CEFET/RJ
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMA DE CONTROLE TMD EM TURBINAS EÓLICAS FLUTUANTES DO TIPO BARCAÇA SOB CONDIÇÕES ADVERSAS UTILIZANDO COMPUTAÇÃO EVOLUCIONÁRIA

Thayza Marcela Van-Der-Laan Melo

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, do Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET/RJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Luciana Faletti Almeida

Coorientador: Juan Guillermo Lazo Lazo

Rio de Janeiro

Janeiro, 2025

OTIMIZAÇÃO DE SISTEMA DE CONTROLE TMD EM TURBINAS EÓLICAS FLUTUANTES DO TIPO BARCAÇA SOB CONDIÇÕES ADVERSAS UTILIZANDO COMPUTAÇÃO EVOLUCIONÁRIA

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, do Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, CEFET/RJ, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Thayza Marcela Van-Der-Laan Melo

Banca Examinadora:

_____

Presidente, Professora Dra. Luciana Faletti de Almeida (CEFET-RJ) (Orientadora)

_____

Professor Dr. Juan Guillermo Lazo Lazo (Universidad del Pacífico, Peru) (Coorientador)

_____

Membro 1, Professora Dra. Karla Tereza Figueiredo Leite (UERJ)

_____

Membro 2, Professor Dr. Gabriel Matos Araújo (CEFET-RJ)

Rio de Janeiro,

Fevereiro, 2025

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Central do CEFET/RJ

M528 Melo, Thayza Marcela Van-Der-Laan
Otimização de sistema de controle TMD em turbinas eólicas flutuantes do tipo barcaça sob condições adversas utilizando computação evolucionária / Thayza Marcela Van-Der-Laan Melo. — 2025.
90f. + apêndice : il. color. , enc.

Dissertação (Mestrado) Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 2025.
Bibliografia : f. 85-90
Orientadora: Luciana Faletti Almeida
Coorientador: Juan Guillermo Lazo Lazo

1. Turbinas eólicas. 2. Energia eólica. 3. Estruturas marítimas - Amortecedores. 4. Computação evolutiva. I. Almeida, Luciana Faletti. (Orient.). II. Lazo, Juan Guillermo Lazo. (Coorient.). III. Título.

CDD 621.312136

Elaborada pela bibliotecária Tania Mello – CRB/7 nº 5507/04

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Márcia e Walmer, ao meu marido Levingston e ao meu filho Joaquim.

AGRADECIMENTOS

Aos meus orientadores, Profa. Dra. Luciana Faletti de Almeida e Prof. Dr. Juan Guillermo Lazo Lazo, pela dedicação, orientação, competência e confiança ao longo desses anos de pesquisa e desenvolvimento do mestrado. Suas orientações foram fundamentais para o sucesso deste trabalho.

Aos meus pais, Márcia e Walmer, que sempre lutaram pelo melhor para os seus filhos. Sou eternamente grata pelo amor, apoio e ensinamentos.

Ao meu esposo, Levingston, por todo o apoio, companheirismo e amor, que foram pilares essenciais durante esta jornada.

Ao meu filho, Joaquim, por me inspirar diariamente a ser uma pessoa melhor e por trazer luz e alegria aos meus dias.

Aos meus irmãos, Alison, Eliza e Ana Clara, pelos momentos de aprendizado e pelas lições compartilhadas ao longo da vida.

Aos amigos do LAPSI, pelo apoio e pela amizade durante o mestrado. Um agradecimento especial ao Yuri, por sua generosidade e ajuda nos momentos mais desafiadores deste trabalho.

Aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica do CEFET-RJ, pelo suporte, pela acolhida e pela excelência que sempre inspiraram.

EPÍGRAFE

Porque cada um, independente das habilitações que tenha,
ao menos uma vez na vida fez ou disse coisas muito acima
da sua natureza e condição, e se a essas pessoas
pudéssemos retirar do cotidiano pardo em que vão
perdendo os contornos, ou elas a si próprias se retirassem
de malhas e prisões, quantas mais maravilhas seriam
capazes de obrar, que pedaços de conhecimento profundo
poderiam comunicar, porque cada um de nós sabe
infinitamente mais do que julga e cada um dos outros
infinitamente mais do que neles aceitamos reconhecer.

José Saramago

RESUMO

As turbinas eólicas offshore apresentam grande potencial para contribuir com a transição energética no Brasil e no mundo. No entanto, para se tornarem mais competitivas em relação a outras fontes de energia, é necessário aprimorar a viabilidade e a confiabilidade desses aerogeradores. Para permitir a geração de energia em águas profundas de forma eficiente e em larga escala, foram desenvolvidas plataformas flutuantes para turbinas eólicas offshore. Entretanto, essas estruturas enfrentam desafios significativos devido às intensas cargas de vento e ondas. Uma solução promissora para mitigar esses impactos envolve o uso de controle estrutural, amplamente aplicado em edifícios e pontes. Entre as estratégias passivas, os amortecedores de massa sintonizados (*Tuned Mass Dampers* – TMDs) vêm sendo utilizados para reduzir cargas estruturais em turbinas eólicas offshore. Neste trabalho, propõe-se a aplicação de controle estrutural passivo em uma turbina eólica offshore flutuante (*Floating Offshore Wind Turbine* - FOWT) do tipo Barcaça, com o objetivo de minimizar oscilações pendulares. O sistema analisado considera dois TMDs instalados na nacele (parte superior da estrutura), atuando nas direções frente-ré e lateral-lateral. A otimização dos parâmetros dos TMDs foi realizada por meio de Algoritmo Genético (AG), utilizando a fadiga da torre como função de aptidão, avaliada pela média ponderada dos desvios padrões da deflexão estrutural em ambas as direções. Contudo, a otimização tradicional resultou em deslocamentos inviáveis devido ao espaço limitado na nacele. Para solucionar esse problema, foram inseridos batentes limitadores de curso nos TMDs, e a otimização foi conduzida considerando tanto a condição de decaimento livre (ventos mínimos e ondas nulas), quanto cenários adversos de ventos turbulentos (10 m/s e 18 m/s, espectro *Kaimal*) e ondas irregulares (5 m, espectro *Pierson-Moskowitz*), seguindo as diretrizes da norma IEC 61400 (2005). As simulações foram realizadas no software FAST-SC (*Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence – Structural Control*), tanto para os ciclos de otimização quanto para a validação dos resultados. No cenário de decaimento livre, a implementação dos TMDs proporcionou uma redução de 31,5% no RMSE da deflexão frente-ré da torre quando comparado ao sistema sem TMDs, além de reduzir outros movimentos estruturais relevantes. Para as condições adversas de ventos e ondas, os resultados mostraram melhorias significativas, com destaque para o perfil eólico de 10 m/s, que apresentou uma redução de 50,29% na deflexão lateral da torre (com relação ao sistema sem TMDs), além de impactos positivos em outros movimentos da torre e da Barcaça. Os resultados demonstram que o uso de TMDs otimizados por AG é uma abordagem eficiente para mitigar oscilações estruturais em turbinas eólicas offshore flutuantes, contribuindo para o aumento da estabilidade e da confiabilidade dessas estruturas em condições operacionais desafiadoras.

Palavras-chave:

Turbinas eólicas Offshore; Controle Estrutural Passivo; Amortecedor de Massa Sintonizado; Otimização; Computação Evolucionária.

ABSTRACT

Offshore wind turbines have great potential to drive the energy transition in Brazil and worldwide. However, to become more competitive compared to other energy sources, improvements in feasibility and reliability are necessary. Floating platforms have been developed to enable efficient large-scale energy generation in deep waters. However, these structures face significant challenges due to high wind and wave loads. A promising solution to mitigate these effects is structural control, widely used in buildings and bridges. Among passive strategies, *Tuned Mass Dampers* (TMDs) have been applied to reduce structural loads in offshore wind turbines. This study proposes the application of passive structural control in a *Floating Offshore Wind Turbine* (FOWT) of the barge type to minimize pendulum oscillations. The analyzed system incorporates two TMDs installed in the nacelle, acting in the fore-aft and side-to-side directions. The TMD parameters were optimized using a *Genetic Algorithm* (GA), considering tower fatigue as a fitness function, evaluated through the weighted average of the standard deviations of structural deflection in both directions. However, traditional optimization resulted in unfeasible displacements due to limited space in the nacelle. To address this issue, stroke limiters were added to the TMDs, and the optimization was conducted under *free decay* conditions (minimal wind and no waves) and adverse scenarios with turbulent winds (10 m/s and 18 m/s, Kaimal spectrum) and irregular waves (5 m, Pierson-Moskowitz spectrum), following IEC 61400 (2005) guidelines. Simulations were performed using FAST-SC (*Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence – Structural Control*), both for optimization cycles and result validation. Under *free decay* conditions, the implementation of TMDs led to a 31.5% reduction in the RMSE of tower fore-aft deflection compared to the system without TMDs, while also minimizing other critical structural movements. Under adverse wind and wave conditions, significant improvements were observed, particularly for the 10 m/s wind profile, which achieved a 50.29% reduction in lateral tower deflection compared to the system without TMDs, along with positive impacts on other tower and barge movements. These results demonstrate that AG-optimized TMDs are an effective approach for mitigating structural oscillations in floating offshore wind turbines, enhancing their stability and reliability under challenging operational conditions.

Keywords:

Offshore wind turbines; Passive Structural Control; Tuned Mass Damper; Optimization; Evolutionary Computing.

SUMÁRIO

1. Introdução 1

1.1 Motivação 3

1.2 Objetivos 6

1.3 Organização 6

1.4 Artigos Publicados 7

2. Revisão Bibliográfica 8

2.1 Sistemas Eólicos *Offshore* 8

2.1.1 Turbinas Eólicas Offshore Flutuantes (FOWTs) 11

2.2 Barcaça ITI Energy 12

2.3 Distúrbio de Cargas Estruturais em FOWTs 13

2.4 Controle Estrutural 16

2.4.1 Amortecedores de Massa Sintonizados Passivos 18

2.5 Computação Evolucionária 20

2.5.1 Algoritmos Genéticos 21

2.5.1.1 Representação 22

2.5.1.2 Avaliação 23

2.5.1.3 Operadores Genéticos 23

2.5.1.4 Parâmetros de Evolução 25

2.5.1.5 Avaliação de Desempenho 27

2.6 Trabalhos Relacionados 27

3. Materiais e Métodos 31

3.1 Modelo do Sistema Eólico Offshore Flutuante 32

3.1.1 Modelo de Turbina Eólica: Linha de Base NREL-5MW 32

3.1.2 Modelo de Base Flutuante: Barcaça ITI Energy 33

3.1.3 Modelo de Controle Estrutural Passivo: TMDX e TMDY 34

3.1.4 Adição de Paradas: TMDX e TMDY 38

3.2 Simulador da Alta Fidelidade: FAST 39

3.2.1 Simulador FAST-SC: Versão Aprimorada 41

3.3 Adição de Condições Adversas 42

3.3.1 Decaimento Livre (DL) 43

3.3.2 Condições Adversas: Ventos Turbulentos 44
3.3.3 Condições Adversas: Ondas Irregulares 48
3.4 Parametrização do Algoritmo Genético (AG) 50
3.4.1 Parametrização do AG para Decaimento Livre 50
3.4.2 Parametrização do AG para Condições Adversas 54
4 Resultados e Discussões 59
4.1 Resultados Obtidos para Decaimento Livre 59
4.1.1 Resultados Comparativos com Sistema sem TMD 63
4.1.2 Resultados Comparativos com Trabalho de Villoslada et al [8] 64
4.2 Resultados Obtidos para Condições Adversas de Ventos e Ondas 68
4.2.1 Resultados para Perfil Eólico1 e Ondas Turbulentas 69
4.2.1.1 Perfil Eólico 1 para Massa de 22 toneladas 71
4.2.1.2 Perfil Eólico 1 para LS(Massa) de 42 toneladas 73
4.3.1 Resultados para Perfil Eólico 2 e Ondas Turbulentas 76
4.3.1.1 Perfil Eólico 2 para LS(Massa) de 22 toneladas 77
4.3.1.2 Perfil Eólico 2 para LS(Massa) de 42 toneladas 80
5. Conclusão 83
Referências 85
APÊNDICE A – Instalação e Execução do FAST-SC 91
APÊNDICE B – Parâmetros dos Experimentos do AG Paralelo 94
APÊNDICE C – Resultados dos Perfis Eólicos 1 e 2 96

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira 2022 [4]. 1
Figura 2 - As Diferentes Plataformas Flutuantes para Aerogeradores (adaptada) [11].. 3
Figura 3 - Ações Externas Atuantes em uma FOWT (adaptada) [12]. 4
Figura 4 – Modelo de TMD em FOWT, Tipo Barcaça. 4
Figura 5 - Componentes Principais de um Aerogerador [33]. 8
Figura 6 - Faixas de Profundidade para a Fundação de Turbina Eólica (adaptada) [32]. 10
Figura 7 - Modelos dos Principais Tipos de Plataformas Flutuantes (adaptada) [32]. . 11
Figura 8 - Modelo de FOWT Utilizada: NREL 5MW e Barcaça ITI Energy [38]. 13
Figura 9 – Edifício Taipei e seu TMD (Ilustração e Diagrama) [8]. 19
Figura 10 - Diagrama Esquemático do TMD [38]. 19
Figura 11 - Cruzamento de um Ponto [46]. 24
Figura 12 - Mutação [51]. 25
Figura 13 - Fluxograma da Metodologia do Trabalho para Decaimento Livre. 31
Figura 14 - Fluxograma da Metodologia do Trabalho para Condições Adversas. 32
Figura 15 - Modelo Completo: FOWT, Barcaça, TMDX e Graus de Liberdade. 36
Figura 16 - Modelo do TMDY (Vista Frontal da Nacele). 36
Figura 17 - Graus de Liberdade da Plataforma do Tipo Barcaça (Adaptada) [20]. 38
Figura 18 - Adição de Batentes no Sistema do TMDX (Adaptada) [8]. 38
Figura 19 - Adição de Batentes no Sistema do TMDY (Vista Frontal da Nacele). 39
Figura 20 - Esquema dos Módulos FAST-SC (Adaptada) [20]. 40
Figura 21 - Área de Campo de Vento Turbulento e Distribuição da Grade [29]. 45
Figura 22 - Fluxograma do Algoritmo Genético para DL. 51
Figura 23 - Fluxograma do Algoritmo Genético para Condições Adversas. 55
Figura 24 - Evolução dos Melhores Indivíduos por Geração nos Experimentos do AG (DL). 60
Figura 25 - Gerações Versus Função de Avaliação (DL). 61
Figura 26 - Deflexão da Torre Frente-Trás: Sistema Proposto Versus sem TMD. 63
Figura 27 - Inclinação da Barcaça - Sistema Proposto Versus Sistema Sem TMD. 64
Figura 28 - Deflexão da Torre Frente-Trás: Sistema Proposto Versus Sistema Villoslada. 65
Figura 29 - Deflexão Lateral da Torre: Sistema Proposto Versus Sistema Villoslada.. 66
Figura 30 - Inclinação da Barcaça: Sistema Proposto Versus Sistema Villoslada. 67

Figura 31– Melhores Indivíduos por Geração nos Melhores Experimentos do AG para Perfil 1 de 22 e 42 toneladas. 70
Figura 32 - Gerações Versus Função de Avaliação (Perfil 1 – 22ton.). 71
Figura 33 - Deflexão Frente-Ré e Lateral-Lateral, Rotação e Guinada (Perfil Eólico 1 - 22 ton). 73
Figura 34 - Gerações Versus Função de Avaliação (Perfil 1 – 42ton). 74
Figura 35- Deflexão Frente-Ré e Lateral-Lateral, Rotação e *Pitch* (Perfil Eólico 1 - 42 ton). 76
Figura 36 - Melhores Indivíduos por Geração nos Melhores Experimentos do AG para Perfil 2 de 22 e 42 toneladas. 76
Figura 37 - Função de Avaliação Versus Gerações (Perfil 2 – 22ton). 78
Figura 38 - Deflexão Frente-Ré e Lateral-Lateral, Rotação e Sway (Perfil Eólico 2 - 22 ton). 79
Figura 39 - Função de Avaliação Versus Gerações (Perfil 2 – 42ton). 80
Figura 40 - Deflexão Frente-Ré e Lateral-Lateral, Rotação e Sway (Perfil Eólico 2 - 42 ton). 81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Principais Trabalhos Relacionados e suas Características. 30
Tabela 2 - Propriedades da Turbina Eólica Linha de Base NREL-5MW [24]. 33
Tabela 3 - Características da Barcaça ITI Energy [9]. 34
Tabela 4 - Principais Parâmetros de Entrada do TurbSim (Decaimento Livre). 43
Tabela 5 - Configuração de Parâmetros para Ondas Nulas no FAST-SC. 44
Tabela 6 - Configurações de Condições Iniciais e DOFs para DL no FAST-SC. 44
Tabela 7 - Principais Parâmetros de Entrada do TurbSim (Vento Turbulento). 46
Tabela 8 - Configurações para Vento Turbulento no FAST-SC. 47
Tabela 9 - Configuração de Parâmetros para Ondas Irregulares no FAST-SC. 49
Tabela 10 - Limites Inferiores e Superiores dos Parâmetros Otimizados. 53
Tabela 11 - Principais Parâmetros dos Experimentos do AG para DL. 54
Tabela 12 – Melhores Experimentos do AG Paralelo. 57
Tabela 13 - Principais Parâmetros de Evolução do AG. 59
Tabela 14 - Parâmetros Otimizados para TMDX e TMDY (DL). 62
Tabela 15 - Parâmetros Otimizados para TMDX e TMDY(Perfil Eólico 1). 70
Tabela 16 – Sistema com TMDX e TMDY Versus Ding Versus Sist. Sem TMD [29]. .. 72
Tabela 17 - Sistema com TMDX e TMDY Versus Villoslada Versus Sist. Sem TMD [8] 75
Tabela 18 - Parâmetros Otimizados para TMDX e TMDY(Perfil Eólico 2). 77
Tabela 19 - Sistema com TMDX e TMDY Versus Ding Versus Sist. Sem TMD [29]. ... 79
Tabela 20 - Sistema com TMDX e TMDY Versus Villoslada Versus Sist. Sem TMD [29]. 81

Lista de Abreviaturas

AG	Algoritmo Genético
BEM	Blade Element Momentum
CBA	Congresso Brasileiro de Automática
CompAero	Calcular forças aerodinâmicas
CompAero	Calcular forças aerodinâmicas
DL	Decaimento Livre
DOFs	Degrees of Freedom
FAST-SC	Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence – Structural Control
FOWT	Floating Offshore Wind Turbine
GW	Gigawatt
ICPRAM	International Conference on Pattern Recognition Applications and Methods
IEC	International Electrotechnical Commission
MIGA	Multi-Island Genetic Algorithm
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NTM	Normal Turbulence Model
PM	Pierson-Moskowitz
PtfmHvDOF	DOF de translação vertical (heave) da plataforma
PtfmPDOF	DOF para a rotação de inclinação (pitch) da plataforma
PtfmPitch	Deslocamento de passo inicial da plataforma (graus)
PtfmRDOF	DOF para a rotação de inclinação (roll) da plataforma
PtfmRoll	Deslocamento de rotação inicial da plataforma (graus)
PtfmSgDOF	DOF de translação horizontal de avanço da plataforma
PtfmSwDOF	DOF de translação horizontal de oscilação lateral da plataforma
PtfmYaw	Deslocamento de guinada inicial da plataforma (graus)
PtfmYDOF	DOF para a rotação de guinada (yaw) da plataforma
RAOs	Operadores de Amplitude de Resposta
RMSE	Root Mean Square Error
RotSpeed	Velocidade inicial ou fixa do rotor (rpm)
RotSpeed	Velocidade inicial ou fixa do rotor (rpm)
TLP	Tensioned Legs Platform
TMDs	Tuned Mass Dampers
TmdXDamp	Amortecimento do TMDX
TmdXDOF	DOF do TmdX

TmdXDOF	TmdX DOF
TmdXDsp	deslocamento inicial ou fixo do TmdX (m)
TmdXDwSp	Posição de parada do TMDX – eixo positivo
TmdXDwSp	Posição de parada do TMDX – eixo negativo
TmdXMass	Massa do TMDX
TmdXSDamp	Amortecimento de parada do TMDX
TmdXSpr	Rigidez da mola do TMDX
TmdXSSpr	Mola de parada do TMDX
TmdYDamp	Amortecimento do TMDY
TmdYDOF	DOF do TmdY
TmdYDOF	TmdY DOF
TmdYDsp	deslocamento inicial ou fixo do TmdY (m)
TmdYDwSp	Posição de parada do TMDY – eixo positivo
TmdYDwSp	Posição de parada do TMDY – eixo negativo
TmdYMass	Massa do TMDY
TmdYSDamp	Amortecimento de parada do TMDX
TmdYSpr	Rigidez da mola do TMDY
TmdYSSpr	Mola de parada do TMDY
TTDspFA	Tower Top Displacement Fore-After
TTDspSS	Tower Top Displacement Side-Side
TwFADOF1	Primeiro modo de flexão de torre frente-traz
TwSSDOF1	Primeiro modo de flexão de torre lado a lado DOF
VR	Velocidade resultante média
WaveDir	Direção de propagação da onda incidente (graus)
WaveDT	Passo de tempo p/ os cálculos das ondas incidentes (seg)
WaveHs	Altura significativa da onda incidente (metros)
WaveMod	Modelo cinemático de onda incidente
WavePkShp	Forma de pico do espectro das ondas incidentes
WaveSeed(1)	Primeiro valor aleatório inicial para as ondas
WaveSeed(2)	Segundo valor aleatório inicial para as ondas
WaveTMax	Tempo de análise p/ cálculos das ondas incidentes (seg)
WaveTp	Período espectral de pico das ondas incidentes (seg)
WtrDens	Densidade da água (kg/m^3)

1. Introdução

A sociedade tem buscado por sustentabilidade mediante estratégias para reduzir o uso de combustíveis fósseis na geração de energia elétrica. Neste cenário, as energias renováveis e limpas têm se mostrado uma alternativa viável para mitigar o impacto da poluição ambiental substituindo recursos e fontes poluentes [1]. Na última década, a energia eólica tornou-se uma das principais fontes de energia renovável no mundo, em virtude de sua enorme capacidade de geração de eletricidade e dos grandes investimentos feitos neste tipo de tecnologia [2].

No Brasil, o cenário é semelhante. O país é reconhecido como uma potência energética global, possuindo uma matriz diversificada e sustentada majoritariamente por fontes renováveis. Nos últimos anos, tem intensificado os investimentos em energia eólica e solar, além de outras fontes renováveis [3]. A matriz elétrica brasileira é uma referência mundial no uso de energias limpas, com aproximadamente 85% de sua geração proveniente de fontes hidrelétricas, eólica, biomassa e solar. Embora as hidrelétricas ainda representem a maior parte da produção nacional, a energia eólica vem se expandindo rapidamente, fortalecendo o caráter renovável da matriz elétrica brasileira (Figura 1) [4].

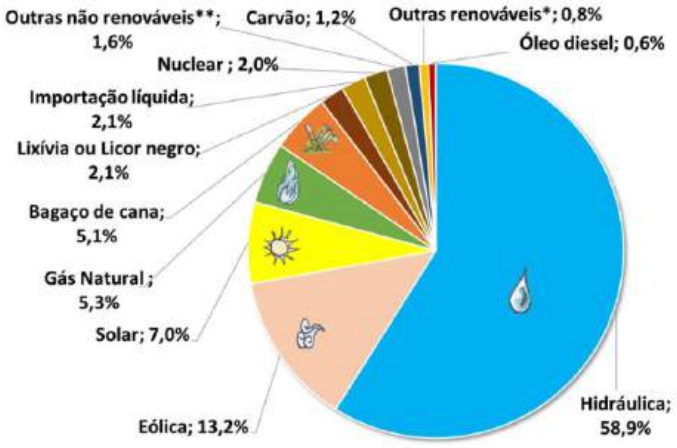


Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira 2022 [4].

A energia eólica se consolidou como a segunda maior fonte de geração renovável no Brasil, ficando atrás apenas da hidrelétrica. Seu crescimento no país é expressivo, com a maior parte dos parques eólicos concentrados na região Nordeste, especialmente nos estados do Rio Grande do Norte, Bahia, Ceará e Piauí. Atualmente,

cerca de 90% da capacidade instalada de energia eólica está localizada nessa região. Até 2023, o Brasil atingiu 30 GW de capacidade instalada, com previsão de alcançar 44,78 GW até 2028 [5]. No cenário global, o país ocupa a 6ª posição em capacidade instalada de energia eólica *onshore*, consolidando-se como um dos principais mercados desse setor. Paralelamente, o interesse pela energia eólica *offshore* tem crescido significativamente, impulsionado por investimentos de grandes empresas nacionais e internacionais, que buscam explorar os ventos mais fortes e constantes do litoral brasileiro [6].

Nota-se que este interesse em tecnologias offshore vem crescendo nos últimos anos, tanto no Brasil como em outros países do mundo, justificado pelo fato de seus habitantes estarem concentrados em locais ao longo das costas, onde a terra é escassa e a energia elétrica possui alta demanda. A fim de ampliar o potencial eólico e atender às demandas litorâneas, os campos *offshore* começaram a ser explorados há algumas décadas, reduzindo a perda de transmissão de eletricidade e permitindo que os espaços e campos sejam mais bem aproveitados para pessoas, animais e plantas. Estes sistemas offshore utilizam as mesmas turbinas eólicas de parques *onshore* sendo feitas algumas adaptações [7].

Inicialmente, as Turbinas Eólicas *Offshore* eram instaladas em águas rasas, onde os ventos eram mais fortes e mais estáveis. Mas sua implantação e manutenção implica em custos elevados, problemas de impacto acústico e visual, efeitos negativos sobre animais marinhos e pássaros afetando também o turismo no local [8]. Com menos restrições de espaço e ventos mais constantes, a energia eólica em alto mar é a mais promissora com relação a espaço e impactos ambientais. Em vez de instalações de fundo fixo, as plataformas flutuantes são geralmente consideradas uma forma econômica e viável de implantação se a lâmina d'água estiver entre 60m e 900m. Além do custo de instalação ser menor, tem implantação mais flexível e facilita a manutenção em comparação com as turbinas *offshore* em águas rasas [9].

Há quatro tipos de plataformas flutuantes onde as turbinas são instaladas: Barcaça (*Barge*), Boia de Longarina (*Spar*), Semissubmersível (*Semi-subermersible*) e Plataforma de Perna de Tensão (*Tensioned Legs Platform* - TLP). Dentre estas, destaca-se a base flutuante do tipo Barcaça, por possuir design, montagem e manutenção mais simples em comparação aos outros modelos [10]. A Figura 2 apresenta estas plataformas.



Figura 2 - As Diferentes Plataformas Flutuantes para Aerogeradores (adaptada) [11].

1.1 Motivação

Um dos maiores desafios tecnológicos para turbinas eólicas flutuantes (*Floating Offshore Wind Turbine* - FOWTs) são as cargas de onda e movimento de inclinação da plataforma induzido pelo vento, o que aumenta fortemente as cargas na estrutura da turbina devido à alta inércia e às forças gravitacionais. Grandes ângulos entre a torre e a plataforma causam alto grau de deslocamento ao topo da torre, trazendo fadiga severa e carga extra na torre e nas pás, perturbando a distribuição da lubrificação da caixa de engrenagens, alterando o carregamento do rolamento de guinada etc. Acarretando assim, efeito de pêndulo invertido na estrutura da turbina eólica [10]. A Figura 3 ilustra as cargas externas que podem resultar em movimentos indesejados na estrutura de uma turbina eólica offshore flutuante (FOWT).

Na revisão bibliográfica realizada, estudos buscam desenvolver estruturas mais robustas e maximizar a geração de energia por meio da aplicação de controle estrutural em *offshore wind turbines*, reduzindo os efeitos adversos causados por ventos e ondas e mitigando vibrações [14-18] [7-10] [12] [29] [31-32] [36-37] [41-48] [62-66]. O controle passivo por meio de um dispositivo ressonante de massa acoplado à estrutura por um conjunto de mola e amortecedor viscoso – *Tuned Mass Damper* (*TMD*) – foi amplamente investigado, demonstrando bons resultados quando instalado na nacele (parte superior e mais pesada da turbina, onde estão localizados o eixo principal, o gerador e o acoplamento das pás e do rotor) [19-22].

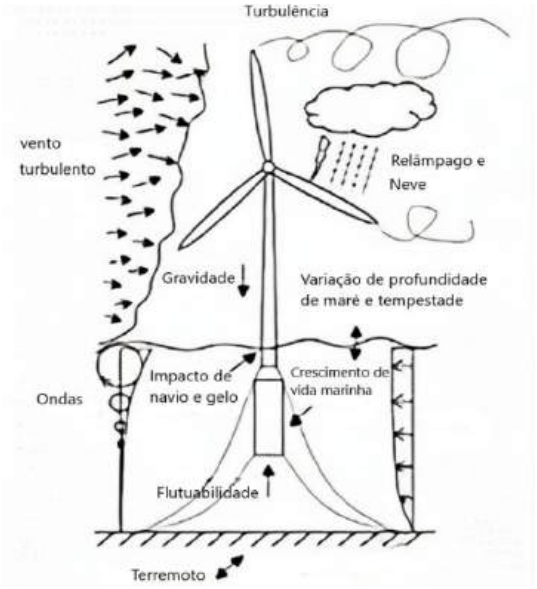


Figura 3 - Ações Externas Atuantes em uma FOWT (adaptada) [12].

Em todas as situações e projetos desenvolvidos, o design do TMD (Figura 4) envolve a otimização de seus parâmetros, tais como, rigidez, amortecimento, massa e localização, com a finalidade de reduzir eficazmente as vibrações, movimentações e cargas extras na estrutura, além de aumentar o desempenho e geração de energia elétrica do aerogerador [20 - 25].

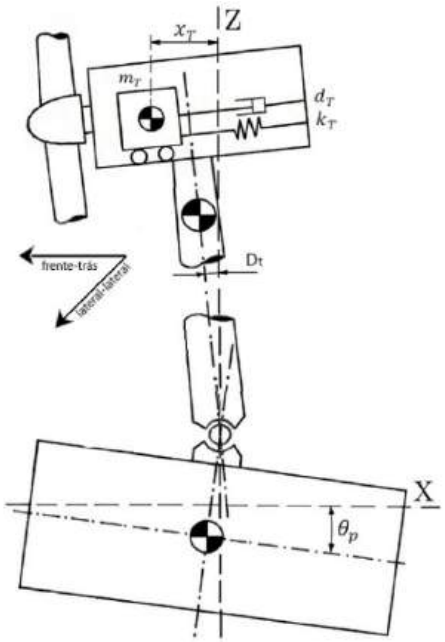


Figura 4 – Modelo de TMD em FOWT, Tipo Barcaça.

Atualmente, os principais métodos para ajustar os parâmetros de TMD são: ajuste de frequência, algoritmos genéticos (AGs) e gráfico de superfície [25]. Poucos trabalhos utilizam limitação de curso do TMD e geralmente assumem estes parâmetros com valores fixados e constantes, ajustados de forma simplificada, além disso consideram o TMD instalado apenas no sentido frente-traz [25 - 29].

O trabalho [8] apresenta um diferencial em relação aos outros ao utilizar um processo de otimização baseado em Algoritmo Genético (AG), incorporando a limitação de curso do TMD (frente-ré) no loop de otimização e considerando as configurações de paradas como variáveis de projeto (isto é, os limites mecânicos que restringem o deslocamento do TMD, evitando movimentos excessivos). Embora apresente bons resultados na simulação do sistema, sua análise foi limitada à condição de decaimento livre, sem avaliar o desempenho do TMD em cenários adversos de ventos turbulentos e ondas irregulares. Além disso, o ciclo de otimização de [8] utilizou um modelo reduzido da FOWT, empregando o simulador FAST-SC (*Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence – Structural Control*) apenas para calibrar o modelo simplificado e validar os resultados, o que pode impactar a representatividade das respostas encontradas.

A pesquisa [28] investiga a utilização de controle estrutural passivo e ativo na nacele de uma FOWT do tipo Barcaça para reduzir cargas melhorar a confiabilidade do sistema. A abordagem passiva com TMD ajustado por meio de estudo paramétrico apenas com parâmetros principais (massa, rigidez da mola e amortecedor), sem levar em consideração as limitações de curso. Enquanto a abordagem ativa é otimizada com modelo reduzido do sistema, gerando uma família de soluções para melhorar a estabilidade e o desempenho deste controle. Neste estudo, ambos os controles são utilizados somente no sentido frente-ré e são testados utilizando o simulador FAST-SC, incluindo cargas adversas de ventos e ondas (segundo IEC 61400 (2005)) nas simulações. Os dois controles agregam bons resultados para mitigar fadiga da FOWT, porém o controle ativo pode aumentar os custos do projeto, tanto na implementação quanto na operação.

O estudo [29] aborda sobre a aplicação de um amortecedor de massa sintonizado (TMD) passivo na nacele de uma FOWT do tipo barcaça, para melhorar a estabilidade da estrutura em condições de vento e ondas turbulentas (conforme IEC 61400 (2005)). Utilizando o software FAST para simulações e considerando cargas de vento e ondas, o estudo desenvolve um TMD otimizado com o Algoritmo Genético de Múltiplas Ilhas (MIGA) para ajustar parâmetros como massa, rigidez e amortecimento. Apesar do TMD ser instalado apenas no sentido frente-traz, os resultados mostram que

a configuração otimizada do TMD reduz os movimentos de rotação da barcaça e amenizou os deslocamentos laterais no topo da torre. Todavia, não considera as limitações de curso no ciclo de otimização.

Este trabalho faz uma análise aprofundada sobre a otimização de um sistema de controle passivo com *Tuned Mass Dampers* (TMDs) em uma *Floating Offshore Wind Turbine* (FOWT) do tipo Barcaça, utilizando *Genetic Algorithm* (GA). Diferencia-se de estudos anteriores por incluir, além do TMD na direção frente-ré, um TMD na direção lateral-lateral, ambos instalados na nacele, visando uma mitigação mais eficiente das vibrações e movimentos oscilatórios na torre e na plataforma. A otimização considera parâmetros como massa, rigidez da mola e amortecimento, além das limitações de curso e demais configurações de parada. Outro diferencial deste estudo é a realização da otimização em dois cenários distintos: decaimento livre e condições adversas de ventos e ondas, seguindo as diretrizes da IEC 61400 (2005).

1.2 Objetivos

O presente trabalho desenvolve e analisa um processo de otimização por computação evolucionária de um sistema composto por dois controles estruturais passivos (TMDs), atuando nos sentidos frente-ré e lateral-lateral, com limitação de curso, instalado na nacele de uma Turbina Eólica Flutuante do tipo Barcaça.

A otimização é realizada por Algoritmo Genético (AG) em parâmetros do sistema de controle TMD, tais como: massa, rigidez, amortecimento, limitação de curso e variáveis de paradas, visando reduzir vibrações na estrutura, oscilações da plataforma flutuante e o modo de flexão da torre na FOWT.

