

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO DE JOINVILLE
CURSO DE ENGENHARIA NAVAL

MATHEUS MARCIANO FERRI

PROJETO PRELIMINAR DO SISTEMA DE ANCORAGEM DE UMA PLATAFORMA
OCEÂNICA: VALIDAÇÃO E VERIFICAÇÃO DE FERRAMENTAS
COMPUTACIONAIS

Joinville

2022

MATHEUS MARCIANO FERRI

PROJETO PRELIMINAR DO SISTEMA DE ANCORAGEM DE UMA PLATAFORMA
OCEÂNICA: VALIDAÇÃO E VERIFICAÇÃO DE FERRAMENTAS
COMPUTACIONAIS

Trabalho apresentado como requisito para
obtenção do título de bacharel no Curso de
Graduação em Engenharia Naval do
Centro Tecnológico de Joinville da
Universidade Federal de Santa Catarina.

Orientador: Dr. Thiago Pontin Tancredi

Joinville

2022

MATHEUS MARCIANO FERRI

PROJETO PRELIMINAR DO SISTEMA DE ANCORAGEM DE UMA PLATAFORMA
OCEÂNICA: VALIDAÇÃO E VERIFICAÇÃO DE FERRAMENTAS
COMPUTACIONAIS

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do título de bacharel em Engenharia Naval, na Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico de Joinville.

Joinville (SC), 25 de julho de 2022.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Thiago Pontin Tancredi
Orientador/Presidente
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Leonardo Moreto Elias
Membro
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Bernardo Luiz Rodrigues Andrade
Membro
Universidade de São Paulo

Dedico este trabalho à minha família, amigos e professores.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que me proporcionou saúde e resiliência para concluir essa jornada.

À minha família, em especial meus pais, Claudio e Alessandra, e minha avó, Irene, que não pouparam esforços durante toda a graduação, sempre me incentivando e confortando nos momentos necessários.

À minha namorada, Carolina, que sempre esteve comigo nos momentos bons e ruins, me motivando a superar em conjunto todas as dificuldades. Agradeço também a toda sua família que sempre demonstrou carinho e admiração pelos meus projetos.

Aos meus amigos, que me acolheram e me apoiaram, tornando suportável a experiência de estar distante da família.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Thiago Pontin Tancredi, que me acompanhou na fase final do curso e que através de confiança depositada em mim, conselhos e ensinamentos, tornou-se uma figura fundamental para minha formação.

Por fim, agradeço em especial a Petrobras S.A., que possibilitou o desenvolvimento deste trabalho, através do fornecimento de dados e do financiamento da pesquisa através da FEESC, e ao laboratório de simulação naval pelas instalações, proporcionando um ambiente adequado para o desenvolvimento do trabalho.

RESUMO

Desde sua descoberta até os dias atuais, o petróleo ocupa um importante papel na cadeia global de geração de energia. Dado que grande parte das reservas espalhadas pelo mundo estão situadas no leito dos oceanos, as plataformas marítimas são elementos essenciais para viabilizar a exploração desse recurso. No entanto, por estarem sujeitas a ações ambientais severas, um dos sistemas mais importantes no projeto de unidades flutuantes é o sistema de ancoragem, o qual impede que os deslocamentos resultantes das ações combinadas de vento, mar e corrente possam danificar os sistemas de perfuração e/ou extração de petróleo. Dessa forma, busca-se no projeto de ancoragem uma configuração ideal, que minimize os deslocamentos sem comprometer o custo final do projeto. Por sua vez, as ferramentas computacionais que auxiliam projetos complexos de engenharia têm sido cada vez mais empregadas, pois o desenvolvimento e a acessibilidade de novas tecnologias permitem projetar, analisar e verificar inúmeras condições, a fim de se obter o maior número de informações a respeito do comportamento dos projetos. Nesse sentido, este trabalho apresenta um estudo acerca do sistema de ancoragem do tipo *spread mooring*, levantando os principais pontos sobre o tema, focando nos esforços sofridos pela unidade em decorrência de diferentes condições ambientais. Além disso, será feita uma verificação numérica e analítica das ferramentas computacionais Dynasim e Exmoor, utilizando três casos representativos de sistemas típicos de exploração oceânica. Por fim, será realizado um processo de otimização usando o algoritmo MBA e a ferramenta Synapse Offshore, buscando aprimorar o desempenho do sistema de ancoragem de uma plataforma do tipo FPSO já existente. Os resultados ajudaram a identificar diversos *bugs* e diferenças entre as ferramentas, mas que, no entanto, não impediram um processo convergente de otimização.

Palavras-chave: Ancoragem. Plataforma flutuante. Condições ambientais. Otimização. Ferramenta computacional.

ABSTRACT

From its discovery until today, oil plays an important role in the global chain of energy generation. Given that a large part of the reserves around the world are located on the ocean floor, offshore platforms are essential elements to enable the exploitation of this resource. However, because they are subject to severe environmental actions, one of the most important systems in the design of floating units is the anchoring system, which prevents the displacements resulting from the combined actions of wind, sea, and current from damaging the drilling and/or oil extraction systems. Thus, the anchoring project seeks an ideal configuration that minimizes displacements without compromising the final cost of the project. In turn, computational tools that assist complex engineering projects have been increasingly employed, because the development and accessibility of new technologies allow designing, analyzing, and verifying countless conditions in order to obtain the most information about the behavior of the projects. In this sense, this paper presents a study about the spread mooring system, raising the main points about the subject, focusing on the efforts suffered by the unit due to different environmental conditions. In addition, a numerical and analytical verification of the computational tools Dynasim and Exmoor will be done, using three representative cases of typical ocean exploration systems. Finally, an optimization process will be performed using the MBA algorithm and the Synapse Offshore tool, seeking to improve the performance of the mooring system of an existing FPSO-type platform. The results helped to identify several bugs and differences between the tools, which, however, did not prevent a convergent optimization process.

Keywords: Mooring. Offshore platform. Environmental conditions. Optimization. Computational tool.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Plataforma semissubmersível (à esquerda) x FPSO (à direita)	19
Figura 2 – Sistema de ancoragem e de <i>risers</i>	20
Figura 3 – Sistema de ancoragem convencional.....	23
Figura 4 – Arranjo do sistema de ancoragem tipo <i>Spread Mooring</i>	24
Figura 5 – Nomenclatura de uma linha em catenária.....	25
Figura 6 – Modelagem matemática de uma linha em catenária.....	26
Figura 7 – Sistema de coordenadas global	27
Figura 8 – Sistema de coordenadas local	27
Figura 9 – Graus de liberdade de uma embarcação	28
Figura 10 – Ângulos de aproamento e de <i>yaw</i>	29
Figura 11 – Exemplo de espectro de JONSWAP	33
Figura 12 – Exemplo de curva de restauração.....	36
Figura 13 – Abordagem desacoplada	38
Figura 14 – Abordagem acoplada	39
Figura 15 – Metodologia do trabalho.....	40
Figura 16 – Sistema de coordenadas global Dynasim x Exmoor	41
Figura 17 – Metodologia da verificação das ferramentas.....	42
Figura 18 – Dados da unidade semissubmersível.....	43
Figura 19 – Dados da unidade FPSO-A.....	43
Figura 20 – Dados da unidade FPSO-B.....	43
Figura 21 – Convenção para o ângulo de incidência α	47
Figura 22 – Relação entre o ângulo de condição de vento/ondas e o ângulo α	48
Figura 23 – Relação entre o ângulo de condição de corrente e o ângulo α	49
Figura 24 – Ângulo de deslocamento para geração da curva de restauração	50
Figura 25 – Parâmetros avaliados para análise da posição de equilíbrio	51
Figura 26 – Linhas de ancoragem do estudo de caso.....	52
Figura 27 – Linhas de ancoragem do FPSO-C	53
Figura 28 – Posicionamento dos grupos de ancoragem da FPSO-C.....	54
Figura 29 – Definições do otimizador MBA	57
Figura 30 – Modelo de otimização tipo A no Synapse	60
Figura 31 – Modelo de otimização tipo B no Synapse	61

Figura 32 – Arranjo de ancoragem inicial da plataforma FPSO-A.....	62
Figura 33 – Posicionamento dos grupos de ancoragem para a plataforma FPSO-A	62
Figura 34 – Arranjo lido pelo Dynasim (à esquerda) x Exmoor (à direita)	67
Figura 35 – Aproamento das plataformas Dynasim (em cima) x Exmoor (embaixo).	68
Figura 36 – Configuração de simetria no Dynasim.....	71
Figura 37 – Curva de Restauração para 0°	79
Figura 38 – Deslocamento para os casos de vento	81
Figura 39 – Deslocamento para os casos de corrente	81
Figura 40 – Deslocamento para os casos de onda	82
Figura 41 – Resultado da otimização para o caso com 57 condições ambientais	85
Figura 42 – Resultado da otimização para condições que vêm do Norte	86
Figura 43 – Resultado da otimização para condições que vêm do Leste	86
Figura 44 – Coeficientes aerodinâmico para a plataforma semissubmersível	93
Figura 45 – Coeficientes aerodinâmico para o FPSO - A.....	93
Figura 46 – Coeficientes aerodinâmico para o FPSO - B.....	94
Figura 47 – Coeficientes hidrodinâmico para a plataforma semissubmersível.....	94
Figura 48 – Coeficientes hidrodinâmico para o FPSO - A.....	95
Figura 49 – Coeficientes hidrodinâmico para o FPSO - B.....	95
Figura 50 – Curvas de restauração para 0° plataforma semissubmersível	110
Figura 51 – Curvas de restauração para 45° plataforma semissubmersível	111
Figura 52 – Curvas de restauração para 60° plataforma semissubmersível	112
Figura 53 – Curvas de restauração para 90° plataforma semissubmersível	113
Figura 54 – Curvas de restauração para 180° plataforma semissubmersível	114
Figura 55 – Curvas de restauração para 270° plataforma semissubmersível	115
Figura 56 – Curvas de restauração para 0° plataforma FPSO-A	116
Figura 57 – Curvas de restauração para 45° plataforma FPSO-A	117
Figura 58 – Curvas de restauração para 60° plataforma FPSO-A	118
Figura 59 – Curvas de restauração para 90° plataforma FPSO-A	119
Figura 60 – Curvas de restauração para 180° plataforma FPSO-A	120
Figura 61 – Curvas de restauração para 270° plataforma FPSO-A	121
Figura 62 – Curvas de restauração para 0° plataforma FPSO-B	122
Figura 63 – Curvas de restauração para 45° plataforma FPSO-B	123
Figura 64 – Curvas de restauração para 60° plataforma FPSO-B	124
Figura 65 – Curvas de restauração para 90° plataforma FPSO-B	125

Figura 66 – Curvas de restauração para 180° plataforma FPSO-B	126
Figura 67 – Curvas de restauração para 270° plataforma FPSO-B	127

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Casos de vento analisados	45
Tabela 2 – Casos de corrente analisados	46
Tabela 3 – Casos de onda analisados	46
Tabela 4 – Equivalência entre as ferramentas na obtenção da curva de restauração	51
Tabela 5 – Condições ambientais do estudo de caso	55
Tabela 6 – Modelo de otimização.....	58
Tabela 7 – Resumo dos casos de otimização	63
Tabela 8 – Condições ambientais utilizadas na otimização	63
Tabela 9 – Análise da força de vento para plataforma semissubmersível	69
Tabela 10 – Comparação desconsiderando o yaw iterativo (plataforma semissubmersível)	70
Tabela 11 - Análise da força de vento para plataforma FPSO-A.....	70
Tabela 12 – Verificação das forças de vento (FPSO-A).....	71
Tabela 13 – Força de vento (Dynasim corrigido x Exmoor)	72
Tabela 14 – Análise da força de vento para plataforma FPSO-B.....	72
Tabela 15 - Análise da força de corrente para plataforma semissubmersível	73
Tabela 16 – Força corrente para FPSO-A (Dynasim x Analítico).....	74
Tabela 17 – Análise da força de corrente para plataforma FPSO-A	74
Tabela 18 – Análise da força de corrente para plataforma FPSO-B	75
Tabela 19 – Análise da força de onda para plataforma semissubmersível	76
Tabela 20 – Relação dos ângulos de incidência de onda entre ferramentas	76
Tabela 21 – Análise da força de onda considerando a correção do Exmoor	77
Tabela 22 – Análise da força de onda para plataforma FPSO-A.....	77
Tabela 23 – Análise da força de onda para plataforma FPSO-B.....	78
Tabela 24 – Diferença média da curva de restauração entre as ferramentas	79
Tabela 25 – Valores máximos de deslocamento e tração	83
Tabela 26 - Condições de vento utilizado no estudo de caso	96
Tabela 27 – Condições de corrente utilizado no estudo de caso	97
Tabela 28 - Condições de onda utilizado no estudo de caso	98
Tabela 29 – Condições de corrente utilizado na otimização	100

Tabela 30 - Condições de vento utilizado no estudo de caso	100
Tabela 31 - Condições de onda utilizado no estudo de caso	100
Tabela 32 – Força vento Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) semissubmersível	102
Tabela 33 – Força de vento Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) semissubmersível	102
Tabela 34 – Momento de vento Mz (absoluto) semissubmersível.....	102
Tabela 35 – Força de vento Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-A.....	103
Tabela 36 – Força de vento Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-A.....	103
Tabela 37 - Momento de vento Mz (absoluto) FPSO-A.....	103
Tabela 38 – Força de vento Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-B.....	104
Tabela 39 – Força de vento Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-B.....	104
Tabela 40 - Momento de vento Mz (absoluto) FPSO-B.....	104
Tabela 41 - Força de corrente Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) semissubmersível.....	105
Tabela 42 - Força de corrente Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) semissubmersível.....	105
Tabela 43 - Momento de corrente Mz (absoluto) semissubmersível	105
Tabela 44 - Força de corrente Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-A.....	106
Tabela 45 - Força de corrente Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-A.....	106
Tabela 46 – Momento de corrente Mz (absoluto) FPSO-A	106
Tabela 47 - Força de corrente Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-B.....	107
Tabela 48 - Força de corrente Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-B.....	107
Tabela 49 – Momento de corrente Mz (absoluto) FPSO-B	107
Tabela 50 – Força de onda Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) semissubmersível	108
Tabela 51 – Força de onda Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) semissubmersível	108
Tabela 52 – Força de onda Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-A	108
Tabela 53 – Força de onda Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-A	109
Tabela 54 – Força de onda Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-B	109
Tabela 55 – Força de onda Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-B	109
Tabela 56 – Deslocamento devido ao vento (plataforma semissubmersível)	128
Tabela 57 – Deslocamento devido à corrente (plataforma semissubmersível)	128
Tabela 58 – Deslocamento devido à onda para a plataforma semissubmersível....	128
Tabela 59 – Deslocamento devido à vento e para a plataforma FPSO-A.....	129
Tabela 60 – Deslocamento devido à corrente e para a plataforma FPSO-A.....	129
Tabela 61 – Deslocamento devido à onda para a plataforma FPSO-A.....	129
Tabela 62 – Deslocamento devido ao vento e para a plataforma FPSO-B	130
Tabela 63 – Deslocamento devido à corrente e para a plataforma FPSO-B.....	130

Tabela 64 – Deslocamento devido à onda para a plataforma FPSO-B.....	130
Tabela 65 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 1-500)	131
Tabela 66 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 550-1000)	132
Tabela 67 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 1050-1500)	133
Tabela 68 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 1550-2000)	134
Tabela 69 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 2050-2500)	135
Tabela 70 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 2550-3000)	136
Tabela 71 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 3050-3500)	137
Tabela 72 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 3550-4000)	138
Tabela 73 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 4050-4500)	139
Tabela 74 – Resultado da otimização (modelo A) (caso com 57 condições ambientais)	140
Tabela 75 – Resultado da otimização (modelo B) (caso com 57 condições ambientais)	141
Tabela 76 – Resultado da otimização (modelo A) (caso com condições que atuam no sentido Norte-Sul)	141
Tabela 77 – Resultado da otimização (modelo B) (caso com condições que atuam no sentido Norte-Sul)	142
Tabela 78 – Resultado da otimização (modelo A) (caso com condições que atuam no sentido Leste-Oeste)	142
Tabela 79 – Resultado da otimização (modelo B) (caso com condições que atuam no sentido Leste-Oeste)	143

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

EWF – *Exciting Wave Force*

FPSO – *Floating Production Storage and Offloading*

JONSWAP – *Joint North Sea Wave Project*

MBA – *Modified Box Algorithm*

QTF – *Quadratic Transfer Function*

RAO – *Response Amplitude Operator*

SDF – *Second Drift Forces*

SPM – *Spread Mooring System*

TDP – *Touchdown Point*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	18
1.1. OBJETIVOS	21
1.1.1. Objetivo geral	21
1.1.2. Objetivos específicos	21
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1. SISTEMA DE ANCORAGEM	22
2.1.1. Sistema convencional ou de múltiplas catenárias	23
2.1.1.1. Linhas em catenária	24
2.2. SISTEMA DE COORDENADAS E MOVIMENTOS DA EMBARCAÇÃO.....	26
2.2.1. Sistema de coordenadas global	27
2.2.2. Sistema de coordenadas local	27
2.2.3. Ângulo de aproamento e ângulo de yaw	28
2.3. AÇÕES AMBIENTAIS	29
2.3.1. Força devido ao vento	30
2.3.2. Força devido à corrente	30
2.3.3. Força devido às ondas	32
2.3.3.1. Forças de primeira ordem	32
2.3.3.2. Forças de segunda ordem.....	33
2.5. EQUILÍBRIO DE SISTEMAS OCEÂNICOS	35
2.5.1 Força de restauração	36
2.4. OTIMIZAÇÃO	36
3. METODOLOGIA	40
3.1. DYNASIM E EXMOOR.....	40
3.2. VERIFICAÇÃO ANALÍTICA E NUMÉRICA	41
3.2.1. Definição das condições ambientais	44
3.2.1.1. Condições de vento analisadas.....	44
3.2.1.2. Condições de corrente analisadas	45
3.2.1.3. Dados das condições de ondas	46
3.2.2. Procedimento para obtenção do ângulo “α”	47
3.2.2.1. Ângulo “ α ” para condição de vento e ondas	48
3.2.2.2. Ângulo “ α ” para condição de corrente	49

3.2.3. Parâmetros para análise da curva de restauração	50
3.2.4. Parâmetros para análise da posição de equilíbrio	51
3.3. ESTUDO DE CASO	52
3.4. OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA DE ANCORAGEM DA PLATAFORMA FPSO-A ..	56
3.4.1. Processo de otimização	56
3.4.1.1. Synapse	59
3.4.2. Condições iniciais da plataforma	61
3.4.2. Casos utilizados na otimização	63
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	66
4.1. LEITURA DOS ARQUIVOS.....	66
4.2. RESULTADOS DA VERIFICAÇÃO DAS FERRAMENTAS.....	68
4.2.1. Verificação da força de vento	69
4.2.2. Verificação da força de corrente	73
4.2.3. Verificação da força de onda de primeira ordem	75
4.2.4. Verificação das curvas de restauração	78
4.2.5. Comparação dos deslocamentos da unidade flutuante	80
4.3. RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO.....	83
4.4. RESULTADOS DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO	84
5. CONCLUSÃO	87
5.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	88
REFERÊNCIAS	90
APÊNDICE A – COEFICIENTES DE ARRASTO DAS PLATAFORMAS	93
APÊNDICE B – CASOS AMBIENTAIS UTILIZADOS NO ESTUDO DE CASO	96
APÊNDICE C – CONDIÇÕES AMBIENTAIS DA OTIMIZAÇÃO	100
APÊNDICE D – RESULTADOS DA FORÇA DE VENTO	102
APÊNDICE E – RESULTADOS DA FORÇA DE CORRENTE	105
APÊNDICE F – RESULTADOS DA FORÇA DE ONDA	108
APÊNDICE G – RESULTADOS CURVA DE RESTAURAÇÃO	110
APÊNDICE H – RESULTADOS DOS DESLOCAMENTOS DAS UNIDADES	128
APÊNDICE I – RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO	131
APÊNDICE J – RESULTADOS DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO	140

1. INTRODUÇÃO

Em locais que apresentam condições ambientais favoráveis, o acúmulo de matéria orgânica ao longo de milhões de anos dá origem à reservas de petróleo e gás (SANÁBIO, 2009). São justamente essas reservas que representam a principal matriz energética mundial, fomentando a busca por processos de exploração mais seguros, eficientes e amigáveis ao meio-ambiente.

No cenário brasileiro, a descoberta do pré-sal na década de 70 alterou o rumo da indústria nacional, pois as dificuldades associadas à exploração de reservas situadas em águas ultra profundas (lâmina d'água acima de 3000 metros) exigiram o desenvolvimento e a implementação de novas tecnologias, além de técnicas sofisticadas de extração (PETROBRAS, 2022a). Segundo Apolinário (2019), esse fato resultou em um rápido desenvolvimento do setor petrolífero nacional, até que em 2006 o Brasil alcançou a autossuficiência na produção desse insumo.

Embora diversos esforços tenham sido empregados para viabilizar a utilização de estruturas produtivas submarinas, o uso de plataformas flutuantes ainda é condição essencial para a exploração de petróleo em alto mar (PEREIRA, 2015). Dentre os diversos tipos de unidades flutuantes, é possível destacar dois, os quais são amplamente utilizados na exploração de petróleo na costa brasileira: as plataformas do tipo semissubmersíveis e as do tipo FPSO¹.

As plataformas semissubmersíveis recebem esse nome por derivarem das plataformas submersíveis, as quais eram utilizadas em regiões de águas rasas. Usualmente, a geometria de plataformas semissubmersíveis é constituída por colunas verticais apoiadas em flutuadores submersos (*pontoons*), cujas características garantem, em algumas regiões, um bom desempenho em condições adversas de mar. No entanto, em virtude do baixo deslocamento do casco, esse tipo de unidade não é capaz de armazenar e/ou processar o petróleo extraído (CARBONO, 2005).

Por sua vez, as plataformas do tipo FPSO, por possuírem geometrias similares à de navios petroleiros, destacam-se principalmente devido à maior capacidade de armazenamento, permitindo a atuação em regiões isoladas

¹ Do inglês: *floating, production, storage and offloading*. Em virtude do formato do casco, esse tipo de plataforma também é conhecido como navio plataforma.

(PETROBRÁS, 2022b). Na Figura 1 é possível observar as principais características geométricas desses dois tipos de plataformas.

Figura 1 – Plataforma semissubmersível (à esquerda) x FPSO (à direita)



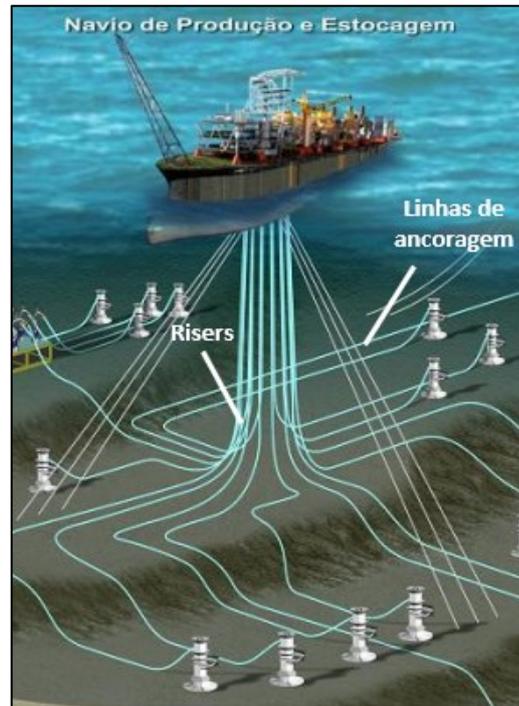
Fonte: Adaptado de Petrobrás (2022b).

A extração do petróleo do leito oceânico é realizada por meio de dutos flexíveis, também conhecidos como *risers*, os quais conectam os reservatórios subterrâneos às plataformas oceânicas. De acordo com Araújo (2015), esses dutos devem ser capazes de suportar o esforço decorrente do próprio peso, as pressões hidrostáticas e hidrodinâmicas, além de resistirem aos movimentos decorrentes da movimentação do sistema flutuante.

Na Figura 2 é possível observar o arranjo submarino associado à uma plataforma oceânica, sendo possível distinguir o sistema de *risers* (destinado à extração de petróleo) do sistema de ancoragem (destinado à manutenção do posicionamento da plataforma).

Embora, como mostrou Neves (2015), a escolha do tipo de plataforma dependa das características da região de operação, qualquer que seja a escolha, caberá ao sistema de ancoragem reduzir os deslocamentos causados pelas ações ambientais.

Assim, percebe-se que o sistema de ancoragem possui papel fundamental durante a operação das plataformas oceânicas, já que ele é responsável pela manutenção da posição do sistema. Desse modo, estabelecer um sistema de ancoragem que garanta os requisitos operacionais sem introduzir custos proibitivos ao projeto, torna-se essencial para viabilizar o lucro da operação.

Figura 2 – Sistema de ancoragem e de *risers*

Fonte: Adaptado de Diário do Pré-Sal (2022).

Nesse contexto, a aplicação de técnicas de otimização é uma abordagem importante para a obtenção de diferenciais competitivos, especialmente em projetos complexos de engenharia (TANCREDI, 2008). É justamente por essa razão que processos de otimização têm sido cada vez mais empregados na engenharia naval e oceânica, onde a busca por melhores resultados é constantemente aprimorada, tal como pode ser visto em Brown e Salcedo (2003), Burgos (2008) e Ueda et al. (2013).

Segundo Tancredi (2008), o processo de otimização pode ser definido como a busca automática, sistemática e dirigida para a obtenção da melhor resposta dentro de um conjunto de soluções existentes. Apesar dos sistemas de ancoragem possuírem um custo inferior quando comparados a outros sistemas oceânicos (como *risers* e casco), seu projeto possui grande impacto no desempenho e na segurança dos demais sistemas, podendo levar a diminuições significativas nos custos globais do projeto (ALBRECHT, 2005).

O presente trabalho se insere nesse contexto, apresentando um estudo de caso que utiliza técnicas de otimização para definir um arranjo de ancoragem ótimo para uma plataforma FPSO real e cujas análises são realizadas com o auxílio das ferramentas computacionais Dynasim (domínio do tempo) e Exmoor (domínio da

frequência). Desse modo, busca-se encontrar uma solução ótima que favoreça o desempenho da plataforma, reduzindo gastos, sem comprometer a segurança da operação. Além disso, é apresentado um extenso processo de verificação e validação dos resultados obtidos, confrontando ambas as abordagens utilizadas.

1.1. OBJETIVOS

Inserido no contexto apresentado na introdução, nesta seção são sintetizados os principais objetivos estabelecidos para este trabalho.

1.1.1. Objetivo geral

Realizar o projeto preliminar do sistema de ancoragem de uma plataforma FPSO através do uso de técnicas de otimização e das ferramentas Dynasim e Exmoor, além de verificar e confrontar os resultados obtidos utilizando ambas as abordagens (domínio do tempo e da frequência).

1.1.2. Objetivos específicos

Na persecução do objetivo geral, este trabalho pretende alcançar os seguintes objetivos específicos:

- a. Realizar a revisão bibliográfica inerente ao tema, com especial atenção na caracterização e na descrição dos esforços ambientais empregados no projeto;
- b. Discutir, analisar e comparar os resultados obtidos utilizando-se ambas as ferramentas estudadas;
- c. Comparar os diferentes arranjos de ancoragem propostos;
- d. Discutir, selecionar e implementar a abordagem de otimização para o estudo de caso realizado.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo são apresentados os principais fundamentos teóricos utilizados no desenvolvimento deste trabalho. Abordam-se os conceitos referentes à definição do sistema de ancoragem, ao sistema de coordenadas, aos movimentos da embarcação, às condições ambientais e ao processo de otimização, além de apresentar a formulação utilizada na obtenção do equilíbrio de sistemas flutuantes e no cálculo das forças de restauração provenientes do sistema de ancoragem.

2.1. SISTEMA DE ANCORAGEM

O objetivo do sistema de ancoragem é restringir os deslocamentos no plano horizontal, garantindo a manutenção do posicionamento da unidade flutuante, para que essa opere com segurança, evitando desastres ambientais (LOUREIRO, 2007).

Usualmente, o sistema de ancoragem é constituído por linhas que conectam a plataforma ao leito marinho, as quais são compostas por segmentos feitos de amarras de aço, cabos de aço e/ou cabos de poliéster (APOLINARIO, 2019; LOUREIRO, 2007).

Como discutido por Albrecht (2005), as condições ambientais impõem um deslocamento da plataforma correspondente a distância entre o ponto de equilíbrio inicial (na ausência de forças ambientais) e o ponto de equilíbrio final, alcançado em decorrência das forças ambientais.

Assim como demonstrado por Leal (2016), o deslocamento de um sistema flutuante é inversamente proporcional a rigidez do sistema de ancoragem. Logo, quanto maior a rigidez do sistema, menor será o deslocamento causado pela ação das forças ambientais.

Além disso, como em geral as unidades são ancoradas nas proximidades dos poços a serem explorados, o projeto do sistema de ancoragem é específico e deve considerar as características tanto da plataforma quanto do local de instalação, tais como: a profundidade, o perfil do leito, a presença de corais, o tipo de solo, a direção e a intensidade dos ventos, das ondas e das correntes, entre outros (CARDOSO, 2014).

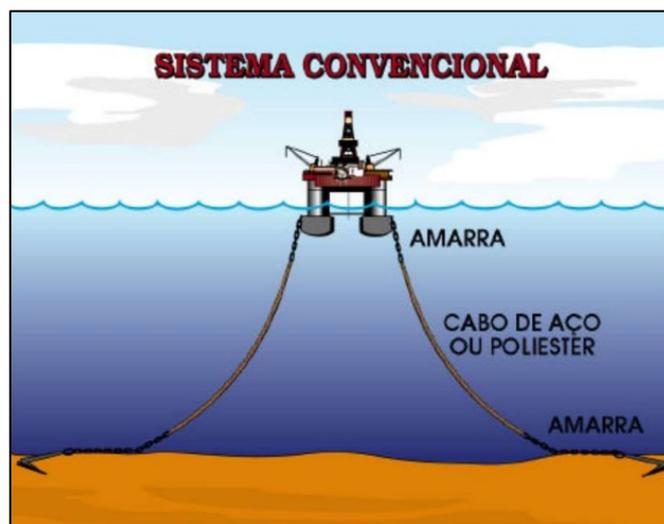
Por fim, dentre os diversos tipos de sistema de ancoragem descritos por Bico (2013) este trabalho focará no sistema convencional baseado em múltiplas catenárias, o qual é amplamente empregado na exploração de petróleo em águas brasileiras.

2.1.1. Sistema convencional ou de múltiplas catenárias

O sistema convencional possui linhas de ancoragem no formato de catenária (Figura 3), sendo muito comum em sistemas oceânicos de produção e perfuração. Nesse arranjo, a unidade flutuante permanece na posição em virtude da força de restauração das linhas e do atrito causado pelo trecho de linha apoiado no leito do oceano (ALBRECHT, 2005).

No entanto, é justamente o longo comprimento das linhas inerente a esse tipo de arranjo que aumenta o custo do sistema, dada a quantidade de material utilizada no projeto. Além disso, em regiões de exploração nas quais são empregadas diversas unidades, esse sistema pode gerar um congestionamento de linhas devido ao grande raio de ancoragem² associado a utilização de linhas em catenária (ALBRECHT, 2005; BICO; 2013).

Figura 3 – Sistema de ancoragem convencional



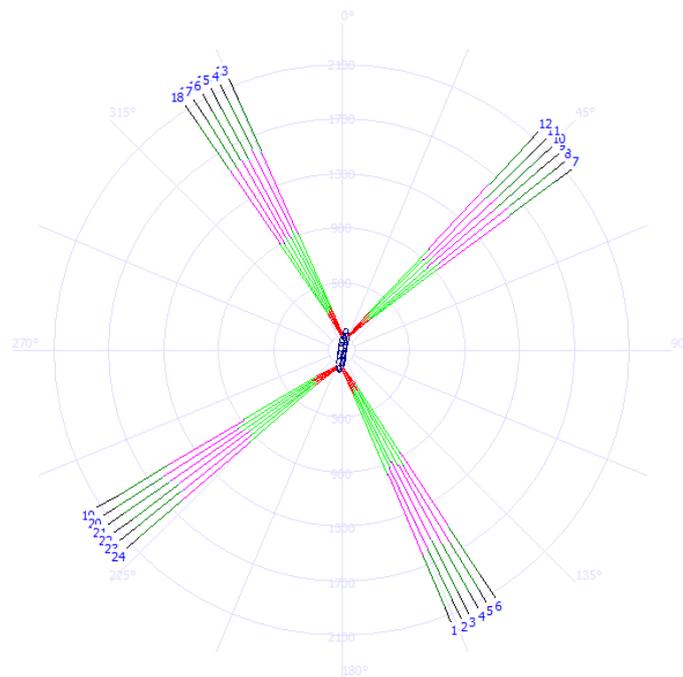
Fonte: Bico (2013).

² O raio de ancoragem de um sistema é definido como a distância horizontal medida entre o centro de gravidade da embarcação e o ponto de amarração no solo.

Em relação ao posicionamento das linhas, o mais comum é a utilização da configuração SPM (*Spread Mooring System*), na qual as linhas são distribuídas no entorno da plataforma (BICO; 2013). Nesse arranjo, as linhas são agrupadas em grupos (*clusters*) para minimizar a interferência com *risers* e facilitar a operação de embarcações de apoio (APOLINARIO; 2019).

Na Figura 4 é mostrado um exemplo de arranjo SPM para uma plataforma FPSO, onde é possível observar a existência de quatro *clusters*, cada qual composto por seis linhas de ancoragem.

Figura 4 – Arranjo do sistema de ancoragem tipo *Spread Mooring*



Fonte: Autor (2022).

2.1.1.1. Linhas em catenária

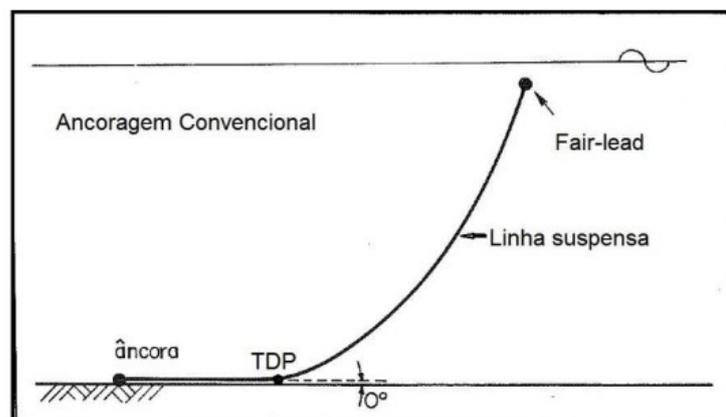
De acordo com Nazário (2015), a catenária pode ser definida como a curva formada por uma linha apoiada apenas nas extremidades e sujeita unicamente a uma carga uniforme resultante de seu peso próprio.

Conforme pode ser visto na Figura 5, em um sistema de ancoragem baseado em catenárias, o ponto de contato da linha com a unidade flutuante é chamado de

ponto de amarração ou *fair lead*, enquanto o ponto de contato da linha com o leito marinho é denominado TDP³ ou ponto de toque (NAZÁRIO, 2015).

Vale destacar que, usualmente linhas em catenária possuem um ângulo de curvatura junto ao TDP corresponde a zero graus. Essa característica é uma importante condição de contorno a ser usada na modelagem matemática do problema e pressupõem que a âncora não estará sujeita a cargas verticais. No entanto, atualmente existem âncoras capazes de resistir a cargas verticais, permitindo a utilização de catenárias retesadas, as quais possuem ângulo diferente de zero junto ao TDP.

Figura 5 – Nomenclatura de uma linha em catenária



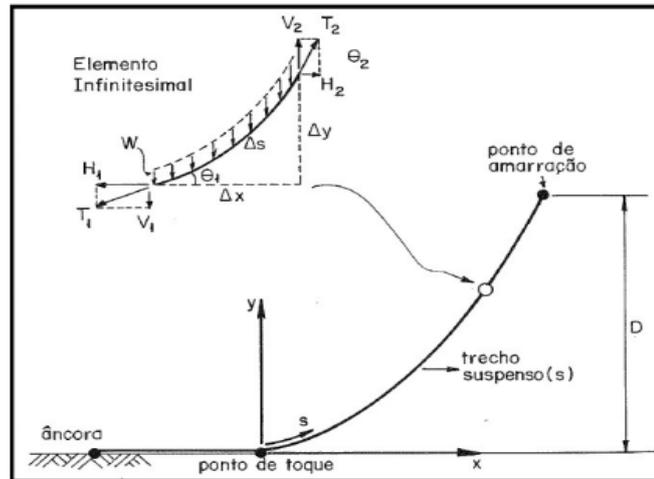
Fonte: Adaptado de Andrade et. al (1995)

Além disso, destaca-se que existem diferentes modelos matemáticos destinados à análise de linhas em catenária, os quais podem, ou não, considerar a elasticidade do material da linha (LACERDA, 2005). Dessa forma, à medida que a consideração das propriedades do material garante resultados mais próximos da realidade, ela também aumenta a complexidade da formulação do problema, aumentando o custo computacional para a obtenção da solução.

Por fim, destaca-se que a modelagem matemática associada a uma catenária corresponde apenas a parcela suspensa da linha, ignorando a porção entre a âncora e o TDP. Essa modelagem é mostrada na Figura 6, onde é possível observar o sistema de coordenadas utilizado, bem como a decomposição das forças atuantes no plano da linha.

³ Do inglês: *Touchdown Point*.

Figura 6 – Modelagem matemática de uma linha em catenária



Fonte: Andrade et. al (1995).

Dessa forma, a partir do desenvolvimento das equações de equilíbrio e procedimentos analíticos descritos por Lacerda (2005), é possível obter o equacionamento que rege a geometria suspensa de uma catenária inextensível (Equação 1 e 2).

$$x = \frac{D}{w} \cdot \left[\cosh^{-1} \left(\frac{w \cdot y}{D} + 1 \right) \right] \quad (1)$$

$$s = \frac{D}{w} \cdot \sinh \left(\frac{w \cdot x}{D} \right) \quad (2)$$

Onde:

D é a profundidade da lâmina d'água;

w é o peso linear submerso da linha;

s é o comprimento da linha;

x e y correspondem a posição de um ponto descrita no sistema de coordenadas solidário ao plano da linha.

2.2. SISTEMA DE COORDENADAS E MOVIMENTOS DA EMBARCAÇÃO

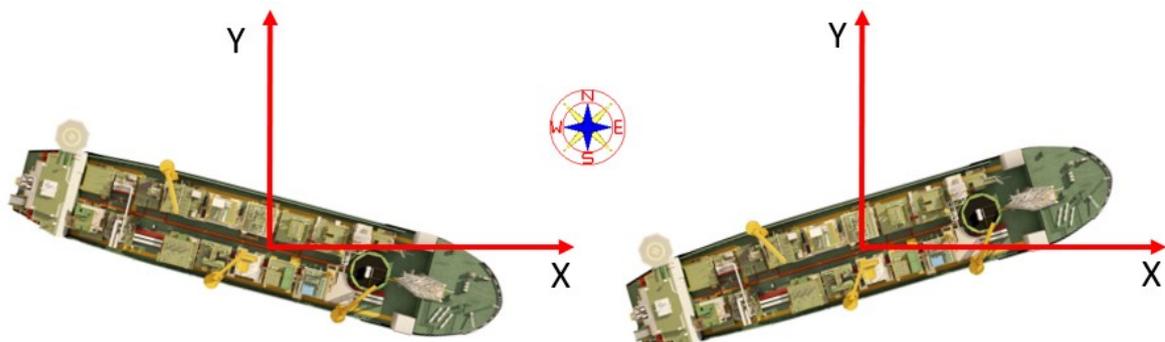
Usualmente, é possível definir dois sistemas de coordenadas (global e local) para a análise de unidades flutuantes. A principal diferença entre eles reside no fato

do sistema global ser independente da embarcação, enquanto o sistema local ser fixo (solidário) à plataforma, movimentando-se juntamente com a embarcação.

2.2.1. Sistema de coordenadas global

O sistema global de coordenadas tem relação com as coordenadas geográficas, sendo que o eixo X positivo aponta para o Leste, enquanto o eixo Y positivo aponta para o Norte. Por fim, o eixo Z é definido pela regra da mão direita (Figura 7).

Figura 7 – Sistema de coordenadas global



Fonte: Autor (2022).

2.2.2. Sistema de coordenadas local

Já o sistema local de coordenadas tem o eixo x positivo no sentido do aproamento da embarcação, enquanto o eixo y positivo aponta para bombordo. Por fim, o eixo z fica definido pela regra da mão direita (Figura 8)

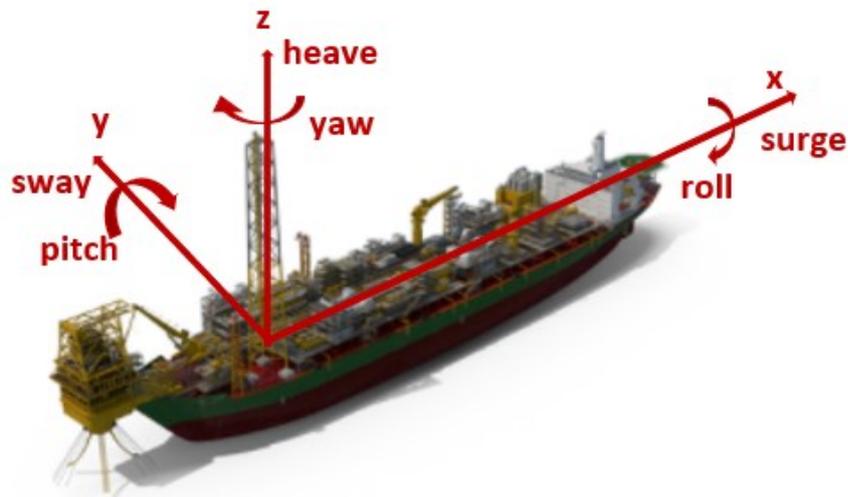
Figura 8 – Sistema de coordenadas local



Fonte: Autor (2022).

Conforme pode ser visto na Figura 8, o sistema local, por ser solidário à embarcação, é dependente das translações e rotações da plataforma. Dessa forma, é importante destacar que um corpo flutuante está sujeito a três movimentos translacionais (*surge*, *sway* e *heave*) e três movimentos rotacionais (*roll*, *pitch* e *yaw*), totalizando seis graus de liberdade (Figura 9).

