300
Beam max extents on WL m	22,918	20,591	19,870	20,597	19,155	18,278	56,014
Wetted Area m ²	5478,629	5474,677	5449,912	5419,769	5383,033	5404,743	5204,030
Waterpl. Area m ²	630,294	595,011	601,204	627,094	646,548	724,081	1469,220
Prismatic coeff. (Cp)	0,315	0,306	0,300	0,296	0,296	0,282	0,318
Block coeff. (Cb)	0,192	0,213	0,227	0,233	0,281	0,326	0,126
LCB from zero pt. (+ve fwd) m	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007	0,007
LCF from zero pt. (+ve fwd) m	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
KB m	14,409	14,622	14,769	14,881	14,961	15,016	15,327
KG fluid m	9,411	9,411	9,411	9,411	9,411	9,411	9,411
BMt m	1,761	1,282	1,130	1,124	1,146	1,400	45,709
BML m	29,996	28,323	28,377	29,240	28,927	33,184	45,226
GMt corrected m	-5,959	-6,573	-6,662	-6,401	-5,917	-5,022	39,793
GML m	22,275	20,468	20,585	21,715	21,864	26,762	39,310
KMt m	13,528	13,798	13,904	13,907	13,884	13,637	-30,382
KML m	-0,589	-3,584	-6,969	-10,442	-12,222	-17,664	-29,899
Immersion (TPc) tonne/cm	6,461	6,099	6,162	6,428	6,627	7,422	15,059
MTc tonne.m	107,713	98,974	99,534	105,008	105,728	129,420	190,101
Righting moment (trans.) tonne.m	18343,330	2957,268	-13253,982	-29219,308	-44361,594	-57785,799	235,205
Max deck inclination deg	120,0000	130,0000	140,0000	150,0000	160,0000	170,0000	180,0000
Trim angle (+ve by stern) deg	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
WoD GZ m	1,314	0,212	-0,949	-2,093	-3,178	-4,139	0,017

Key point	Type	Immersion angle deg	Emergence angle deg
Margin Line (immersion pos = -36,996 m)		0	n/a
Deck Edge (immersion pos = -36,996 m)		0	n/a
DF point	Downflooding point	48,4	0
DF point	Downflooding point	24,2	0
DF point	Downflooding point	51,3	0
DF point	Downflooding point	115,3	0

Code	Criteria	Value	Units	Actual	Status	Margin %
DNV-GL	Area GZ/ Area HA	130,000	%	356,070	Pass	+173,90
Operational	Value of GMt at	0,500	m	7,979	Pass	+1495,80
Operational	Angle of equilibrium	10,0	deg	0,0	Pass	+99,93
Operational	Angle from equilibrium to flood	0,0	deg	24,2	Pass	infinite

Anexo D – Planilha Mathcad para Cálculo das Frequências Naturais

Período Natural - OC4 DeepCWind Phase II

ORIGIN:= 1

$$M_e := \begin{pmatrix} 13473000 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 13473000 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 13473000 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 6827000000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 6827000000 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 12260000000 \end{pmatrix}$$

$$M_a := \begin{pmatrix} 6490000 & 0 & 0 & 0 & -85100000 & 0 \\ 0 & 6490000 & 0 & 85100000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 14700000 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 85100000 & 0 & 7210000000 & 0 & 0 \\ -85100000 & 0 & 0 & 0 & 7210000000 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 4870000000 \end{pmatrix}$$

$$K_t := \begin{pmatrix} 70800 & 0 & 0 & 0 & -108000 & 0 \\ 0 & 70800 & 0 & 108000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 19100 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 107000 & 0 & 87300000 & 0 & 0 \\ -107000 & 0 & 0 & 0 & 87300000 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 117000000 \end{pmatrix}$$

$$K_h := \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3836000 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 377600000 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 377600000 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

$$K := K_t + K_h$$

$$K = \begin{pmatrix} 7.08 \times 10^4 & 0 & 0 & 0 & -1.08 \times 10^5 & 0 \\ 0 & 7.08 \times 10^4 & 0 & 1.08 \times 10^5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 3.855 \times 10^6 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1.07 \times 10^5 & 0 & 4.649 \times 10^8 & 0 & 0 \\ -1.07 \times 10^5 & 0 & 0 & 0 & 4.649 \times 10^8 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1.17 \times 10^8 \end{pmatrix}$$

$$M := M_e + M_a$$

$$M = \begin{pmatrix} 1.996 \times 10^7 & 0 & 0 & 0 & -8.51 \times 10^7 & 0 \\ 0 & 1.996 \times 10^7 & 0 & 8.51 \times 10^7 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2.817 \times 10^7 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 8.51 \times 10^7 & 0 & 1.404 \times 10^{10} & 0 & 0 \\ -8.51 \times 10^7 & 0 & 0 & 0 & 1.404 \times 10^{10} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1.713 \times 10^{10} \end{pmatrix}$$

$$a := \text{eigenvals}(K)$$

$$a = \begin{pmatrix} 7.077 \times 10^4 \\ 7.077 \times 10^4 \\ 3.855 \times 10^6 \\ 1.17 \times 10^8 \\ 4.649 \times 10^8 \\ 4.649 \times 10^8 \end{pmatrix}$$

$$b := \text{eigenvecs}(K)$$

$$b = \begin{pmatrix} 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & -2.323 \times 10^{-4} \\ -1 & 0 & 0 & 0 & -2.323 \times 10^{-4} & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 2.323 \times 10^{-4} & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & -2.323 \times 10^{-4} & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Cálculo dos Períodos Naturais:

$$\det(K - \omega^2 \cdot M = 0)$$

Cálculo dos Auto-Valores

Este cálculo será feito através de uma função especial do Mathcad [8]

$$\lambda := (\text{eigenvals}(K \cdot M^{-1}))$$

$$\omega := \sqrt{\lambda}$$

Frequências Naturais

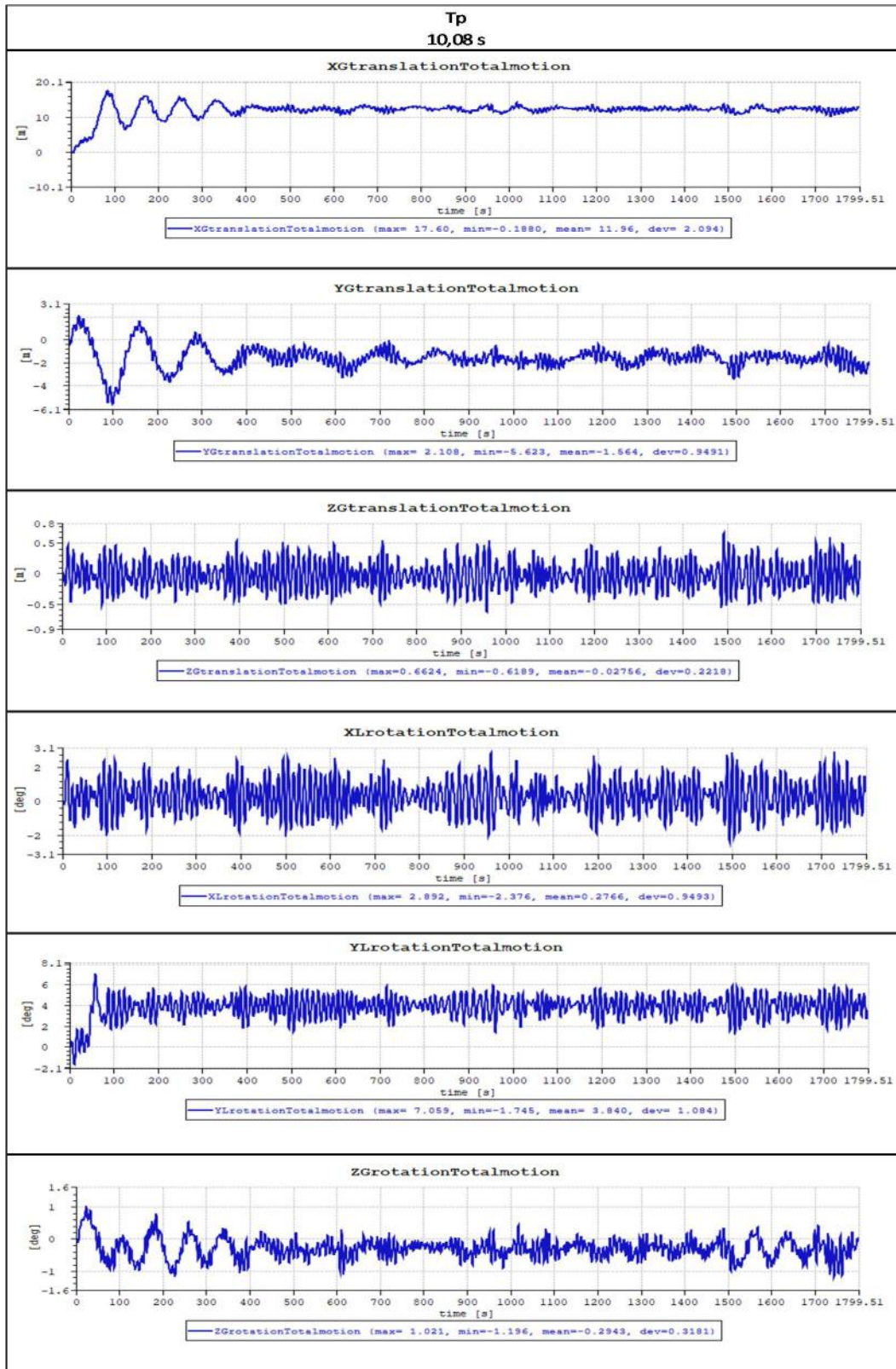
$$\omega = \begin{pmatrix} 0.06 \\ 0.06 \\ 0.083 \\ 0.184 \\ 0.184 \\ 0.37 \end{pmatrix} \quad (\text{Rad / s})$$

Períodos Naturais:

