



PROPAGAÇÃO DE INCERTEZAS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE APLICADAS À OPERAÇÃO NÃO IDEAL DE AEROGERADORES

Bruno Mitsuo Mazetto

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

Orientador: Thiago Gamboa Ritto

Rio de Janeiro
Abril de 2021

**PROPAGAÇÃO DE INCERTEZAS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE
APLICADAS À OPERAÇÃO NÃO IDEAL DE AEROGERADORES**

Bruno Mitsuo Mazetto

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

Orientador: Thiago Gamboa Ritto

Aprovada por: Prof. Thiago Gamboa Ritto

Prof. Daniel Alves Castello

Prof. Adriano Todorovic Fabro

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

ABRIL DE 2021

Mazetto, Bruno Mitsuo

Propagação de incertezas e análise de sensibilidade aplicadas à operação não ideal de aerogeradores/Bruno Mitsuo Mazetto. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

XXVIII, 182 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Thiago Gamboa Ritto

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Mecânica, 2021.

Referências Bibliográficas: p. 136 – 149.

1. Aerogerador.
 2. Análise de sensibilidade.
 3. Propagação de incertezas.
 4. Operação não ideal.
- I. Ritto, Thiago Gamboa. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Mecânica. III. Título.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente aos meus pais, Marcia e Claudemir, por todo o amor e carinho que me deram ao longo de toda a minha vida e por terem feito inúmeros esforços para me permitir acesso a uma educação de boa qualidade, fundamental para que eu pudesse chegar até aqui. Agradeço ao meu irmão Fabio pelo companheirismo e afeto, e aos meus avós Fukiko e Akira, que sempre estiveram ao meu lado.

Agradeço à minha noiva Kelen, que me enche de amor e carinho todos os dias, por me incentivar e ser compreensiva durante toda essa jornada do mestrado.

Além da minha família, gostaria de expressar minha gratidão a meu orientador, Prof. Thiago Ritto, pelo fundamental apoio desde o princípio, pelos ensinamentos e por me guiar ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Estendo meus agradecimento aos colegas do LAVI, em especial Lucas Volpi, com quem fiz diversas disciplinas e sempre pude sanar minhas dúvidas, Edison Fabián, que me auxiliou em pontos essenciais do meu estudo, e Raphael Santana, que viabilizou o uso de importantes recursos computacionais do LAVI.

Deixo também o meu obrigado aos amigos da equipe de eólica do CENPES, Ezequiel Malateaux, Max Mauro, Fabio Brilhante e Daniel Faro, e a outros que não estão mais nesse time da pesquisa, mas foram muito importantes no meu caminho, Hugo Gouveia e Rodrigo Dias. Agradeço a todos por terem sido compreensivos, pacientes, companheiros e pelas discussões relevantes sobre o tema.

Gostaria ainda de agradecer à Petrobras e, em especial, ao CENPES por me conceder a oportunidade de participar do programa de pós-graduação da COPPE/UFRJ e me dar o suporte necessário para concluir os estudos. Por fim, registro que este trabalho faz parte do projeto de P&D da Petrobras intitulado "Planta Piloto de Geração Eólica Offshore", registrado sob o número PD-0553-0045/2016 do programa de P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

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

**PROPAGAÇÃO DE INCERTEZAS E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE
APLICADAS À OPERAÇÃO NÃO IDEAL DE AEROGERADORES**

Bruno Mitsuo Mazetto

Abril/2021

Orientador: Thiago Gamboa Ritto

Programa: Engenharia Mecânica

Uma das tendências da indústria eólica é o uso de modelos abrangentes e validados para simulação de aerogeradores, o que compõe uma das bases da construção de gêmeos digitais. Partindo-se de um modelo consolidado e de código aberto para simulação de aerogeradores (OpenFAST), avaliaram-se os efeitos da operação em condições não ideais sobre a potência e respostas dinâmicas de um aerogerador teórico de 5 MW, visando auxiliar na definição de prioridades de ação preventiva e na quantificação de riscos. Foram identificados parâmetros representativos de situações operacionais não ideias (desalinhamento do rotor em relação ao vento, desvios nos ângulos de passo e no *twist* das pás e erro nas massas das pás) e propostos modelos probabilísticos para as incertezas associadas a eles. Em seguida, realizou-se uma análise da propagação de incertezas para as respostas de interesse e, por fim, identificaram-se através de uma análise de sensibilidade global quais situações deveriam ser tratadas prioritariamente. Os resultados indicaram que a geração média considerando todas as não idealidades é até 9% inferior ao valor de referência, com possibilidade de perdas superiores a 30% em casos extremos, dependendo da distribuição de frequência do vento. Para o carregamento equivalente de fadiga, destacam-se o torque e flexão no topo da torre, além da flexão na base da torre, como os carregamentos mais críticos, com maior risco de falhas ao longo da vida útil programada para os aerogeradores. Por fim, a análise de sensibilidade indicou que as variáveis com mais influência na geração e vida dos aerogeradores são o desalinhamento do rotor com o vento e desvio no ângulo de passo das pás.

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

UNCERTAINTY PROPAGATION AND SENSITIVITY ANALYSIS APPLIED
TO THE NON-IDEAL OPERATION OF WIND TURBINES

Bruno Mitsuo Mazetto

April/2021

Advisor: Thiago Gamboa Ritto

Department: Mechanical Engineering

One of the trends in the wind industry is the use of comprehensive and validated models for simulating wind turbines, which makes up one of the bases for the construction of digital twins. Starting from a consolidated and open source model for wind turbine simulation (OpenFAST), the effects of operation in non-ideal conditions on power and dynamic responses of a theoretical 5 MW wind turbine were evaluated, aiming to help in the definition of priorities for preventive action and risk quantification. Parameters representative of non-ideal operational situations were identified (rotor misalignment in relation to the wind, deviations in the pitch and twist angles of the blades and error in the blades' masses) and probabilistic models were proposed for the associated uncertainties. Afterward, an analysis of the propagation of uncertainties for the responses of interest was carried out, and finally, through a global sensitivity analysis, it was identified which situations should be primarily treated. The results indicated that the average generation considering all non-idealities was up to 9% lower than the reference value, with the possibility of losses greater than 30% in extreme cases, depending on the frequency distribution of the wind. For the damage equivalent loads, the torque and bending at tower top, in addition to the bending moments at tower base, stood out as the most critical loads, with higher risks of failure over the wind turbines' service life. Finally, the sensitivity analysis indicated that the variables with the greatest influence on generation and life of the wind turbines are the rotor misalignment with the wind and deviation in the pitch angle of the blades.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xvi
Lista de Símbolos	xviii
Lista de Abreviaturas	xxviii
1 Introdução	1
1.1 Energia Eólica	1
1.2 Objetivos	7
1.3 Estrutura do Texto	8
2 Aerogeradores	9
2.1 Aerogeradores de Eixo Horizontal	9
2.2 Geração de Energia e Perdas	10
2.3 Operação Degradada	14
2.3.1 Desalinhamento do Ângulo de <i>Yaw</i>	18
2.3.2 Desbalanceamento Mecânico do Rotor	19
2.3.3 Desbalanceamento Aerodinâmico do Rotor	20
3 Ferramenta de Simulação	22
3.1 <i>OpenFAST</i>	22
3.1.1 <i>InflowWind</i>	23
3.1.2 <i>AeroDyn</i>	24
3.1.3 <i>ElastoDyn</i>	26
3.1.4 <i>ServoDyn</i>	26
4 Aerodinâmica	28
4.1 Modelagem da Aerodinâmica de Rotores	28
4.1.1 Teoria do Disco Atuador de Rankine-Froude	28
4.1.2 Efeitos da Rotação de Esteira	30
4.1.3 Teoria de Elemento de Pá	33