Figura 9 – Graus de liberdade de uma embarcação



Fonte: Autor (2022).

2.2.3. Ângulo de aproamento e ângulo de yaw

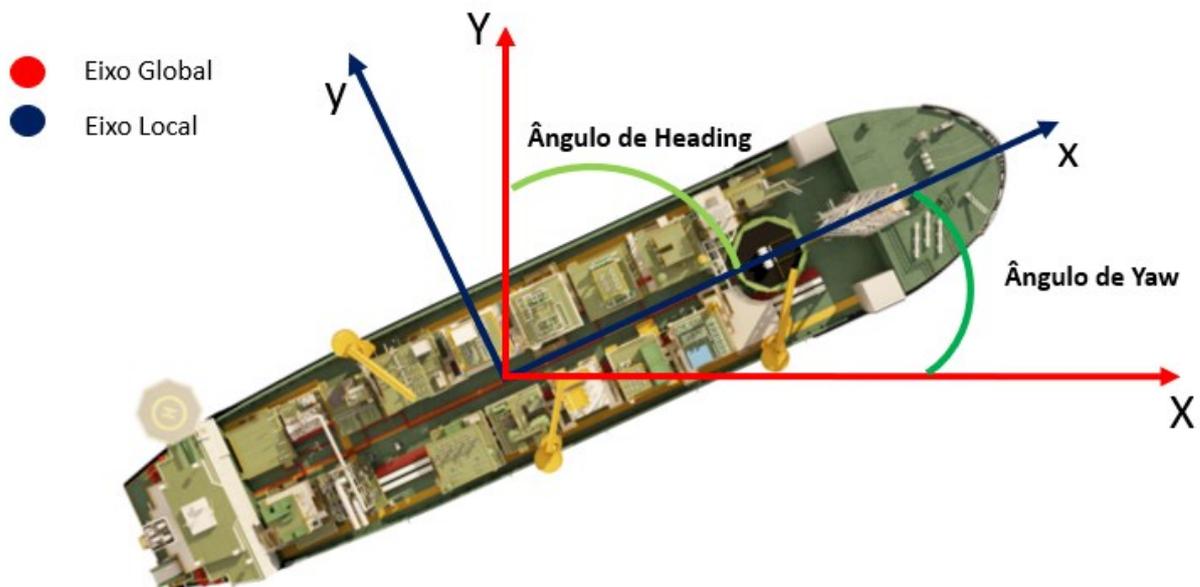
A posição de equilíbrio da embarcação na ausência de forças ambientais dependerá apenas das forças oriundas do sistema de ancoragem utilizado. Além disso, por questões associadas às características do projeto, a unidade pode não estar alinhada com os eixos globais, fazendo com que o sistema local seja diferente do sistema global de coordenadas.

Portanto, é importante definir parâmetros que avaliem esse desalinhamento e permitam a correlação entre os sistemas de coordenadas, pois algumas grandezas (coeficientes de arrasto do navio) são expressas no sistema local, enquanto outras (direção das ações ambientais) são expressas no sistema global de coordenadas.

O ângulo de aproamento (ou *heading*) é definido como o ângulo fixo formado entre o Norte geográfico e o eixo x local. De maneira similar, é possível definir o ângulo

de *yaw* como o ângulo dinâmico medido entre o Leste geográfico e o eixo x local (Figura 10). É importante observar que o ângulo de *yaw* é considerado dinâmico, pois esse varia em função dos movimentos sofridos pela embarcação.

Figura 10 – Ângulos de aproamento e de *yaw*



Fonte: Autor (2022).

2.3. AÇÕES AMBIENTAIS

Estando localizadas em mar aberto, muitas vezes a mais de 300 quilômetros da costa, as plataformas estão sujeitas a diversas ações ambientais que, por sua vez, causam movimentos na unidade flutuante.

Conforme já explicado, esses movimentos podem danificar os *risers*, além de colocar em risco a integridade da plataforma. É justamente o sistema de ancoragem que tem a missão de balancear esses esforços e manter a posição da embarcação.

Entre as principais forças ambientais que podem causar o movimento de uma unidade flutuante, destacam-se aquelas relacionadas à incidência de vento, ondas e corrente. Segundo Loureiro (2007), essas forças são dependentes, basicamente, da intensidade e da direção de cada ação, sendo necessário analisar as diversas combinações possíveis desses esforços a fim de estabelecer o carregamento crítico a ser utilizado no projeto do sistema de ancoragem.

2.3.1. Força devido ao vento

De maneira geral, a força devido ao vento é considerada baixa se comparada as forças causadas pelas demais ações ambientais. Porém, dependendo da frequência do vento, a excitação pode atingir a ressonância do sistema, o que induzirá grandes deslocamentos na plataforma (BICO, 2013).

Em uma abordagem simplificada, a estimativa da força de vento em um sistema flutuante pode ser realizada utilizando-se a formulação proposta pela norma API RP2A (API 2007), a qual é sintetizada nas Equações 3, 4 e 5.

$$F_x = 0,5 * \rho * C_x(\alpha) * A_x * V^2 \quad (3)$$

$$F_y = 0,5 * \rho * C_y(\alpha) * A_y * V^2 \quad (4)$$

$$M_z = 0,5 * \rho * C_{xy}(\alpha) * L * A_y * V^2 \quad (5)$$

Onde:

ρ é a densidade do ar;

α é o ângulo de incidência do vento;

C_x , C_y e C_{xy} são os coeficientes de arrasto aerodinâmicos relacionados ao ângulo de incidência do vento;

A_x e A_y correspondem as áreas expostas ao vento, projetadas, respectivamente, na seção transversal e na seção longitudinal da plataforma;

L é o comprimento da plataforma;

V é a velocidade do vento.

2.3.2. Força devido à corrente

Segundo Bico (2013), uma corrente marítima pode ser causada por diversos fatores, tais como a variação da densidade da água, a circulação oceânica e até mesmo pode ser induzida por ventos e/ou ondas.

Embora a velocidade de uma corrente varie ao longo da profundidade, apenas a velocidade na superfície é considerada para o cálculo dos esforços atuantes na plataforma. No entanto, análises mais refinadas podem considerar o arrasto provocado pela atuação das correntes nas linhas de ancoragem e nos *risers*.

Tal como proposto em Dynasim (2017) a formulação para o cálculo da força de corrente é semelhante àquela utilizada para o cálculo da força do vento, porém, a forma de adimensionalização dos resultados pode sofrer variação em função do tipo de plataforma analisado.

No caso das plataformas semissubmersíveis, a força de corrente é estimada utilizando-se as Equações 6, 7 e 8.

$$F_x = 0,5 * \rho * C_x(\alpha) * A_x * V^2 \quad (6)$$

$$F_y = 0,5 * \rho * C_y(\alpha) * A_y * V^2 \quad (7)$$

$$M_z = 0,5 * \rho * C_{xy}(\alpha) * L * A_y * V^2 \quad (8)$$

Onde:

ρ é a densidade da água;

α é o ângulo de incidência do vento;

C_x , C_y e C_{xy} são os coeficientes de arrasto hidrodinâmicos relacionados ao ângulo de incidência da corrente;

A_x e A_y correspondem as áreas submersas, projetadas, respectivamente, na seção transversal e na seção longitudinal da plataforma;

V é a velocidade da corrente medida na superfície do mar.

Já para plataformas do tipo FPSO, a estimativa da força de corrente deve ser realizada utilizando-se as Equações 9, 10 e 11.

$$F_x = 0,5 * \rho * C_x(\alpha) * L * T * V^2 \quad (9)$$

$$F_y = 0,5 * \rho * C_y(\alpha) * L * T * V^2 \quad (10)$$

$$M_z = 0,5 * \rho * C_{xy}(\alpha) * L^2 * T * V^2 \quad (11)$$

Onde T corresponde ao calado da FPSO;

Os demais parâmetros são os mesmos vistos nas Equações 6, 7 e 8.

2.3.3. Força devido às ondas

Geralmente é a ação ambiental que causa os movimentos mais intensos na plataforma, sendo também um fenômeno de difícil modelagem, o qual apresenta um forte caráter estocástico, principalmente em períodos de tempestade (BICO, 2013).

Para facilitar a modelagem desse fenômeno, é possível dividir os efeitos causados pela incidência de ondas em forças de primeira e de segunda ordem, cuja formulação mais comumente empregada considera a independência desses efeitos (QUEIROZ, 2010).

2.3.3.1. Forças de primeira ordem

De acordo com Queiroz (2010), as forças de primeira ordem estão relacionadas as modificações no campo de pressão geradas pela passagem de uma onda em um corpo submerso, as quais resultam em uma força cuja direção corresponde a direção de propagação da onda.

A intensidade dos efeitos de primeira ordem sofridos pelo sistema flutuante dependerá da combinação das características do mar (espectro de energia) e da resposta à excitação do sistema (EWF), podendo ser calculada utilizando-se as Equações 12 e 13.

$$F(t, \alpha) = \sum_{j=0}^n \sqrt{S_f(\omega_j, \alpha)} \cdot \Delta\omega \cos(-\omega_j t + \varphi_j) \quad (12)$$

$$S_f(\omega, \alpha) = S(\omega) \cdot |EWF(\omega, \alpha)| \quad (13)$$

Onde:

F é a força de *surge*, *sway* ou *yaw* de primeira ordem;

ω , α e φ correspondem, respectivamente, a frequência, a direção de propagação e a fase das componentes de onda;

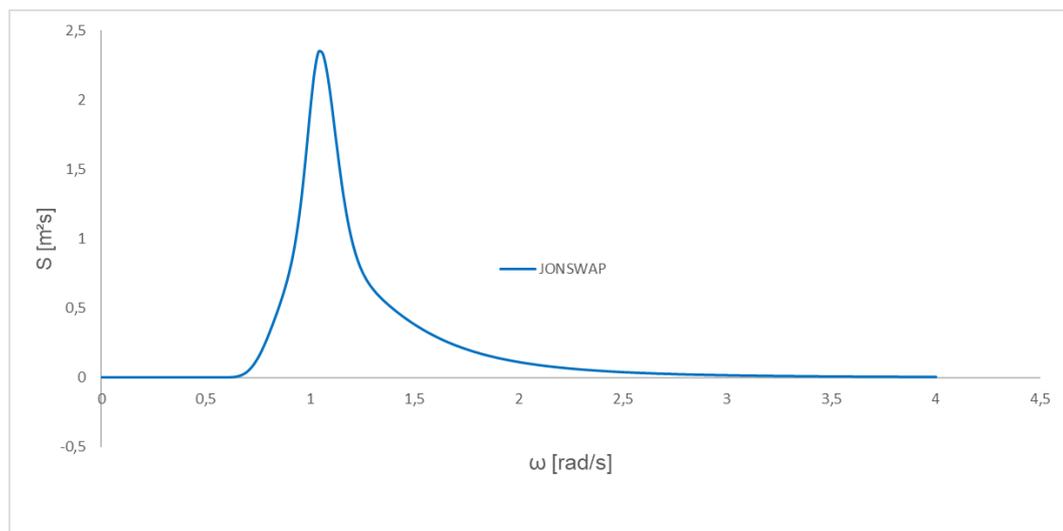
$S(\omega)$ é o espectro de mar padronizado da região de operação da plataforma;

$EWF(\omega, \alpha)$ é a resposta de excitação do sistema.

De acordo com Fajarra (2016), espectros de mar padronizados são formas de representar analiticamente a distribuição das densidades espectrais de energia, permitindo a descrição estatística das diferentes frequências de ondas existentes em um mar real. É importante destacar que essa distribuição só pode ser obtida através de um monitoramento experimental da elevação do mar, o qual deve ser realizado na região de interesse do projeto.

Um dos espectros padronizados mais utilizados é o de JONSWAP, desenvolvido a partir do monitoramento do Mar do Norte (HASSELMANN et. al., 1973). Na Figura 11 é mostrado, a título de exemplo, o espectro de mar de JONSWAP para um período de pico (T_p) de 6,0 segundos, um período entre zeros ascendentes (T_z) de 4,24 segundos e uma altura significativa de mar de 3,8 metros.

Figura 11 – Exemplo de espectro de JONSWAP



Fonte: Autor (2022).

2.3.3.2. Forças de segunda ordem

Já as forças de segunda ordem estão relacionadas as componentes de baixa frequência das ondas, as quais provocam excitações menores do que aquelas associadas aos efeitos de primeira ordem. No entanto, mesmo assim, tais forças podem ser significativas, já que as baixas frequências podem alcançar a ressonância do sistema flutuante (QUEIROZ, 2010).

Embora estejam ligadas as componentes de baixa frequência das ondas, as forças de segunda ordem podem ser subdivididas em forças de deriva média e forças de deriva lenta. A primeira, está relacionada com os efeitos da difração e da reflexão das ondas. Segundo Queiroz (2010), para as ondas cujo o comprimento é pequeno em relação as dimensões da embarcação, essa parcela torna-se significativa, pois a mudança na quantidade de movimento do fluido provoca reações que causam o movimento do sistema flutuante.

A estimativa do efeito de deriva média em uma plataforma pode ser realizada utilizando-se a função de transferência quadrática (SDF) do corpo, tal como descrito por Faltinsen (1990) e cuja formulação é mostrada na Equação 14. Além disso, na Equação 15 é mostrada uma aproximação discreta que permite resolver a integral proposta na Equação 14.

$$F_{dm}(\alpha) = 2 \cdot \int_0^{\infty} S(\omega) \cdot SDF(\omega, \alpha) \cdot d\omega \quad (14)$$

$$\int_0^{\infty} S(\omega) \cdot SDF \cdot d\omega = \sum_{i=0}^{\infty} \left\{ (\omega_i - \omega_{i-1}) * \frac{S(\omega_i) * A_i * \cos[\varphi(i)] + S_j(\omega_{i-1}) * A_{i-1} * \cos(\varphi_{i-1})}{2} \right\} \quad (15)$$

Onde:

F_{dm} é a força de deriva média;

$S(\omega)$ corresponde a densidade espectral associada a frequência ω ;

A é a amplitude de uma componente de onda i ;

ω é a frequência de uma componente de onda i ;

α é a direção de propagação de uma componente de onda i ;

φ é fase de uma componente de onda i .

Por fim, o movimento de deriva lenta está relacionado com a interação quadrática de ondas harmônicas de frequências diferentes, resultando em um movimento oscilatório de frequência equivalente a diferença existente entre as frequências das componentes (QUEIROZ, 2010).

Conforme descrito em Dynasim (2017), existem diversos modelos para estimar o movimento de deriva lenta de uma plataforma flutuante sujeita a ação de um

mar irregular. Entre os modelos mais usuais, destaca-se a modelagem de Newman (1974), descrita na Equação 16.

$$\delta(\omega) = \sqrt{\frac{\pi S(\omega) \cdot \omega}{4 \xi \cdot R^2}} \quad (16)$$

Onde:

ω é a frequência ressonante;

R é a matriz de rigidez do sistema;

ξ é o amortecimento do sistema;

$S(\omega)$ é o espectro de mar.

2.4. EQUILÍBRIO DE SISTEMAS OCEÂNICOS

Diferentemente de uma embarcação convencional, as plataformas devem permanecer no local de operação por vários anos. Na ausência de ações ambientais, a unidade flutuante terá sua posição de equilíbrio definida pelos esforços decorrentes unicamente do sistema de ancoragem e do sistema de *risers*, que apesar de em muitos casos ser desconsiderado, também contribui para a rigidez do sistema, tal como apontado por Albrecht (2005).

Ambos os sistemas produzem forças cujas componentes verticais tendem a puxar a embarcação para o fundo do oceano, aumentando o calado do sistema flutuante. Já as componentes horizontais definem o posicionamento do sistema no plano de linha d'água. Ou seja, na ausência de forças ambientais, o sistema se moverá no plano horizontal até que a somatória das forças e dos momentos provocados pelas linhas de ancoragem e pelos *risers* se anulem.

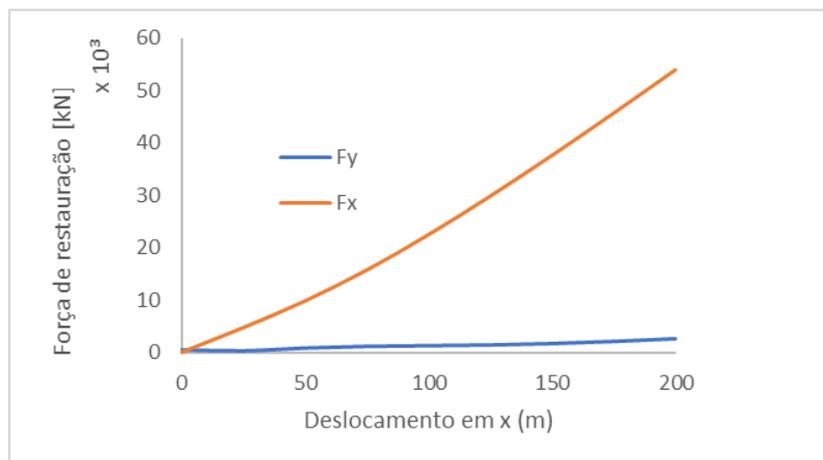
No entanto, a atuação das forças decorrentes da incidência de vento, corrente e ondas na plataforma, causa a modificação da posição da unidade flutuante, atingindo uma nova posição de equilíbrio na qual as forças de restauração equilibram as forças ambientais incidentes na plataforma (APOLINÁRIO, 2019).

2.4.1 Força de restauração

A restauração de uma plataforma ancorada pode ser definida como a força gerada pelo sistema de ancoragem quando a embarcação se afasta da posição de equilíbrio inicial.

Para verificar a rigidez de um sistema de ancoragem, é comum a determinação das curvas de restauração, as quais descrevem as componentes da força gerada pelo sistema de ancoragem em função do deslocamento sofrido pela plataforma em um determinado grau de liberdade (Figura 12).

Figura 12 – Exemplo de curva de restauração



Fonte: Autor (2022).

2.5. OTIMIZAÇÃO

Uma das características principais que difere a engenharia de outras profissões é o processo de tomada de decisão existente durante um projeto, o qual utiliza conhecimentos teóricos e experiências práticas para buscar soluções que, além de atenderem às necessidades do cliente, apresentem diferenciais competitivos de mercado (ERTAS; JONES, 1996).

Porém, à medida que os requisitos e objetivos crescem em complexidade, o número de variáveis aumenta significativamente, tornando difícil a previsão e a avaliação do desempenho do projeto (ou produto), pois, em muitos casos, existe um caráter conflitante entre muitas dessas variáveis (BALLING; HEDENGREN; PARKINSON 2013).

Além disso, a crescente competitividade do mercado exige do profissional a busca pelo melhor projeto, que, no caso da engenharia naval, pode representar uma maior capacidade de carga, uma maior eficiência energética, um maior conforto, um menor custo, bem como a combinação desses parâmetros. Portanto, como afirma Tancredi (2008), a utilização de métodos de otimização tem grande potencial para melhorar o desempenho de projetos complexos de engenharia.

Ainda segundo Tancredi (2008), o conceito de otimização pode ser definido como a busca sistemática, automática e dirigida da melhor solução dentro de um universo de soluções, sendo papel do engenheiro avaliar os resultados, hierarquizar a relevância de cada parâmetro, além de realizar a transposição das necessidades subjetivas do cliente em requisitos objetivos de projeto. Nesse contexto, a tecnologia, pode acelerar o processo de análise, e direcionar mudanças no projeto, mas não substituirá a qualidade crítica do projetista.

De maneira geral, é possível resumir a modelagem do processo de otimização em três elementos: a definição das funções objetivos, a definição das variáveis do projeto e a imposição das restrições. A primeira consiste em funções escalares calculadas a partir dos valores das variáveis de projeto, as quais devem ser minimizadas ou maximizadas ao longo do processo de otimização. Já a definição das variáveis de projeto, consiste na determinação dos valores dos parâmetros que influenciam no desempenho do sistema (ou produto) projetado. Por fim, a definição das restrições permite estabelecer as limitações do projeto, sejam elas físicas, financeiras, normativas ou de outra natureza qualquer (TANCREDI, 2008).

Conforme já mencionado, em geral, a otimização de projetos navais envolve diferentes objetivos conflitantes. De acordo com Tancredi (2008), a busca por uma solução que satisfaça diferentes funções é chamada de otimização multiobjetivo, e exige abordagens diferentes daquelas utilizadas para tratar problemas mono-objetivo.

No caso de problemas mono-objetivo, o processo de otimização, quando devidamente modelado, resulta em uma única solução ótima⁴, enquanto no caso de problemas com múltiplos objetivos conflitantes, o resultado consiste em um conjunto de soluções conhecido como fronteira de Pareto (TANCREDI, 2008). Neste caso, a

⁴ A rigor, problemas mono-objetivo podem apresentar múltiplas soluções ótimas que, embora apresentem o mesmo valor para a função objetivo, possuem valores diferentes para as variáveis de projeto.

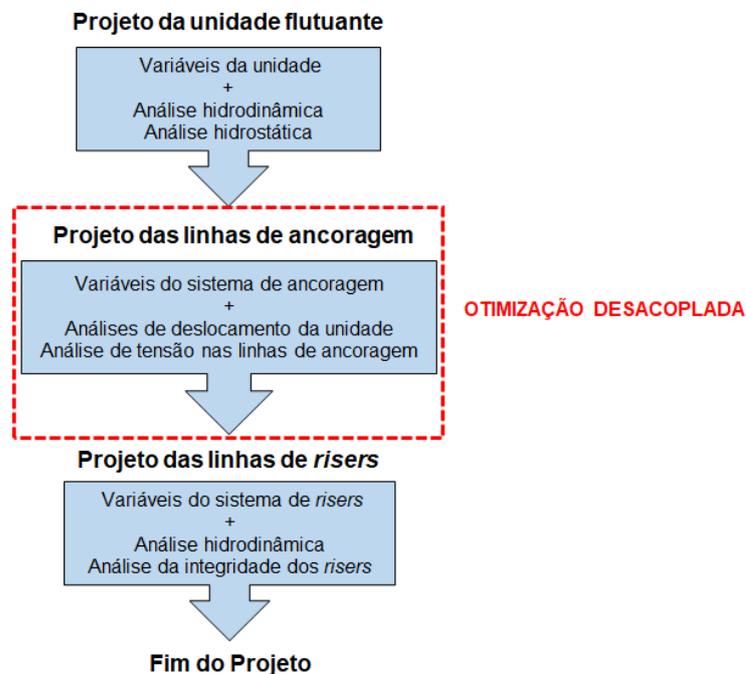
ponderação se torna elemento decisivo, sendo papel do engenheiro avaliar, a *posteriori* ao processo de otimização, a escolha que trará maior benefício ao projeto.

É evidente que a escolha da solução a *posteriori* deverá considerar elementos que não foram utilizados na modelagem do problema de otimização, seja por limitações técnicas, ou seja pela existência de critérios subjetivos.

No que diz respeito a aplicação de técnicas de otimização ao projeto de sistemas de ancoragem, é possível considerar duas abordagens: a desacoplada (Figura 13) e a acoplada (Figura 14).

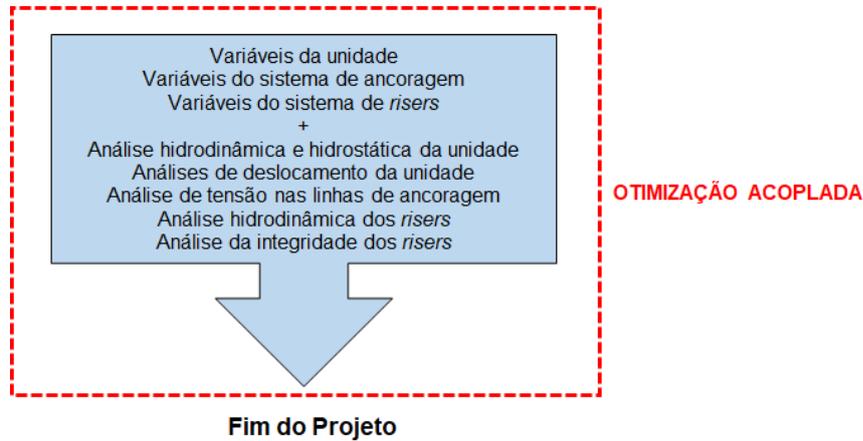
A abordagem desacoplada recebe esse nome por não considerar a integração entre o projeto da unidade flutuante, do sistema de ancoragem e dos *risers* (ALBRECHT, 2005). Desta forma, apenas as variáveis de projeto associadas ao sistema de ancoragem são consideradas, o que simplifica o modelo e reduz o custo computacional do processo, já que são realizadas apenas as análises associadas às linhas de ancoragem.

Figura 13 – Abordagem desacoplada



Fonte: Autor (2022).

Figura 14 – Abordagem acoplada



Fonte: Autor (2022).

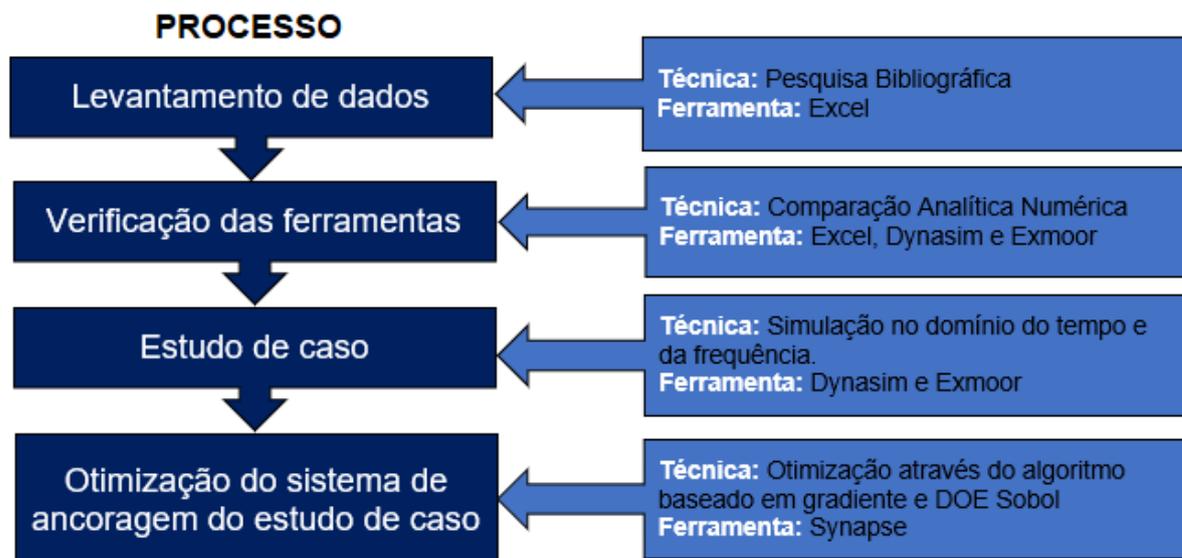
Em contrapartida, a abordagem acoplada constitui a forma mais completa de realizar o projeto de sistemas oceânicos destinados a exploração de petróleo. Diferentemente da abordagem desacoplada, nesse caso, é assumida a interação entre o casco, o sistema de ancoragem e o sistema de *risers*, considerando a influência de cada elemento no comportamento dos demais (CARDOSO, 2014).

Segundo Albrecht (2005), a abordagem acoplada tem sido cada vez mais utilizada devido ao crescente aumento do número de *risers* utilizados, o que passou a evidenciar limitações associadas à abordagem desacoplada. Porém, apesar de contribuir com resultados mais precisos, essa abordagem é mais complexa e demanda um maior custo computacional.

3. METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada no desenvolvimento deste trabalho, a qual é sistematizada no fluxograma da Figura 15.

Figura 15 – Metodologia do trabalho



Fonte: Autor (2022).

O processo é iniciado com o levantamento de dados, o qual se utilizou da técnica da pesquisa bibliográfica para identificar os trabalhos de maior relevância sobre o tema. Já a ferramenta Excel foi utilizada para realizar a sistematização dos dados e a organização das informações obtidas.

3.1. DYNASIM E EXMOOR

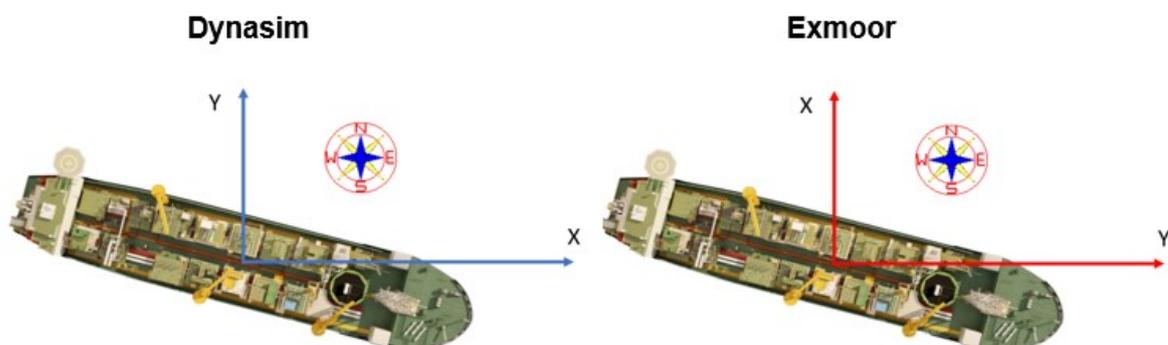
As análises para determinar o desempenho de sistemas de ancoragem executadas neste trabalho utilizaram duas ferramentas: Dynasim (versão 5.6.11) e Exmoor (versão 2.0.1). Essas ferramentas são programas computacionais desenvolvidos especialmente para o projeto, análise e verificação de sistemas de ancoragem de plataformas oceânicas. Através delas é possível calcular esforços, estimar deslocamentos e gerar resultados gráficos que permitem ao engenheiro avaliar a viabilidade, segurança e eficácia do projeto.

O Dynasim possui a capacidade de realizar as simulações no domínio do tempo, o que permite atingir resultados mais precisos ao custo de um grande esforço computacional. Por sua vez, o Exmoor realiza as simulações no domínio da frequência, o que diminui significativamente o tempo de processamento.

Além disso, apesar de apresentarem funcionalidades semelhantes, o Dynasim realiza o equilíbrio do sistema flutuante nos seis graus de liberdade, permitindo que o usuário tenha uma visualização tridimensional do sistema analisado. Em contrapartida, o Exmoor realiza o equilíbrio do sistema apenas no plano de linha d'água, se destacando pelo menor custo computacional, sendo mais indicado para a aplicação de técnicas de otimização.

Por fim, é necessário destacar a diferença entre os sistemas de coordenadas globais presentes nas ferramentas. Enquanto o Dynasim segue o sistema de coordenadas global descrito na fundamentação teórica, no Exmoor o eixo Y aponta para o Leste, enquanto o eixo X aponta para o Norte e, seguindo a regra da mão direita, o eixo Z aponta para o fundo do mar (Figura 16).

Figura 16 – Sistema de coordenadas global Dynasim x Exmoor



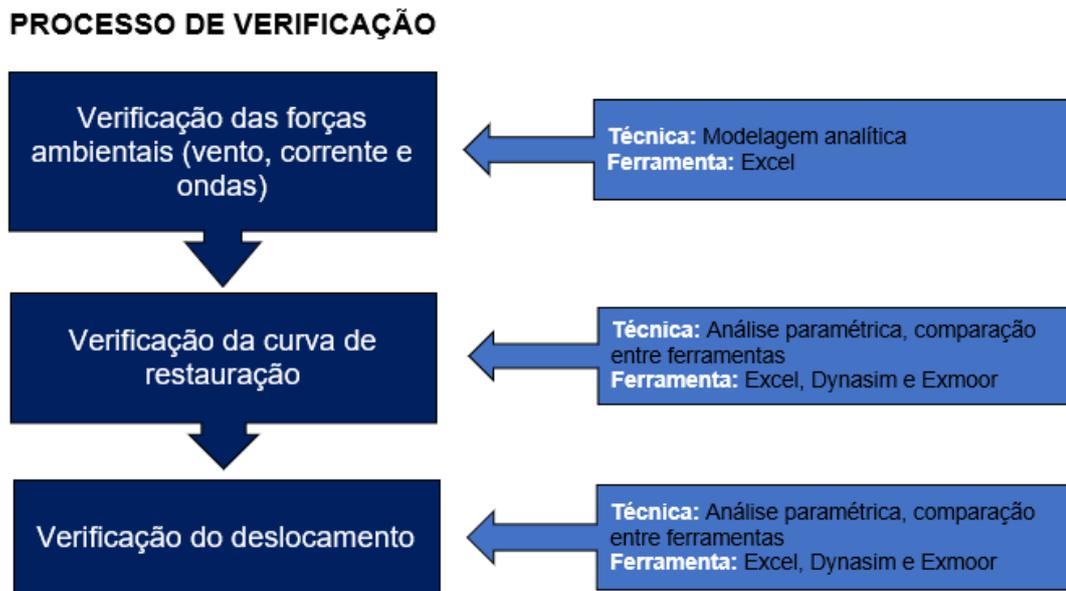
Fonte: Autor (2022).

3.2. VERIFICAÇÃO ANALÍTICA E NUMÉRICA

Para entender o funcionamento e garantir a correta utilização das ferramentas descritas na seção 3.1, foi realizado um processo de verificação, o qual consiste na comparação entre os resultados obtidos usando cada uma das ferramentas e aqueles calculados com o modelo analítico descrito no capítulo 2.3.

Para facilitar a identificação e compreensão de eventuais diferenças entre as ferramentas, o processo de verificação foi dividido em três estágios, os quais são sistematizados no fluxograma da Figura 17.

Figura 17 – Metodologia da verificação das ferramentas



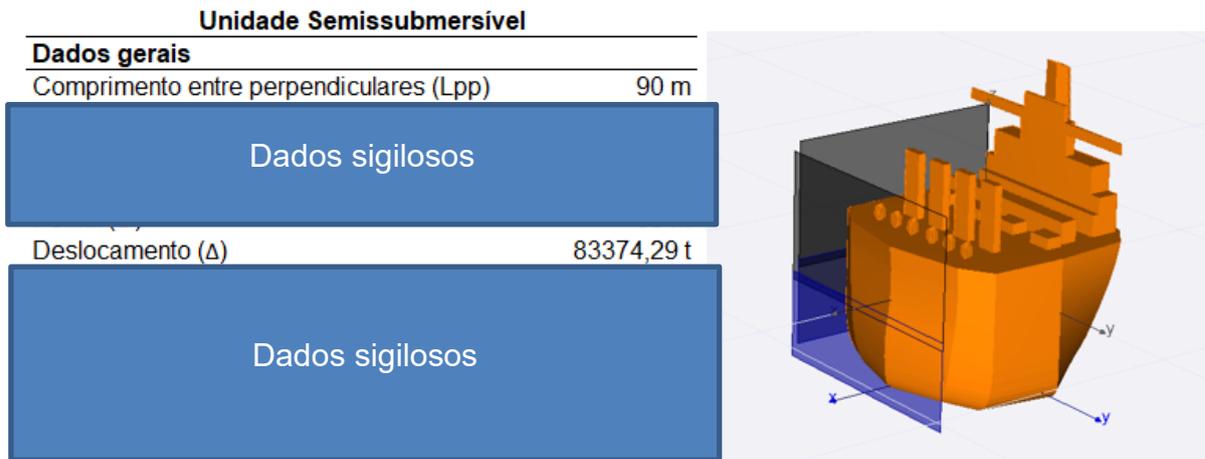
Fonte: Autor (2022).

A tabulação e a comparação dos resultados foram feitas com o auxílio do programa Excel, o qual também foi utilizado para a implementação dos modelos analíticos descritos na fundamentação teórica.

A fim de obter uma comparação mais assertiva, foram realizados estudos envolvendo três sistemas flutuantes, sendo dois do tipo FPSO e um do tipo semissubmersível. As três plataformas já possuem um arranjo proposto para o sistema de ancoragem.

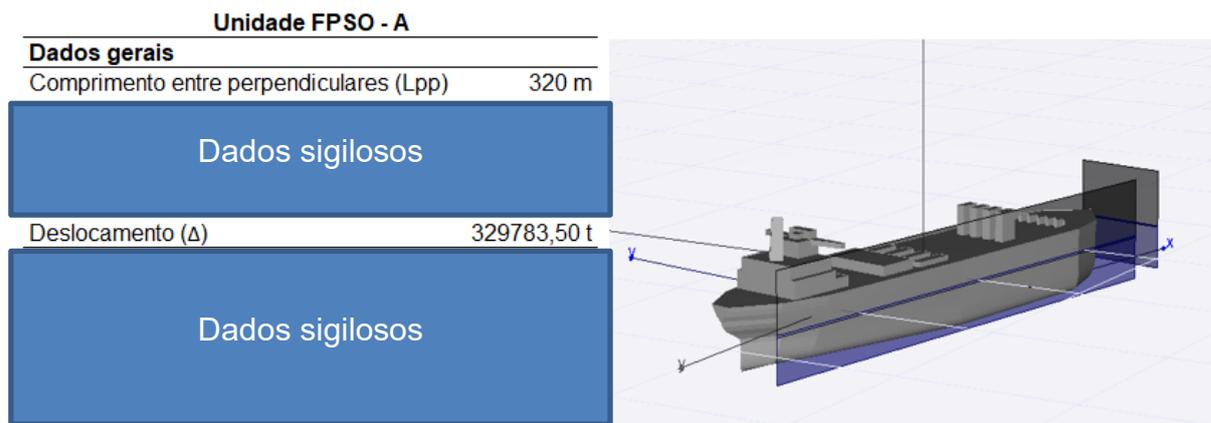
Nas Figuras 18, 19 e 20 são descritas as principais características de cada uma das unidades estudadas.

Figura 18 – Dados da unidade semissubmersível



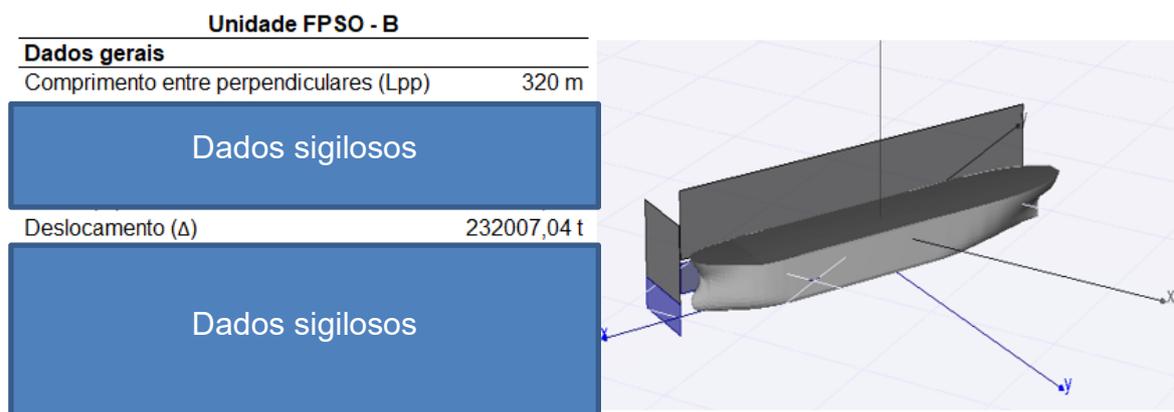
Fonte: Autor (2022).

Figura 19 – Dados da unidade FPSO-A



Fonte: Autor (2022).

Figura 20 – Dados da unidade FPSO-B



Fonte: Autor (2022).

Destaca-se que a leitura dos dados gerais das unidades foi realizada de maneira idêntica em ambas as ferramentas, utilizando-se o mesmo arquivo de origem. Além disso, é importante observar que foi desconsiderada a presença dos *risers* nas análises, os quais foram apagados da modelagem para facilitar o processamento e permitir uma comparação mais assertiva dos resultados.

3.2.1. Definição das condições ambientais

Nessa etapa, para facilitar a comparação e a verificação dos resultados, foi analisada a ocorrência das mesmas condições ambientais de análise, as quais correspondem a uma volta completa ao redor da embarcação com incrementos de 45°, totalizando 8 casos de vento, 8 casos de corrente e 8 casos de ondas, perfazendo um total de 24 condições ambientais.

Além disso, é importante observar que as análises consideraram a ocorrência isolada de cada uma das ações ambientais. Ou seja, em um primeiro momento, não foram consideradas combinações entre as diferentes ações ambientais analisadas. Esse procedimento visa facilitar a análise dos resultados e permitir que eventuais discrepâncias sejam identificadas e compreendidas.

3.2.1.1. Condições de vento analisadas

Os coeficientes aerodinâmicos para cada uma das unidades flutuantes podem ser vistos no Apêndice A, na qual apenas a plataforma semissubmersível possui simetria aerodinâmica (coeficientes idênticos a bombordo e a boreste). Foi considerada uma velocidade de vento de 25 m/s em todos os casos analisados, resultando no conjunto de análises enumeradas na Tabela 1.

Seguindo a convenção descrita tanto em Dynasim (2017), quanto em Exmoor (2006), o ângulo definido para a incidência de vento descreve a direção de onde o vento vem, ou seja, o ângulo no qual o vento atinge a plataforma. Dessa forma, um ângulo de 0° corresponde a um vento que atinge a embarcação no sentido Norte-Sul, enquanto um ângulo de 90° atinge a embarcação no sentido Leste-Oeste e assim sucessivamente.

Tabela 1 – Casos de vento analisados

Caso	Ângulo (em relação ao Norte)	Velocidade do vento
1	0°	25 m/s
2	45°	25 m/s
3	90°	25 m/s
4	135°	25 m/s
5	180°	25 m/s
6	225°	25 m/s
7	270°	25 m/s
8	315°	25 m/s

Fonte: Autor (2022).

3.2.1.2. Condições de corrente analisadas

A descrição das ações ambientais associadas a incidência de corrente é similar a descrição das ações ambientais associadas a incidência de vento, sendo necessário definir os coeficientes hidrodinâmicos, bem como a direção, sentido e velocidade da corrente incidente. Novamente apenas a plataforma semissubmersível possui coeficientes simétricos, enquanto as plataformas FPSO possuem coeficientes assimétricos (Apêndice A).

Conforme já discutido na fundamentação teórica, embora a velocidade da corrente varie ao longo da profundidade do mar, apenas a incidência da corrente próxima a superfície provoca solicitações na plataforma. Portanto, será considerada uma velocidade de corrente junto a superfície de 1 m/s em todas as condições ambientais analisadas (Tabela 2).