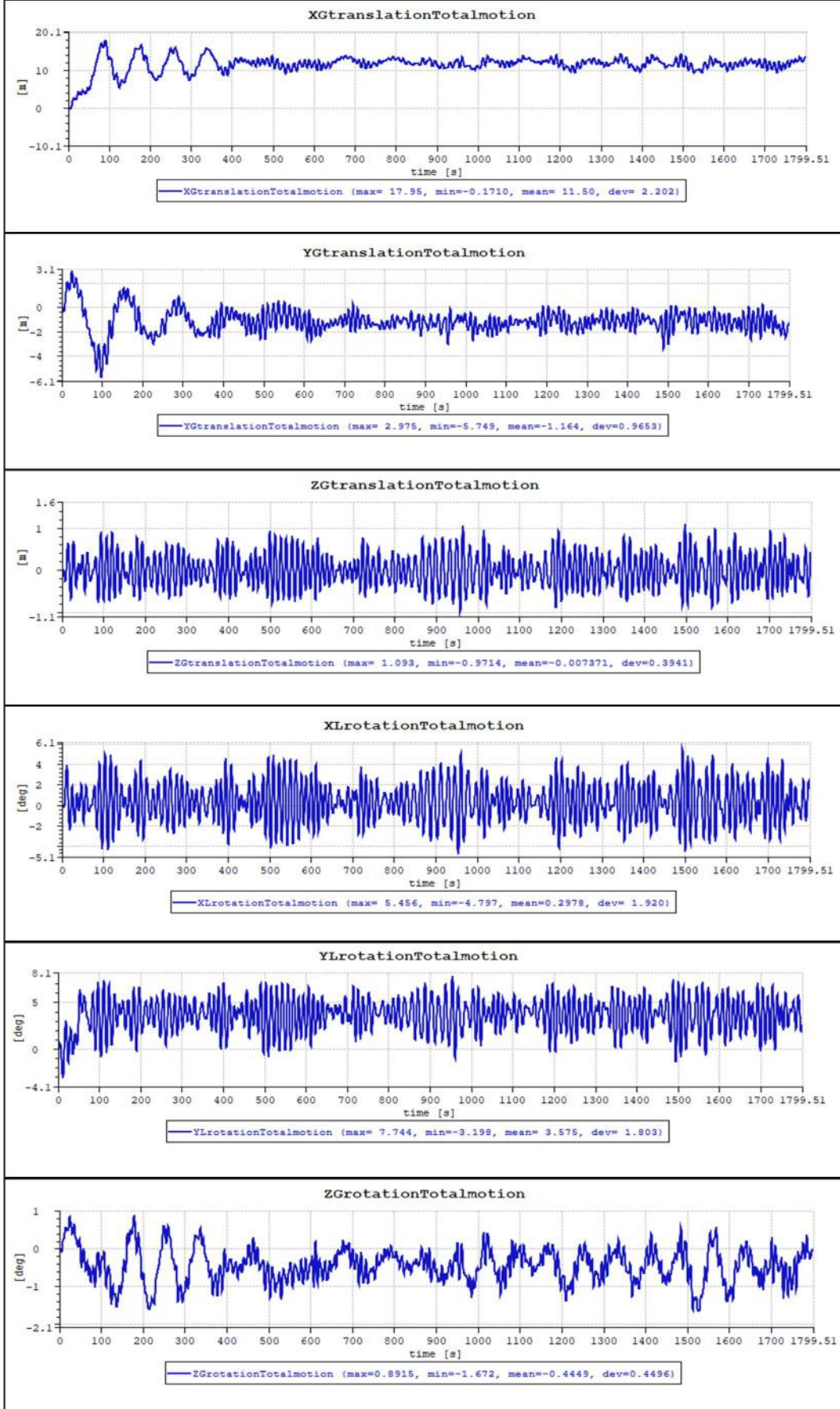
$$i := 1..6 \quad T_{n_i} := \frac{2 \cdot \pi}{\omega_i} \quad \text{Períodos Naturais}$$

$$T_n = \begin{pmatrix} 104.618 \\ 104.618 \\ 76.027 \\ 34.093 \\ 34.093 \\ 16.986 \end{pmatrix} \quad \begin{array}{l} \text{Surge} \\ \text{Sway} \\ \text{Heave} \\ \text{Roll} \\ \text{Pitch} \\ \text{Yaw} \end{array}$$

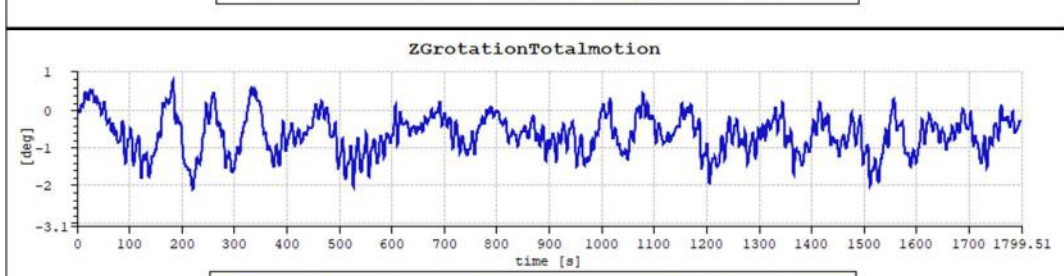
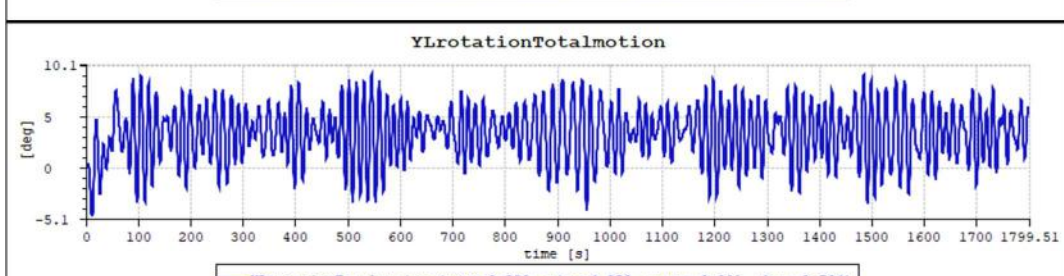
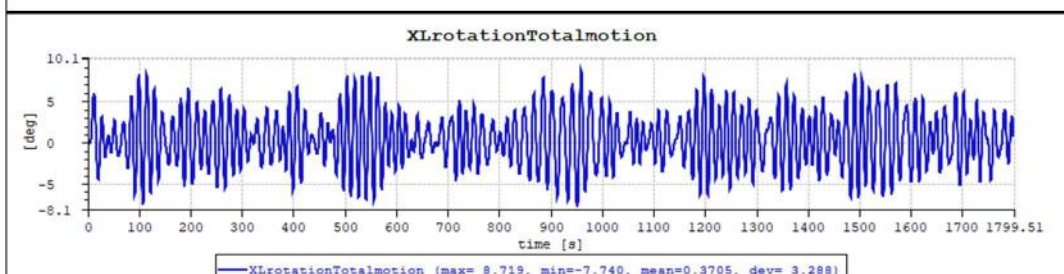
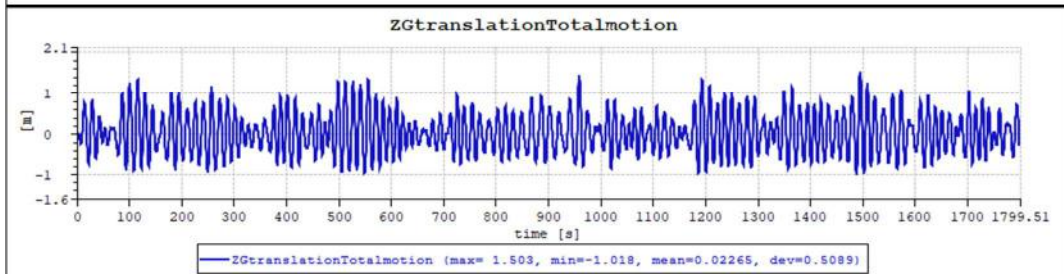
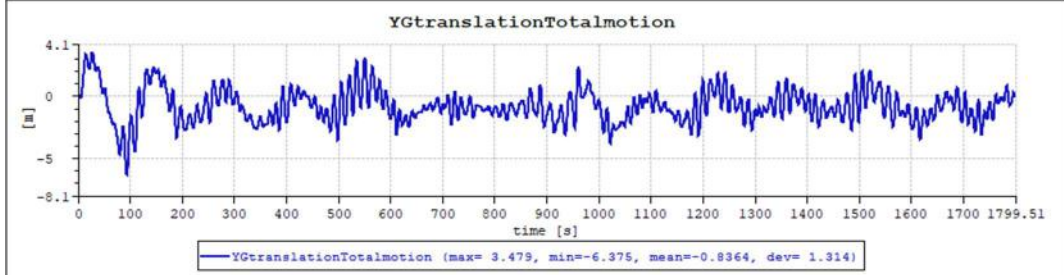
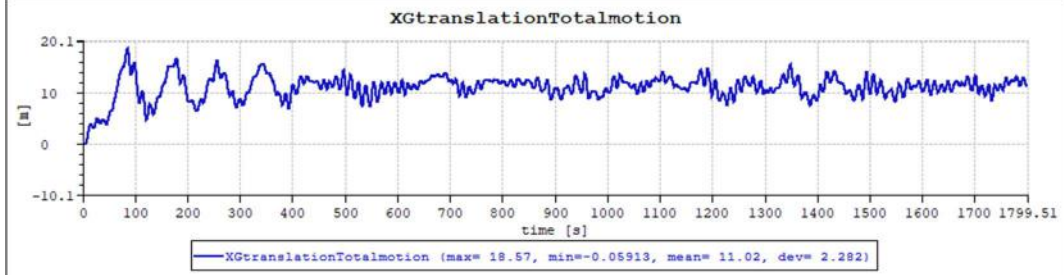
Anexo E - Análise de Movimento com diferentes Tps