4.1.4	Teoria do Momento de Elemento de Pá	37
4.1.5	Correções Adicionais	39
4.1.6	Procedimento de Cálculo	40
4.2	Estol Dinâmico	41
5	Dinâmica Estrutural	47
5.1	Graus de Liberdade	47
5.2	Sistemas de Coordenadas	50
5.3	Deflexões nas Pás e Torre	51
5.3.1	Abordagem Adotada	51
5.3.2	Torre	55
5.3.3	Pás	57
5.4	Cinemática	59
5.5	Dinâmica	61
5.6	Aerogerador de Referência	63
5.7	Saídas de Interesse	65
5.7.1	Potência Elétrica e Geração	66
5.7.2	Fadiga	67
6	Incerteza e Sensibilidade	74
6.1	Conceitos Básicos	74
6.1.1	Quantificação de Incerteza	74
6.1.2	Análise de Sensibilidade	76
6.2	Revisão de Literatura	81
6.3	Modelo Estocástico	85
6.3.1	Desalinhamento de <i>yaw</i>	86
6.3.2	Desbalanceamento mecânico do rotor	89
6.3.3	Desbalanceamento aerodinâmico do rotor	90
6.3.4	Velocidade do Vento	92
7	Resultados	94
7.1	Análise Determinística	95
7.1.1	Desalinhamento de <i>yaw</i>	95
7.1.2	Desbalanceamento aerodinâmico pelo <i>pitch</i>	100
7.1.3	Desbalanceamento aerodinâmico pelo <i>twist</i>	109
7.1.4	Desbalanceamento mecânico	111
7.2	Propagação de Incertezas	113
7.3	Análise de Sensibilidade	128

8 Conclusão	133
8.1 Trabalhos Futuros	135
Referências Bibliográficas	136
A Resultados Complementares	150
A.1 Análise Determinística	150
A.1.1 Desalinhamento de <i>yaw</i>	150
A.1.2 Desbalanceamento aerodinâmico pelo <i>pitch</i>	153
A.1.3 Desbalanceamento aerodinâmico pelo <i>twist</i>	156
A.1.4 Desbalanceamento mecânico	159
A.2 Propagação de Incertezas	162
B Incertezas em uma Pá	169
B.1 Propagação de Incertezas	169
B.2 Análise de Sensibilidade	178

Listas de Figuras

1.1	Histórico de crescimento da capacidade instalada de energia eólica no mundo (adaptado de [3])	2
1.2	Evolução do LCoE de fontes renováveis de energia comissionadas entre 2010 e 2019 (adaptado de [5])	3
1.3	Evolução da matriz elétrica mundial até 2050, com destaque para a energia eólica. Adaptado de [10].	5
1.4	Evolução da altura e potência nominal de aerogeradores [13]	5
2.1	Aerogerador com eixo de rotação horizontal. Adaptado do National Energy Education Development Project [24].	10
2.2	Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal [27].	11
2.3	Curva de potência de um aerogerador de 15 MW [28].	11
2.4	Distribuição de Weibull para duas localidades.	12
2.5	Mecanismo elétrico de <i>yaw</i> ativo em turbina eólica. Adaptado de [44]	18
2.6	Visão esquemática do mecanismo de <i>yaw</i> e do erro de <i>yaw</i>	19
2.7	Configuração de uma turbina eólica. Adaptado de [23]	20
2.8	Cubo e engrenagem de <i>pitch</i> da pá, com a pá em posição de operação. Adaptado de [23]	21
3.1	Módulos presentes no <i>framework</i> do <i>OpenFAST</i> para a configuração de fundação fixa. Adaptado de [58]	23
3.2	Toque vs. rotação do gerador para um controle de velocidade variável simplificado [62]	27
4.1	Volume de controle para o modelo do disco atuador. Adaptado de [63, 64]	29
4.2	Rotação da Esteira. Adaptado de [63]	31
4.3	Volumes de controle anulares. Adaptado de [63]	31
4.4	Forças resultantes sobre um aerofólio. Adaptado de [63].	34
4.5	Geometria adotada na Teoria do Momento de Pá. Adaptado de [63].	36
4.6	Ângulos considerados na análise de escoamentos inclinados. Adaptado de [64, 65].	40

4.7	Estágios do Estol Dinâmico. Adaptado de [66].	42
4.8	Componentes adotadas no modelo de Estol Dinâmico. Adaptado de [65].	43
4.9	Aggregação de efeitos de estol dinâmico sobre a curva de C_N de um aerofólio. Adaptado de [65].	45
5.1	Graus de liberdade de uma aerogerador de três pás, conforme considerado no modelo do <i>OpenFAST</i> . Adaptado de [61].	48
5.2	Pontos de interesse para um aerogerador modelado no <i>OpenFAST</i> . Adaptado de [62, 63].	51
5.3	Sistemas de coordenadas para um aerogerador modelado no <i>OpenFAST</i> . Adaptado de [62, 63].	52
5.4	Movimentos do topo da torre (Ponto O). Adaptado de [63].	56
5.5	Aerogerador Offshore REpower 5M. Adaptado de [71, 72].	63
5.6	Curvas de velocidade de rotação do gerador (<i>GenSpeed</i>), potência no rotor (<i>RotPwr</i>), potência de saída do gerador (<i>GenPwr</i>), torque no aerogerador (<i>RotTorq</i>) e força de empuxo (<i>RotThrust</i>) para a turbina eólica considerada [70]	64
5.7	Carregamentos considerados na base e topo da torre.	67
5.8	Carregamentos considerados na raiz das pás (exemplificada pela pá 1) e no eixo de baixa velocidade, na posição do rolamento principal.	68
5.9	Gráfico do torque resistivo do gerador em função da rotação do gerador para o aerogerador de 5 MW da NREL (adaptado de [70]).	68
5.10	Construção do carregamento resultante na direção θ a partir dos carregamentos perpendiculares conhecidos.	70
5.11	Média e amplitude de um ciclo de carregamento.	71
6.1	Função densidade de probabilidade para o erro estático de <i>yaw</i> , baseado em [45]	87
6.2	Função densidade de probabilidade para o erro de <i>yaw</i> com erro estático nulo, baseado em [113]	87
6.3	Procedimento para obter o desalinhamento total de <i>yaw</i>	88
6.4	Função densidade de probabilidade para o desalinhamento de <i>yaw</i> , resultante da composição entre erro estático e dinâmico.	89
6.5	Distribuição normal para a massa da pá.	90
6.6	Distribuição normal para o desalinhamento (erro) de <i>pitch</i>	91
6.7	Distribuição uniforme para o ângulo de <i>twist</i> na ponta da pá.	91
6.8	Distribuição de Weibull para três localidades.	93

7.1	Curva de potência comparando operação ideal, com desalinhamento de <i>yaw</i> de -25,1° e com +25,1°.	96
7.2	Curva de variação absoluta de potência em relação à operação ideal para desalinhamento de <i>yaw</i> de -25,1° e com +25,1°.	96
7.3	Comportamento da força tangencial ao plano de rotação, por unidade de comprimento, para seções da pá 1 nas posições 26%, 53% e 79% do comprimento da pá a partir da raíz, em função do ângulo de azimute. Vento de 12 m/s.	97
7.4	Produção anual de energia para três localidades e cenários operacionais: operação ideal, com desalinhamento de <i>yaw</i> de -25,1° e com +25,1°.	98
7.5	Carregamentos equivalentes para o Mar do Norte considerando os cenários operacionais: operação ideal, com desalinhamento de <i>yaw</i> de -25,1° e com +25,1°.	99
7.6	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desalinhamento de <i>yaw</i> , com vento característico do Mar do Norte.	101
7.7	Curva de potência comparando operação ideal e em três situações com desalinhamento de <i>pitch</i>	102
7.8	Curva de variação absoluta de potência em relação à operação ideal para três situações de desalinhamento de <i>pitch</i>	103
7.9	Força tangente por unidade de comprimento para três elementos das pás. Vento de 11 m/s.	104
7.10	Força tangente por unidade de comprimento para três elementos das pás. Vento de 18 m/s.	105
7.11	Torque no eixo para vento com velocidades de 11 m/s e 18 m/s em função do ângulo de azimute.	106
7.12	Carregamentos equivalentes para o Mar do Norte considerando os cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de <i>pitch</i>	106
7.13	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de <i>pitch</i> , com vento característico do Mar do Norte.	108
7.14	Momento de flexão <i>fore/aft</i> no topo da torre (M_{b3}^{topo}) para cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de <i>pitch</i> , considerando vento de 11 m/s.	108
7.15	Curva de potência comparando operação ideal e em três situações com desalinhamento de <i>Twist</i>	110
7.16	Carregamentos equivalentes de fadiga para o Mar do Norte considerando os cenários de operação ideal e com erros de <i>twist</i>	111
7.17	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de <i>twist</i> , com vento característico do Mar do Norte.	112