Diferentemente das condições de vento, o ângulo de incidência da corrente indica a direção de propagação, ou seja, indica para onde a corrente vai. Ou seja, um ângulo de incidência de 0° corresponde a uma corrente que atinge a embarcação no sentido Sul-Norte, enquanto uma corrente com ângulo de 90° atinge a embarcação no sentido Oeste-Leste, e assim sucessivamente.

Tabela 2 – Casos de corrente analisados

Caso	Ângulo (em relação ao Norte)	Velocidade da corrente
1	0°	1 m/s
2	45°	1 m/s
3	90°	1 m/s
4	135°	1 m/s
5	180°	1 m/s
6	225°	1 m/s
7	270°	1 m/s
8	315°	1 m/s

Fonte: Autor (2022).

3.2.1.3. Dados das condições de ondas

Com relação a incidência de ondas, os parâmetros que descrevem a ação ambiental diferem significativamente das demais ações ambientais, sendo necessária a descrição estatística do mar, além das funções de transferência da plataforma para cada um dos graus de liberdade analisados.

Portanto, além da direção e sentido, cuja referência é análoga a ação de vento, é preciso definir a altura significativa das ondas (H_s), o período entre zeros ascendentes (T_z), o período de pico (T_p) e, por fim, o tipo de espectro de mar representativo da região de operação da plataforma.

De modo similar aos demais casos, foram arbitrados valores típicos para cada um dos parâmetros, os quais são enumerados na Tabela 3.

Tabela 3 – Casos de onda analisados

Caso	Ângulo (em relação ao Norte)	Altura Significativa (H_s)	Período entre zeros ascendentes (T_z)	Período entre picos (T_p)	Espectro de mar
1	0°	4,6 m	6,0 s	8,5 s	JONSWAP
2	45°	4,6 m	6,0 s	8,5 s	JONSWAP
3	90°	4,6 m	6,0 s	8,5 s	JONSWAP
4	135°	4,6 m	6,0 s	8,5 s	JONSWAP
5	180°	4,6 m	6,0 s	8,5 s	JONSWAP
6	225°	4,6 m	6,0 s	8,5 s	JONSWAP
7	270°	4,6 m	6,0 s	8,5 s	JONSWAP
8	315°	4,6 m	6,0 s	8,5 s	JONSWAP

Fonte: Autor (2022).

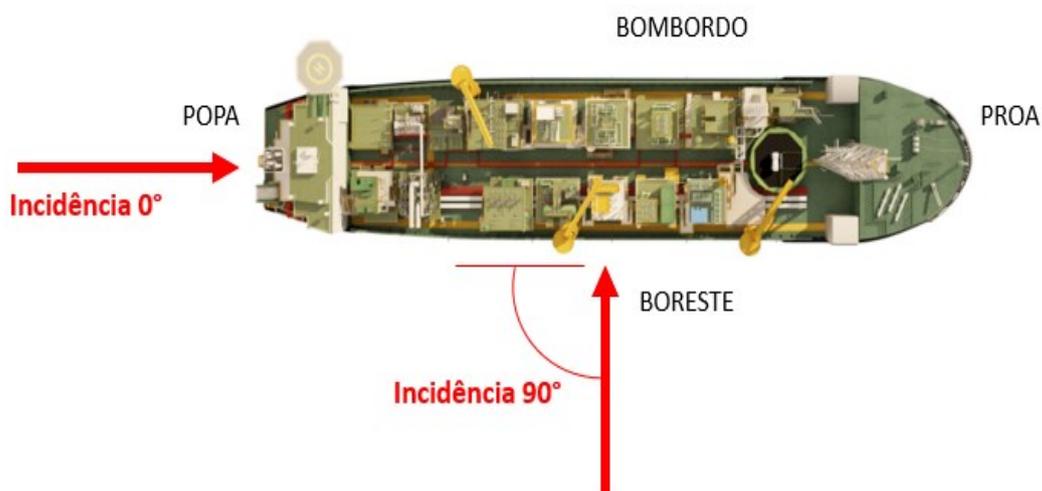
Destaca-se ainda que, além das condições de mar, é importante a correta leitura das matrizes de transferência (RAO, EWF e QTF) associadas a cada uma das plataformas analisadas a fim de considerar a interação das ondas com o corpo flutuante e posterior cálculo das forças atuantes na embarcação.

3.2.2. Procedimento para obtenção do ângulo “ α ”

Outro ponto de destaque que requer atenção quando são comparados os resultados analíticos com aqueles obtidos utilizando-se as ferramentas Exmoor e Dynasim diz respeito a correta interpretação do ângulo de incidência das ações ambientais. É justamente esse ângulo que permite converter uma ação ambiental definida no sistema global de coordenadas, no efeito descrito no sistema local de coordenadas sentido pela plataforma.

De acordo com Dynasim (2017), o ângulo α é definido como 0° quando a incidência ocorre a partir da popa e 90° quando ocorre de boreste (Figura 21). Portanto, é importante considerar que o ângulo que define a ação ambiental refere-se ao ponto onde ocorre o primeiro contato do fenômeno ambiental com a plataforma, tendo como referencial a popa e o sentido positivo em direção a boreste.

Figura 21 – Convenção para o ângulo de incidência α

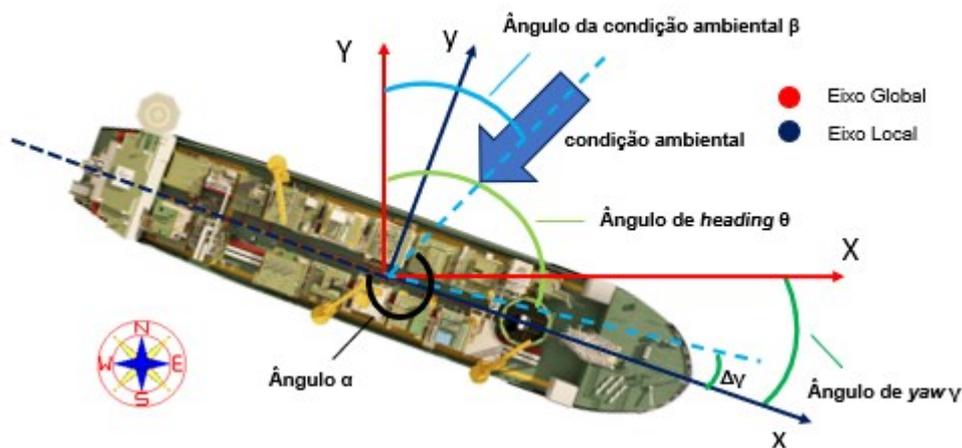


Fonte: Autor (2022).

3.2.2.1. Ângulo “ α ” para condição de vento e ondas

Os fenômenos de vento e ondas possuem leitura semelhante, pois a incidência em um determinado ângulo diz respeito a direção de onde o fenômeno vem. Ou seja, um vento (ou onda) com ângulo de incidência de 0° em relação ao Norte, corresponde a um vento (ou onda) que vem do Norte e segue para a direção Sul. Na Figura 22 é mostrada a relação entre o ângulo de incidência da condição ambiental β e o ângulo efetivo α utilizado para a leitura dos coeficientes aerodinâmicos (no caso do vento) e da matriz de transferência de força (no caso das ondas). Nesse caso foi utilizado o sistema de coordenadas do Dynasim e uma condição genérica de aproamento (*heading*) e *yaw*.

Figura 22 – Relação entre o ângulo de condição de vento/ondas e o ângulo α



Fonte: Autor (2022).

Logo, é possível escrever uma equação analítica que relaciona o ângulo da condição ambiental β , o ângulo de aproamento θ e o ângulo de *yaw* γ , a partir dos quais é possível determinar o ângulo α correspondente, tal como visto na Equação 17.

$$\alpha = \begin{cases} 360 + (\theta - 180 - \beta - \Delta\gamma), & \theta - 180 - \beta - \Delta\gamma < 0 \\ \theta - 180 - \beta - \Delta\gamma, & \theta - 180 - \beta - \Delta\gamma \geq 0 \end{cases} \quad (17)$$

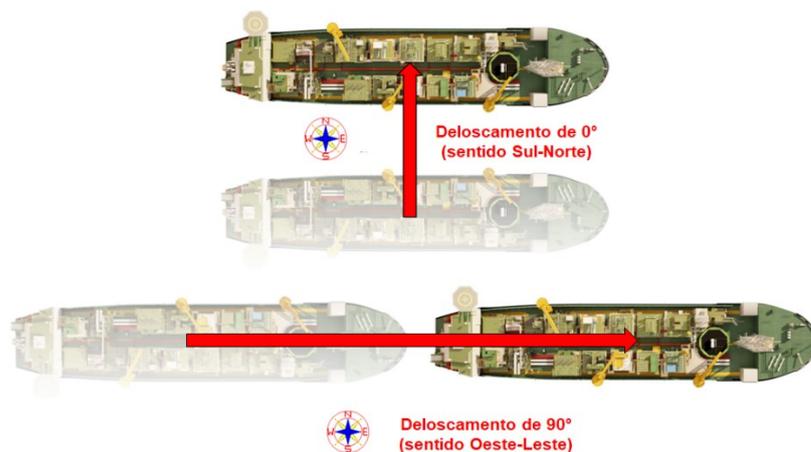
Destaca-se que é possível considerar ângulos negativos, sendo que o sinal negativo indica apenas um ângulo no sentido contrário ao sistema estabelecido.

3.2.3. Parâmetros para análise da curva de restauração

Visando melhor avaliar o comportamento das ferramentas utilizadas na obtenção das curvas de restauração de uma plataforma flutuante, foram utilizados o mesmo conjunto de parâmetros de análise.

Os ângulos selecionados para esse estudo foram 0° , 45° , 60° , 90° , 180° e 270° , todos tomados em relação ao Norte geográfico e medidos no sentido horário. Dessa forma, temos que o ângulo de 0° representa um deslocamento no sentido Sul-Norte, enquanto 90° descreve um deslocamento Leste-Oeste e assim por diante (Figura 24).

Figura 24 – Ângulo de deslocamento para geração da curva de restauração



Fonte: Autor (2022).

É importante observar que a definição dos ângulos é feita de maneira distinta nas ferramentas. Enquanto o Exmoor utiliza o sistema global de coordenadas onde um ângulo de 0° descreve um deslocamento no sentido Norte-Sul, o Dynasim utiliza o sistema local de coordenadas para a análise, sendo que um ângulo de 0° descreve um deslocamento no sentido popa-proa da embarcação.

Assim, é necessário definir um procedimento que permita aplicar um mesmo deslocamento em ambas as ferramentas. O procedimento adotado é sistematizado na Tabela 4, onde θ se refere ao ângulo de aproamento (*heading*) da plataforma.

Tabela 4 – Equivalência das curvas de restauração entre ferramentas

Ângulo	Dynasim	Exmoor
0°	$\theta - 180^\circ$	180°
45°	$\theta - 45^\circ$	-135°
60°	$\theta - 60^\circ$	-120°
90°	$\theta - 90^\circ$	-90°
180°	θ	0°
270°	$\theta + 90^\circ$	90°

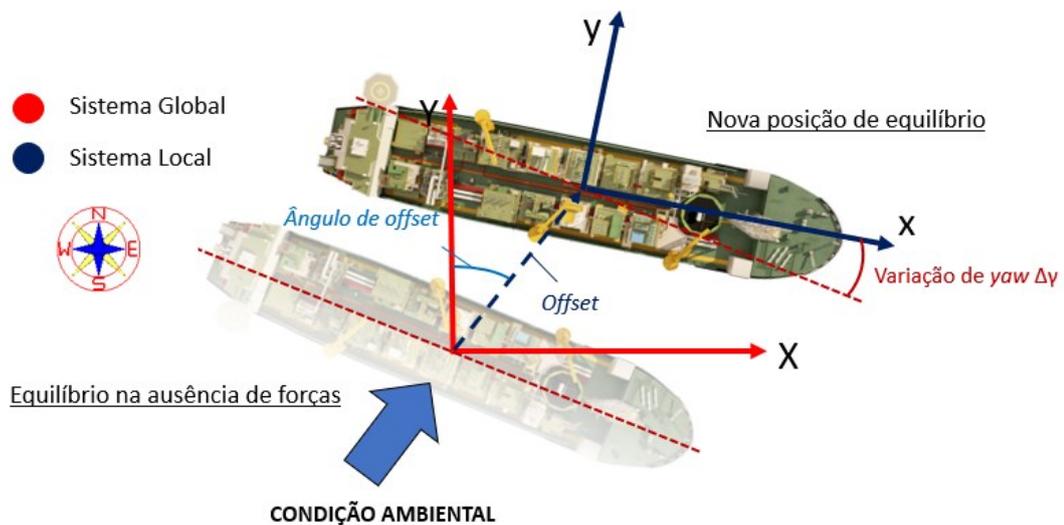
Fonte: Autor (2022).

Durante a verificação da curva de restauração, optou-se por realizar a análise de 9 valores de deslocamentos (aplicados para cada um dos ângulos estudados), os quais foram definidos a partir de incrementos de 25 metros.

3.2.4. Parâmetros para análise da posição de equilíbrio

Conforme pode ser visto na Figura 25, o deslocamento de uma plataforma sujeita às ações ambientais pode ser descrito por três parâmetros: o módulo do deslocamento no plano da linha d'água (*offset total*), a direção do deslocamento no plano da linha d'água (*ângulo de offset*) e a rotação da plataforma (*variação do ângulo de yaw*).

Figura 25 – Parâmetros avaliados para análise da posição de equilíbrio



Fonte: Autor (2022).

Assim, a verificação dos efeitos que as ações ambientais causam em um sistema flutuante considerou a análise de cada um desses parâmetros, tanto de maneira numérica, quanto gráfica, a fim de avaliar se o comportamento da plataforma foi descrito corretamente em ambas as ferramentas.

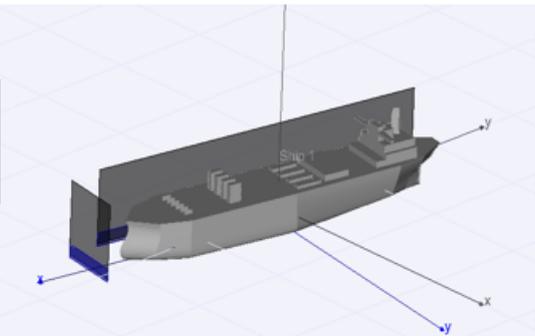
3.3. ESTUDO DE CASO

Uma vez finalizado o estudo de verificação e compatibilidade entre as ferramentas estudadas, é possível dar início ao estudo mais detalhado de uma plataforma oceânica, cujas características se assemelham àquelas observadas nas plataformas atualmente em operação na costa brasileira.

Para esse estudo foi selecionada uma plataforma do tipo FPSO, denominada FPSO-C, cujas dimensões principais são detalhadas na Figura 26. Destaca-se que, no arranjo proposto, a plataforma apresenta um ângulo de aproamento de 190° em relação ao Norte.

Figura 26 – Linhas de ancoragem do estudo de caso

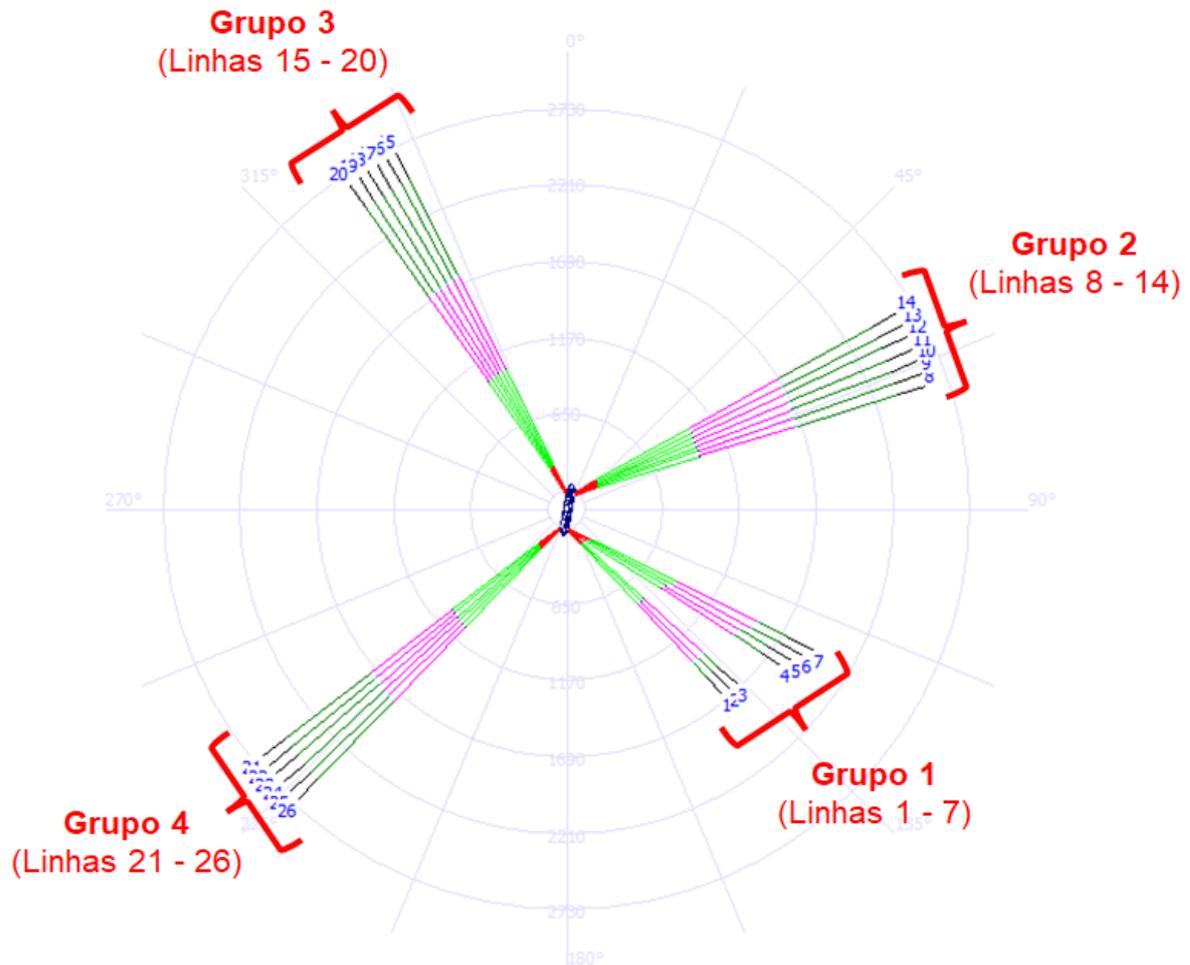
Unidade FPSO - C	
Dados gerais	
Comprimento entre perpendiculares (Lpp)	345,3 m
Dados sigilosos	
Deslocamento (Δ)	213703,27 t
Dados sigilosos	



Fonte: Autor (2022).

Com relação ao sistema de ancoragem, a plataforma possui 26 linhas dispostas em 4 grupos (*cluster*), conforme pode ser visto na Figura 27. A numeração das linhas segue a ordem crescente dos grupos no sentido anti-horário. Além disso, a profundidade no local de operação é de cerca de 2000 metros.

Figura 27 – Linhas de ancoragem do FPSO-C

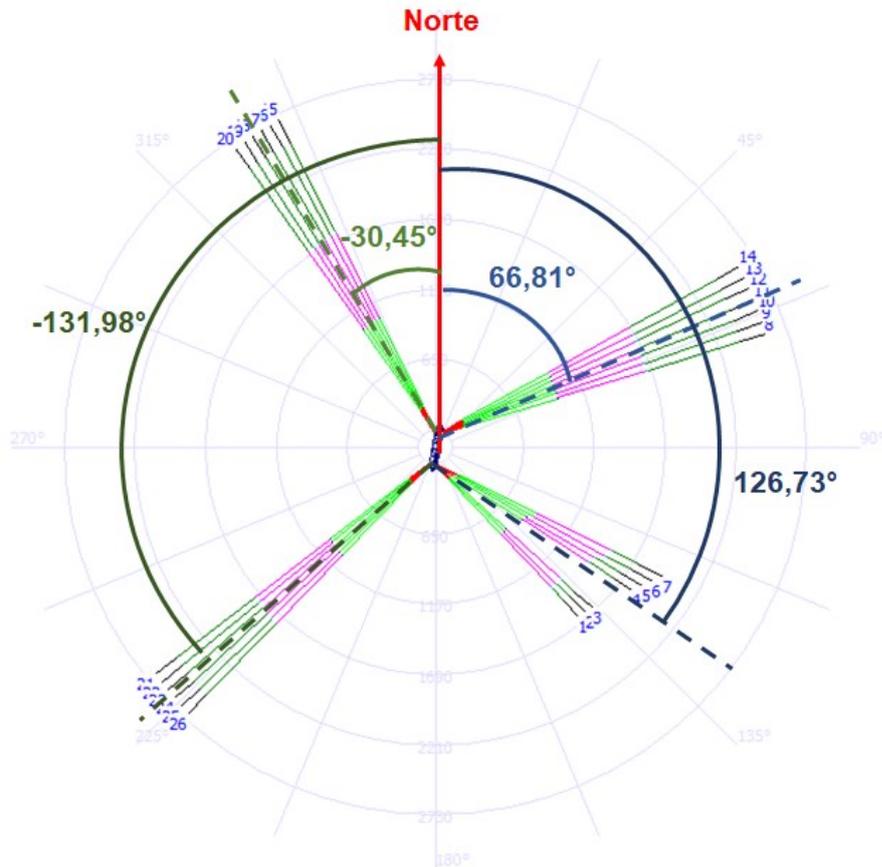


Fonte: Autor (2022).

É interessante observar que, no arranjo originalmente proposto para essa plataforma, apenas o grupo 1 possui linhas com distâncias diferentes entre si, enquanto os demais grupos possuem linhas equidistantes.

Além disso, é possível definir a localização de cada grupo em relação ao sistema global de coordenadas. Seguindo a convenção de 0° equivalente ao Norte e crescendo positivamente no sentido horário, o posicionamento dos grupos pode ser visto na Figura 28.

Figura 28 – Posicionamento dos grupos de ancoragem da FPSO-C



Fonte: Autor (2022).

No que diz respeito as condições ambientais analisadas, foram utilizados os dados fornecidos no arquivo base do projeto. Ao todo, são enumeradas 4523 combinações de ações ambientais, envolvendo um total de 97 condições de vento, 33 condições de corrente e 1939 condições de ondas.

Com a finalidade de diminuir o tempo computacional, bem como facilitar a sistematização dos resultados, neste trabalho foi realizada a avaliação de 91 combinações, ou seja, um caso a cada 50 enumerados no arquivo de dados.

Na Tabela 5 são descritas as combinações utilizadas no estudo de caso realizado, sendo que no Apêndice B são mostradas as informações referentes a cada uma das condições ambientais utilizadas nas combinações estudadas.

Tabela 5 – Condições ambientais do estudo de caso

Combinação	Índice da corrente	Índice do vento	Índice da onda
1	1	7	98
50	1	17	322
150	1	20	393
250	2	22	440
350	2	24	513
450	3	20	405
500	3	26	538
550	4	10	203
650	4	28	579
750	5	29	592
850	6	32	620
950	7	1	9
1050	9	33	638
1150	10	39	695
1250	11	42	734
1350	12	43	762
1450	13	5	51
1500	13	46	821
1550	14	4	35
1650	14	47	860
1750	15	45	805
1850	15	18	334
1950	16	47	867
2050	16	22	451
2150	17	65	1270
2250	17	67	1336
2350	18	69	1375
2450	18	71	1443
2500	18	72	1493
2550	19	57	1099
2650	19	59	1167
2750	20	71	1449
2850	20	76	1569
2950	21	61	1203
3050	22	62	1207
3150	23	63	1224
3250	24	83	1653
3350	25	86	1691
3450	26	88	1725

3500	27	85	1684
3550	27	89	1749
3650	28	52	950
3750	29	51	940
3850	29	94	1858
3950	30	92	1803
4050	30	96	1932
4150	31	94	1856
4250	31	66	1293
4350	32	95	1898
4450	32	69	1400
4500	32	58	1118

Fonte: Autor (2022).

Inicialmente, objetivava-se realizar essa análise em ambas as ferramentas estudadas. No entanto, limitações associadas a atual versão do Exmoor impediram que essa comparação fosse realizada.

3.4. OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA DE ANCORAGEM DA PLATAFORMA FPSO-A

Finalizado o processo de verificação das ferramentas e o estudo de caso, é possível implementar um modelo de otimização visando obter o arranjo ótimo do sistema de ancoragem de acordo com as exigências definidas para o projeto da plataforma FPSO-A.

Conforme comentado na seção anterior, limitações existentes na atual versão do Exmoor inviabilizaram que a plataforma FPSO-C fosse utilizada nessa etapa do trabalho.

Existem duas abordagens possíveis para a otimização de sistemas flutuantes (acoplada e desacoplada), conforme discutido na seção 2.5. Neste trabalho foi utilizada a abordagem desacoplada, visando facilitar a modelagem do problema, bem como reduzir o custo computacional associado a obtenção dos resultados.

3.4.1. Processo de otimização

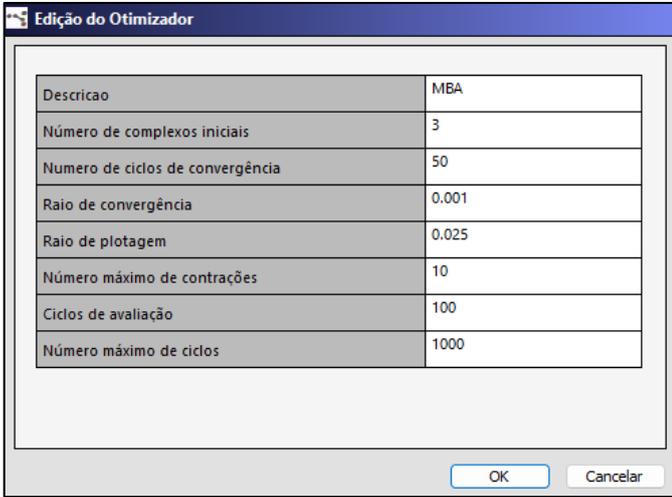
O processo de otimização implementado utilizou o algoritmo proposto por Augusto (1996) denominado *Modified Box Algorithm* (MBA), o qual é indicado para a

solução de problemas de otimização mono-objetivo, com restrições, tanto explícitas (limites para cada variável) quanto implícitas (limites para parâmetros funcionais).

Nesse algoritmo, o processo de otimização é iniciado com a definição de um polígono de busca (*complex*) cujos vértices representam soluções escolhidas aleatoriamente dentro da região de busca, as quais devem respeitar as restrições do problema (AUGUSTO, 1996). Realizando a análise dos vértices e aplicando as operações vetoriais de expansão, contração, reflexão e redução, o polígono é direcionado para a melhor solução.

No problema aqui descrito busca-se, unicamente, determinar o azimuth (ângulo no plano de linha d'água) associado a cada uma das 24 linhas de ancoragem do sistema. Uma vez que o problema proposto tem 24 variáveis, Augusto (1996) recomenda que o *complex* inicial tenha ao menos 25 pontos, os quais foram gerados por meio do algoritmo Sobol. Os parâmetros definidos para o algoritmo de otimização são enumerados na Figura 29.

Figura 29 – Definições do otimizador MBA



Descrição	MBA
Número de complexos iniciais	3
Numero de ciclos de convergência	50
Raio de convergência	0.001
Raio de plotagem	0.025
Número máximo de contrações	10
Ciclos de avaliação	100
Número máximo de ciclos	1000

Fonte: Autor (2022).

O objetivo do processo é atingir um novo arranjo do sistema de ancoragem que maximize o ângulo de abertura (*pattern*) à bombordo, considerando a restrição de que o deslocamento (*offset*) do sistema seja inferior a 4% da lâmina d'água.

Uma vez definido o problema de projeto a ser resolvido, as características do modelo de otimização construído são resumidas na Tabela 6.

Tabela 6 – Modelo de otimização

	Linhas	Tipo	Abertura mínima [°]	Abertura máxima [°]
Grupo 1	6	Independente	90	180
	5	Relativa	2	8
	4	Relativa	2	8
	3	Relativa	2	8
	2	Relativa	2	8
	1	Relativa	2	8
Grupo 2	12	Independente	0	90
	11	Relativa	2	8
	10	Relativa	2	8
	9	Relativa	2	8
	8	Relativa	2	8
	7	Relativa	2	8
Grupo 3	18	Independente	270	360
	17	Relativa	2	8
	16	Relativa	2	8
	15	Relativa	2	8
	14	Relativa	2	8
	13	Relativa	2	8
Grupo 4	24	Independente	180	270
	23	Relativa	2	8
	22	Relativa	2	8
	21	Relativa	2	8
	20	Relativa	2	8
	19	Relativa	2	8
Função objetivo			Maximizar ângulo de abertura à bombordo	
Restrição			Offset menor que 4% da lâmina d'água	

Fonte: Autor (2022)

Conforme detalhado na Tabela 6, para cada *cluster*, há uma variável independente que posiciona o *cluster* em um dos quadrantes da plataforma. As demais linhas do *cluster* são denominadas variáveis relativas, pois dependem do posicionamento da linha anterior a elas, sendo que o afastamento entre cada par de linhas pode variar entre 2° e 8°.

O uso de variáveis relativas é uma estratégia que descarta a necessidade de estabelecer diversas restrições no modelo para assegurar a não ocorrência de cruzamento entre as linhas de ancoragem.

Por fim, reforça-se que esse é um modelo inicial que busca determinar apenas o ângulo de lançamento de cada uma das linhas no plano de linha d'água, ignorando

outras variáveis tais como o número de linhas, o comprimento e/ou diâmetro das linhas e até mesmo o tamanho de cada segmento.

3.4.1.1. Synapse

A ferramenta responsável pelo processo de otimização será o Synapse⁵. Desenvolvido no ambiente Delphi, essa ferramenta destina-se especificamente à otimização de problemas complexos de engenharia, permitindo que o modelo de otimização seja construído graficamente utilizando-se blocos, os quais representam as variáveis, os parâmetros, os atributos, os resultados, as operações, as restrições e as funções objetivo do modelo.

Em sua versão Synapse Offshore, a ferramenta disponibiliza módulos voltados para o projeto de sistemas navais e oceânicos. É importante destacar que o módulo Offshore está em desenvolvimento, sendo que este trabalho foi o primeiro a explorar e documentar seu comportamento.

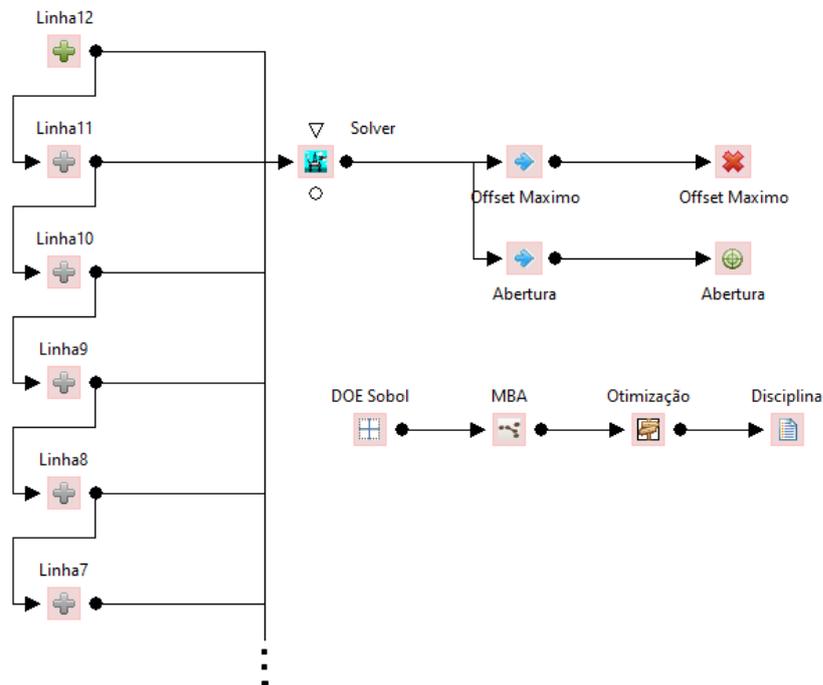
Atualmente o programa conta com duas abordagens para modelar o problema de otimização voltado ao projeto de sistemas de ancoragem: o modelo do tipo A e o modelo do tipo B.

A primeira abordagem (modelo do tipo A) considera o azimute de cada linha como uma variável, sendo a primeira linha de cada *cluster* definida por uma variável comum, enquanto as demais linhas do *cluster* são definidas como variáveis relativas, sendo calculadas a partir do azimute da linha anterior.

Na Figura 30 é ilustrado o modelo do tipo A construído no ambiente Synapse, onde é possível identificar a variável comum (Linha 12) referente à primeira linha do *cluster* 1 e as variáveis relativas (Linhas 7, 8, 9, 10 e 11). Além disso, é possível identificar a restrição do deslocamento e a função objetivo correspondente a maximização da abertura do arranjo a bombordo do casco.

⁵ Programa desenvolvido pelo Laboratório de Simulação Naval da UFSC, cujos detalhes podem ser vistos em www.synapse.ufsc.br.

Figura 30 – Modelo de otimização tipo A no Synapse

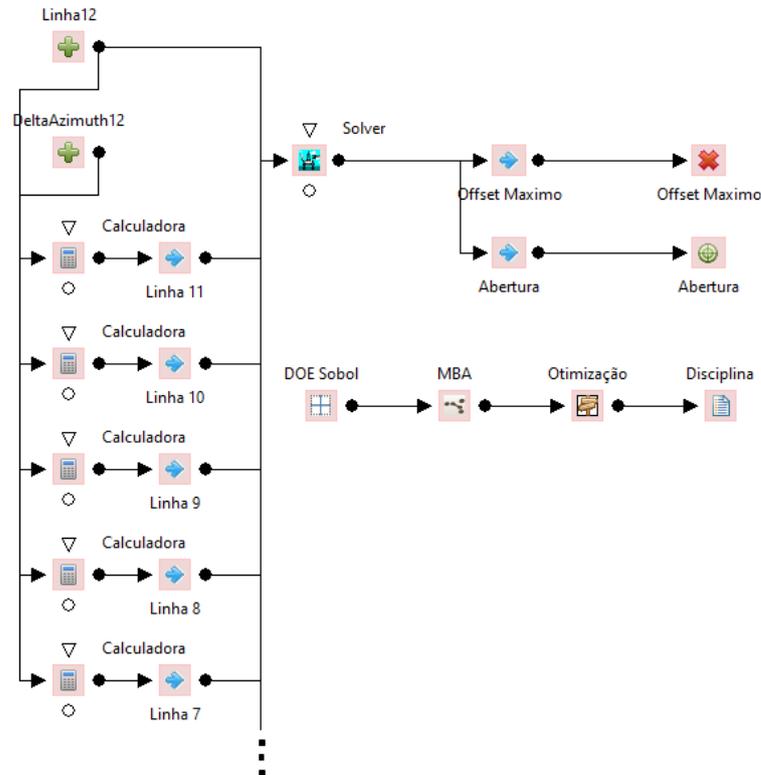


Fonte: Autor (2022).

Por sua vez, a modelagem do tipo B considera apenas duas variáveis comuns por *cluster*, sendo a primeira referente ao azimute da primeira linha de cada *cluster*, partindo sempre do sentido horário. Já a segunda variável refere-se ao espaçamento angular constante entre as linhas do *cluster*. Portanto, nesse modelo, as linhas em cada grupo serão obrigatoriamente equidistantes. Por contar apenas com duas variáveis por grupo, o processo de otimização tende a ter um menor custo computacional do que a modelagem do tipo A.

Na Figura 31 é mostrada a modelagem do tipo B construída no Synapse, onde é possível identificar a variável comum referente ao azimute da primeira linha do grupo (Linha 12), enquanto o azimute das demais linhas dentro de um mesmo grupo são definidas por parâmetros (Linhas 7, 8, 9, 10 e 11) dependentes da posição da primeira linha e do espaçamento angular constante no grupo (Delta Azimuth 12). Além disso é possível ver a mesma modelagem usada para a restrição e para a função objetivo vista na Figura 30.

Figura 31 – Modelo de otimização tipo B no Synapse



Fonte: Autor (2022).

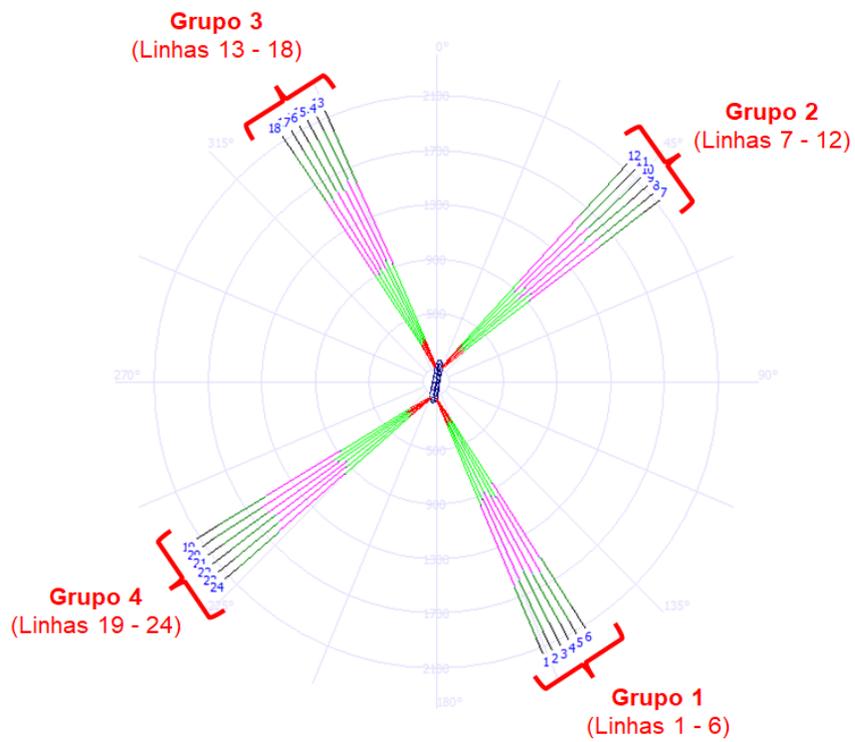
Por fim, é importante destacar que a modelagem do tipo A contém todas as configurações possíveis de serem obtidas na modelagem do tipo B. No entanto, a modelagem do tipo A permite obter inúmeras soluções não contempladas pela modelagem do tipo B, exigindo, no entanto, um maior custo computacional.

3.4.2. Condições iniciais da plataforma

As dimensões principais da plataforma FPSO-A podem ser vistas na seção 3.2. deste trabalho. Com relação ao sistema de ancoragem, a plataforma possui 24 linhas dispostas em 4 grupos, sendo que a numeração das linhas segue a ordem crescente dos grupos no sentido anti-horário (Figura 32). Além disso, a profundidade no local de operação é de aproximadamente 2000 metros.

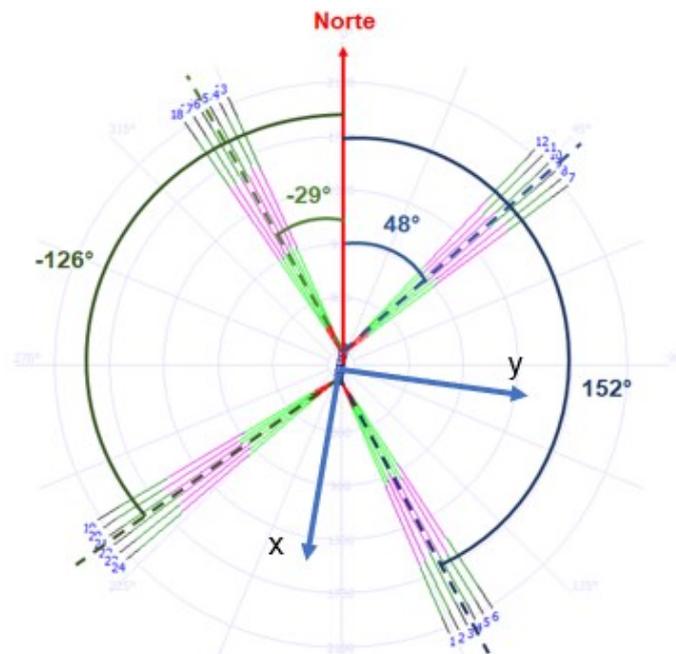
Além do azimute de cada uma das linhas, é possível definir a localização de cada grupo em relação ao sistema global de coordenadas (Figura 33). Portanto, considerando a convenção de 0° equivalente ao Norte e crescendo positivamente no sentido horário, o posicionamento dos grupos está arranjado da seguinte forma:

Figura 32 – Arranjo de ancoragem inicial da plataforma FPSO-A



Fonte: Autor (2022).

Figura 33 – Posicionamento dos grupos de ancoragem para a plataforma FPSO-A



Fonte: Autor (2022).

É possível notar que o ângulo de abertura à bombordo entre a mediana dos grupos 1 e 2 corresponde à 104°. Considerando as linhas equidistantes em cada grupo com valor de 2°, o valor real de abertura entre as linhas 6 e 7 é de 94°.

3.4.2. Casos utilizados na otimização

Ao todo foram realizados seis processos de otimização, conforme sistematização detalhada na Tabela 7.

Tabela 7 – Resumo dos casos de otimização

Otimização	Casos ambientais	Direção do caso	Modelo de otimização
1	57	-	A
2	57	-	B
3	1	Vem do Norte	A
4	1	Vem do Norte	B
5	1	Vem do Leste	A
6	1	Vem do Leste	B

Fonte: Autor (2022).

De maneira geral, foram estudadas três condições ambientais, sendo que cada uma das condições foi otimizada considerando tanto a modelagem do tipo A quanto a modelagem do tipo B. As combinações ambientais utilizadas são descritas na Tabela 8, sendo que maiores detalhes podem ser vistos no Apêndice C.