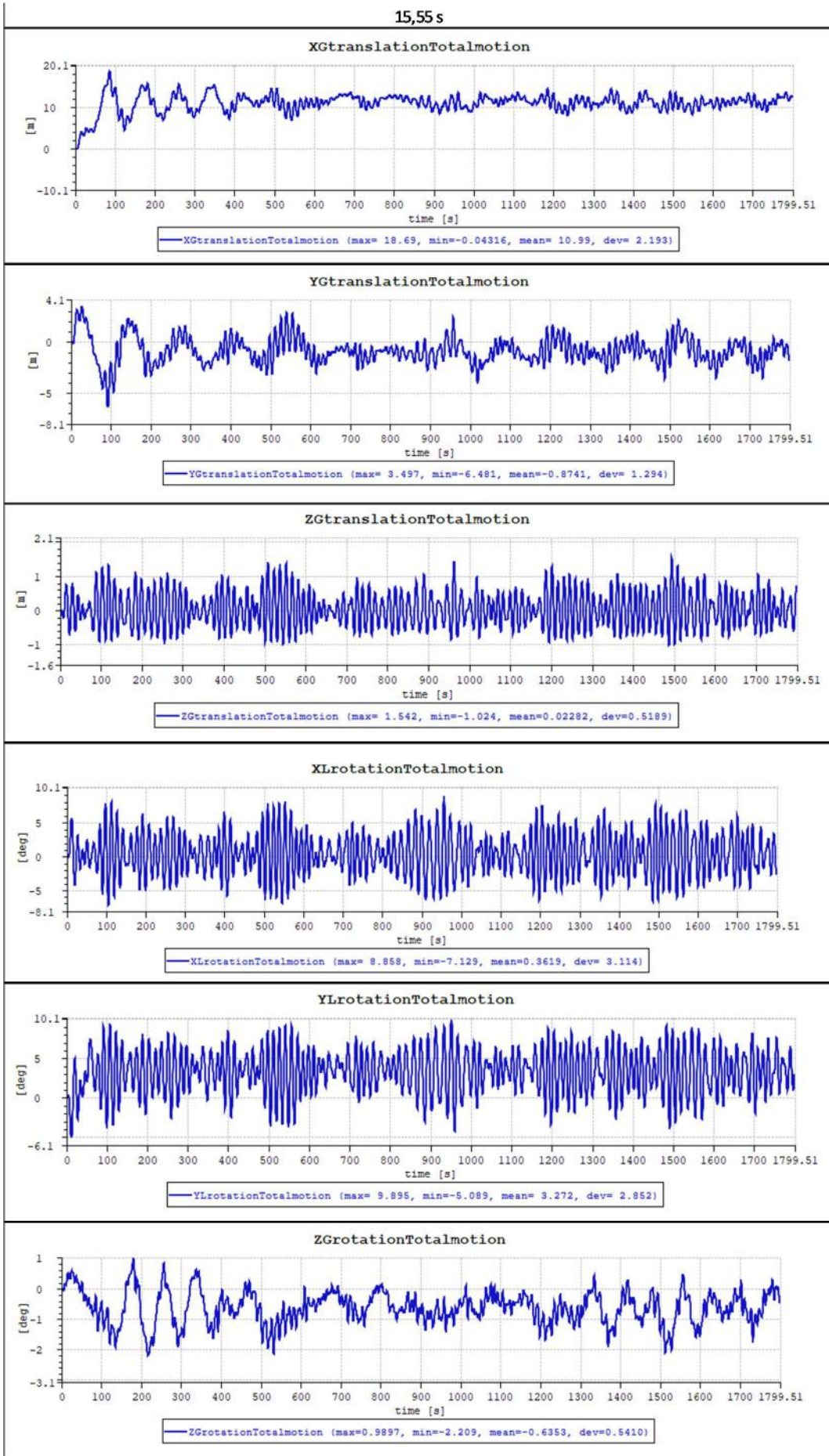
Tp
12,04 s



Tp
14,00s



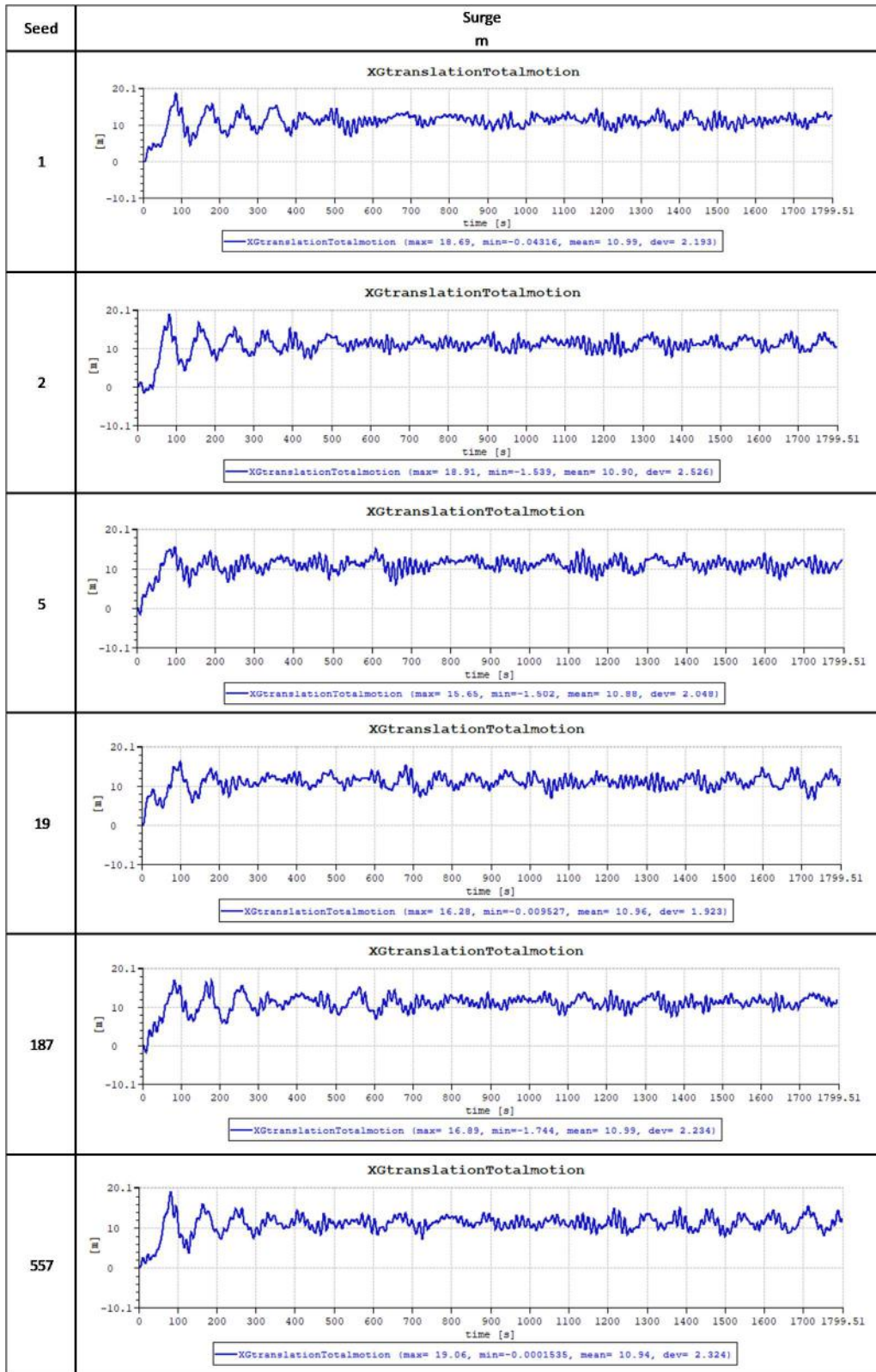
15,55 s

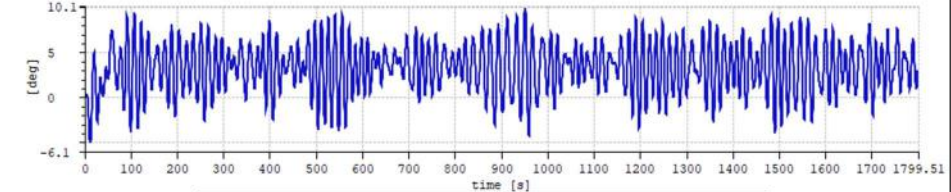
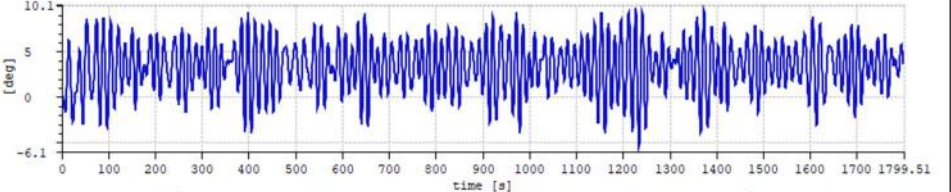
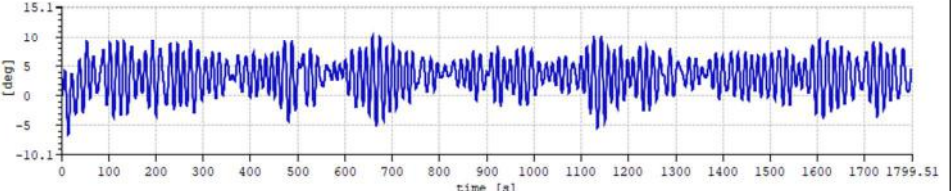
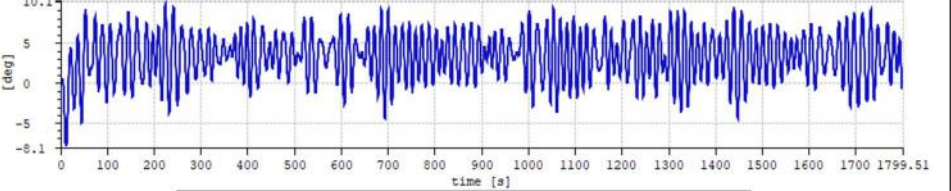
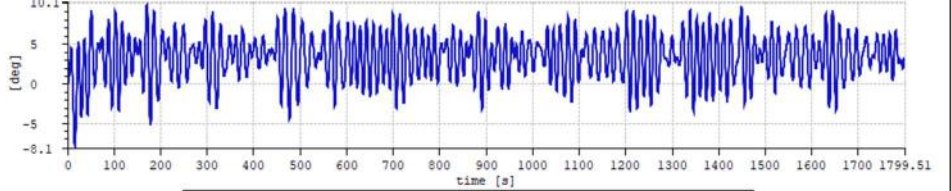
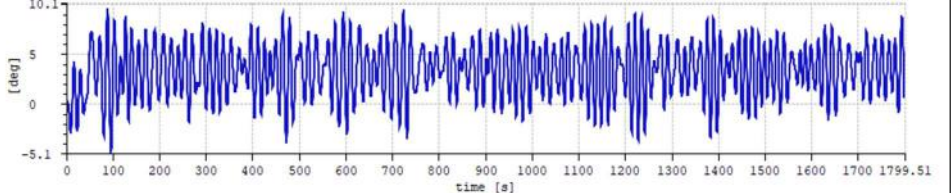


Anexo F – Força de *Thrust* em Diferentes Velocidades de Vento

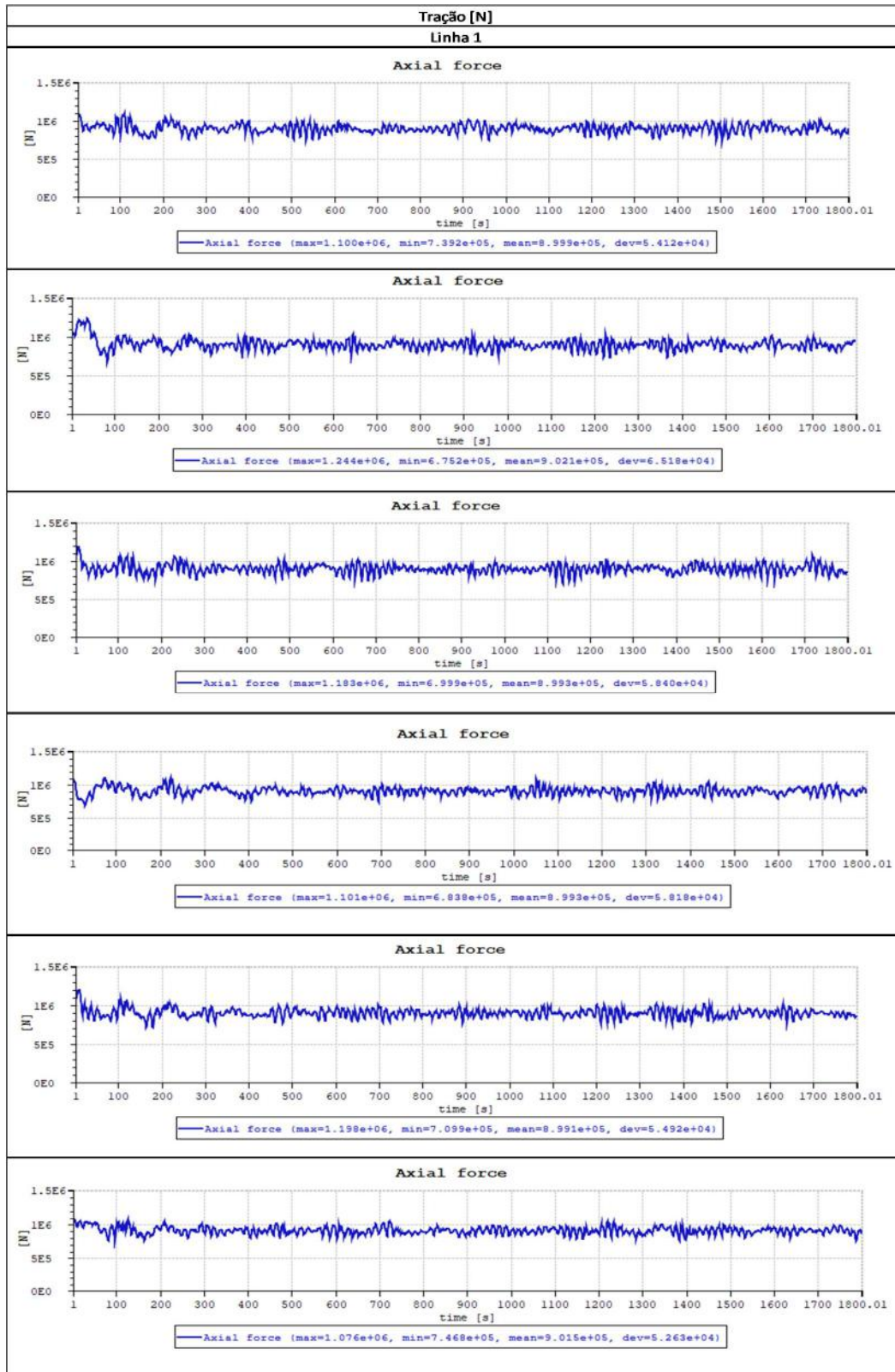
Veloc. Vento m/s	Força de Thrust N
6	<p>Vento = 6 m/s</p> <p>Thrust N</p> <p>tempo s</p>
11.4	<p>Vento = 11,4 m/s</p> <p>Thrust N</p> <p>tempo s</p>
22	<p>Vento = 22 m/s</p> <p>Thrust N</p> <p>tempo s</p>