O simulador FAST-SC, é utilizado para simulações do sistema nos ciclos de otimização e nos testes de controle estrutural em condição de decaimento livre (DL) e condições adversas de ventos e cargas de ondas, conforme as recomendações da norma internacional da International Electrotechnical Commission - IEC 61400 (2005), para projetos Eólicos *Offshore*.

1.3 Organização

Este documento está estruturado em 5 capítulos. Segue abaixo a forma de organização:

- O capítulo 2 discorre sobre revisão da literatura em torno de sistemas eólicos offshore, controle estrutural, computação evolucionária e estado da arte de trabalhos relacionados ao tema;
- O capítulo 3 apresenta o modelo de turbina eólica flutuante, da barcaça e do controle estrutural passivo do tipo TMD, assim como aborda sobre o simulador utilizado, suas configurações, condição de decaimento livre e condições adversas de vento e ondas, além de explicar como o AG é usado para otimização do sistema;
- O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos da otimização dos TMDs para condição de decaimento livre e condições adversas ventos e ondas;
- O capítulo 5 refere-se as conclusões da pesquisa realizada, principais resultados alcançados e sua contribuição para sistemas FOWTs, abordando também os trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos a partir deste estudo.

1.4 Artigos Publicados

Este trabalho resultou na publicação de dois artigos, apresentados em eventos de relevância nacional e internacional. A primeira ocorreu no Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2024), com o artigo intitulado “Otimização de Controle Estrutural em Turbinas Eólicas *Offshore* Flutuantes do Tipo Barcaça Através de Computação Evolucionária”, cujo objetivo foi analisar a otimização do sistema com TMDs frente-ré e lateral-lateral em turbinas eólicas *offshore* flutuantes do tipo barcaça, considerando uma condição de decaimento livre.

A segunda publicação foi na *International Conference on Pattern Recognition Applications and Methods* (ICPRAM 2025), com o artigo “*Improving Floating Wind Turbine Stability with Evolutionary Computation for TMD Optimization*”, foi realizada uma análise mais aprofundada sobre como a otimização dos TMDs pode mitigar fadiga estrutural devido a cargas pendulares, comparando-se a outros sistemas encontrados na literatura, destacando-se pela eficiência na redução de vibrações estruturais. Esse artigo, obteve excelentes avaliações, concorrendo a prêmios nas categorias de “*Best Industrial Paper Award*” e “Melhor *Paper* Estudantil” do ICPRAM 2025.

2. Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta a literatura relacionada aos sistemas eólicos *offshore*, abordando a aplicação de controle estrutural nessas turbinas. Além disso, investiga-se o uso de computação evolucionária como abordagem para otimizar os parâmetros do sistema analisado. Ao longo da revisão, foram identificadas lacunas no estado da arte, as quais são detalhadas e utilizadas como motivação para o desenvolvimento deste trabalho.

2.1 Sistemas Eólicos *Offshore*

Atualmente, a maior parte geração de energia eólica é obtida por aerogeradores de três pás, com eixo horizontal, instaladas em áreas grandes e pouco povoadas no litoral, em campos onshore [30]. A Figura 5 que ilustra uma turbina eólica *onshore* típica e suas partes principais.

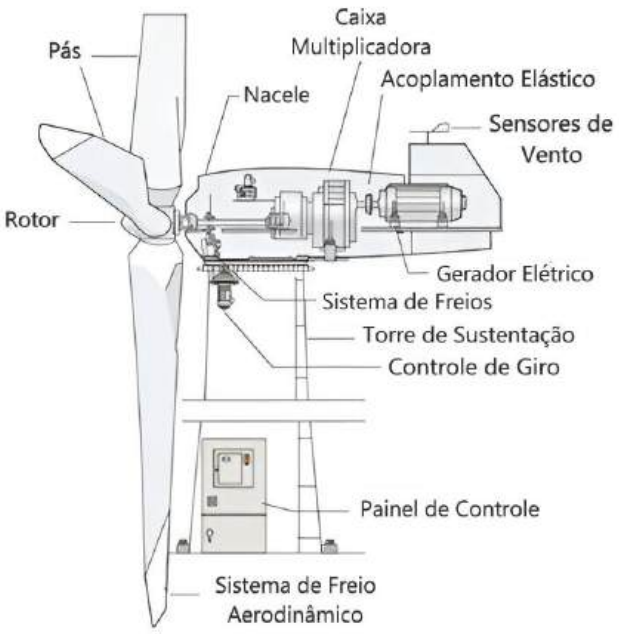


Figura 5 - Componentes Principais de um Aerogerador [33].

Os aerogeradores são constituídos essencialmente por [34]:

- **Pás:** responsáveis pela captação da energia eólica e conversão em energia rotacional; possuem, na maioria das vezes, formato de asa de avião, podem medir

mais de 100 metros e pesar toneladas. Devem ser resistentes, leves e possuir um bom rendimento aerodinâmico;

- **Rotor (cubo):** é a parte frontal da turbina, ao qual estão acopladas as hélices ou pás, aciona o gerador elétrico através da transferência de energia mecânica para o gerador. O eixo do rotor pode ser conectado diretamente ao eixo do gerador elétrico ou por meio de uma caixa de engrenagens;
- **Caixa de Engrenagens:** é responsável por aumentar a velocidade de rotação do gerador elétrico, já que a baixa rotação das pás é insuficiente para acionar o gerador elétrico. A utilização das caixas de engrenagens, no entanto é dispensável em algumas unidades de aerogeradores, onde o eixo do rotor é, então, ligado diretamente ao gerador elétrico. Neste caso, é utilizado um gerador elétrico com elevado número de polos;
- **Gerador:** é o componente responsável pela conversão da energia mecânica em energia elétrica;
- **Nacele:** É a caixa acoplada ao rotor da turbina eólica, na qual estão inseridos vários dos seus principais componentes. A nacele é a estrutura de maior peso de uma torre eólica, podendo pesar centenas de toneladas, dependendo do porte do aerogerador. Entre os componentes abrigados na nacele, normalmente, temos a caixa multiplicadora, gerador, chassis, sistema de controle eletrônico e sistema hidráulico, freios, embreagem e mancais;
- **Torre de Suporte:** possui tamanhos variados e pode chegar a mais 200 metros de altura, sendo responsável por elevar a turbina a alturas onde as velocidades dos ventos são mais adequadas a geração.
- **Sistema de Freio:** junto ao eixo principal, tem a função de controlar a velocidade de movimento das pás. Em tempo de tempestade, o sistema de freio é normalmente acionado, impedindo que as hélices girem a velocidades superiores às adequadas.

Além dos componentes principais, os aerogeradores são compostos por sensor de direção e velocidade, que visa girar as hélices no sentido de apanhar o vento pela frente e obter o máximo aproveitamento [34].

Nas últimas décadas, o desenvolvimento global das tecnologias eólicas tem migrado gradativamente para ambientes *offshore*. Essa mudança traz vantagens significativas, como o aproveitamento de recursos eólicos de alta velocidade, comuns em regiões marítimas. Nessas áreas, o vento não apresenta apenas velocidades mais elevadas, como também maior uniformidade e extensão espacial, resultando em um potencial energético mais consistente. Além disso, a proximidade com centros

populacionais costeiros reduz as distâncias de transmissão e os custos de distribuição de eletricidade. Os projetos *offshore* em águas profundas possuem maior tolerância ao ruído e operam em condições de velocidade de ponta mais altas, proporcionando ganhos substanciais na eficiência energética dos projetos [8].

Os sistemas eólicos offshore utilizam turbinas similares às de parques *onshore*, com adaptações estruturais específicas para suportar as condições marítimas (Figura 4) [7]. Existem dois tipos principais de configurações: as de fundação fixa, instaladas em águas rasas (até 60 m de profundidade), e as de base flutuante, projetadas para águas profundas (entre 60 m e 900 m de lâmina d'água). As turbinas de fundação fixa, que incluem os tipos terrestre (*land-based*), águas rasas (*shallow water*) e transição de profundidade (*transitonal depth*), são caracterizadas por estruturas complexas e custos elevados, além de apresentarem limitações de espaço e impactos ambientais e turísticos nas regiões costeiras.

Em contrapartida, as turbinas eólicas flutuantes, utilizadas em alto mar (*Deepwater Floating*), contam com plataformas flutuantes e linhas de amarração como suporte estrutural. Essa configuração proporciona benefícios, como custo de instalação reduzido, montagem simplificada e flexível, menor impacto ambiental e maior viabilidade para operações em águas profundas. A Figura 6 ilustra as principais tecnologias desenvolvidas para turbinas eólicas offshore em relação à profundidade de instalação e seus respectivos potenciais eólicos [31]. O sistema eólico utilizado neste trabalho corresponde a turbina eólica offshore montada sobre uma plataforma flutuante em águas profundas. Nas próximas seções são apresentados mais detalhes sobre esta estrutura.

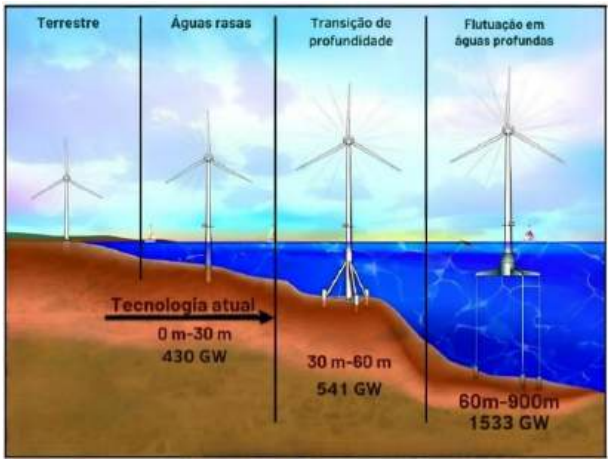


Figura 6 - Faixas de Profundidade para a Fundação de Turbina Eólica (adaptada) [32].

2.1.1 Turbinas Eólicas Offshore Flutuantes (FOWTs)

As Turbinas Eólicas *Offshore* Flutuantes (*Floating Offshore Wind Turbines - FOWTs*) oferecem flexibilidade de instalação em diversas áreas oceânicas, variando de 60 metros a 900 metros de profundidade. Essa adaptabilidade representa uma grande vantagem, pois as plataformas flutuantes possibilitam a captação de energia eólica em locais onde as turbinas de fundo fixo não seriam viáveis [8].

Além disso, as FOWTs são menos dependentes das condições do leito oceânico, utilizando linhas de amarração para ancoragem. Outro benefício é a mobilidade das plataformas flutuantes, que podem ser rebocadas por embarcações e reposicionadas com relativa facilidade, o que contribui para a redução de custos de construção e manutenção [8].As turbinas eólicas flutuantes são divididas em três tipos principais, dependendo do mecanismo de restauração ou métodos de estabilização: flutuabilidade, lastro e amarração. Com relação a base flutuante, os principais tipos são: Barcaça, Boia de Longarina e Plataforma de Perna de Tensão [32]. A Figura 7 que ilustra esses três tipos de base flutuantes.

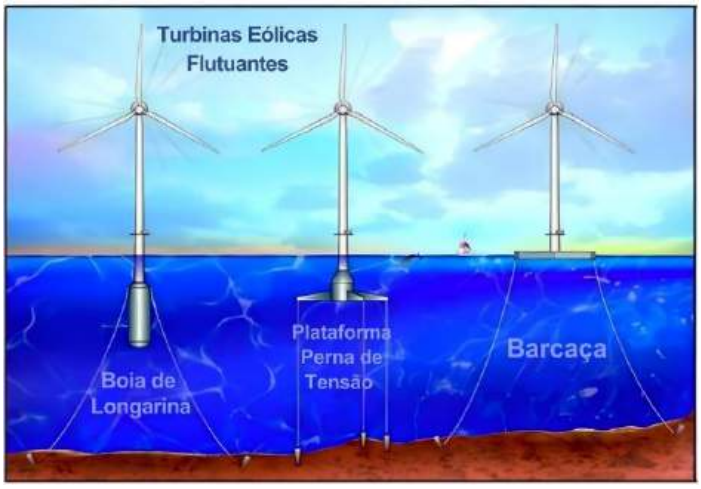


Figura 7 - Modelos dos Principais Tipos de Plataformas Flutuantes (adaptada) [32].

A Barcaça (*Barge*) é semelhante a um barco em termo de dimensões, com muita área em contato com a água, esse aspecto lhe garante a estabilidade. São feitas para se moverem e evitarem tensão na estrutura, por isso é equipada com placas de alheta que ficam abaixo da linha d´água. A Boia de Longarina (*Spar Buoy*) possui a maior parte do peso no ponto mais baixo para dar estabilidade e para compensar as turbinas gigantescas, essas estruturas são difíceis de fabricar, de transportar e instalar. Já a

Plataforma Perna de Tensão (*Tensioned Legs Platform* - TLP) tem conceito mais inovador e mais arriscado, pois fica totalmente imersa com geometria estelar. [11].

Com relação a estabilidade da plataforma flutuante, alguns elementos compõem a sua ancoragem, dentre os principais: amarração e o tensionamento da amarração. A amarração ou cabo (*morring*) é o elemento que segura e conecta a plataforma flutuante ao ponto de ancoragem no fundo do mar. O tensionamento da amarração também é um elemento importante para a estabilidade da plataforma. Há três tipos de tensionamento: a concatenária onde o cabo não está tensionado e seu próprio peso lhe dá a sua forma, sendo o tipo mais frequente; amarrações tensionadas mecanicamente e as ancoragens de TLP's que possuem tendões de tensionamento [11].

Dentre as opções de plataformas flutuantes, a barcaça com estabilização por amarração flexível ou concatenária destaca-se como uma das alternativas mais promissoras, econômicas e viáveis para operações em águas profundas [8] [21-25] [32]. Neste trabalho, utilizou-se o modelo de turbina eólica offshore flutuante (FOWT) NREL 5MW, configurado com uma base flutuante do tipo barcaça, mais especificamente a plataforma ITI Energy Barge, desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos (National Renewable Energy Laboratory - NREL). A próxima seção traz mais detalhes sobre a estrutura e funcionamento da barcaça.

2.2 Barcaça ITI Energy

A Barcaça ITI Energy é uma plataforma flutuante projetada pelo Departamento de Arquitetura Marinha e Engenharia Marinha nas Universidades de Glasgow e Strathclyde, através de um contrato com a ITI Energy [37]. Esta plataforma foi originalmente projetada para ser usada com a turbina NREL 5MW (utilizada neste estudo). A Barcaça tem oito linhas de amarração concatenária, duas saindo de cada canto. As linhas são adicionadas para amarrar a Barcaça no lugar, mas também para fornecer alguma rigidez. Uma ilustração da Barcaça com uma FOWT NREL 5MW fixada nela é mostrada na Figura 8.

Entre as diversas vantagens que justificam a escolha deste modelo de turbina e base flutuante, destaca-se a integração eficiente com o software FAST-SC, desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory - NREL, que permite simulações robustas e precisas para Turbinas Eólicas Offshore Flutuantes do tipo Barcaça ITI Energy. A compatibilidade entre o modelo de turbina e o software facilitam

a aplicação das condições de simulação deste estudo, aproveitando ao máximo as funcionalidades e parâmetros específicos oferecidos pelo NREL.

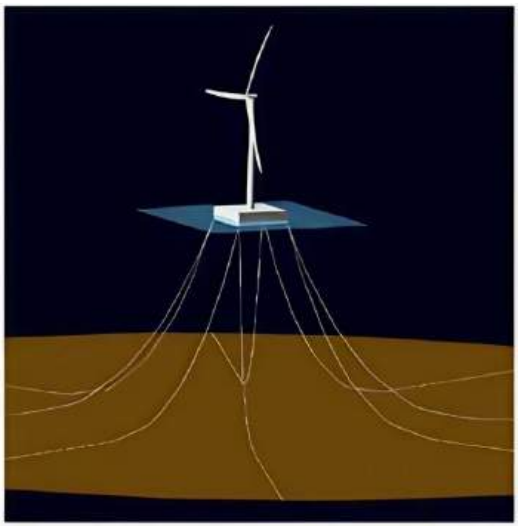


Figura 8 - Modelo de FOWT Utilizada: NREL 5MW e Barcaça ITI Energy [38].

Embora a plataforma Barcaça ITI Energy traga inúmeras vantagens, a utilização de turbinas eólicas flutuantes em águas profundas apresenta desafios significativos. Um dos principais problemas está relacionado às cargas estruturais pendulares, que afetam a estabilidade e a durabilidade da estrutura. Esses distúrbios, causados pela interação complexa entre vento e ondas, geram movimentos pendulares que exigem soluções de controle estrutural eficazes para garantir a segurança e a viabilidade de longo prazo das FOWTs. A seção a seguir aborda a natureza e o impacto desses distúrbios nas turbinas eólicas offshore flutuantes.

2.3 Distúrbio de Cargas Estruturais em FOWTs

As turbinas eólicas *offshore* flutuantes (FOWTs) operam em um ambiente complexo, onde são expostas a forças de vento e ondas que afetam significativamente sua estabilidade estrutural. Diferente das turbinas terrestres, as FOWTs também lidam com cargas hidrodinâmicas e com as interações dinâmicas entre a plataforma flutuante e o sistema de ancoragem. Esse cenário resulta em uma série de cargas de fadiga que precisam ser avaliadas e mitigadas para garantir a durabilidade e a eficiência das turbinas em plataformas flutuantes requer o desenvolvimento de modelos que incluam tanto o comportamento aerodinâmico quanto hidrodinâmico da estrutura.

Vale ressaltar a interação entre a barcaça e a ancoragem, pois as linhas de amarração concatenárias, geralmente usadas em plataformas de barcaça, são vantajosas para permitir alguma flexibilidade, mas podem permitir movimentos excessivos sob cargas extremas. Esses movimentos são particularmente críticos em águas profundas, onde as forças hidrodinâmicas são mais intensas e podem induzir oscilações que se somam aos movimentos da turbina [8].

Para reduzir esses efeitos, diversos trabalhos acadêmicos [8] [10] [13] [17] [20 – 24] indicam sistemas de controle estrutural passivo, como os amortecedores de massa sintonizados (TMDs), que atuam atenuando os movimentos pendulares da torre e proporcionando maior estabilidade. Esses dispositivos são ajustados para ressonar nas frequências naturais da plataforma, absorvendo parte da energia dos distúrbios e reduzindo as amplitudes de oscilação.

Os estudos [39-40] revelam que os movimentos da plataforma têm um efeito direto nas cargas da nacela e da torre, onde predominam forças de inércia que podem exigir reforços estruturais adicionais na torre para suportar essas tensões. Esses estudos, realizados no domínio do tempo, utilizaram Operadores de Amplitude de Resposta (RAOs) para simular a resposta das plataformas a cargas cíclicas, como as de ventos e ondas.

O trabalho [41] apresentou um estudo sobre uma plataforma tipo Boia de Longarina (S*par)* que utilizou um sistema alternativo de controle de ângulo das pás para aumentar a vida estrutural ao reduzir a fadiga. Esse controle ativo mostrou-se uma alternativa eficaz para a estabilização da estrutura, reduzindo em parte, o impacto das cargas dinâmicas para este tipo de sistema.

A pesquisa [43] traz uma análise preliminar de carga utilizando o software FAST, seguindo as normas IEC 1400 (2005), para avaliar a resposta dinâmica de uma turbina eólica de 5 MW tanto em terra quanto em águas profundas com uma barcaça flutuante. A análise permitiu caracterizar a interação dinâmica entre a turbina e a estrutura de suporte marítima, especialmente sob cargas combinadas de vento e ondas. A comparação entre os dois tipos de sistema revelou que a plataforma flutuante é mais suscetível a movimentos excessivos de arfagem em condições de ondas severas, evidenciando a necessidade de adaptações no design de turbinas originalmente projetadas para instalação terrestre.

Durante as simulações, observou-se que o sistema flutuante experimenta variações significativas de carga, principalmente com o aumento da velocidade do vento, devido ao movimento natural de inclinação da plataforma em resposta às ondas.

Esse movimento impacta tanto a potência do gerador quanto a velocidade do rotor, resultando em perdas de eficiência e aumento nas emissões acústicas. Além disso, o efeito de pêndulo invertido da plataforma flutuante pode induzir cargas elevadas na base da torre, que são até cinco vezes maiores do que aquelas observadas em turbinas instaladas em terra [43].

Uma parte importante do estudo [43] foi considerar normas internacionais para testes de turbulências de ventos e ondas. A norma IEC 61400-3 é parte integrante da série de normas IEC 61400, que estabelece requisitos de projeto para turbinas eólicas, com uma extensão voltada especificamente para a operação em ambiente *offshore*. Esta norma aborda as particularidades das turbinas eólicas offshore, incluindo a combinação de cargas aerodinâmicas e hidrodinâmicas que atuam sobre a estrutura. Ela considera a necessidade de uma análise abrangente de carga e fadiga, incorporando os efeitos de ventos fortes e condições marítimas adversas sobre componentes como torre, nacele e pás da turbina. A IEC 61400-3 complementa a IEC 61400-1, voltada para turbinas *onshore,* e fornece diretrizes específicas para a resistência estrutural e durabilidade das turbinas em ambientes de mar aberto, com o objetivo de garantir a integridade e o desempenho da turbina em águas profundas [42].

O estudo [8] explorou as características de um modelo FOWT do tipo Barcaça, destacando que as cargas pendulares em plataformas de barcaça exigem sistemas de controle robustos para atenuar os movimentos laterais e longitudinais, que podem comprometer a integridade estrutural da torre. Além do TMD, este estudo explorou o uso de outro dispositivo que pode melhorar a capacidade do sistema de dissipar energia e melhorar a resposta estrutural da plataforma. O Inerter adiciona uma resistência proporcional à aceleração, complementando o TMD e aumentando a eficiência na mitigação das cargas. Essa tecnologia foi inicialmente explorada em aplicações terrestres, mas a pesquisa [8] realizou simulações e testes em ambiente *offshore*, concluindo que não há melhorias significativas na eficiência do sistema com TMD adicionando o Inerter, conforme o proposto.

Um aspecto interessante abordado por [8] é a otimização do TMD por meio de algoritmos genéticos, que permitem encontrar combinações ideais de massa e rigidez para minimizar as cargas estruturais em várias condições de operação. A implementação desses sistemas de controle é um desafio, já que exige simulações de alta fidelidade, como as realizadas com o software FAST, que integra modelos aero elásticos e hidrodinâmicos para analisar a resposta de FOWTs a cargas combinadas de vento e ondas.

Em resumo, os distúrbios estruturais nas turbinas eólicas offshore flutuantes representam um desafio significativo para a estabilidade e durabilidade dessas estruturas, especialmente devido à combinação de cargas de vento e ondas que geram movimentos pendulares e forças de inércia. A suscetibilidade da plataforma flutuante a oscilações intensas destaca a importância de implementar estratégias eficazes de mitigação de cargas. Assim, a seção a seguir aborda as principais técnicas de controle estrutural, com foco na aplicação de amortecedores de massa sintonizados e outras tecnologias, para melhorar a resposta dinâmica das turbinas e aumentar sua eficiência e confiabilidade em condições marítimas adversas.

2.4 Controle Estrutural

O controle estrutural é a disciplina da engenharia civil que usa sistemas dinâmicos para reduzir a aceleração e o carregamento em edifícios e pontes, devido a ondas e terremotos forçando-os. Existem muitos projetos diferentes de sistemas usados para atingir esse objetivo variando de pêndulos maciços a amortecedores de massa servomotores precisamente controlados. Nas últimas décadas, numerosos sistemas de controles estruturais ativos e passivos em larga escala foram implementados para estruturas civis [38].

As primeiras abordagens de controle estrutural concentraram as cargas em elementos projetados para deformar-se de maneira controlada, absorvendo e dissipando energia para evitar o colapso da estrutura. Esse avanço inicial levou ao desenvolvimento de sistemas que permitiam maior segurança e eficiência na absorção de energia proveniente de diferentes cargas dinâmicas, como sismos, ventos e vibrações de tráfego, dando origem aos chamados 'sistemas de estrutura inteligente' [8].

Os sistemas de controle estrutural são usados para reduzir a resposta de estruturas a cargas dinâmicas e são classificados em quatro categorias principais [44]:

- **Sistemas Passivos**: operam sem fonte externa de energia, aproveitando o movimento relativo da estrutura para gerar forças de controle e protegê-la contra uma carga dinâmica específica. São simples, estáveis, de fácil manutenção e projetados para responder a condições específicas, embora sejam limitados por sua falta de adaptabilidade;
- **Sistemas Semiativos**: são uma evolução dos sistemas passivos, incorporando componentes adaptativos que melhoram sua eficiência. Eles coletam dados por

sensores, que controlam um atuador, ajustando as propriedades do sistema com base em um algoritmo. São mais flexíveis e confiáveis, apesar de exigirem uma fonte de alimentação e apresentarem custos mais elevados.

- **Sistemas Ativos**: geram forças ativamente para neutralizar cargas dinâmicas. Sensores coletam dados que permitem ao sistema calcular e aplicar forças opostas para reduzir vibrações. Embora mais eficazes, exigem alta potência para operar, o que os torna complexos e dependentes de uma fonte de energia estável, além de serem uma opção com investimentos bem mais elevados que as demais.
- **Sistemas Híbridos**: combinam características dos sistemas passivos, semiativos e ativos para otimizar a resposta estrutural e maximizar a eficiência energética.

Dentro das pesquisas para sistemas de FOWTs, diversas análises mostraram que esse tipo de estrutura sofre com cargas pendulares que podem afetar negativamente essas turbinas. Uma análise preliminar de carga em um aerogerador em plataforma flutuante do tipo barcaça apresentou distúrbios com vetores de ondas e ventos induzindo movimentos e aumento de deslocamentos na estrutura, gerando efeito de pêndulo invertido com relativa fadiga estrutural se comparada a turbinas eólicas terrestres, chegando a valores fora da curva aceitável [32].

Esses fenômenos indesejáveis têm atraído cada vez mais a atenção da academia e da indústria a nível global, para o estudo de métodos de controle eficaz na redução de cargas nas estruturas das FOWT's. Atualmente existem três categorias de métodos de controle propostos: Controle de Pitch e controles Estruturais Ativos e Passivos [31].

Na primeira metodologia, o Controle de *Pitch* é utilizado para mudar as forças de sustentação e arrasto, controlando assim as cargas aerodinâmicas. Observando que este controle está conectado a regulagem de potência e velocidade, este tipo de controle mostra-se desvantajoso para redução de outras cargas. A segunda é o Controle Estrutural Ativo usado na engenharia civil para restringir diretamente a lâmina ou as vibrações na nacele, sendo necessário atuadores e sensores em diversas partes da estrutura, o que pode aumentar os custos de instalação e manutenção deste sistema eólico *offshore* [39].

A terceira abordagem é o controle estrutural passivo, focado em dispositivos de amortecimento, onde se destaca os Amortecedores de Massa Sintonizados (Tuned Mass Dampers - TMDs). O TMD é um dispositivo ressonante composto por uma massa conectada à estrutura por meio de uma mola e um amortecedor viscoso, permitindo que

ele absorva e dissipe a energia vibratória de maneira eficiente. Esse tipo de controle passivo oferece robustez e menor custo em comparação ao controle ativo, sendo amplamente aplicado em arranha-céus e plataformas offshore de petróleo [11]. Por suas vantagens de simplicidade e eficiência, o controle passivo com TMD foi escolhido para este estudo e será abordado com mais detalhes na próxima seção.

2.4.1 Amortecedores de Massa Sintonizados Passivos

O dispositivo de controle estrutural passivo mais comum é o amortecedor de massa sintonizado (Tuned Mass Damper -TMD). Este dispositivo utiliza uma massa em uma pista idealmente sem atrito. A massa e a estrutura principal são conectadas através de uma mola e um amortecedor. Na forma ideal do TMD, ambos os componentes são lineares e têm uma constante de mola e uma constante de amortecimento. A massa e a mola são sintonizadas em uma frequência do sistema que causa carregamento, o que resulta na massa de TMD vibrando nesta frequência. O amortecedor então dissipa a energia de todo o sistema na forma de calor. A teoria é simples, mas ajustar a mola e as constantes de amortecimento de maneira ideal pode ser difícil. Até para uma estrutura idealizada de um grau de liberdade, o ajuste ideal para a mola e o amortecedor é ditado por uma função complexa [40].

Um exemplo de TMD em edifícios é o instalado no Taipei 101, uma torre de 101 andares e 508 metros de altura, considerada o 8º arranha-céu ecológico mais alto do mundo. Inaugurado em 2003, o TMD do Taipei 101 era o maior e mais pesado da época, pesando 660 toneladas e instalado no 89º andar, onde fica visível ao público. Esse dispositivo permite que o edifício suporte terremotos de até 7 graus na escala Richter e ventos superiores a 450 km/h. A Figura 9 ilustra o edifício, o TMD e um diagrama do sistema [45].

Os TMDs são configurados com base em três variáveis principais, uma para cada componente [45]:

- **Massa**: quanto maior a massa, maior sua inércia, o que permite acumular mais energia cinética. Em geral, a massa do TMD representa uma porcentagem da massa total da estrutura.
- **Rigidez**: relacionada à mola, define a força resultante proporcional à compressão ou extensão da mola.
- **Coeficiente de Amortecimento**: regula a força proporcional à velocidade relativa entre a massa e a estrutura, controlando a dissipação de energia.

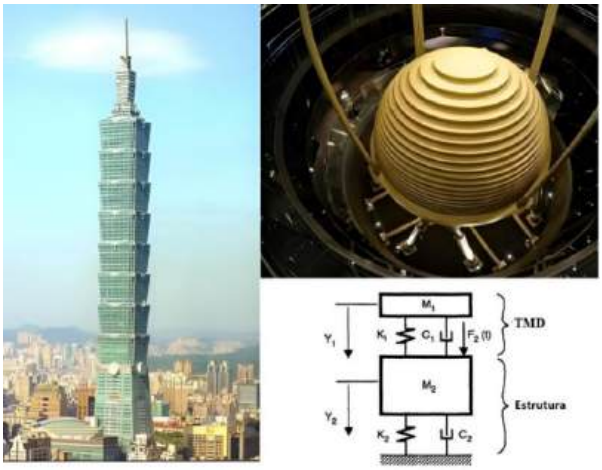


Figura 9 – Edifício Taipei e seu TMD (Ilustração e Diagrama) [8].

Para estruturas com mais graus de liberdade e não linearidades como uma turbina eólica offshore, não há análise de solução para o ajuste ótimo, e abordagens numéricas devem ser usadas. A Figura 10 mostra um diagrama simplificado de um amortecedor de massa sintonizado aplicado em FOWTs [38]:

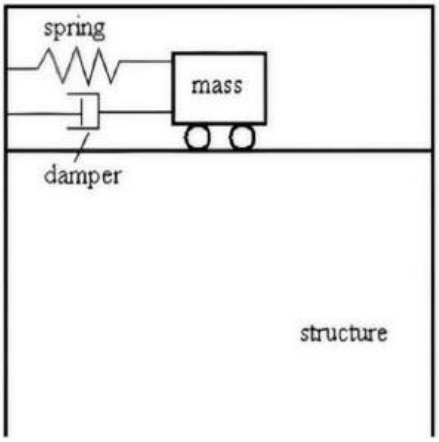


Figura 10 - Diagrama Esquemático do TMD [38].

A aplicação desses dispositivos de controle para turbinas eólicas offshore tem ganhado notoriedade nos últimos anos, por serem considerados como grau de liberdade adicional na estrutura (DOF). O principal benefício é não exigir qualquer alteração no projeto de aerogeradores *onshore* de linha de base para serem utilizados em projetos *offshore*. Além dessas variáveis, outros fatores de projeto influenciam o desempenho do TMD para FOWTs [8]:

- **Posição de Instalação**: Em turbinas flutuantes, o TMD pode ser instalado na nacele, torre ou plataforma, o que afeta a magnitude e frequência das cargas e impõe diferentes restrições de projeto.

- **Direção do Movimento**: Em FOWTs, o TMD pode ser alinhado na direção frontal (frente-traz), lateral ou em configurações mistas, dependendo do tipo de movimento que se deseja atenuar.
- **Amplitude de Movimento**: Dependendo do espaço disponível para instalação, o deslocamento da massa do TMD pode ser restrito.
- **Limites de Deslocamento**: Paradas limitadoras de curso podem ser usadas para restringir o movimento da massa. Essas paradas, compostas geralmente por uma mola e um amortecedor, começam a atuar quando a massa se desvia significativamente da posição de repouso. Normalmente, a mola está ativa continuamente, enquanto o amortecedor age apenas quando a massa se afasta da posição de repouso.

A eficácia de um TMD é diretamente proporcional a sua massa, porém quanto mais massivo, maior será seu curso e mais espaço será necessário para a sua instalação. Por isso, o ajuste de parâmetros do TMD é um processo crucial, adaptando a rigidez da mola e a constante do amortecedor, ligando a frequência de ressonância dele a uma das frequências naturais do sistema, que maximiza a absorção de energia. Todavia, é necessário considerar as limitações de espaço na nacele onde estes dispositivos são normalmente instalados [48].

Geralmente são introduzidos batentes na forma de molas e amortecedores adicionais em ambas as extremidades o que gera não linearidades, ocasionando uma dinâmica mais complexa ao sistema. No caso de se considerar paradas limitantes, a sintonização dos dispositivos de paradas atribui variáveis adicionais ao sistema em estudo [8]. Para definir e otimizar os sistemas de FOWT com TMD é necessário algoritmos evolucionários e abordagens numéricas de alta complexidade, que são apresentados na seção a seguir.

2.5 Computação Evolucionária

Nos últimos anos vem crescendo a utilização de algoritmos evolucionários para determinar os parâmetros ideais do dispositivo amortecedor de massa devido a quantidade e complexidade das variáveis envolvidas no sistema de controle passivo estrutural [8].

O objetivo de uma otimização é chegar à solução mais eficiente para um dado problema. Na terminologia matemática, refere-se a métodos sistemáticos usados para encontrar os valores das variáveis, dentro dos limites do problema, que minimizam ou

maximizam o valor da função objetivo. A melhor solução encontrada pode variar de um simples vetor que maximiza ou minimiza uma função até estruturas complexas [49].

A computação evolucionária compreende diversos algoritmos inspirados no princípio Darwiniano da evolução das espécies e na genética. São algoritmos probabilísticos, que fornecem um mecanismo de busca paralela e adaptativa baseado no princípio de sobrevivência dos mais aptos e na reprodução. A Computação Evolucionária dispensa informação auxiliar e oferece algoritmos gerais (Algoritmos Genéticos, Programação Genética e Algoritmos Evolutivos) que são aplicados em problemas complexos, com grandes espaços de busca, de difícil modelagem, ou para os quais não há um algoritmo eficiente disponível [50].

Neste trabalho aplica-se algoritmo genético para otimizar os parâmetros do controle estrutural passivo do tipo TMD para Sistemas Eólicos Flutuantes do tipo Barcaça. A seção a seguir aborda mais sobre este tipo de algoritmo evolucionário.