7.18	Curva de potência comparando operação ideal e em três situações com desbalanceamento de massas.	113
7.19	Carregamentos equivalentes para o Mar do Norte considerando os cenários de operação ideal e com desbalanceamento entre as massas das pás.	114
7.20	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Mar do Norte.	115
7.21	Torque no eixo (M_{e1}^{eixo}) para cenários operacionais de referência e com desbalanceamento de massas entre as pás, considerando vento de 11 m/s.	116
7.22	Curva de potência considerando incerteza para as três pás e para o ângulo de <i>yaw</i>	117
7.23	Diferenças entre a curva de potência de referência e as curvas considerando incertezas para as três pás e para o ângulo de <i>yaw</i>	118
7.24	Boxplots para a geração anual considerando as variáveis incertas individualmente e em conjunto, no caso de incerteza para as três pás. .	119
7.25	Histogramas para a geração anual no caso de incertezas em conjunto para as três pás.	119
7.26	Geração Anual e diferença para a operação ideal no cenário de parâmetros incertos em conjunto, no caso de incerteza para as três pás. .	120
7.27	Rosas de carregamentos equivalentes para as raízes das pás no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Mar do Norte. .	122
7.28	Rosas de carregamentos equivalentes para seções do eixo de baixa rotação e torre no caso de incerteza apenas para as três pás, considerando vento do Mar do Norte.	123
7.29	Boxplots para DELs de interesse no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Mar do Norte.	125
7.30	Mapa de calor para a média e limite da envoltória de 95% os carregamentos equivalentes absolutos e normalizados para incerteza conjunta nas três pás.	126
7.31	Histogramas para os carregamentos equivalentes de fadiga no caso de incertezas em conjunto para as três pás.	127
7.32	Índices de Sobol para incertezas na três pás.	129
7.33	Índices de Sobol para os carregamentos equivalentes de fadiga, considerando incertezas nas três pás e vento característico do Mar do Norte.	130
7.34	Índices de Sobol para a geração anual de energia, considerando incertezas nas três pás e vento característico do Mar do Norte.	131

A.1	Carregamento equivalente para o Rio Grande do Norte considerando os cenários operacionais de referência e com desalinhamento de <i>yaw</i> . . .	150
A.2	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desalinhamento de <i>yaw</i> , com vento característico do Rio Grande do Norte. . .	151
A.3	Carregamento equivalente para o Campo de Búzios considerando os cenários operacionais de referência e com desalinhamento de <i>yaw</i> . . .	152
A.4	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desalinhamento de <i>yaw</i> , com vento característico do Campo de Búzios. . . .	153
A.5	Carregamentos equivalentes para o Rio Grande do Norte considerando os cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de <i>pitch</i> . 153	
A.6	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de <i>pitch</i> , com vento característico do Rio Grande do Norte.	154
A.7	Carregamentos equivalentes para o Campo de Búzios considerando os cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de <i>pitch</i> . . .	155
A.8	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de <i>pitch</i> , com vento característico do Campo de Búzios.	156
A.9	Carregamentos equivalentes para o Rio Grande do Norte considerando os cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de <i>twist</i> . 156	
A.10	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de <i>twist</i> , com vento característico do Rio Grande do Norte.	157
A.11	Carregamentos equivalentes para o Campo de Búzios considerando os cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de <i>twist</i> . . .	158
A.12	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de <i>twist</i> , com vento característico do Campo de Búzios.	159
A.13	Carregamentos equivalentes para o Rio Grande do Norte considerando os cenários de operação ideal e com desbalanceamento entre as massas das pás.	159
A.14	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Rio Grande do Norte. 160	
A.15	Carregamentos equivalentes para o Campo de Búzios considerando os cenários de operação ideal e com desbalanceamento entre as massas das pás.	161
A.16	Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Campo de Búzios. . .	162
A.17	Rosas dos carregamentos equivalentes para as raízes das pás no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Rio Grande do Norte.	163

A.18 Rosas dos carregamentos equivalentes para seções do eixo de baixa rotação e torre no caso de incerteza apenas para as três pás, considerando vento do Rio Grande do Norte.	164
A.19 Boxplots para DELs de interesse no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Rio Grande do Norte.	165
A.20 Rosas dos carregamentos equivalentes para as raízes das pás no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Campo de Búzios.	166
A.21 Rosas dos carregamentos equivalentes para seções do eixo de baixa rotação e torre no caso de incerteza apenas para as três pás, considerando vento do Campo de Búzios.	167
A.22 Boxplots para DELs de interesse no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Campo de Búzios.	168
B.1 Curva de potência considerando incerteza para a pá 1 e para o ângulo de <i>yaw</i>	170
B.2 Diferenças entre a curva de potência de referência e as curvas considerando incertezas para a pá 1 e para o ângulo de <i>yaw</i>	171
B.3 Boxplots para a geração anual considerando as variáveis incertas individualmente e em conjunto, no caso de incerteza apenas para a pá 1.	172
B.4 Histogramas para a geração anual no caso de incertezas em conjunto para pá 1.	173
B.5 Rosas de carregamentos equivalentes para as raízes das pás no caso de incerteza apenas para a pá 1, considerando vento do Mar do Norte.	175
B.6 Rosas de carregamentos equivalentes para seções do eixo de baixa rotação e torre no caso de incerteza apenas para a pá 1, considerando vento do Mar do Norte.	176
B.7 Boxplot para seções críticas e respectivos carregamentos de interesse no caso de incerteza apenas para a pá 1, considerando vento do Mar do Norte.	177
B.8 Histogramas para os carregamentos equivalentes de fadiga no caso de incertezas em conjunto para a pá 1.	180
B.9 Mapa de calor para a média e limite da envoltória de 95% os danos anuais absolutos e normalizados para incerteza conjunta na pá 1.	181
B.10 Índices de Sobol para incertezas na pá 1.	182

Listas de Tabelas

1.1	Evolução da matriz elétrica mundial	1
5.1	Nomenclatura dos graus de liberdade indicados na Figura 5.1 [61].	49
5.2	Descrição dos sistemas de coordenadas adotados no <i>OpenFAST</i> [62, 63, 67].	50
5.3	Variáveis associadas aos graus de liberdade para um aerogerador de grande porte com 3 pás [67].	53
5.4	Especificações do aerogerador de referência [70]	64
5.5	Especificações das pás, nacelle, hub e torre [70].	65
5.6	Saídas de interesse.	66
6.1	Parâmetros da distribuição de Weibull para duas localidades	92
7.1	Situações determinísticas em estudo para o desalinhamento de <i>yaw</i>	95
7.2	Valor médio em regime permanente para força tangencial por unidade de comprimento e para o torque sobre o eixo de baixa velocidade. Comparação do desalinhamento de <i>yaw</i> para vento de 12 m/s.	97
7.3	Carregamentos para dano equivalente de fadiga para seções críticas e desalinhamento de <i>yaw</i> , com vento característico do Mar do Norte.	100
7.4	Situações determinísticas em estudo para o erro de <i>pitch</i>	102
7.5	Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de <i>pitch</i> , com vento característico do Mar do Norte.	107
7.6	Situações determinísticas em estudo para o erro de <i>twist</i>	109
7.7	Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de <i>twist</i> , com vento característico do Mar do Norte.	110
7.8	Situações determinísticas em estudo para o erro de massa das pás.	113
7.9	Carregamentos equivalentes para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Mar do Norte.	115
7.10	Geração Anual e diferença para a operação ideal no cenário de parâmetros incertos em conjunto, no caso de incerteza para as três pás.	120