Tabela 8 – Condições ambientais utilizadas na otimização

Combinação	Índice da corrente	Índice do vento	Índice da onda
1	33	98	1564
2	29	14	163
3	29	14	164
4	29	14	165
5	29	14	166
6	29	14	167
7	29	14	168
8	29	14	169
9	29	14	170
10	29	16	205

11	29	16	206
12	29	16	207
13	29	16	208
14	29	16	209
15	29	16	211
16	30	15	185
17	30	15	186
18	30	15	187
19	30	19	279
20	19	36	724
21	19	36	725
22	19	36	726
23	19	38	751
24	19	38	752
25	19	38	753
26	19	38	754
27	20	33	667
28	20	33	668
29	20	33	669
30	20	33	670
31	20	33	671
32	20	33	672
33	20	37	739
34	20	39	764
35	20	39	765
36	20	39	766
37	20	39	767
38	20	39	768
39	20	39	769
40	20	39	770
41	21	36	725
42	21	36	728
43	21	38	752
44	21	38	754
45	21	38	755
46	22	39	765
47	22	39	766
48	22	39	767
49	22	39	768
50	22	39	769
51	22	39	770
52	23	38	751
53	23	38	752

54	23	38	753
55	23	38	754
56	23	38	755
57	23	38	757
58	9	2	10

Fonte: Autor (2022).

Conforme pode ser visto na Tabela 8, os processos de otimização 1 e 2 consideram as primeiras 57 combinações ambientais fornecidos em conjunto com o arquivo da plataforma. Por sua vez, os processos de otimização 3 e 4 consideram apenas a combinação 58, que foi inserida para simular um caso em que todas as ações ambientais provocam forças no sentido Norte-Sul. Por fim, os processos de otimização 4 e 5 consideram apenas a combinação 2, na qual todas as ações ambientais provocam forças no sentido Leste-Oeste.

Ao final de cada processo de otimização são coletados o azimute de cada linha de ancoragem, a abertura do arranjo à bombordo, bem como o máximo deslocamento (*offset*) atingido na análise.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção são apresentados e discutidos os resultados obtidos aplicando-se a metodologia descrita no capítulo anterior. Assim, são enumerados e comparados os resultados obtidos com ambas as ferramentas estudadas, além daqueles obtidos utilizando-se os modelos analíticos descritos no capítulo de fundamentação teórica. Por fim são apresentados os resultados referentes ao estudo de caso da plataforma FPSO-C e aqueles obtidos no processo de otimização da plataforma FPSO-A.

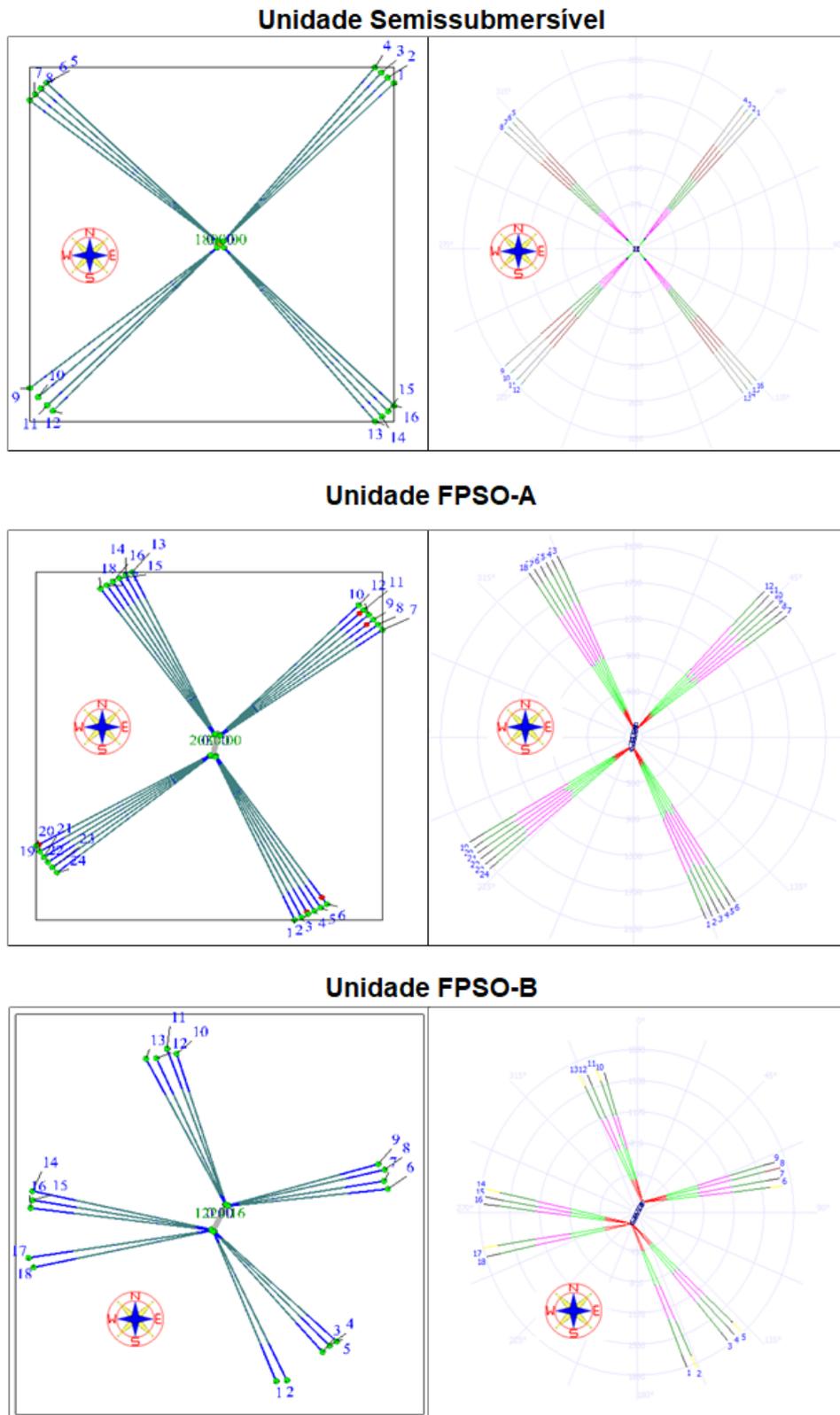
4.1. LEITURA DOS ARQUIVOS

Este tópico trata da leitura dos arquivos de entrada, o qual contém os dados referentes às plataformas, ao sistema de ancoragem e às condições ambientais de cada um dos casos analisados. O resultado esperado é que ambos os programas apresentem o mesmo arranjo de ancoragem, ou seja, determinem a mesma posição e identificação das linhas, além de considerar um posicionamento equivalente da plataforma em relação ao sistema global de coordenadas.

Na Figura 34 é mostrada uma comparação dos resultados, onde é possível observar que a leitura dos arquivos está sendo realizada de maneira similar, não tendo sido identificados problemas relacionados a essa etapa do processo.

Vale ressaltar que, conforme já discutido, existem diferenças no sistema de coordenadas globais das ferramentas. Assim, pode-se dizer que os programas fizeram leituras equivalentes dos dados, compensando as diferenças existentes entre os sistemas de coordenadas adotados.

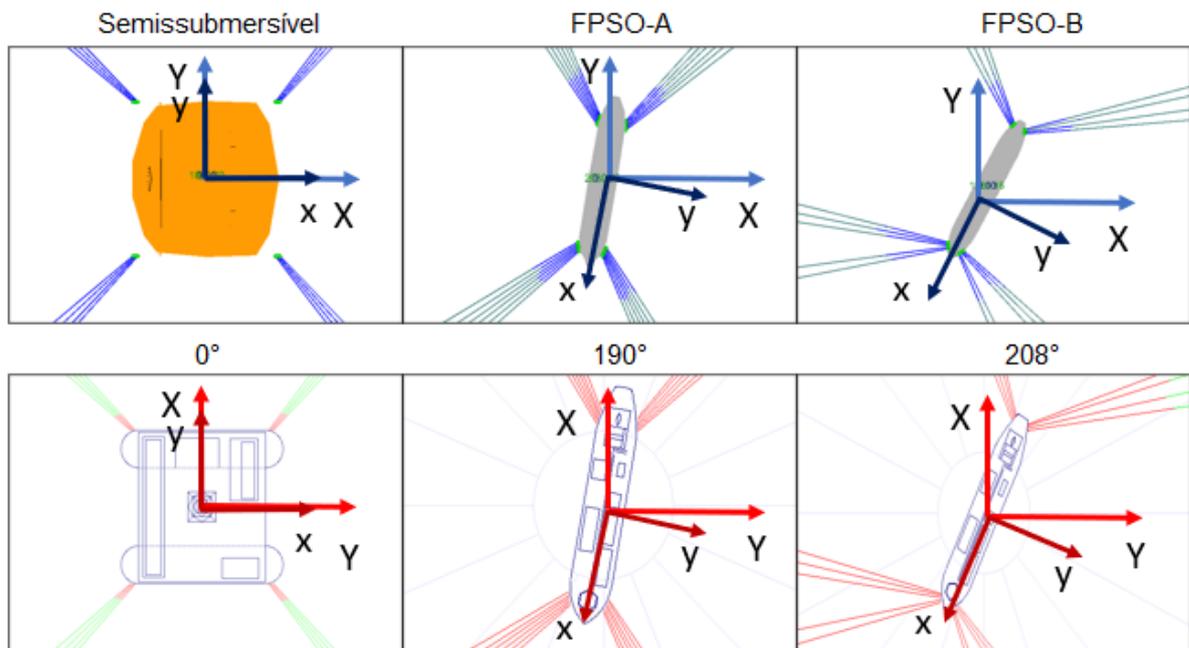
Figura 34 – Arranjo lido pelo Dynasim (à esquerda) x Exmoor (à direita)



Fonte: Autor (2022).

Por fim, a ampliação da região central das imagens (Figura 35) permite constatar que os diferentes ângulos de aproamento de cada um dos sistemas foi capturado de maneira coerentes por ambas as ferramentas.

Figura 35 – Aproamento das plataformas Dynasim (em cima) x Exmoor (embaixo)



Fonte: Autor (2022).

A leitura das condições ambientais também não apresentou problemas, sendo as diferenças dos sistemas de coordenadas devidamente compensadas, o que resultou em uma total compatibilidade entre as ferramentas utilizadas.

4.2. RESULTADOS DA VERIFICAÇÃO DAS FERRAMENTAS

Nesta seção são apresentados os resultados referentes as análises realizadas para averiguar a similaridade entre as ferramentas e o cálculo analítico para as diferentes condições de vento, corrente e ondas aplicadas à cada uma das plataformas estudadas, bem como seus respectivos deslocamentos, além da comparação da curva de restauração calculada tanto pelo Dynasim, quanto pelo Exmoor.

4.2.1. Verificação da força de vento

A seguir são apresentados os resultados referentes apenas as componentes horizontais causadas pela ação dos ventos. Tais resultados são expressos considerando os sistemas de coordenadas globais adotados por cada uma das ferramentas.

Na Tabela 9 são sintetizados os resultados para a plataforma semissubmersível considerando tanto o cálculo analítico, quanto o valor obtido em cada uma das ferramentas. O conjunto completo dos resultados pode ser visto no Apêndice D.

Tabela 9 – Análise da força de vento para plataforma semissubmersível

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	0,00	17,98	0,00	-
2	45	-484,10	-483,77	-484,10	0,07
3	90	-1559,88	-1553,29	-1559,88	0,42
4	135	-484,10	-486,00	-484,10	0,39
5	180	0,00	2,81	0,00	-
6	225	744,08	746,74	744,08	0,36
7	270	1093,71	1095,53	1093,71	0,17
8	315	744,08	749,54	744,08	0,73

Fonte: Autor (2022).

Apesar da diferença relativa apresentar valores que podem ser considerados baixos para análises numéricas, buscou-se as causas dessas diferenças. Após um processo rigoroso de verificação, concluiu-se que a origem dessas diferenças reside na consideração do ângulo de yaw dinâmico existente no Dynasim, o qual, para cada condição ambiental analisada, realiza um processo iterativo que reavalia o ângulo de yaw na condição de equilíbrio, reiniciando o procedimento caso a diferença entre o ângulo de yaw inicial e o ângulo de yaw final seja superior ao limite de tolerância estabelecido para a análise.

Como a versão do Exmoor utilizada nas análises estava configurada para o modo de otimização, o cálculo iterativo do ângulo de yaw havia sido desabilitado internamente no código.

Essa diferença está presente em todas as análises e, portanto, adotou-se um procedimento de correção para os ângulos de incidência em todas as comparações realizadas. Na Tabela 10 são mostrados os resultados desconsiderando o ângulo de yaw no Dynasim, já que na versão atual do Exmoor não é possível considerá-lo.

Tabela 10 – Comparação sem o yaw iterativo (plataforma semissubmersível)

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	0,00	17,98	0,00	0,00	0,00
2	45	-484,10	-483,77	-484,10	-484,10	0,00
3	90	-1559,88	-1553,29	-1559,88	-1559,88	0,00
4	135	-484,10	-486,00	-484,10	-484,10	0,00
5	180	0,00	2,81	0,00	0,00	0,00
6	225	744,08	746,74	744,08	744,08	0,00
7	270	1093,71	1095,53	1093,71	1093,71	0,00
8	315	744,08	749,54	744,08	744,08	0,00

Fonte: Autor (2022).

A seguir, os resultados referentes a análise da plataforma FPSO-A são mostrados na Tabela 11.

Tabela 11 - Análise da força de vento para plataforma FPSO-A

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	191,36	226,24	191,36	191,36	0,00
2	45	-1917,78	-1833,74	-1869,46	-1917,78	2,58
3	90	-3192,26	-3074,64	-3064,99	-3192,26	4,15
4	135	-2695,03	-2715,16	-2667,59	-2695,03	1,03
5	180	-254,53	-319,72	-276,02	-254,53	7,79
6	225	1864,12	1782,54	1864,12	1864,12	0,00
7	270	3168,79	3135,27	3168,79	3168,79	0,00
8	315	2430,13	2483,99	2430,13	2430,13	0,00

Fonte: Autor (2022).

Observando os resultados da Tabela 11, percebe-se que, mesmo após a correção referente ao yaw iterativo, alguns resultados permanecem com diferenças elevadas. Na tentativa de investigar a fonte dessas diferenças, foi realizado um

procedimento de comparação entre os resultados obtidos pelo Dynasim e aqueles obtidos utilizando-se o modelo analítico (Tabela 12).

Tabela 12 – Verificação das forças de vento (FPSO-A)

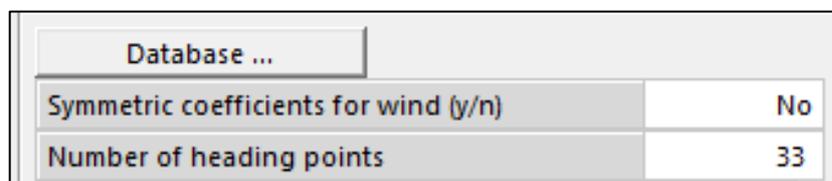
Caso	Ângulo [°]	Ângulo relativo à plataforma [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	10	191,36	191,36	0,00
2	45	325	-1917,78	-1869,46	2,58
3	90	280	-3192,26	-3064,99	4,15
4	135	235	-2695,03	-2667,59	1,03
5	180	190	-254,53	-276,02	7,79
6	225	145	1864,12	1864,12	0,00
7	270	100	3168,79	3168,79	0,00
8	315	55	2430,13	2430,13	0,00

Fonte: Autor (2022).

Analisando os resultados da Tabela 12, é possível identificar que o erro ocorre para os ângulos medidos, no sistema local de coordenadas, com valores superiores a 180°. Relatado esse fato, foi constatada a existência de um *bug* no sistema Dynasim, que sempre considera coeficientes simétricos, independente da instrução do usuário.

No caso anterior, a plataforma semissubmersível apresentava coeficientes simétricos e, portanto, o erro não foi detectado. Na Figura 36 é ilustrado que as devidas configurações foram realizadas e mesmo assim o erro persistiu.

Figura 36 – Configuração de simetria no Dynasim



Fonte: Autor (2022).

Por fim, realizando a correção manual dos coeficientes de arrasto, bem como a desconsideração do ângulo de yaw é possível chegar em um resultado convergente entre as ferramentas (Tabela 13).

Tabela 13 – Força de vento (Dynasim corrigido x Exmoor)

Caso	Ângulo [°]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	191,36	191,36	0,00
2	45	-1917,78	-1917,78	0,00
3	90	-3192,26	-3192,26	0,00
4	135	-2695,03	-2695,03	0,00
5	180	-254,53	-254,53	0,00
6	225	1864,12	1864,12	0,00
7	270	3168,79	3168,79	0,00
8	315	2430,13	2430,13	0,00

Fonte: Autor (2022).

Por se tratar de um *bug* que impacta consideravelmente as comparações realizadas, ele também será corrigido antes da exposição dos demais resultados apresentados neste capítulo. Portanto, para as plataformas FPSO-A e B, as quais possuem coeficientes de arrasto assimétricos, os resultados decorrentes da ação de ventos e correntes para o Dynasim, além de possuírem ajustes devidos ao *yaw*, possuirão a correção devido ao problema de simetria da ferramenta.

Estabelecido o procedimento de ajuste, os resultados referentes a análise das forças resultantes das condições de vento aplicadas na plataforma FPSO-B, são sintetizados na Tabela 14.

Tabela 14 – Análise da força de vento para plataforma FPSO-B

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	920,18	950,68	920,18	920,18	0,00
2	45	-1351,10	-1535,15	-1351,10	-1351,10	0,00
3	90	-3699,01	-3903,70	-3699,01	-3699,01	0,00
4	135	-3600,49	-3739,19	-3600,49	-3600,49	0,00
5	180	-1218,89	-1212,74	-1218,89	-1218,89	0,00
6	225	1330,16	1316,57	1330,16	1330,16	0,00
7	270	3641,40	3581,93	3641,40	3641,40	0,00
8	315	3353,68	3315,68	3353,68	3353,68	0,00

Fonte: Autor (2022).

Observando o conjunto completo de resultados (Apêndice D), realizando as devidas correções, é possível atingir resultados idênticos tanto com o modelo analítico descrito na fundamentação teórica, quanto com ambas as ferramentas analisadas.

4.2.2. Verificação da força de corrente

De maneira similar ao realizado na seção anterior, a seguir são apresentados os resultados referentes às componentes horizontais das forças causadas pela ação das correntes. Tais resultados são expressos nas respectivas coordenadas globais de ambas as ferramentas.

Na Tabela 15 são mostrados os resultados referentes a ação da corrente para a plataforma do tipo semissubmersível. O conjunto completo de resultados pode ser visto no Apêndice E.

Tabela 15 - Análise da força de corrente para plataforma semissubmersível

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-6,18	17,19	-6,18	-14,08	127,83
2	45	9,26	54,38	9,26	21,12	128,08
3	90	44,46	43,45	44,46	101,36	127,98
4	135	9,26	81,89	9,26	21,12	128,08
5	180	-6,18	46,86	-6,18	-14,08	127,83
6	225	2,47	-6,59	2,47	5,63	127,94
7	270	-29,64	-28,78	-29,64	-67,57	127,97
8	315	2,47	-33,50	2,47	5,63	127,94

Fonte: Autor (2022).

Observando os resultados mostrados na Tabela 15, é possível identificar que os resultados entre as ferramentas estão divergindo consideravelmente, mesmo realizando a correção do yaw.

Após uma análise detalhada, verificou-se que a causa dessa elevada diferença reside no fato de que, atualmente, o Exmoor não utiliza equações distintas para tipos diferentes de plataformas, conforme discutido na fundamentação teórica. Assim, enquanto para plataformas semissubmersíveis, o Dynasim realiza o cálculo aplicando as Equações 6, 7 e 8, o Exmoor utiliza as Equações 9, 10 e 11, resultando na diferença de valores em cada ferramenta.

Já para o caso das plataformas do tipo FPSO, é necessário utilizar a formulação que considera o comprimento e o calado da embarcação (Equações 9, 10 e 11). Para aprofundar a análise, os resultados calculados com modelo analítico foram comparados com os resultados do Dynasim (Tabela 16).

Tabela 16 – Força corrente para FPSO-A (Dynasim x Analítico)

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-264,31	-244,78	7,39
2	45	-222,19	-205,77	7,39
3	90	-78,17	-72,38	7,40
4	135	-15,06	-13,94	7,39
5	180	117,83	109,14	7,38
6	225	2,02	1,87	7,39
7	270	-30,44	-28,18	7,41
8	315	-146,89	-136,01	7,41

Fonte: Autor (2022).

Observa-se que os resultados apresentam uma diferença aproximadamente constante para todos os casos. Isso deve-se ao fato que o Dynasim não utiliza o calado de projeto nos cálculos, pois realiza correções baseadas nos movimentos de *heave*, *pitch* e *roll* ocorridos para que a embarcação alcance a condição de equilíbrio.

No caso do FPSO-A, o calado de equilíbrio utilizado pelo Dynasim é de 23,33 metros, enquanto o calado de projeto é de 21,61 metros. Essa diferença é equivalente a diferença de 7,4% observada na Tabela 16.

Apesar de atualmente o Exmoor aplicar essa correção de calado através da consideração do peso do sistema de ancoragem e da restauração hidrostática de *heave*, tal aproximação não é idêntica a realizada pelo Dynasim, pois não inclui os efeitos decorrentes dos ângulos de *trim* e de *roll*. Na Tabela 17 são mostrados os valores referentes a análise da força de corrente na plataforma FPSO-A.

Tabela 17 – Análise da força de corrente para plataforma FPSO-A

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-302,48	-291,84	-326,56	-346,43	6,08
2	45	1254,40	1265,03	1354,25	1436,64	6,08
3	90	2406,17	2557,88	2597,68	2755,72	6,08
4	135	1915,04	2179,84	2067,47	2193,25	6,08
5	180	214,75	295,21	231,84	245,95	6,08
6	225	-1159,43	-1322,92	-1251,72	-1327,87	6,08
7	270	-2497,80	-2544,99	-2696,60	-2860,66	6,08
8	315	-2029,47	-2092,86	-2191,00	-2324,30	6,08

Fonte: Autor (2022).

Por fim, em relação a plataforma FPSO-B, de maneira similar ao caso anterior, os mesmos problemas podem ser observados, resultando em uma diferença constante de cerca de 15,65% para todos os casos analisados (Tabela 18).

Tabela 18 – Análise da força de corrente para plataforma FPSO-B

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-596,60	-523,86	-596,72	-690,09	15,65
2	45	412,94	410,29	413,02	477,65	15,65
3	90	1444,76	1419,16	1445,03	1671,15	15,65
4	135	1521,27	1514,12	1521,56	1759,66	15,65
5	180	644,24	669,06	644,36	745,20	15,65
6	225	-406,19	-343,40	-406,27	-469,84	15,65
7	270	-1520,78	-1437,07	-1521,07	-1759,09	15,65
8	315	-1628,98	-1514,53	-1629,29	-1884,24	15,65

Fonte: Autor (2022).

É possível observar que existe uma proximidade considerável entre os resultados corrigidos do Dynasim e aqueles obtidos com modelo analítico, já que para essa plataforma a correção do calado devido aos movimentos da embarcação foi praticamente insignificante. No entanto, a diferença entre as ferramentas é mais acentuada neste caso, dado que a correção do calado utilizada no Exmoor resultou em um valor final consideravelmente distante do calado de projeto.

4.2.3. Verificação da força de onda de primeira ordem

De modo análogo aos tópicos anteriores, os resultados referentes a ação das ondas em cada uma das plataformas analisadas podem ser vistos no Apêndice F, onde são mostradas apenas as componentes horizontais no plano de linha d'água, as quais são expressas nos respectivos sistemas de coordenadas globais de ambas as ferramentas.

Em virtude de limitações associadas ao ângulo de yaw iterativo, nesse caso, não foram realizadas comparações acerca dos momentos decorrentes da força de onda. A comparação dos demais resultados para a plataforma semissubmersível podem ser vista na Tabela 19, onde foi realizada a desconsideração do ângulo de yaw no Dynasim, tal como discutido anteriormente.

Tabela 19 – Análise da força de onda para plataforma semissubmersível

Caso	Ângulo [°]	Fx Análítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim Corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-2,95	-0,22	-0,04	0,003	107,81
2	45	-290,41	-284,10	-288,83	288,64	199,93
3	90	-386,79	-382,01	-387,09	355,12	191,74
4	135	-287,31	-284,29	-288,74	288,45	199,90
5	180	2,25	0,17	0,04	0,001	98,00
6	225	290,16	284,17	288,88	-288,59	199,90
7	270	386,65	381,99	386,97	-386,64	199,92
8	315	287,05	284,26	288,69	-288,50	199,94

Fonte: Autor (2022).

Observando a Tabela 19, é possível constatar uma elevada diferença em todos os casos analisados. No entanto, se forem comparados os valores absolutos obtidos por ambas as ferramentas, as diferenças são inferiores à 1% para a maioria dos casos analisados.

A fonte dessa diferença reside no fato de que as ferramentas Dynasim e Exmoor interpretam a força devido a onda de maneira distinta: enquanto o Dynasim segue o exposto na fundamentação teórica, e considera que a força de onda segue o mesmo referencial da força de vento, o Exmoor utiliza o mesmo referencial da força de corrente, resultando em valores de mesmo módulo e sentido contrário.

Realizando a devida correlação entre os ângulos (Tabela 20) é possível obter valores mais próximos, tal como pode ser visto na Tabela 21.

Tabela 20 – Relação dos ângulos de incidência de onda entre ferramentas

Dynasim	Exmoor
0°	180°
45°	225°
90°	270°
135°	315°
180°	0°
225°	45°
270°	90°
315°	135°

Fonte: Autor (2022).

Tabela 21 – Análise da força de onda considerando a correção do Exmoor

Caso	Ângulo [°]	Fx Análítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim Corrigido [kN]	Fy Exmoor Corrigido [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-2,95	-0,22	-0,04	0,001	102,19
2	45	-290,41	-284,10	-288,83	-288,59	0,08
3	90	-386,79	-382,01	-387,09	-386,64	0,12
4	135	-287,31	-284,29	-288,74	-288,50	0,08
5	180	2,25	0,17	0,04	0,003	92,89
6	225	290,16	284,17	288,88	288,64	0,08
7	270	386,65	381,99	386,97	355,12	8,23
8	315	287,05	284,26	288,69	288,45	0,08

Fonte: Autor (2022).

Por fim, conforme pode ser visto na Tabela 21, o resultado tornou-se satisfatório para a maioria dos casos. No entanto, é importante observar que as análises onde a diferença continua elevada (casos 1 e 5), tratam de valores próximos de zero, onde pequenas diferenças na formulação, bem como nos parâmetros utilizados na integração das forças, implicam em diferenças percentuais elevadas.

Em relação a plataforma FPSO-A, visando simplificar a formulação analítica, o aproamento da unidade foi ajustado para 90°, facilitando a comparação dos resultados. Os valores obtidos nessa análise são mostrados na Tabela 22, enquanto os valores obtidos na análise da plataforma FPSO-B são mostrados na Tabela 23.

Tabela 22 – Análise da força de onda para plataforma FPSO-A

Caso	Ângulo [°]	Fx Análítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim Corrigido [kN]	Fy Exmoor Corrigido [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-51,13	-85,08	-57,81	-57,76	0,09
2	45	-300,17	-356,26	-304,72	-304,46	0,09
3	90	-291,02	-290,48	-289,90	-289,66	0,08
4	135	-307,14	-242,40	-302,98	-302,73	0,09
5	180	-74,27	95,70	-52,57	-52,52	0,10
6	225	314,90	415,36	315,53	315,26	0,09
7	270	248,49	247,63	246,25	256,77	4,27
8	315	318,75	291,43	318,20	317,93	0,09

Fonte: Autor (2022).

Tabela 23 – Análise da força de onda para plataforma FPSO-B

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim Corrigido [kN]	Fy Exmoor Corrigido [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	588,86	624,29	622,37	622,35	0,00
2	45	-374,18	-387,20	-387,16	-387,15	0,00
3	90	-2693,52	-2832,62	-2802,93	-2798,92	0,14
4	135	-2860,73	-2700,03	-2814,00	-2813,93	0,00
5	180	-749,80	-693,84	-733,81	-733,79	0,00
6	225	548,47	525,99	546,94	546,92	0,00
7	270	2573,43	2519,43	2535,40	2678,44	5,64
8	315	2821,92	2797,92	2901,33	2901,25	0,00

Fonte: Autor (2022).

De maneira geral, embora existam semelhanças nos resultados obtidos na maioria dos casos, é importante ressaltar que ainda existem diferenças na formulação da força de onda de primeira ordem que precisam ser melhor investigadas.

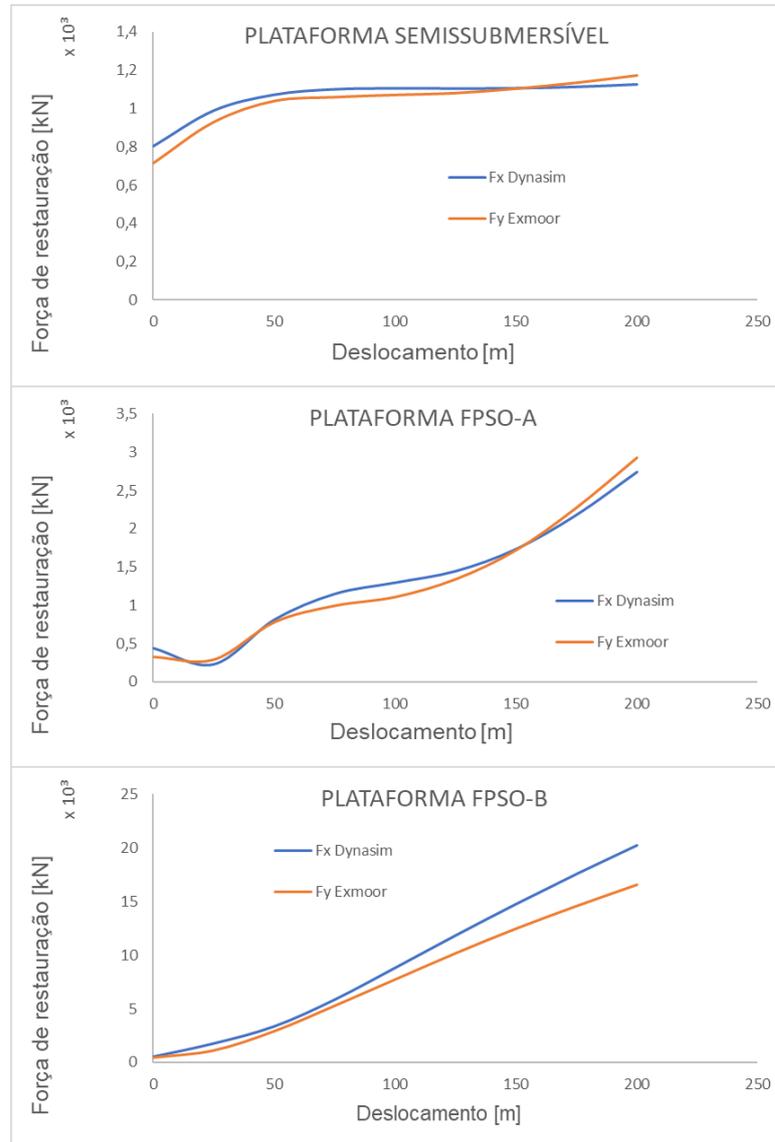
4.2.4. Verificação das curvas de restauração

A comparação da curva de restauração calculada por ambas as ferramentas, para todas as plataformas analisadas, pode ser vista no Apêndice G. Em favor da concisão textual, a seguir são discutidos apenas os resultados de maior relevância para o trabalho.

De maneira geral, as ferramentas demonstraram similaridade para a maioria das análises realizadas, como pode ser visto no exemplo mostrado na Figura 37, onde é possível verificar o resultado da curva de restauração para ambas as ferramentas, para um deslocamento realizado na direção 0° (sentido Sul-Norte) para as três plataformas analisadas.

Visando uma comparação mais assertiva, na Tabela 24 são mostradas as diferenças relativas médias entre as ferramentas, considerando todos os pontos dos gráficos mostrados na Figura 37.

Figura 37 – Curva de Restauração para 0°



Fonte: Autor (2022).

Tabela 24 – Diferença média da curva de restauração entre as ferramentas

	Plataforma Semissubmersível			Plataforma FPSO-A			Plataforma FPSO-B		
	Fx	Fy	Mz	Fx	Fy	Mz	Fx	Fy	Mz
0°	4,0%	2,0%	6,4%	11,6%	11,7%	121,8%	16,9%	35,2%	13,6%
45°	2,9%	2,5%	7,1%	8,6%	33,2%	4,9%	4,9%	53,1%	8,8%
60°	2,3%	3,7%	15,9%	9,7%	9,1%	5,6%	3,5%	71,2%	14,4%
90°	2,1%	14,6%	3,0%	14,4%	19,5%	18,7%	3,6%	43,6%	12,2%
180°	153,9%	2,0%	4,4%	19,1%	11,1%	29,0%	38,2%	50,9%	36,0%
270°	2,4%	4,7%	565,0%	14,5%	16,5%	71,6%	20,5%	66,0%	20,1%

Fonte: Autor (2022).

Dentre as três plataformas, a que apresentou, na média, as menores diferenças relativas, foi a plataforma do tipo semissubmersível. Porém, curiosamente, essa foi a plataforma que apresentou os maiores picos de diferença. Além disso, a plataforma FPSO-A apresentou a menor variação entre os resultados, com exceção do momento para zero graus.

Vale ressaltar que, em alguns casos, os valores percentuais podem estar mascarados por valores absolutos muito baixos, o que leva a diferenças relativas, que embora elevadas, possuem pouca importância prática.

Um elemento que influencia significativamente os resultados é o primeiro ponto da análise (deslocamento de 0 metros), o qual é igual para todas as direções analisadas. Assim, se esse ponto possui uma diferença significativa entre as ferramentas, essa variação influenciará todos os resultados.

É o caso da plataforma FPSO-B, cuja componente y apresentou uma diferença no ponto inicial superior a 200%. Embora essa diferença seja irrelevante, dado o valor absoluto da restauração, o elevado valor percentual distorceu os demais resultados obtidos para essa plataforma.

Uma forma de mitigar essa influência seria aumentar a quantidade de pontos analisados, pois assim a influência do ponto inicial seria menor no resultado médio final. Alternativamente seria possível considerar na análise apenas os pontos com deslocamentos significativos, ignorando os pontos iniciais, os quais possuem pouca utilidade prática.

Por fim, ressalta-se que essas diferenças provavelmente estão relacionadas a formulação da catenária utilizada por cada programa, a qual, possivelmente, deve apresentar considerações distintas.

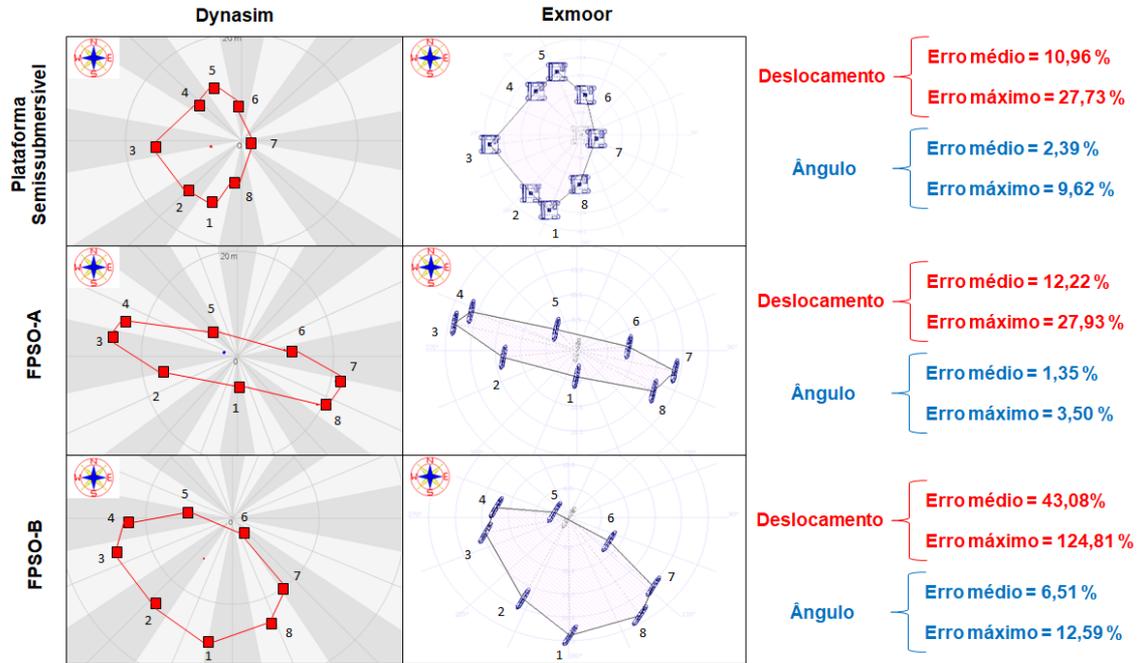
4.2.5. Comparação dos deslocamentos da unidade flutuante

Nesta seção são discutidos os principais resultados referentes aos deslocamentos da plataforma em decorrência da aplicação de ações ambientais. Já o conjunto completo de resultados pode ser visto no Apêndice H.

Além das análises quantitativas, é interessante visualizar qualitativamente o efeito de cada ação ambiental, com o intuito de identificar se o comportamento retratado condiz com o comportamento esperado para o sistema flutuante. Nas

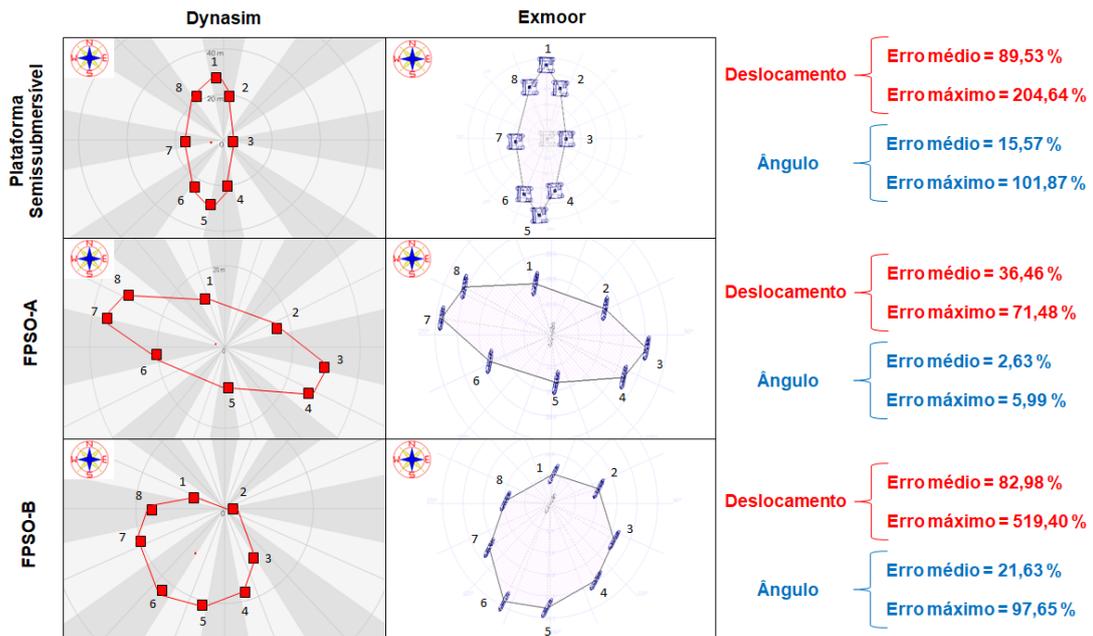
Figuras 38, 39 e 40 são ilustrados os deslocamentos de cada plataforma sob a ação de cada uma das combinações de esforços ambientais consideradas nas análises.

Figura 38 – Deslocamento para os casos de vento



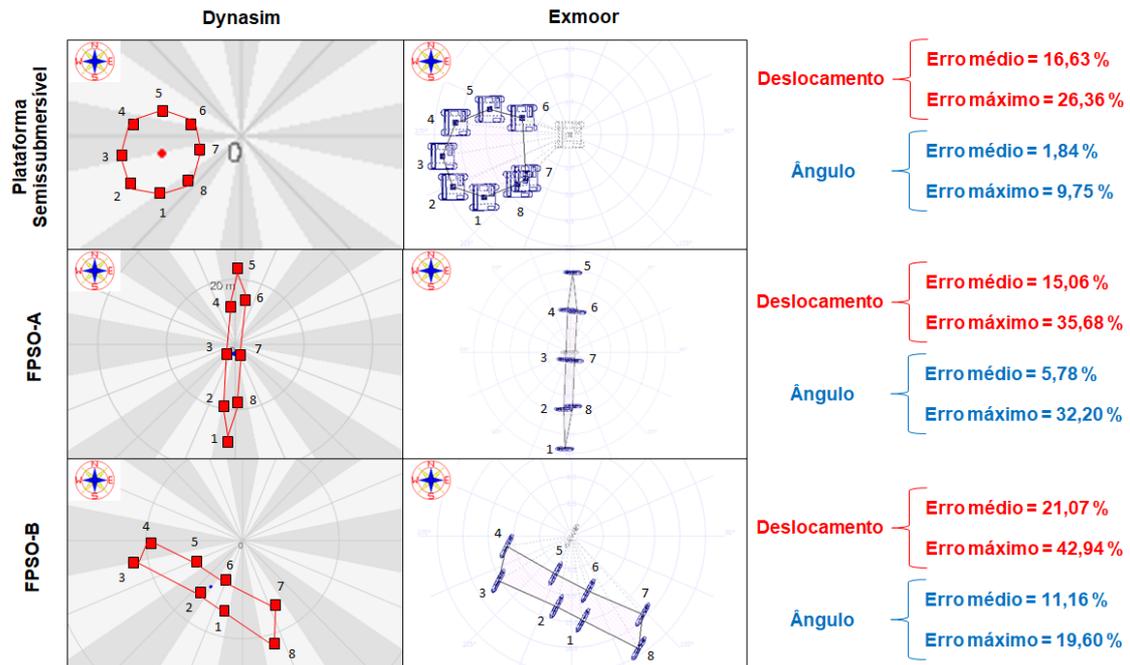
Fonte: Autor (2022).

Figura 39 – Deslocamento para os casos de corrente



Fonte: Autor (2022).

Figura 40 – Deslocamento para os casos de onda



Fonte: Autor (2022).