2.5.1 Algoritmos Genéticos

Os algoritmos genéticos (AG’s) são operações de otimização inspiradas em seleção natural, em que há uma busca por soluções de problemas complexos ou com espaço de soluções (espaço de busca) muito grande, o que os tornam problemas de difícil modelagem com métodos de otimização convencionais. Baseiam-se em uma população, e utilizam o conceito de sobrevivência do mais apto. As novas populações são produzidas pelo uso iterativo de operadores em indivíduos presentes na população [51].

A cada indivíduo atribui-se um valor de adaptação, sua aptidão, que indica quanto a solução representada por este indivíduo é boa em relação às outras soluções da população. O processo de evolução começa com a criação aleatória dos indivíduos que formarão a população inicial. A partir de um processo de seleção, baseado na aptidão de cada indivíduo, são escolhidos indivíduos para a fase de reprodução que criam soluções, utilizando-se para isto um conjunto de operadores genéticos (basicamente cruzamentos e mutações) [52].

Após vários ciclos evolutivos, a população tende a se compor de indivíduos mais aptos, onde 'população' se refere ao conjunto de todas as soluções processadas pelo algoritmo em cada geração. Os indivíduos mais adaptados têm a oportunidade de se reproduzir por meio de cruzamentos com outros indivíduos, gerando descendentes que combinam características de ambos os pais. A mutação desempenha um papel crucial

ao introduzir novos indivíduos na população por meio de perturbações aleatórias em indivíduos existentes, promovendo a diversidade [53]. A seguir, são apresentadas as principais características e parâmetros fundamentais para melhorar o desempenho de um Algoritmo Genético (AG).

2.5.1.1 Representação

A representação cromossômica, seleção, cruzamento, mutação e cálculo da função de aptidão são os elementos-chave do AG. O procedimento deste algoritmo é o seguinte: uma população (Y) de n cromossomos é inicializada aleatoriamente. A aptidão de cada cromossomo em Y é calculada através da função aptidão determinada para o sistema. Dois cromossomos (C1 e C2) são selecionados da população Y de acordo com o valor de aptidão [54].

O operador de cruzamento de ponto único com probabilidade de cruzamento (Cp) é aplicado em C1 e C2 para produzir uma descendência digamos (O). Depois disso, o operador de mutação uniforme é aplicado em (O) com probabilidade de mutação (Mp) para gerar (O′). A nova prole (O') é colocada na nova população. A seleção, cruzamento e mutação as operações serão repetidas na população atual até que a nova população esteja completa. A análise matemática do GA é a seguinte [55]: O AG altera dinamicamente o processo de busca através das probabilidades de cruzamento e mutação até alcançar a solução ótima. O algoritmo pode modificar os genes codificados e avaliar múltiplos indivíduos e produzir múltiplas soluções ótimas ou subótimas [51]. O procedimento, básico de um algoritmo genético descrito, é resumido no Algoritmo 1.

Algoritmo 1: Procedimento Básico do AG
1 início 2 t <- 1 3 inicializar população P(t) 4 avaliar população P(t) 5 enquanto (não_condição_de_fim) faça 6 t <- t+1 7 selecionar população a partir de P(t-1) 8 aplicar operadores genéticos 9 avaliar população P(t) 10 fim enquanto 11 fim

Algoritmo 1- Procedimento Básico de um Algoritmo Genético [52].

O término da evolução pode ser determinado pelo número máximo de gerações, pelo total de indivíduos criados ou pela obtenção de uma solução satisfatória, ou seja, ao atingir um valor alvo. Outras condições de parada incluem o tempo de processamento e o grau de similaridade entre os elementos da população (convergência) [52].

A representação é essencial na modelagem de um AG para resolver um problema. Uma solução é descrita por um conjunto de parâmetros (genes) organizados em uma cadeia (cromossomo), que abrange o espaço de busca relevante do problema. Essas soluções, ou cromossomos, são codificadas como sequências de caracteres de um sistema alfabético. Inicialmente, utilizava-se o alfabeto binário (0 e 1), mas novos modelos de AG adotam diferentes codificações, como números reais [53].

A decodificação do indivíduo (cromossomo) consiste, basicamente, na construção da solução real do problema a partir do cromossomo [53]. O processo de decodificação constrói a solução para que esta seja avaliada pela função de avaliação, abordada na próxima seção.

2.5.1.2 Avaliação

A avaliação estabelece a ligação entre o algoritmo genético e o problema a ser resolvido, por meio de uma função que representa o problema e mede a aptidão de cada indivíduo na população atual, direcionando o processo de busca. Para cada indivíduo (cromossomo), a função de avaliação atribui um valor numérico, proporcional à 'utilidade' ou 'habilidade' do indivíduo em resolver o problema [49].

2.5.1.3 Operadores Genéticos

Os algoritmos genéticos utilizam uma variedade de operadores para conduzir o processo de busca, incluindo codificação, cruzamento, mutação e seleção. O esquema de codificação é crucial para a maioria dos problemas, pois a informação precisa ser representada em uma sequência específica. A escolha do esquema de codificação varia conforme o domínio do problema, sendo os mais comuns: binário, octal, hexadecimal, permutação, baseado em valor e árvore [53].

A codificação binária é o esquema de codificação mais utilizado. Cada gene ou cromossomo é representado como uma *string* de 1 ou 0. Na codificação binária, cada

bit representa as características da solução. Ele fornece uma implementação mais rápida de operadores de cruzamento e mutação. No entanto, a codificação binária exige esforço adicional para conversão e a precisão do algoritmo depende dessa conversão. O fluxo de bits varia conforme o problema, o que pode tornar a codificação binária inadequada para certos problemas de engenharia devido à complexidade das interações e à dificuldade em representar soluções de forma natural. Em codificação octal o gene ou cromossomo é representado na forma de números octais (0–7). No esquema de codificação hexadecimal, o gene ou cromossomo é representado na forma de números hexadecimais (0–9, A-F) [51].

A codificação por permutação é geralmente aplicada em problemas de ordenação, onde o gene ou cromossomo é representado por uma sequência numérica que indica a posição de cada elemento em uma série. No esquema de codificação por valor, o gene ou cromossomo é representado por uma sequência de valores, que podem ser números reais, inteiros ou caracteres. Esse tipo de codificação é útil para problemas que exigem valores complexos, onde a codificação binária é inadequada. É amplamente utilizado, por exemplo, em redes neurais para otimizar pesos [53].

Na codificação em árvore, o gene ou cromossomo é representado por uma estrutura em árvore composta de funções ou comandos, que podem corresponder a qualquer linguagem de programação. Essa abordagem é semelhante à representação hierárquica em árvores e é amplamente utilizada na evolução de programas ou expressões [57].

O cruzamento é um operador baseado na troca de partes dos cromossomos (pais), formando-se duas novas soluções (filhos). Este processo pode ser observado no exemplo a Figura 11, onde a solução está codificada com alfabeto binário [52].

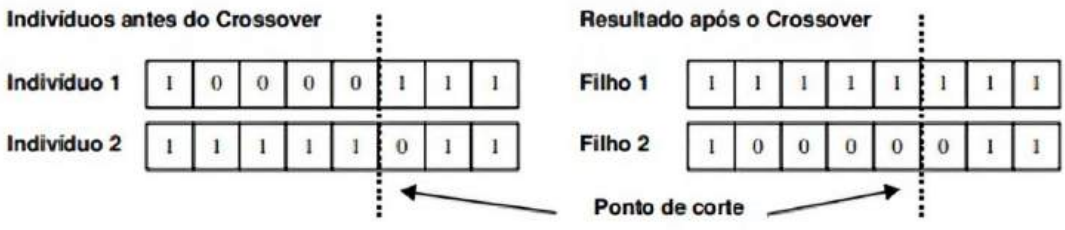


Figura 11 - Cruzamento de um Ponto [46].

O ponto de corte para realizar o cruzamento é escolhido aleatoriamente; no exemplo da Figura 4, utilizou-se um único ponto, mas cortes em múltiplos pontos também são possíveis, caracterizando o cruzamento multiponto. Para iniciar o cruzamento, são selecionados cromossomos 'pais', por exemplo, por sorteio. A

ocorrência do cruzamento é então determinada por um parâmetro chamado taxa de cruzamento: de acordo com esse parâmetro, os cromossomos 'pais' podem ser replicados sem modificação na geração seguinte, gerando 'filhos' idênticos. O objetivo do operador de cruzamento é explorar o material genético presente na população para gerar soluções potencialmente melhores [58].

A mutação é a troca aleatória do valor contido nos genes de um cromossomo por outro valor válido do alfabeto. No caso de alfabeto binário, troca-se de 0 para 1 ou vice-versa. Da mesma forma que para o cruzamento, utiliza-se uma taxa de mutação; para cada bit da sequência de caracteres, sorteia-se se ocorrerá ou não a mutação; no caso de ocorrência, o bit será trocado por outro valor válido pertencente ao alfabeto (Figura 12) [52].

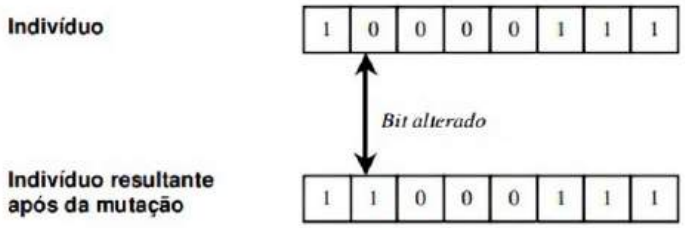


Figura 12 - Mutação [51].

A mutação garante a diversidade das características dos indivíduos da população e permite que sejam introduzidas informações que não estiveram presentes em nenhum dos indivíduos. Além disto, proporciona uma busca aleatória (*exploration*) no AG, oferecendo oportunidade para que mais pontos do espaço de busca sejam avaliados [52].

2.5.1.4 Parâmetros de Evolução

Os parâmetros que mais influenciam no desempenho do AG são [52]:

- **Tamanho da População:** o tamanho da população pode afetar o desempenho global e a eficiência dos AGs. Uma população muito pequena oferece uma pequena cobertura do espaço de busca, podendo causar uma queda no desempenho. Uma população suficientemente grande fornece uma melhor cobertura do domínio do problema e tende a prevenir a convergência prematura para soluções locais. Entretanto, com uma população muito grande, tornam-se necessários recursos computacionais maiores, ou um tempo maior de execução do problema. Logo, deve-

se buscar um ponto de equilíbrio no que diz respeito ao tamanho escolhido para a população.

- **Taxa de Cruzamento:** é a taxa que define a probabilidade de um indivíduo ser recombinado com outro. Quanto maior for esta taxa, mais rapidamente novas estruturas serão introduzidas na população. Entretanto, isto pode gerar um efeito indesejável pois a maior parte da população será substituída, ocorrendo assim perda de variedade genética, podendo ocorrer perda de estruturas de alta aptidão e convergência a uma população com indivíduos extremamente parecidos, indivíduos estes de solução boa ou não. Com um valor baixo, o algoritmo pode tornar-se muito lento para oferecer uma resposta aceitável.
- **Taxa de Mutação:** refere-se à probabilidade de o conteúdo de um gene do cromossomo ser alterado. A taxa de mutação tende a prevenir que uma dada população fique estagnada em um valor, além de possibilitar que se chegue em qualquer ponto do espaço de busca. Porém, deve-se evitar uma taxa de mutação muito alta, uma vez que pode tornar a busca essencialmente aleatória, prejudicando fortemente a convergência para uma solução ótima.
- **Taxas de Operadores Adaptativas:** Os operadores genéticos podem ser mais úteis no começo ou no final do processo de otimização, dependendo de suas características. Por exemplo, no início do algoritmo genético, a taxa de cruzamento deve ser maior, de forma a aproveitar melhor o material genético inicial; no final da rodada, quando aparecem os efeitos da convergência, deve-se dar ênfase à busca de novo material, aumentando-se a taxa de mutação. Assim, torna-se interessante fazer as taxas dos operadores adaptativas, permitindo variar seus valores durante as gerações.
- **Intervalo de Geração**: controla a porcentagem da população que será substituída durante a próxima geração (substituição total, substituição com elitismo, substituição dos piores indivíduos da população atual, substituição parcial da população sem duplicatas). Esse número de indivíduos substituídos também é conhecido como GAP.
- **Número de gerações:** representa o número total de ciclos de evolução de um Algoritmo Genético, sendo este um dos critérios de parada do AG. Um número de gerações muito pequeno causa uma queda no desempenho, pois não consegue cobrir todo o espaço de busca. Um valor grande acarreta um tempo maior de execução do AG, mas tende a fornecer uma melhor cobertura do domínio do problema, evitando a convergência para soluções locais.

2.5.1.5 Avaliação de Desempenho

Uma das formas de avaliar o bom desempenho de um algoritmo genético é através das curvas de evolução: curva off-line, curva online e score. A curva off-line é o valor médio das avaliações dos melhores indivíduos encontrados a cada passo de avaliação até o passo t. Esta curva mostra a qualidade do algoritmo em encontrar soluções boas desde o início. A curva on-line é obtida a partir da média das avaliações de todos os indivíduos avaliados até o passo de avaliação t. Esta curva permite verificar a rápida obtenção de boas soluções e permite visualizar o grau de convergência dos indivíduos da população. A curva score mostra o melhor indivíduo encontrado em cada geração do algoritmo genético [52].

Em resumo, o uso de Algoritmos Genéticos (AG) oferece uma abordagem poderosa para otimizar os parâmetros do sistema proposto, permitindo a exploração eficiente do espaço de soluções e a obtenção de configurações que maximizam o desempenho estrutural e operacional para sistemas FOWTs. A capacidade dos AGs de adaptar e melhorar soluções ao longo de várias gerações os torna especialmente valiosos para sistemas complexos e dinâmicos como estes. Na próxima seção, são apresentados trabalhos relacionados, abordando as principais contribuições e avanços nas técnicas de otimização em controles estruturais para turbinas Eólicas Flutuantes.

2.6 Trabalhos Relacionados

A área de FOWT abrange quantidade substancial de pesquisas e estudos com intuito de melhorar e aprimorar este tipo de sistema, apesar de ser relativamente recente [19]. Os questionamentos feitos na literatura atual existente cobrem amplo conjunto de áreas de especialização, dependendo principalmente dos objetivos alcançados [13]. O principal objetivo destes trabalhos é fornecer uma estrutura robusta e produção de energia maximizada com a aplicação de controle estrutural nas turbinas eólicas offshore afim de evitar interferências de ventos e ondas de forma negativa e controlar vibrações [14 - 18].

O estudo [19] analisou o controle passivo e ativo em uma Turbina Eólica Flutuante do tipo Barcaça, otimizando os parâmetros de um amortecedor de massa sintonizado. Além disso, avaliou o desempenho do sistema considerando o consumo de potência ativa e o deslocamento do atuador. Os resultados indicaram que o controle

ativo reduz de forma eficaz as cargas estruturais, porém exige maior consumo de potência e deslocamentos amplos do amortecedor.

Em pesquisa posterior [20], foram utilizados dois TMDs na nacele da FOWT, um na direção dianteira-posterior e outro na direção lateral. Parâmetros como rigidez, amortecimento e força externa de cada TMD foram controláveis. A análise foi feita para determinar os parâmetros ideais do TMD em estrutura de suporte monopilar.

A maior parte desses dispositivos de controle são instalados na nacele, apesar de ter alguns poucos exemplos de instalação na torre das turbinas eólicas de boia de longarina [50]. Ainda com menor frequência há instalações de sistemas de controle na plataforma do tipo barcaça [59].

Na maioria das situações e projetos desenvolvidos, o design do TMD envolve a otimização de seus parâmetros, tais como, rigidez, amortecimento, massa e localização, para reduzir eficazmente as vibrações na estrutura da FOWT. Foi utilizado o simulador FAST para avaliar soluções de controle passivos TMD na nacele, em FOWT de plataforma de pernas de tensão e plataforma do tipo barcaça [39]. Em [21] foi desenvolvido um modelo linear para FOWT do tipo barcaça com amortecedor de massa sintonizado na parte traseira da nacele. As respostas dinâmicas com e sem TMD foram simuladas e os efeitos de supressão foi investigado em amplo conjunto de casos de carga.

Um novo conceito de controle estrutural passivo para FOWT é proposto em [56] para superar as limitações anteriores de espaço de TMD. O trabalho conceitual foi examinado com base em modelo com resultados promissores. Um TMD otimizado foi instalado na nacele, onde houve a análise do sistema no domínio do tempo e da frequência em uma simulação que indicou que o dispositivo poderia inibir significativamente cargas estruturais e estabilizar a potência de saída [23 - 24].

Atualmente, os métodos para ajustar os parâmetros de TMD são ajuste de frequência, algoritmos genéticos (AG’s) e gráfico de superfície [46]. O uso de AG’s para otimizar projetos de TMD tem aumentado nos últimos anos, isso é comprovado em alguns trabalhos, tais como [25], onde aplica-se GA para sintonizar TMD e se obteve a melhor taxa de supressão com técnica evolutiva.

Foi utilizado amortecedor de massa sintonizado para frente e para trás no subsistema de nacele/torre em turbina eólica semissubmersível. Os parâmetros correspondentes de massa, rigidez e amortecimento foram otimizados por AG para evitar mínimos locais. Apesar disso, os estudos assumiram parâmetros fixos para paradas, ou seja, esses parâmetros não foram otimizados [27].

Em outro trabalho [55], foi utilizado TMD com único grau de liberdade com sistema instalado na nacele. Os parâmetros de paradas de limitação de curso não foram otimizados ou corrigidos pelo algoritmo inteligente utilizado. Também houve trabalho em que se incluiu paradas em modelo TMD montado na plataforma de FOWT tipo barcaça, mas não foi feita a otimização desses parâmetros [25].

Embora a limitação de TMD instaladas na nacele em FOWTs seja abordado na literatura, têm parâmetros de paradas fixadas em um valor, obtidos em análise paramétrica. Apenas um dos trabalhos [8], apresenta processo de otimização usando AG, incluindo os parâmetros de paradas de limitação de curso no loop de otimização e explora os benefícios de incluir a configuração de paradas como variáveis. Consegue bons resultados com a simulação do sistema para TMD (frente-ré), mas não consegue analisar se este sistema se comporta de forma eficiente em condições adversas.

A pesquisa [28] investiga a utilização de controle estrutural passivo e ativo na nacele de uma FOWT do tipo Barcaça para reduzir cargas melhorar a confiabilidade do sistema. A abordagem passiva com TMD ajustado por meio de estudo paramétrico apenas com parâmetros principais (massa, rigidez da mola e amortecedor), sem levar em consideração as limitações de curso. Enquanto a abordagem ativa é otimizada com modelo reduzido do sistema, gerando uma família de soluções para melhorar a estabilidade e o desempenho deste controle. Neste estudo, ambos os controles são utilizados somente no sentido frente-ré e são testados utilizando o simulador FAST-SC, incluindo cargas adversas de ventos e ondas (segundo IEC 61400 (2005)) nas simulações. Os dois controles agregam bons resultados para mitigar fadiga da FOWT, porém o controle ativo pode aumentar os custos do projeto, tanto na implementação quanto na operação.

O estudo de Ding [29] aborda sobre a aplicação de um amortecedor de massa sintonizado (TMD) passivo na nacele de uma FOWT do tipo Barcaça, para melhorar a estabilidade da estrutura em condições de vento e ondas turbulentas. Utilizando o software FAST para simulações e considerando cargas de vento e ondas, o estudo desenvolve um TMD otimizado com o Algoritmo Genético de Múltiplas Ilhas (MIGA) para ajustar parâmetros como massa, rigidez e amortecimento. Apesar do TMD ser instalado apenas no sentido frente-traz, os resultados mostram que a configuração otimizada do TMD reduz os movimentos de rotação da barcaça e amenizou os deslocamentos laterais no topo da torre. Todavia, não considera as limitações de curso no ciclo de otimização.

O presente trabalho faz uma análise aprofundada na otimização por computação evolucionária de um sistema de controle estrutural passivo TMD, nos sentidos frente-ré

e lateral-lateral, ambos instalados na nacele de uma FOWT do tipo Barcaça. A otimização é realizada por Algoritmo Genético (AG) em parâmetros do sistema dos dois TMDs, tais como: massa, rigidez, amortecimento, limitação de curso e variáveis de paradas, visando reduzir vibrações na estrutura, o *pitch tower* da plataforma flutuante e o modo de flexão da FOWT. O simulador FAST-SC, é utilizado para simulações do sistema nos ciclos de otimização e nos testes de controle estrutural em condições adversas de ventos e cargas de ondas, conforme as recomendações da norma internacional IEC 61400 (2005), para projetos Eólicos *Offshore*.

A Tabela 1 apresenta uma comparação entre os principais trabalhos da literatura, na área de FOWTs, com suas características: tipo de plataforma, ferramentas de otimização, simulador utilizado, controle estrutural utilizado, parâmetros considerados e os resultados obtidos em cada um deles.

Tabela 1 - Principais Trabalhos Relacionados e suas Características.

Ref.	Plataforma	Otimização/ Simulador	Controle Estrutural	Condições Analisadas	Parâmetros Considerados	Resultados
[8]	Barcaça	AG/ Modelo reduzido	TMDX na nacele	Decaimento livre	Massa, rigidez, amortecimento e variáveis de parada	Redução significativa de vibrações
[25]	Barcaça	Estudo paramétrico/ Modelo reduzido	TMD na plataforma	Cargas de ventos e ondas	Massa, rigidez, amortecimento	Redução das oscilações com menor atenuação em comparação a TMD na nacele
[27]	Semis-submersível	Estudo paramétrico/ Modelo reduzido	TMDX na nacele	Cargas de ventos e ondas	Massa, rigidez, amortecimento	Redução das vibrações
[28]	Barcaça	Estudo paramétrico/ modelo reduzido	TMDX e controle ativo na nacele	Cargas de ventos e ondas	Massa, rigidez, amortecimento	Ambos os controles reduziram a oscilações da estrutura
[29]	Barcaça	MIGA/ FAST	TMDX na nacele	Cargas de vento e ondas	Massa, rigidez, amortecimento	Redução significativa de vibrações
[39]	Barcaça e TLP	Estudo paramétrico/ modelo reduzido	TMDX na nacele	Cargas de ventos e ondas	Massa, rigidez, amortecimento e localização	Melhoria na resposta estrutural
Este trabalho	Barcaça	AG/ FAST	TMDX e TMDY na nacele	Decaimento livre e cargas de ventos e ondas	Massa, rigidez, amortecimento e variáveis de paradas	Redução significativa das oscilações estruturais

3. Materiais e Métodos

Este capítulo apresenta os componentes e parâmetros do sistema proposto, que consiste na aplicação de Controle Estrutural Passivo do tipo Tuned Mass Damper (TMD) em Turbinas Eólicas Offshore Flutuantes (FOWTs) do tipo Barcaça. Inicialmente, são descritos os modelos que compõem o sistema, incluindo a turbina eólica flutuante, a plataforma tipo barcaça e a modelagem dos TMDs. Também são abordadas as condições de Decaimento Livre (DL) e as condições adversas de vento e ondas, fundamentais para a avaliação do desempenho do sistema. Na sequência, são detalhados o simulador FAST-SC, suas configurações e parametrizações, além do Algoritmo Genético (AG) utilizado no processo de otimização, incluindo sua estrutura, codificação e os principais parâmetros aplicados na busca pelas melhores configurações do sistema proposto.

A Figura 13 e a Figura 14 apresentam os fluxogramas da metodologia adotada neste trabalho, destacando os principais softwares utilizados (FAST-SC e TurbSim), a ferramenta de otimização (Algoritmo Genético – AG), bem como as técnicas, parâmetros e informações aplicadas na otimização do sistema. Esses fluxogramas ilustram o processo para ambos os cenários analisados: decaimento livre e condições adversas de ventos e ondas. Cada etapa representada nos fluxogramas será detalhada nas seções seguintes.

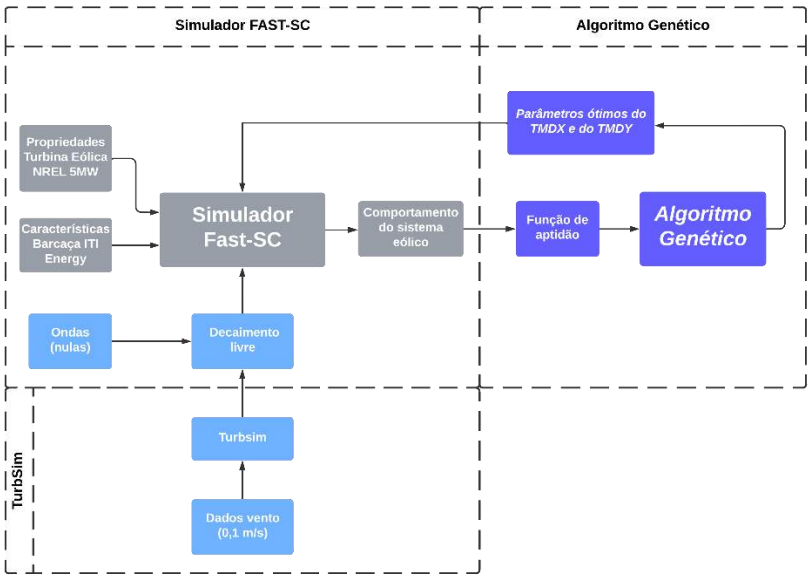


Figura 13 - Fluxograma da Metodologia do Trabalho para Decaimento Livre.

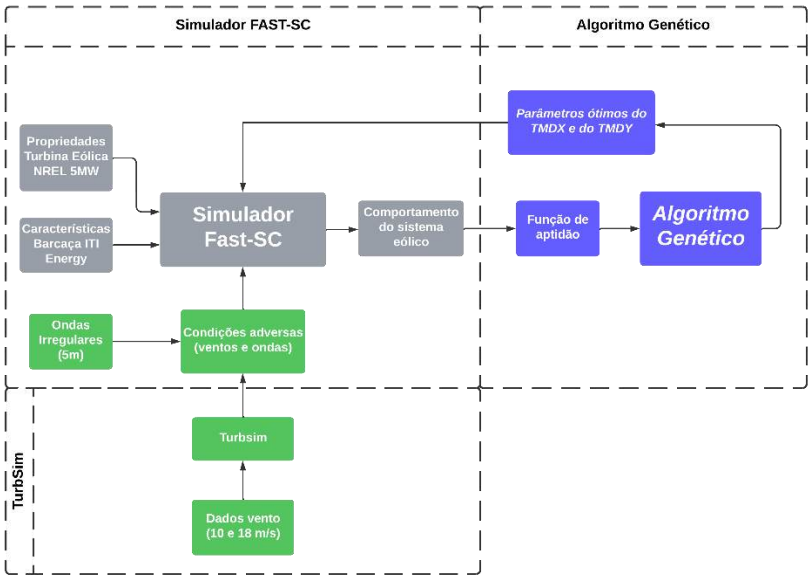


Figura 14 - Fluxograma da Metodologia do Trabalho para Condições Adversas.

3.1 Modelo do Sistema Eólico Offshore Flutuante

O objeto de estudo deste trabalho é um Sistema Eólico Offshore Flutuante, composto por uma Turbina Eólica montada sobre uma plataforma flutuante do tipo Barcaça, equipada com um sistema de Controle Estrutural Passivo na forma de dois TMDs instalados na nacele. O objetivo é reduzir a fadiga e os esforços causados pelas cargas pendulares resultantes de ventos e ondas intensos em alto mar. A seguir, são apresentados detalhadamente cada um desses componentes, incluindo os modelos selecionados, suas configurações e os parâmetros usados nos testes e simulações desta pesquisa.

3.1.1 Modelo de Turbina Eólica: Linha de Base NREL-5MW

O modelo de Turbina Eólica escolhido para este estudo foi do tipo Linha de Base NREL-5MW, desenvolvido pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL). As suas principais caraterísticas são: eixo horizontal, três pás, velocidade variável, posição contra o vento, diâmetro de rotor 126m e altura de cubo de 90m. A Tabela 2 mostra os principais parâmetros e propriedades geométricas deste aerogerador [32].

Esse modelo foi adotado por diversos projetos de pesquisa apoiados pelos Estados Unidos, pelo programa de pesquisa Union UpWind e pela Agência Internacional de Energia. Trata-se de uma turbina de grande porte com o tamanho mínimo necessário para tornar uma Turbina Eólica Offshore Flutuante (FOWT) economicamente viável, devido à elevada proporção dos custos associados à plataforma de suporte [9].

Tabela 2 - Propriedades da Turbina Eólica Linha de Base NREL-5MW [24].

Parâmetros	Dimensões
Potência Nominal	5MW
Orientação do Rotor, Config.	Contra o Vento, 3 pás
Controle	Veloc. variável/controle de passo
Transmissão	Caixa de Velocidade, Vários Estágios
Rotor, Diâmetro do Cubo	126m, 3m
Altura do cubo	90m
Veloc. de vento mín./máx./nominal	3m/s; 11,4m/s; 25 m/s
Veloc. Rotor mín./máx..	6,9 rpm; 12,1 rpm
Velocidade Nominal da Ponta	80 m/s
Saliência, Inclinação do Eixo	5 m; 5º
Pré-cone	2,5º
Massa do Rotor	110.000 kg
Massa da Nacele	240.000 kg
Massa da Torre	347.460 kg
Coord. localização do CM geral	(-0,2 m; 0,0 m; 64,0 m)
Dimensões da Nacele	18m x 6m x 6m

3.1.2 Modelo de Base Flutuante: Barcaça ITI Energy

A Turbina Eólica NREL-5MW é instalada em um modelo de base flutuante do tipo Barcaça ITI Energy, projetado pelo Departamento de Arquitetura Naval e Engenharia Marinha das Universidades de Glasgow e Strathclyde, sob contrato com o ITI Energy [9]. Este modelo tem a forma quadrada e lastreada com água do mar. A plataforma é amarrada por oito linhas de catenária que impedem a mesma de ficar à deriva. As principais características da Barcaça são apresentadas na Tabela 3.

Esse tipo de plataforma se destaca pelo design, montagem e manutenção mais simples em comparação com outros modelos, oferecendo várias vantagens ao sistema eólico offshore. Permite a operação em águas profundas, onde os ventos são mais fortes e constantes, mas também sujeitam a estrutura da turbina a fadigas e deflexões que podem comprometer seu desempenho e reduzir sua vida útil [10]. Para minimizar essas fadigas, são utilizados controles estruturais passivos, como os TMDs, que têm a vantagem de não exigir modificações na estrutura do FOWT para instalação.

Tabela 3 - Características da Barcaça ITI Energy [9].

Parâmetros	Dimensões
Tamanho (L x P x A)	40m x 40m x 10m
Piscina (L x P x A)	10m x 10m x 10m
Calado, Borda Livre	4m; 6m
Deslocamento de Água	6.000m³
Massa (incluindo lastro)	5.452.000kg
Centro de Massa (CM) (abaixo do SWL)	0,282 m
Roll de Inércia em CM	726.900.000 kg·m²
Pitch de Inércia em CM	726.900.000 kg·m²
Yaw de Inércia em CM	1.453.900.000 kg·m²
Profundidade da Âncora (água)	150m
Separação entre âncoras opostas	773,8m
Comprimento da linha não esticada	473,3 m
Comprimento da linha neutra no fundo do mar	250m
Diâmetro da linha	0,0809m
Densidade de massa da linha	130,4kg/m
Rigidez Extensional da Linha	589.000.000 N

3.1.3 Modelo de Controle Estrutural Passivo: TMDX e TMDY

Neste trabalho, foi utilizado um sistema de controle estrutural passivo composto por dois Amortecedores de Massa Sintonizados (*Tuned Mass Dampers* - TMDs), um instalado no sentido frente-ré e outro no sentido lateral-lateral, ambos posicionados na nacele da FOWT. Esses dispositivos são altamente eficazes na redução de vibrações e consistem em uma massa conectada ao sistema por molas e amortecedores. Quando a estrutura vibra, o TMD, ajustado para a mesma frequência da estrutura, vibra em fase oposta, gerando uma força inercial que reduz a energia. A vibração é então dissipada em forma de calor [21].

Esses sistemas são chamados de sintonizados porque a massa e a mola são ajustadas para corresponder à frequência natural do modo estrutural a ser amortecido, geralmente o primeiro modo vibracional, que tende a ter o maior impacto na resposta do sistema. Desse modo, os três parâmetros principais de configuração do TMD são [8]:

- **Massa, m_T (kg):** quanto maior a massa do TMD, maior será a inércia e, portanto, maior quantidade de energia cinética armazenada. A massa é geralmente limitada a percentual (entre 0,25% e 2%) da massa total das estruturas tradicionais na engenharia civil, portanto este estudo também considera esta faixa de valor [21].
- **Coeficiente de rigidez da mola, k_T (N/m)**: é definido como a proporcionalidade da força resultante da mola em relação à sua compressão/extensão.

- **Coeficiente de amortecimento, d_T (N·s/m):** regulando a magnitude da força resultante proporcional à velocidade relativa entre as extremidades do elemento de amortecimento, ou seja, entre a massa e a estrutura.

Além dos parâmetros mencionados acima, o processo de projeto do TMD muitas vezes considera outros fatores, tais como [8]:

- **Posição do TMD:** O TMD pode ser instalado em qualquer parte do FOWT, ou seja, na nacele, na torre ou na plataforma. A localização exata deste dispositivo afetará a magnitude e a frequência das cargas sofridas pelo TMD, bem como outras restrições de projeto.
- **Orientação do TMD:** geralmente referida a um sistema de referência alinhado ao vento. A orientação de TMD mais comum é frente-traz, o que significa a favor do vento, ou lateral-lateral se as vibrações laterais forem consideradas.
- **Limites de curso:** Batentes de parada podem ser instalados para limitar o curso do TMD. A lógica dessa ação também deve ser considerada no dispositivo e afetará a magnitude e a frequência das cargas sofridas pelo TMD, bem como outras restrições de projeto.

Neste trabalho, um sistema estrutural passivo composto por dois TMDs, um no sentido frente-ré (TMDX) e outro lateral-lateral (TMDY), é otimizado através de Algoritmo Genético para mitigar cargas pendulares em um FOWT com plataforma do tipo Barcaça. Os principais parâmetros do TMDX são: massa mTx (kg); rigidez da mola kTx (N/m); amortecimento dTx (N·s/m); posição massa xT (m) em relação ao eixo central da torre; orientação frente-traz (x); e parâmetros de limites de curso (batentes são inseridos através de mola e amortecedor adicionais, afetando as cargas e restrições). Neste contexto, são utilizados os seguintes subíndices: TMDs (T), torre (t), batentes (S) e plataforma tipo barcaça (p). O modelo completo do TMDX é ilustrado na Figura 15.

Este modelo tem inicialmente (condição de decaimento livre) três graus de liberdade (*Degrees of Freedom* - DOFs) iniciais para o TMDX: ângulo de inclinação da plataforma (θ_p), ângulo de flexão frontal da torre (θ_t) e distância de desvio TMDX (x_T), este último relativo à posição de repouso absoluto da barcaça e da torre, que também é conhecido como o deslocamento do topo da torre (de proa).