A.1	Carregamentos para dano equivalente de fadiga para seções críticas e desalinhamento de <i>yaw</i> , com vento característico do Rio Grande do Norte.	151
A.2	Carregamentos para dano equivalente de fadiga para seções críticas e desalinhamento de <i>yaw</i> , com vento característico do Campo de Búzios.	152
A.3	Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de <i>pitch</i> , com vento característico do Rio Grande do Norte.	154
A.4	Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de <i>pitch</i> , com vento característico do Campo de Búzios.	155
A.5	Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de <i>twist</i> , com vento característico do Rio Grande do Norte.	157
A.6	Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de <i>twist</i> , com vento característico do Campo de Búzios.	158
A.7	Carregamentos equivalentes para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Rio Grande do Norte.	160
A.8	Carregamentos equivalentes para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Campo de Búzios.	161
B.1	Geração Anual e diferença para a operação ideal no cenário de parâmetros incertos em conjunto, no caso de incerteza apenas para a pá 1.	172

Listas de Símbolos

A	Área varrida pelo rotor., p. 29
B	Número de pás., p. 37
C_C	Coeficiente adimensional tangencial., p. 43
C_D	Coeficiente adimensional de arrasto., p. 35
C_L	Coeficiente adimensional de sustentação., p. 35
C_M	Coeficiente adimensional de arfagem., p. 35
C_N^C	Parcela circulatória do coeficiente adimensional da força normal., p. 43
C_N^I	Parcela não-circulatória do coeficiente adimensional da força normal., p. 43
C_P	Coeficiente de potência adimensional., p. 30
C_T	Coeficiente adimensional de empuxo., p. 37
$C_{a,b}$	Coeficiente de proporcionalidade associado à b -ésima função de forma e ao a -ésimo modo normal., p. 54
C_n	Coeficiente adimensional da força normal ao plano do rotor., p. 37
C_{tg}	Coeficiente adimensional da força tangente ao plano do rotor., p. 37
D	Dano total ou dano acumulado., p. 69
D	Força de arrasto., p. 34
DR_j^{ST}	Taxa de dano de curto prazo., p. 71
D^{ano}	Dano acumulado ao longo de um ano., p. 72

EI_B	Função linear da distribuição da rigidez da pá ao longo do comprimento., p. 57
EI_T	Função de rigidez distribuída ao longo da torre., p. 55
F	Fator de perdas conjuntas (<i>hub</i> e ponta da pá)., p. 38
F_r	Forças ativas generalizadas, p. 61
F_r^*	Forças generalizadas de inércia, p. 61
$GBRatio$	Razão de transmissão., p. 66
$GenEff$	Eficiência de conversão do gerador., p. 66
H	Altura total da torre., p. 55
H_{ref}	Altura de referência utilizada no cálculo da velocidade do vento em função da altura., p. 24
L	Força de sustentação., p. 34
$L(\theta)$	Carregamento resultante na direção θ ., p. 70
L^{MF}	Média fixa do carregamento., p. 70
L^{ult}	Carregamento máximo de projeto., p. 70
L_0	Carregamento na direção 0° ., p. 70
L_{90}	Carregamento na direção 90° ., p. 70
L_i	Fator i de perda de geração., p. 14
L_i^{RF}	Amplitude de tensão ou carregamento (diferença entre pico e vale)., p. 69
L_i^R	Amplitude de carregamento em torno da média L_i^M do i-ésimo ciclo., p. 71
L_{tot}	Fator total de perda de geração., p. 14
M	Número de Mach., p. 44
M_P	Momento de arfagem., p. 34
M_{Tip}	Massa afixada na extremidade livre da pá., p. 57
M_{Top}	Massa pontual fixada na extremidade livre da torre., p. 55

$M_{a_1}^{base}$	Momento fletor <i>side-to-side</i> na base da torre, obtido via OpenFAST., p. 66
$M_{a_3}^{base}$	Momento fletor <i>fore/aft</i> na base da torre, obtido via OpenFAST., p. 66
$M_{b_1}^{topo}$	Momento fletor <i>side-to-side</i> no topo da torre, obtido via OpenFAST., p. 66
$M_{b_2}^{topo}$	Momento de <i>yaw</i> no topo da torre, obtido via OpenFAST., p. 66
$M_{b_3}^{topo}$	Momento fletor <i>fore/aft</i> no topo da torre, obtido via OpenFAST., p. 66
$M_{e_1}^{eixo}$	Torque no eixo obtido via OpenFAST., p. 66
$M_{e_2}^{eixo}$	Momento fletor no eixo, na posição do rolamento principal, alinhado a e_2 , obtido via OpenFAST., p. 66
$M_{e_3}^{eixo}$	Momento fletor no eixo, na posição do rolamento principal, alinhado a e_3 , obtido via OpenFAST., p. 66
$M_{i_1^{Bi}}^{raiz}$	Momento fletor na raiz da pá i e no plano de rotação, obtida via OpenFAST., p. 66
$M_{i_2^{Bi}}^{raiz}$	Momento fletor na raiz da pá i e fora do plano de rotação, obtida via OpenFAST., p. 66
$M_{i_3^{Bi}}^{raiz}$	Torção na raiz da pá i obtida via OpenFAST., p. 66
N	Número de modos normais dominantes., p. 51
$N_i \left(L_i^{RF} \right)$	Número de ciclos até a falha para o carregamento L_i^{RF} ., p. 69
P	Potência desenvolvida pelo aerogerador., p. 12
P	Potência extraída do vento., p. 30
Q	Quantidade de momento angular., p. 32
Q_a	Amplitude da deflexão na extremidade livre da viga flexível., p. 54
R	Comprimento total da pá., p. 57
R_H	Raio do <i>hub</i> ., p. 57

Re	Número de Reynolds., p. 35
S_i	Índice de Sobol de primeira ordem para a entrada genérica $X_i.$, p. 78
S_{Ti}	Índice de Sobol de efeito total para a entrada genérica $X_i.$, p. 79
S_Y^2	Variância amostral de $Y.$, p. 75
T	Empuxo sobre o rotor., p. 29
T	Energia cinética., p. 54
T_{Gen}	Torque resistivo no gerador., p. 66
T_{ano}	Número de horas de uma ano., p. 12
V	Energia potencial., p. 54
V	Velocidade do vento., p. 11
$V()$	Variância de $Y.$, p. 75
V_h	Velocidade horizontal do vento em função da altura., p. 24
V_H^{Ref}	Velocidade horizontal na altura de referência., p. 24
Y	Quantidade de interesse., p. 75
Ω	Velocidade angular da pá., p. 57
Ω	Velocidade angular do rotor., p. 32
α	Ângulo de ataque., p. 35
χ	Inclinação (ou desalinhamento) do escoamento da esteira., p. 39
\dot{W}_{Ger}	Potência elétrica obtida via OpenFAST., p. 66
ϵ	Indicador de convergência média quadrática., p. 76
η_e	Fator de recuperação., p. 44
γ	Desalinhamento de $yaw.$, p. 39
κ_E	Curvatura local na direção lateral., p. 58
κ_F	Curvatura local na direção longitudinal., p. 58