Observando as figuras acima, é possível concluir que o comportamento das embarcações frente a uma determinada ação ambiental é interpretado de maneira similar por ambas as ferramentas. Logo, a fonte das diferenças destacadas nas imagens provavelmente está relacionada as mesmas considerações já discutidas no início da seção 4.2.

Além disso, destaca-se que a diferença observada na comparação referente ao ângulo do deslocamento pode ser considerada baixa, indicando que essa diferença está relacionada principalmente ao valor das componentes e não a relação entre elas ou outro aspecto não incluído na formulação analítica.

Vale destacar que nessa análise não é possível realizar as correções discutidas nos tópicos anteriores, sendo realizada a comparação pura dos valores expostos nas ferramentas. Por essa razão, a análise de corrente apresenta os piores resultados, principalmente para a plataforma semissubmersível, em função da diferença na formulação já discutida na seção 4.2.2.

Por fim, ressalta-se que a questão relatada na seção 4.2.3. foi corrigida também para essa análise, pois foi utilizada a correspondência entre os ângulos de incidência utilizados por cada uma das ferramentas, a qual foi mostrada na Tabela 20.

4.3. RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO

A seguir são discutidos os resultados acerca das análises realizadas no estudo de caso, conforme discutido na metodologia. Essas análises visam estabelecer o deslocamento da plataforma e a tração em cada uma das linhas de ancoragem para um modelo contendo dados consideravelmente próximos aqueles observados em um caso real. O conjunto completo de resultados dessa análise pode ser visto no Apêndice I.

Em relação a simulação no domínio do tempo realizado pela ferramenta Dynasim, os principais resultados obtidos são sintetizados na Tabela 25, onde são enumerados o valor do máximo deslocamento (*offset*) e da máxima tração observada em cada uma das linhas de ancoragem, além da combinação ambiental responsável pelo referido resultado.

Tabela 25 – Valores máximos de deslocamento e tração

Parâmetro	Valor Máximo	Caso de ocorrência
Deslocamento (<i>Offset</i>) [m]	147,6	2850
Tração na Linha 1 [kN]	5786,6	4100
Tração na Linha 2 [kN]	5917,9	4100
Tração na Linha 3 [kN]	5326,5	4100
Tração na Linha 4 [kN]	5949,2	4100
Tração na Linha 5 [kN]	6040,0	4100
Tração na Linha 6 [kN]	6432,5	4100
Tração na Linha 7 [kN]	6402,6	4100
Tração na Linha 8 [kN]	5763,8	3800
Tração na Linha 9 [kN]	5671,1	3800
Tração na Linha 10 [kN]	5544,1	3800
Tração na Linha 11 [kN]	5420,5	3800
Tração na Linha 12 [kN]	5286,0	3800
Tração na Linha 13 [kN]	5172,1	3800
Tração na Linha 14 [kN]	4990,5	3800
Tração na Linha 15 [kN]	4922,0	2850
Tração na Linha 16 [kN]	5021,3	2850
Tração na Linha 17 [kN]	5212,7	2850
Tração na Linha 18 [kN]	5334,5	2850
Tração na Linha 19 [kN]	5479,3	2850
Tração na Linha 20 [kN]	5606,8	2850
Tração na Linha 21 [kN]	5523,7	2850
Tração na Linha 22 [kN]	5352,1	2950
Tração na Linha 23 [kN]	5156,1	2950

Tração na Linha 24 [kN]	5040,5	2950
Tração na Linha 25 [kN]	4886,0	2950
Tração na Linha 26 [kN]	4692,2	2950

Fonte: Autor (2022).

Observando os resultados mostrados na Tabela 25, é possível constatar que, apesar da análise conter 91 casos, apenas 4 deles são responsáveis pelas condições críticas de deslocamento e tração nas linhas.

Uma vez que a simulação no domínio do tempo exige grande esforço computacional, desenvolver recursos que identifiquem os casos mais relevantes para a análise é um ponto chave para o aprimoramento das ferramentas destinadas ao projeto de sistemas de ancoragem.

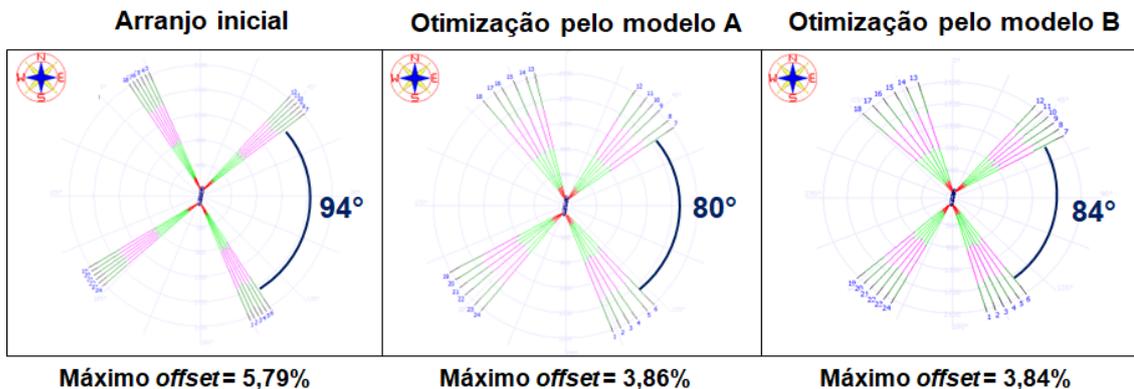
4.4. RESULTADOS DO PROCESSO DE OTIMIZAÇÃO

A seguir são resumidos os principais resultados referentes ao processo de otimização da plataforma FPSO-A. O restante dos resultados, incluindo a posição de cada linha de ancoragem em cada uma das soluções descritas nesta seção, pode ser visto no Apêndice J.

Conforme descrito na metodologia, no problema proposto, a plataforma está sujeita a 57 condições ambientais e objetiva-se maximizar a abertura existente entre o *cluster* de sudeste e o *cluster* de nordeste, mantendo o deslocamento (*offset*) da unidade abaixo de 4% da lâmina d'água.

Na Figura 41 o arranjo inicialmente proposto é comparado com as soluções ótimas obtidas utilizando tanto o modelo do tipo A, quanto o modelo do tipo B. É importante observar que, apesar do arranjo inicial possuir um ângulo de abertura maior, ele não atende à restrição de 4% referente ao máximo deslocamento em relação a lâmina d'água, sendo, portanto, uma solução inviável para o problema.

Figura 41 – Resultado da otimização para o caso com 57 condições ambientais



Fonte: Autor (2022).

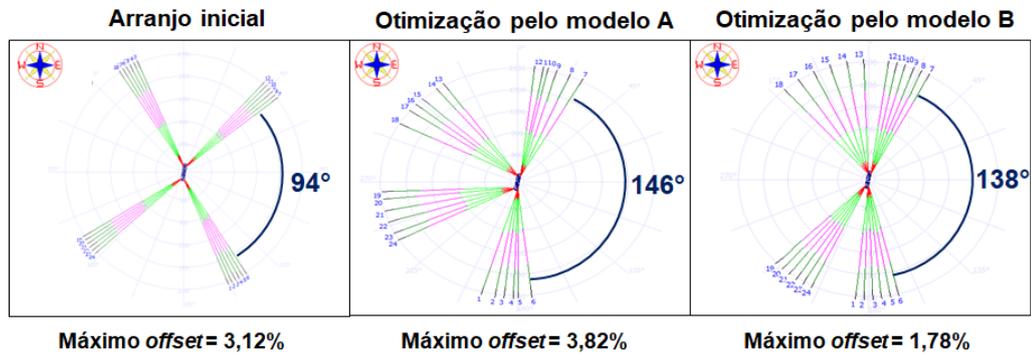
É interessante observar que, ao contrário do esperado, o modelo do tipo B atingiu uma configuração ligeiramente melhor, com uma maior abertura e um menor deslocamento. Em teoria o modelo do tipo A incorpora qualquer solução existente no modelo do tipo B, ou seja, em teoria, o processo de otimização usando o modelo do tipo A tenderia a, no mínimo, obter a mesma solução encontrada ao se utilizar o modelo do tipo B.

Nesse caso existem duas possibilidades. A primeira, é que devido ao grande número de variáveis existente no modelo A, o algoritmo não foi capaz de encontrar a melhor solução, ficando preso em um ótimo local do problema. Por outro lado, em virtude de limitações computacionais, os processos de otimização podem ter sido encerrados prematuramente, prejudicando a busca utilizando o modelo do tipo A.

A seguir são mostrados os resultados para a otimização que considera apenas a combinação de ações ambientais (combinação 58) na qual todas as ações resultam em forças no sentido Norte-Sul (Figura 42). Neste caso, dado que apenas uma condição ambiental foi considerada, foi possível atingir valores de abertura significativamente maiores sem comprometer o deslocamento da plataforma.

Observando os resultados da Figura 42, nota-se que, enquanto o modelo do tipo A atinge uma maior abertura ao custo de um maior deslocamento, o modelo do tipo B garante uma abertura menor, porém apresentando um deslocamento consideravelmente menor.

Figura 42 – Resultado da otimização para condições que vêm do Norte

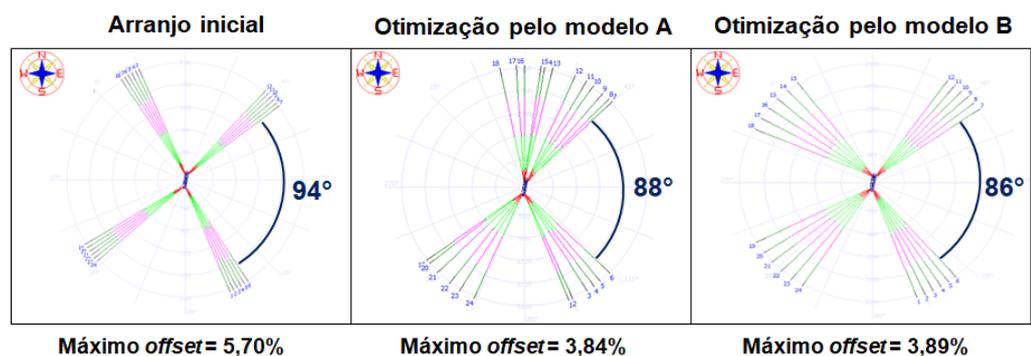


Fonte: Autor (2022).

Essa situação ilustra bem o papel que o engenheiro exerce durante um projeto, selecionando modelos e avaliando a importância das restrições e dos objetivos estabelecidos.

Por fim, realizou-se um processo de otimização considerando apenas a condição ambiental na qual todas as ações provocam uma força na plataforma no sentido Leste-Oeste. Os resultados obtidos nesse processo são ilustrados na Figura 43, sendo possível constatar que, nesse caso, o arranjo originalmente proposto é inviável, pois o deslocamento do sistema ultrapassa a restrição estabelecida.

Figura 43 – Resultado da otimização para condições que vêm do Leste



Fonte: Autor (2022).

Neste caso, fica evidente a diferença entre as modelagens, onde, utilizando o modelo do tipo A, foi possível obter uma solução ótima na qual os espaçamentos angulares entre as linhas não são necessariamente equidistantes dentro de um mesmo grupo, enquanto no modelo do tipo B essa é uma condição inerente ao modelo.

5. CONCLUSÃO

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho foram apresentados os conceitos fundamentais acerca do projeto e da análise de sistemas de ancoragem de plataformas oceânicas.

O objetivo geral de realizar o projeto preliminar do sistema de ancoragem de uma plataforma do tipo FPSO utilizando técnicas de otimização foi alcançado, tal como evidenciam os resultados apresentados no capítulo anterior. No entanto, limitações de tempo e problemas observados na comparação dos resultados, impediram que uma otimização no domínio do tempo pudesse ser realizada.

Seguindo a metodologia estabelecida, foi apresentado um extenso estudo comparando ambas as ferramentas estudadas. Inicialmente prevista para ser uma etapa “burocrática” apenas para aferir o grau de similaridade entre as ferramentas, essa atividade mostrou-se um dos pilares deste trabalho, pois ajudou a identificar diversos *bugs* e divergências entre as ferramentas.

Nesse sentido, observou-se que o Dynasim, a despeito de qualquer configuração que se realize, não considera os coeficientes de arrasto para ângulos superiores a 180° , sempre adotando um padrão de simetria nos dados. Por outro lado, a opção de desabilitar o cálculo iterativo de *yaw* utilizada no Exmoor ampliou significativamente as diferenças observadas. Por fim, foram observadas diferenças quanto a formulação empregada no cálculo das forças de deriva média, bem como na adimensionalização das forças de corrente.

Em resumo, embora o Dynasim apresente uma maior quantidade de recursos e uma interface mais amigável ao usuário, o Exmoor demonstrou um maior potencial de processamento e velocidade, sendo ideal para processos de pré-projeto ou para a aplicação de técnicas de otimização.

Com relação as simulações no domínio do tempo realizado pelo Dynasim, a ferramenta apresentou grande variedade de recursos e informações relevantes acerca das trações nas linhas de ancoragem. Infelizmente o confronto desses resultados com a simulação no domínio da frequência do Exmoor não foi possível devido às limitações da atual versão do programa.

Já em relação ao processo de otimização, apesar da ferramenta Synapse Offshore apresentar uma interface simples e em desenvolvimento, ela é funcional e garantiu o sucesso do processo. Os resultados advindos tanto do modelo do tipo A (otimização por linha) quanto do modelo do tipo B (otimização por *cluster*) foram próximos, demonstrando que o modelo B aparenta ser mais eficiente já que, por considerar menos variáveis no processo, possui um tempo de processamento menor.

Novamente é destacado que o Synapse é uma ferramenta computacional em desenvolvimento, sendo que este trabalho foi o primeiro a de fato explorar suas funções. Destaca-se que, apesar da interface precária, a ferramenta não apresentou erros significativos.

Por fim, dentro do escopo deste trabalho, fica clara a relação do engenheiro com os programas computacionais e os processos de otimização. Ao longo do desenvolvimento foram identificadas diversas possibilidades de modelagem do problema de otimização, bem como foram gerados diversos arranjos de ancoragem. Assim, identificar as melhores estratégias e as melhores soluções é uma tarefa exclusiva do engenheiro. Portanto, é essencial que tanto as ferramentas quanto os usuários tenham suas respectivas funções bem estabelecidas para trazer o retorno desejado ao projeto final, respeitando os recursos computacionais e de tempo existentes.

5.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Devido ao caráter inédito deste trabalho com relação ao uso das ferramentas, ainda em desenvolvimento, somado a vasta variedade de sistemas de ancoragem, há uma grande quantidade de temas a serem explorados em trabalhos futuros. Dentre eles é possível citar:

- a. Nova comparação entre as ferramentas Dynasim e Exmoor após as correções e modificações sugeridas, a fim de garantir a maior compatibilidade possível entre os programas;
- b. Realizar a devida comparação entre as simulações no domínio do tempo e no domínio da frequência;

- c. Realizar um estudo mais detalhado entre os modelos de otimização (por linhas ou por *cluster*) a fim de levantar seus prós e contras;
- d. Realizar o processo de otimização de maneira acoplada, comparando seus resultados com a abordagem desacoplada;
- e. Realizar um estudo detalhado sobre o comportamento de diferentes algoritmos de otimização e parâmetros de convergência, nas soluções obtidas;
- f. Realizar um estudo detalhado sobre a influência que as escolhas das funções objetivo e das restrições têm nas soluções obtidas no processo de otimização;
- g. Realizar um estudo sobre o uso de meta modelos e estratégias combinadas de otimização para acelerar o processo de projeto.

REFERÊNCIAS

- ALBRECHT, C. H. **Algoritmos evolutivos aplicados à síntese e otimização de sistemas de ancoragem**. 2005. Tese (Doutorado em Engenharia Naval e Oceânica) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- ANDRADE, B. L. R.; BRINATI, H. L.; MORISHITA, H. M; FERRARI Junior, J. A. **Sistema de ancoragem e posicionamento**. 1 ed. São Paulo: Convênio Petrobrás – USP, 1995.
- API. **Recommended practice for planning, designing and constructing fixed offshore platforms – working stress design**. Washington: API, 2007.
- APOLINARIO, T. S. **Análise do custo de substituição do sistema de ancoragem de plataformas de extração de petróleo**. 2019. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Naval) – Centro Tecnológico de Joinville, Universidade Federal de Santa Catarina, Joinville, 2019.
- AUSGUSTO, O. B. **Projeto racional otimizado e automatizado da estrutura de embarcações**. 1996. Tese (Livre Docência) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996.
- BALLING, R. J; HEDENGREN, J. D; PARKINSON, A. R. **Optimization methods for engineering design: applications and theory**. Provo: Brigham Young University, 2013
- BICO, V. M. P. **Amarração de plataformas offshore flutuantes com cabos de poliéster**. 2013. Tese (Mestrado) – Área departamental de Engenharia Civil, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2013.
- BROWN, A.; SALCEDO, J. Multiple-objective optimization in naval ship design. **Naval engineers journal**, v.115, n. 4, p. 49-61, Oct. 2003.
- BURGOS. D. F. S. **Técnica de otimização multiobjetivo aplicada ao projeto preliminar de navios petroleiros**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Naval e Oceânica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.
- CARBONO, A. J. J. **Análise dos critérios de estabilidade para projetos de plataformas monocoluna**. 2005. Dissertação (Mestrado em Engenharia Naval e Oceânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2005.
- CARDOSO, A. C. **Otimização de ancoragem para sondas de perfuração e intervenção**. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Naval e Oceânica) – Escola Politécnica, Universidade do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

DIÁRIO DO PRÉ-SAL. **Sistema de produção único**. Disponível em: <https://diariodopresal.files.wordpress.com/2009/01/plataformas-sistema-de-producao-peq.jpg>. Acesso em 09 mai. 2022.

DYNASIM. **Manual do usuário**. Versão 4.4.5.2, 2022.

ERTAS, A.; JONES, J. C. **The engineering design process**. 2 ed. Texas: Wiley, 1996.

EXMOOR. **Expert mooring system manual do usuário**. Versão 4.06, 2006.

FALTINSEN, O. M. **Sea Loads on Ships and Offshore Structures**. Cambridge, University Press, 1990.

FILHO, A. N. Q. **Estudo da influência dos efeitos de interação hidrodinâmicos em operações de alívio auxiliadas por sistemas DP**. 2010. Tese (Mestrado) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

FUJARRA, A. L. C. **Hidrodinâmica das ondas de gravidade**: material de apoio às aulas. Universidade Federal de Santa Catarina, Joinville, 2016.

HASSELMANN, K. et. al. **Measurements of wind-wave growth and swell decay during the Joint North Sea Wave Project (JONSWAP)**. D. Hydrogr. Z. 12 (8), 1973.

LACERDA, T. A. G. **Análise de sistemas de ancoragem de plataformas flutuantes**. 2005. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Civil) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

LEAL, G. S. **Avaliação da metodologia de projeto de sistemas de ancoragem de plataformas flutuantes em relação à fadiga**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Oceânica) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

LOUREIRO, R. R. **Análise Numérico-Experimental de Anomalia de sistema de ancoragem em Catenária devido à falha de Manilhas de Linha de Poliéster**. 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Naval e Oceânica) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

NEWMAN, J. N. **Second order, slowly varying forces on vessel in irregular waves**. Massachusetts: MIT. 1974

PEREIRA, L. A. G. **Metodologia para seleção de conceitos para plantas de processamento submarino**. 2015. Tese (Mestrado) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2015.

PETROBRAS. **Exploração e produção de petróleo e gás**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/>. Acesso em 19 mai. 2022a.

PETROBRAS. **Tipos de plataforma**. Disponível em: <https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>. Acesso em 19 mai. 2022b.

QUEIROZ, A. N. **Estudo da influência dos efeitos de interação hidrodinâmicos em operações de alívio auxiliadas por sistema DP**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

SANÁBIO, M. F. **Modelos de exploração de petróleo**. 2009. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Economia) – Departamento de Economia, Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2009.

TANCREDI, T. P. **Otimização multidisciplinar distribuída aplicada a projetos de engenharia**. 2008. Tese (Doutorado em Engenharia Naval e Oceânica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

APÊNDICE A – Coeficientes de arrasto das plataformas

Nesta seção é ilustrado os coeficientes de arrasto de cada plataforma em função do ângulo de incidência do vento. As Figuras 44, 45 e 46 são referentes aos coeficientes aerodinâmicos, enquanto as Figuras 47, 48 e 49 são referentes aos coeficientes hidrodinâmicos.

Figura 44 – Coeficientes aerodinâmico para a plataforma semissubmersível



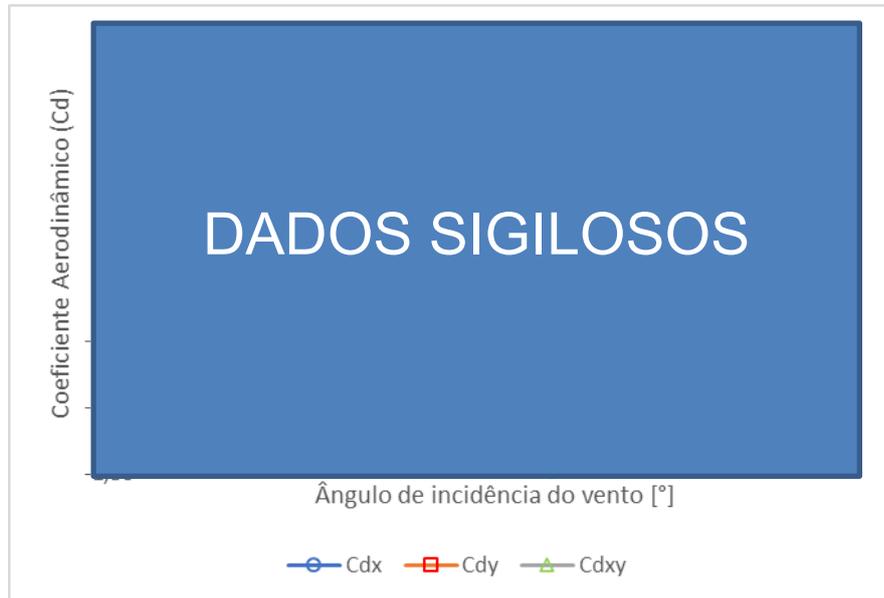
Fonte: Autor (2022).

Figura 45 – Coeficientes aerodinâmico para o FPSO - A



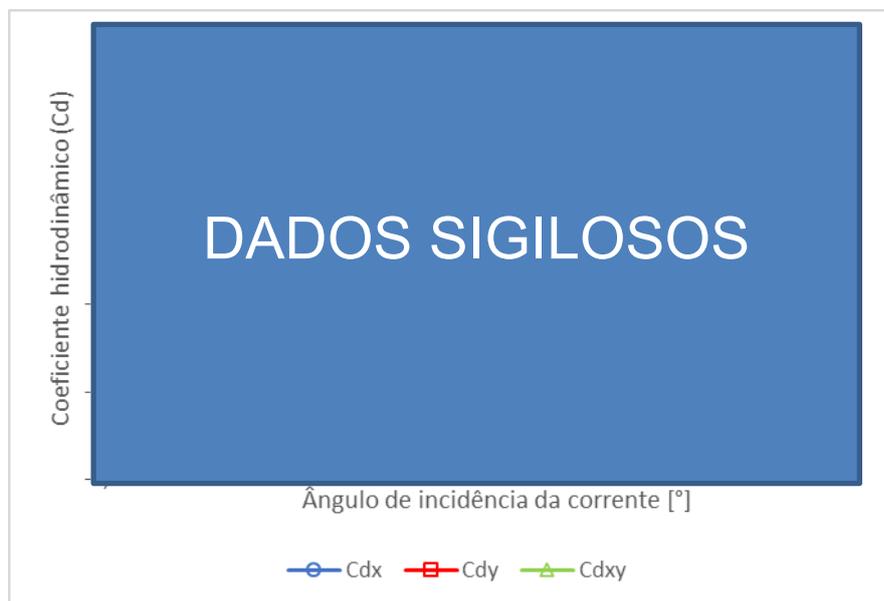
Fonte: Autor (2022).

Figura 46 – Coeficientes aerodinâmico para o FPSO - B



Fonte: Autor (2022).

Figura 47 – Coeficientes hidrodinâmico para a plataforma semissubmersível



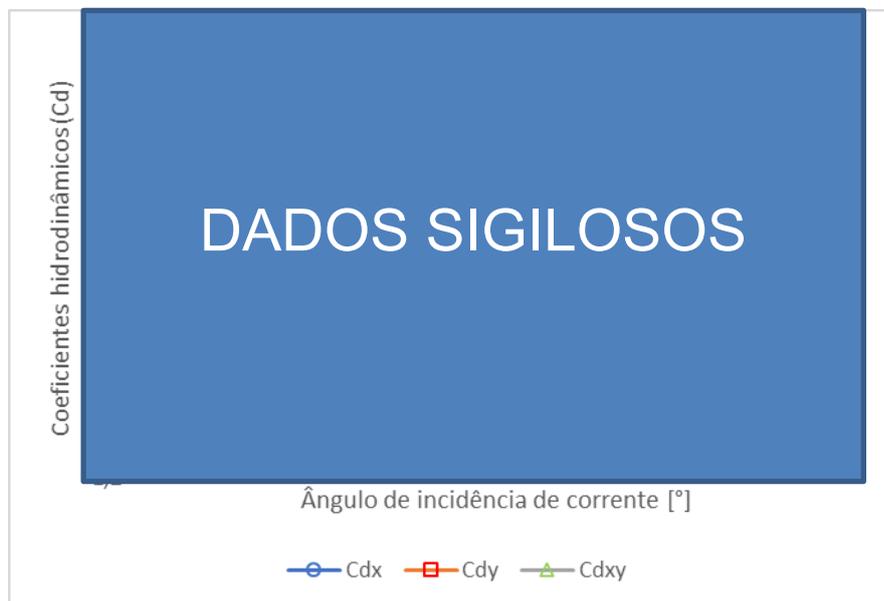
Fonte: Autor (2022).

Figura 48 – Coeficientes hidrodinâmico para o FPSO - A



Fonte: Autor (2022).

Figura 49 – Coeficientes hidrodinâmico para o FPSO - B



Fonte: Autor (2022).

APÊNDICE B – Casos ambientais utilizados no estudo de caso

Nesta seção é exposto os dados referentes as condições ambientais utilizadas durante as simulações do estudo de caso (Tabelas 26, 27 e 28). Essas condições são combinadas gerando esforço diversos, se aproximando da realidade do problema.

Tabela 26 - Condições de vento utilizado no estudo de caso

Índice do vento	Ângulo de incidência [°]	Velocidade [m/s]
7	135	20,05
17	150	21,12
20	210	25,12
22	187,5	23,38
24	232,5	25,04
26	255	23,99
10	202,5	25,12
28	277,5	23,03
29	285	21,42
32	322,5	20,26
1	0	21,13
33	330	20,23
39	37,5	21,05
42	75	20,92
43	82,5	20,41
5	90	20,41
46	120	19,91
4	67,5	20,92
47	127,5	20,05
45	105	19,91
18	165	21,12
65	150	26,24
67	195	31,51
69	172,5	29,17
71	217,5	31,61
72	232,5	31,61
57	180	29,17
59	225	31,61
76	277,5	29,46

61	270	29,46
62	292,5	27,41
63	315	25,79
83	352,5	26,39
86	30	25,58
88	52,5	25,44
85	15	25,58
89	60	25,38
52	67,5	25,38
51	45	25,44
94	120	24,67
92	97,5	25,01
96	142,5	24,91
66	165	26,24
95	127,5	24,91
58	202,5	31,51

Fonte: Autor (2022).

Tabela 27 – Condições de corrente utilizado no estudo de caso

Índice da corrente	Direção de propagação [°]	Velocidade na superfície [m/s]
1	0	1,15
2	22,5	1,1
3	45	0,79
4	67,5	0,72
5	90	0,61
6	112,5	0,69
7	135	0,83
9	180	1,1
10	202,5	1,51
11	225	1,84
12	247,5	1,63
13	270	1,5
14	292,5	1,51
15	315	1,49
16	337,5	1,33
17	0	0,99
18	22,5	1,01
19	45	0,71
20	67,5	0,66
21	90	0,54
22	112,5	0,62

23	135	0,73
24	157,5	0,8
25	180	0,97
26	202,5	1,22
27	225	1,5
28	247,5	1,3
29	270	1,27
30	292,5	1,27
31	315	1,3
32	337,5	1,13

Fonte: Autor (2022).

Tabela 28 - Condições de onda utilizado no estudo de caso

Índice da onda	Tp [s]	Tz [s]	Hs [m]	Ângulo de incidência [°]
98	4	2,83	1,7	135
322	15	10,6	6	150
393	9	6,36	7,3	210
440	5	3,53	2,7	187,5
513	14	9,9	9,2	232,5
405	15	10,6	9,3	210
538	5,5	3,89	3,2	255
203	14,5	10,3	9,3	202,5
579	10	7,07	5,8	277,5
592	9	6,36	4,4	285
620	4	2,83	1,7	322,5
9	8	5,66	4,2	0
638	7	4,95	4	330
695	5,5	3,89	3	37,5
734	4	2,83	1,7	75
762	10	7,07	5,3	82,5
51	4	2,83	1,7	90
821	5,5	3,89	3,2	120
35	4	2,83	1,7	67,5
860	12	8,48	5,8	127,5
805	10,5	7,42	5,2	105
334	7	4,95	4,8	165
867	15,5	11	5,1	127,5
451	10,5	7,42	6,3	187,5
1270	16,5	11,7	7,4	150
1336	17,5	12,4	11,5	195
1375	5	3,53	2,7	172,5

1443	5	3,53	2,7	217,5
1493	15,5	11	11,1	232,5
1099	16	11,3	8,8	180
1167	17	12	11,1	225
1449	8	5,66	6,8	217,5
1569	10,5	7,42	6,6	277,5
1203	10,5	7,42	6,6	270
1207	4	2,83	1,7	292,5
1224	5,5	3,89	3,2	315
1653	6	4,24	3,8	352,5
1691	4,5	3,18	2,1	30
1725	7	4,95	4,5	52,5
1684	8,5	6,01	5,4	15
1749	11	7,78	6,6	60
950	8,5	6,01	5,8	67,5
940	11,5	8,13	6,6	45
1858	9	6,36	6,1	120
1803	8	5,66	6	97,5
1932	16	11,3	6,7	142,5
1856	8	5,66	5,8	120
1293	12	8,48	7,4	165
1898	14,5	10,3	7,1	127,5
1400	17,5	12,4	8,6	172,5
1118	8,5	6,01	7,4	202,5

Fonte: Autor (2022).

APÊNDICE C – Condições ambientais da otimização

Nesta seção é exposto os dados referentes as condições ambientais utilizadas durante a otimização da plataforma FPSO-A (Tabelas 29, 30 e 31).

Tabela 29 – Condições de corrente utilizado na otimização

Índice da corrente	Direção de propagação [°]	Velocidade na superfície [m/s]
9	180	1,67
19	45	1,13
20	67,5	1,04
21	90	0,95
22	112,5	0,93
23	135	1,01
29	270	1,32
30	292,5	1,13
33	0	0

Fonte: Autor (2022).

Tabela 30 - Condições de vento utilizado no estudo de caso

Índice do vento	Ângulo de incidência [°]	Velocidade [m/s]
2	0	26,43
14	90	25,05
15	97,5	25,05
16	105	24,71
19	127,5	24,94
33	232,5	31,66
36	255	30,68
37	262,5	29,5
38	270	29,5
39	277,5	29,5
98	0	0

Fonte: Autor (2022).

Tabela 31 - Condições de onda utilizado no estudo de caso

Índice da onda	Tp [s]	Tz [s]	Hs [m]	Ângulo de incidência [°]
10	6	4,24	3,8	0

163	8	5,66	6	90
164	8,5	6,01	6,1	90
165	9	6,36	6,2	90
166	9,5	6,72	6,3	90
167	10	7,07	6,5	90
168	10,5	7,42	6,5	90
169	11	7,78	6,6	90
170	11,5	8,13	6,6	90
185	9	6,36	6,2	97,5
186	9,5	6,72	6,3	97,5
187	10	7,07	6,5	97,5
205	9	6,36	6,1	105
206	9,5	6,72	6,2	105
207	10	7,07	6,3	105
208	10,5	7,42	6,4	105
209	11	7,78	6,4	105
211	12	8,48	6,5	105
279	10	7,07	6,9	127,5
667	9,5	6,72	8,7	232,5
668	10	7,07	9,1	232,5
669	10,5	7,42	9,4	232,5
670	11	7,78	9,5	232,5
671	11,5	8,13	9,8	232,5
672	12	8,48	10,1	232,5
724	9,5	6,72	6,6	255
725	10	7,07	7	255
726	10,5	7,42	7,2	255
728	11,5	8,13	7,6	255
739	9	6,36	6,3	262,5
751	8,5	6,01	6,1	270
752	9	6,36	6,3	270
753	9,5	6,72	6,4	270
754	10	7,07	6,5	270
755	10,5	7,42	6,6	270
757	11,5	8,13	6,6	270
764	8,5	6,01	6,1	277,5
765	9	6,36	6,3	277,5
766	9,5	6,72	6,4	277,5
767	10	7,07	6,5	277,5
768	10,5	7,42	6,6	277,5
769	11	7,78	6,6	277,5
770	11,5	8,13	6,6	277,5

Fonte: Autor (2022).

APÊNDICE D – Resultados da força de vento

Nesta seção é apresentado os resultados acerca das análises relacionadas as forças e momentos gerados devido ao vento para cada plataforma (Tabelas 32 a 40).

Tabela 32 – Força vento Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) semissubmersível

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	0,00	17,98	0,00	0,00	0,00
2	45	-484,10	-483,77	-484,25	-484,10	0,00
3	90	-1559,88	-1553,29	-1560,37	-1559,88	0,00
4	135	-484,10	-486,00	-484,25	-484,10	0,00
5	180	0,00	2,81	0,00	0,00	0,00
6	225	744,08	746,74	744,32	744,08	0,00
7	270	1093,71	1095,53	1094,05	1093,71	0,00
8	315	744,08	749,54	744,32	744,08	0,00

Fonte: Autor (2022).

Tabela 33 – Força de vento Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) semissubmersível

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-1775,04	-1774,96	-1775,04	-1775,04	0,00
2	45	-1322,31	-1320,93	-1322,31	-1322,31	0,00
3	90	0,00	-0,62	0,00	0,00	0,00
4	135	1322,31	1329,85	1322,31	1322,31	0,00
5	180	1775,04	1775,04	1775,04	1775,04	0,00
6	225	1125,09	1129,38	1125,09	1125,09	0,00
7	270	0,00	-4,47	0,00	0,00	0,00
8	315	-1125,09	-1133,68	-1125,09	-1125,09	0,00

Fonte: Autor (2022).

Tabela 34 – Momento de vento Mz (absoluto) semissubmersível

Caso	Ângulo [°]	Mz Analítico [kNm]	Mz Dynasim [kNm]	Mz Dynasim corrigido [kNm]	Mz Exmoor [kNm]	Diferença relativa (%)
1	0	6454,69	5872,16	6454,69	6454,69	0,00
2	45	9924,08	9922,47	9924,08	9924,08	0,00
3	90	0,00	118,98	0,00	0,00	0,00
4	135	9924,08	9932,75	9924,08	9924,08	0,00
5	180	6454,69	6363,72	6454,69	6454,69	0,00

6	225	24366,45	24319,59	24366,45	24366,45	0,00
7	270	0,00	336,50	0,00	0,00	0,00
8	315	24366,45	24273,94	24366,45	24366,45	0,00

Fonte: Autor (2022).

Tabela 35 – Força de vento Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-A

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	191,36	226,24	191,36	191,36	0,00
2	45	-1917,78	-1833,74	-1869,46	-1917,78	0,00
3	90	-3192,26	-3074,64	-3064,99	-3192,26	0,00
4	135	-2695,03	-2715,16	-2667,59	-2695,03	0,00
5	180	-254,53	-319,72	-276,02	-254,53	0,00
6	225	1864,12	1782,54	1864,12	1864,12	0,00
7	270	3168,79	3135,27	3168,79	3168,79	0,00
8	315	2430,13	2483,99	2430,13	2430,13	0,00

Fonte: Autor (2022).

Tabela 36 – Força de vento Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-A

Caso	Ângulo [°]	Fy Analítico [kN]	Fy Dynasim [kN]	Fy Dynasim corrigido [kN]	Fx Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-1057,31	-1101,97	-1057,31	-1057,31	0,00
2	45	-613,33	-979,76	-613,33	-613,33	0,00
3	90	600,49	275,78	600,49	600,49	0,00
4	135	1213,56	901,01	1213,56	1213,56	0,00
5	180	806,18	810,33	806,18	806,18	0,00
6	225	351,89	331,02	351,89	351,89	0,00
7	270	-476,47	-579,55	-476,47	-476,47	0,00
8	315	-1416,02	-1509,56	-1416,02	-1416,02	0,00

Fonte: Autor (2022).

Tabela 37 - Momento de vento Mz (absoluto) FPSO-A

Caso	Ângulo [°]	Mz Analítico [kNm]	Mz Dynasim [kNm]	Mz Dynasim corrigido [kNm]	Mz Exmoor [kNm]	Diferença relativa (%)
1	0	-5951,00	1986,80	-5951,00	-5951,00	0,00
2	45	-69428,32	44614,14	-69428,32	-69428,32	0,00
3	90	-19638,30	21706,97	-19638,30	-19638,30	0,00
4	135	65857,72	-44951,15	65857,72	65857,72	0,00
5	180	27969,69	-15187,55	27969,69	27969,69	0,00
6	225	-37689,66	36597,48	-37689,66	-37689,66	0,00
7	270	-7736,30	12497,93	-7736,30	-7736,30	0,00
8	315	55939,39	-55939,39	55939,39	55939,39	0,00

Fonte: Autor (2022).

Tabela 38 – Força de vento Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-B

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	920,18	950,68	920,18	920,18	0,00
2	45	-1351,10	-1535,15	-1351,10	-1351,10	0,00
3	90	-3699,01	-3903,70	-3699,01	-3699,01	0,00
4	135	-3600,49	-3739,19	-3600,49	-3600,49	0,00
5	180	-1218,89	-1212,74	-1218,89	-1218,89	0,00
6	225	1330,16	1316,57	1330,16	1330,16	0,00
7	270	3641,40	3581,93	3641,40	3641,40	0,00
8	315	3353,68	3315,68	3353,68	3353,68	0,00

Fonte: Autor (2022).

Tabela 39 – Força de vento Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-B

Caso	Ângulo [°]	Fy Analítico [kN]	Fy Dynasim [kN]	Fy Dynasim corrigido [kN]	Fx Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-2240,95	-2331,00	-2240,95	-2240,95	0,00
2	45	-531,86	-756,44	-531,86	-531,86	0,00
3	90	1600,14	953,63	1600,14	1600,14	0,00
4	135	2508,03	1923,10	2508,03	2508,03	0,00
5	180	1864,41	1567,65	1864,41	1864,41	0,00
6	225	326,37	330,72	326,37	326,37	0,00
7	270	-1640,44	-1689,50	-1640,44	-1640,44	0,00
8	315	-2495,31	-2601,79	-2495,31	-2495,31	0,00

Fonte: Autor (2022).

Tabela 40 - Momento de vento Mz (absoluto) FPSO-B

Caso	Ângulo [°]	Mz Analítico [kNm]	Mz Dynasim [kNm]	Mz Dynasim corrigido [kNm]	Mz Exmoor [kNm]	Diferença relativa (%)
1	0	74177,96	70915,98	74201,23	74201,23	0,00
2	45	63567,07	36434,86	63587,01	63587,01	0,00
3	90	105617,62	141323,40	105650,76	105650,76	0,00
4	135	64942,56	151356,57	64962,93	64962,93	0,00
5	180	79188,65	64688,75	79213,50	79213,50	0,00
6	225	36646,86	36127,20	36658,36	36658,36	0,00
7	270	60717,85	142184,06	60736,90	60736,90	0,00
8	315	72998,97	150307,12	73021,87	73021,87	0,00

Fonte: Autor (2022).

APÊNDICE E – Resultados da força de corrente

Nesta seção é apresentado os resultados acerca das análises relacionadas as forças e momentos gerados devido a corrente para cada plataforma (Tabelas 41 a 49).

Tabela 41 - Força de corrente Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) semissubmersível

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-6,18	17,19	-6,18	-14,08	127,83
2	45	9,26	54,38	9,26	21,12	128,08
3	90	44,46	43,45	44,46	101,36	127,98
4	135	9,26	81,89	9,26	21,12	128,08
5	180	-6,18	46,86	-6,18	-14,08	127,83
6	225	2,47	-6,59	2,47	5,63	127,94
7	270	-29,64	-28,78	-29,64	-67,57	127,97
8	315	2,47	-33,50	2,47	5,63	127,94

Fonte: Autor (2022).

Tabela 42 - Força de corrente Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) semissubmersível

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	3654,02	2874,76	3654,02	6560,06	79,53
2	45	2368,06	1896,23	2368,06	4251,37	79,53
3	90	0,00	-18,45	0,00	0,00	0,00
4	135	-2368,06	-1914,33	-2368,06	-4251,37	79,53
5	180	-3654,02	-2870,56	-3654,02	-6560,06	79,53
6	225	-2618,98	-2067,33	-2618,98	-4701,84	79,53
7	270	0,00	14,18	0,00	0,00	0,00
8	315	2618,98	2080,89	2618,98	4701,84	79,53

Fonte: Autor (2022).

Tabela 43 - Momento de corrente Mz (absoluto) semissubmersível

Caso	Ângulo [°]	Mz Analítico [kNm]	Mz Dynasim [kNm]	Mz Dynasim corrigido [kNm]	Mz Exmoor [kNm]	Diferença relativa (%)
1	0	7057,13	5120,14	7057,13	12669,64	79,53
2	45	40225,61	31550,41	40225,61	72216,95	79,53
3	90	0,00	657,03	0,00	0,00	0,00
4	135	40225,61	31472,56	40225,61	72216,95	79,53
5	180	7057,13	4562,72	7057,13	12669,64	79,53

6	225	33521,34	26342,22	33521,34	60180,80	79,53
7	270	0,00	338,39	0,00	0,00	0,00
8	315	33521,34	26169,62	33521,34	60180,80	79,53

Fonte: Autor (2022).