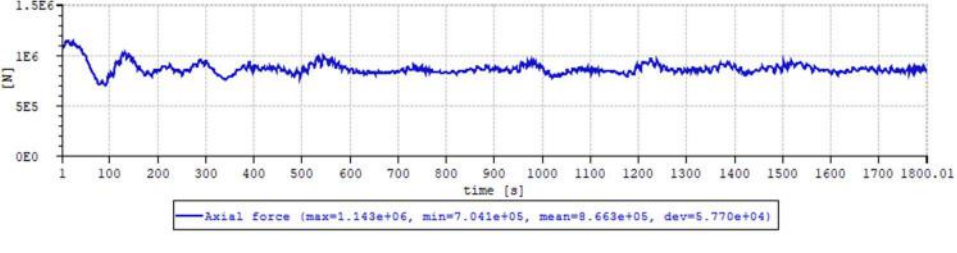
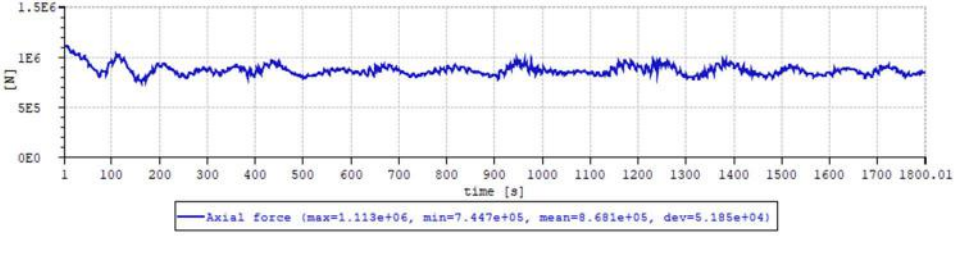
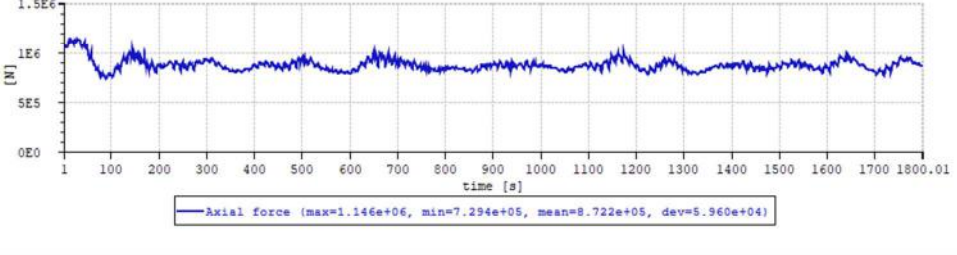
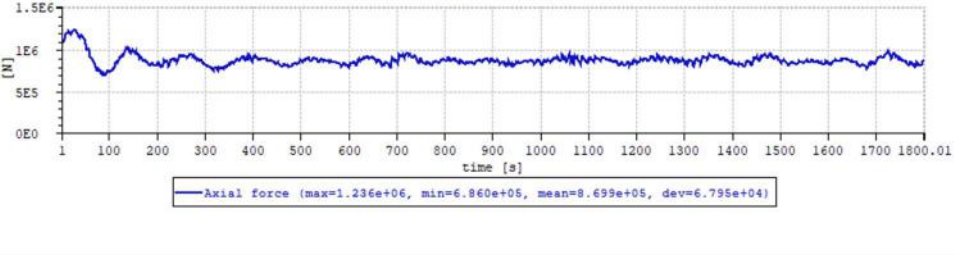
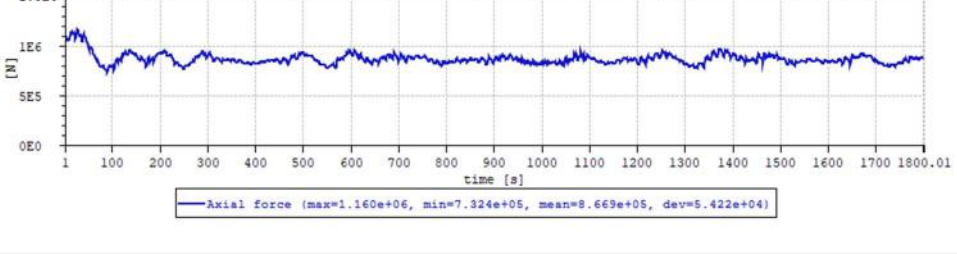
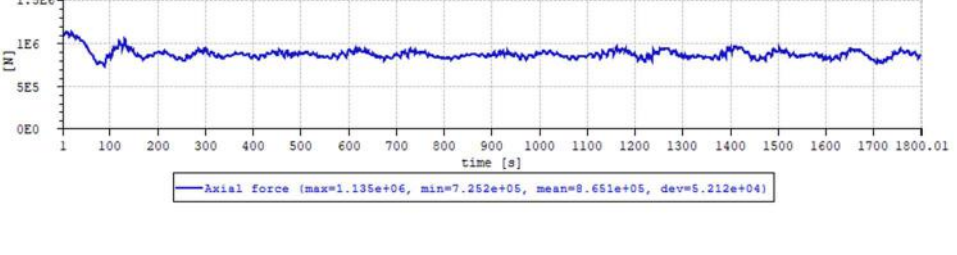
Anexo G – Surge e Pitch do Caso Extremo em diferentes Seeds

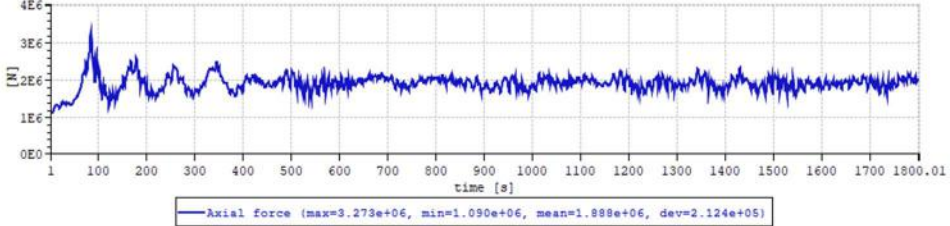
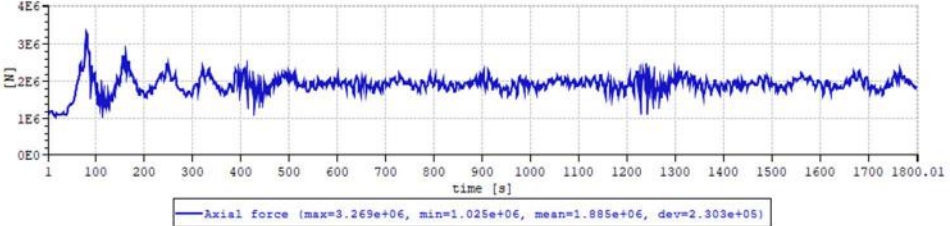
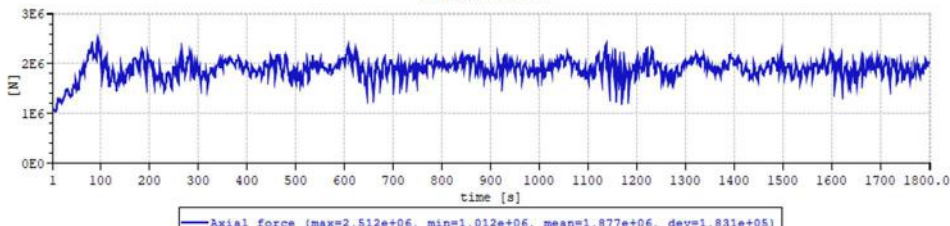
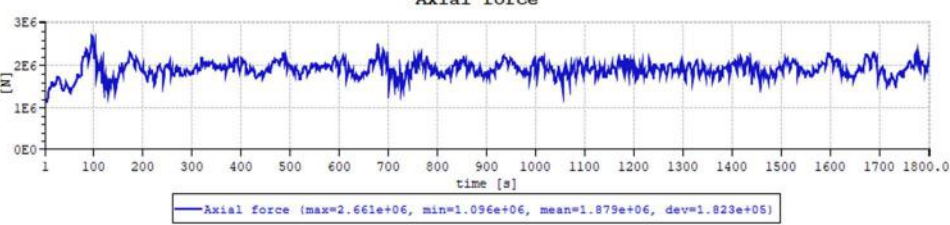
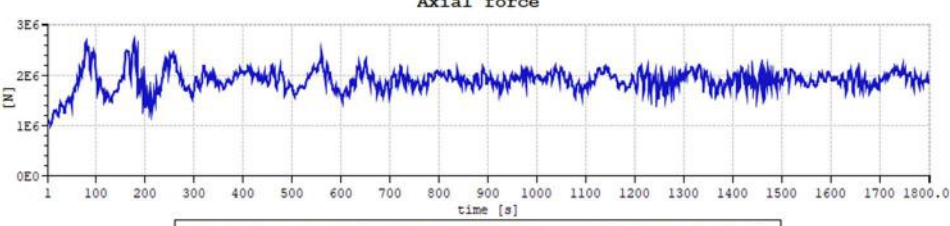
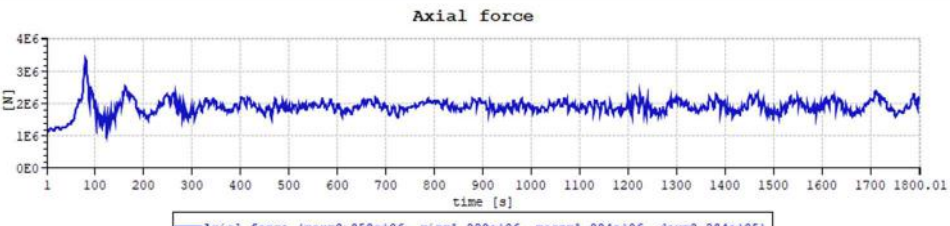


Seed	Pitch graus
1	<p style="text-align: center;">YLrotationTotalmotion</p>  <p style="text-align: center;">time [s]</p> <p style="text-align: center;">— YLrotationTotalmotion (max= 9.895, min=-5.089, mean= 3.272, dev= 2.852)</p>
2	<p style="text-align: center;">YLrotationTotalmotion</p>  <p style="text-align: center;">time [s]</p> <p style="text-align: center;">— YLrotationTotalmotion (max= 9.818, min=-5.487, mean= 3.299, dev= 2.820)</p>
5	<p style="text-align: center;">YLrotationTotalmotion</p>  <p style="text-align: center;">time [s]</p> <p style="text-align: center;">— YLrotationTotalmotion (max= 10.20, min=-6.648, mean= 3.181, dev= 3.089)</p>
19	<p style="text-align: center;">YLrotationTotalmotion</p>  <p style="text-align: center;">time [s]</p> <p style="text-align: center;">— YLrotationTotalmotion (max= 9.725, min=-7.901, mean= 3.233, dev= 2.972)</p>
187	<p style="text-align: center;">YLrotationTotalmotion</p>  <p style="text-align: center;">time [s]</p> <p style="text-align: center;">— YLrotationTotalmotion (max= 9.802, min=-7.812, mean= 3.277, dev= 2.894)</p>
557	<p style="text-align: center;">YLrotationTotalmotion</p>  <p style="text-align: center;">time [s]</p> <p style="text-align: center;">— YLrotationTotalmotion (max= 9.580, min=-4.809, mean= 3.301, dev= 2.752)</p>