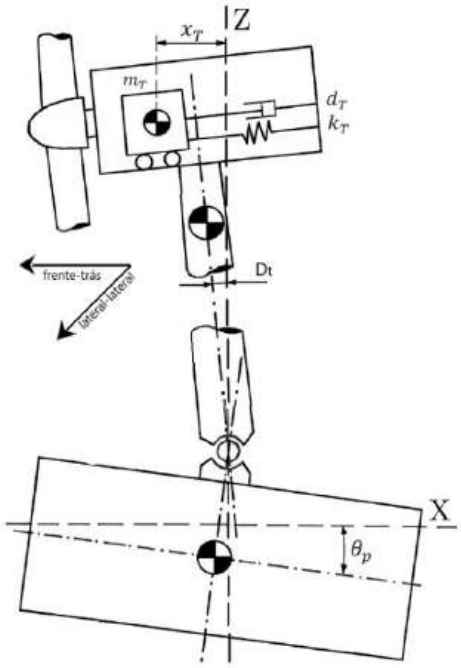


Figura 15 - Modelo Completo: FOWT, Barcaça, TMDX e Graus de Liberdade.

O TMDY, com direção lateral-lateral, tem parâmetros semelhantes ao TMDX, mas sua localização é diferente, instalado para reduzir fadigas laterais na nacele. Ambos são dispostos são instalados em formato de "cruz" com relação ao centro da nacele, possuindo cotas verticais distintas (2m de diferença). Os principais parâmetros do TMDY são: massa mTy (kg); rigidez da mola kTy (N/m); amortecimento dTy (N·s/m); posição da massa yT (m) em relação ao eixo central da torre; orientação lateral-lateral (y); e parâmetros de limites de curso (batentes são inseridos através de mola e amortecedor adicionais, afetando as cargas e restrições). O modelo do TMDY é ilustrado na Figura 16.

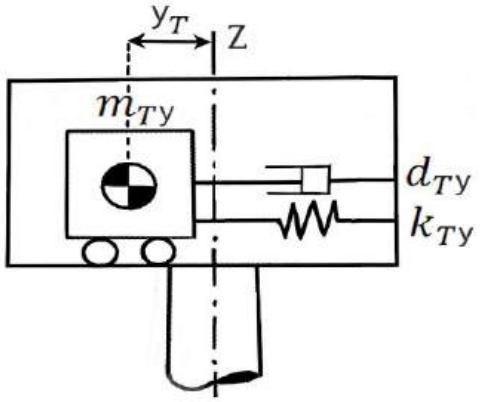


Figura 16 - Modelo do TMDY (Vista Frontal da Nacele).

Com relação aos graus de liberdades (DOFs) iniciais para o TMDY, têm-se: ângulo de guinada da plataforma, ângulo de flexão lateral da torre e distância de desvio do TMDY (y_T), este último relativo à posição de repouso absoluto da Barcaça e da torre lateralmente.

A Figura 17 apresenta os seis graus de liberdade (DoFs – *Degrees of Freedom*) da plataforma, que representam seus deslocamentos e rotações no espaço. Esses movimentos podem ser divididos em translações lineares e rotações angulares:

- ***Surge* (Deslocamento longitudinal)** – Movimento longitudinal, caracterizando o deslocamento da plataforma para frente e para trás devido à ação do vento e das ondas.
- ***Sway* (Deslocamento lateral)** – Movimento lateral, correspondendo ao deslocamento da plataforma para os lados, influenciado principalmente por correntes oceânicas e forças laterais do vento.
- ***Heave* (Deslocamento vertical)** – Movimento vertical, representando o sobe e desce da plataforma causado pela elevação e depressão das ondas.
- ***Pitch* (Inclinação longitudinal)** – Rotação em torno do *sway*, caracterizando a oscilação para frente e para trás da plataforma, geralmente associada à ação combinada de vento e ondas na direção longitudinal.
- ***Roll* (Inclinação lateral)** – Rotação em torno do *surge*, descrevendo a inclinação da plataforma para os lados, resultante do efeito das ondas e do desbalanceamento estrutural.
- ***Yaw* (Rotação em torno do eixo vertical)** – Rotação em torno do *heave*, indicando a mudança de direção da plataforma, frequentemente influenciada por ventos cruzados e forças de arrasto.

Esses movimentos são fundamentais para a análise da estabilidade da turbina eólica flutuante e para a implementação de estratégias de controle estrutural, como o uso de TMDs, para mitigar oscilações excessivas e melhorar a confiabilidade do sistema.

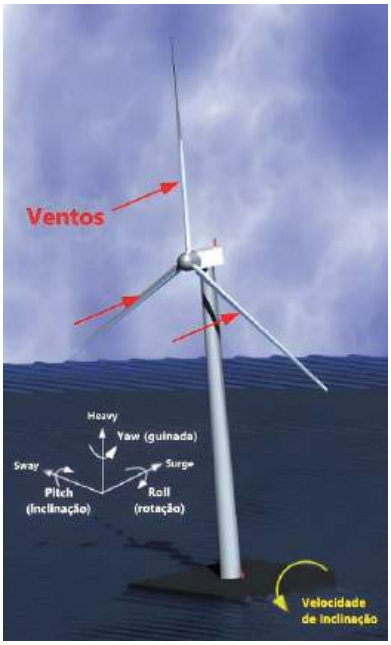


Figura 17 - Graus de Liberdade da Plataforma do Tipo Barcaça (Adaptada) [20].

3.1.4 Adição de Paradas: TMDX e TMDY

Os dois TMDs do sistema de controle estrutural passivo considerados neste trabalho, possuem adição de batentes ou limitações de curso devido ao espaço limitado da nacele, tornando a instalação viável e realista. Estes batentes são constituídos por uma mola adicional e um amortecedor extra que entram em ação quando a massa se desvia de uma determinada distância da posição de repouso [12]. As paradas do TMDX ou batentes são ilustrados na Figura 18. Os parâmetros das paradas incluem a distância de acionamento (XS), a rigidez da mola (kSx) e o coeficiente de amortecimento (dSx).

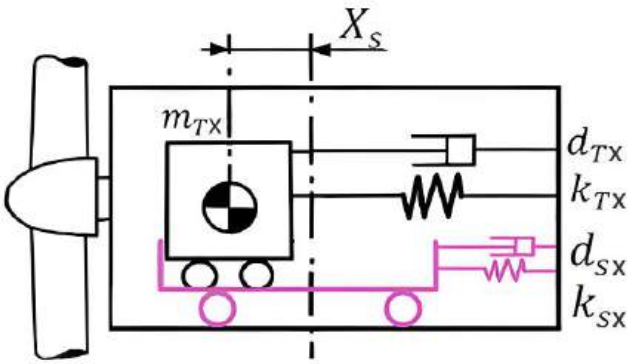


Figura 18 - Adição de Batentes no Sistema do TMDX (Adaptada) [8].

As paradas do TMDY ou batentes são ilustrados na Figura 19. Os parâmetros das paradas incluem a distância de acionamento (YS), a rigidez da mola (kSy) e o coeficiente de amortecimento (dSy).

Em resumo, este estudo sobre Sistema Eólico Offshore Flutuante propõe combinar uma turbina NREL de 5 MW com uma plataforma flutuante do tipo Barcaça, equipada com amortecedores de massa sintonizados (TMDs) estrategicamente posicionados na nacele para atenuar as cargas pendulares e reduzir a fadiga estrutural. Os TMDs foram projetados para operar com paradas limitadas de curso, adaptando-se ao espaço restrito da nacele, tendo seus parâmetros otimizados para enfrentar os desafios específicos de instabilidade estrutural em alto-mar.

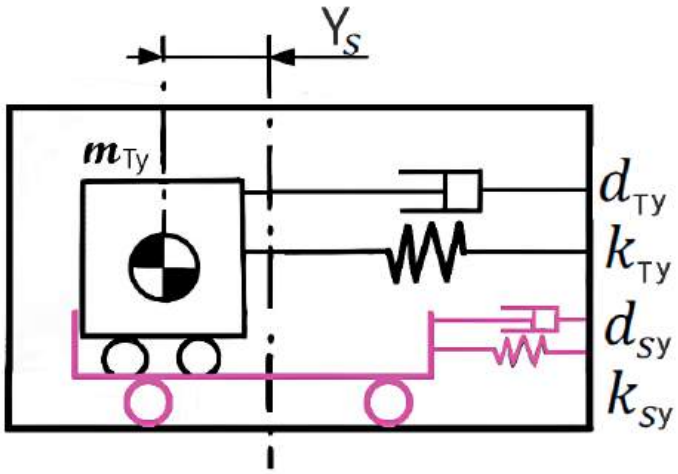


Figura 19 - Adição de Batentes no Sistema do TMDY (Vista Frontal da Nacele).

A próxima seção trata sobre o simulador de alta fidelidade - FAST, utilizado nos testes e nos ciclos de otimização do Algoritmo Genético, com o objetivo de ajustar as configurações dos TMDs no sistema de controle estrutural passivo proposto.

3.2 Simulador da Alta Fidelidade: FAST

Para estudar modelos de turbinas eólicas de forma eficaz, é essencial utilizar ferramentas de simulação que reproduzam seu comportamento com alta fidelidade. Nesse contexto, o Laborátorio de Energias Renováveis do EUA - NREL, disponibiliza o software FAST (*Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence*), um software de código aberto que integra modelos aerodinâmicos, hidrodinâmicos, de controle, sistemas elétricos servodinâmicos e dinâmicos estruturais elásticos. Essa ferramenta permite a simulação do comportamento aero-hidro-servo-elástico acoplado e não linear

de turbinas eólicas modernas no domínio do tempo. O FAST é modular e composto por diversas sub-rotinas (Figura 20), com as seguintes características principais [19]:

- As forças aerodinâmicas são calculadas pelo módulo AeroDyn, que utiliza a teoria do Momentum de Elementos de Pás (Blade Element Momentum - BEM). Esse módulo inclui cálculos detalhados que consideram perdas de indução axial e tangencial, além de efeitos de ponta e de soquete, utilizando os modelos de Prandtl e de perda dinâmica de Beddoes-Leishman;
- A dinâmica estrutural é modelada por meio de representações modais lineares das pás e da torre, considerados como corpos flexíveis com massa e rigidez distribuídas e modos predefinidos. Para as pás, são considerados dois graus de liberdade axiais (*flapwise*) e um transversal (*edgewise*), enquanto para a torre são modelados dois graus de liberdade frontal (frente-traz) e dois laterais (lateral-lateral);
- A hidrodinâmica é incorporada por meio da sub-rotina HydroDyn, que permite a análise de turbinas marítimas. Este módulo realiza cálculos de forças de restauração devido à flutuabilidade hidrostática e à área do plano d'água, resistência viscosa com base nas equações de Morison e contribuições de massa de água adicionadas e amortecimento de radiação de ondas, considerando também efeitos de superfície livre e excitações de ondas incidentes. Além disso, a sub-rotina é responsável pela simulação das forças do sistema de amarração.

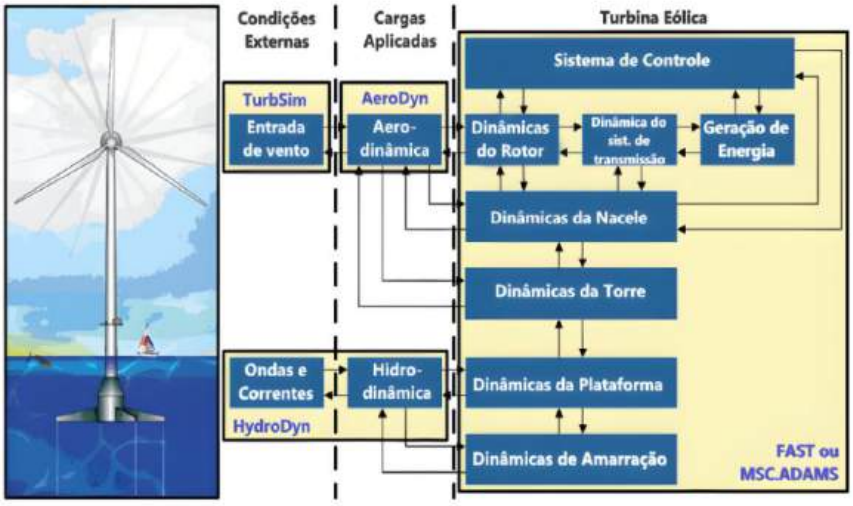


Figura 20 - Esquema dos Módulos FAST-SC (Adaptada) [20].

As equações de movimento do FAST são derivadas usando a dinâmica de Kane. Uma explicação detalhada dessa abordagem está além do escopo deste trabalho, mas pode ser encontrada em [59]. Informações específicas sobre o uso da dinâmica de Kane nas equações de movimento do FAST estão disponíveis nas referências [47, 60].

Um dos avanços mais significativos no estudo do controle estrutural em FOWTs foi a contribuição de [20] com o desenvolvimento da versão modificada do FAST, conhecida como FAST-SC (*Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence – Structural Control*). Essa versão projetada para estudos de controle estrutural em FOWTs, é abordada com mais detalhes na próxima seção.

3.2.1 Simulador FAST-SC: Versão Aprimorada

Essa versão aprimorada, chamada FAST-SC (*Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence – Structural Control*), permite a incorporação de controle estrutural passivo e ativo, possibilitando a instalação de dois TMDs na nacele da turbina ou na plataforma, com opções de configuração que incluem a posição, orientação de ação, presença de batentes, massa, e coeficientes de mola e amortecimento. Além disso, o FAST-SC oferece interface com o Simulink, viabilizando a implementação de métodos semiativos, híbridos e ativos [59].

Esse avanço se mostrou tão relevante que a maioria dos estudos subsequentes, tanto de seus criadores quanto de outros pesquisadores, utilizaram o FAST-SC como ferramenta central para a identificação e validação de métodos de controle estrutural [20]. Versões mais recentes, como o FAST v.8 e o OpenFAST, também foram desenvolvidas para este *software*, porém necessitam de mais memória, sendo mais complexas para parametrização e inclusão no *loop* de otimização. Por esses motivos, o FAST-SC foi escolhido como simulador para este estudo.

Neste *software*, dois TMDs independentes com um grau de liberdade cada, são incorporados, a força total na massa produzida pela mola e pelo amortecedor também tem uma força igual e oposta na nacele. A posição de cada TMD, assim como a posição neutra de cada mola, é definida em relação à linha central do topo da torre. Os efeitos rotacionais são ignorados e cada sistema TMD possui dois batentes que entram em ação quando a posição do TMD ultrapassa uma posição de parada definida pelo usuário [47].

Os TMDs oscilam na direção axial na nacele da turbina e as forças são geradas entre o TMD e a nacele. As equações de movimento dos TMDs são derivadas com base nas equações originais do FAST, considerando a posição, velocidade e aceleração dos TMDs, bem como as forças ativas, inércia, gravidade, forças de mola e de amortecimento. Essas equações, que têm a mesma forma geral do FAST, podem ser resolvidas usando a técnica de marcha temporal [20].

Para realizar as simulações com a turbina NREL Offshore de 5 MW montada na plataforma ITI Energy Barge, é importante considerar que essa turbina não utiliza o controlador de ângulo e torque das pás do gerador convencionalmente integrado nas versões padrão do FAST. Em vez disso, o controlador é implementado como uma Dynamic Link Library (DLL) no código GH Bladed, que inclui a lógica para o controle de torque do gerador em velocidade variável e o controle coletivo das pás. Para que o FAST-SC utilize essa biblioteca durante as simulações, é necessário compilá-la juntamente com um arquivo de interface (BladedDLLInterface.f90) que contenha o link apropriado para a DLL.

Foram utilizados dois computadores para a execução do Algoritmo Genético: um com processador Intel® Core™ i7-6700, 16 GB de RAM e outro com AMD A10, ambos com 1 TB de HD e Windows 10 PRO-64 bits. O software utilizado foi o FAST-SC versão 7.01, foi compilado com bibliotecas DLL de 32 bits compatíveis com o controlador NREL Offshore de 5 MW. Essa versão, obtida do repositório da Universidade de Massachusetts Amherst, passou por um teste de certificação para validar sua instalação e precisão dos resultados. O Apêndice A detalha o processo de instalação e execução do FAST-SC neste estudo.

3.3 Adição de Condições Adversas

A inclusão de condições adversas é uma etapa crucial deste estudo, pois, para encontrar a solução ideal de controle estrutural passivo com dois TMDs instalados na nacele de uma FOWT do tipo Barcaça, é necessário analisar e testar diferentes configurações sob as cargas pendulares às quais o sistema está sujeito em águas profundas [8].

Inicialmente, o sistema é submetido a uma condição de decaimento livre, onde apenas variações de inclinação, guinada e rotação da plataforma flutuante são consideradas, permitindo a análise e a identificação de TMDs que minimizem a deflexão da torre da turbina. Nessa fase, a entrada de vento é praticamente nula e as ondas não são consideradas.

Posteriormente, o sistema é submetido a condições adversas de ventos e ondas, seguindo as diretrizes da norma internacional IEC-61400 (2005). Para cada uma dessas condições, são determinadas as melhores parametrizações para o sistema de controle passivo, que é então analisado, testado e comparado com outras soluções

desenvolvidas em estudos e métodos alternativos. Detalhes mais abrangentes sobre essas condições e a metodologia aplicada são apresentados nas próximas seções.

3.3.1 Decaimento Livre (DL)

Neste trabalho, a primeira etapa de otimização do sistema de controle estrutural passivo, foi realizada sob efeito de queda ou Decaimento Livre (DL), ou seja, com angulações iniciais de inclinações (*pitch*), guinadas (*yaw*) e rotações (*roll*) na Barcaça e com ausência de perturbações (vento e ondas). Por esta razão, um fator crucial para encurtar as simulações foi a criação de um campo de vento de leitura rápida.

O TurbSim não permite a geração de campos de vento com velocidade zero, portanto os ventos foram gerados para uma velocidade constante de 0,1 m/s e uma malha de dimensões muito pequenas, 900 m^2 em vez dos 21.000 m^2 que seriam necessários para cobrir completamente o rotor. A Tabela 4 mostra os valores utilizados nos principais parâmetros do arquivo de entrada (*.inp) do TurbSim.

Tabela 4 - Principais Parâmetros de Entrada do TurbSim (Decaimento Livre).

Parâmetros de Entrada (TurbSim)	Valores
Semente Aleatória nº 1 / Semente Aleatória nº 2	124 / RANLUX
Arquivos BLADED FF de saída	True
Rotação no sentido horário ao olhar a favor do vento	True
Modelo de turbulência IEC para desvio padrão exato	0
Altura de cubo x Altura da grade x Largura da grade	90m x 30m x 30m
Dimensão vertical x horizontal da grade de pontos da matriz	43m x 43m
Velocidade média do vento na altura do cubo	0,100 m/s
Modelo espectral de componentes de vento flutuantes	NONE
Padrão IEC / Característica de turbulência / Tipo de turbulência	N/A

Após a correta parametrização e execução deste software, são obtidos 2 arquivos de saída: um sumário (*.sum) e um com dados de vento em formato binário (*.wnd) que devem ser carregados na pasta de dados (*WindData*) de vento do FAST-SC. Isso nos garante o correto funcionamento deste simulador. Com relação as ondas, para o caso de DL, foram feitas configurações dentro dos arquivos de entrada do FAST-SC para garantir que estas fossem nulas, tais como descrito na Tabela 5.

É importante destacar também os demais parâmetros, como as condições iniciais e graus de liberdades (Degrees of Freedom - DOFs) do sistema que precisam ser configurados corretamente no FAST para alcançar a condição de decaimento livre. Por isso, estes são indicados na Tabela 6.

Tabela 5 - Configuração de Parâmetros para Ondas Nulas no FAST-SC.

Parâmetros de Ondas (Nulas)	Valores
WtrDens - Densidade da água (kg/m³)	1025,0
WaveMod - Modelo cinemático de onda incidente	0,0
WaveTp - Período espectral de pico das ondas incidentes (seg)	0,0
WaveDir - Direção de propagação da onda incidente (graus)	0,0
WaveHs - Altura significativa da onda incidente (metros)	0,0

Com relação aos graus de liberdade (DOFs) do simulador FAST-SC, destacam-se outros que poderiam ser utilizados, mas que, para a condição de decaimento livre, permanecem desativados, ou seja, configurados como 'False'. O tempo total de cada simulação nessa condição foi de 100 segundos. Na próxima seção, são apresentados os principais parâmetros necessários para configurar o FAST-SC, permitindo a simulação de condições adversas envolvendo ventos turbulentos e ondas irregulares.

Tabela 6 - Configurações de Condições Iniciais e DOFs para DL no FAST-SC.

Condições Iniciais e DOFs	**Valores**
RotSpeed - Velocidade inicial ou fixa do rotor (rpm)	12,1
TmdXDsp - TmdX deslocamento inicial ou fixo (m)	1m
TmdYDsp - TmdY deslocamento inicial ou fixo (m)	1m
TwFADOF1 - Primeiro modo de flexão de torre frente-traz	True
TwSSDOF1 - Primeiro modo de flexão de torre lado a lado DOF	True
TmdXDOF - TmdX DOF	True
TmdYDOF - TmdY DOF	True
PtfmRoll – Deslocamento de rotação inicial da plataforma (graus)	5,0
PtfmPitch – Deslocamento de inclinação inicial da plataforma (graus)	5,0
PtfmYaw – Deslocamento de guinada inicial da plataforma (graus)	10,0

3.3.2 Condições Adversas: Ventos Turbulentos

Para analisar a dinâmica estrutural do FOWT sob a influência de vento turbulento, é essencial, primeiramente, estabelecer um campo de vento turbulento que represente flutuações tanto no tempo quanto no espaço. Esse processo utiliza o simulador estocástico de vento turbulento TurbSim, uma ferramenta que permite ao usuário selecionar um modelo de espectro de turbulência a partir de padrões predefinidos ou definir manualmente um espectro numérico personalizado. A partir dessas informações, o TurbSim gera um campo tridimensional de fluxo de vento, cujas flutuações são governadas pelo modelo espectral escolhido.

Conforme ilustrado na Figura 21, o campo de vento turbulento para este estudo é representado por uma malha retangular bidimensional fixa, com dimensões de 195 m (horizontal) x 195 m (vertical), sendo utilizado como ponto de referência a altura de 100

m. Esse campo de vento é discretizado em uma grade de 15×15 pontos, que representam nós distribuídos uniformemente.

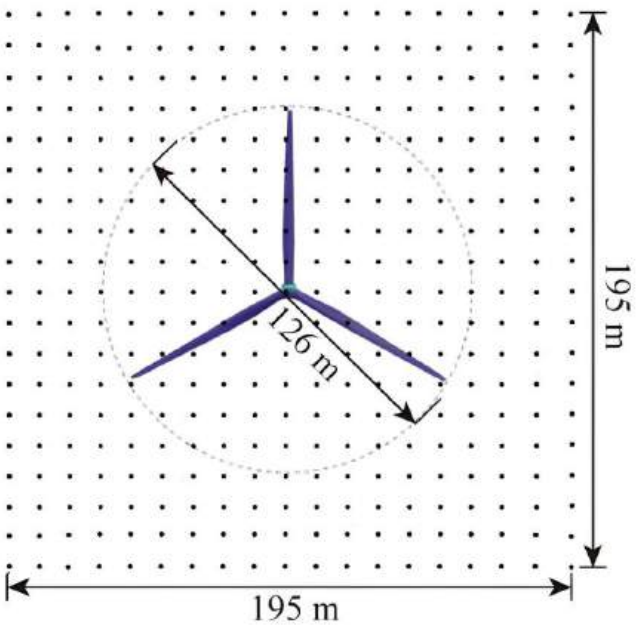


Figura 21 - Área de Campo de Vento Turbulento e Distribuição da Grade [29].

A coerência espacial e o cisalhamento do vento, conforme as especificações da norma IEC 61400 (2005) [63], são consideradas na geração do campo de vento. A distribuição de velocidades para cada nó da grade é calculada de acordo com espectro de turbulência escolhido. Essa abordagem permite reproduzir um campo de vento tridimensional realista, capturando variações importantes para a análise de carga e desempenho do FOWT sob condições adversas.

Para este estudo, foi escolhido o Espectro de Turbulência Kaimal (Kaimal *Spectrum*). Este espectro de turbulência é amplamente utilizado para representar as características da turbulência atmosférica em aplicações de engenharia e foi adotado como modelo padrão pela norma IEC 61400 (2005). Ele caracteriza a distribuição de energia em função da frequência para a componente longitudinal da velocidade do vento, assumindo uma dependência inversa com a frequência. No modelo Kaimal, a densidade espectral de potência decai com a frequência de forma mais suave, refletindo uma distribuição de energia que captura a variabilidade do vento em baixas e médias frequências. Essa característica torna o espectro Kaimal amplamente utilizado em estudos de turbinas eólicas, especialmente em condições normais de operação e para análises de cargas estruturais.

As simulações consideraram duas velocidades médias do vento: 10 m/s e 18 m/s. Essas velocidades foram selecionadas por estarem, respectivamente, abaixo e acima da velocidade nominal da turbina (11,4 m/s), além de valores próximos as estes serem amplamente utilizadas em estudos científicos similares [24] [28-29] [48] [64-66], o que as torna ideais para este trabalho.

Além disso, foram considerados dois perfis de vento para as simulações utilizadas no processo de otimização, descritos a seguir:

- **Perfil Eólico 1**: espectro de turbulência Kaimal com velocidade média do vento de 10 m/s;
- **Perfil Eólico 2**: espectro de turbulência Kaimal com velocidade média do vento de 18 m/s;

No simulador Turbsim, os demais parâmetros a serem configurados para esta condição de vento turbulento, seguem apresentados na Tabela 7. O perfil de vento foi definido com base na lei de potência, com um expoente de 0,025, correspondente a uma rugosidade da superfície de 0,01 m. Este parâmetro é crucial para representar a suavidade característica da superfície do oceano. O tempo total de simulação foi de 600 segundos, com uma resolução temporal de 0,05 segundos, permitindo captar flutuações detalhadas das componentes u (componente da velocidade em x), v (componente da velocidade em y) e w (componente da velocidade em z) do vento em todo o campo gerado. Esses parâmetros foram cuidadosamente ajustados para fornecer dados de entrada precisos e confiáveis para o simulador FAST-SC, garantindo a validação dos modelos propostos neste trabalho.

Tabela 7 - Principais Parâmetros de Entrada do TurbSim (Vento Turbulento).

Parâmetros de Entrada (TurbSim)	Valores
Semente Aleatória nº 1 / Semente Aleatória nº 2	123456789 /-123456789
Arquivos BLADED FF de saída	True
Rotação no sentido horário ao olhar a favor do vento	True
Modelo de turbulência IEC para desvio padrão exato	2
Altura de cubo x Altura da grade x Largura da grade	90m x 195m x 195m
Dimensão vertical x horizontal da grade de pontos da matriz	15 x 15
Velocidade média do vento na altura do cubo	10m/s e 18m/s
Comprimento da rugosidade da superfície	0,01 m
Modelo espectral de componentes de vento flutuantes	IECKAI
Padrão IEC / Característica de turbulência / Tipo de turbulência	1 / 5.0 / NTM
Tipo de perfil de vento	PL
Expoente da lei de potência	0,025

No simulador de dados de vento, TurbSim, a sigla IECKAI refere-se ao espectro de turbulência Kaimal. A partir disso os arquivos de vento são gerados e inseridos na

pasta *WindData* do FAST-SC. A seguir, a Tabela 8 mostra as condições iniciais e graus de liberdades (*Degrees of Freedom* - DOFs) do sistema para condição de vento turbulento. Os parâmetros de entrada do FAST-SC foram configurados cuidadosamente para representar as condições e características do sistema estudado. Entre os principais parâmetros, destaca-se o controle da simulação, onde o tempo total de simulação (TMax) foi configurado para 600 segundos, garantindo uma análise completa dos efeitos dinâmicos, enquanto o passo de integração (DT) foi ajustado para 0,0125 segundos, permitindo maior precisão nos cálculos numéricos do modelo acoplado aero-hidro-elástico. Além disso, o número de pás foi configurado como 3, consistente com o modelo da turbina NREL 5 MW.

Tabela 8 - Configurações para Vento Turbulento no FAST-SC.

Condições Iniciais e DOFs	Valores
RotSpeed - Velocidade inicial ou fixa do rotor (rpm)	12,1
Tmax – tempo total de simulação (s)	600
TmdXDsp - TmdX deslocamento inicial ou fixo (m)	1m
TmdYDsp - TmdY deslocamento inicial ou fixo (m)	1m
TwFADOF1 - Primeiro modo de flexão de torre frente-traz	True
TwFADOF2 - Segundo modo de flexão de torre frente-traz	True
EdgeDOF - Primeiro modo de flexão das pás na direção edgewise	True
DrTrDOF - Grau de liberdade de flexibilidade rotacional da transmissão	True
GenDOF - Grau de liberdade do gerador	True
YawDOF - Grau de liberdade de guinada	True
TwSSDOF1 - Primeiro modo de flexão de torre lado a lado	True
TwSSDOF2 - Segundo modo de flexão da torre na direção lado a lado	True
CompAero - Calcular forças aerodinâmicas	True
CompAero - Calcular forças aerodinâmicas	True
TmdXDOF - TmdX DOF	True
TmdYDOF - TmdY DOF	True
PtfmSgDOF - DOF de translação horizontal de avanço da plataforma	True
PtfmSwDOF - DOF de translação horizontal de oscilação lateral da plataforma	True
PtfmHvDOF – DOF de translação vertical (heave) da plataforma	True
PtfmRDOF - DOF para a rotação de inclinação (roll) da plataforma	True
PtfmPDOF - DOF para a rotação de inclinação (pitch) da plataforma	True
PtfmYDOF - DOF para a rotação de guinada (yaw) da plataforma	True

No que diz respeito ao controle da turbina, todas as formas de controle ativo, como o de passo (*pitch*) e de velocidade variável (*variable-speed*), foram desativadas, permitindo que o modelo representasse exclusivamente as dinâmicas passivas e o impacto dos TMDs no sistema. A posição inicial das pás foi definida com um ângulo de pitch de 14 graus, enquanto a velocidade inicial do rotor foi configurada em 12,1 rpm. Esses valores foram escolhidos para refletir condições operacionais típicas da turbina em um cenário offshore. Além disso, todos os graus de liberdade (DOFs) do simulador foram habilitados para incluir os modos de vibração, como os modos de flexão das pás

(*flapwise e edgewise*), os modos de flexão da torre (*fore-aft e side-to-side*), e os movimentos da plataforma flutuante (*surge, sway, heave, roll, pitch e yaw*). Também foram ativados os DOFs associados aos TMDs (TmdX e TmdY), permitindo a análise detalhada da interação entre esses dispositivos e a estrutura da turbina.

Os parâmetros relacionados à configuração inicial da turbina, como altura do rotor, deslocamentos iniciais da torre e da plataforma, bem como as propriedades geométricas e de massa dos componentes, como nacele, rotor e plataforma, foram ajustados de acordo com as especificações do modelo NREL-5 MW montado sobre a plataforma do tipo Barcaça. Esses ajustes garantem que a simulação reflita com precisão as condições físicas do sistema, fornecendo dados consistentes para análise e validação das soluções de controle estrutural propostas. A próxima seção detalha as condições adversas de ondas irregulares, configuradas simultaneamente com os ventos turbulentos no simulador FAST-SC.

3.3.3 Condições Adversas: Ondas Irregulares

As ondas irregulares desempenham um papel fundamental no estudo da dinâmica estrutural de Turbinas Eólicas Offshore Flutuantes (FOWTs), pois representam as condições reais do ambiente marítimo. Essas ondas são caracterizadas por variações temporais e espaciais que geram cargas complexas na estrutura, influenciando diretamente sua estabilidade e durabilidade. Analisar a resposta estrutural sob essas condições é essencial para projetar sistemas capazes de mitigar os esforços impostos por ondas intensas e frequências variadas.

Para modelar ondas irregulares, são utilizados espectros de energia que descrevem a distribuição de energia em função da frequência. Entre os espectros mais comuns estão o Pierson-Moskowitz (PM), JONSWAP e Brinell. Neste estudo, adotou-se o espectro Pierson-Moskowitz (PM), configurado no simulador FAST-SC com o parâmetro WaveMod = 2 e WavePkShp = 1.0, em conformidade com as diretrizes da norma IEC 61400-3. Este espectro estabelece uma relação empírica entre a densidade de energia e a frequência das ondas, permitindo gerar históricos temporais de ondas irregulares por meio da superposição de componentes harmônicas [29].

A configuração das ondas irregulares no simulador incluiu parâmetros essenciais que influenciam diretamente a interação entre o sistema offshore flutuante e o ambiente marítimo (Tabela 9). A densidade da água (WtrDens) foi definida como 1025 kg/m³, enquanto a profundidade do local (WtrDpth) foi configurada para 150 metros,

representando condições típicas de águas profundas. Além disso, foram adotados valores de altura significativa das ondas (WaveHs = 5.0 m) e período espectral de pico (WaveTp = 12.4 s), baseados no trabalho de [29], garantindo que as condições simuladas fossem comparáveis a estudos semelhantes.

Tabela 9 - Configuração de Parâmetros para Ondas Irregulares no FAST-SC.

Parâmetros de Ondas	**Valores**
WtrDens - Densidade da água (kg/m³)	1025,0
WtrDpth - Profundidade da água (metros)	150,0
WaveMod - Modelo cinemático de onda incidente	2
WaveTp - Período espectral de pico das ondas incidentes (seg)	12,4
WaveTMax - Tempo de análise p/ cálculos das ondas incidentes (seg)	3630,0
WaveDT - Passo de tempo p/ os cálculos das ondas incidentes (seg)	0,25
WaveHs - Altura significativa da onda incidente (metros)	5,0
WavePkShp - Forma de pico do espectro das ondas incidentes	1,0
WaveDir - Direção de propagação das ondas incidentes (graus)	0,0
WaveSeed(1) - Primeiro valor aleatório inicial para as ondas	123456789
WaveSeed(2) - Segundo valor aleatório inicial para as ondas	1011121314

Outros parâmetros importantes incluem o passo de tempo para os cálculos de ondas (WaveDT = 0.25 s), que define a resolução temporal da simulação, e o tempo total de análise (WaveTMax = 3630 s), garantindo que as condições adversas sejam simuladas por um período suficiente para capturar as respostas dinâmicas da estrutura. A direção de propagação das ondas (WaveDir = 0.0°) foi mantida constante para simplificar a análise. Para garantir a aleatoriedade e a consistência das simulações, foram utilizadas sementes aleatórias iniciais (WaveSeed(1) = 123456789 e WaveSeed(2) = 1011121314). Esses parâmetros foram cuidadosamente ajustados para fornecer uma representação precisa das condições de ondas irregulares, essenciais para avaliar a eficácia do sistema de controle passivo com TMDs instalado na nacele da turbina.