Tabela 44 - Força de corrente Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-A

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-302,48	-291,84	-326,56	-346,43	6,08
2	45	1254,40	1265,03	1354,25	1436,64	6,08
3	90	2406,17	2557,88	2597,68	2755,72	6,08
4	135	1915,04	2179,84	2067,47	2193,25	6,08
5	180	214,75	295,21	231,84	245,95	6,08
6	225	-1159,43	-1322,92	-1251,72	-1327,87	6,08
7	270	-2497,80	-2544,99	-2696,60	-2860,66	6,08
8	315	-2029,47	-2092,86	-2191,00	-2324,30	6,08

Fonte: Autor (2022).

Tabela 45 - Força de corrente Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-A

Caso	Ângulo [°]	Fy Analítico [kN]	Fy Dynasim [kN]	Fy Dynasim corrigido [kN]	Fx Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	295,53	330,10	319,05	338,46	6,08
2	45	-17,62	-38,47	-19,02	-20,18	6,08
3	90	-357,46	-500,32	-385,91	-409,39	6,08
4	135	-324,24	-518,78	-350,05	-371,34	6,08
5	180	-176,06	-185,08	-190,07	-201,63	6,08
6	225	-113,21	239,64	-122,22	-129,65	6,08
7	270	227,62	481,44	245,74	260,69	6,08
8	315	422,27	559,67	455,88	483,61	6,08

Fonte: Autor (2022).

Tabela 46 – Momento de corrente Mz (absoluto) FPSO-A

Caso	Ângulo	Mz Analítico [kNm]	Mz Dynasim [kNm]	Mz Dynasim corrigido [kNm]	Mz Exmoor [kNm]	Diferença relativa (%)
1	0	13684,72	21869,19	14773,92	15672,77	6,08
2	45	36895,82	39642,34	39832,46	42255,86	6,08
3	90	13344,49	5358,11	14406,62	15283,11	6,08
4	135	110233,82	119864,11	119007,64	126248,05	6,08
5	180	26537,77	33820,41	28649,99	30393,05	6,08
6	225	81352,26	94345,07	87827,31	93170,72	6,08
7	270	72355,12	71752,27	78114,07	82866,52	6,08
8	315	27256,03	36021,40	29425,41	31215,65	6,08

Fonte: Autor (2022).

Tabela 47 - Força de corrente Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-B

Caso	Ângulo [°]	Fx Analítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim corrigido [kN]	Fy Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-596,60	-523,86	-596,72	-690,09	15,65
2	45	412,94	410,29	413,02	477,65	15,65
3	90	1444,76	1419,16	1445,03	1671,15	15,65
4	135	1521,27	1514,12	1521,56	1759,66	15,65
5	180	644,24	669,06	644,36	745,20	15,65
6	225	-406,19	-343,40	-406,27	-469,84	15,65
7	270	-1520,78	-1437,07	-1521,07	-1759,09	15,65
8	315	-1628,98	-1514,53	-1629,29	-1884,24	15,65

Fonte: Autor (2022).

Tabela 48 - Força de corrente Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-B

Caso	Ângulo	Fy Analítico [kN]	Fy Dynasim [kN]	Fy Dynasim corrigido [kN]	Fx Exmoor [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	480,21	455,44	480,30	555,45	15,65
2	45	-18,90	-18,11	-18,91	-21,87	15,65
3	90	-669,90	-687,69	-670,03	-774,87	15,65
4	135	-791,84	-845,38	-791,99	-915,92	15,65
5	180	-356,93	-380,80	-357,00	-412,86	15,65
6	225	-10,42	123,83	-10,42	-12,05	15,65
7	270	567,90	725,15	568,00	656,89	15,65
8	315	825,99	836,75	826,15	955,43	15,65

Fonte: Autor (2022).

Tabela 49 – Momento de corrente Mz (absoluto) FPSO-B

Caso	Ângulo [°]	Mz Analítico [kNm]	Mz Dynasim [kNm]	Mz Dynasim corrigido [kNm]	Mz Exmoor [kNm]	Diferença relativa (%)
1	0	22443,24	25514,65	22447,45	25960,11	15,65
2	45	19600,05	19539,78	19603,73	22671,40	15,65
3	90	20540,32	22167,85	20544,17	23759,01	15,65
4	135	60893,37	58098,53	60904,79	70435,42	15,65
5	180	53695,86	55617,18	53705,93	62110,06	15,65
6	225	25297,61	32126,99	25302,36	29261,78	15,65
7	270	82256,42	76360,21	82271,85	95146,09	15,65
8	315	2921,54	6042,65	2922,09	3379,35	15,65

Fonte: Autor (2022).

APÊNDICE F – Resultados da força de onda

Nesta seção é apresentado os resultados acerca das análises relacionadas as forças e momentos gerados devido a onda para cada plataforma (Tabelas 50 a 55).

Tabela 50 – Força de onda Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) semissubmersível

Caso	Ângulo [°]	Fx Análítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim Corrigido [kN]	Fy Exmoor Corrigido [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-2,95	-0,22	-0,04	0,001	102,19
2	45	-290,41	-284,10	-288,83	-288,59	0,08
3	90	-386,79	-382,01	-387,09	-386,64	0,12
4	135	-287,31	-284,29	-288,74	-288,50	0,08
5	180	2,25	0,17	0,04	0,003	92,89
6	225	290,16	284,17	288,88	288,64	0,08
7	270	386,65	381,99	386,97	355,12	8,23
8	315	287,05	284,26	288,69	288,45	0,08

Fonte: Autor (2022).

Tabela 51 – Força de onda Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) semissubmersível

Caso	Ângulo [°]	Fy Análítico [kN]	Fy Dynasim [kN]	Fy Dynasim Corrigido [kN]	Fx Exmoor Corrigido [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-386,21	-381,43	-386,59	-386,14	0,12
2	45	-287,10	-284,25	-288,68	-288,44	0,08
3	90	2,28	0,16	0,04	-0,0021	105,97
4	135	289,97	283,83	288,55	288,31	0,08
5	180	386,30	381,52	386,59	386,14	0,12
6	225	287,32	284,13	288,59	288,36	0,08
7	270	-2,47	-0,18	-0,03	-239,04	716877,95
8	315	-106,31	-283,72	-288,46	-288,22	0,08

Fonte: Autor (2022).

Tabela 52 – Força de onda Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-A

Caso	Ângulo [°]	Fx Análítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim Corrigido [kN]	Fy Exmoor Corrigido [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-51,13	-85,08	-57,81	-57,76	0,09
2	45	-300,17	-356,26	-304,72	-304,46	0,09
3	90	-291,02	-290,48	-289,90	-289,66	0,08
4	135	-307,14	-242,40	-302,98	-302,73	0,09
5	180	-74,27	95,70	-52,57	-52,52	0,10
6	225	314,90	415,36	315,53	315,26	0,09
7	270	248,49	247,63	246,25	256,77	4,27

8	315	318,75	291,43	318,20	317,93	0,09
---	-----	--------	--------	--------	--------	------

Fonte: Autor (2022).

Tabela 53 – Força de onda Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-A

Caso	Ângulo [°]	Fy Análítico [kN]	Fy Dynasim [kN]	Fy Dynasim Corrigido [kN]	Fx Exmoor Corrigido [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-3656,59	-3634,30	-3654,92	-3651,83	0,08
2	45	-2149,18	-2127,21	-2065,50	-2063,76	0,08
3	90	-36,88	-27,82	-0,32	-0,28	13,81
4	135	1960,81	1957,76	2065,57	2063,82	0,08
5	180	3637,23	3615,55	3663,90	3660,81	0,08
6	225	1605,21	2090,00	1419,37	1950,42	37,41
7	270	15,02	8,13	0,28	-71,46	25927,85
8	315	-1899,23	-1891,06	-1951,06	-1949,41	0,08

Fonte: Autor (2022).

Tabela 54 – Força de onda Fx (Dynasim) x Fy (Exmoor) FPSO-B

Caso	Ângulo [°]	Fx Análítico [kN]	Fx Dynasim [kN]	Fx Dynasim Corrigido [kN]	Fy Exmoor Corrigido [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	588,86	624,29	622,37	622,35	0,00
2	45	-374,18	-387,20	-387,16	-387,15	0,00
3	90	-2693,52	-2832,62	-2802,93	-2798,92	0,14
4	135	-2860,73	-2700,03	-2814,00	-2813,93	0,00
5	180	-749,80	-693,84	-733,81	-733,79	0,00
6	225	548,47	525,99	546,94	546,92	0,00
7	270	2573,43	2519,43	2535,40	2678,44	5,64
8	315	2821,92	2797,92	2901,33	2901,25	0,00

Fonte: Autor (2022).

Tabela 55 – Força de onda Fy (Dynasim) x Fx (Exmoor) FPSO-B

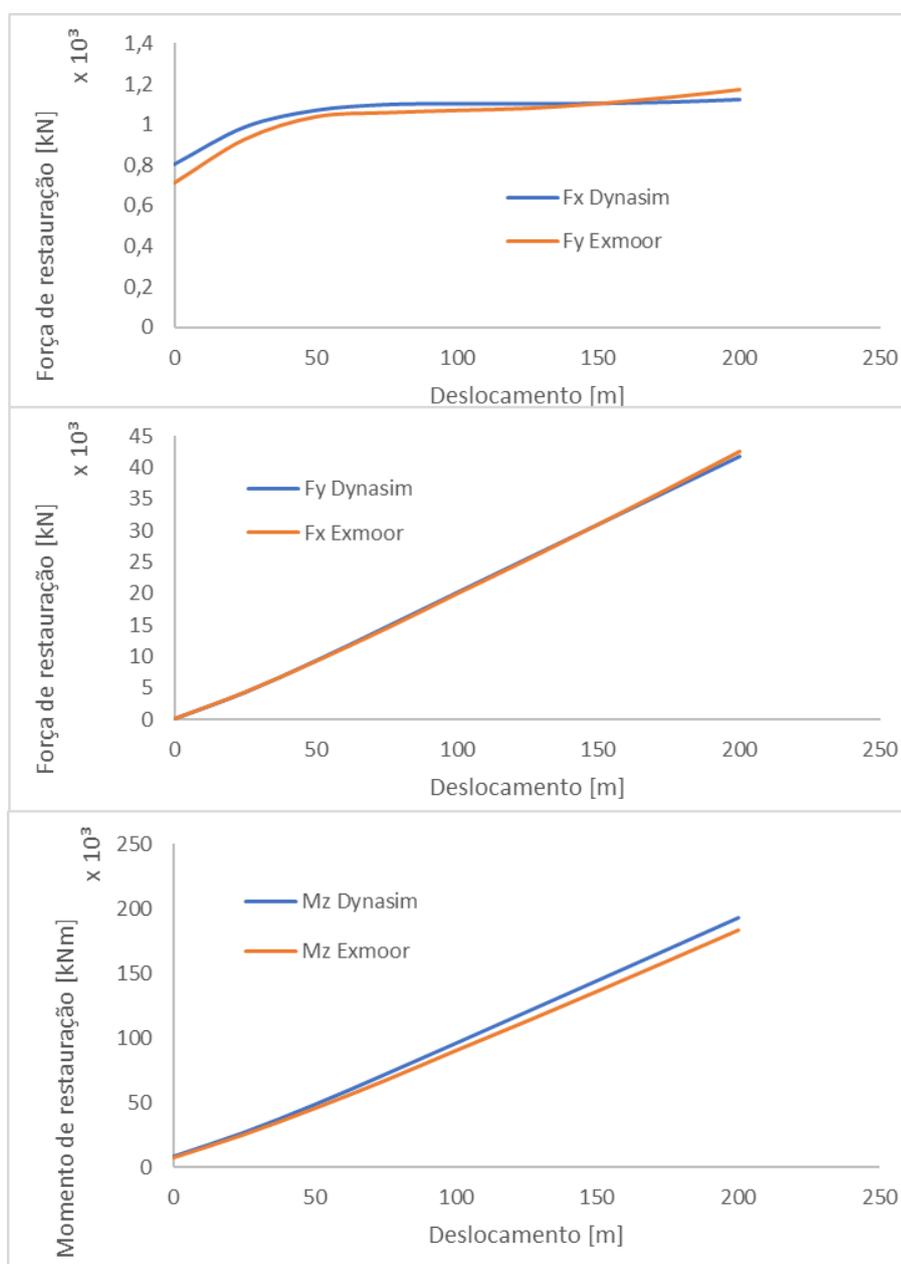
Caso	Ângulo [°]	Fy Análítico [kN]	Fy Dynasim [kN]	Fy Dynasim Corrigido [kN]	Fx Exmoor Corrigido [kN]	Diferença relativa (%)
1	0	-601,32	-628,65	-621,29	-621,27	0,00
2	45	-48,84	-40,72	-43,46	-43,45	0,01
3	90	1040,82	947,14	1084,87	1071,58	1,23
4	135	1830,56	1659,94	1809,35	1809,30	0,00
5	180	746,36	699,62	737,55	737,53	0,00
6	225	38,74	40,19	39,47	39,47	0,01
7	270	-1064,74	-1109,84	-1050,42	-1126,49	7,24
8	315	-1959,76	-2033,55	-1990,61	-1990,55	0,00

Fonte: Autor (2022).

APÊNDICE G – Resultados curva de restauração

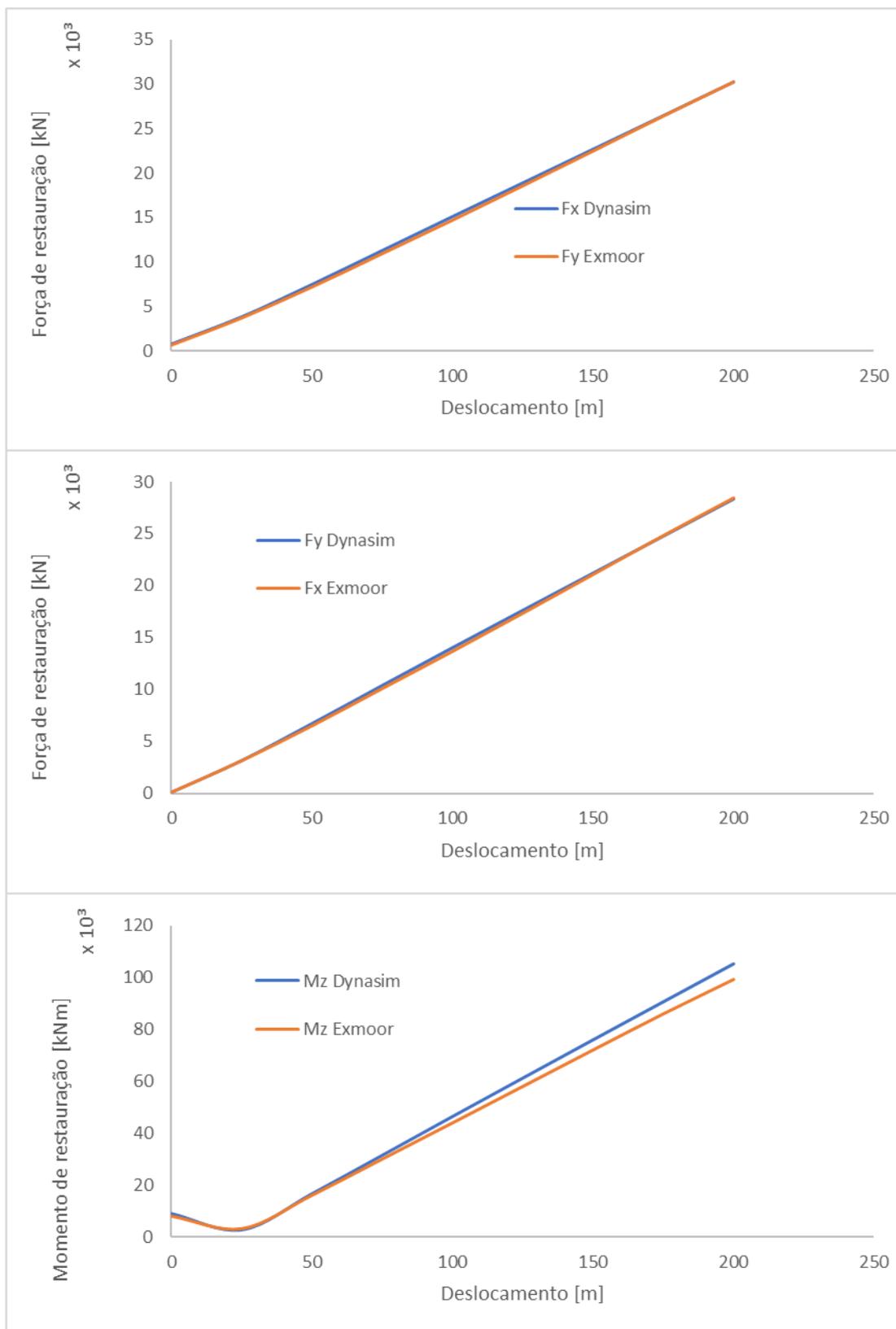
Nesta seção é apresentado todos os resultados relacionados as curvas de restauração para cada plataforma, considerando as componentes horizontais e verticais dos respectivos sistemas globais de coordenadas de ambas as ferramentas (Figuras 50 a 67).

Figura 50 – Curvas de restauração para 0° plataforma semissubmersível



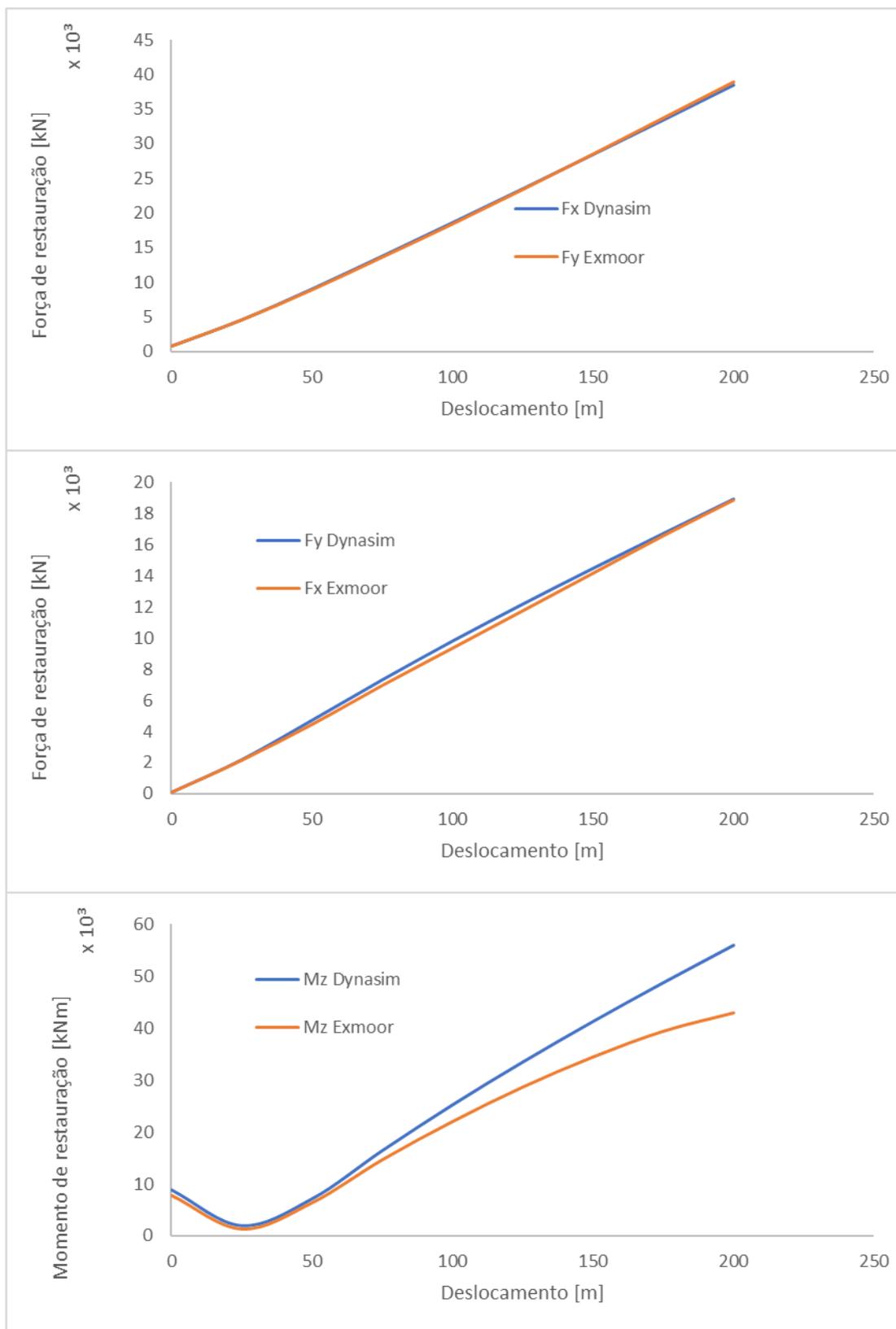
Fonte: Autor (2022).

Figura 51 – Curvas de restauração para 45° plataforma semissubmersível



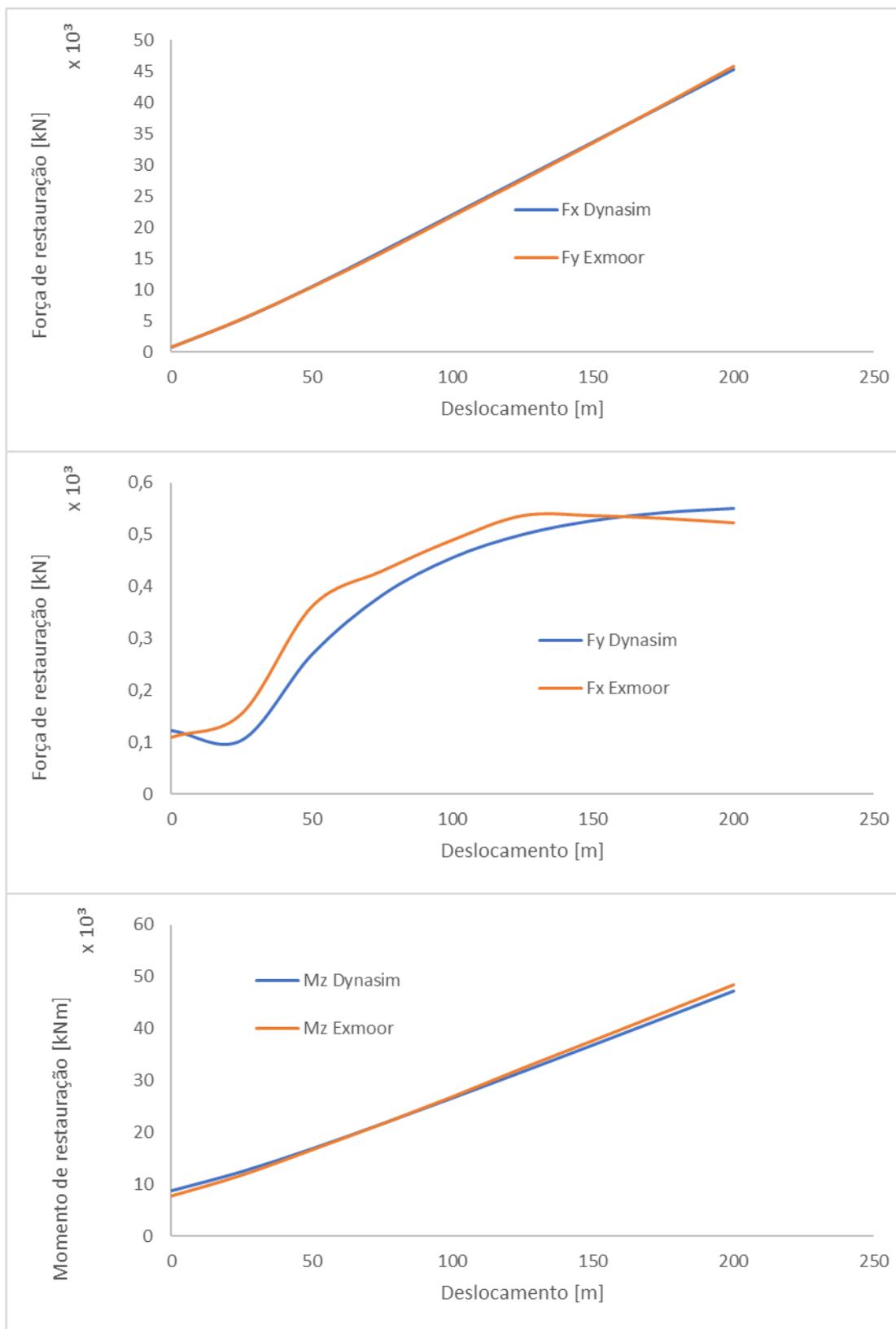
Fonte: Autor (2022).

Figura 52 – Curvas de restauração para 60° plataforma semissubmersível



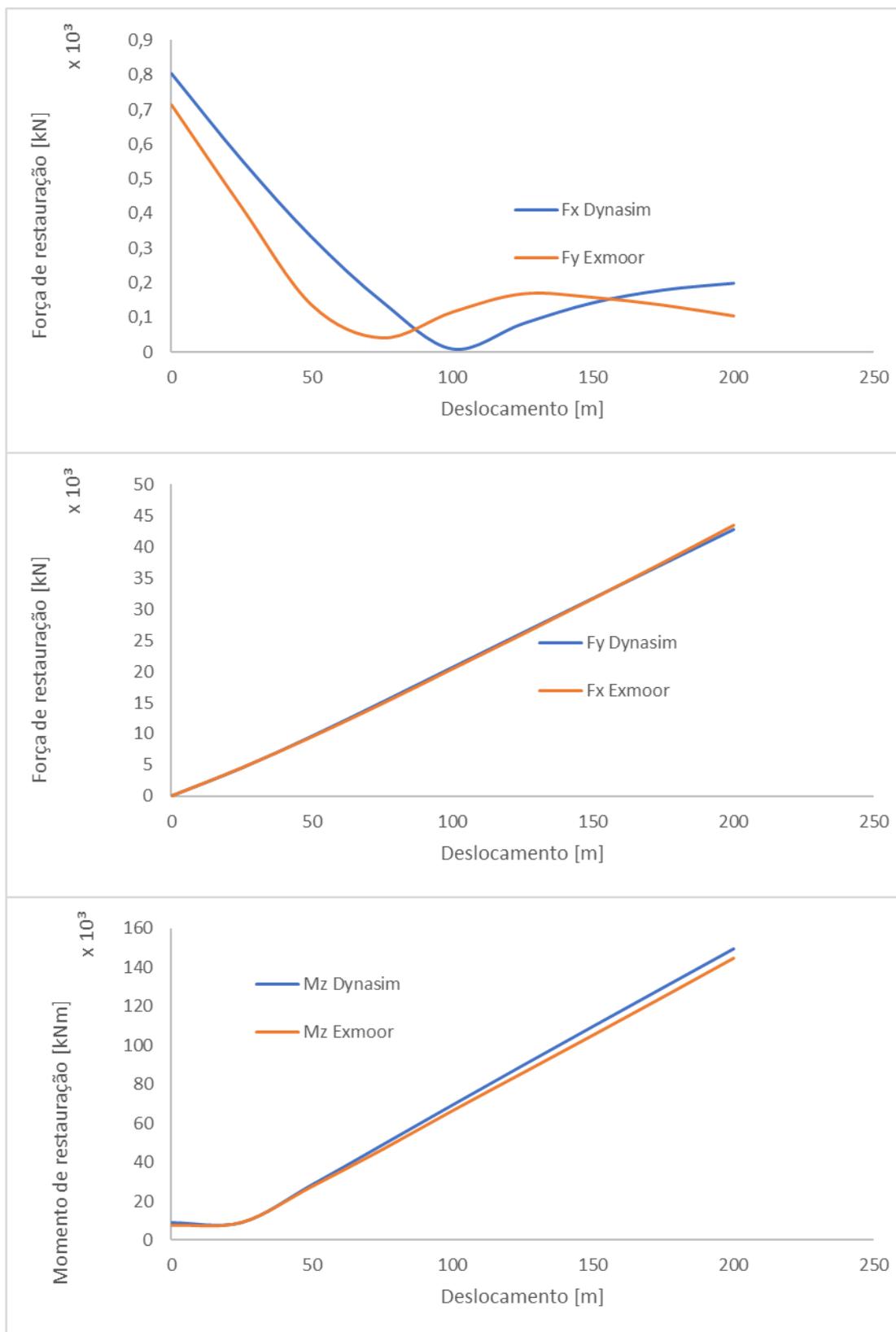
Fonte: Autor (2022).

Figura 53 – Curvas de restauração para 90° plataforma semissubmersível



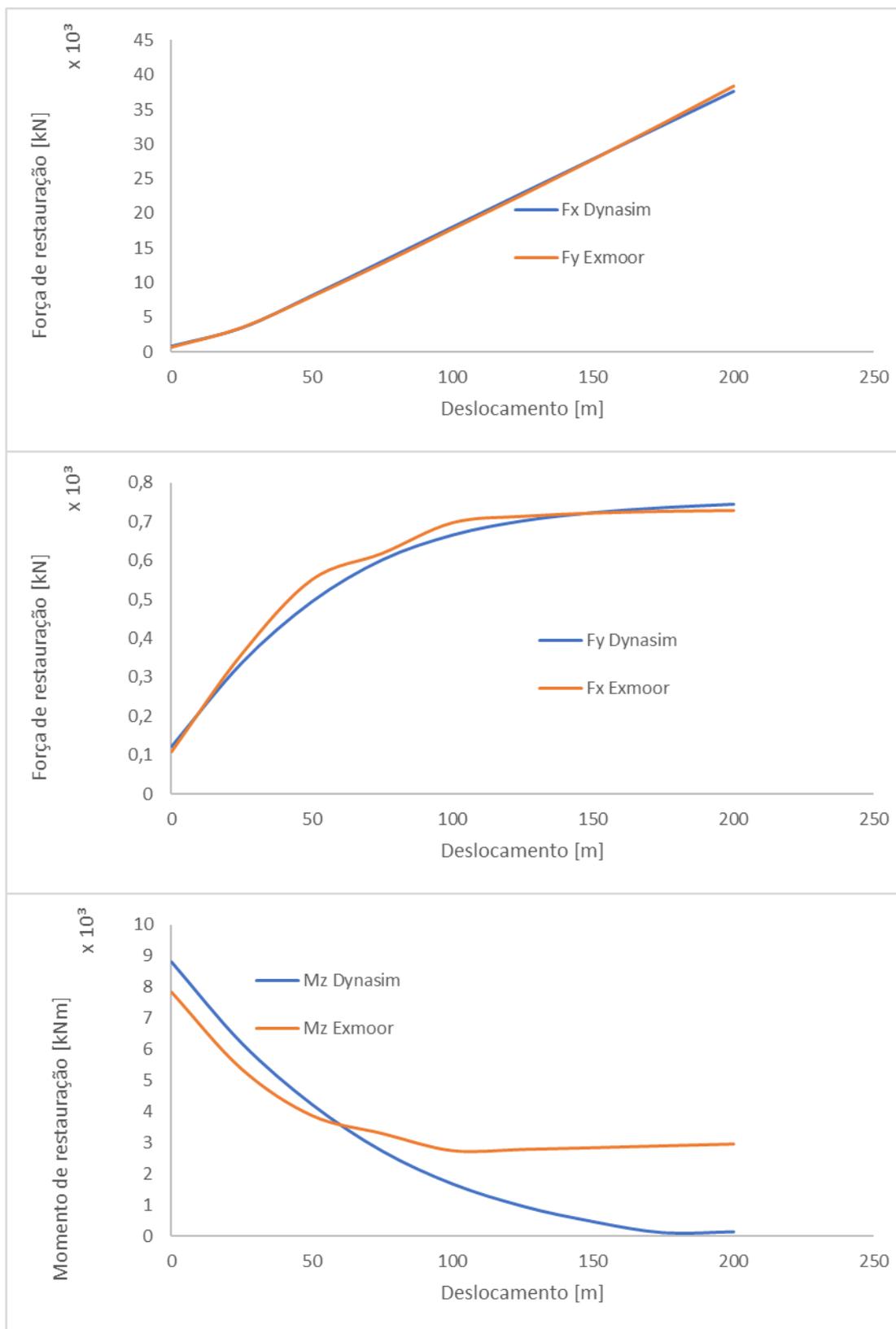
Fonte: Autor (2022).

Figura 54 – Curvas de restauração para 180° plataforma semissubmersível



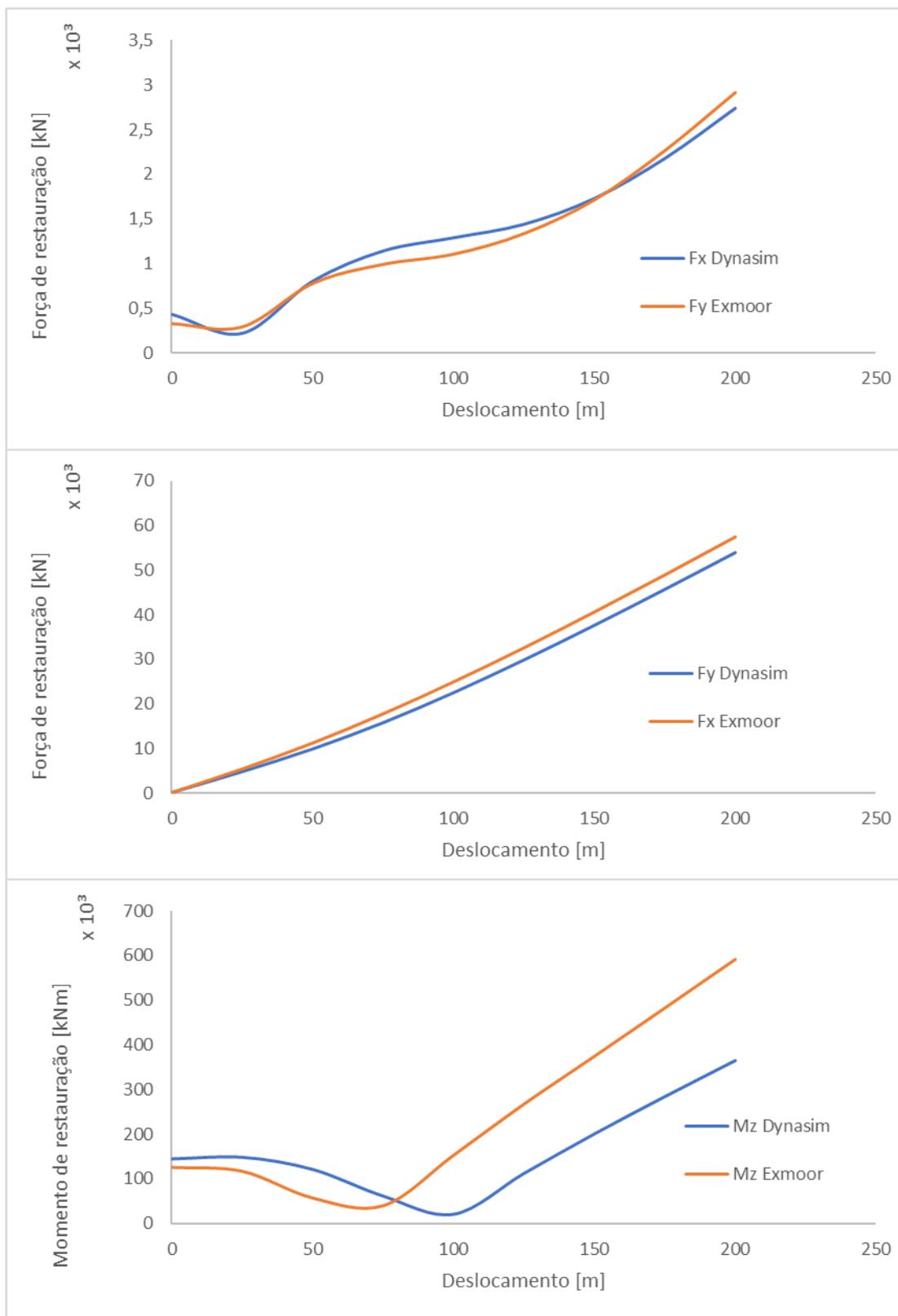
Fonte: Autor (2022).

Figura 55 – Curvas de restauração para 270° plataforma semissubmersível



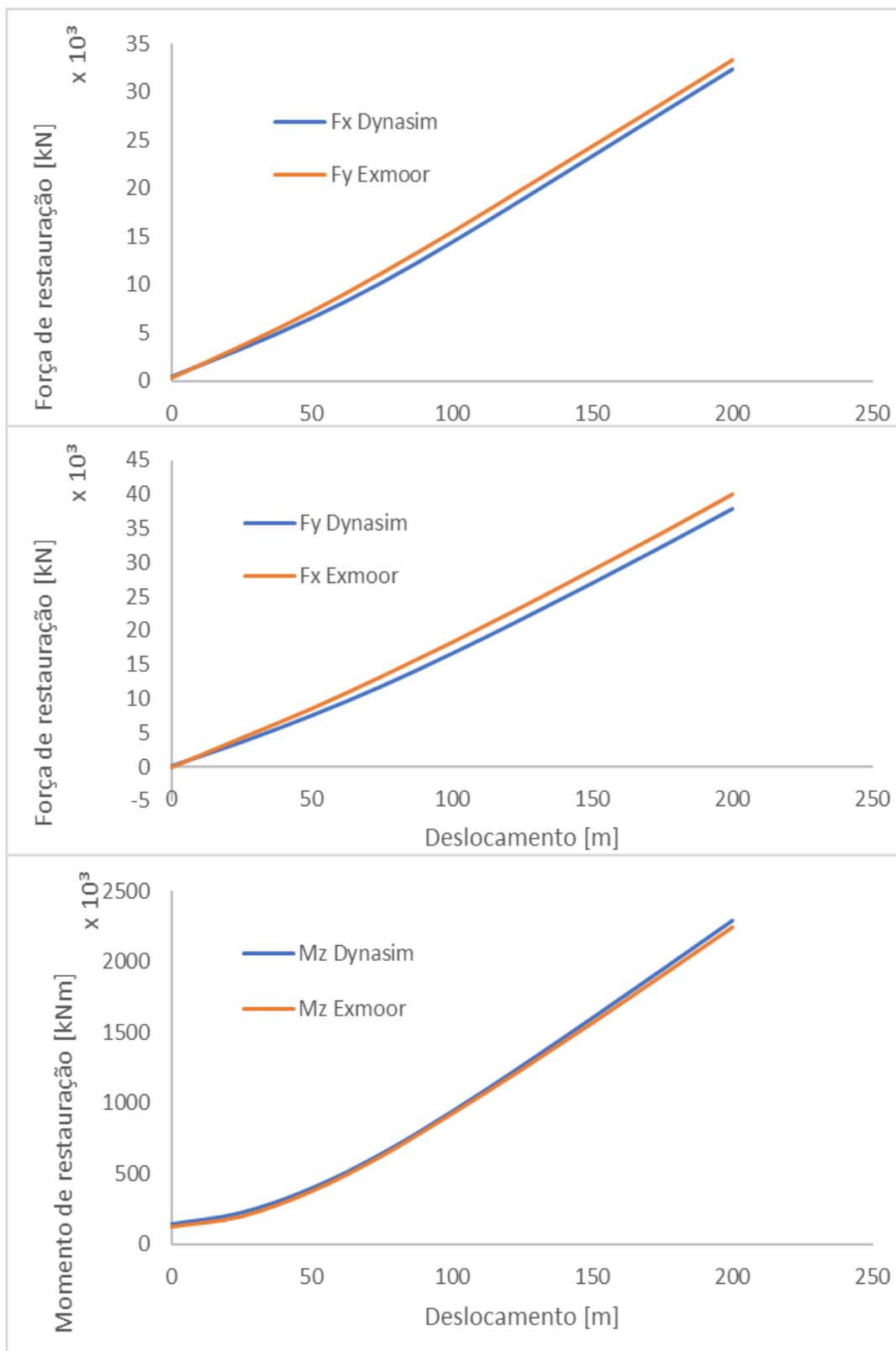
Fonte: Autor (2022).

Figura 56 – Curvas de restauração para 0° plataforma FPSO-A



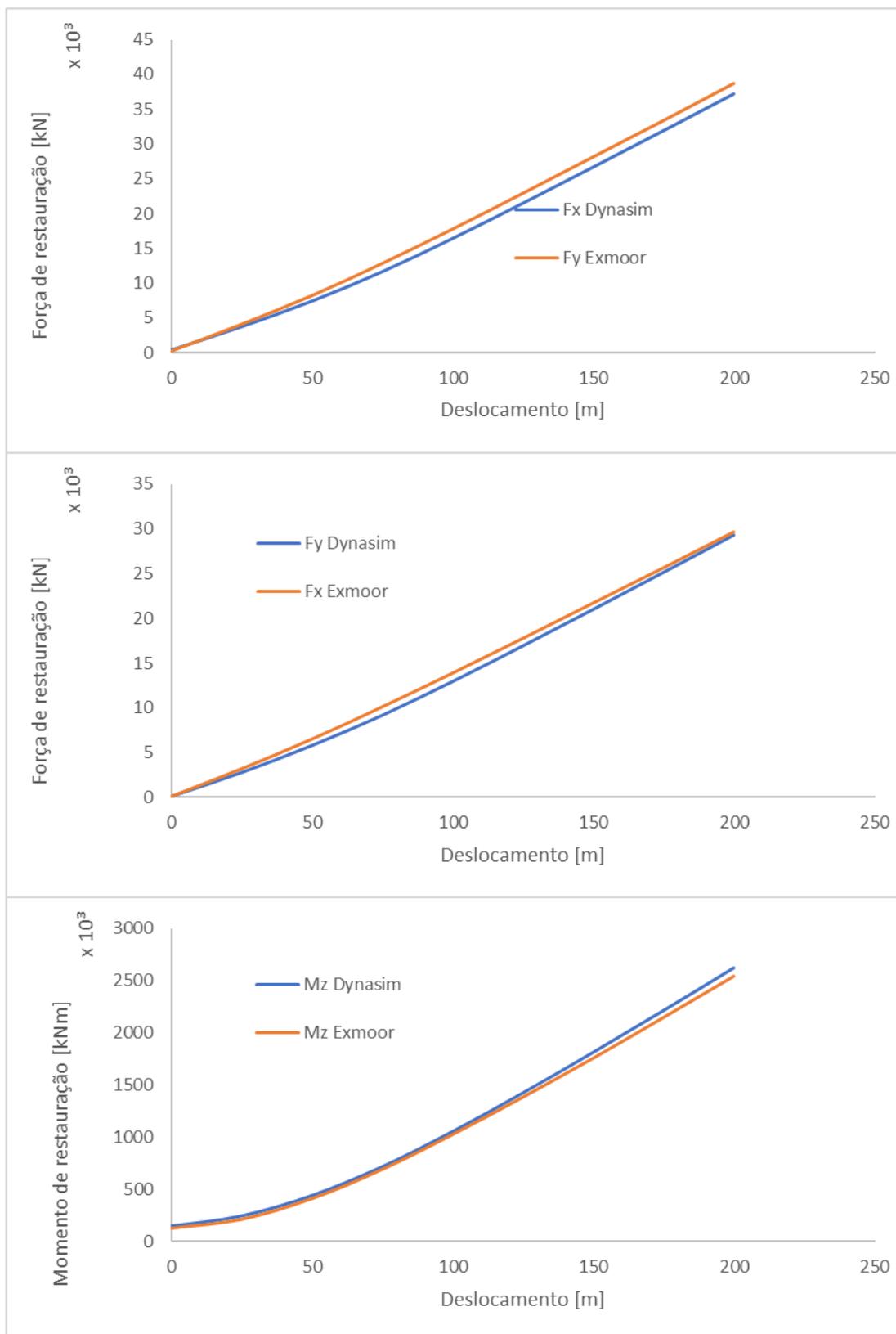
Fonte: Autor (2022).