Anexo H – Tração nas Linhas de Ancoragem na Condição Extrema em diferentes *Seeds*



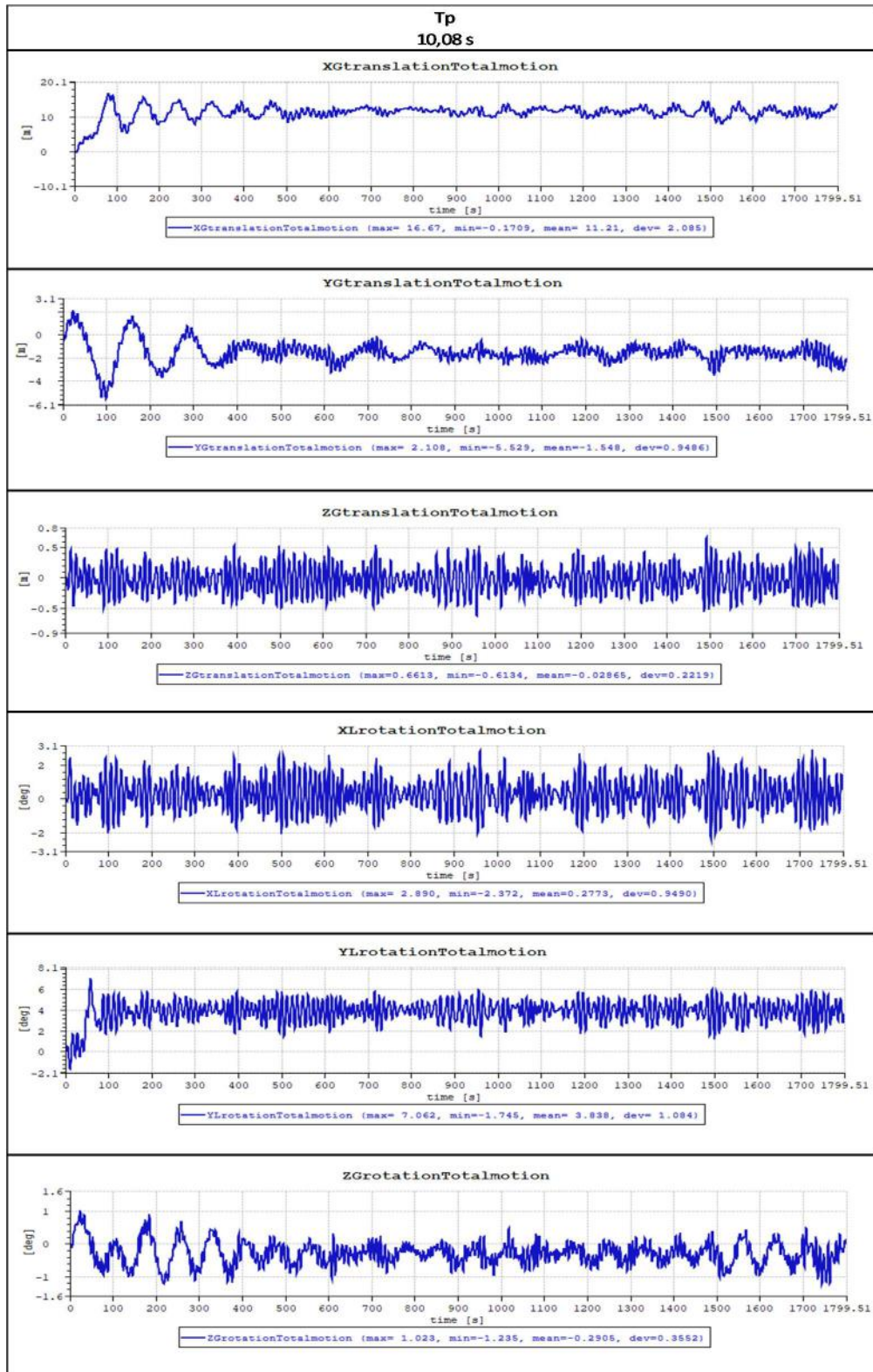
Seed	Máxima Tensão [N]
Linha 2	
1	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 
2	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 
5	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 
19	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 
187	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 
557	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 

Seed	Máxima Tensão [N]
	Linha 3
1	<p>Axial force</p>  <p>Axial force (max=3.273e+06, min=1.090e+06, mean=1.898e+06, dev=2.124e+05)</p>
2	<p>Axial force</p>  <p>Axial force (max=3.269e+06, min=1.025e+06, mean=1.885e+06, dev=2.303e+05)</p>
5	<p>Axial force</p>  <p>Axial force (max=2.512e+06, min=1.012e+06, mean=1.877e+06, dev=1.831e+05)</p>
19	<p>Axial force</p>  <p>Axial force (max=2.661e+06, min=1.096e+06, mean=1.879e+06, dev=1.823e+05)</p>
187	<p>Axial force</p>  <p>Axial force (max=2.690e+06, min=1.007e+06, mean=1.887e+06, dev=2.072e+05)</p>
557	<p>Axial force</p>  <p>Axial force (max=3.358e+06, min=1.098e+06, mean=1.884e+06, dev=2.234e+05)</p>

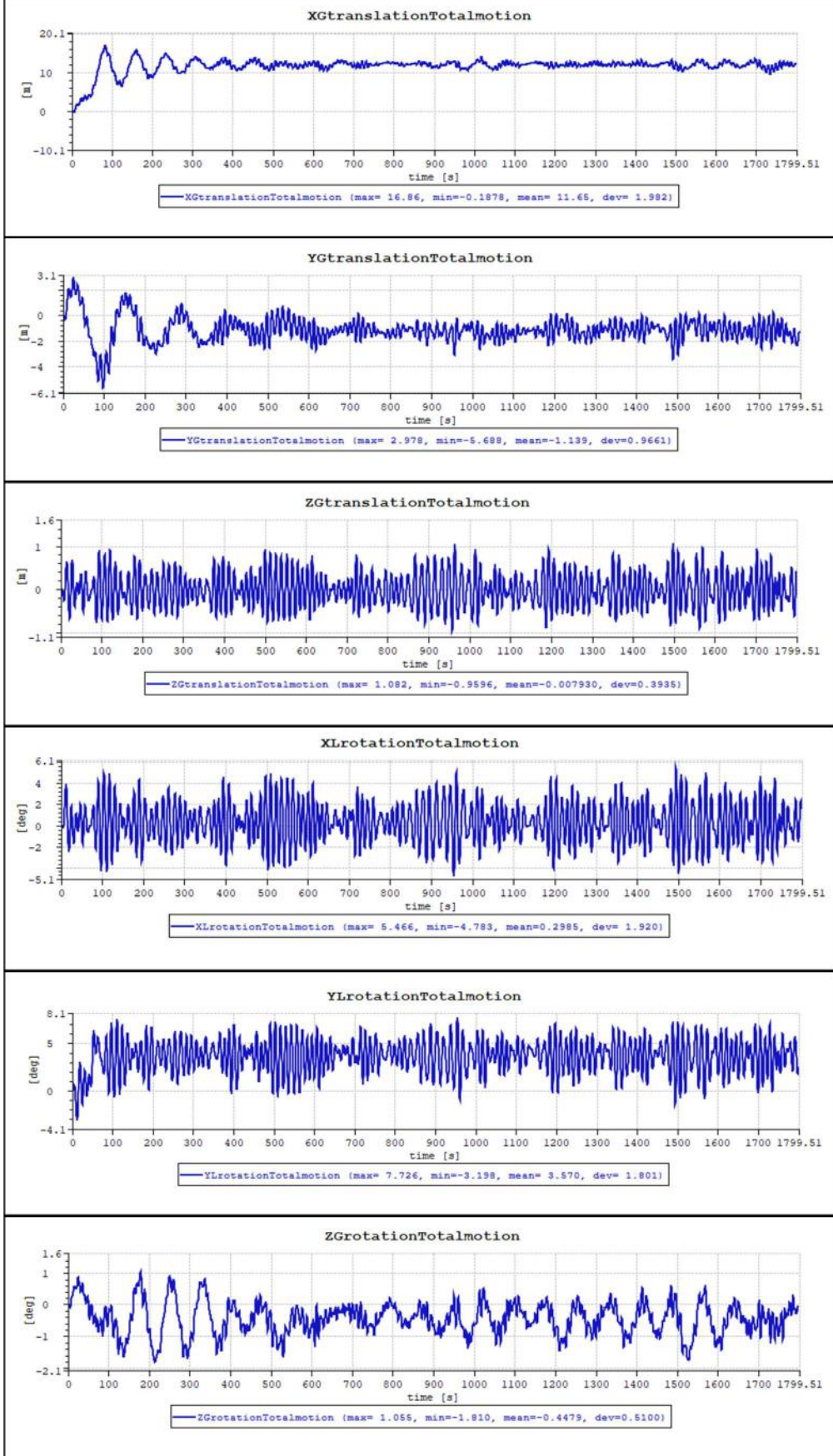
Anexo I – Configuração Amarra Crítica após Análise Dinâmica

Nó	x [m]	y [m]	d [m]	profundidade
1	12,43	34,93	37,08	-5,015
2	24,54	55,53	60,71	-19,85
3	36,79	76,37	84,77	-34,25
4	49,18	97,44	109,15	-48,21
5	61,71	118,70	133,78	-60,96
6	74,37	140,30	158,79	-73,29
7	87,16	162,00	183,96	-85,19
8	100,10	184,00	209,47	-96,66
9	113,10	206,20	235,18	-107,6
10	126,30	228,60	261,17	-117,5
11	139,60	251,20	287,38	-126,1
12	153,00	273,90	313,74	-134,3
13	166,50	296,90	340,40	-142
14	180,10	320,00	367,20	-149,3
15	193,70	343,20	394,09	-156,1
16	207,50	366,60	421,25	-162,5
17	221,30	390,10	448,50	-168,5
18	235,30	413,80	476,02	-174
19	249,20	437,50	503,49	-179
20	263,30	461,30	531,15	-183,4
21	277,30	485,20	558,85	-187,4
22	291,40	509,20	586,68	-190,9
23	305,50	533,10	614,43	-193,8
24	319,70	557,20	642,40	-196,2
25	333,80	581,20	670,24	-198
26	348,00	605,20	698,12	-199,3
27	362,20	629,20	726,00	-200
28	376,30	653,30	753,92	-200
29	390,50	677,30	781,81	-200
30	404,60	701,30	809,64	-200
31	418,80	725,40	837,61	-200
Amarra apoiada no solo [m]				111,61