No simulador FAST-SC, essas configurações de ondas foram especificadas na seção "WAVES" do arquivo de definição da plataforma. A inclusão de ondas irregulares permitiu analisar o comportamento acoplado entre a turbina e a plataforma flutuante, considerando tanto os movimentos induzidos pelas ondas quanto os ventos turbulentos. Esse enfoque integrado foi essencial para validar o desempenho do sistema de controle passivo com TMDs instalado na nacele, avaliando sua eficácia na mitigação de deflexões e fadigas estruturais.

Ao longo das simulações, foi possível observar como as ondas irregulares, em conjunto com ventos turbulentos, geram cargas pendulares significativas na estrutura.

Com as condições adversas estabelecidas, a próxima etapa deste estudo é a otimização dos parâmetros dos TMDs, utilizando um Algoritmo Genético para maximizar a eficácia do controle estrutural passivo, conforme detalhado na próxima seção.

3.4 Parametrização do Algoritmo Genético (AG)

Os algoritmos genéticos (AGs) são amplamente utilizados para otimização em engenharia, especialmente em sistemas complexos como turbinas eólicas offshore flutuantes. Neste estudo, o AG foi empregado para otimizar os parâmetros dos amortecedores de massa sintonizados (TMDs) instalados na nacele da FOWT tipo Barcaça, visando reduzir cargas dinâmicas e fadiga estrutural causadas por vento turbulento e ondas irregulares.

A implementação foi realizada no MATLAB, utilizando a função ‘ga’ do ‘Global Optimization Toolbox’, que possibilita a definição de funções de avaliação personalizadas, restrições e execução em paralelo para otimização do tempo computacional. Dois códigos distintos foram desenvolvidos: um AG sequencial para simulações em decaimento livre e um AG paralelo para condições adversas, aproveitando múltiplos núcleos para reduzir o tempo de simulação e viabilizar análises mais detalhadas.

As próximas subseções detalham essas abordagens, explicando a configuração do AG para cada cenário e destacando os benefícios do processamento paralelo na otimização dos TMDs e na eficiência computacional do estudo.

3.4.1 Parametrização do AG para Decaimento Livre

A aplicação do Algoritmo Genético (AG) na otimização dos TMDs visou minimizar deflexões e cargas pendulares na estrutura sob Decaimento Livre (DL), um cenário inicial com inclinações na barcaça e ausência de vento e ondas, permitindo avaliar isoladamente o impacto dos TMDs.

A Figura 22 mostra o fluxograma do AG para DL, detalhando desde a inicialização da população até a convergência da solução. O diagrama evidencia as etapas principais, incluindo seleção, cruzamento e mutação, demonstrando o processo iterativo de otimização. Essa abordagem permitiu a identificação dos melhores parâmetros dos TMDs, garantindo um desempenho estrutural aprimorado da turbina.

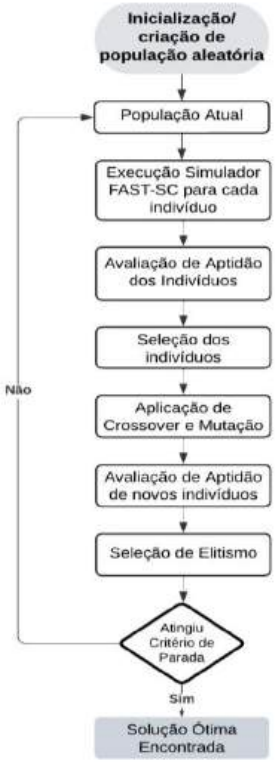


Figura 22 - Fluxograma do Algoritmo Genético para DL.

O Algoritmo 2 apresenta, de forma detalhada, a lógica de funcionamento do algoritmo genético utilizado neste estudo para otimização de parâmetros dos TMDs sob condições de decaimento livre. Este pseudocódigo descreve como todas as etapas principais do processo de otimização foram concatenadas, desde a inicialização das populações até a seleção, cruzamento, mutação e avaliação dos indivíduos ao longo das gerações. Essa abordagem foi essencial para explorar de forma eficiente o espaço de busca e identificar configurações que proporcionem a melhor resposta dinâmica do sistema. Além disso, o uso do simulador FAST-SC no ciclo de avaliação confere maior precisão e robustez aos resultados obtidos, alinhando-se ao objetivo de alcançar configurações otimizadas e confiáveis para os TMDs.

A parametrização do Algoritmo Genético (AG) foi realizada por meio da função ga do MATLAB (Global Optimization Toolbox), definindo parâmetros como tamanho da população, taxa de cruzamento, taxa de mutação adaptável e número máximo de gerações. Técnicas específicas foram empregadas para otimizar a seleção, cruzamento e mutação. A seleção por roleta foi utilizada, atribuindo maior probabilidade aos indivíduos com melhor desempenho na função de avaliação. O crossover disperso foi adotado para preservar a diversidade genética, permitindo que cada gene seja herdado

aleatoriamente de um dos pais. Já a mutação ajusta os valores dos genes respeitando as restrições do problema, garantindo soluções viáveis e controladas.

Algoritmo 2: Pseudocódigo do AG para Decaimento Livre

```
1: procedimento ga_decaimento_Livre (critério_Parada, FAST-SC)
2:    geração = 0
3:     inicializar população aleatória (população_0) com limites superiores e inferiores definidos
4:    avaliar aptidão inicial (população_0) executando simulador FAST-SC
5:    enquanto geração ≤ critério_Parada faça
6:       selecionar indivíduos por aptidão da população[geração]
7:       aplicar operadores genéticos:
8:            realizar crossover nos indivíduos selecionados
9:            aplicar mutação nos novos indivíduos gerados
10:      gerar nova população (população[geração+1])
11:      avaliar aptidão dos indivíduos de população[geração+1]
12:           executar o simulador FAST-SC
13:           calcular função de avaliação dos indivíduos
14:           seleciona elitismo
15:      atualizar melhor solução encontrada (indivíduo_ótimo)
16:      geração = geração + 1
17:   fim do enquanto
18: retornar indivíduo_ótimo como melhor solução
19: fim do procedimento
```

Algoritmo 2 - Procedimento Básico de AG para Decaimento Livre.

Cada indivíduo da população representa uma solução para os TMDs, sendo composto por 14 variáveis: 7 para o TMDX (frente-trás) e 7 para o TMDY (lateral-lateral). Esses parâmetros incluem massa, rigidez das molas, amortecimento, posições de parada e características das molas de limite, influenciando diretamente a absorção de energia vibratória e a mitigação das oscilações da turbina. A correta parametrização dessas variáveis é crucial para maximizar a redução das vibrações e minimizar os esforços estruturais na torre e na plataforma.

A função de avaliação (fa), utilizada para determinar a aptidão de cada indivíduo, baseou-se nos deslocamentos da torre nos eixos x (Dtx) e y (Dty). Devido à maior fadiga estrutural ocorrer no eixo x, foi aplicada uma média ponderada entre os deslocamentos, atribuindo maior peso ao eixo frontal-traseiro. A Equação 1 utilizada para o cálculo da função de aptidão foi a seguinte:

$$fa = \frac{\sigma(Dtx) \times 9 + \sigma(Dty)}{10} \quad (1)$$

A proporção utilizada para a ponderação dos desvios padrão na função de avaliação foi baseada no fato de que as cargas atuantes na direção frente-ré são aproximadamente três vezes maiores do que na direção lateral-lateral, conforme indicado em [48]. No entanto, para definir os pesos na média ponderada, foram

realizados testes empíricos no Algoritmo Genético (AG), variando essa relação. Os melhores resultados foram obtidos ao considerar um peso de 9 vezes para o desvio padrão da deflexão frente-ré e 1 vez para o desvio padrão da deflexão lateral. Essa configuração maximizou a eficiência da otimização, garantindo uma mitigação mais eficaz das oscilações estruturais.

A Tabela 10 apresenta os limites superiores e inferiores estabelecidos para cada uma dessas variáveis, definidos com base em estudos anteriores [8, 29] e nas restrições estruturais da FOWT, assegurando que as soluções encontradas sejam viáveis tanto do ponto de vista mecânico quanto operacional.

Tabela 10 - Limites Inferiores e Superiores dos Parâmetros Otimizados.

Parâmetros TMDs X e Y	Limite Inferior	Limite Superior
TmdXMass (massa)	18.10^3 kg	42.10^3 kg
TmdYMass (massa)	8.10^3 kg	12.10^3 kg
TmdXSpr, TmdYSpr (rigidez mola)	10^3 N/m	10^5 N/m
TmdXDamp, TmdYDamp (amortecimento)	10^3 N.s/m	2.10^4 N.s/m
TmdXDwSp (posição de parada – eixo positivo)	7,5 m	8,3 m
TmdXDwSp (posição de parada – eixo negativo)	-8,3 m	-7,5 m
TmdYDwSp (posição de parada)	1,5 m	2,3 m
TmdYDwSp (posição de parada – eixo negativo)	-2,3 m	-1.5 m
TmdXSSpr, TmdYSSpr (mola de parada)	10^4 N/m	10^6 N/m
TmdXSDamp, TmdYSDamp (amortecimento de parada)	10^4 N.s/m	10^6 N.s/m

A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta os principais p arâmetros do Algoritmo Genético (AG) para a condição de Decaimento Livre (DL). Foram realizados seis experimentos, variando o número de gerações, tamanho da população e elitização, com o objetivo de avaliar seu impacto na otimização dos TMDs. Os primeiros experimentos usaram populações reduzidas (15 indivíduos) e até 30 gerações, com taxas de *crossover* entre 60% e 75% e mutação fixa em 30%, garantindo diversidade genética e equilíbrio entre exploração e convergência. Para este projeto, considera-se experimento cada execução do Algoritmo Genético (AG) com configurações distintas de parâmetros. Já o termo processamento (Proces.) refere-se às diferentes execuções do AG dentro de um mesmo experimento.

Nos experimentos com maior número de indivíduos e gerações, como o experimento 5 (50 indivíduos e 50 gerações), houve um aumento no número de indivíduos preservados por elitismo para 5, favorecendo a convergência para soluções

refinadas. Já o experimento 6, com 20 indivíduos e 30 gerações, buscou um equilíbrio entre diversidade e tempo de processamento. No total, foram realizadas 20 execuções do AG, demonstrando sua eficiência na redução de fadiga estrutural e servindo de base para otimizações em condições mais complexas de ventos turbulentos e ondas irregulares.

Tabela 11 - Principais Parâmetros dos Experimentos do AG para DL.

Experimento	Proces.	População	Gerações	Crossover	Mutação	Elitismo
1	4	15	15	75%	30%	3
2	4	15	30	70%	30%	2
3	4	15	30	70%	30%	3
4	2	15	30	70%	30%	3
5	4	50	50	70%	30%	5
6	2	20	30	65%	30%	3

Os quatro melhores processamentos e seus respectivos desempenhos serão analisados na próxima seção, incluindo um gráfico comparativo da evolução dos melhores indivíduos, permitindo uma avaliação detalhada da convergência e eficiência do AG.

3.4.2 Parametrização do AG para Condições Adversas

As condições adversas de ventos turbulentos e ondas irregulares representam um desafio significativo para turbinas eólicas offshore flutuantes do tipo Barcaça. Para mitigar esses impactos, este estudo empregou um Algoritmo Genético (AG) paralelo para otimizar os parâmetros dos TMDs instalados na nacele da turbina. A execução paralela reduziu significativamente o tempo de simulação no FAST-SC, permitindo avaliar um maior número de indivíduos e iterações sob essas condições complexas.

Os perfis de vento turbulento foram gerados no TurbSim, seguindo o modelo espectral de Kaimal e o modelo IEC *Normal Turbulence Model* (NTM), conforme a IEC 61400-3 (2005), considerando velocidades médias de 10 m/s (abaixo da velocidade nominal) e 18 m/s (acima da velocidade nominal). Para as ondas, adotou-se o espectro Pierson-Moskowitz, amplamente utilizado para modelar condições marítimas, com altura significativa de 5 m e período de pico de 12,4 s, alinhado com estudos da literatura [29]. Essas configurações foram implementadas no FAST-SC para avaliar o desempenho dos TMDs otimizados sob cargas dinâmicas severas.

A implementação do AG paralelo utilizou os recursos de computação paralela do MATLAB, distribuindo as operações entre múltiplos núcleos do processador. Isso possibilitou a redução expressiva do tempo de processamento, uma vez que cada indivíduo avaliado passa por uma simulação completa no FAST-SC, exigindo alto poder computacional. A Figura 23 apresenta o fluxograma do AG paralelo desenvolvido nesta dissertação.

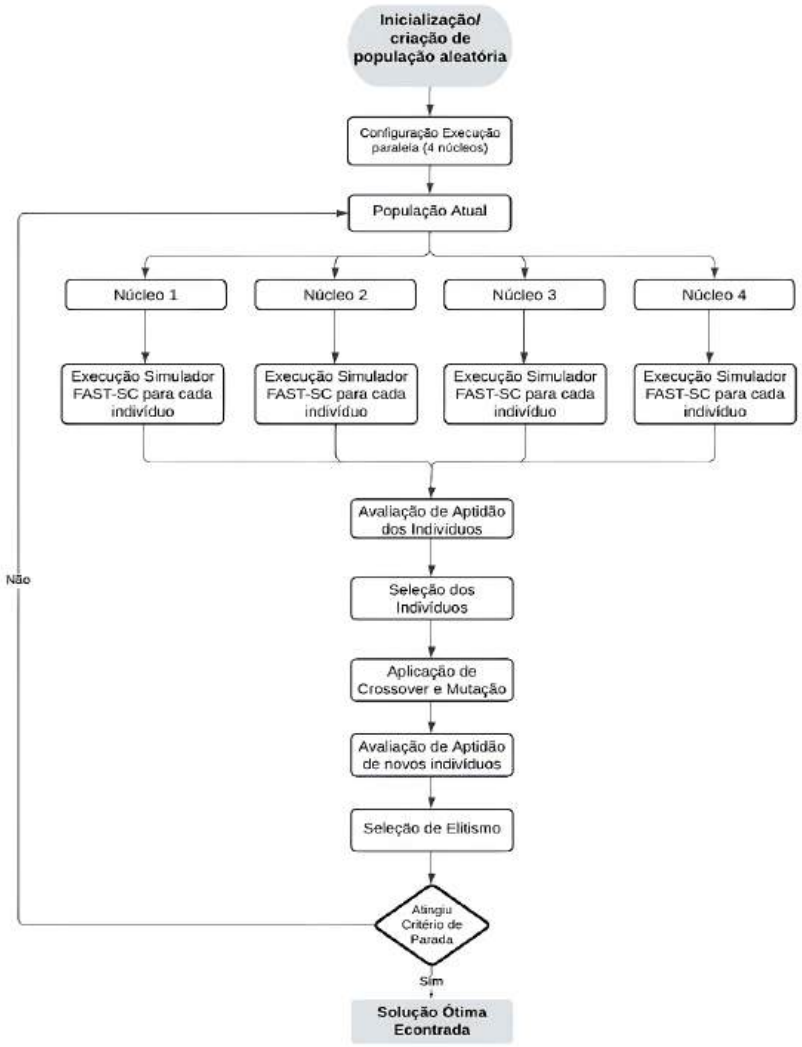


Figura 23 - Fluxograma do Algoritmo Genético para Condições Adversas.

Neste trabalho, o AG paralelo foi configurado para utilizar 4 núcleos do processador, maximizando a eficiência do processamento. A divisão das tarefas é feita automaticamente pelo MATLAB por meio da biblioteca *Parallel Computing Toolbox*, que distribui os cálculos dos indivíduos em diferentes núcleos. Cada núcleo processa uma simulação do FAST-SC simultaneamente, permitindo que uma população de indivíduos seja avaliada em paralelo. Essa implementação foi crucial para viabilizar a análise de

condições adversas envolvendo ventos turbulentos e ondas irregulares, que exigem simulações prolongadas (600s) e de alta fidelidade, conforme mostra o pseudocódigo do Algoritmo 3. Com essa abordagem, foi possível otimizar os parâmetros dos TMDs de forma eficiente, garantindo resultados dentro de um tempo viável para todas as simulações dos Algoritmos Genéticos.

Algoritmo 3: Pseudocódigo de GA para Condições Adversas

```
1: procedimento ga_paralelo_condições_Adversas (critério_Parada, FAST-SC, núcleos)
2:    geração = 0
3:   inicializar população aleatória (população_0) com limites superiores e inferiores definidos
4:    inicializar paralelismo utilizando núcleos disponíveis
5:    avaliar aptidão inicial (população_0) executando o simulador FAST-SC em paralelo
6:    enquanto geração ≤ critério_Parada faça
7:       selecionar indivíduos por aptidão da população[geração]
8:       aplicar operadores genéticos:
9:           realizar crossover nos indivíduos selecionados
10:          aplicar mutação nos novos indivíduos gerados
11:      gerar nova população (população[geração+1])
12:      avaliar aptidão dos indivíduos de população[geração+1] em paralelo:
13:          executar o simulador FAST-SC em paralelo nos indivíduos
14:          calcular função de avaliação dos indivíduos
14:          seleciona elitismo
15:      atualizar melhor solução encontrada (indivíduo_ótimo)
16:      geração = geração + 1
17:   fim do enquanto
18: finalizar paralelismo
19: retornar indivíduo_ótimo como melhor solução
20: fim do procedimento
```

Algoritmo 3 - Procedimento Básico de AG para Decaimento Livre.

A Tabela 12 apresenta os experimentos realizados que obtiveram os melhores resultados para o Algoritmo Genético (AG) paralelo, detalhando as configurações adotadas para cada caso. Os experimentos foram conduzidos considerando diferentes populações (Pop.), número de gerações (Ger.), taxas de *crossover* e mutação, além do nível de elitismo, visando a otimização dos *Tuned Mass Dampers* (TMDs) instalados na nacele da Floating Offshore Wind Turbine (FOWT).

Foram distribuídos entre os dois Perfis Eólicos analisados (Perfil 1: 10 m/s e Perfil 2: 18 m/s) e dois limites superiores de massa (LS) dos TMDs: 22 toneladas e 42 toneladas. Para cada combinação de parâmetros, foram realizados entre um e dois processamentos (Proces.) para garantir a consistência dos resultados e explorar diferentes soluções no espaço de busca. As taxas de crossover (70% ou 75%) e mutação (30%) foram mantidas dentro de faixas otimizadas, enquanto o número de

indivíduos preservados por elitismo variou entre 3 e 4, assegurando um equilíbrio entre exploração e convergência do AG.

Foram realizados24 experimentos, com 40 processamentos (execuções do AG) no total, para AG paralelo aplicados ao Perfil Eólico 1 (vento médio de 10 m/s com turbulência Kaimal) e ao Perfil Eólico 2 (vento médio de 18 m/s com turbulência Kaimal), variando população, gerações e limite de massa (LS) dos TMDs. Os experimentos 1, 7, 13 e 19, com populações reduzidas (12 indivíduos, 12 gerações), foram usados para testes preliminares. À medida que população e gerações aumentam nos experimentos seguintes, a otimização se torna mais refinada, atingindo seu nível máximo nos experimentos 6, 12, 18 e 24 (50 indivíduos, 50 gerações), permitindo maior exploração do espaço de busca. A Tabela B.1 (Apêndice B) mostra todos os experimentos e seus respectivos parâmetros.

Tabela 12 – Melhores Experimentos do AG Paralelo.

Exp.	Proces.	Pop.	Ger.	Crossover	Mutação	Elitismo	Perfil	LS(Massa)
3	2	30	30	70%	30%	3	1	22
5	2	40	40	70%	30%	4	1	22
10	1	30	30	75%	30%	3	1	42
11	2	40	40	70%	30%	4	1	42
15	2	30	30	70%	30%	3	2	22
17	2	40	40	70%	30%	4	2	22
22	1	30	30	75%	30%	3	2	42
23	2	40	40	70%	30%	4	2	42

Metade dos experimentos utilizou LS(massa) de 22 toneladas, enquanto a outra metade testou 42 toneladas, possibilitando uma comparação entre diferentes capacidades inerciais. A taxa de crossover variou entre 65%, 70% e 75%, enquanto a taxa de mutação foi fixada em 30%, garantindo equilíbrio entre diversidade e convergência. Já a elitização variou de 2 a 5 indivíduos, preservando soluções promissoras conforme a complexidade dos experimentos aumentava. Essa abordagem permitiu avaliar o impacto da parametrização do AG e das restrições físicas dos TMDs na obtenção de soluções otimizadas para o controle estrutural da FOWT.

Além disso, ambos os perfis de vento foram aplicados em conjunto com cargas de ondas turbulentas (seção 3.3.3). A função de avaliação permaneceu inalterada, baseada no desvio padrão dos deslocamentos da torre nos eixos x e y, garantindo a comparabilidade dos resultados entre os experimentos. A utilização do AG em diferentes cenários reafirma sua robustez na otimização estrutural da FOWT, permitindo encontrar soluções eficazes para redução de vibrações em condições adversas.

No próximo capítulo, são apresentados os três melhores processamentos para cada Perfil Eólico, junto a um gráfico comparativo da evolução das soluções, destacando a convergência e eficiência do AG na otimização dos TMDs.

4 Resultados e Discussões

Este capítulo apresenta os resultados das simulações, analisando dois cenários distintos: decaimento livre e condições adversas, com diferentes perfis de vento turbulento e ondas irregulares. Comparações entre o sistema sem TMDs e com TMDs otimizados por outros métodos descritos na literatura são realizadas, seguidas de uma discussão sobre o desempenho dos TMDs em diferentes condições ambientais.

4.1 Resultados Obtidos para Decaimento Livre

Esta seção apresenta os resultados em condições de decaimento livre, avaliando a eficácia dos TMDs na redução das deflexões da torre e dos movimentos da plataforma. Esse cenário simplificado, com influência mínima de ventos e ondas, permite uma análise mais controlada e objetiva da resposta do sistema.

Foram realizados seis experimentos do Algoritmo Genético (AG), totalizando 20 processamentos para otimizar os parâmetros dos TMDX e TMDY. A otimização foi baseada em [8] e refinada empiricamente. A Tabela 13 apresenta os quatro melhores resultados, com destaque para os dois mais eficazes, ambos pertencentes ao Experimento 5, que utilizaram 50 indivíduos e 50 gerações. O melhor desempenho foi alcançado na 17ª geração, com uma função de avaliação (*fa*) de 0,2625. Em contrapartida, experimentos com populações menores (15 indivíduos e 30 gerações) apresentaram desempenho inferior, ressaltando a importância de uma busca mais abrangente no espaço de soluções para obter melhores resultados.

Tabela 13 - Principais Parâmetros de Evolução do AG.

Parâmetros	Experimentos			
Nº do experimento	5	5	2	3
População	50	50	15	15
Nº Gerações (Máx.)	50	50	30	30
Taxa Crossover	0.70	0.70	0.70	0.70
Taxa Mutação	0.30	0.30	0.30	0.30
Elitização	5	5	2	3
Critério de Parada	10^{-6}	10^{-6}	10^{-6}	10^{-6}
Melhor Indivíduo ($\boldsymbol{fa}$)	0,2625	0,2714	0,2731	0,2781

O impacto dos parâmetros do AG ficou evidente na elitização e nas taxas de crossover e mutação. Os melhores resultados foram obtidos com crossover de 70% e mutação de 30%, garantindo equilíbrio entre exploração e convergência. Além disso, a elitização de 5 indivíduos favoreceu a retenção de soluções de alto desempenho, enquanto valores menores (2 ou 3) nos demais experimentos podem ter limitado a eficiência da otimização. Esses resultados demonstram a importância de preservar indivíduos promissores para garantir uma solução estrutural mais robusta.

Ao comparar a Tabela 11 e a Tabela 13, percebe-se que o desempenho do AG é sensível às configurações de tamanho de população e número de gerações. Configurações robustas, com maior número de indivíduos em suas populações, permitiram alcançar melhores soluções, reforçando a importância de ajustes criteriosos dos parâmetros em sistemas complexos. A Figura 24 ilustra a evolução do AG, apresentando os melhores indivíduos por geração. Essa análise destaca a adaptabilidade do AG e sua eficácia em encontrar soluções otimizadas em problemas multidimensionais.

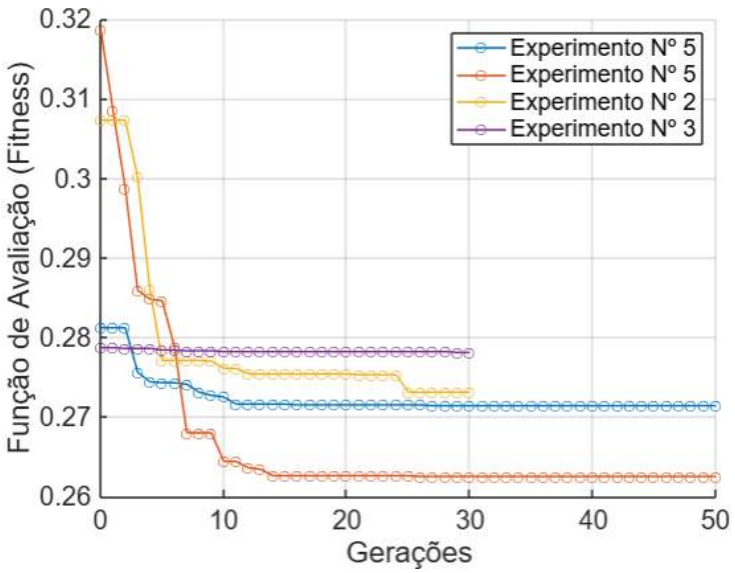


Figura 24 - Evolução dos Melhores Indivíduos por Geração nos Experimentos do AG (DL).

A análise dos gráficos individuais revela a evolução do melhor indivíduo ao longo das gerações. No Experimento 5 (50 indivíduos e 50 gerações), observa-se uma convergência mais lenta, reflexo da maior exploração do espaço de busca. Em contrapartida, nos Experimentos 2 e 3 (15 indivíduos e 30 gerações), a convergência ocorre mais rapidamente, mas com valores finais de fitness maiores, indicando menor refinamento das soluções.

O melhor indivíduo foi alcançado no Experimento Nº 5 (gráfico vermelho), com um valor de função de avaliação (fa) de 0,262508, como mostrado na Figura 25. A curva de melhor avaliação por geração (em vermelho) do AG demonstra convergência a partir da 17ª geração, comprovando a eficiência do método em otimizar variáveis interdependentes de maneira eficaz. Esse desempenho é crucial para sistemas complexos, como turbinas eólicas flutuantes, onde interações entre parâmetros estruturais exigem soluções robustas e altamente otimizadas.

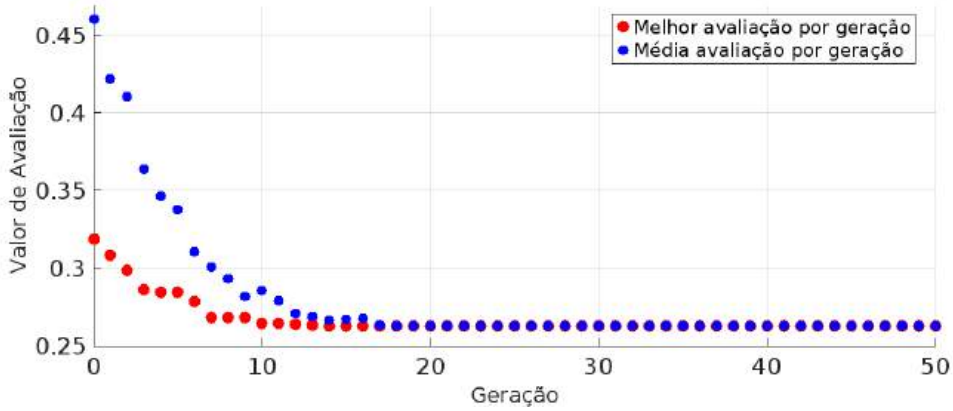


Figura 25 - Gerações Versus Função de Avaliação (DL).

A Figura 25 ilustra o comportamento típico do Algoritmo Genético (AG), evidenciando oscilações na média de avaliação e padrões de convergência. As variações observadas nas gerações 2, 5 e 10 sugerem que o AG explorou novas regiões do espaço de busca, introduzindo indivíduos menos aptos antes da estabilização. A curva da melhor avaliação por geração apresenta uma rápida melhoria nas três primeiras gerações, seguida por períodos de estabilidade e convergência rápida, após a geração 17, reforçando a eficiência do AG na otimização e refinamento das soluções.

Os parâmetros otimizados (Tabela 14) mostram que o TMDX obteve um desvio padrão de 0,2511 (frente-trás) e o TMDY, 0,3655 (lateral-lateral), indicando uma redução significativa das vibrações estruturais. Essa otimização minimiza a fadiga da estrutura da FOWT, prolongando a vida útil dos componentes e melhorando a estabilidade geral do sistema.

Os parâmetros otimizados mostram que o TMDX, com 40.076 kg de massa, oferece maior inércia para atenuar vibrações frente-ré, enquanto sua rigidez de mola (3.746 N/m) e amortecimento (8.607 N.s/m) equilibram a resposta dinâmica. Já o TMDY, com massa reduzida de 8.938 kg, maior rigidez de mola (93.824 N/m) e amortecimento mais leve (1.006 N.s/m), é adequado para controlar oscilações laterais.

As posições de parada (±8,0 m no TMDX e ±2,2 m no TMDY) e seus parâmetros associados garantem deslocamentos seguros, evitando sobrecargas e assegurando maior confiabilidade ao sistema.

Tabela 14 - Parâmetros Otimizados para TMDX e TMDY (DL).

Parâmetros	TMDX	TMDY
Massa (kg)	40.076	8.938
Mola (N/m)	3.746	93.824
Amortecimento (N.s/m)	8.607	1.006
Posição de parada (m)	±8	±2,2
Mola de parada (N/m)	10.002	129.363
Amortecimento de parada (N.s/m)	389.954	85.957
$\boldsymbol{\sigma}$ (deflexão da torre)	0,2511	0,3655

Em termos de tempo computacional, cada indivíduo exigiu 33 segundos para avaliação no FAST-SC. Assim, experimentos com 50 indivíduos e 50 gerações demandaram 22,92 horas, enquanto configurações menores (30 gerações e 15 indivíduos) reduziram o tempo para 4,13 horas. O espaço de armazenamento foi mínimo, com 7,6 MB ocupados pelos arquivos principais. Esses resultados destacam a eficiência do AG tanto na otimização estrutural quanto na gestão de recursos computacionais.

O Algoritmo Genético (AG) mostrou-se altamente eficiente neste estudo, principalmente devido à ausência de uma equação analítica para o problema, tornando-o ideal para explorar amplos espaços de busca sem a necessidade de derivadas ou modelagens complexas. Sua abordagem flexível simplifica o processo de otimização, permitindo uma parametrização direta dos TMDs. Em condições de decaimento livre, com graus de liberdade reduzidos, o AG demonstrou eficácia na otimização dos TMDs, resultando em redução significativa das vibrações estruturais. Sua capacidade de equilibrar exploração e convergência reforça sua robustez e eficiência computacional, minimizando o tempo de processamento necessário para encontrar soluções otimizadas.

4.1.1 Resultados Comparativos com Sistema sem TMD

Nesta seção, são apresentados os resultados comparativos entre o sistema de turbina eólica flutuante equipado com TMDs otimizados e o sistema sem dispositivos de controle estrutural. O objetivo é avaliar a eficácia do sistema de controle passivo proposto em mitigar as vibrações estruturais, reduzindo a deflexão da torre e a inclinação da barcaça sob condições de decaimento livre. É fundamental quantificar o impacto dos TMDs no desempenho dinâmico do sistema e sua relevância na melhoria da estabilidade e durabilidade estrutural da FOWT.

A Figura 26 apresenta uma análise comparativa da deflexão da torre no eixo frente-trás (TTDspFA - *Tower Top Displacement Fore-Aft*) para o sistema sem dispositivos de controle estrutural (sem TMD) e o sistema otimizado com TMDX e TMDY. Ilustra-se a redução significativa no deslocamento da torre quando os TMDs estão instalados.

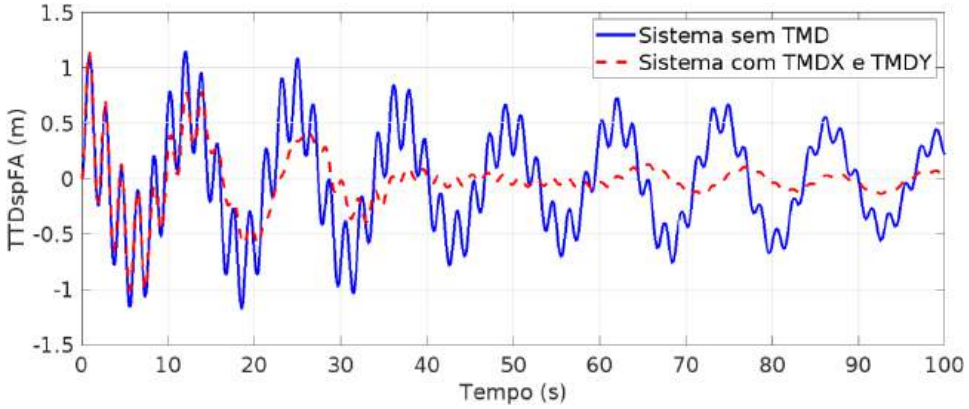


Figura 26 - Deflexão da Torre Frente-Trás: Sistema Proposto Versus sem TMD.

A Figura 26 ilustra a evolução da deflexão da torre no eixo frente-ré para os sistemas com e sem *TMDs*. Nos primeiros 9 segundos, ambos os sistemas apresentam respostas semelhantes, devido à posição inicial neutra dos *TMDs*, mostrando amplitudes em torno de ±1,1 m. Entre 15 e 35 segundos, o sistema com *TMDs* demonstra uma redução progressiva das oscilações, atenuando significativamente as vibrações estruturais. Após 35 segundos, as oscilações diminuem para aproximadamente ±0,1 m e, ao longo da simulação, os *TMDs* praticamente eliminam as vibrações, comprovando sua eficiência na dissipação de energia.

A análise quantitativa mostra que o uso de TMDs resultou em uma redução de 36,7% no erro quadrático médio (RMSE) da deflexão da torre, confirmando sua

importância na mitigação das vibrações estruturais, especialmente na direção frente-ré, onde ocorrem os maiores esforços na estrutura.

A Figura 27 compara a inclinação da barcaça (PtfmPitch – Platform Pitch), em graus, entre os sistemas com e sem TMDs otimizados, destacando a eficácia dos TMDs na mitigação das oscilações da plataforma. Ambos os sistemas iniciam com angulação de ±5 graus, mostrando comportamento semelhante nos primeiros 5 segundos. No entanto, entre 45 e 100 segundos, o sistema com TMDs alcança maior estabilidade, com oscilações reduzidas a menos de ±1 grau, enquanto o sistema sem TMDs mantém amplitudes superiores a ±3 graus. Próximo aos 100 segundos, o sistema com TMDs elimina quase completamente as oscilações, enquanto o sistema sem controle ainda apresenta movimentos mais intensos.