λ	Razão entre a velocidade na ponta da pá e velocidade da corrente livre de ar., p. 39
λ_r	razão de velocidades local, p. 33
$\mathbb{E}()$	Valor esperado., p. 75
A	Matriz com N realizações dos parâmetros aleatórios., p. 80
B	Matriz com N realizações dos parâmetros aleatórios., p. 80
C_i	Matriz formada por todas as colunas de B , exceto a i-ésima coluna, que é retirada de A ., p. 80
K	Matriz de rigidez generalizada., p. 55
M	Matriz de massa generalizada., p. 55
X	Vetor de variáveis aleatórias com função densidade de probabilidade conjunta conhecida e dada por $\pi(\mathbf{X})$., p. 75
\mathbf{X}_i	Realização independente de $\mathbf{X} \sim f$., p. 75
μ	Viscosidade dinâmica., p. 35
μ_B	Função linear da distribuição da massa da pá ao longo do comprimento., p. 57
μ_T	Função de massa distribuída ao longo da torre., p. 55
ω	Velocidade angular., p. 32
ω_a	Frequência natural associada ao modo natural a ., p. 54
\bar{y}	Média das N amostras. Aproximação do valor esperado de Y ., p. 75
ϕ	Expoente de cisalhamento., p. 24
ϕ_{1BE}	Primeiro modo natural de vibração da pá na direção lateral., p. 58
ϕ_{1BF}	Primeiro modo natural de vibração da pá na direção longitudinal., p. 58
ϕ_{2BF}	Segundo modo natural de vibração da pá na direção longitudinal., p. 58

ϕ_α^C	Função indicial circulatória., p. 44
ϕ_α^I	Função indicial não-circulatória., p. 44
ϕ_a	a-ésimo modo normal de vibração., p. 51
π	Função densidade de probabilidades., p. 75
ψ	Ângulo de azimute do elemento de pá considerado., p. 39
ψ_a	Fase associada ao modo natural a ., p. 54
ρ	Massa específica do ar., p. 29
σ	Amplitude de tensão de fadiga., p. 69
σ	Desvio padrão., p. 89
σ'	Solidez da corda., p. 38
σ_0	Tensão de resistência estática do material., p. 69
\mathbf{F}^{Y_i}	Forças atuantes sobre o aerogerador., p. 61
\mathbf{M}^{N_i}	Momentos atuantes sobre o aerogerador., p. 61
θ	Ângulo local entre o escoamento incidente e o plano de rotação do rotor., p. 35
θ_{FA}	Rotação longitudinal do topo da torre., p. 56
θ_{PT}	Ângulo local total considerando a torção (<i>twist</i>) do elemento da pá e o ângulo de passo (<i>pitch</i>) coletivo., p. 35
θ_P	Ângulo de passo (<i>pitch</i>) coletivo da pá medido em relação ao ponto de de ângulo de torção nulo., p. 35
θ_{SS}	Rotação lateral do topo da torre., p. 56
θ_S	Ângulo de <i>twist</i> estrutural local., p. 58
θ_T	Ângulo local de torção (<i>twist</i>) do elemento da pá., p. 35
φ_b	b-ésima função de forma., p. 53
${}^B\boldsymbol{\omega}^N$	Velocidade angular da nacelle N em relação ao topo da torre B , p. 59

${}^E\boldsymbol{\omega}^H$	Velocidade angular do <i>hub</i> em relação ao sistema inercial., p. 59
${}^E\boldsymbol{\omega}^X$	Velocidade angular da plataforma X em relação à Terra E , p. 59
${}^E\mathbf{v}_r^{X_i}$	r -ésima velocidade parcial associada ao ponto X_i , p. 60
${}^E\mathbf{v}_t^{X_i}$	Somatório dos termos que não se enquadram na definição de ${}^E\mathbf{v}_r^{X_i}$., p. 60
${}^E\mathbf{v}^{X_i}$	Vetor de velocidade do ponto X_i em relação ao referencial inercial E , p. 60
${}^L\boldsymbol{\omega}^H$	Velocidade angular do <i>hub</i> H em relação ao eixo de baixa rotação L ., p. 59
${}^N\boldsymbol{\omega}^L$	Velocidade angular do eixo de baixa rotação L em relação à nacele N , p. 59
${}^X\boldsymbol{\omega}^B$	Velocidade angular do topo da torre B em relação à plataforma X , p. 59
a	Fator de indução axial., p. 30
a'	Fator de indução tangencial (ou angular)., p. 32
a_{skew}	Fator de indução axial com esteira inclinada., p. 39
c	Parâmetro de escala de uma distribuição de Weibull., p. 11
c_b	b -ésima coordenada generalizada associada com a função φ_b ., p. 53
f	Ponto de separação adimensional do escoamento., p. 44
f^{eq}	Frequência equivalente., p. 73
f_{hub}	Fator de perdas no <i>hub</i> ., p. 38
f_{tip}	Fator de Prandtl ou fator de perda na ponta da pá., p. 38
h	Altura de uma seção da torre em relação ao nível do solo., p. 55
k	Número de parâmetros ou grupos de parâmetros incertos., p. 80

k	Parâmetro de forma de uma distribuição de Weibull., p. 11
k_{ij}	Matriz de rigidez generalizada., p. 54
m	Expoente de fadiga ou expoente de Whöler., p. 69
m	Massa de ar., p. 31
m_{N_i}	Massa do corpo rígido N_i ., p. 61
m_{ij}	Matriz de massa generalizada., p. 54
$n^{ano,eq}$	Número de ciclos equivalentes., p. 73
n_i	Contagem de ciclos associados ao carregamento L_i^{RF} ., p. 69
p_n	Força normal ao plano de rotação., p. 35
p_t	Força tangente ao plano de rotação., p. 35
q_{BiE1}	Deslocamento lateral (<i>edgewise</i>) da ponta da pá i para o modo natural 1., p. 50
q_{BiF1}	Deslocamento longitudinal (<i>flapwise</i>) da ponta da pá i para o modo natural 1., p. 50
q_{BiF2}	Deslocamento longitudinal (<i>flapwise</i>) da ponta da pá i para o modo natural 2., p. 50
q_{DrTr}	Ângulo de azimute, lado do rotor no sistema de transmissão., p. 50
q_{GeAz}	Ângulo de azimute, lado do gerador no sistema de transmissão., p. 50
q_{Hv}	Subida e descida (<i>heave</i>) da plataforma., p. 50
q_P	Arfagem (<i>pitch</i>) da plataforma., p. 50
q_R	Balanço (<i>roll</i>) da plataforma., p. 50
q_{Sg}	Deslocamento avante/atrás (<i>surge</i>) da plataforma., p. 50
q_{Sw}	Deslocamento lateral (<i>sway</i>) da plataforma., p. 50
q_{TFA1}	Deslocamento longitudinal (avante/atrás) do topo da torre para o modo natural 1., p. 50

q_{TFA2}	Deslocamento longitudinal (avante/atrás) do topo da torre para o modo natural 2., p. 50
q_{TSS1}	Deslocamento lateral do topo da torre para o modo natural 1., p. 50
q_{TSS2}	Deslocamento lateral do topo da torre para o modo natural 2., p. 50
q_{Yaw}	Ângulo de <i>Yaw</i> , orientação da nacelle., p. 50
q_Y	Cabeceio (<i>yaw</i>) da plataforma., p. 50
q_a	Coordenada generalizada $a.$, p. 51
r	Raio em relação ao <i>hub.</i> , p. 31
u	Deflexão lateral da viga flexível., p. 51
u	Função de deflexão local no plano da pá., p. 58
u_{FA}	Deslocamento longitudinal do topo da torre., p. 56
u_{SS}	Deslocamento lateral do topo da torre., p. 56
v	Função de deflexão local fora do plano da pá., p. 58
v_{e-ip}	Velocidade do elemento a direção tangente ao plano de rotação., p. 40
v_{e-op}	Velocidade do elemento a direção normal ao plano de rotação., p. 40
v_t	Velocidade tangencial., p. 32
w	Número de corpos rígidos com massa no sistema., p. 61
x	Ponto de separação do escoamento medido a partir do bordo de ataque., p. 44
y_A	Vetor com as saídas calculadas para todas as entradas da matriz A. , p. 80
y_B	Vetor com as saídas calculadas para todas as entradas da matriz B. , p. 80
y_{C_i}	Vetor com as saídas calculadas para todas as entradas da matriz C_i. , p. 80

z	Altura em relação ao solo ou nível médio do mar., p. 24
z	Distância em relação à extremidade fixa da viga., p. 51
${}^E\boldsymbol{\omega}_r^{N_i}$	r -ésima velocidade angular parcial associada ao sistema de referência $N_i.$, p. 60
${}^E\boldsymbol{\omega}_r^{N_i}$	r -ésima velocidade angular parcial do corpo rígido $N_i.$, p. 61
${}^E\dot{\mathbf{H}}^{N_i}$	Derivada no tempo do momento angular do corpo rígido N_i em relação ao centro de massa Y_i , no referencial inercial., p. 61
${}^E\mathbf{a}^{Y_i}$	Aceleração do centro de massa Y_i no referencial inercial $E.$, p. 61