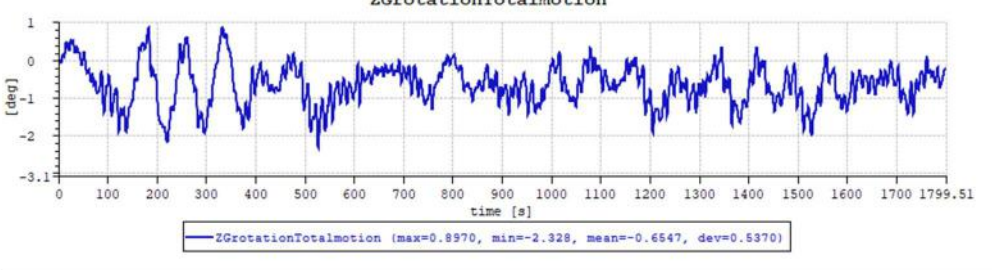
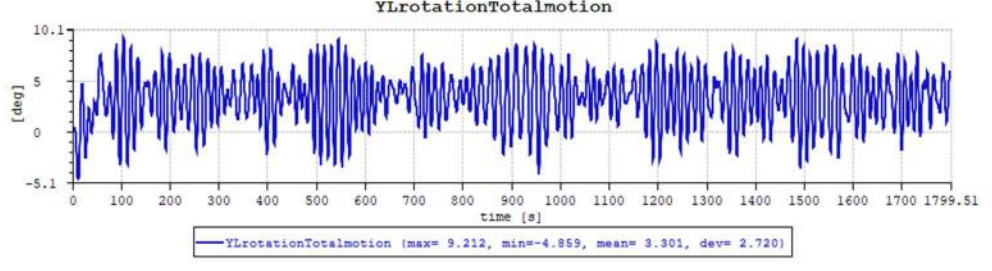
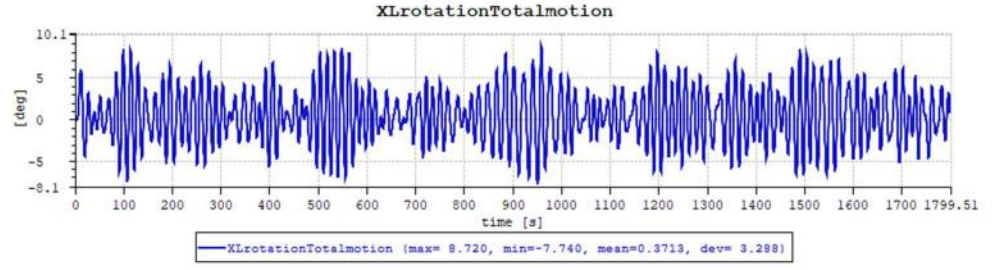
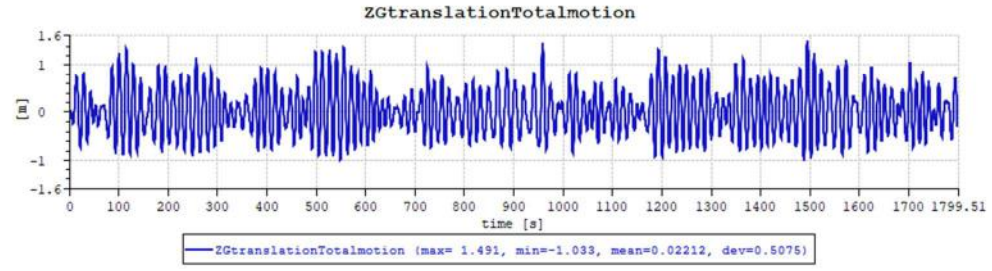
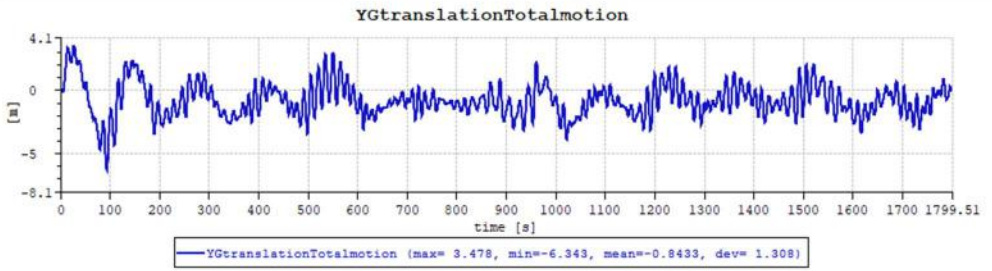
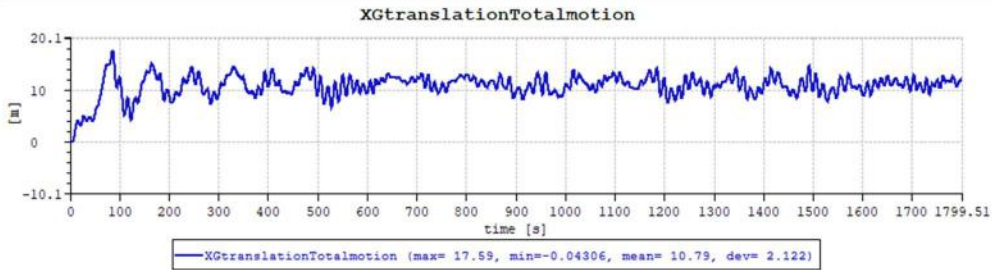
Anexo J – Sistema de Ancoragem Proposto - Análise de Movimento com diferentes Tps