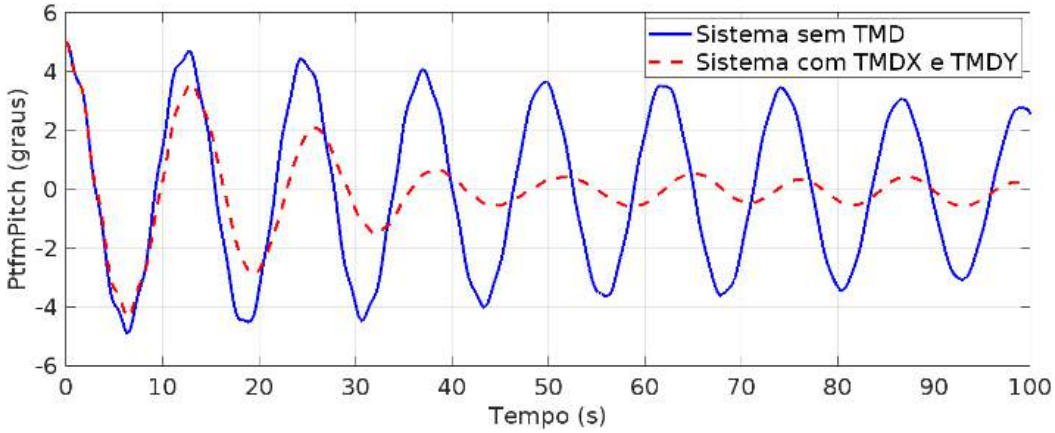


Figura 27 - Inclinação da Barcaça - Sistema Proposto Versus Sistema Sem TMD.

A avaliação quantitativa destaca as vantagens do sistema equipado com TMDs, com uma redução de 31,5% no erro quadrático médio (RMSE) da inclinação da plataforma em comparação ao sistema sem controle. Esses resultados destacam a eficiência dos TMDs otimizados em mitigar os movimentos de inclinação da barcaça, proporcionando maior estabilidade ao sistema flutuante e reduzindo os esforços estruturais.

4.1.2 Resultados Comparativos com Trabalho de Villoslada et al [8]

Esta seção apresenta uma comparação entre o sistema de controle passivo bidirecional, com TMDX e TMDY otimizados, e o controle passivo unidirecional de Villoslada et al. [8], considerando condições de decaimento livre. A análise destaca as

vantagens do sistema proposto neste trabalho na mitigação das vibrações estruturais e na melhoria da estabilidade de turbinas eólicas flutuantes.

O trabalho de Villoslada et al [8], cujo título é "*TMD stroke limiting influence on barge-type floating wind turbines*" que otimiza um TMD frente-trás com AG em condição de Decaimento Livre, foi utilizado como base para a parametrização inicial do sistema e para comparação dos resultados, fornecendo diretrizes iniciais para o Algoritmo Genético (AG) e configurações do simulador FAST-SC. Essa escolha foi motivada pela robustez e validação prévia do modelo desenvolvido no trabalho de Villoslada, garantindo a consistência e a comparabilidade dos resultados ao avaliar a eficácia dos TMDs bidirecionais propostos em relação ao controle passivo unidirecional descrito em [8], além de considerar condições semelhantes de otimização destes sistemas.

Vale ressaltar que diferentemente de [8], que utilizou um modelo simplificado no ciclo de otimização e o FAST-SC apenas para validação, este estudo empregou o FAST-SC em todas as etapas, garantindo maior precisão e representatividade dos resultados. A Figura 28 ilustra a deflexão frente-trás da torre para o sistema com TMDX e TMDY, comparado ao controle unidirecional de [8], evidenciando a eficácia do controle bidirecional em reduzir oscilações e melhorar a estabilidade estrutural.

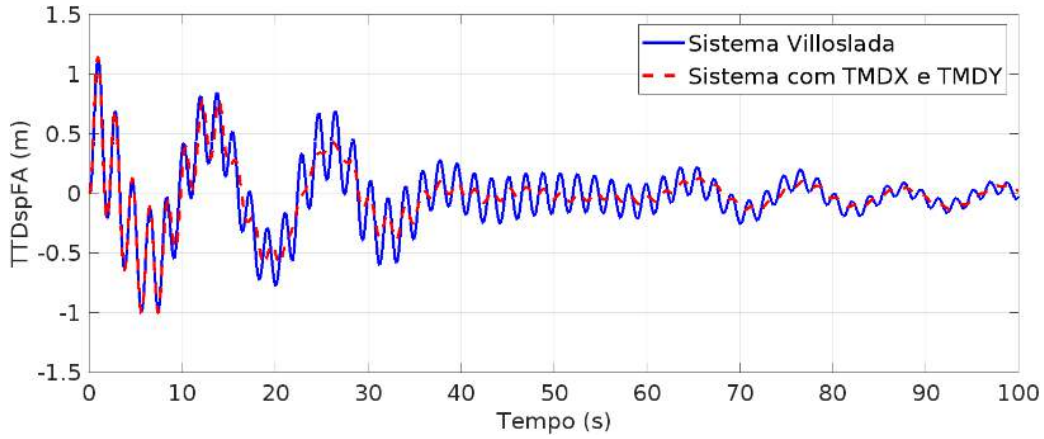


Figura 28 - Deflexão da Torre Frente-Trás: Sistema Proposto Versus Sistema Villoslada.

Nos primeiros 9 segundos, ambos os sistemas apresentam comportamentos semelhantes, atingindo amplitudes de ±1,1 m, sugerindo que o TMDY ainda não tem um impacto significativo nesse período inicial. A partir dos 9 segundos, o sistema com TMDX e TMDY começa a demonstrar uma redução progressiva na frequência e amplitude das oscilações, reduzindo a amplitude pela metade entre 9 e 15 segundos.

Após os 35 segundos, o sistema bidirecional alcança oscilações mínimas, com amplitudes próximas a zero, enquanto o controle de [8] ainda exibe oscilações de ±0,2m. Entre 60 e 100 segundos, embora ambos os sistemas aumentem as amplitudes, o

sistema com TMDX e TMDY mantém oscilações mais suaves, com amplitudes reduzidas (±0,1m). Isso demonstra que a configuração bidirecional não só suaviza e reduz as oscilações de forma mais eficaz, mas também acelera a estabilização estrutural. A análise confirma que o sistema com TMDX e TMDY alcança um desempenho 11,7% superior em termos de RMSE, evidenciando uma mitigação mais equilibrada das vibrações multidirecionais em comparação ao sistema unidirecional de [8].

A Figura 29 compara a deflexão lateral da torre (TTDspFA - *Tower Top Displacement Side-Side*) entre o sistema bidirecional com TMDX e TMDY e o sistema unidirecional de Villoslada et al. [8], que utiliza apenas o TMDX. Nos primeiros 5 segundos, ambos os sistemas apresentam oscilações semelhantes, com amplitudes de ±1,3 m, indicando que os TMDs ainda não influenciam significativamente a resposta dinâmica nesse intervalo inicial. Após esse período, o sistema bidirecional reduz progressivamente a amplitude das oscilações, suavizando seu comportamento até cerca de 40 segundos, quando as amplitudes são reduzidas pela metade, destacando uma resposta mais eficiente em comparação ao sistema unidirecional.

A partir de 40 segundos, o sistema com TMDX e TMDY alcança maior estabilidade, com oscilações inferiores a ±0,5 m, enquanto o sistema unidirecional mantém amplitudes superiores a ±0,9 m. Após 60 segundos, o sistema bidirecional apresenta oscilações leves com amplitudes próximas de 0,2 m, significativamente menores que as do sistema unidirecional. Essa análise revela que o controle bidirecional reduz o RMSE da deflexão lateral em cerca de 24,2%, demonstrando maior eficiência no controle de vibrações multidirecionais, contribuindo para maior estabilidade estrutural e menor desgaste da torre.

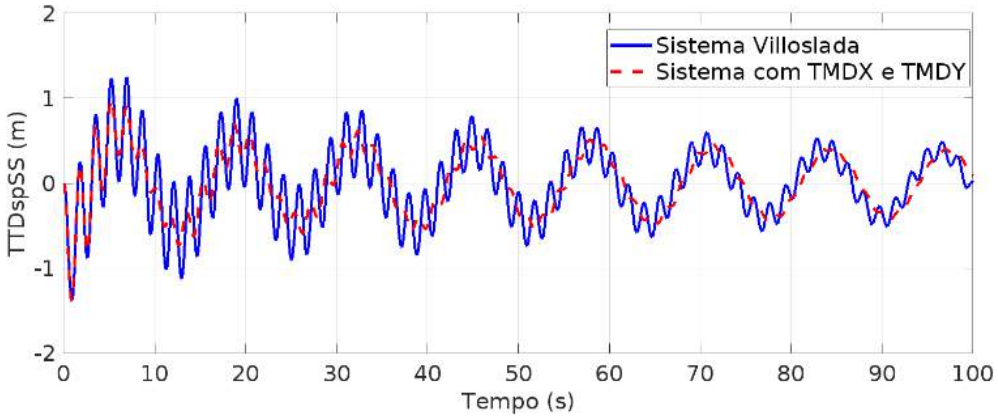


Figura 29 - Deflexão Lateral da Torre: Sistema Proposto Versus Sistema Villoslada.

Essa superioridade do sistema de controle estrutural proposto é especialmente importante para turbinas eólicas flutuantes, que enfrentam cargas complexas e multidirecionais provenientes de ventos e movimentos da plataforma. Enquanto o sistema TMD unidirecional foca na atenuação das oscilações frente-trás, o uso de TMDs bidirecionais permite uma abordagem mais abrangente, reduzindo também as oscilações laterais, que são críticas para evitar falhas estruturais e reduzir a fadiga da torre.

A Figura 28 e a Figura 29 destacam visualmente como a combinação de TMDX e TMDY otimiza a resposta dinâmica da torre, resultando em menores amplitudes de deslocamento em ambas as direções e, consequentemente, uma maior confiabilidade e estabilidade operacional do sistema.

A Figura 30 compara a inclinação da barcaça entre o sistema otimizado com TMDX e TMDY e o sistema unidirecional de Villoslada et al. [8]. Ambos os sistemas apresentam comportamentos semelhantes, refletindo a eficácia das otimizações realizadas em relação ao sistema sem TMDs. No entanto, a adição do TMDY não apresenta impacto significativo na redução das oscilações de pitch da barcaça, indicando sua influência limitada nesse tipo específico de movimento.

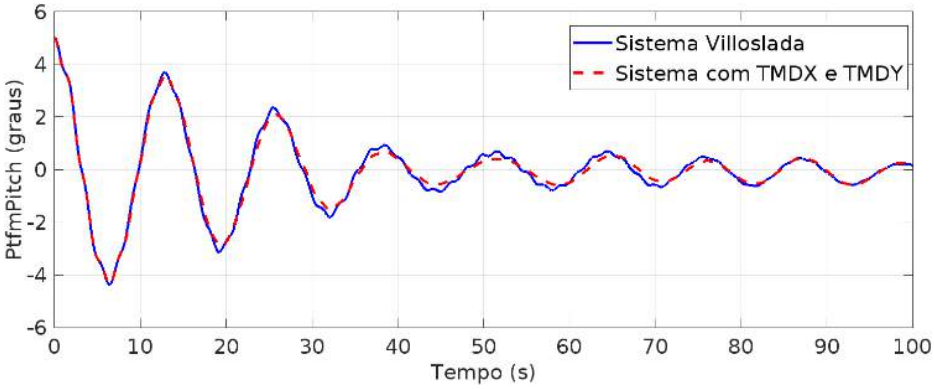


Figura 30 - Inclinação da Barcaça: Sistema Proposto Versus Sistema Villoslada.

Apesar disso, o sistema com TMDs bidirecionais demonstrou uma redução de aproximadamente 6,2% no erro quadrático médio (RMSE) da inclinação da barcaça em relação ao sistema unidirecional. Para estudos futuros, a possibilidade de instalar TMDs diretamente na plataforma flutuante poderia ser explorada, buscando uma resposta ainda mais eficiente e ampliando os benefícios do controle passivo em sistemas offshore.

4.2 Resultados Obtidos para Condições Adversas de Ventos e Ondas

Nesta seção, são apresentados os resultados das otimizações realizadas em cenários de maior complexidade, incluindo ventos turbulentos e ondas irregulares. Esses cenários simulam condições ambientais desafiadoras, avaliando a eficácia dos TMDs otimizados em mitigar as cargas pendulares na torre e na barcaça. Os resultados foram comparados a sistemas sem TMDs e a estudos da literatura, evidenciando os benefícios do controle passivo em condições dinâmicas adversas. Foram analisados dois Perfis Eólicos e ondas irregulares, definidos segundo a norma internacional IEC 61400 (2005):

- Perfil Eólico 1: apresenta uma velocidade resultante média (VR) de 10 m/s, com componentes u, v e w (m/s) seguindo o espectro de turbulência Kaimal. A componente u (direção x) predomina, variando entre 8,5 e 11,5 m/s, enquanto as componentes v (direção y) e w (direção z) apresentam oscilações menores, de aproximadamente ±1,0 m/s e ±0,8 m/s, respectivamente. Essa condição é classificada como brisa moderada e representa um cenário comum em alto mar, conforme ilustrado nos gráficos do Apêndice C (Figura C.1).
- Perfil Eólico 2: apresenta uma velocidade resultante média (VR) de 18 m/s, com turbulência Kaimal. A componente u (direção x) varia entre 15 e 20 m/s, representando uma condição realista de ventos mais intensos (ventania moderada). Esse perfil permite avaliar o desempenho do sistema FOWT em cenários mais severos em alto-mar, testando sua estabilidade e resposta estrutural sob condições adversas, sendo ilustrado em gráficos do Apêndice C (Figura C.2).
- Para ambos os perfis eólicos, as ondas foram modeladas pelo espectro Pierson-Moskowitz (PM) no FAST-SC, com altura significativa de 5 metros e período de pico de 12,4 segundos, representando condições típicas de águas profundas. Esse comportamento, ilustrado no Apêndice C (Figura C.3), reproduz oscilações irregulares características do mar aberto, permitindo avaliar o impacto das ondas na plataforma e a eficiência dos TMDs na mitigação das oscilações estruturais.

Foram realizados 24 experimentos (40 processamentos no total) do Algoritmo Genético em paralelo, sendo 4 experimentos considerados testes preliminares com 12 indivíduos e 12 gerações. Para cada Perfil Eólico, os demais experimentos foram conduzidos, totalizando 32 execuções principais, com populações e gerações com valores de 20, 30, 40 ou 50. Metade dos experimentos foi limitada a TMDs de até 22 toneladas, e a outra metade, a 42 toneladas, permitindo uma análise comparativa com

trabalhos da literatura. Essa abordagem detalhada garantiu uma avaliação robusta das condições simuladas.

O tempo médio de processamento de cada indivíduo nas simulações foi de aproximadamente 3 minutos. Com a implementação do Algoritmo Genético (AG) paralelo em 4 núcleos de processamento, houve uma redução significativa no tempo total de execução, correspondendo a cerca de um terço do tempo necessário sem processamento paralelo. Dessa forma, o tempo total para a execução do AG paralelo foi de 11,25 horas para 30 gerações e 30 indivíduos, 20 horas para 40 gerações e 40 indivíduos, e 31,25 horas para 50 gerações e 50 indivíduos.

Esses resultados evidenciam a eficiência do AG paralelo na otimização de sistemas complexos, reduzindo o tempo computacional sem comprometer a qualidade da busca por soluções. As próximas seções apresentam uma análise detalhada da otimização do sistema de controle estrutural com TMDX e TMDY, avaliando cada Perfil Eólico combinado com ondas turbulentas. Os desempenhos obtidos são comparados ao sistema sem TMDs e a outros métodos de controle reportados na literatura, destacando os impactos do controle passivo na mitigação das oscilações estruturais.

4.2.1 Resultados para Perfil Eólico1 e Ondas Turbulentas

Esta seção apresenta a otimização do sistema com TMDX e TMDY para o Perfil Eólico 1 (vento médio de 10 m/s, turbulência Kaimal), considerando massas de 22 e 42 toneladas e ondas do espectro Pierson-Moskowitz.

A Figura 31 ilustra a evolução dos melhores indivíduos do Algoritmo Genético (AG) para os limites de massa de 22 e 42 toneladas. Para o caso de 22 toneladas (gráfico à esquerda), destacam-se dois processamentos do Experimento 5 (40 indivíduos e 40 gerações) e um processamento do Experimento 3 (30 indivíduos e 30 gerações), que apresentaram os melhores desempenhos entre todas as execuções para esse perfil. O Experimento 5 (*linha laranja*) obteve o melhor resultado, com um valor de avaliação de 0,5623, alcançado na 32ª geração. O detalhamento dessa otimização será abordado na próxima seção.

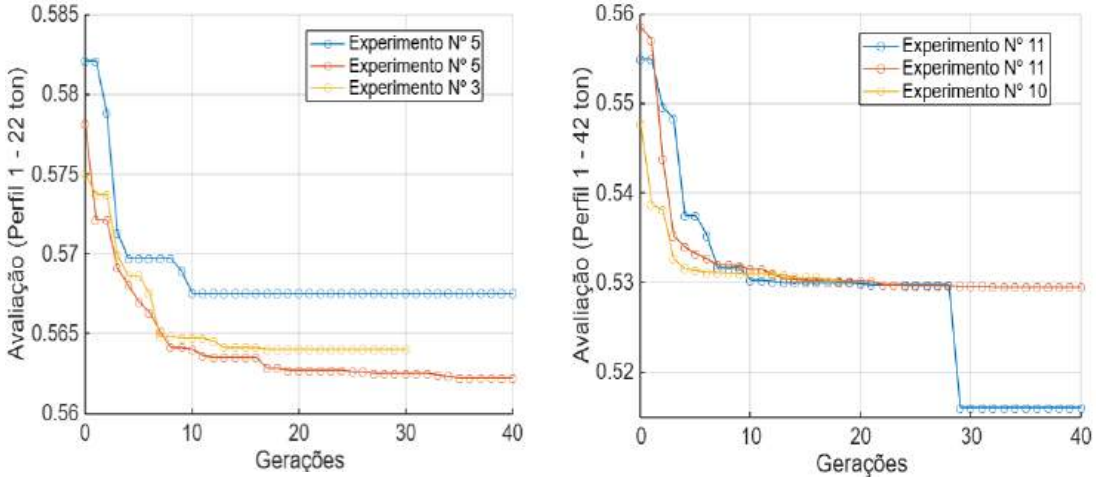


Figura 31– Melhores Indivíduos por Geração nos Melhores Experimentos do AG para Perfil 1 de 22 e 42 toneladas.

Para 42 toneladas, a Figura 31 (gráfico da direita) destaca os melhores resultados obtidos em dois processamentos do Experimento 11 (40 indivíduos e 40 gerações) e um do Experimento 10 (30 indivíduos e 30 gerações). O Experimento 11 (azul) se sobressai como o mais eficiente (com valor de função de avaliação de 0,516), seguindo uma evolução similar aos demais até a geração 29, quando explora novos indivíduos e encontra a melhor solução. Esse resultado será discutido com mais detalhes na seção 4.2.1.2.

A Tabela 15 apresenta os parâmetros otimizados para TMDX e TMDY no Perfil Eólico 1, considerando limites de massa de 22 e 42 toneladas. As próximas seções detalham esses resultados e analisam suas respostas no sistema, comparando-os com o sistema sem TMDs e com soluções encontradas na literatura.

Tabela 15 - Parâmetros Otimizados para TMDX e TMDY(Perfil Eólico 1).

Perfil Eólico 1	Massa (até 22 ton.)		Massa (até 42 ton.)	
Parâmetros	TMDX	TMDY	TMDX	TMDY
Massa (kg)	20.072	8.693	40.953	8.000
Mola (N/m)	1001	1.001	3.142	65.790
Amortecimento (N.s/m)	6015	1.001	1.000	9.714
Posição de parada (m)	±8,2	±2,2	±8,0	±1,93
Mola de parada (N/m)	300.002	129.363	101.113	731.376
Amortecimento de parada (N.s/m)	820.853	994.335	260.001	989.022
σ (deflexão da torre)	0,6210	0,0339	0,5685	0,0431

4.2.1.1 Perfil Eólico 1 para Massa de 22 toneladas

Os resultados para o Perfil Eólico 1 com limite de massa de 22 toneladas são apresentados a seguir. A Figura 32 mostra a evolução da função de avaliação para o 5º experimento, evidenciando a otimização pelo Algoritmo Genético (AG). A partir da 16ª geração, os valores estabilizam próximos a solução, alcançando na 32ª geração um desvio padrão de 0,6210 para TTDspFA e 0,0341 para TTDspSS, resultando em um fitness final de 0,5623. Inicialmente, a média dos indivíduos por geração foi de 0,62, enquanto o melhor indivíduo apresentou 0,58.

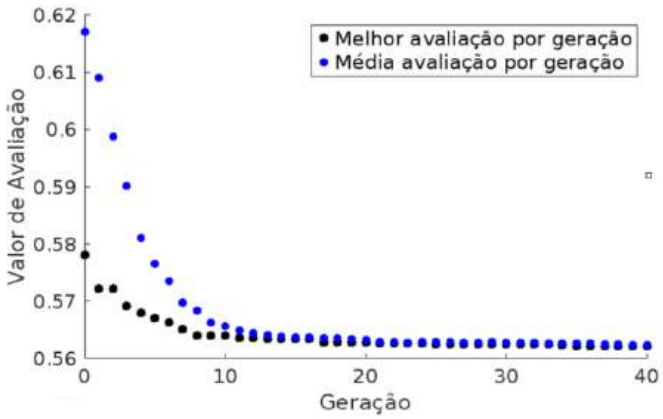


Figura 32 - Gerações Versus Função de Avaliação (Perfil 1 – 22ton.).

No Experimento 5, os parâmetros otimizados dos TMDs foram ajustados para um equilíbrio eficiente entre massa, rigidez e amortecimento. O TMDX tem massa de 20.072 kg, rigidez de 1001 N/m e amortecimento de 6015 N.s/m, com deslocamentos limitados a ±8,2 m. O TMDY, com 8.693 kg, apresenta rigidez de 1001 N/m e amortecimento de 1001 N.s/m, com deslocamentos entre +2,2 m. As molas e amortecedores de parada possuem valores elevados, garantindo dissipação eficiente de energia. Esses parâmetros, detalhados na Tabela 15, demonstram um ajuste eficaz entre controle estrutural e estabilidade dinâmica.

Os resultados obtidos para o sistema com TMDX e TMDY otimizados com massa de até 22 ton, são comparados ao sistema sem TMD e ao modelo otimizado por Ding [29]. O estudo de Ding [29], intitulado "*Study on TMD Control on Stability Improvement of Barge-Supported Floating Offshore Wind Turbine Based on the Multi-Island Genetic Algorithm*", investigou o uso de *Tuned Mass Damper* (TMD) instalado na nacele no sentido frente-ré, para estabilizar uma turbina eólica *offshore* flutuante do tipo barcaça (FOWT). O autor utilizou o mesmo simulador FAST-SC e modelo de FOWT deste

trabalho, permitindo uma comparação direta dos resultados. A otimização do TMDX foi conduzida pelo *Multi-Island Genetic Algorithm* (MIGA), visando minimizar deslocamentos estruturais e aprimorar o desempenho dinâmico da plataforma. Para as condições ambientais, Ding adotou um vento médio de 11,4 m/s, com turbulência Kaimal, além de um perfil de ondas idêntico ao deste trabalho, garantindo um cenário comparativo adequado [29].

A Tabela 16 compara os resultados do sistema otimizado com TMDX e TMDY, o sistema sem TMD e o modelo proposto por Ding [29], destacando a eficiência dos TMDs bidirecionais na mitigação das oscilações estruturais. A análise é baseada na Taxa de Supressão (TS), que quantifica a redução percentual dos desvios padrão das variáveis comparadas. A deflexão frente-ré (TTDspFA) foi reduzida em 9,12% em relação ao sistema sem TMD e 5,77% em relação ao modelo de Ding. Já a deflexão lateral (TTDspFF) apresentou uma supressão ainda mais significativa, com redução de 50,29% em comparação ao sistema sem controle e 41,71% em relação ao modelo de Ding, evidenciando a efetividade da abordagem bidirecional no controle estrutural da *FOWT*.

Tabela 16 – Sistema com TMDX e TMDY Versus Ding Versus Sist. Sem TMD [29].

Variável	σ (TMDXY)	σ (S/ TMD)	σ (Ding)	TS (TMDXY vs. S/ TMD)	TS (TMDXY vs. Ding)
TTDspFA	0,6210	0,6834	0,6590	9,12%	5,77%
TTDspFF	0,0339	0,0682	0,0582	50,29%	41,71%
PtfmPitch	3,4528	3,9006	3,6783	11,46%	6,13%
PtfmRoll	0,2549	0,6261	0,4484	59,30%	43,15%
PtfmYaw	0,8078	1,0480	1,0731	22,91%	24,71%
Surge	2,5962	2,8986	2,7163	10,45%	4,42%
Sway	0,2775	0,3464	0,2810	19,90%	1,25%
Heave	1,2282	1,2296	1,2284	0,11%	0,02%

Nos movimentos da plataforma, a rotação da barcaça (PtformRoll) foi o parâmetro com maior redução, com 59,30% de supressão em relação ao sistema sem TMD e 43,15% em relação a Ding. A guinada (PtfmYaw) apresentou uma redução de 22,91% e 24,71%, respectivamente. Os demais movimentos e oscilações também foram reduzidas, gerando menos cargas e mitigando fadigas da estrutura.

A Figura 33 apresenta as deflexões frente-ré e lateral-lateral, além de representar os dois movimentos da barcaça com maiores reduções (rotação e guinada) evidenciando a eficácia do sistema com TMDXY na supressão de vibrações em relação ao sistema sem TMD.

Os demais movimentos tem seus gráficos apresentados no Apêndice C (Figura C.4). Esses resultados confirmam que a adoção do controle bidirecional otimizado (TMDXY) proporciona uma melhoria global na estabilidade da turbina eólica flutuante, com destaque para a redução das deflexões e dos movimentos rotacionais da plataforma.

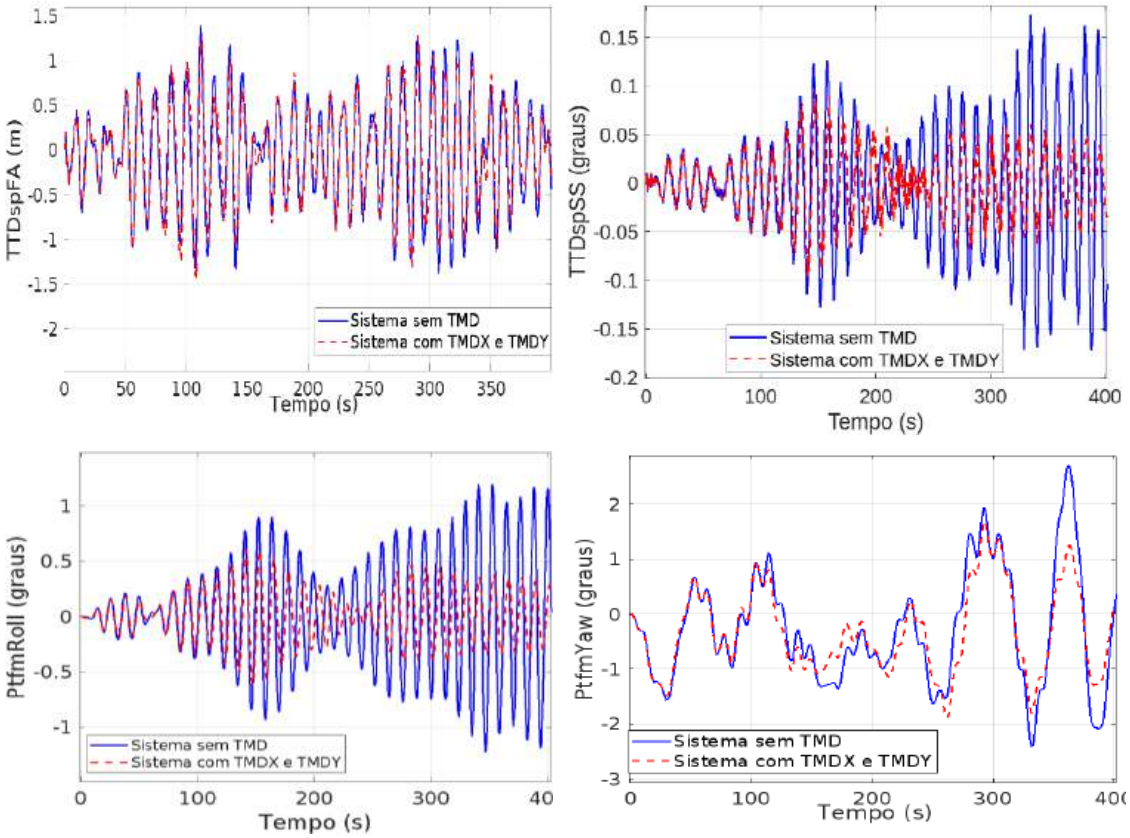


Figura 33 - Deflexão Frente-Ré e Lateral-Lateral, Rotação e Guinada (Perfil Eólico 1 - 22 ton).

4.2.1.2 Perfil Eólico 1 para LS(Massa) de 42 toneladas

A Figura 34 apresenta a evolução da função de avaliação no 11º experimento, evidenciando o processo de otimização do AG. Até a 28ª geração, o comportamento parecia estabilizado, mas a busca por novos indivíduos permitiu uma melhora significativa nos resultados. Na 32ª geração, o desvio padrão atingiu 0,585 para TTDspFA e 0,0431 para TTDspSS, com fitness final de 0,516. Inicialmente, a média dos indivíduos por geração foi de 0,620, enquanto na última geração reduziu para 0,525.

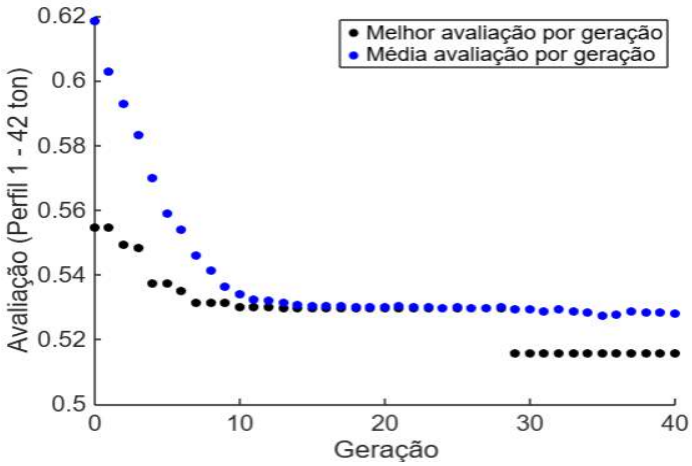


Figura 34 - Gerações Versus Função de Avaliação (Perfil 1 – 42ton).

No Experimento Nº 11, os parâmetros otimizados dos TMDs foram ajustados para maximizar a eficiência do sistema e reduzir cargas estruturais. O TMDX possui massa de 40.953 kg, rigidez de 3.142 N/m e amortecimento de 1000 N.s/m, com deslocamentos de ±8,0 m. O TMDY, com 8.000 kg, apresenta rigidez de 65.790 N/m e amortecimento de 9.714 N.s/m, com deslocamentos de ±1,93 m. Os demais parâmetros estão na Tabela 15.

Os resultados do sistema otimizado com TMDX e TMDY, considerando massa de até 42 toneladas, são comparados ao sistema sem TMD e ao modelo de Villoslada [8], conforme descrito na seção 4.1.2. Ressalta-se que o estudo de Villoslada otimizou apenas o TMD na direção frente-ré, e exclusivamente para a condição de decaimento livre, sendo o único trabalho com especificações similares ao sistema proposto para 42 toneladas, o que justifica sua seleção para essa comparação.

A Tabela 17 compara os resultados do sistema otimizado com TMDX e TMDY (TMDXY), o sistema sem TMD e o modelo de Villoslada [8], evidenciando a eficiência dos TMDs bidirecionais na redução das oscilações estruturais. A deflexão frente-ré (TTDspFA) foi reduzida em 12,99% em relação ao sistema sem TMD e 3,80% comparado ao modelo de Villoslada.

Já a deflexão lateral (TTDspFF) apresentou uma supressão ainda mais expressiva, com redução de 33,90% em relação ao sistema sem controle e 4,64% comparado ao modelo de Villoslada. Os resultados indicam ganhos na resposta da otimização do sistema em condições adversas, reforçando a eficácia do controle estrutural bidirecional.

Tabela 17 - Sistema com TMDX e TMDY Versus Villoslada Versus Sist. Sem TMD [8]

Variável	σ (TMDXY)	σ (S/ TMD)	σ (Ding)	TS (TMDXY vs. S/ TMD)	TS (TMDXY vs. Villoslada)
TTDspFA	0,5685	0,6534	0,5910	12,99%	3,80%
TTDspFF	0,0431	0,0652	0,0452	33,90%	4,64%
PtfmPitch	2,9160	3,9006	3,0859	25,24%	5,50%
PtfmRoll	0,3195	0,5061	0,3337	36,86%	4,26%
PtfmYaw	0,8736	1,0480	0,8747	16,64%	0,13%
Surge	2,3559	2,8986	2,4050	18,72%	2,04%
Sway	0,2292	0,3464	0,2391	33,83%	4,12%
Heave	1,2295	1,2295	1,2295	0,00%	0,00%

Os demais movimentos e oscilações também foram reduzidos, gerando cargas estruturais reduzidas e mitigando fadiga na plataforma, com destaque para os movimentos de rotação (roll) e inclinação (pitch). A rotação da barcaça apresentou uma redução significativa de 36,86% em relação ao sistema sem TMD e 4,26% em comparação ao modelo de Villoslada.

Já a inclinação (pitch) foi reduzida em 25,24% em relação ao sistema sem controle e 5,50% quando comparado ao modelo de Villoslada, indicando um melhor controle das oscilações longitudinais da plataforma. Essas reduções reforçam a eficácia do sistema TMDXY na estabilização da estrutura sob condições adversas, garantindo menor impacto das cargas dinâmicas e aumentando a confiabilidade do sistema flutuante.

A Figura 35 apresenta as deflexões frente-ré e lateral-lateral, mostrando também os dois movimentos da barcaça com maiores reduções (rotação e pitch) ressaltando a eficácia do sistema com TMDXY na supressão de vibrações em relação ao sistema sem TMD. Os demais movimentos tem seus gráficos apresentados no Apêndice C (Figura C.5).