Figura 57 – Curvas de restauração para 45° plataforma FPSO-A



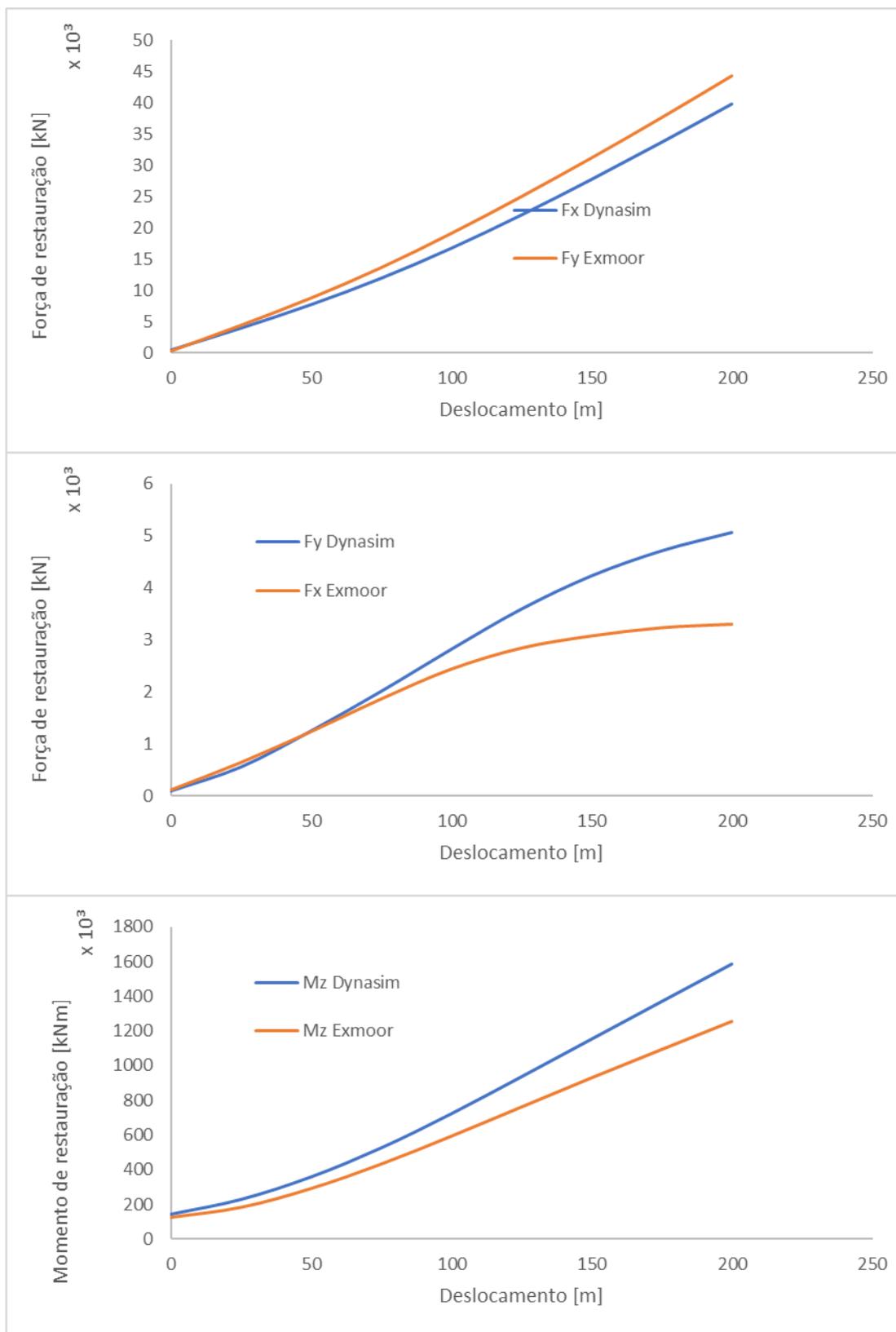
Fonte: Autor (2022).

Figura 58 – Curvas de restauração para 60° plataforma FPSO-A



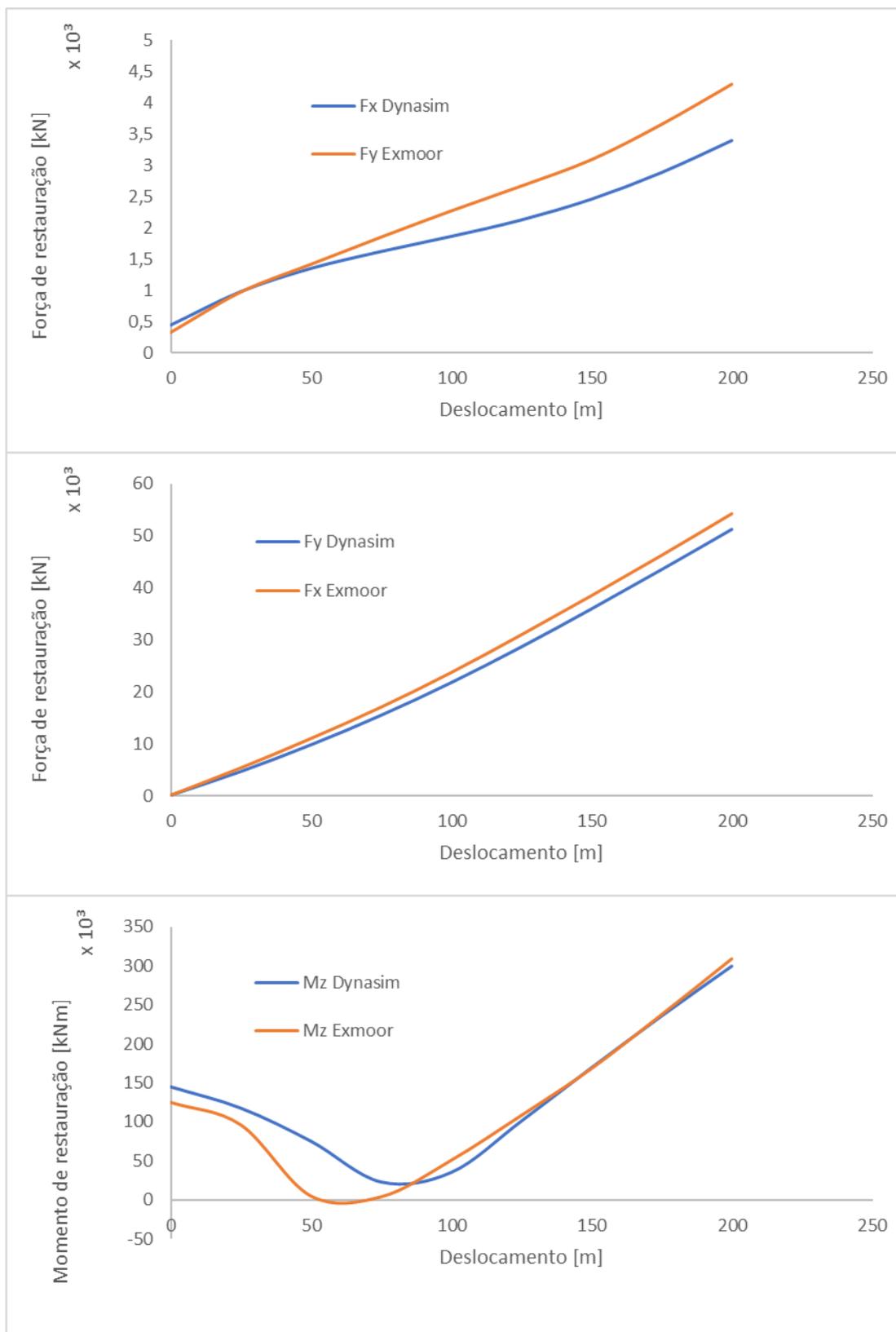
Fonte: Autor (2022).

Figura 59 – Curvas de restauração para 90° plataforma FPSO-A



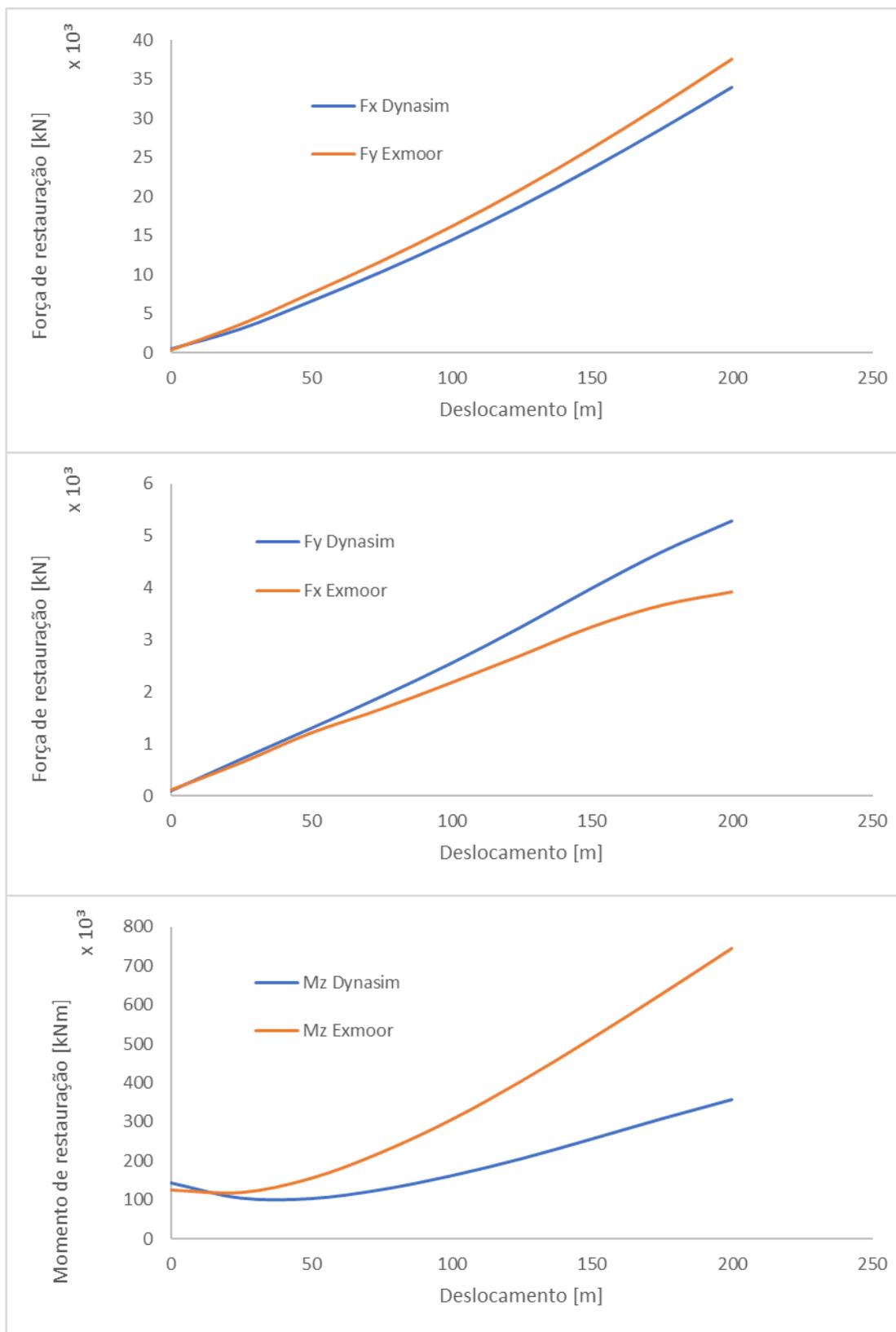
Fonte: Autor (2022).

Figura 60 – Curvas de restauração para 180° plataforma FPSO-A



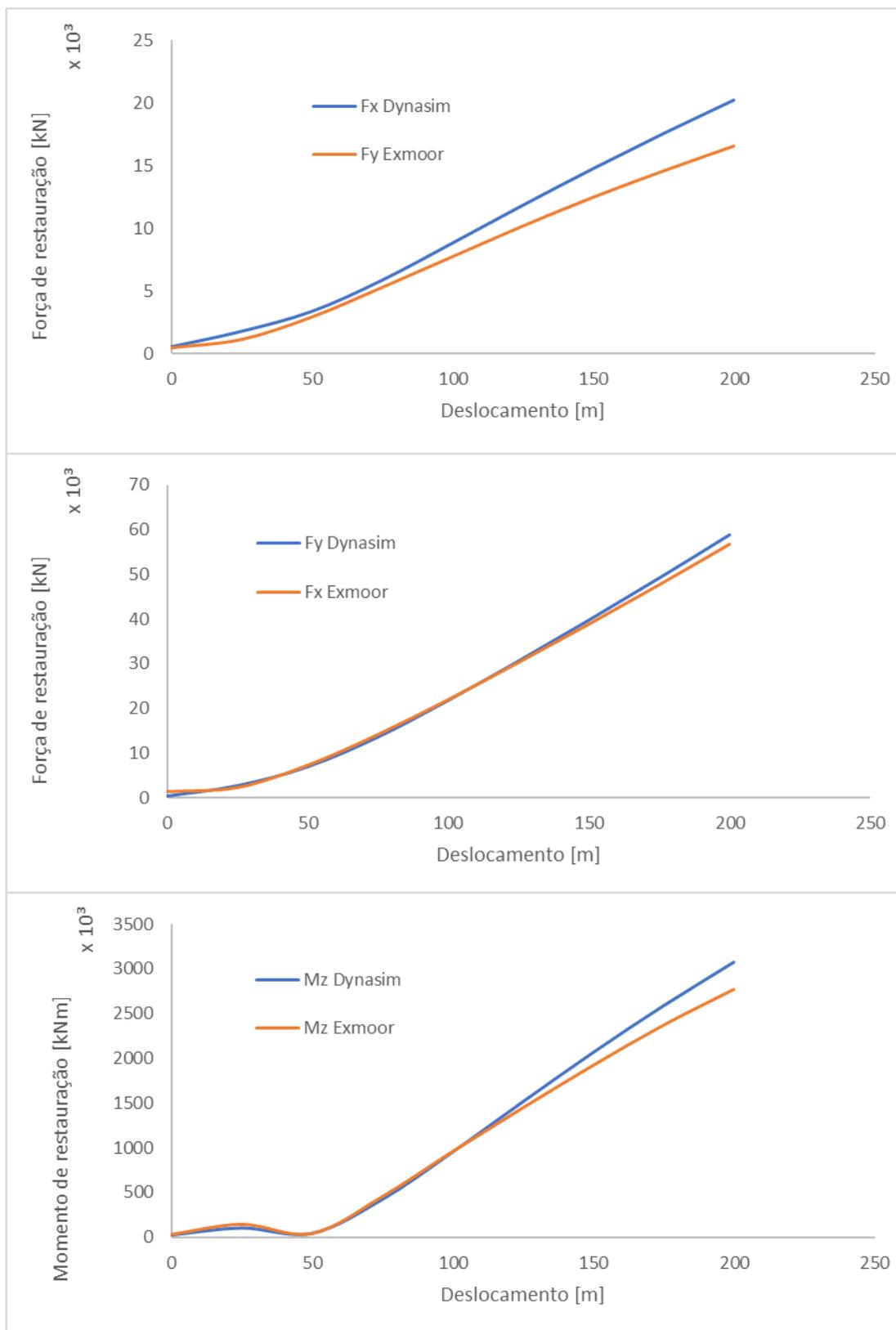
Fonte: Autor (2022).

Figura 61 – Curvas de restauração para 270° plataforma FPSO-A



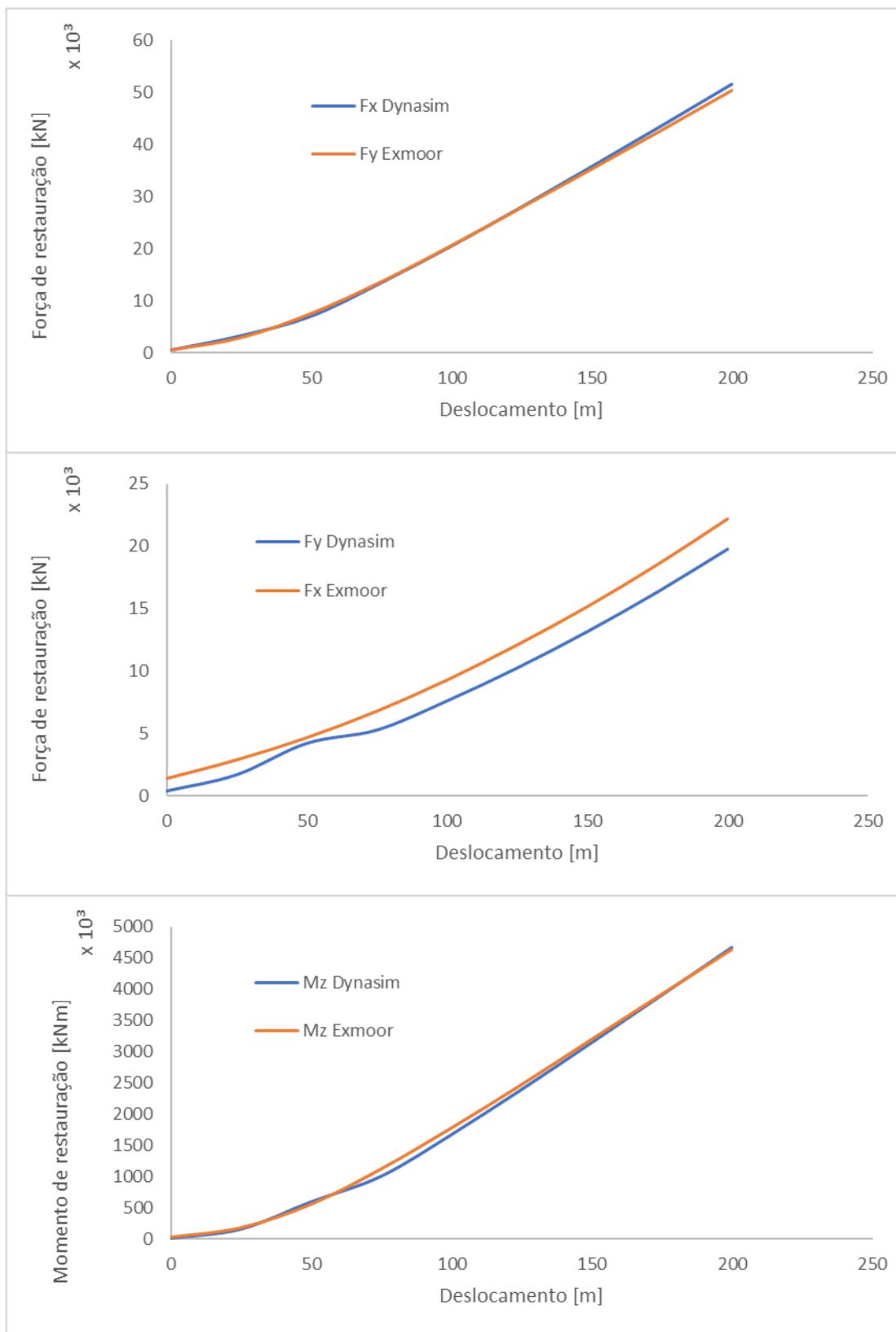
Fonte: Autor (2022).

Figura 62 – Curvas de restauração para 0° plataforma FPSO-B



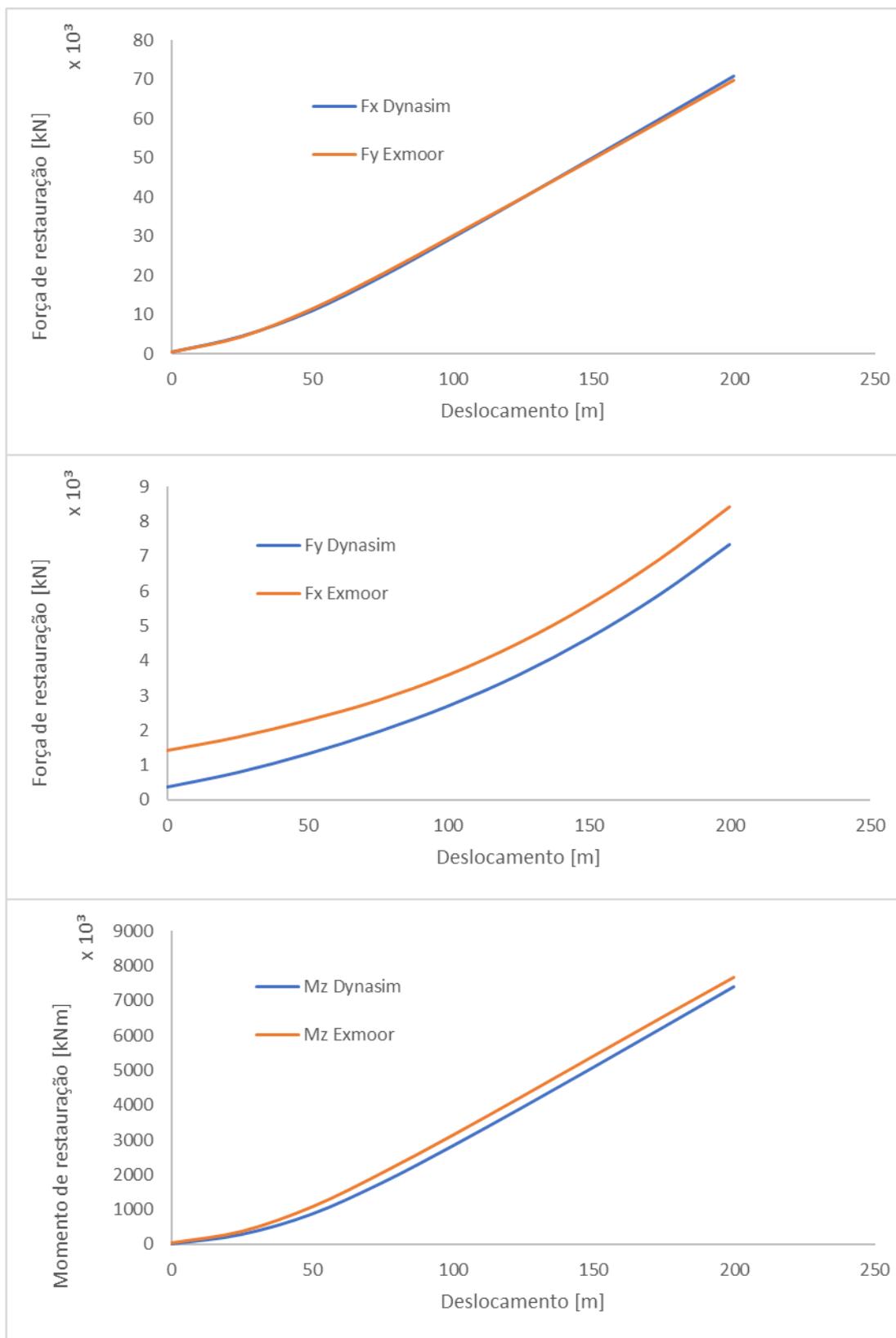
Fonte: Autor (2022).

Figura 63 – Curvas de restauração para 45° plataforma FPSO-B



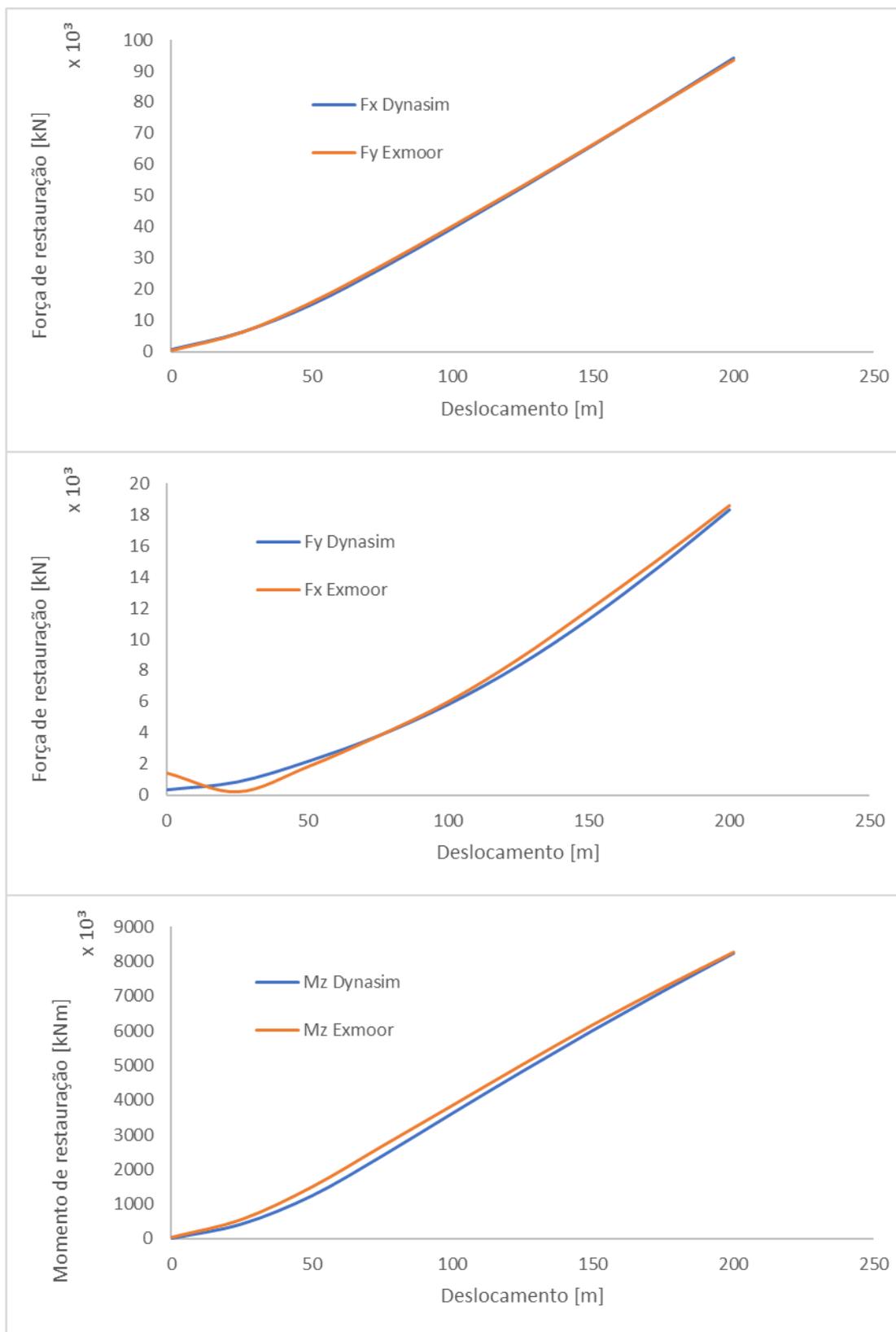
Fonte: Autor (2022).

Figura 64 – Curvas de restauração para 60° plataforma FPSO-B



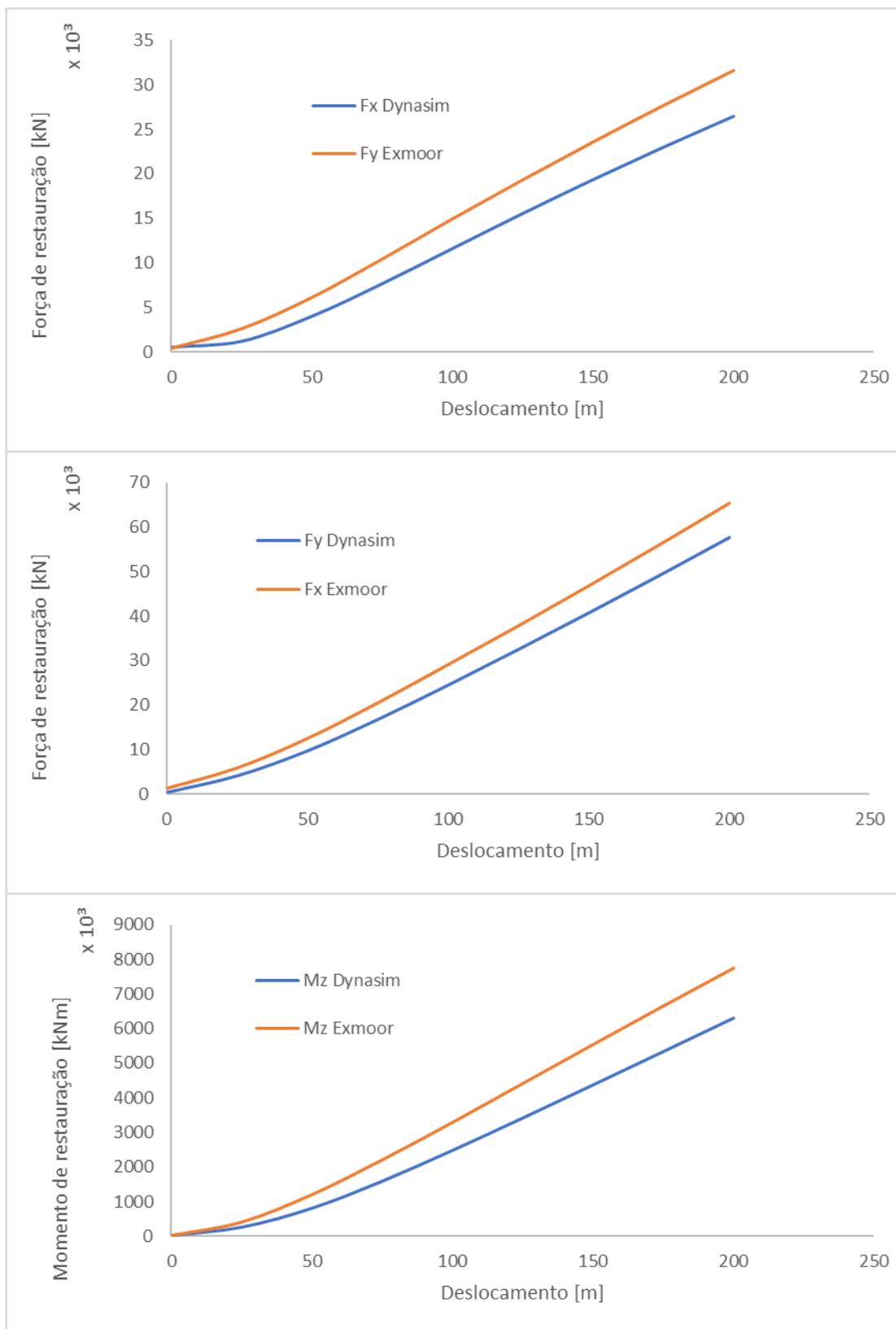
Fonte: Autor (2022).

Figura 65 – Curvas de restauração para 90° plataforma FPSO-B



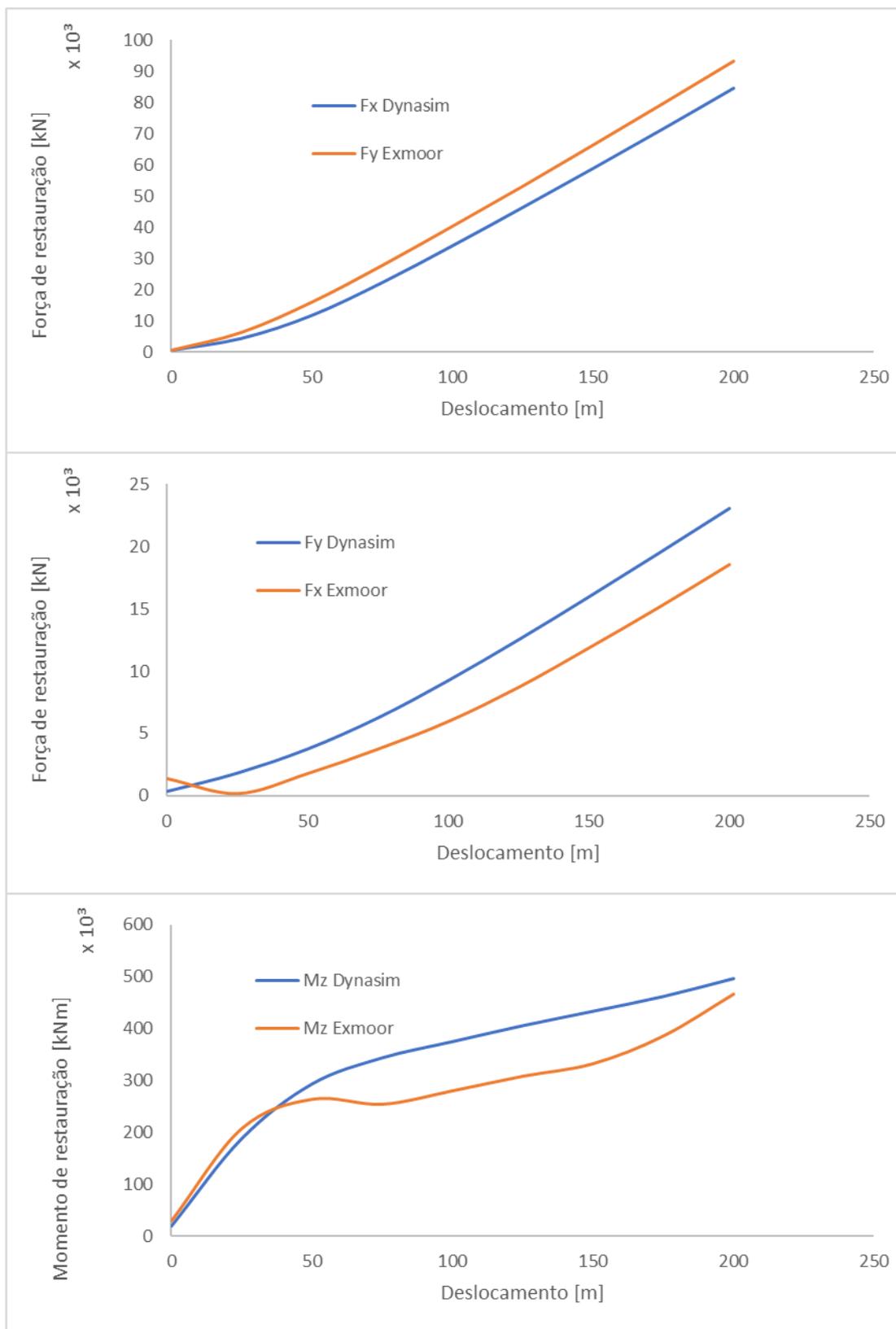
Fonte: Autor (2022).

Figura 66 – Curvas de restauração para 180° plataforma FPSO-B



Fonte: Autor (2022).

Figura 67 – Curvas de restauração para 270° plataforma FPSO-B



Fonte: Autor (2022).

APÊNDICE H – Resultados dos deslocamentos das unidades

Nesta seção é apresentado todos os resultados referentes ao deslocamento de cada unidade devido as ações ambientais de vento, corrente e onda (Tabelas 56 a 64).

Tabela 56 – Deslocamento devido ao vento (plataforma semissubmersível)

Caso	Dynasim			Exmoor			Diferença relativa		
	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset %	Ângulo %	Yaw %
1	12,93	205,31	0,78	11,90	203,10	-0,90	7,98	1,08	14,68
2	12,53	223,32	0,10	11,20	220,90	-0,10	10,62	1,09	0,40
3	14,92	264,26	0,31	13,40	264,20	-0,30	10,18	0,02	2,35
4	10,34	311,09	0,54	9,20	314,20	-0,50	11,04	1,00	6,89
5	10,74	334,62	-0,12	9,90	339,00	0,20	7,85	1,31	63,20
6	6,13	357,68	-0,73	5,90	5,70	0,80	3,68	2,24	10,21
7	1,72	114,07	0,38	2,20	103,10	-0,40	27,73	9,62	6,19
8	7,88	187,11	1,43	7,20	182,00	-1,50	8,64	2,73	4,72

Fonte: Autor (2022).

Tabela 57 – Deslocamento devido à corrente (plataforma semissubmersível)

Caso	Dynasim			Exmoor			Diferença relativa		
	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset %	Ângulo %	Yaw %
1	27,10	352,61	-0,48	49,20	359,10	1,40	81,52	1,84	191,02
2	18,41	7,18	-1,21	34,70	14,50	3,30	88,44	101,87	171,88
3	4,20	99,13	0,42	12,80	90,30	-0,40	204,64	8,91	5,58
4	19,81	177,93	1,86	35,00	171,60	-4,00	76,69	3,56	115,13
5	29,13	190,59	1,16	51,30	186,10	-2,00	76,10	2,35	72,16
6	23,77	209,25	-0,21	40,10	203,00	1,00	68,67	2,99	380,63
7	14,58	264,73	0,31	21,60	264,80	-0,30	48,14	0,02	2,24
8	21,16	330,80	0,84	36,40	340,80	-1,60	72,04	3,02	91,09

Fonte: Autor (2022).

Tabela 58 – Deslocamento devido à onda para a plataforma semissubmersível

Caso	Dynasim			Exmoor			Diferença relativa		
	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset %	Ângulo %	Yaw %
1	6,39	236,63	0,40	5,40	234,50	-0,30	15,54	0,90	24,91
2	7,76	247,47	0,36	6,50	246,50	-0,20	16,20	0,39	44,11
3	7,82	261,28	0,32	6,60	260,60	-0,50	15,60	0,26	55,99
4	7,06	275,75	0,29	5,90	275,90	-0,30	16,41	0,05	5,19

5	5,31	285,70	0,28	4,30	287,20	-0,40	18,95	0,52	40,46
6	3,35	285,38	0,28	2,60	288,90	-0,30	22,36	1,23	9,04
7	2,84	250,07	0,34	3,10	225,70	-0,30	9,06	9,75	11,57
8	4,44	230,64	0,37	3,60	227,00	-0,20	18,92	1,58	46,15

Fonte: Autor (2022).

Tabela 59 – Deslocamento devido à vento e para a plataforma FPSO-A

Caso	Dynasim			Exmoor			Diferença relativa		
	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset %	Ângulo %	Yaw %
1	5,42	182,76	-1,85	4,90	180,70	1,70	9,62	1,13	8,13
2	15,79	259,32	-0,98	13,90	264,80	0,70	11,98	2,11	28,52
3	25,82	280,47	-0,77	23,60	282,70	1,10	8,61	0,80	42,15
4	24,23	287,71	-1,52	21,20	290,30	2,20	12,49	0,90	45,11
5	7,77	313,16	-1,74	5,60	315,70	2,10	27,93	0,81	20,77
6	9,93	83,00	-1,72	9,70	85,90	1,50	2,29	3,50	12,82
7	21,04	102,88	-2,35	18,80	101,90	2,00	10,63	0,95	15,01
8	19,00	118,85	-2,98	16,30	118,10	2,70	14,22	0,63	9,41

Fonte: Autor (2022).

Tabela 60 – Deslocamento devido à corrente e para a plataforma FPSO-A

Caso	Dynasim			Exmoor			Diferença relativa		
	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset %	Ângulo %	Yaw %
1	13,42	331,99	1,66	19,20	340,40	1,70	43,09	2,53	2,41
2	15,43	69,82	1,85	23,20	66,30	0,70	50,35	5,04	62,22
3	29,75	99,66	2,79	38,10	97,00	1,10	28,06	2,67	60,51
4	26,18	114,59	3,77	32,30	117,40	2,20	23,40	2,45	41,67
5	9,86	174,38	2,32	16,90	173,80	2,10	71,48	0,33	9,44
6	20,92	264,13	0,35	26,30	248,30	1,50	25,69	5,99	324,41
7	35,41	281,29	0,04	44,10	277,70	2,00	24,54	1,27	5029,52
8	30,88	293,87	1,08	38,60	296,10	2,70	25,02	0,76	149,09

Fonte: Autor (2022).

Tabela 61 – Deslocamento devido à onda para a plataforma FPSO-A

Caso	Dynasim			Exmoor			Diferença relativa		
	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset %	Ângulo %	Yaw %
1	30,23	184,06	-0,59	26,30	183,20	0,60	13,00	0,47	0,95
2	19,11	188,35	-1,56	15,60	186,60	1,70	18,37	0,93	8,94
3	3,58	207,99	-1,71	2,30	210,30	1,80	35,68	1,11	4,96
4	11,78	356,37	-1,84	11,50	356,70	1,80	2,41	0,09	2,29
5	24,45	3,39	-2,80	21,70	2,30	2,10	11,25	32,20	25,13
6	13,65	11,41	-2,79	11,10	10,80	1,90	18,65	5,36	31,92
7	2,89	158,68	-1,79	2,70	150,80	1,60	6,57	4,96	10,65

8	17,21	178,77	-0,78	14,70	176,80	0,70	14,58	1,10	10,24
---	-------	--------	-------	-------	--------	------	-------	------	-------

Fonte: Autor (2022).