Listas de Abreviaturas

AEP _{bruta}	<i>Annual Energy Production</i> ou Produção Anual de Energia bruta., p. 12
AEP _{liq}	<i>Annual Energy Production</i> ou Produção Anual de Energia líquida, após as perdas., p. 13
ANOVA-HDMR	<i>Analysis of Variance - High Dimensional Model Representation</i> , p. 78
AeroTwst	<i>Aerodynamic Twist</i> ou torção aerodinâmica., p. 86
BEM	<i>Blade-Element / Momentum</i> , p. 25
BMassDen	<i>Blade Mass Density</i> ou densidade mássica da pá., p. 86
CAGR	<i>Compound Annual Growth Rate</i> , p. 2
CV	Coeficiente de variação., p. 89
DEL	<i>Damage Equivalent Load</i> ou carregamento equivalente de fadiga., p. 72
LCoE	<i>Levelized Cost of Energy</i> ou Custo Nivelado de Energia, p. 2
NacYaw	<i>Nacelle Yaw Angle</i> ou ângulo de cabeceio da nacelle., p. 86
UA	<i>Unsteady Airfoil Aerodynamics</i> , p. 25

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo, realiza-se uma contextualização sobre a energia eólica, sua importância no cenário mundial, a evolução do tema ao longo dos anos e perspectivas futuras. Por fim, apresenta-se a motivação para a dissertação, os objetivos e a organização do texto.

1.1 Energia Eólica

Ao longo das últimas décadas, a energia eólica vem ganhando grande destaque, sendo umas das fontes renováveis com maior inserção e de maior sucesso na matriz energética mundial. Sua participação no mercado de energia elétrica global saltou de 2,9% em 2013 [1] para 5,9% em 2019 [2], acompanhando uma tendência das energias renováveis como um todo, impulsionadas pelo anseio da sociedade por uma matriz elétrica menos dependente de fontes não renováveis, como petróleo, carvão mineral e combustíveis nucleares. A Tabela 1.1 mostra o movimento indicado acima, de aumento do uso de fontes renováveis como um todo frente às demais.

Tabela 1.1: Evolução da matriz elétrica mundial

Fonte Produtora	2013 [1]	2019 [2]
Não-Renováveis	77,9%	72,7%
Renováveis	22,1%	27,3%
- Hidroelétrica	16,4%	15,9%
- Eólica	2,9%	5,9%
- Solar Fotovoltaica	0,7%	2,8%
- Bioeletricidade	1,8%	2,2%
- Geotérmica, Solar Concentrada e Energia dos Oceanos	0,4%	0,4%

Olhando-se especificamente para a fonte eólica, verifica-se que o mercado atingiu em 2019 uma capacidade instalada de 650 GW, sendo 621 GW localizada em terra e 29 GW no mar. A capacidade nova adicionada em 2019 foi de 60 GW, o que

corresponde a um crescimento 19% superior ao registrado em 2018 [3]. A Figura 1.1 indica como a expansão da capacidade instalada mundial ocorreu desde o início dos anos 2000. Nos últimos cinco anos, o crescimento médio anual (ou CAGR¹ ou Taxa de Crescimento Anual Composta) ficou em 10% ao ano.

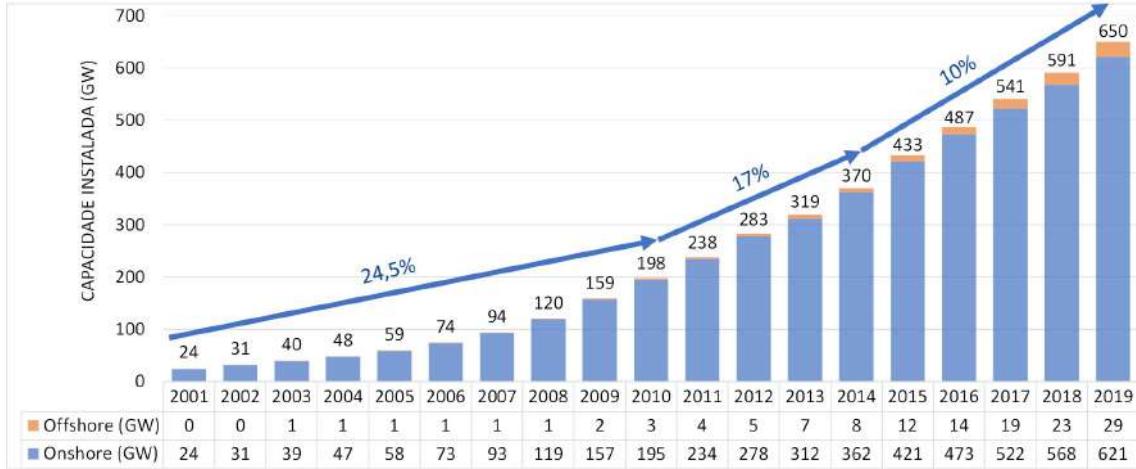


Figura 1.1: Histórico de crescimento da capacidade instalada de energia eólica no mundo (adaptado de [3]).

Diversas características inerentes à fonte ajudam a explicar sua expansão. Segundo LETCHER [4], entre as principais qualidades da energia eólica destacam-se:

1. Ser uma fonte de energia limpa, cujas emissões de poluentes (como NOx e particulados) ou gases do efeito estufa, além de pequenas, ocorrem predominantemente no período de construção dos parques.
2. Originar-se a partir de um recurso sustentável, em constante renovação.
3. Proporcionar segurança energética, reduzindo a dependência de muitos países em relação à importação de recursos energéticos fósseis.
4. Apresentar custos competitivos. O custo nivelado de energia (LCoE – Levelized Cost of Energy²) da energia eólica vem apresentando tendência de queda ao longo da década de 2010, conforme indicado na Figura 1.2, onde há um comparativo entre diversas fontes renováveis [6]. Nota-se que tanto a eólica *onshore* quanto a *offshore* estão bem posicionadas em relação ao intervalo do custo da energia fóssil. Dentre os impulsionadores para a redução do custo da energia proveniente do vento e consequente aumento de sua competitividade

¹CAGR – Compound Annual Growth Rate: corresponde à taxa de crescimento anual necessário durante um período determinado para que se atinja o saldo final indicado

²LCoE – Levelized Cost of Energy: corresponde à razão entre os custos e a geração elétrica trazidos a valor presente segundo uma taxa de desconto que reflete o custo médio de capital [5]

está a evolução dos aerogeradores, que passaram a contar com rotores maiores e posicionados em alturas mais elevadas, com incremento de potência e melhoria de desempenho e confiabilidade. Em paralelo, o desenvolvimento de uma indústria eólica global trouxe diversos ganhos de escala e redução de custos, tanto dos equipamentos em si, quanto dos associados às etapas de instalação.