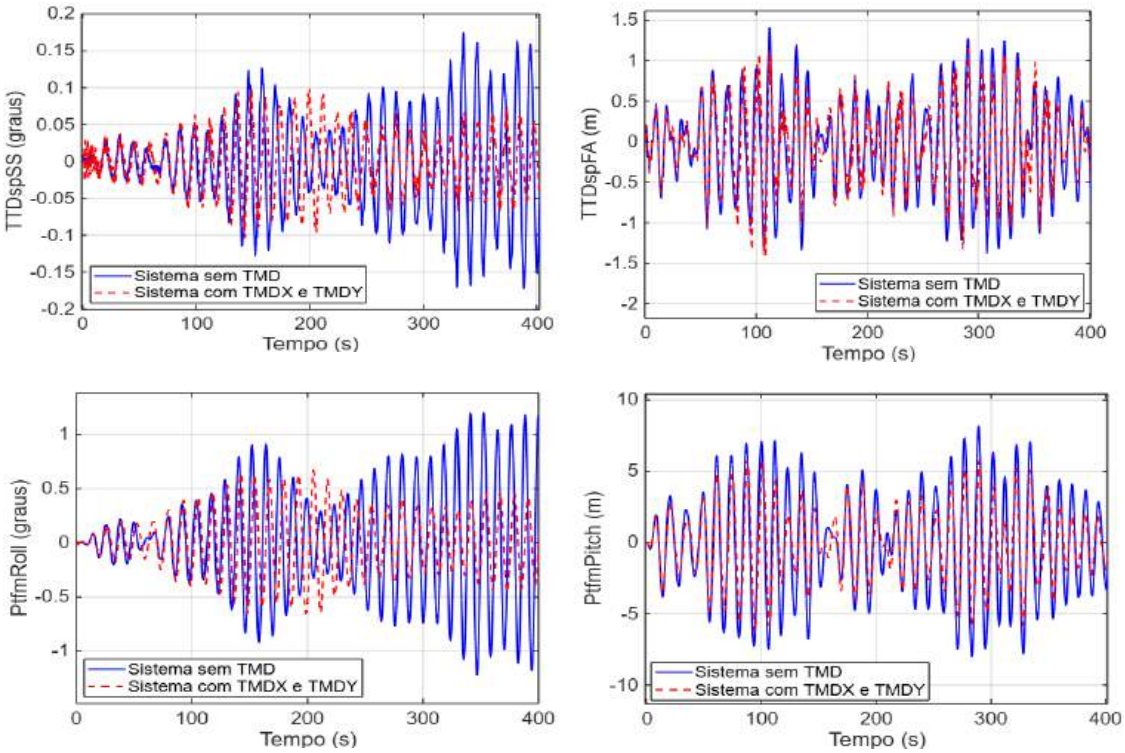


Figura 35- Deflexão Frente-Ré e Lateral-Lateral, Rotação e *Pitch* (Perfil Eólico 1 - 42 ton).

4.3.1 Resultados para Perfil Eólico 2 e Ondas Turbulentas

Esta seção apresenta a otimização do sistema com TMDX e TMDY para o Perfil Eólico 2 (vento médio de 18 m/s, turbulência Kaimal), considerando limites de massa de 22 e 42 toneladas e ondas no espectro Pierson-Moskowitz de 5 m. A Figura 36 ilustra a evolução dos melhores indivíduos por geração dos melhores experimentos do AG para cada limite de massa.

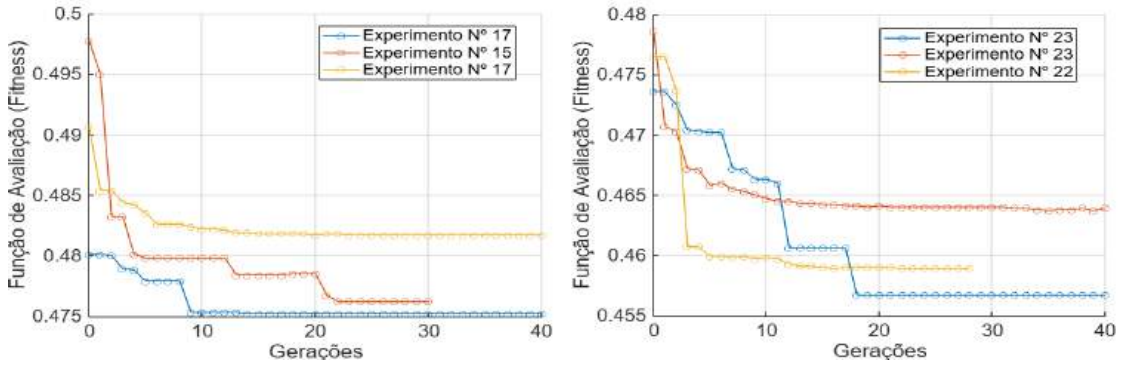


Figura 36 - Melhores Indivíduos por Geração nos Melhores Experimentos do AG para Perfil 2 de 22 e 42 toneladas.

Para 22 toneladas (gráfico à esquerda), os melhores resultados foram obtidos em dois processamentos do Experimento 17 (40 indivíduos e 40 gerações) e um do Experimento 15 (30 indivíduos e 30 gerações), destacando-se o Experimento 17 (azul) com um fa de 0,4752 obtido na 14ª geração. Este experimento mostra que apesar de não ter explorado um espaço de busca grande, em comparação aos outros, conseguiu encontrar os melhores resultados.

Para 42 toneladas (gráfico à direita), os melhores desempenhos ocorreram em dois processamentos do Experimento 23 (40 indivíduos e 40 gerações) e um do Experimento 22 (30 indivíduos e 30 gerações), sendo o Experimento 23 (azul) o mais eficiente, alcançando a melhor solução (avaliação de 0,4567) a partir da geração 18. Este experimento conseguiu percorrer um espaço de busca mais amplo e assim pode encontrar os melhores resultados. Esses resultados são detalhados nas próximas seções.

A Tabela 18 apresenta os parâmetros otimizados para TMDX e TMDY para Perfil Eólico 2, considerando limites de massa de 22 e 42 toneladas. As próximas seções detalham esses resultados e analisam suas respostas no sistema, comparando-os com o sistema sem TMDs e com soluções encontradas na literatura.

Tabela 18 - Parâmetros Otimizados para TMDX e TMDY(Perfil Eólico 2).

Perfil Eólico 2	Massa (até 22 ton)		Massa (até 42 ton)	
Parâmetros	TMDX	TMDY	TMDX	TMDY
Massa (kg)	21.395	8.001	41.010	9.692
Mola (N/m)	1.000	1.000	2178	1002
Amortecimento (N.s/m)	2.220	1.000	1.001	6031
Posição de parada (m)	±8,2	±2,0	±8,2	±2,0
Mola de parada (N/m)	10.000	10.000	10.000	771.340
Amortecimento de parada (N.s/m)	300.000	50.000	380.003	450.733
σ (deflexão da torre)	0,5190	0,0812	0,4990	0,0766

4.3.1.1 Perfil Eólico 2 para LS(Massa) de 22 toneladas

A Figura 37 mostra a evolução da função de avaliação no 17º experimento, demonstrando o processo de otimização do AG. Apesar do espaço de busca mais restrito, o algoritmo alcançou um ótimo resultado na 14ª geração. O melhor indivíduo apresentou desvio padrão de 0,519 para TTDspFA e 0,0812 para TTDspSS, com um *fitness* final de 0,4752. Inicialmente, a média dos indivíduos por geração foi de 0,515, convergindo nas últimas gerações para valores próximos ao melhor indivíduo.

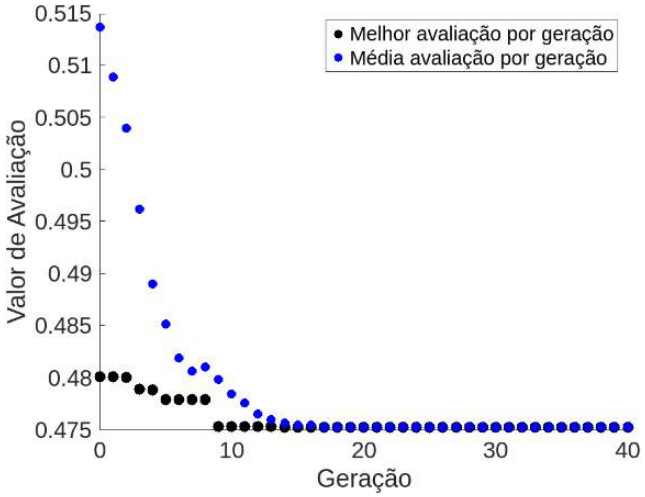


Figura 37 - Função de Avaliação Versus Gerações (Perfil 2 – 22ton).

No Experimento 17, os parâmetros otimizados dos TMDs foram ajustados para a configuração do TMDX tivesse massa de 21.395 kg, rigidez de 1.000 N/m e amortecimento de 2.220 N.s/m, com deslocamentos limitados a ±8,2 m. O TMDY, com 8.001 kg, apresenta rigidez de 1.000 N/m e amortecimento de 1.000 N.s/m, com deslocamentos entre ±2,0 m. Esses parâmetros, detalhados na Tabela 18, demonstram um ajuste eficaz entre controle estrutural e estabilidade dinâmica. Os resultados obtidos para o sistema com TMDX e TMDY otimizados com massa de até 22 ton, são comparados ao sistema sem TMD e ao modelo otimizado por Ding [29].

A Tabela 19 apresenta a comparação entre os resultados obtidos com o sistema otimizado com TMDX e TMDY (TMDXY), o sistema sem TMD e o modelo proposto por Ding [29]. A deflexão frente-ré foi (TTDspFA) reduzida em 4,92% em relação ao sistema sem TMD e 5,62% em relação a Ding, ou seja, sistema de Ding chega a aumentar os valores da deflexão frente-ré gerando ainda mais oscilações ao sistema. Enquanto a deflexão lateral (TTDspFF) apresentou uma supressão mais expressiva, atingindo 27,76% comparado ao sistema sem controle e 22, 16% em relação ao modelo de Ding, demonstrando que o TMDY aumenta muito a eficácia na redução destas cargas laterais.

Nos movimentos da plataforma, a rotação da barcaça (PtformRoll) foi o parâmetro com maior redução, com 33,64% de supressão em relação ao sistema sem TMD e 26,54% em relação a Ding. O movimento lateral da plataforma (PtfmSway) apresentou uma redução de 13,86% e 7,21%, respectivamente. Os demais movimentos e oscilações também foram reduzidas, gerando menos cargas e mitigando fadigas da estrutura.

Tabela 19 - Sistema com TMDX e TMDY Versus Ding Versus Sist. Sem TMD [29].

Variável	σ (TMDXY)	σ (S/ TMD)	σ (Ding)	TS (TMDXY vs. S/ TMD)	TS (TMDXY vs. Ding)
TTDspFA	0,5190	0,5459	0,5500	4,92%	5,62%
TTDspFF	0,0812	0,1124	0,1043	27,76%	22,16%
PtfmPitch	2,6489	3,0409	2,8535	12,89%	7,17%
PtfmRoll	0,5472	0,8246	0,7449	33,64%	26,54%
PtfmYaw	2,2854	2,2854	2,4466	0,00%	6,59%
Surge	3,7683	3,8883	3,8627	3,09%	2,44%
Sway	0,2295	0,2664	0,2473	13,86%	7,21%
Heave	1,2289	1,2289	1,2289	0,00%	0,00%

A Figura 38 apresenta as deflexões frente-ré e lateral-lateral, mostrando também os dois movimentos da barcaça com maiores reduções (rotação e *sway*) ilustrando a eficácia do sistema com TMDXY na supressão de vibrações em relação ao sistema sem TMD. Os demais movimentos tem seus gráficos apresentados no Apêndice C (Figura C.6).

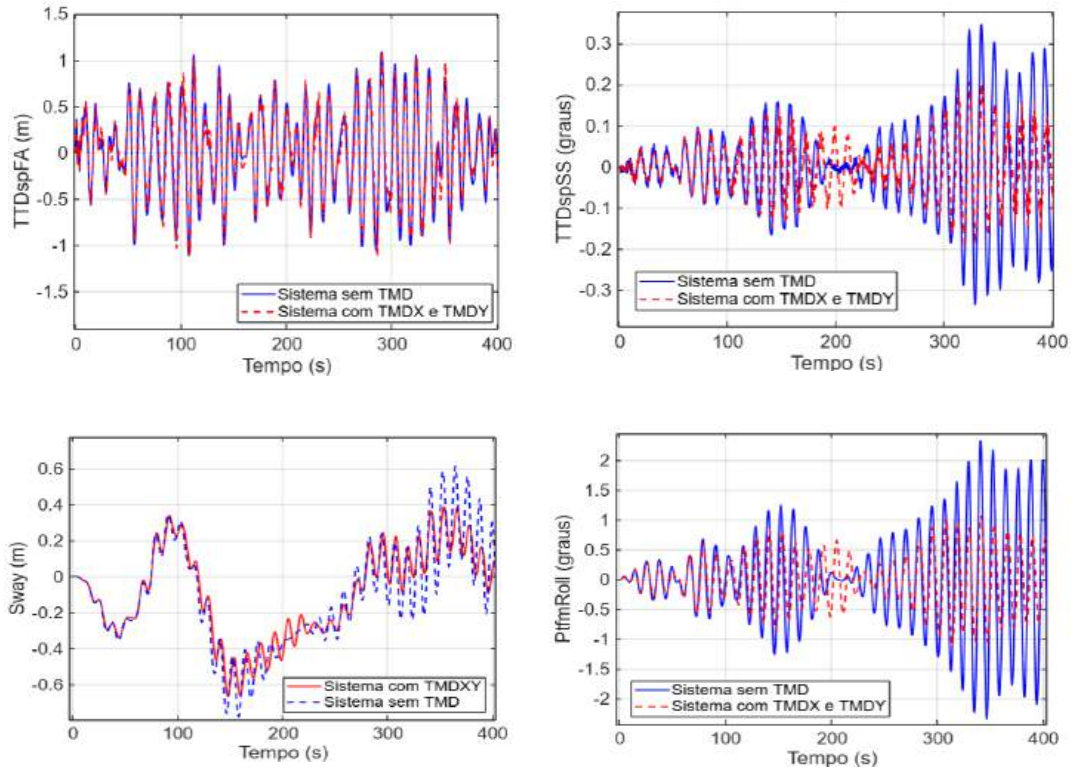


Figura 38 - Deflexão Frente-Ré e Lateral-Lateral, Rotação e Sway (Perfil Eólico 2 - 22 ton).

4.3.1.2 Perfil Eólico 2 para LS(Massa) de 42 toneladas

A Figura 39 apresenta a evolução da função de avaliação no 23º experimento, demonstrando o processo de otimização do Algoritmo Genético (AG). Observa-se uma maior exploração do espaço de busca neste experimento, resultando em uma população mais heterogênea e permitindo a obtenção de ótimos globais. Na 18ª geração, o desvio padrão atingiu 0,4990 para TTDspFA e 0,0766 para TTDspSS, enquanto o fitness final foi de 0,4576. Inicialmente, a média da função de avaliação dos indivíduos por geração foi próximo a 0,520, e ao longo das gerações, convergiu para valores próximos ao do melhor indivíduo do experimento, indicando uma eficiente convergência do AG.

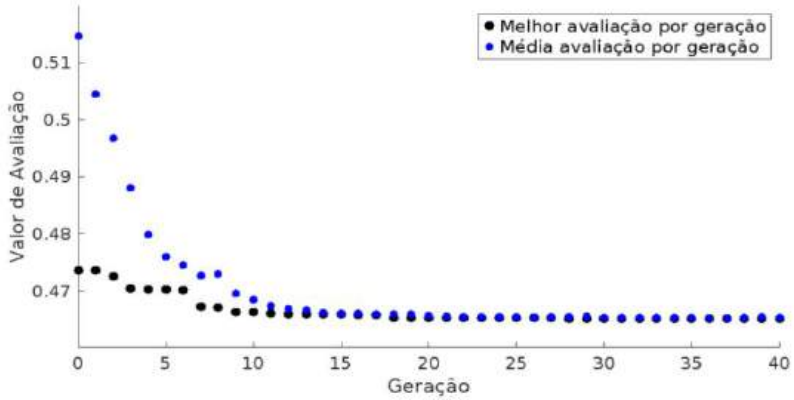


Figura 39 - Função de Avaliação Versus Gerações (Perfil 2 – 42ton).

Os parâmetros otimizados dos TMDs no 17º experimento foram ajustados para maximizar a eficiência estrutural e reduzir cargas dinâmicas. O TMDX apresenta massa de 41.010 kg, rigidez de 2178 N/m e amortecimento de 1.001 N.s/m, com deslocamentos de ±8,2 m. O TMDY, com 9.692 kg, possui rigidez de 1.002 N/m e amortecimento de 6031 N.s/m, com deslocamentos de ±2,0 m. Os demais parâmetros estão na Tabela 18.

Os resultados do sistema otimizado com TMDXY (massa de até 42 toneladas) são comparados ao sistema sem TMD e ao modelo de Villoslada [8], conforme Tabela 20. A deflexão frente-ré (TTDspFA) foi reduzida em 8,59% em relação ao sistema sem TMD e 1,2% comparado a Villoslada. Já a deflexão lateral (TTDspFF) apresentou uma redução expressiva de 31,83% e 20,07%, respectivamente. Entre os movimentos da plataforma, a rotação da barcaça (PtfmRoll) teve a maior supressão, atingindo 37,33% comparado ao sistema sem TMD e 22,89% em relação ao modelo de Villoslada.

O *pitch* da plataforma (PtfmPitch) foi reduzido em 23,79% e 6,79%, respectivamente. Os demais movimentos também foram atenuados, reduzindo cargas

e fadiga estrutural. Esses resultados demonstram que, mesmo sob um perfil desafiador (vento de 18 m/s), o AG aprimorou a resposta do sistema, compensando a menor eficiência na deflexão frontal com ganhos expressivos na estabilidade geral da plataforma.

Tabela 20 - Sistema com TMDX e TMDY Versus Villoslada Versus Sist. Sem TMD [29].

Variável	σ (TMDXY)	σ (S/ TMD)	σ (Ding)	TS (TMDXY vs. S/ TMD)	TS (TMDXY vs. Villoslada)
TTDspFA	0,4990	0,5459	0,5051	8,59%	1,20%
TTDspFF	0,0766	0,1124	0,0959	31,83%	20,07%
PtfmPitch	2,3176	3,0409	2,4863	23,79%	6,79%
PtfmRoll	0,5168	0,8246	0,6702	37,33%	22,89%
PtfmYaw	2,2914	2,2914	2,4414	0,00%	6,14%
Surge	3,6719	3,8883	3,7231	5,57%	1,37%
Sway	0,2294	0,2664	0,2379	13,87%	3,55%
Heave	1,2298	1,2298	1,2298	0,00%	0,00%

A Figura 40 apresenta as deflexões frente-ré e lateral-lateral, ilustrando também os dois movimentos da barcaça com maiores reduções (rotação e pitch), confirmando a eficácia do sistema com TMDXY otimizado na supressão de vibrações em relação ao sistema sem TMD. Os demais movimentos tem seus gráficos apresentados no Apêndice C (Figura C.7).

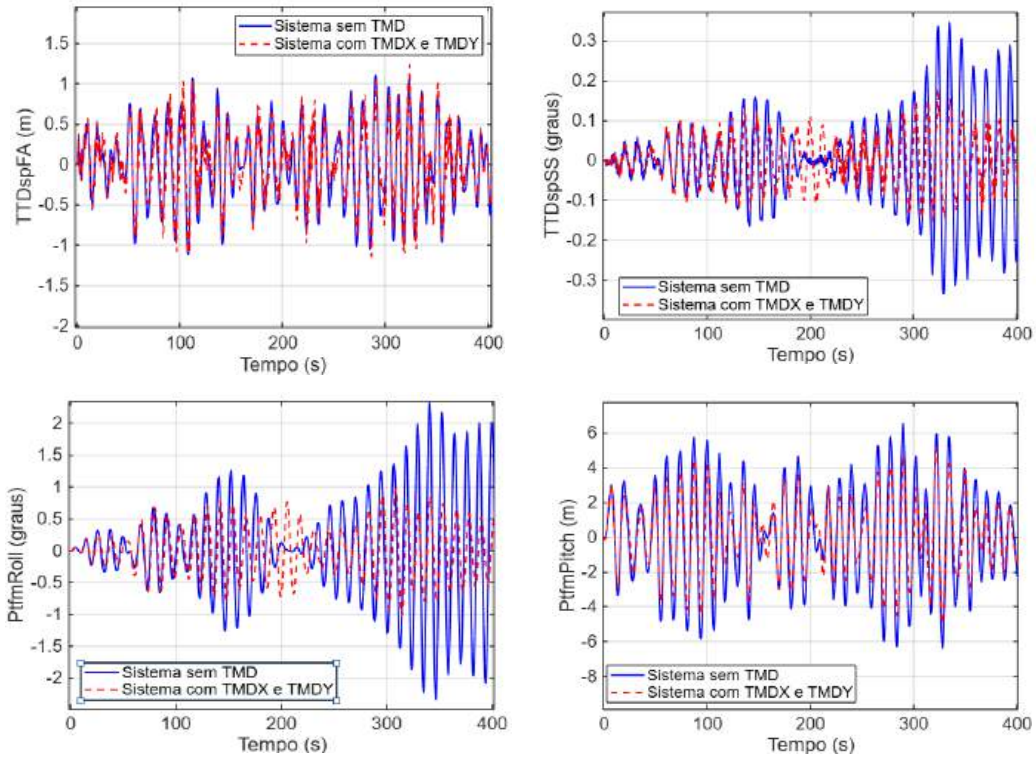


Figura 40 - Deflexão Frente-Ré e Lateral-Lateral, Rotação e Sway (Perfil Eólico 2 - 42 ton).

Observa-se que para todos os perfis eólicos analisados, foram obtidos resultados satisfatórios de redução em oscilações e cargas advindas de ventos e ondas, para a maioria dos movimentos mostrados neste trabalho. O movimento vertical (*Heave*) foi o único que não reduziu suas oscilações com adição dos TMDs otimizados, como esperado, pois os TMDs não atuam nesta direção. Os demais movimentos sofreram reduções com percentuais relevantes que no contexto auxiliam a reduzir a fadiga estrutural de forma significativa para ações de ventos e ondas em alto mar.

5. Conclusão

Este estudo apresentou uma análise de otimização por computação evolucionária aplicada a um sistema de controle estrutural passivo utilizando *Tuned Mass Dampers* (*TMDs*) nas direções frente-trás (*TMDX*) e lateral-lateral (*TMDY*) em turbinas eólicas *offshore* flutuantes (*Floating Offshore Wind Turbines – FOWTs*) do tipo barcaça. Para a otimização dos parâmetros dos *TMDs*, foi empregado um *Algoritmo Genético* (*AG*), permitindo a busca das melhores soluções para a mitigação das cargas pendulares, tanto em condições de decaimento livre (com ventos mínimos e sem ondas) quanto sob cenários adversos de ventos turbulentos e ondas irregulares. Os perfis eólicos analisados consideraram velocidades médias de 10 m/s e 18 m/s, com espectro de turbulência Kaimal, enquanto as ondas foram modeladas pelo espectro Pierson-Moskowitz com altura significativa de 5 metros, conforme as diretrizes da norma IEC 61400 (2005).

O simulador *FAST-SC* (*Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence – Structural Control*) foi empregado tanto nos ciclos de otimização quanto nos testes dos resultados. A otimização contemplou os principais parâmetros dos *TMDs*, incluindo massa, rigidez da mola, coeficiente de amortecimento, posição de parada e as características de rigidez e amortecimento dos batentes limitadores de curso. A consideração desses fatores garantiu uma abordagem mais realista, resultando em um controle estrutural mais eficiente para os diferentes perfis eólicos analisados.

Este trabalho conclui que o Algoritmo Genético (AG) se adaptou bem na busca das soluções ótimas, alcançando um desempenho satisfatório para o sistema de controle com TMDs em FOWTs do tipo Barcaça. A metodologia proposta apresentou eficiência tanto em condições de decaimento livre quanto em cenários de ventos turbulentos e ondas irregulares, sendo comparada com um sistema sem *TMDs* e com soluções de controle estrutural passivo descritas na literatura. O *AG* mostrou-se uma ferramenta eficaz na otimização do sistema, mesmo considerando a complexidade das cargas dinâmicas atuantes, resultando em uma mitigação significativa das oscilações estruturais.

Para pesquisas futuras, recomenda-se a análise do sistema de controle com *TMDs* em *FOWTs* do tipo barcaça considerando diferentes perfis eólicos e espectros de turbulência de vento previstos na norma IEC 61400 (2005). Essa investigação possibilitaria avaliar o comportamento do sistema em uma gama mais ampla de

condições operacionais, contribuindo para a validação e aprimoramento do modelo proposto.

Além disso, sugere-se a comparação dos resultados obtidos com o *AG* com otimizações realizadas por outras técnicas de inteligência computacional, como o *Algoritmo Genético Multiobjetivo* (*MOGA*), entre outros métodos de otimização global. Essa abordagem permitiria avaliar possíveis ganhos em eficiência e explorar *trade-offs* entre diferentes variáveis de desempenho, como estabilidade estrutural, curso dos *TMDs* e impacto na vida útil da turbina.

Outra vertente de pesquisa promissora seria a análise do desempenho dos *TMDs* instalados em diferentes regiões da turbina, como na torre ou na plataforma. Estudos adicionais poderiam verificar se a realocação dos dispositivos ou a combinação de múltiplos *TMDs* em pontos estratégicos da estrutura resultaria em um controle estrutural mais eficiente, reduzindo ainda mais as oscilações e fadiga da turbina.

A investigação de outros tipos de controle estrutural, como TMDs com controle ativo ou semiativo, também se mostra relevante. Esses sistemas, embora mais complexos e com maior demanda energética, poderiam oferecer uma resposta mais adaptativa às variações dinâmicas, podendo auxiliar ainda mais na redução das oscilações na estrutura da FOWT.

Por fim, recomenda-se um estudo aprofundado sobre o impacto dos TMDs na vida útil da turbina eólica, considerando um período típico de 20 anos. A mitigação das oscilações e vibrações estruturais proporcionada pelos TMDs pode reduzir o desgaste dos componentes, resultando em menor necessidade de manutenção corretiva e preventiva, além de potencialmente aumentar a confiabilidade operacional do sistema. Estudos que avaliem o impacto do controle estrutural na manutenção e no desempenho global da turbina, incluindo sua capacidade de geração de energia, também são recomendados para fornecer uma visão mais abrangente dos benefícios e desafios da implementação dos TMDs em turbinas eólicas offshore flutuantes.

Referências

1. DUPONT, F. H.; ROMITTI, F. G. L. Energias renováveis: buscando por uma matriz energética sustentável. **Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental.** Santa Maria, v. 19, n. 1, Ed. Especial, p. 70 – 81, 2015.

2 HOSSEIN KARIMI, MOHAMMAD T.H. BEHESHTI, AMIN RAMEZANI, HAMIDREZA ZAREIPOUR. Intelligent control of islanded AC microgrids based on adaptive neuro-fuzzy inference system, **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, vol.133, 2021.

3. LEITE, D. B.; SOUZA, E. P. Tendências do cenário energético brasileiro: a energia de fonte eólica e o “olhar” dos atingidos. Revista Ciência e Natura, UFSM, Santa Maria, v. 37 n.4, p. 243-250, 2015.

4. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2022. **Matriz Energética e Elétrica.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica> Acesso em: 23 out. 2024.

5. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Brasil permanece em 6º lugar no ranking mundial de energia eólica.** Brasília: ABEEólica, 2023. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/brasil-permanece-em-6o-lugar-no-ranking-mundial-de-energia-eolica/>. Acesso em: 23 out. 2024.

6. BRASIL. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Brasil sobe para a sexta posição em ranking internacional de energia eólica.** Brasília: MME, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-sobe-para-a-sexta-posicao-em-ranking-internacional-de-energia-eolica>. Acesso em: 23 out. 2024.

7. COSTOYA, X., DECASTRO, M., CARVALHO, D., GOMEZ-GESTEIRA, ´ M. **On the suitability of offshore wind energy resource in the United States of America for the 21st century**. Applied Energy, v. 262, 2020.

8. D. VILLOSLADA, M. SANTOS, M. TOMÁS-RODRÍGUEZ. TMD stroke limiting influence on barge-type floating wind turbines. **Ocean Engineering,** v. 248, 2022.

9. VIJFHUIZEN, W. J. M. **Design of a wind and wave power barge**. 2006. Tese de Doutorado. MS Thesis, Department of Naval Architecture and Mechanical Engineering, Universities of Glasgow and Strathclyde, Scotland.

10. SI, Yulin; KARIMI, Hamid Reza; GAO, Huijun. Modelling and optimization of a passive structural control design for a spar-type floating wind turbine. **Engineering structures**, v. 69, p. 168-182, 2014.

11.IBERDROLA, 2022. **Eólica Offshore Flutuante**. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/inovacao/eolica-flutante-offshore> Acessado em: 05 set. 2022.

12. BUTTERFIELD, S., W. MUSIAL, J. JONKMAN E P. SCLAVOUNOS: ENGINEERING Challenges for Floating Offshore Wind Turbines. **National Renewable Energy Laboratory and Massachusetts Institute of Technology**, v. 1, 2007.

13. PARK, Semyung et al. An investigation on the impacts of passive and semiactive structural control on a fixed bottom and a floating offshore wind turbine. **Wind Energy**, v. 22, n. 11, p. 1451-1471, 2019.

14. OLONDRIZ, Joannes et al. A feedback control loop optimisation methodology for floating offshore wind turbines. **Energies,** v. 12, n. 18, p. 3490, 2019.

15. PIMENTA, Francisco et al. Dynamic response characterization of floating structures based on numerical simulations. **Energies**, v. 13, n. 21, p. 5670, 2020.

16. SIERRA-GARCÍA, J. Enrique; SANTOS, Matilde. Performance analysis of a wind turbine pitch neurocontroller with unsupervised learning. Complexity, v. 2020, 2020.

17. PARK, SEMYUNG et al. An investigation on the impacts of passive and semiactive structural control on a fixed bottom and a floating offshore wind turbine. **Wind Energy**, v. 22, n. 11, p. 1451-1471, 2019.

18. ZUO, HAORAN; BI, KAIMING; HAO, HONG. A state-of-the-art review on the vibration mitigation of wind turbines. **Renewable and Sustainable** Energy Reviews, v. 121, p. 109710, 2020.

19. LACKNER, Matthew A.; ROTEA, Mario A. Structural control of floating wind turbines. **Mechatronics,** v. 21, n. 4, p. 704-719, 2011.

20. LACKNER, MATTHEW A.; ROTEA, MARIO A. Passive structural control of offshore wind turbines. **Wind energy**, v. 14, n. 3, p. 373-388, 2011.

21. HE, ER-MING; HU, YA-QI; ZHANG, YANG. Optimization design of tuned mass damper for vibration suppression of a barge-type offshore floating wind turbine. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment**, v. 231, n. 1, p. 302-315, 2017.

22. LI, Chao et al. Passive vibration control of a semi-submersible floating offshore wind turbine. **Applied Sciences**, v. 7, n. 6, p. 509, 2017.

23. YANG, JIAWEN; HE, E. M.; HU, Y. Q. Dynamic modeling and vibration suppression for an offshore wind turbine with a tuned mass damper in floating platform. **Applied Ocean Research,** v. 83, p. 21-29, 2019.

24. CHEN, XIN et al. Optimal tuned mass dampers for wind turbines using a Sigmoid satisfaction function-based multiobjective optimization during earthquakes. **Wind Energy**, v. 24, n. 10, p. 1140-1155, 2021.

25 YANG, WENXIAN et al. Experimental research for stabilizing offshore floating wind turbines. **Energies**, v. 12, n. 10, p. 1947, 2019.

26. XIE, S; JIN, X; HE, J. Structural vibration control for the offshore floating wind turbine including drivetrain dynamics analysis. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 11, n. 2, p. 023304, 2019.

27. LI, CHAO ET AL. Passive vibration control of a semi-submersible floating offshore wind turbine. **Applied Sciences**, v. 7, n. 6, p. 509, 2017.

28. LACKNER, Matthew A.; ROTEA, Mario A. Structural control of floating wind turbines. **Mechatronics**, v. 21, n. 4, p. 704-719, 2011.

29. DING, Qin-wei et al. Study on TMD control on stability improvement of barge-supported floating offshore wind turbine based on the multi-island genetic algorithm. **China Ocean Engineering**, v. 33, n. 3, p. 309-321, 2019.

30. PICOLO, A. P.; BÜLER, A. J.; RAMPINELLI, G. A. **Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica.** Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/rbef/v36n4/v36n4a07.pdf>. Acessado em 07 de abr. 2020.

31. HU, Yaqi; HE, Erming. Active structural control of a floating wind turbine with a stroke-limited hybrid mass damper. **Journal of Sound and Vibration**, v. 410, p. 447-472, 2017.

32. JONKMAN, J.M. **Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine.** National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States), 2007.

33. PORTAL SOLAR. **Energia Eólica, o que é, como funciona, vantagens e desvantagens.** Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-solar-x-energia-eolica-precos.html> Acesso em 07 de set 2022.

34. FIGUEIREDO, A. C. V. S. **Avaliação de viabilidade de aplicação de aerogerador de pequeno porte em uma pousada em arraial do cabo**. 2019. P. 1-54, Trabalho de conclusão de curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de janeiro, 2019.

35. ARCHIEXPO. **Turbina eólica de pequeno porte de eixo vertical**. Disponível em: <https://www.archiexpo.com/pt/prod/windside/product-88530-1409951.html.> Acesso em 05 de out. 2018.

36. LI, CHAO ET AL. Passive vibration control of a semi-submersible floating offshore wind turbine. **Applied Sciences**, v. 7, n. 6, p. 509, 2017.

37. JONKMAN, Jason Mark. **Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine.** University of Colorado at Boulder, 2007.

38. STEWART, Gordon M. **Load reduction of floating wind turbines using tuned mass dampers.** Master of Science in Mechanical Engineering. University of Massachusetts Amherst 2012.

39. HENDERSON, A.; PATEL, M. Response Amplitude Operators (RAOs) and Fatigue Effects on Semisubmersible Wind Turbine Platforms. **In: Proceedings of the 22nd International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering**, Houston, USA, 2003.

40. FULTON, M.; MALCOLM, D.; MOROZ, E.; WITHEE, J. Effects of Platform Motion on Rotor Aerodynamics and Structural Loads. **Wind Energy Journal**, v. 9, n. 3, p. 153–173, 2006.

41. NEILSEN, J.; HANSON, T.; SKAARE, B. Dynamic Analysis of the Hywind Floating Wind Turbine Concept with Different Controller Configurations. **Journal of Physics: Conference Series**, v. 555, n. 1, p. 120-125, 2011.

42. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61400-3: Design Requirements for Offshore Wind Turbines. Genebra**, Suíça, 2009.

43. JONKMAN, J. M.; BUHL, M. L. Development and Verification of a Fully Coupled Simulator for Offshore Wind Turbines. **National Renewable Energy Laboratory (NREL)**, Golden, CO, USA, 2007.

44. SAAED, Tarek Edrees et al. A state-of-the-art review of structural control systems. **Journal of Vibration and Control**, v. 21, n. 5, p. 919-937, 2015.