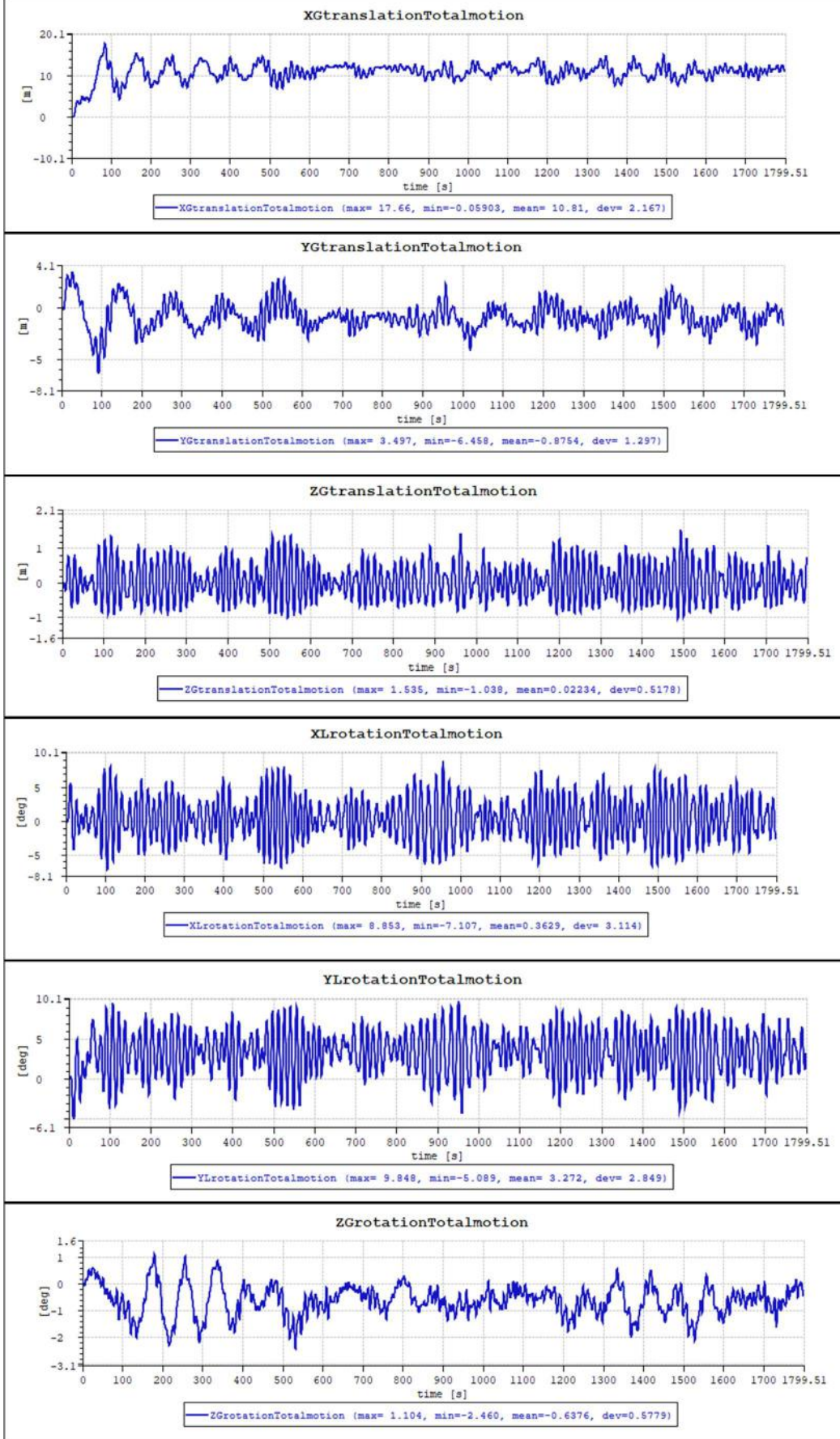
Tp
12,04 s



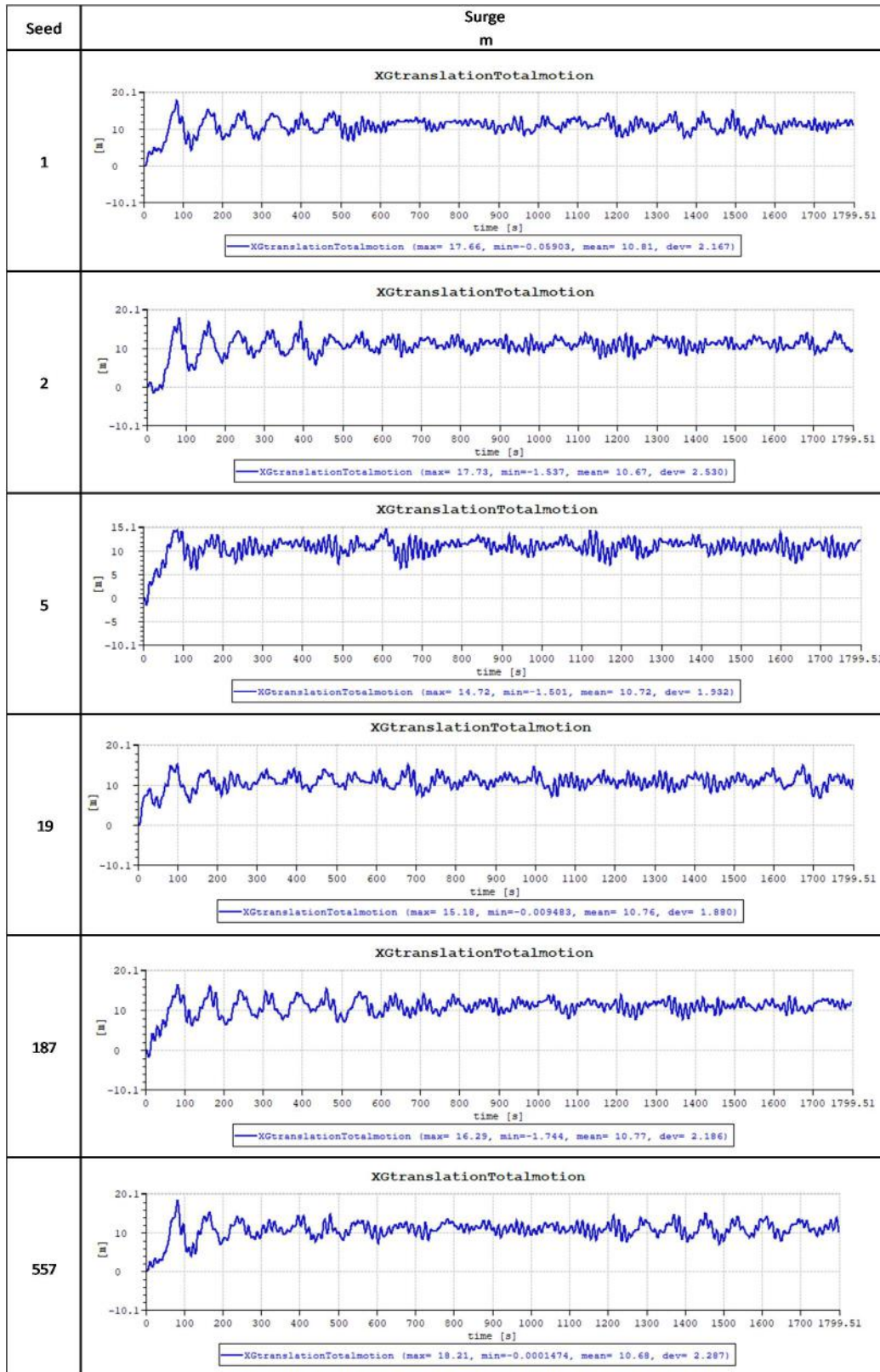
Tp
14,00s

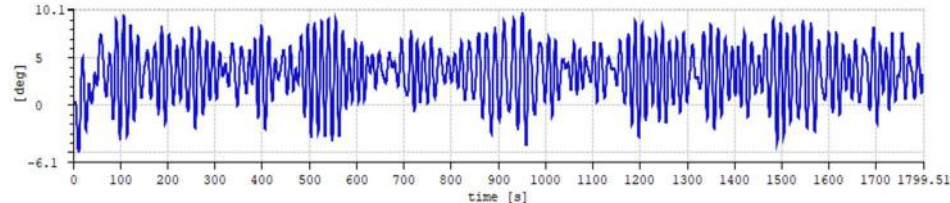
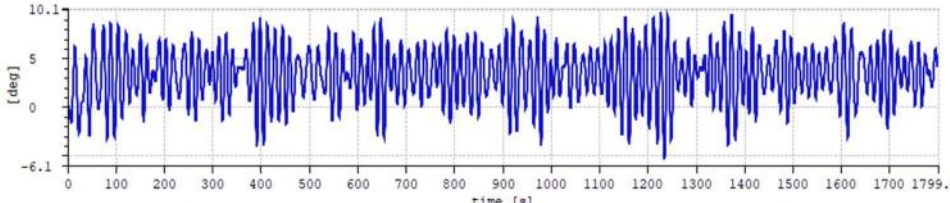
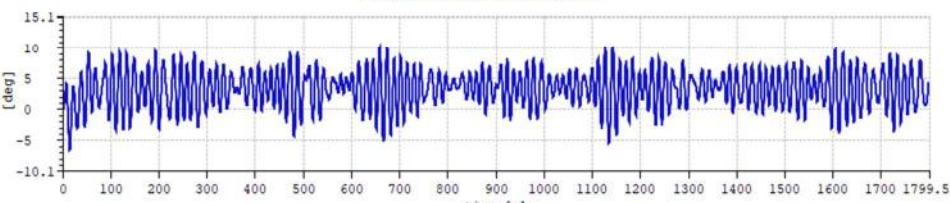
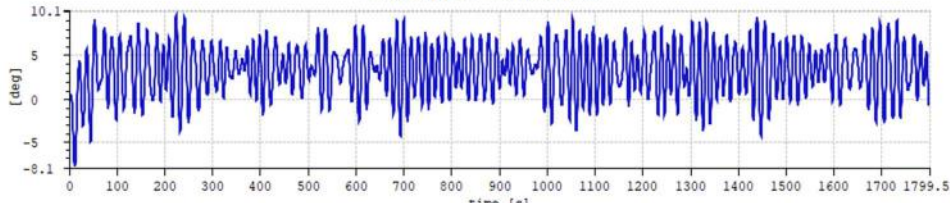
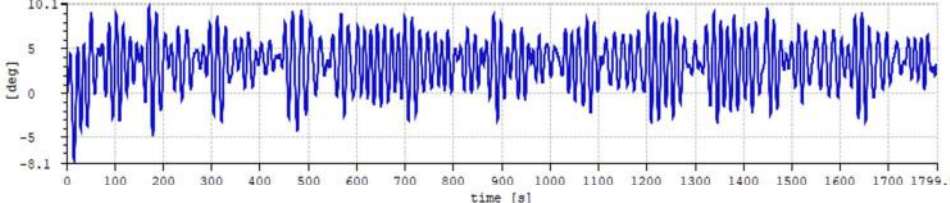
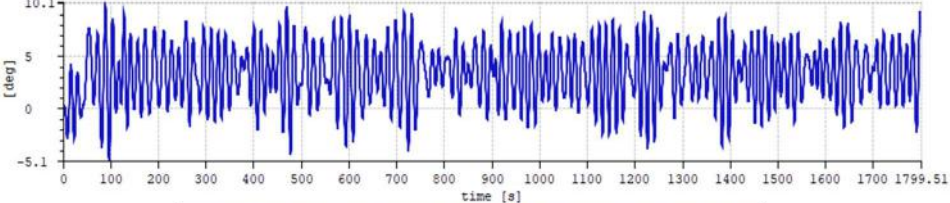