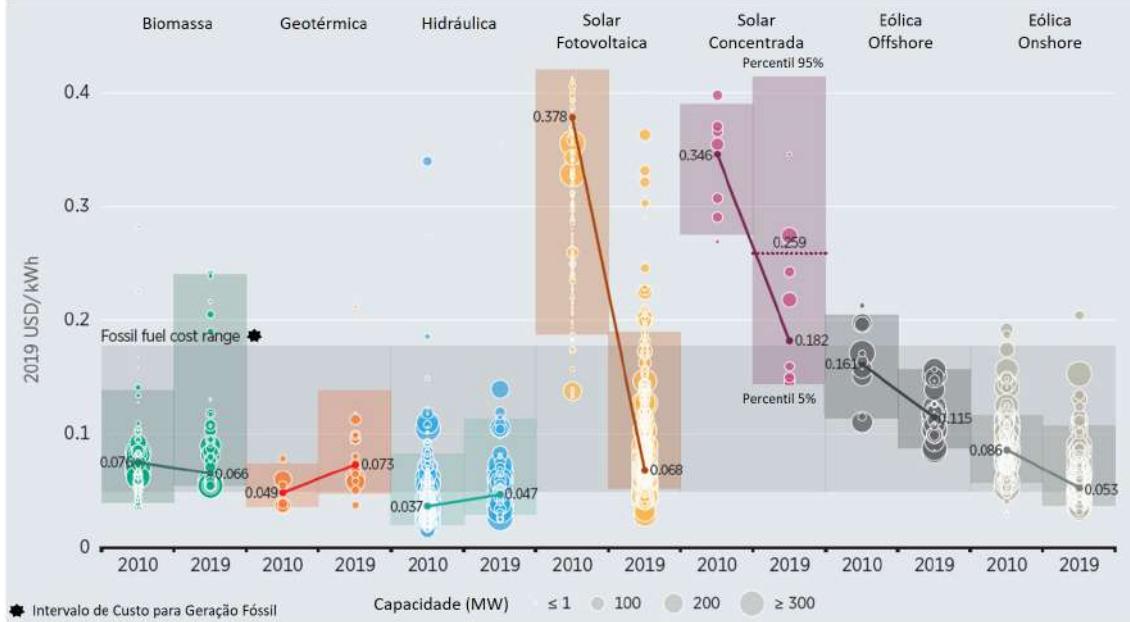


Figura 1.2: Evolução do LCoE de fontes renováveis de energia comissionadas entre 2010 e 2019 (adaptado de [5]).

5. Gerar impactos socioeconômicos positivos. Alguns exemplos são a instalação de parques eólicos em regiões de terras improdutivas, garantindo renda para comunidades carentes e movimentação da economia [7]. Há ainda a criação de empregos, pelo desenvolvimento de toda uma cadeia de valor para essa indústria [8]. No caso da eólica *offshore*, há também possibilidade de instalar usinas nas proximidades do litoral (região que normalmente concentra a demanda por energia), evitando-se transmissão a longas distâncias e perdas ao longo do processo.

No curto prazo, até 2023, a expectativa é que a energia eólica mantenha-se com um crescimento anual na faixa dos 50 a 60 GW, apoiada pela continuidade de instalações *onshore* em mercados maduros, como o europeu, asiático e norte americano, pelo aumento dos volumes em mercados emergentes, como o latino-americano e suldeste asiático e, no caso *offshore*, tanto pelo crescimento em mercados consolidados (Europa e China), quanto pelo surgimento de novos entrantes, casos da Ásia (sem China) e dos Estados Unidos. Dentre os impulsionadores para o crescimento no

curto prazo destacam-se a queda dos custos em decorrência competição no setor e a criação continuada de novas oportunidades de geração de valor, principalmente baseadas no uso intensivo de digitalização [9].

No longo prazo, verifica-se que a descarbonização do setor energético para limitar as mudanças climáticas são os grandes impulsionadores da transição energética global. A perspectiva para o mercado renovável é de um amplo crescimento da fonte eólica e fotovoltaica, com uma inversão do papel das renováveis com as fontes não-renováveis até 2050. A Figura 1.3, apresentada pelo IRENA [10], indica que, em 2050, cerca de 86% da geração de energia elétrica terá origem limpa. Nesse cenário, a fonte eólica fornecerá mais de um terço da demanda global e se tornará a principal geradora. Além disso, irá atingir o posto de segunda fonte com maior capacidade instalada total, atrás apenas da fotovoltaica.

Para se chegar a tal nível, os investimentos globais em eólica *onshore* deverão triplicar e em eólica *offshore* deverão quintuplicar nas próximas décadas. Com isso, a capacidade nova adicionada de *onshore* superará 200 GW anuais e de *offshore*, 45 GW anuais até 2050. Esses vultosos investimentos e crescimento do mercado irá se apoiar numa redução crescente de custos, causada pelo aumento da economia de escala, cadeias de fornecedores cada vez mais competitivas e avanços tecnológicos IRENA [10].

Do ponto de vista tecnológico, a expectativa é de aumento da potência dos aerogeradores, elevação da altura de *hub* e alongamento das pás, conforme observado na Figura 1.4. Em aplicações em terra, já há protótipo de aerogeradores com potência superior a 5 MW, com altura de *hub* acima de 160 m e pás com mais de 80 m de comprimento [11]. Para o *offshore*, a maior turbina em testes na atualidade é o modelo GE Haliade-X de 12 MW, que se encontra instalado no porto de Roterdã. Tal modelo possui potência nominal de 12 MW, altura de *hub* de 150 m e pás com 107 m de comprimento [12].

No caso *offshore*, além das melhorias nos aerogeradores, um ponto chave é o desenvolvimento de fundações flutuantes de custo acessível, viabilizando a exploração do recurso eólico offshore em regiões com lâmina d'água profunda (superior a 60 m) [10].

Um avanço tecnológico que vem sendo aplicado e será intensificado nas próximas décadas é o *Smart Wind Turbine*, apoiado na revolução digital. O mesmo baseia-se na aquisição de grandes volumes de dados e aplicação de inteligência artificial para melhorar os mecanismos de predição de falhas e planejamento de intervenções, otimizar o controle das máquinas e implementar uma gestão proativa e em tempo real do desempenho e da saúde de aerogeradores [10]. Desse modo, a aplicação de digitalização é capaz de reduzir custos de manutenção e aumentar receitas com geração.