45. POON, Dennis et al. Structural design of Taipei 101, the world's tallest building. In: **Proceedings of the CTBUH 2004 Seoul Conference, Seoul, Korea**. 2004. p. 271-278.

46. CONG, Cong. Using active tuned mass dampers with constrained stroke to simultaneously control vibrations in wind turbine blades and tower. **Advances in Structural Engineering**, v. 22, n. 7, p. 1544-1553, 2019.

47. JONKMAN, J. **Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine**. PhD thesis, National Renewable Energy Laboratory, 2008.

48. STEWART, Gordon; LACKNER, Matthew. Offshore wind turbine load reduction employing optimal passive tuned mass damping systems. **IEEE transactions on control systems technology**, v. 21, n. 4, p. 1090-1104, 2013.

49. KOHLER, Manoela Rabello. Pso+: Algoritmo com base em enxame de partículas para problemas com restrições lineares e não lineares. **Tese de Doutorado, PUC-RIO**, 2017.

50. MITCHELL, M. **An Introduction to Genetic Algorithms**. [s.l.] MIT Press, 1996.

51. KATOCH, Sourabh; CHAUHAN, Sumit Singh; KUMAR, Vijay. A review on genetic algorithm: past, present, and future. **Multimedia Tools and Applications,** v. 80, n. 5, p. 8091-8126, 2021.

52. ALMEIDA, L. F. **Sistema Híbrido de Otimização de Estratégias de Controle de Válvulas de Poços Inteligentes sob Incertezas. [s.l.]** Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2007.

53. LIU, Donghai. Mathematical modeling analysis of genetic algorithms under schema theorem. **Journal of Computational Methods in Sciences and Engineering**, v. 19, n. S1, p. 131-137, 2019.

54. BAECK, T.; FOGEL, D. B.; MICHALEWICZ, Z. **Evolutionary Computation 2 – Advanced Algorithms and Operations. [s.l: s.n.**].

55. SIVANANDAM SN, Deepa SN. **Introduction to genetic algorithm**, 1st edn. Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2008.

56. KUMAR, Anit. Encoding schemes in genetic algorithm. **International Journal of Advanced Research in IT and Engineering**, v. 2, n. 3, p. 1-7, 2013.

57. EL-MIHOUB, Tarek A. et al. **Hybrid Genetic Algorithms: A Review**. Eng. Lett., v. 13, n. 2, p. 124-137, 2006.

58. ALMEIDA, L. F.; VELLASCO, M. M. B. R.; PACHECO, M. A. C. Optimization system for valve control in intelligent wells under uncertainties. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 73, p. 129-140, 2010.

59. KANE, Thomas R.; LEVINSON, David A. **Dynamics, theory and applications**. McGraw Hill, 1985.

60. Jonkman J. Fast theory manual. Technical Report, to be published, **National Renewable Energy Laboratory**: Golden, CO, 2009.

61. BUHL JR, Marshall L. Installing NWTC CAE Tools on PCs Running Windows®. **National Wind Technology Center. NREL. Golden, Colorado (EE. UU.)**, 2013.

62. JASON, M. L. B. J.; JONKMAN, M. FAST user's guide. **National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, Tech. Rep. NREL/EL-500-38230**, 2005.

61. JONKMAN, Jason et al. **Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development**. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2009.

62. VILLOSLADA, Daniel; SANTOS, Matilde; TOMÁS-RODRÍGUEZ, María. General methodology for the identification of reduced dynamic models of barge-type floating wind turbines. **Energies**, v. 14, n. 13, p. 3902, 2021.

63. IEC, 2005. Wind Turbines - Part 1: Design Requirements, IEC 61400 1 Ed.3, **International Electrotechnical Commission**, Geneva, Switzerland

64. SUN, Chao; JAHANGIRI, Vahid. Fatigue damage mitigation of offshore wind turbines under real wind and wave conditions. **Engineering Structures**, v. 178, p. 472-483, 2019.

65. FITZGERALD, Breiffni et al. Enhancing the reliability of floating offshore wind turbine towers subjected to misaligned wind-wave loading using tuned mass damper inerters (TMDIs). **Renewable Energy**, v. 211, p. 522-538, 2023.

66. DINH, Van-Nguyen; BASU, Biswajit. Dynamics and Control of Offshore Wind Turbines.

APÊNDICE A – Instalação e Execução do FAST-SC

A instalação do FAST-SC deve ser realizada como qualquer outro software do NREL, seguindo as etapas documentadas em [61]. O processo consiste, basicamente, em descompactar o arquivo e criar um arquivo em lote no Windows para permitir a execução do programa a partir de qualquer diretório. Após essa etapa, é necessário configurar os arquivos essenciais para a execução do programa, conforme descrito em seu manual [62]. O FAST-SC utiliza informações de diversos arquivos de entrada para realizar as simulações e gera os resultados nos arquivos de saída. Os arquivos mais importantes incluem:

- **Arquivo de entrada (*.fst):** contém os principais parâmetros de configuração necessários para a execução do FAST-SC e links para outros arquivos de entrada complementares;
- **Arquivo de definição de plataforma (*.dat):** contém todas as propriedades necessárias para a execução do FAST-SC, incluindo condições iniciais, propriedades hidrodinâmicas, configuração dos cabos de amarração e condições de onda;
- **Arquivo de definição da torre (*.dat)**: reúne as propriedades geométricas e estruturais da torre da turbina;
- **Arquivos de definição das pás (*.dat)**: incluem as propriedades geométricas, aerodinâmicas e estruturais de cada pá da turbina;
- **Arquivo de entrada do AeroDyn**: contém os parâmetros de configuração necessários para executar o módulo AeroDyn, responsável pelos cálculos aerodinâmicos, que é iniciado como parte da execução do FAST-SC. Esse arquivo especifica os modelos aerodinâmicos a serem utilizados, dados de vento e os perfis aerodinâmicos das pás;
- **Arquivo executável compilado (*.exe)**: é usado para executar o programa, sendo necessário fornecer o arquivo de entrada principal como argumento. Para a versão compilada com a biblioteca do controlador NREL 5-MW, os arquivos “DISCON.dll” e “DFORRT.dll” devem estar no mesmo diretório do FAST-SC.

Cada execução do FAST-SC gera um arquivo de texto (*.out) que contém uma amostragem temporal das variáveis especificadas na seção “OUTPUT” do arquivo de entrada (.fst), com a frequência de amostragem definida pela variável de integração "DT" no mesmo arquivo. É importante observar que o FAST-SC sempre produz os arquivos

de saída no diretório local da execução e com o mesmo nome, sendo recomendada a criação de um diretório separado para cada simulação.

O FAST-SC foi executado através de terminal do Windows e no ciclo de otimização do AG, foi executado através do software MATLAB. Embora o FAST-SC tenha sido incluído nos loops de otimização, a duração de suas simulações foi significativa, tornando importante compartilhar algumas recomendações para reduzir o tempo de execução. O tempo de execução do simulador FAST-SC mostrou-se particularmente dependente dos seguintes fatores:

- **Duração da simulação**: Como é uma simulação no domínio do tempo, a duração da execução do FAST-SC é diretamente proporcional ao tempo de simulação;
- **Resolução da simulação**: Quanto mais etapas o FAST-SC precisa realizar para cobrir o mesmo intervalo de tempo, maior será o tempo de execução;
- **Condições de vento**: Antes de iniciar a simulação da resposta da turbina, o FAST-SC leva um tempo para ler o campo de vento. O tempo de leitura é influenciado pelo tamanho e pela resolução do campo de vento, independentemente da duração da simulação;
- **Variáveis de saída**: O FAST-SC grava o valor de cada variável de saída em cada etapa da simulação. Quanto maior o número de variáveis selecionadas, maior será o tempo de simulação.

Para simular diferentes perturbações, é necessário modificar vários arquivos de entrada. No caso, o modelo e as propriedades das ondas são especificados na seção 'WAVES' do arquivo de definição da plataforma. Já as condições de vento não são definidas de forma tão direta. Os ventos utilizados na simulação são incluídos em um arquivo de campo de vento, indicado no campo 'WindFile' do arquivo de entrada do AeroDyn. Esses arquivos de campo contêm vetores de velocidade do vento em três componentes para cada ponto de uma malha bidimensional retangular. A Figura A.1 apresenta uma representação gráfica do campo de vento.

A modificação das condições de vento requer a utilização de outra ferramenta de software do NREL chamada TurbSim, que é dedicada à simulação estocástica de ventos turbulentos com base em modelos estatísticos. Recomenda-se a instalação do TurbSim em paralelo ao FAST-SC, pois é essencial para gerar as condições de vento necessárias para cada simulação. O arquivo de entrada do TurbSim permite especificar o formato de saída, as dimensões da malha (compatíveis com o rotor da turbina) e as

condições climáticas a serem simuladas. Essas condições incluem a velocidade média dos ventos, sua direção, o grau de turbulência e a evolução ao longo do tempo.

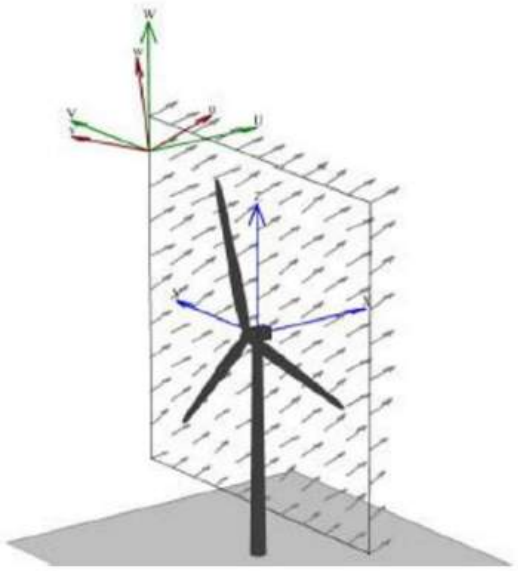


Figura A. 1 - Representação do campo de vento [8].

Neste trabalho, o FAST-SC foi utilizado para testes e otimizações em decaimento livre (sem perturbações externas) e em testes e otimizações com condições adversas de ventos e ondas. Um fator determinante para encurtar as simulações foi a criação de um campo de vento com leitura rápida.

APÊNDICE B – Parâmetros dos Experimentos do AG Paralelo

Este apêndice apresenta os principais parâmetros dos experimentos realizados com o Algoritmo Genético (AG) paralelo para a otimização do sistema de controle estrutural com TMDs sob condições adversas de ventos turbulentos e ondas irregulares. São detalhadas as configurações utilizadas em cada experimento, incluindo população, número de gerações, taxa de crossover, taxa de mutação, elitização e limite superior de massa dos TMDs, possibilitando uma análise comparativa entre diferentes configurações e sua influência na mitigação das oscilações estruturais da FOWT.

Foram conduzidos 24 experimentos, totalizando 40 processamentos do Algoritmo Genético (AG) paralelo, aplicados aos Perfis Eólicos 1 e 2. O Perfil Eólico 1 considera um vento médio de 10 m/s, enquanto o Perfil Eólico 2 possui um vento médio de 18 m/s, ambos modelados com o espectro de turbulência Kaimal. A variação dos parâmetros, como população, número de gerações e limite de massa (LS) dos TMDs, permitiu avaliar o desempenho do AG em diferentes configurações.

Os experimentos iniciais (1, 7, 13 e 19), com populações reduzidas de 12 indivíduos e 12 gerações, foram empregados para ajustes preliminares e validação do modelo. Conforme a complexidade aumentava nos experimentos seguintes, o AG foi refinado, culminando nos experimentos 6, 12, 18 e 24, que utilizaram 50 indivíduos e 50 gerações, proporcionando uma exploração mais ampla do espaço de busca. A Tabela B.1 apresenta os parâmetros adotados em cada experimento.

Dentre os experimentos realizados, metade utilizou LS(massa) de 22 toneladas, enquanto a outra metade testou 42 toneladas, permitindo uma análise comparativa entre diferentes capacidades inerciais dos TMDs. A taxa de crossover variou entre 65%, 70% e 75%, enquanto a taxa de mutação foi mantida fixa em 30%, garantindo um equilíbrio entre diversidade e convergência. O número de indivíduos preservados por elitização variou entre 2 e 5, assegurando a retenção de soluções promissoras à medida que os experimentos se tornavam mais complexos.

Adicionalmente, ambos os perfis de vento foram avaliados considerando a presença de ondas turbulentas, com altura de até 5 m eA função de avaliação permaneceu inalterada em todos os experimentos, baseada no desvio padrão dos deslocamentos da torre nos eixos x e y, garantindo uma comparação consistente dos resultados. A aplicação do AG paralelo demonstrou sua robustez na otimização estrutural da FOWT, permitindo encontrar soluções eficientes para a mitigação de oscilações e cargas estruturais em condições operacionais adversas.

Tabela B.1 - Principais Parâmetros dos Experimentos do AG paralelo (Perfis Eólicos 1 e 2).

Exp.	Proces.	Pop.	Ger.	Crossover	Mutação	Elitismo	Perfil	LS(Massa)
1	2	12	12	65%	30%	2	1	22
2	2	20	20	75%	30%	2	1	22
3	2	30	30	70%	30%	3	1	22
4	1	30	30	75%	30%	3	1	22
5	2	40	40	70%	30%	4	1	22
6	1	50	50	65%	30%	5	1	22
7	2	12	12	65%	30%	2	1	42
8	2	20	20	75%	30%	2	1	42
9	2	30	30	70%	30%	3	1	42
10	1	30	30	75%	30%	3	1	42
11	2	40	40	70%	30%	4	1	42
12	1	50	50	65%	30%	5	1	42
13	2	12	12	65%	30%	2	2	22
14	2	20	20	75%	30%	2	2	22
15	2	30	30	70%	30%	3	2	22
16	1	30	30	75%	30%	3	2	22
17	2	40	40	70%	30%	4	2	22
18	1	50	50	65%	30%	5	2	22
19	2	12	12	65%	30%	2	2	42
20	2	20	20	75%	30%	2	2	42
21	2	30	30	70%	30%	3	2	42
22	1	30	30	75%	30%	3	2	42
23	2	40	40	70%	30%	4	2	42
24	1	50	50	65%	30%	5	2	42

APÊNDICE C – Resultados dos Perfis Eólicos 1 e 2

Este apêndice apresenta os principais resultados obtidos para os Perfis Eólicos 1 e 2, simulados sob condições ambientais adversas de ventos turbulentos e ondas irregulares. Os cenários analisados seguem as diretrizes da norma IEC 61400 (2005) e foram empregados para avaliar a eficácia dos TMDs otimizados na mitigação das cargas pendulares na torre e na barcaça. Os resultados são comparados ao sistema sem TMDs e a estudos anteriores, evidenciando os benefícios do controle estrutural passivo na redução das oscilações e melhoria da estabilidade da FOWT.

A Figura C.1 e a Figura C.2 ilustram os comportamentos dos Perfis Eólicos 1 e 2 utilizados neste estudo, representando os gráficos da velocidade resultante do vento (VR – m/s) e suas componentes longitudinais (u – m/s), laterais (v – m/s) e verticais (w – m/s) ao longo do tempo.

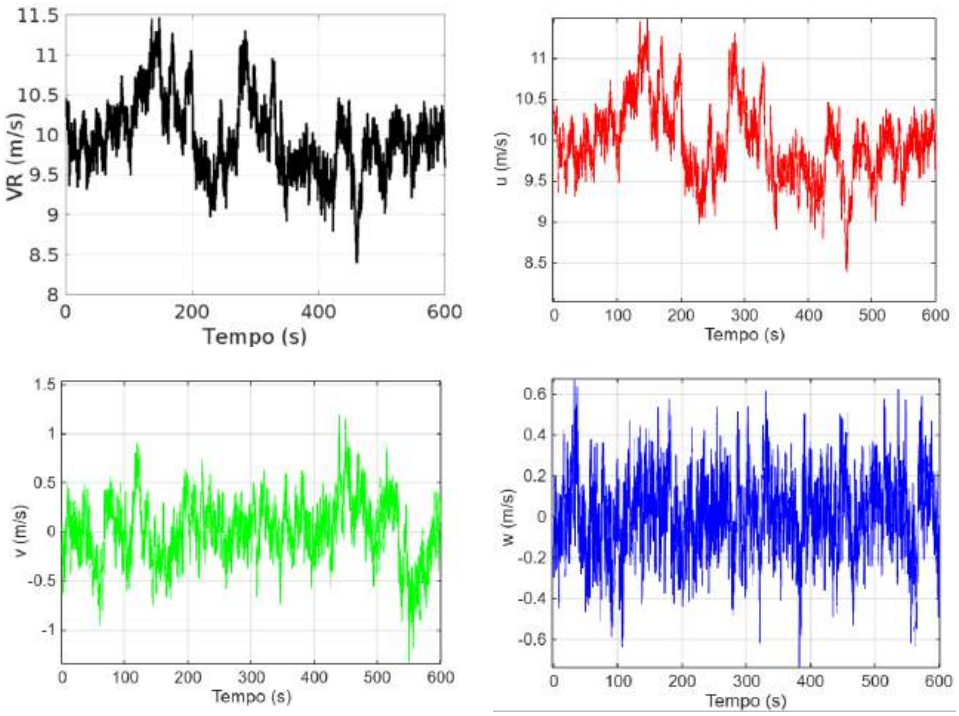


Figura C. 1 - Gráficos da Velocidade Resultante, e suas Componentes (u, v e w) em m/s (Perfil Eólico 1).

No Perfil Eólico 1 (Figura C.1), observa-se uma velocidade média de 10 m/s, com a componente u predominando na direção x, variando entre 8,5 e 11,5 m/s, enquanto as componentes v (direção y) e w (direção z) apresentam oscilações menores, em torno de ±1,0 m/s e ±0,8 m/s, respectivamente. Essa condição representa um cenário comum

de brisa moderada em alto-mar. Já no Perfil Eólico 2 (Figura C.2), a velocidade média é de 18 m/s, com a componente u variando entre 15 e 20 m/s, caracterizando um regime de ventos mais severo. Esse perfil é utilizado para avaliar a estabilidade do sistema em condições mais exigentes.

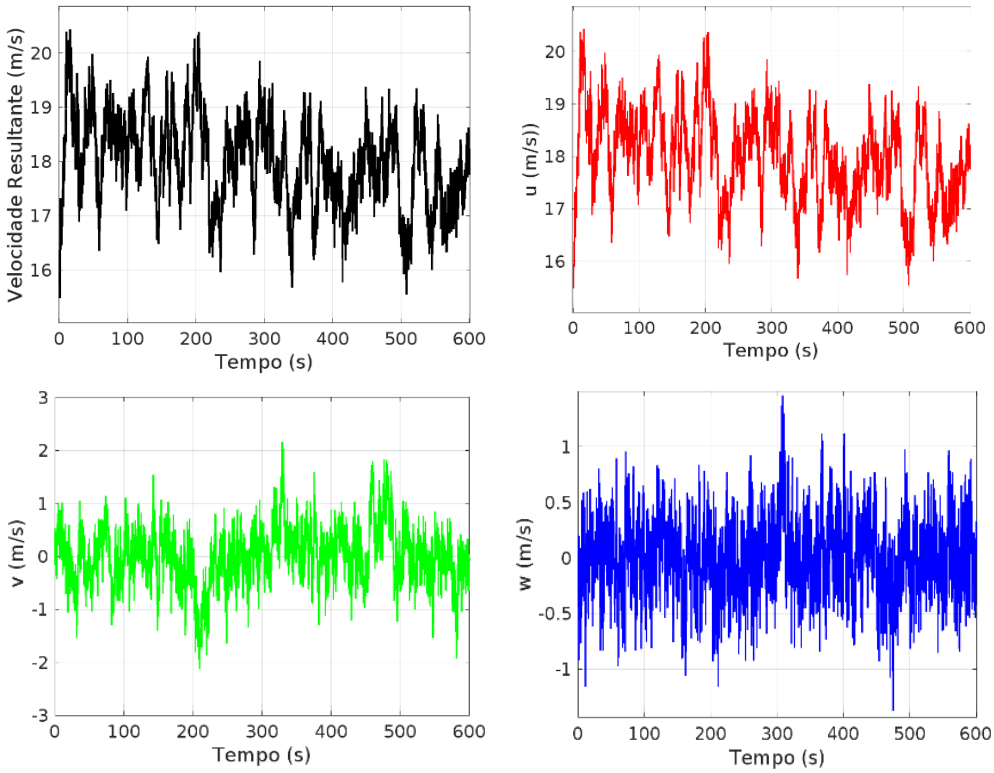


Figura C. 2 - - Gráficos da Velocidade Resultante, e suas Componentes (u, v e w) em m/s (Perfil Eólico 2).

A Figura C.3 apresenta o gráfico de altura das ondas (m), demonstrando o comportamento das ondas simuladas com altura significativa de 5 metros e período espectral de pico de 12,4 segundos, seguindo o espectro Pierson-Moskowitz (PM). Esse modelo permite representar condições típicas de águas profundas, simulando oscilações irregulares que impactam diretamente a resposta dinâmica da plataforma flutuante. A análise desses dados possibilita uma melhor compreensão dos efeitos das ondas no sistema FOWT e no desempenho dos TMDs.

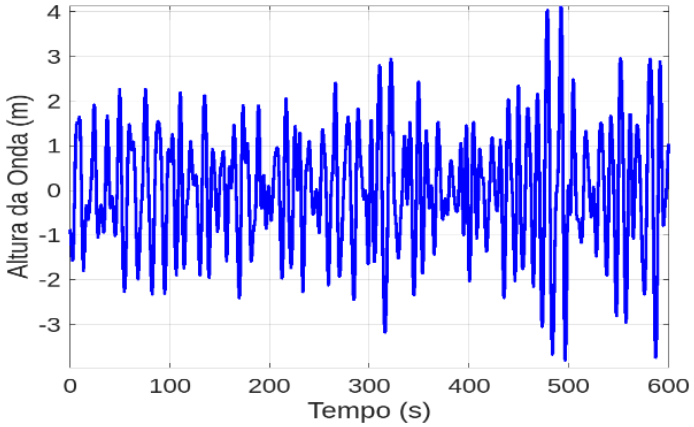


Figura C. 3 - Gráfico de Altura das Ondas (m).

Os movimentos da barcaça também foram analisados detalhadamente para diferentes configurações do sistema. A Figura C.4 apresenta os movimentos da barcaça para o Perfil Eólico 1 com massa de até 22 toneladas, destacando a redução das oscilações nos principais graus de liberdade, incluindo inclinação (PtfmPitch), deslocamento lateral (Sway), deslocamento longitudinal (Surge) e movimento vertical (Heave). A ação dos TMDs contribuiu para uma diminuição significativa da fadiga estrutural, melhorando a estabilidade da plataforma.

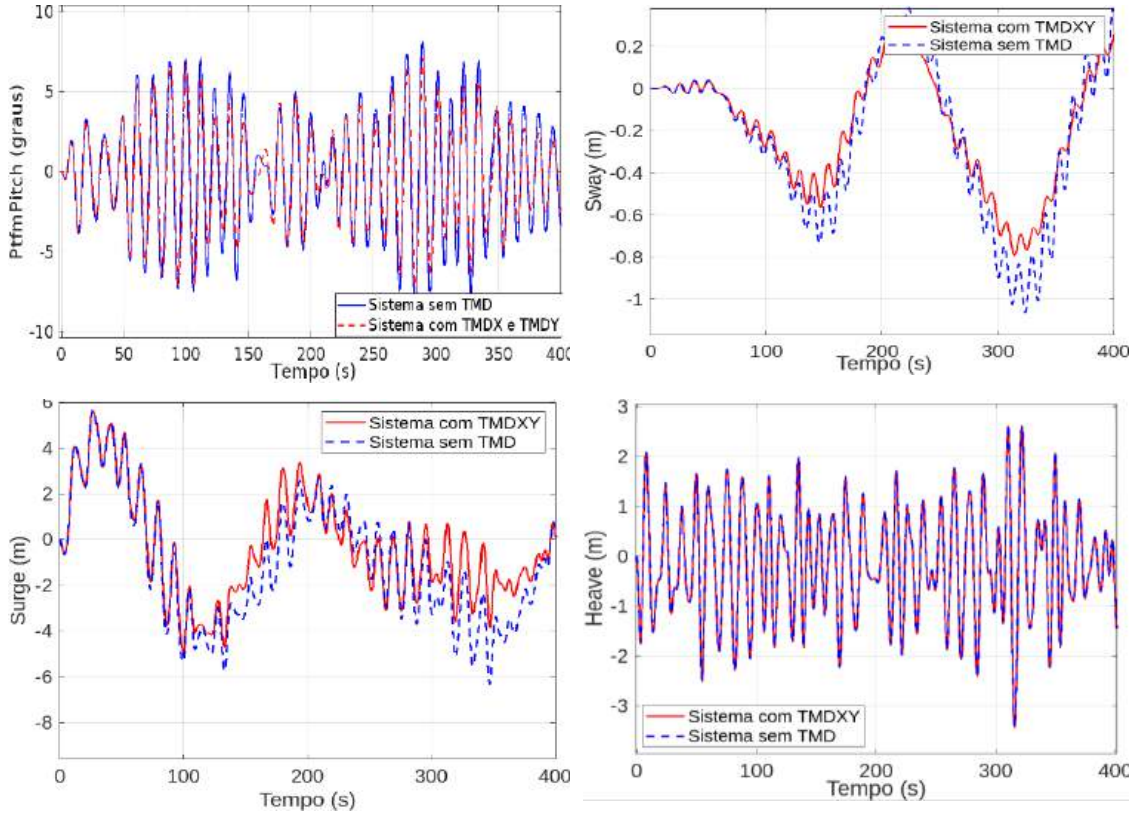


Figura C.4 – Demais Movimentos da Barcaça sob condições marítimas típicas (Perfil 1- 22 ton).

A Figura C.5 ilustra os movimentos da barcaça para o Perfil Eólico 1 com massa de até 42 toneladas, sob as mesmas condições marítimas. Observa-se uma redução expressiva das oscilações, principalmente na guinada (PtfmYaw), além dos deslocamentos laterais (*Sway*), longitudinais (*Surge*) e verticais (*Heave*). Esses resultados reforçam a importância dos TMDs na mitigação de cargas dinâmicas em diferentes condições operacionais.

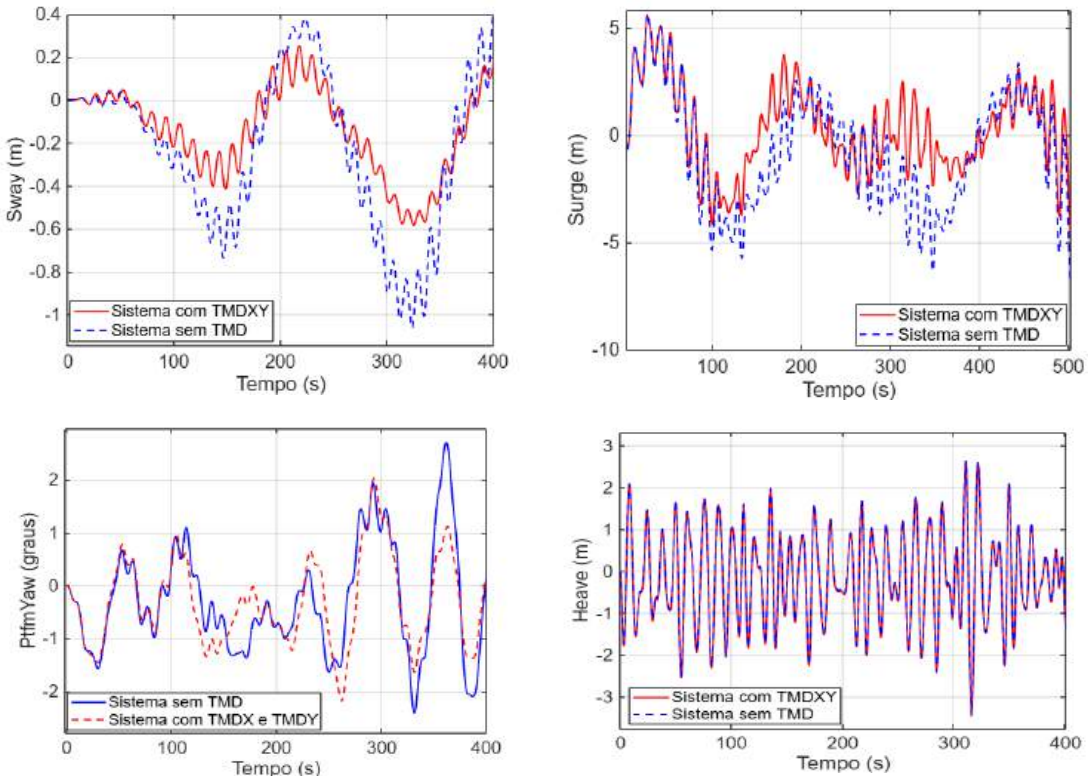


Figura C.5 – Demais Movimentos da Barcaça sob condições marítimas típicas (Perfil 1- 42 ton).

Para o Perfil Eólico 2, a Figura C.6 apresenta os movimentos da barcaça com massa de até 22 toneladas, mostrando a supressão das oscilações em diferentes graus de liberdade, com destaque para guinada (PtfmYaw), inclinação (PtfmPitch), deslocamento longitudinal (*Surge*) e movimento vertical (*Heave*). O comportamento dinâmico do sistema sob esse perfil de ventos severos evidencia a robustez da estratégia de controle passivo adotada.

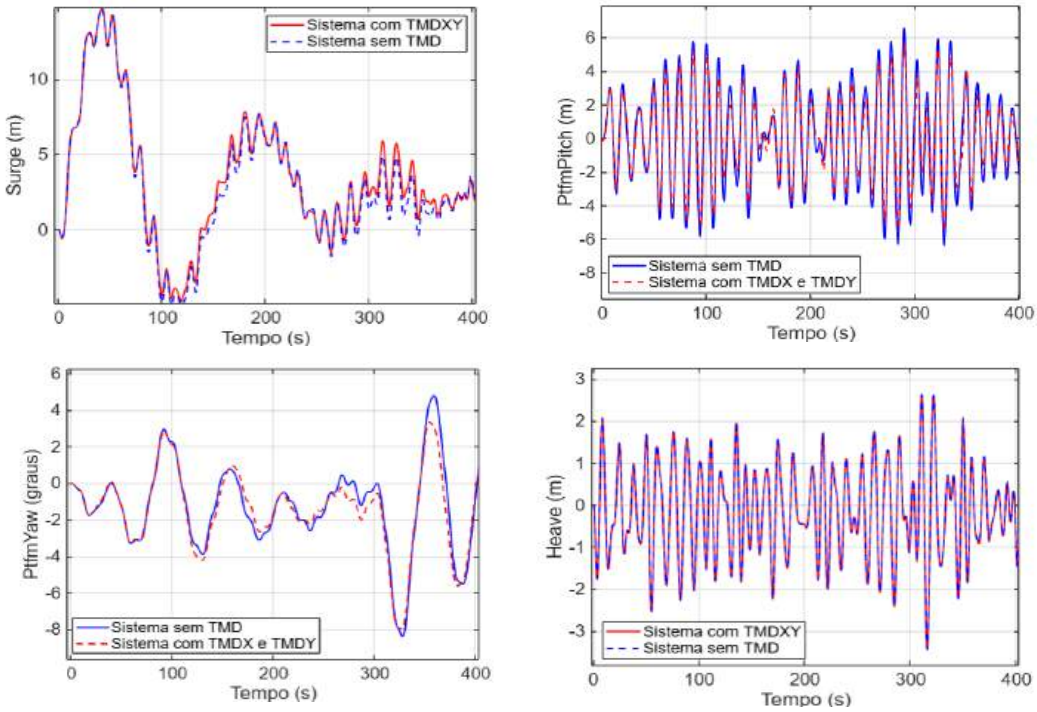


Figura C.6 – Demais Movimentos da Barcaça sob condições marítimas típicas (Perfil 2- 22 ton).

Por fim, a Figura C.7 ilustra os demais movimentos da barcaça para Perfil Eólico 2 e massa de até 42 ton, com ondas (5m, espectro PM), mostrando a redução das oscilações da guinada (PtfmYaw), deslocamento lateral (*Sway*), deslocamento longitudinal (*Surge*) e movimento vertical (*Heave*).

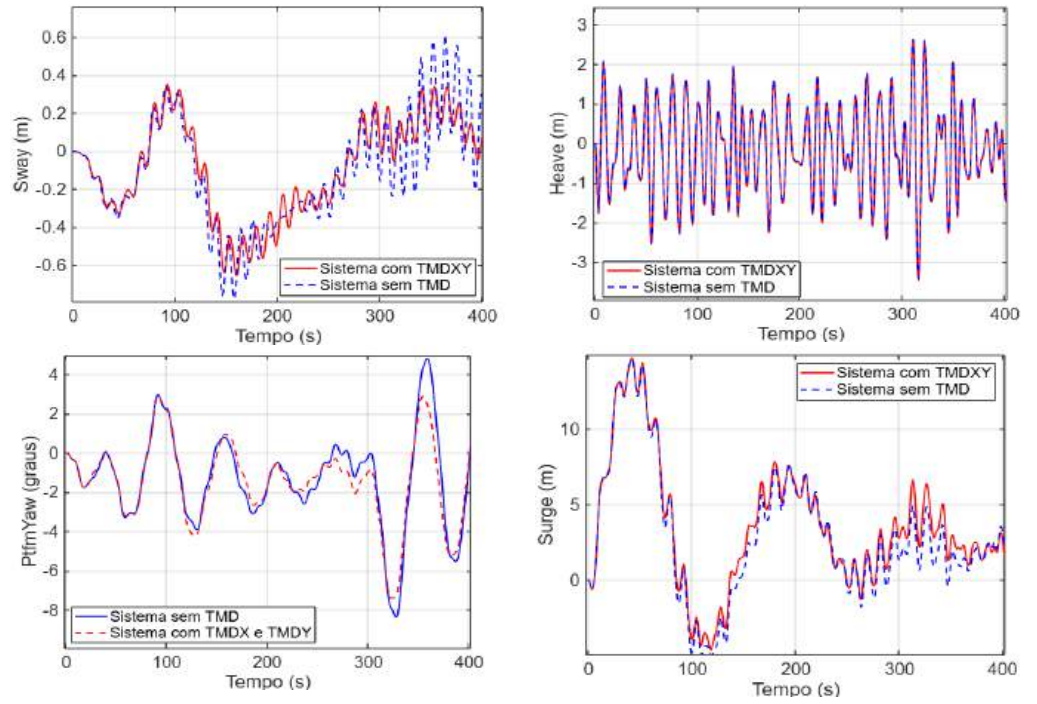


Figura C.7 – Demais Movimentos da Barcaça sob condições marítimas típicas (Perfil 2- 22 ton).

Os gráficos apresentados neste apêndice demonstram de forma clara os efeitos das condições ambientais sobre o comportamento da FOWT e como a aplicação dos TMDs otimizados reduz oscilações estruturais. Essas análises reforçam a importância da escolha adequada dos parâmetros do controle passivo para garantir maior estabilidade e confiabilidade do sistema em operação offshore.