Tp
15,55 s

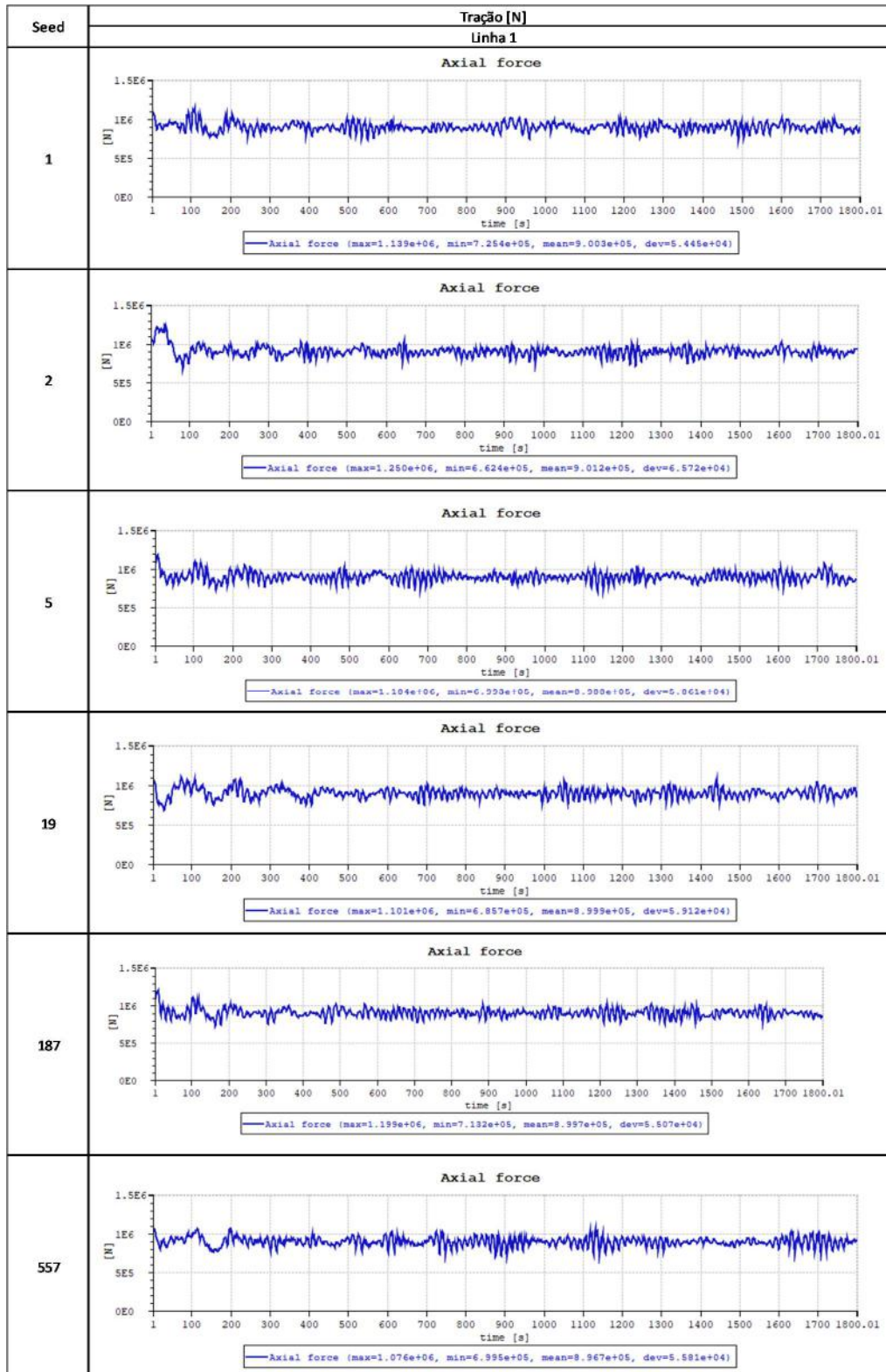


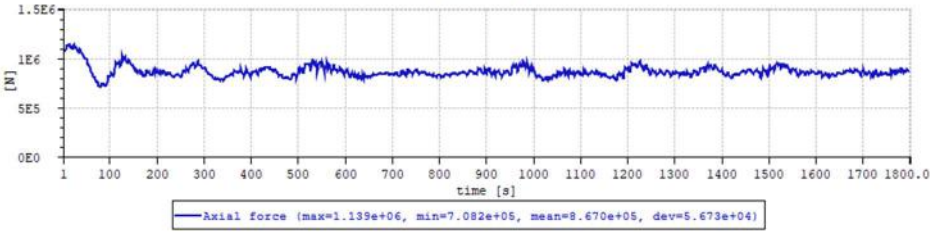
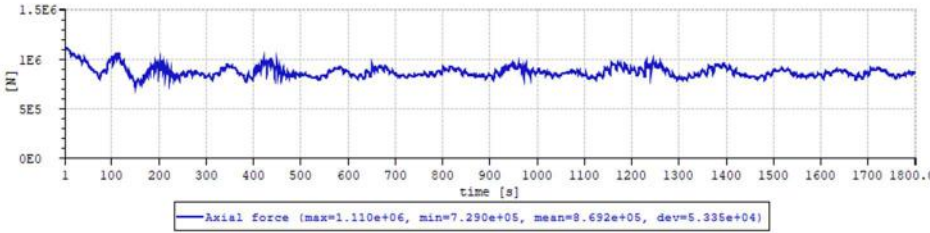
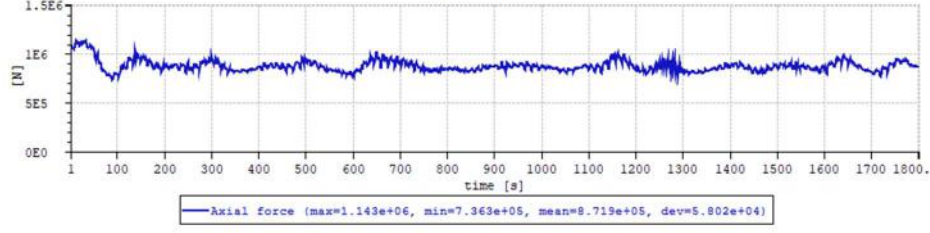
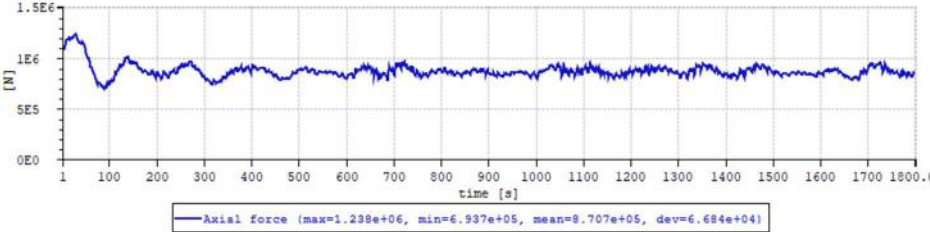
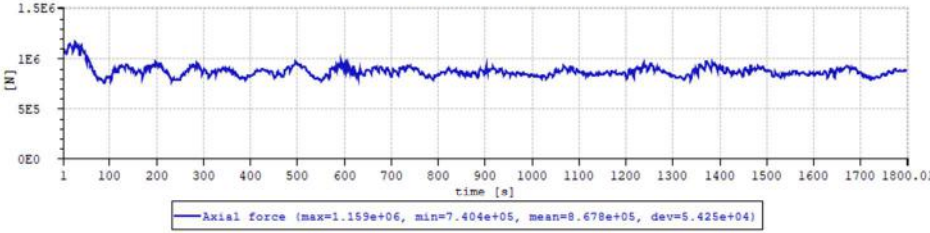
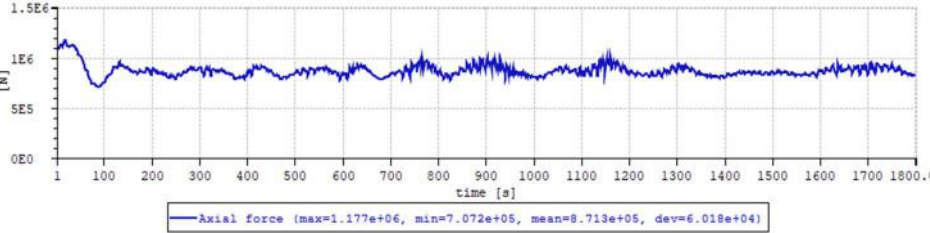
Anexo K – Sistema de Ancoragem Proposto - *Surge e Pitch em diferentes Seeds*

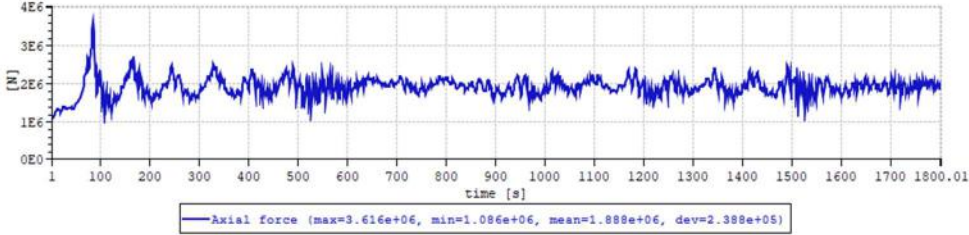
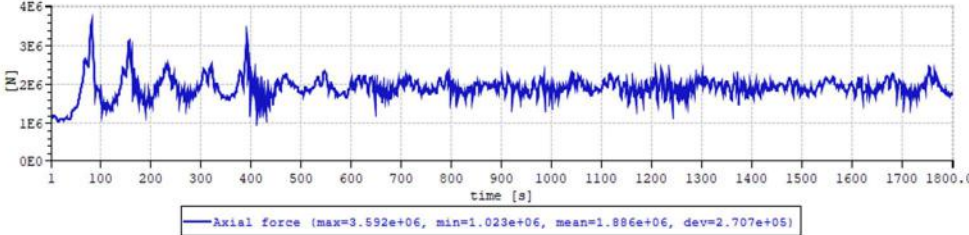
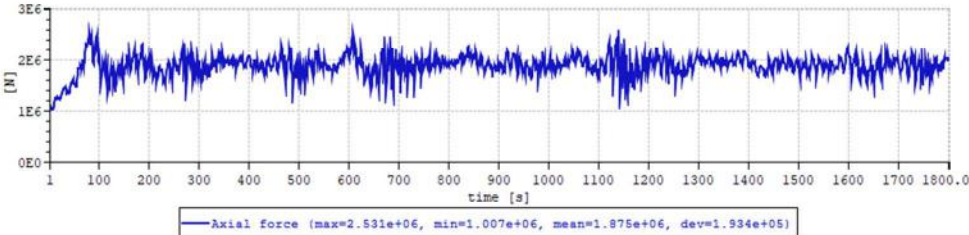
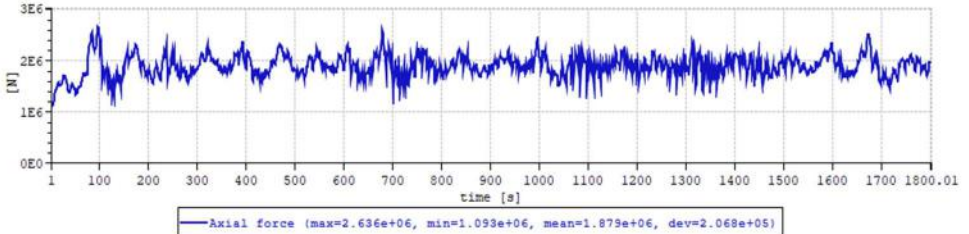
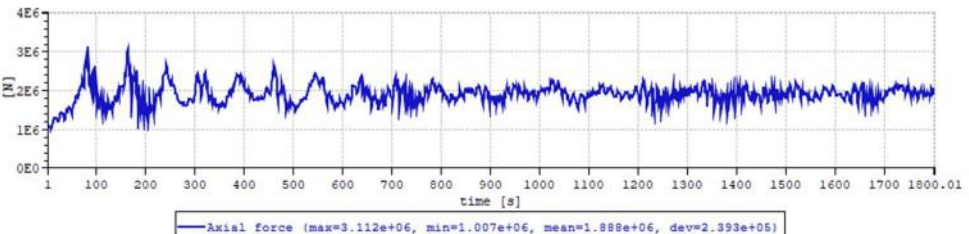
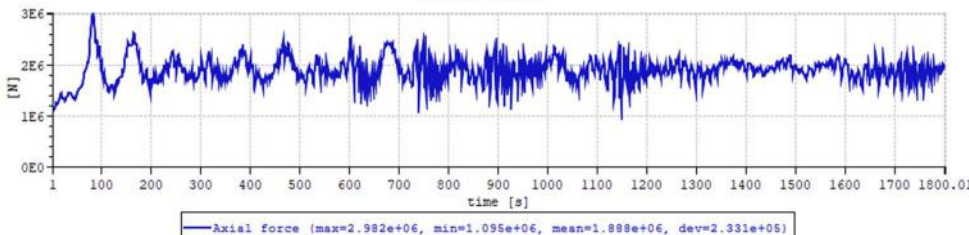


Seed	Pitch graus
1	<p data-bbox="724 255 956 277">YLrotationTotalmotion</p>  <p data-bbox="359 347 391 392">[deg]</p> <p data-bbox="821 459 885 481">time [s]</p> <p data-bbox="550 488 1129 510">—YLrotationTotalmotion (max= 9.848, min=-5.089, mean= 3.272, dev= 2.849)</p>
2	<p data-bbox="724 546 956 568">YLrotationTotalmotion</p>  <p data-bbox="359 638 391 683">[deg]</p> <p data-bbox="821 750 885 772">time [s]</p> <p data-bbox="550 779 1129 801">—YLrotationTotalmotion (max= 9.834, min=-5.436, mean= 3.292, dev= 2.819)</p>
5	<p data-bbox="724 837 956 860">YLrotationTotalmotion</p>  <p data-bbox="359 929 391 974">[deg]</p> <p data-bbox="821 1041 885 1064">time [s]</p> <p data-bbox="550 1070 1129 1093">—YLrotationTotalmotion (max= 10.19, min=-6.647, mean= 3.175, dev= 3.086)</p>
19	<p data-bbox="724 1128 956 1151">YLrotationTotalmotion</p>  <p data-bbox="359 1220 391 1265">[deg]</p> <p data-bbox="821 1332 885 1355">time [s]</p> <p data-bbox="550 1361 1129 1384">—YLrotationTotalmotion (max= 9.670, min=-7.902, mean= 3.238, dev= 2.968)</p>
187	<p data-bbox="724 1420 956 1442">YLrotationTotalmotion</p>  <p data-bbox="359 1512 391 1556">[deg]</p> <p data-bbox="821 1624 885 1646">time [s]</p> <p data-bbox="550 1653 1129 1675">—YLrotationTotalmotion (max= 9.744, min=-7.812, mean= 3.270, dev= 2.890)</p>
557	<p data-bbox="724 1711 956 1733">YLrotationTotalmotion</p>  <p data-bbox="359 1803 391 1848">[deg]</p> <p data-bbox="821 1915 885 1937">time [s]</p> <p data-bbox="550 1944 1129 1966">—YLrotationTotalmotion (max= 9.839, min=-4.891, mean= 3.254, dev= 2.883)</p>

Anexo L – Tração nas Linhas no Sistema de Ancoragem Proposto em diferentes *Seeds*



Seed	Tração [N] Linha 2
1	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 
2	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 
5	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 
19	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 
187	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 
557	<p style="text-align: center;">Axial force</p> 

Seed	Tração [N] Linha 3
1	<p data-bbox="778 248 906 271">Axial force</p> 
2	<p data-bbox="778 524 906 546">Axial force</p> 
5	<p data-bbox="778 799 906 822">Axial force</p> 
19	<p data-bbox="778 1075 906 1097">Axial force</p> 
187	<p data-bbox="778 1350 906 1373">Axial force</p> 
557	<p data-bbox="778 1626 906 1648">Axial force</p> 

Anexo M – Amarra Crítica do Sistema de Ancoragem Proposto após Análise Dinâmica

Nó	x [m]	y [m]	d [m]	profundidade
1	12,46	34,92	37,08	-5,6
2	23,36	53,42	58,30	-18,84
3	34,38	72,13	79,90	-31,65
4	45,51	91,02	101,76	-44,07
5	56,76	110,1	123,87	-55,71
6	68,11	129,4	146,23	-66,94
7	79,58	148,8	168,74	-77,81
8	91,15	168,5	191,57	-88,28
9	102,8	188,3	214,53	-98,35
10	114,6	208,2	237,66	-108
11	126,5	228,4	261,09	-117,1
12	138,4	248,7	284,62	-125,2
13	150,5	269,1	308,33	-132,6
14	162,6	289,7	332,21	-139,6
15	174,9	310,4	356,28	-146,3
16	187,2	331,3	380,53	-152,6
17	199,5	352,3	404,86	-158,6
18	212	373,4	429,39	-164,1
19	224,5	394,6	453,99	-169,3
20	237	415,8	478,60	-174,2
21	249,6	437,2	503,43	-178,6
22	262,3	458,6	528,31	-182,7
23	274,9	480,1	553,23	-186,4
24	287,6	501,6	578,20	-189,6
25	300,4	523,2	603,31	-192,4
26	313,1	544,8	628,36	-194,8
27	325,9	566,4	653,47	-196,8
28	338,6	588	678,52	-198,3
29	351,4	609,6	703,63	-199,4
30	364,2	631,2	728,74	-200
31	376,9	652,8	753,79	-200
Amarra no chão [m]				25,06