Tabela 62 – Deslocamento devido ao vento e para a plataforma FPSO-B

Caso	Dynasim			Exmoor			Diferença relativa		
	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset %	Ângulo %	Yaw %
1	28,50	191,47	1,30	24,10	179,40	1,70	15,43	6,31	30,47
2	26,37	222,08	-0,49	18,50	206,50	0,20	29,84	7,02	59,19
3	27,86	254,03	-2,04	15,30	258,10	-1,40	45,08	1,60	31,27
4	23,92	268,38	-1,57	13,20	279,00	-0,60	44,81	3,96	61,77
5	10,46	279,93	-0,76	2,80	293,10	0,50	73,24	4,70	34,36
6	3,87	141,52	0,23	8,70	123,70	1,10	124,81	12,59	377,35
7	19,69	144,34	1,49	20,70	132,60	2,00	5,14	8,13	34,32
8	25,29	159,55	2,28	23,70	147,20	2,70	6,30	7,74	18,52

Fonte: Autor (2022).

Tabela 63 – Deslocamento devido à corrente e para a plataforma FPSO-B

Caso	Dynasim			Exmoor			Diferença relativa		
	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset %	Ângulo %	Yaw %
1	6,83	288,96	-0,53	6,90	6,80	-0,20	1,05	97,65	62,11
2	2,03	98,99	0,10	12,60	74,10	1,30	519,40	25,15	1147,60
3	12,15	147,34	1,10	18,20	118,30	2,40	49,85	19,71	118,33
4	17,97	166,18	1,69	21,40	147,80	2,60	19,08	11,06	53,63
5	20,91	194,24	0,94	24,60	181,90	1,50	17,63	6,35	58,88
6	22,29	220,48	-0,38	25,80	206,70	0,60	15,72	6,25	56,80
7	20,40	250,11	-1,65	18,50	235,70	-0,70	9,31	5,76	57,45
8	16,57	269,78	-1,41	11,30	272,80	-0,80	31,82	1,12	43,32

Fonte: Autor (2022).

Tabela 64 – Deslocamento devido à onda para a plataforma FPSO-B

Caso	Dynasim			Exmoor			Diferença relativa		
	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset [m]	Ângulo [°]	Yaw [°]	Offset %	Ângulo %	Yaw %
1	14,39	195,28	-0,69	13,60	172,30	1,20	5,52	11,77	73,51
2	14,05	221,44	0,37	11,60	192,50	0,70	17,41	13,07	90,93
3	23,29	258,29	2,16	14,10	239,30	-0,20	39,46	7,35	90,75
4	19,10	268,09	1,29	10,90	261,40	-0,40	42,94	2,50	69,01
5	10,34	243,67	0,34	6,60	204,20	0,40	36,18	16,20	18,71
6	8,35	202,73	-0,04	9,20	163,00	1,00	10,24	19,60	2377,09
7	15,08	153,62	-1,05	17,20	137,10	1,90	14,05	10,75	81,75
8	21,80	161,37	-1,86	21,20	148,40	2,10	2,75	8,04	12,72

Fonte: Autor (2022).

APÊNDICE I – Resultados do estudo de caso

Nesta seção serão expostos os resultados referentes a simulação no domínio do tempo da ferramenta Dynasim (Tabelas 65 a 73). É possível identificar o deslocamento (*offset*) e seu ângulo (*heading*), bem como a tração em cada linha de ancoragem.

Tabela 65 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 1-500)

	Casos										
	1	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
Offset [m]	75,8	85,3	80,1	76,8	79,4	60,7	75,6	77,6	57,0	63,9	71,8
Heading [°]	314,6	323,3	340,0	1,8	330,4	346,8	2,4	79,8	340,2	15,6	93,4
Linha 1	3318,7	3986,5	3413,4	2890,5	3484,9	2535,6	3015,6	2044,1	2654,9	2435,6	1605,9
Linha 2	3319,9	3954,0	3351,5	2817,1	3447,5	2510,6	2928,7	2021,5	2627,6	2388,9	1620,0
Linha 3	2855,7	3352,9	2819,6	2391,1	2916,9	2215,3	2455,9	1874,2	2295,2	2110,3	1594,7
Linha 4	2878,5	3260,0	2642,3	2226,7	2797,9	2143,4	2275,5	1804,3	2249,7	2017,0	1571,1
Linha 5	2899,8	3241,1	2634,7	2239,7	2794,2	2176,9	2279,9	1848,1	2278,1	2046,8	1628,6
Linha 6	3139,4	3465,0	2828,6	2416,2	3005,6	2359,0	2452,7	1992,7	2471,2	2212,0	1758,0
Linha 7	3115,1	3388,3	2793,3	2420,1	2965,2	2381,7	2447,3	2042,8	2485,2	2238,8	1824,9
Linha 8	2389,4	2333,0	1859,1	1600,1	2036,7	1692,6	1616,2	1307,8	1742,1	1523,7	1318,5
Linha 9	2347,3	2283,8	1838,4	1586,8	2003,6	1683,3	1605,1	1305,9	1733,9	1519,2	1325,9
Linha 10	2294,2	2224,7	1813,2	1571,2	1963,0	1669,6	1590,3	1300,8	1721,5	1510,5	1329,6
Linha 11	2247,2	2173,2	1792,7	1556,5	1929,6	1658,3	1577,5	1297,9	1711,8	1504,1	1336,1
Linha 12	2199,4	2121,6	1771,4	1541,0	1894,2	1646,4	1564,6	1295,6	1700,8	1497,9	1342,1
Linha 13	2162,6	2081,4	1756,0	1530,3	1867,9	1638,9	1555,7	1297,3	1694,8	1495,6	1351,7
Linha 14	2103,8	2023,1	1731,9	1512,0	1829,1	1621,6	1537,9	1291,8	1678,6	1484,4	1354,3
Linha 15	1263,6	1234,2	1276,3	1449,9	1289,3	1363,7	1458,6	2237,9	1442,7	1690,9	2359,4
Linha 16	1248,0	1220,1	1262,3	1442,5	1275,7	1350,4	1449,8	2207,3	1427,0	1684,2	2359,2
Linha 17	1244,8	1217,4	1261,0	1450,8	1275,0	1350,9	1456,3	2237,6	1426,2	1695,3	2392,4
Linha 18	1230,5	1207,0	1251,2	1447,5	1265,8	1341,9	1452,4	2247,7	1415,1	1693,8	2401,0
Linha 19	1226,9	1201,2	1246,5	1450,3	1261,5	1338,3	1454,3	2268,0	1409,7	1698,8	2421,4
Linha 20	1218,2	1193,6	1239,4	1450,2	1254,9	1332,1	1453,3	2282,9	1401,5	1700,6	2434,5
Linha 21	1895,1	2015,4	2379,7	2997,6	2133,8	2290,7	2951,4	3912,1	2130,4	3036,0	3127,8
Linha 22	1927,6	2061,9	2454,9	3089,1	2186,9	2343,4	3040,2	3893,0	2173,3	3089,1	3107,9
Linha 23	1954,6	2102,5	2519,3	3163,4	2233,6	2386,1	3109,7	3854,6	2208,2	3122,0	3071,0
Linha 24	2004,8	2174,1	2633,0	3301,6	2316,0	2469,4	3247,3	3901,0	2275,9	3222,4	3092,2
Linha 25	2048,5	2238,4	2730,6	3413,4	2391,2	2537,9	3357,8	3921,6	2332,5	3298,8	3085,0
Linha 26	2084,2	2292,3	2814,0	3498,0	2450,0	2590,6	3442,3	3922,8	2376,5	3348,1	3052,8

Fonte: Autor (2022).

Tabela 66 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 550-1000)

	Casos									
	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000
Offset [m]	62,4	89,8	116,8	84,8	87,1	92,6	43,9	62,8	42,5	42,9
Heading [°]	8,2	94,9	102,3	96,5	104,8	104,0	133,0	116,5	176,1	175,5
Linha 1	2534,8	1764,7	1485,3	1574,7	1508,7	1470,2	1593,8	1492,8	1581,4	1608,6
Linha 2	2484,6	1766,2	1502,4	1589,8	1527,8	1487,9	1616,5	1514,4	1607,1	1635,6
Linha 3	2173,2	1703,6	1489,3	1571,5	1515,7	1475,6	1598,7	1505,3	1593,3	1617,4
Linha 4	2076,7	1667,0	1455,8	1542,7	1495,8	1443,8	1612,7	1499,0	1618,4	1654,2
Linha 5	2103,5	1720,6	1511,6	1598,0	1554,5	1500,7	1677,6	1560,3	1686,9	1724,1
Linha 6	2273,0	1853,1	1632,1	1725,0	1681,1	1621,8	1820,0	1691,7	1832,8	1878,5
Linha 7	2294,2	1915,1	1697,2	1790,7	1750,1	1688,7	1895,8	1764,4	1912,6	1958,1
Linha 8	1569,9	1260,3	1215,2	1277,6	1296,9	1261,3	1516,7	1398,4	1735,3	1743,7
Linha 9	1567,0	1264,2	1225,6	1284,6	1308,2	1272,5	1530,2	1414,2	1760,1	1766,0
Linha 10	1559,8	1266,0	1233,2	1289,6	1316,7	1280,8	1539,9	1426,3	1780,8	1783,7
Linha 11	1555,2	1269,3	1243,8	1296,0	1327,7	1291,8	1552,6	1440,7	1805,0	1805,2
Linha 12	1550,1	1273,2	1254,8	1302,9	1338,8	1302,8	1565,4	1455,8	1830,1	1827,8
Linha 13	1549,0	1280,1	1269,2	1313,8	1353,5	1317,4	1582,0	1474,6	1862,1	1857,1
Linha 14	1538,6	1281,1	1277,4	1317,1	1361,3	1325,5	1589,7	1485,3	1881,7	1874,0
Linha 15	1655,1	2697,9	3782,5	2702,6	2992,5	3044,3	2492,4	2774,7	2426,3	2440,4
Linha 16	1644,3	2706,8	3826,8	2703,1	2997,4	3053,0	2462,2	2754,1	2377,5	2390,5
Linha 17	1650,5	2765,6	3953,0	2753,7	3060,5	3125,1	2469,8	2781,6	2363,2	2376,7
Linha 18	1645,0	2787,3	4017,3	2770,7	3078,9	3149,7	2447,5	2771,1	2324,3	2337,3
Linha 19	1645,6	2825,7	4105,8	2801,6	3115,5	3195,1	2438,5	2775,9	2298,3	2310,0
Linha 20	1642,9	2854,5	4178,1	2824,4	3139,9	3228,6	2422,2	2771,0	2266,8	2277,4
Linha 21	2777,6	3961,2	4218,5	3460,9	3033,0	3319,2	1917,0	2211,2	1706,1	1631,2
Linha 22	2846,9	3909,8	4107,5	3425,2	2981,5	3257,2	1914,3	2194,4	1707,6	1635,1
Linha 23	2901,0	3836,0	3969,9	3363,1	2912,9	3177,9	1905,2	2169,3	1706,0	1634,2
Linha 24	3013,4	3837,9	3910,5	3365,0	2899,4	3159,2	1915,9	2172,8	1721,4	1649,4
Linha 25	3101,7	3804,2	3816,5	3340,0	2859,8	3111,9	1918,9	2163,3	1728,1	1657,4
Linha 26	3166,6	3757,1	3689,5	3289,4	2798,2	3041,2	1914,0	2141,9	1728,6	1659,4

Fonte: Autor (2022).

Tabela 67 – Resultado da simulação no tempo (Dynamisim) (casos 1050-1500)

	Casos									
	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500
Offset [m]	63,2	63,2	72,6	71,9	80,6	78,0	107,2	91,5	82,0	89,0
Heading [°]	160,2	221,9	220,6	226,7	252,7	251,2	270,8	272,4	289,1	294,1
Linha 1	1536,4	1860,7	1760,7	1832,1	2375,1	2258,2	4299,2	3562,2	3257,5	3736,0
Linha 2	1565,3	1908,6	1808,7	1883,4	2461,2	2335,2	4457,2	3670,5	3321,9	3800,3
Linha 3	1560,9	1839,4	1766,9	1825,3	2259,3	2166,3	3938,8	3227,1	2917,0	3329,3
Linha 4	1604,8	2031,4	1953,7	2030,7	2701,3	2549,5	4834,1	3836,9	3237,7	3655,7
Linha 5	1677,7	2120,9	2048,7	2127,9	2818,9	2662,5	4968,6	3941,2	3309,6	3711,2
Linha 6	1827,4	2361,6	2283,5	2374,5	3151,2	2979,5	5394,5	4302,8	3614,8	4016,2
Linha 7	1911,7	2444,6	2375,5	2463,7	3221,5	3053,9	5417,3	4322,3	3621,2	4006,1
Linha 8	1750,1	2666,3	2783,8	2819,1	3731,4	3534,8	5140,7	4129,1	3446,8	3546,6
Linha 9	1779,1	2718,1	2857,5	2884,6	3761,9	3574,5	5112,1	4108,5	3408,5	3489,7
Linha 10	1803,7	2757,7	2913,1	2933,1	3767,1	3586,8	5049,8	4058,2	3345,7	3410,5
Linha 11	1834,1	2806,2	2978,5	2989,9	3779,3	3612,9	4995,0	4016,8	3289,7	3337,5
Linha 12	1865,5	2851,0	3040,2	3043,8	3782,2	3630,6	4927,5	3969,8	3229,8	3261,5
Linha 13	1905,2	2912,5	3117,6	3112,2	3794,6	3665,2	4877,5	3939,6	3184,8	3198,9
Linha 14	1931,5	2932,8	3152,5	3140,5	3770,1	3651,6	4768,1	3855,9	3095,0	3093,2
Linha 15	3165,7	2188,1	2292,7	2162,3	1769,3	1829,6	1581,2	1523,0	1324,2	1287,5
Linha 16	3092,8	2134,8	2226,4	2105,1	1727,5	1785,6	1541,1	1487,5	1299,1	1263,5
Linha 17	3080,1	2108,7	2192,3	2075,4	1704,3	1760,7	1518,3	1468,7	1287,2	1252,7
Linha 18	3022,1	2067,0	2140,2	2030,5	1668,0	1722,2	1484,0	1439,1	1266,8	1233,2
Linha 19	2983,2	2036,2	2099,1	1995,4	1636,3	1691,5	1457,1	1416,3	1252,1	1219,5
Linha 20	2932,2	2001,8	2055,7	1957,6	1606,9	1657,3	1427,6	1390,9	1235,5	1203,9
Linha 21	1662,0	1365,9	1250,7	1199,0	1225,1	1219,9	1283,1	1314,4	1489,4	1501,9
Linha 22	1654,4	1371,2	1254,9	1204,9	1235,9	1230,8	1300,1	1333,0	1513,3	1528,3
Linha 23	1641,2	1372,9	1256,3	1208,2	1243,9	1239,1	1314,1	1348,1	1532,8	1550,3
Linha 24	1644,6	1388,2	1269,1	1222,4	1263,5	1258,9	1341,2	1377,0	1568,0	1588,6
Linha 25	1641,7	1397,9	1277,2	1232,2	1276,5	1274,4	1363,7	1400,9	1597,0	1620,3
Linha 26	1632,4	1402,6	1281,4	1238,3	1289,7	1285,9	1382,0	1419,6	1619,8	1646,2

Fonte: Autor (2022).

Tabela 68 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 1550-2000)

	Casos									
	1550	1600	1650	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000
Offset [m]	82,9	111,1	107,9	97,6	108,4	105,6	89,7	81,3	89,5	93,6
Heading [°]	291,5	292,5	301,4	313,8	297,7	305,4	321,6	324,8	312,5	324,2
Linha 1	3338,5	4999,4	5297,5	4460,7	5064,9	5029,4	3960,3	3693,6	4228,5	4387,5
Linha 2	3395,4	5098,1	5341,1	4464,9	5137,4	5070,1	3944,4	3662,2	4222,6	4349,2
Linha 3	2976,8	4537,8	4727,2	3872,5	4553,1	4463,3	3385,1	3121,5	3637,3	3712,4
Linha 4	3255,8	5000,5	4987,3	3903,1	4894,4	4633,9	3322,8	3041,5	3652,5	3568,9
Linha 5	3317,8	5070,8	5008,8	3904,8	4942,8	4649,5	3320,4	3036,7	3650,4	3533,8
Linha 6	3613,3	5417,6	5307,8	4159,3	5266,2	4930,6	3550,5	3255,5	3893,2	3746,3
Linha 7	3612,4	5382,9	5229,6	4082,9	5204,0	4845,4	3488,4	3204,8	3816,8	3647,6
Linha 8	3436,6	4737,0	4039,9	3060,7	4306,1	3811,2	2449,4	2201,0	2828,8	2380,1
Linha 9	3392,5	4640,0	3936,2	2981,6	4202,1	3704,3	2396,5	2166,3	2761,9	2322,1
Linha 10	3324,5	4511,2	3807,8	2883,7	4070,6	3574,0	2330,7	2123,8	2680,1	2255,6
Linha 11	3263,4	4388,5	3685,9	2793,2	3944,7	3449,2	2274,4	2087,2	2606,6	2196,2
Linha 12	3195,5	4257,2	3556,9	2701,1	3811,6	3324,8	2216,9	2050,2	2531,4	2138,6
Linha 13	3143,4	4145,8	3447,5	2627,9	3698,8	3214,7	2170,9	2022,8	2471,5	2092,4
Linha 14	3046,3	3975,2	3289,4	2524,8	3532,8	3066,7	2106,9	1978,2	2384,2	2029,8
Linha 15	1253,5	1198,8	1201,9	1179,9	1176,5	1161,0	1166,3	1209,3	1187,3	1170,1
Linha 16	1231,4	1178,6	1181,7	1161,8	1158,9	1144,3	1151,1	1193,5	1172,1	1156,5
Linha 17	1221,6	1170,0	1173,2	1155,3	1151,9	1138,4	1146,6	1189,0	1168,0	1153,6
Linha 18	1204,6	1154,2	1157,7	1141,3	1138,4	1125,8	1135,3	1177,1	1156,8	1143,8
Linha 19	1192,5	1143,3	1147,2	1132,4	1129,5	1117,8	1128,5	1170,1	1150,1	1138,4
Linha 20	1178,6	1130,8	1135,1	1122,0	1118,9	1108,3	1120,1	1161,1	1141,7	1131,3
Linha 21	1571,5	1573,9	1660,1	1846,1	1670,8	1754,2	1932,9	1986,5	1868,2	2095,8
Linha 22	1598,3	1604,1	1693,2	1886,1	1702,3	1789,8	1977,5	2032,0	1903,1	2154,5
Linha 23	1620,4	1629,1	1721,5	1920,6	1729,3	1819,0	2018,4	2072,4	1932,3	2207,6
Linha 24	1659,1	1670,8	1766,9	1978,6	1773,4	1866,6	2087,8	2142,7	1984,8	2297,3
Linha 25	1690,9	1705,9	1805,4	2032,1	1809,7	1907,5	2149,9	2205,3	2033,3	2378,5
Linha 26	1716,1	1734,5	1837,2	2080,3	1839,6	1943,0	2204,3	2258,7	2073,2	2448,6

Fonte: Autor (2022).

Tabela 69 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 2050-2500)

	Casos									
	2050	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2450	2500
Offset [m]	83,0	92,9	93,8	85,7	83,4	89,1	81,9	81,4	69,8	105,1
Heading [°]	338,9	307,8	321,2	340,2	354,4	80,6	335,8	349,5	34,8	89,7
Linha 1	3512,7	4198,9	4553,2	3685,2	3724,3	2244,3	3457,0	3339,6	2034,8	1842,9
Linha 2	3450,6	4222,3	4512,1	3609,3	3609,5	2198,3	3402,8	3251,4	2019,3	1833,9
Linha 3	2909,1	3656,5	3861,3	3015,5	2959,7	1977,8	2867,6	2708,1	1874,8	1749,5
Linha 4	2716,9	3772,0	3791,2	2775,4	2672,9	1884,9	2703,1	2470,5	1815,6	1693,0
Linha 5	2707,4	3786,5	3760,3	2754,0	2635,0	1920,4	2697,0	2460,9	1861,1	1742,5
Linha 6	2904,3	4049,4	3988,4	2944,7	2807,4	2069,5	2895,2	2637,9	2011,5	1873,3
Linha 7	2863,1	3985,3	3880,9	2893,3	2742,8	2109,8	2858,6	2611,0	2060,7	1930,8
Linha 8	1888,6	3172,4	2652,2	1865,5	1724,6	1292,2	1907,3	1720,3	1432,8	1213,0
Linha 9	1867,6	3094,3	2584,3	1842,6	1711,2	1285,9	1878,4	1709,0	1429,9	1214,2
Linha 10	1840,2	2996,9	2503,2	1814,7	1693,1	1277,3	1845,1	1693,1	1423,7	1213,2
Linha 11	1816,1	2908,0	2431,0	1793,0	1678,3	1270,0	1815,8	1680,2	1418,9	1214,6
Linha 12	1793,4	2817,6	2359,3	1770,4	1662,8	1263,3	1788,8	1666,6	1414,9	1216,2
Linha 13	1775,2	2741,0	2301,9	1753,8	1651,3	1263,2	1766,9	1657,5	1414,5	1221,3
Linha 14	1747,2	2631,6	2221,7	1728,3	1630,3	1254,5	1735,7	1638,8	1405,7	1221,2
Linha 15	1206,2	1240,6	1229,0	1261,3	1325,0	2314,9	1302,4	1359,3	1618,7	2699,1
Linha 16	1193,4	1223,9	1213,7	1247,8	1314,3	2326,9	1288,6	1346,0	1614,0	2724,8
Linha 17	1191,9	1219,5	1210,2	1246,4	1316,4	2372,8	1287,8	1346,7	1626,8	2801,0
Linha 18	1182,8	1207,0	1198,9	1237,1	1309,8	2394,1	1278,1	1337,6	1626,9	2841,8
Linha 19	1178,5	1199,4	1192,8	1232,2	1308,4	2424,0	1273,7	1333,9	1634,6	2898,9
Linha 20	1172,1	1189,8	1184,3	1225,5	1304,8	2448,3	1266,8	1327,8	1638,5	2947,6
Linha 21	2386,6	1813,6	1990,7	2487,6	2931,3	4518,9	2269,2	2731,1	3577,5	4924,0
Linha 22	2464,3	1844,8	2038,2	2577,5	3035,1	4532,1	2337,4	2829,1	3636,8	4870,0
Linha 23	2532,0	1870,8	2080,3	2654,0	3121,3	4505,3	2396,0	2911,8	3672,6	4787,1
Linha 24	2648,8	1916,9	2153,4	2787,9	3276,1	4557,2	2498,5	3057,7	3780,0	4784,0
Linha 25	2751,8	1957,4	2219,6	2906,1	3404,9	4589,4	2589,0	3182,0	3851,9	4748,7
Linha 26	2837,2	1993,0	2276,1	3002,6	3503,7	4582,6	2664,3	3281,8	3890,7	4685,6

Fonte: Autor (2022).

Tabela 70 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 2550-3000)

		Casos									
		2550	2600	2650	2700	2750	2800	2850	2900	2950	3000
Tração [kN]	Offset [m]	76,0	66,8	83,0	131,1	72,4	93,5	147,6	88,5	145,1	107,9
	Heading [°]	342,1	33,8	65,4	100,4	52,7	95,7	102,1	91,0	102,1	98,5
	Linha 1	3465,3	2141,2	1894,6	1416,8	1848,6	1543,1	1402,9	1547,0	1422,3	1448,6
	Linha 2	3395,2	2117,9	1883,2	1429,3	1844,0	1559,2	1417,6	1561,9	1436,7	1463,4
	Linha 3	2834,1	1940,0	1780,0	1415,0	1755,1	1541,4	1404,1	1544,4	1422,0	1449,5
	Linha 4	2673,5	1868,5	1721,4	1357,3	1705,4	1505,5	1350,3	1508,5	1368,7	1398,6
	Linha 5	2659,2	1910,4	1769,4	1407,8	1755,2	1543,9	1402,5	1563,7	1420,7	1449,8
	Linha 6	2851,6	2064,3	1904,5	1517,2	1891,7	1683,9	1511,3	1686,7	1530,6	1561,7
	Linha 7	2809,9	2107,2	1961,7	1577,2	1950,6	1748,7	1572,8	1751,4	1592,1	1624,0
	Linha 8	1800,4	1434,8	1293,0	1102,2	1299,9	1250,4	1100,6	1259,0	1102,5	1178,0
	Linha 9	1786,7	1432,0	1293,7	1111,8	1300,8	1259,0	1111,6	1267,7	1112,7	1188,4
	Linha 10	1768,6	1425,4	1291,7	1119,5	1298,7	1267,0	1120,5	1273,7	1121,4	1196,6
	Linha 11	1754,6	1418,5	1291,7	1129,1	1299,4	1275,3	1131,6	1281,8	1132,1	1207,0
	Linha 12	1740,3	1413,9	1291,5	1139,5	1300,1	1283,7	1143,5	1289,9	1143,5	1217,6
	Linha 13	1730,2	1412,9	1295,7	1153,3	1303,8	1295,4	1158,1	1301,6	1157,5	1231,7
	Linha 14	1710,6	1403,7	1292,5	1162,2	1307,3	1301,3	1168,7	1307,0	1166,9	1239,8
	Linha 15	1393,7	1664,3	2202,6	4137,5	1974,2	2722,6	4922,0	2585,7	4789,3	3211,2
	Linha 16	1378,1	1659,8	2207,4	4202,8	1975,2	2738,4	5021,3	2595,3	4879,0	3243,9
	Linha 17	1376,7	1672,8	2240,0	4353,6	1997,2	2803,3	5212,7	2649,6	5066,2	3342,9
	Linha 18	1365,5	1673,5	2252,4	4441,0	2004,1	2832,1	5334,5	2671,5	5179,8	3393,2
	Linha 19	1359,9	1680,7	2275,0	4561,2	2016,9	2876,2	5479,3	2707,4	5318,2	3464,1
	Linha 20	1352,0	1685,1	2292,8	4659,9	2026,8	2911,4	5606,8	2735,7	5438,0	3521,8
	Linha 21	2375,4	3367,7	4320,4	4831,9	3803,8	3788,3	5523,7	3784,6	5521,3	4103,8
	Linha 22	2446,7	3433,6	4320,8	4698,3	3825,3	3742,8	5351,4	3749,0	5352,1	4021,4
	Linha 23	2507,4	3468,3	4295,8	4540,1	3832,1	3674,5	5151,2	3693,0	5156,1	3917,3
	Linha 24	2617,0	3575,2	4347,4	4462,9	3903,4	3676,4	5036,0	3703,9	5040,5	3887,4
Linha 25	2711,6	3655,3	4361,4	4345,4	3947,9	3643,7	4881,2	3687,1	4886,0	3821,7	
Linha 26	2788,6	3704,9	4351,1	4192,4	3954,9	3586,1	4685,4	3631,9	4692,2	3719,8	

Fonte: Autor (2022).

Tabela 71 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 3050-3500)

		Casos									
		3050	3100	3150	3200	3250	3300	3350	3400	3450	3500
Tração [kN]	Offset [m]	86,7	65,4	80,2	113,7	61,6	82,2	60,4	75,0	73,5	67,1
	Heading [°]	107,6	143,7	119,6	106,9	171,4	130,8	223,5	186,9	247,6	220,5
	Linha 1	1490,3	1517,9	1468,4	1418,6	1569,0	1507,2	1746,9	1613,1	2278,8	1838,7
	Linha 2	1510,6	1541,1	1489,8	1437,7	1595,5	1531,5	1788,6	1646,0	2350,6	1884,7
	Linha 3	1500,3	1534,3	1480,8	1428,3	1585,7	1524,7	1747,6	1630,2	2167,6	1822,1
	Linha 4	1487,5	1544,5	1472,4	1403,0	1620,1	1545,2	1893,6	1706,0	2536,9	1993,2
	Linha 5	1547,7	1608,5	1532,6	1460,7	1690,7	1611,9	1981,2	1783,7	2640,5	2082,4
	Linha 6	1674,4	1745,3	1660,7	1579,7	1839,1	1750,5	2197,7	1956,9	2955,9	2315,7
	Linha 7	1745,6	1821,2	1732,7	1649,3	1920,7	1828,6	2282,6	2042,7	3023,7	2398,6
	Linha 8	1316,6	1536,5	1363,2	1253,0	1749,2	1546,8	2536,2	2041,2	3489,0	2686,9
	Linha 9	1330,2	1558,6	1381,4	1268,6	1778,3	1572,2	2594,6	2096,1	3528,6	2749,9
	Linha 10	1340,8	1576,3	1396,2	1281,6	1802,5	1593,6	2637,0	2144,1	3544,2	2794,9
	Linha 11	1353,8	1597,5	1414,0	1298,0	1835,4	1617,8	2685,0	2202,1	3565,9	2853,2
	Linha 12	1366,8	1617,2	1432,0	1313,5	1869,7	1642,7	2737,0	2264,9	3584,3	2902,8
	Linha 13	1383,7	1643,2	1453,7	1334,3	1912,4	1676,5	2798,4	2342,2	3617,4	2973,4
	Linha 14	1393,2	1659,1	1468,1	1347,3	1943,6	1692,3	2823,0	2399,9	3597,8	3004,6
	Linha 15	3191,2	3258,2	3463,5	4029,5	3012,7	3894,7	2130,4	3314,9	1919,0	2254,0
	Linha 16	3196,7	3198,2	3442,8	4063,4	2930,9	3845,4	2081,7	3196,4	1877,5	2192,9
	Linha 17	3258,7	3204,8	3491,9	4180,6	2908,0	3872,4	2058,8	3143,1	1855,6	2162,1
	Linha 18	3277,5	3158,7	3484,0	4232,8	2838,5	3843,9	2019,8	3045,3	1819,4	2113,3
	Linha 19	3313,6	3133,7	3497,1	4309,2	2791,7	3834,5	1990,6	2969,5	1790,5	2077,0
	Linha 20	3334,5	3098,4	3494,0	4367,2	2733,0	3806,1	1958,2	2884,0	1758,3	2038,1
	Linha 21	2808,0	1912,5	2387,1	3611,7	1617,1	2172,9	1438,1	1425,3	1328,0	1308,1
	Linha 22	2760,8	1902,3	2357,4	3510,8	1618,5	2146,4	1444,0	1423,5	1338,3	1316,3
	Linha 23	2700,8	1888,3	2317,6	3396,7	1613,9	2113,3	1445,9	1421,4	1345,3	1320,1
	Linha 24	2689,3	1893,0	2312,9	3347,0	1626,3	2106,9	1462,1	1431,5	1366,0	1337,6
Linha 25	2656,3	1890,0	2293,1	3266,2	1631,9	2088,6	1472,1	1437,8	1380,1	1348,7	
Linha 26	2603,5	1879,9	2259,8	3159,1	1631,2	2061,4	1476,8	1438,5	1390,4	1355,6	

Fonte: Autor (2022).

Tabela 72 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 3550-4000)

	Casos									
	3550	3600	3650	3700	3750	3800	3850	3900	3950	4000
Offset [m]	95,0	65,3	104,2	107,1	84,3	120,7	117,2	83,9	120,1	103,8
Heading [°]	264,9	239,3	272,5	280,7	269,9	284,7	291,9	285,2	289,9	300,0
Linha 1	3715,7	2041,4	4090,3	4467,6	3335,6	5414,7	5710,9	3258,3	5415,8	4672,9
Linha 2	3852,1	2095,1	4227,4	4596,9	3425,1	5554,9	5821,5	3328,6	5538,6	4735,3
Linha 3	3362,5	1977,9	3715,1	4080,1	2977,7	4989,7	5225,2	2921,8	4973,6	4174,5
Linha 4	4182,4	2214,4	4501,3	4758,2	3507,0	5703,0	5774,9	3276,0	5550,2	4465,1
Linha 5	4301,2	2311,7	4617,9	4870,1	3598,6	5810,3	5848,2	3351,7	5642,6	4506,8
Linha 6	4714,1	2575,6	5025,2	5258,1	3948,8	6214,0	6212,8	3665,4	6018,1	4815,0
Linha 7	4733,1	2650,6	5051,7	5267,7	3960,6	6204,3	6166,6	3673,5	5992,9	4765,8
Linha 8	4636,7	2936,8	5069,3	5035,9	4038,8	5763,8	5100,0	3779,3	5401,5	3943,1
Linha 9	4632,1	2984,3	5037,2	4977,1	4023,2	5671,1	4993,3	3743,4	5298,6	3853,7
Linha 10	4595,7	3008,4	4969,7	4885,5	3981,2	5544,1	4855,1	3680,1	5164,2	3733,9
Linha 11	4566,3	3042,0	4914,3	4801,9	3949,3	5420,5	4725,9	3624,0	5032,4	3622,9
Linha 12	4535,5	3072,6	4845,0	4708,2	3904,7	5286,0	4582,6	3559,9	4878,0	3506,3
Linha 13	4522,7	3116,4	4796,1	4628,0	3886,4	5172,1	4459,9	3511,7	4756,1	3408,4
Linha 14	4452,3	3118,5	4686,8	4489,8	3815,4	4990,5	4278,7	3412,9	4570,8	3263,7
Linha 15	1831,1	1952,5	1528,4	1401,4	1678,6	1280,6	1243,5	1305,8	1213,0	1209,8
Linha 16	1785,2	1911,1	1490,7	1370,6	1639,4	1254,9	1220,3	1281,5	1191,3	1189,8
Linha 17	1759,0	1888,9	1470,9	1354,8	1618,3	1242,4	1209,5	1270,8	1181,3	1181,5
Linha 18	1719,7	1852,2	1439,1	1329,7	1584,6	1221,9	1190,6	1251,6	1164,6	1166,0
Linha 19	1688,1	1822,6	1415,0	1310,8	1558,3	1207,1	1177,3	1238,3	1152,7	1155,3
Linha 20	1653,4	1789,8	1388,2	1289,7	1529,0	1190,5	1162,3	1223,2	1138,7	1143,1
Linha 21	1295,7	1323,4	1336,9	1410,8	1409,2	1472,5	1519,8	1550,5	1532,6	1608,7
Linha 22	1311,1	1334,2	1357,0	1432,8	1429,0	1498,4	1548,7	1574,8	1561,6	1639,5
Linha 23	1322,9	1341,7	1373,2	1451,2	1444,6	1520,0	1574,3	1594,7	1585,6	1665,5
Linha 24	1348,5	1362,3	1403,0	1484,5	1475,2	1557,1	1615,3	1630,1	1625,6	1708,7
Linha 25	1368,9	1377,4	1427,9	1511,3	1500,0	1588,3	1649,3	1658,9	1660,2	1744,9
Linha 26	1385,0	1388,8	1446,8	1533,0	1519,4	1613,5	1678,0	1681,3	1688,0	1774,8

Fonte: Autor (2022).

Tabela 73 – Resultado da simulação no tempo (Dynasim) (casos 4050-4500)

		Casos									
		4050	4100	4150	4200	4250	4300	4350	4400	4450	4500
Tração [kN]	Offset [m]	96,8	124,4	114,5	93,9	99,5	87,2	104,2	100,0	91,9	85,8
	Heading [°]	309,7	289,8	298,1	306,7	321,4	301,4	306,1	322,9	331,8	355,8
	Linha 1	4743,8	5786,6	5424,1	4381,3	4650,5	3743,2	5200,9	4554,1	4340,9	3335,2
	Linha 2	4753,6	5917,9	5506,6	4398,5	4619,6	3778,3	5218,1	4519,7	4274,7	3239,2
	Linha 3	4135,2	5326,5	4918,3	3818,0	3975,9	3280,4	4576,5	3879,0	3612,9	2696,2
	Linha 4	4251,7	5949,2	5260,1	3925,4	3851,8	3449,0	4699,9	3738,3	3387,2	2462,0
	Linha 5	4248,3	6040,0	5302,2	3935,9	3818,0	3485,9	4697,4	3707,6	3335,4	2451,3
	Linha 6	4510,8	6432,5	5622,3	4197,7	4040,5	3763,6	4948,1	3926,1	3532,1	2630,2
	Linha 7	4418,4	6402,6	5562,5	4125,4	3933,3	3731,4	4843,2	3821,8	3427,5	2605,4
	Linha 8	3295,0	5741,4	4625,4	3193,8	2637,9	3181,1	3691,2	2700,2	2133,6	1694,6
	Linha 9	3214,8	5628,1	4504,5	3117,4	2562,4	3116,7	3590,8	2620,5	2091,4	1680,6
	Linha 10	3113,7	5479,9	4365,3	3019,2	2476,9	3031,9	3466,5	2529,4	2042,7	1659,2
	Linha 11	3023,0	5336,8	4224,2	2930,8	2400,6	2954,9	3350,2	2449,8	2000,7	1642,1
	Linha 12	2928,5	5181,0	4070,3	2839,6	2325,5	2874,0	3228,4	2370,4	1959,3	1623,8
	Linha 13	2853,4	5044,9	3956,1	2766,3	2265,5	2808,4	3129,9	2306,8	1927,9	1609,8
	Linha 14	2737,4	4837,5	3773,7	2657,3	2184,0	2706,7	2984,7	2220,5	1881,4	1586,4
	Linha 15	1217,0	1212,6	1175,3	1213,1	1202,1	1236,4	1192,7	1157,5	1211,4	1295,7
	Linha 16	1198,2	1191,6	1157,2	1195,2	1186,2	1221,7	1175,7	1143,9	1197,4	1286,5
	Linha 17	1191,1	1182,4	1149,5	1188,9	1181,5	1215,9	1169,7	1140,4	1194,9	1290,3
	Linha 18	1176,6	1166,1	1135,4	1175,2	1169,5	1201,8	1157,0	1130,7	1184,9	1285,4
	Linha 19	1166,9	1154,6	1125,7	1166,3	1162,2	1193,0	1148,8	1125,2	1179,4	1285,3
	Linha 20	1155,4	1141,1	1114,5	1155,7	1153,0	1182,3	1138,8	1117,6	1172,3	1283,3
	Linha 21	1746,1	1589,9	1640,7	1751,2	2078,5	1734,4	1791,5	2060,1	2226,5	3088,0
	Linha 22	1781,0	1619,6	1673,0	1785,1	2140,4	1764,1	1826,3	2118,4	2296,5	3199,9
	Linha 23	1810,8	1644,2	1699,7	1813,3	2196,5	1788,4	1855,3	2172,5	2358,8	3292,2
	Linha 24	1858,6	1686,6	1744,8	1859,4	2290,1	1830,2	1903,7	2261,2	2465,6	3453,0
Linha 25	1898,8	1721,1	1782,2	1897,8	2377,5	1864,2	1946,6	2344,6	2561,8	3584,0	
Linha 26	1934,1	1749,3	1812,6	1931,2	2455,2	1891,7	1984,4	2417,5	2645,0	3695,1	

Fonte: Autor (2022).

APÊNDICE J – Resultados do processo de otimização

Nesta seção serão expostos os resultados referentes ao processo de otimização realizado pela ferramenta Synapse (Tabelas 74 a 79). Para cada processo será detalhado o posicionamento de cada linha que resulta na melhor solução, bem como o deslocamento máximo atingido por esta solução em porcentagem da lâmina d'água.

Tabela 74 – Resultado da otimização (modelo A) (57 condições ambientais)

	Offset Máximo [m]	3,8678
	Abertura Máxima [°]	80
	Linha 1	158
	Linha 2	154
	Linha 3	150
	Linha 4	146
	Linha 5	140
	Linha 6	136
	Linha 7	56
	Linha 8	52
	Linha 9	46
	Linha 10	42
Variáveis [°]	Linha 11	38
	Linha 12	32
	Linha 13	346
	Linha 14	342
	Linha 15	336
	Linha 16	330
	Linha 17	326
	Linha 18	320
	Linha 19	242
	Linha 20	238
	Linha 21	234
	Linha 22	230
	Linha 23	224
	Linha 24	220

Fonte: Autor (2022).

Tabela 75 – Resultado da otimização (modelo B) (57 condições ambientais)

	Offset Máximo [m]	3,84
	Abertura Máxima [°]	84
Variáveis [°]	Linha 6	144
	Azimuth entre as linhas do grupo 2	4
	Linha 12	40
	Azimuth entre as linhas do grupo 1	4
	Linha 18	314
	Azimuth entre as linhas do grupo 4	6
	Linha 24	208
	Azimuth entre as linhas do grupo 3	4

Fonte: Autor (2022).

Tabela 76 – Resultado da otimização (modelo A) (condições Norte-Sul)

	Offset Máximo [m]	3,8232
	Abertura Máxima [°]	146
Variáveis [°]	Linha 1	196
	Linha 2	190
	Linha 3	186
	Linha 4	182
	Linha 5	180
	Linha 6	174
	Linha 7	28
	Linha 8	22
	Linha 9	16
	Linha 10	12
	Linha 11	10
	Linha 12	6
	Linha 13	326
	Linha 14	322
	Linha 15	314
	Linha 16	310
	Linha 17	306
	Linha 18	298
	Linha 19	268
	Linha 20	264
	Linha 21	258
	Linha 22	252
	Linha 23	246
	Linha 24	242

Fonte: Autor (2022).

Tabela 77 – Resultado da otimização (modelo B) (condições Norte-Sul)

	Offset Máximo [m]	1,7783
	Abertura Máxima [°]	138
Variáveis [°]	Linha 6	166
	Azimuth entre as linhas do grupo 2	4
	Linha 12	8
	Azimuth entre as linhas do grupo 1	4
	Linha 18	318
	Azimuth entre as linhas do grupo 4	8
	Linha 24	206
	Azimuth entre as linhas do grupo 3	4

Fonte: Autor (2022).

Tabela 78 – Resultado da otimização (modelo A) (condições Leste-Oeste)

	Offset Máximo [m]	3,8351
	Abertura Máxima [°]	88
Variáveis [°]	Linha 1	158
	Linha 2	156
	Linha 3	148
	Linha 4	144
	Linha 5	140
	Linha 6	134
	Linha 7	46
	Linha 8	44
	Linha 9	40
	Linha 10	34
	Linha 11	30
	Linha 12	24
	Linha 13	374
	Linha 14	370
	Linha 15	368
	Linha 16	360
	Linha 17	356
	Linha 18	348
	Linha 19	234
	Linha 20	232
	Linha 21	226
	Linha 22	218
	Linha 23	212
	Linha 24	204

Fonte: Autor (2022).

Tabela 79 – Resultado da otimização (modelo B) (condições Leste-Oeste)

	Offset Máximo [m]	3,8964
	Abertura Máxima [°]	86
Variáveis [°]	Linha 6	140
	Azimuth entre as linhas do grupo 2	4
	Linha 12	34
	Azimuth entre as linhas do grupo 1	4
	Linha 18	294
	Azimuth entre as linhas do grupo 4	6
	Linha 24	212
	Azimuth entre as linhas do grupo 3	6

Fonte: Autor (2022).