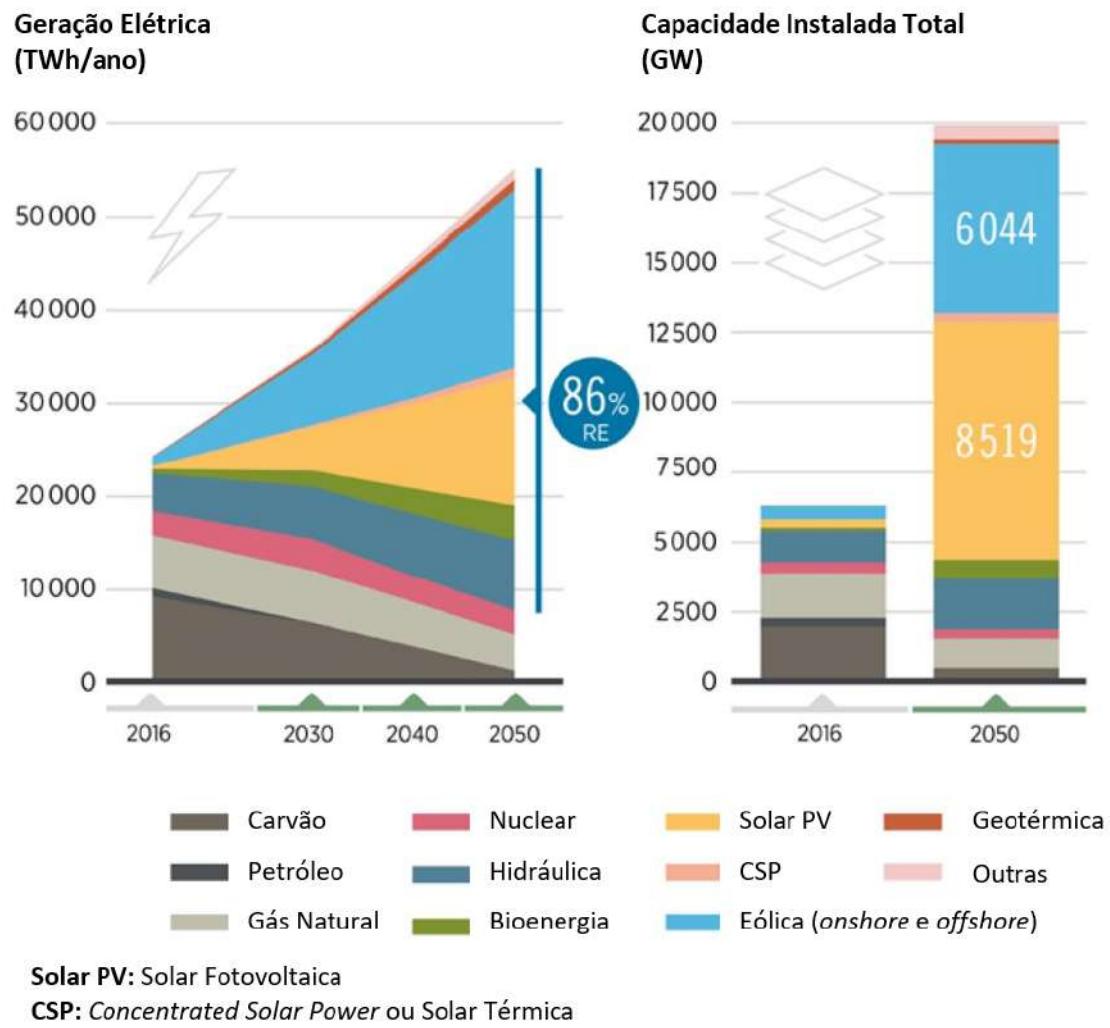


Figura 1.3: Evolução da matriz elétrica mundial até 2050, com destaque para a energia eólica. Adaptado de [10].

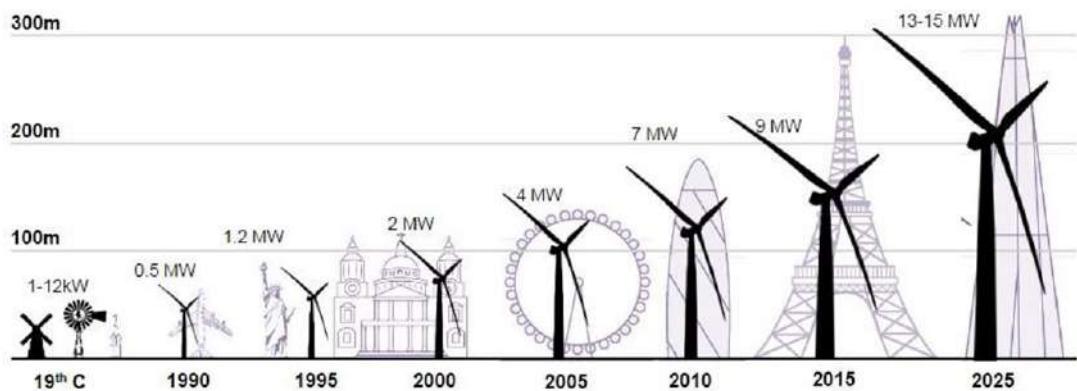


Figura 1.4: Evolução da altura e potência nominal de aerogeradores [13]

Alinhado ao conceito de *Smart Wind Turbine*, está o gêmeo digital ou *Digital Twin*, definido como uma simulação multi-física, multi-escala, probabilística e ultra fiel que reflete, em tempo hábil, o estado do gêmeo físico correspondente baseando-se em dados históricos, dados coletados por sensores em tempo real e no modelo físico [14, 15]. O uso de *Digital Twin* permite ganhos em diversas fases da vida de um ativo, desde seu projeto (na otimização e correção de problemas de projeto), passando por melhorias no planejamento de fabricação, montagem e logística, até a etapa de operação e manutenção, onde os gêmeos digitais são utilizados para detectar falhas em curso, predizer vida remanescente e contribuir para otimizar estratégias de manutenção [14–16].

WAGG *et al.* [17] fazem uma análise do estado da arte de gêmeos digitais e apresentam uma classificação em cinco níveis para caracterizar tais ferramentas. Parte-se do nível pré-digital, voltado para supervisão (nível 1) e operação (nível 2) do gêmeo físico, passando pela introdução de modelos para representar o ativo em análise (nível 3, denominado gêmeo digital para simulação) e evoluindo para os níveis 4 e 5 nos quais são viabilizados o suporte a decisões e gerenciamento autônomo, respectivamente, através da introdução de aprendizado de máquina via dados do gêmeo físico e aprimoramento gradual das ferramentas de suporte à decisão. Os autores apresentam um exemplo dos elementos necessários para se atingir o nível 3 do gêmeo digital para um aerogerador. Os elementos são:

1. Modelagem baseada em física
2. Software de integração e gerenciamento
3. Verificação e validação
4. Quantificação de incerteza
5. Modelagem aprimorada por dados do modelo físico
6. Visualização de resultados

Conforme mencionado nos elementos acima, o uso de dados do gêmeo físico é importante tanto na calibração (e evolução) do modelo físico quanto na validação dos resultados obtidos [17–19]. RITTO e ROCHINHA [18] pontuam, no desenvolvimento de um gêmeo digital para detecção de danos em uma barra, como o uso de dados do modelo físico contribui para a calibração de um modelo estocástico que, por sua vez, é utilizado para treinar o gêmeo digital na detecção de danos estruturais da contraparte real.

PIMENTA *et al.* [19] recorrem a uma abordagem semelhante à indicada por WAGG *et al.* [17] para construir o gêmeo digital de um aerogerador *onshore* do

modelo VESTAS V100 de 1,8 MW de potência nominal. Primeiramente, foi desenvolvido um modelo em elementos finitos para pás e torre para capturar o comportamento dinâmico da estrutura e um modelo de dinâmica de fluidos computacional para obtenção de ângulos de ataque de cada elemento das pás e correspondentes coeficientes de arrasto e sustentação. O sistema de controle foi baseado em dados coletados do supervisório do aerogerador e dados teóricos de empuxo sobre o rotor e potência gerada. O modelo integrado foi simulado para diversas situações, comparado aos dados de campo de carregamentos internos e resposta modal das pás e calibrado para corrigir disparidades causadas pelas simplificações consideradas na modelagem. Por fim, o modelo calibrado foi comparado novamente a intervalos de dados experimentais e considerado validado. Os autores indicam o interesse de utilizar o gêmeo digital desenvolvido alimentado com dados do sistema supervisório para analisar o dano acumulado por fadiga e avaliar estratégias operacionais alternativas.

Além das publicações acima, um exemplo comercial de uso de *Digital Twin* na indústria eólica é o sistema desenvolvido pela General Electric (GE) voltado para gerenciamento de parques eólicos, que inclui duas redes de comunicação. A primeira conecta o sistema de controle de todas as turbinas do parque. A segunda conecta, na nuvem, os modelos digitais das turbinas, os quais são continuamente atualizados com base nos dados coletados pela primeira rede. O sistema consegue monitorar o status das turbinas pelos sensores e controlar suas operações através dos modelos digitais. De acordo com a fornecedora, o uso de *Digital Twin* pode aumentar a eficiência operacional em 20% [14].

1.2 Objetivos

Nesse contexto de expansão da indústria eólica e utilização de gêmeos digitais para projeto e monitoramento da saúde de aerogeradores [9, 20], um ponto que pode auxiliar na tomada de decisão por investidores e gestores de parques eólicos assim como contribuir para a geração de valor é o uso de modelos físicos para entendimento de como situações adversas podem afetar tanto o desempenho como a saúde dos aerogeradores. Tem-se ainda que uma gama de parâmetros associados à operação dos aerogeradores são incertos [21], sendo importante avaliar como tal incerteza impacta os resultados do aerogerador e em quais se deve atuar para mitigar tanto perdas na geração de energia quanto na saúde das máquinas.

Em vista do cenário apresentado, o objetivo deste estudo é analisar os efeitos da operação em condições não ideais sobre a potência de aerogeradores e nas respostas dinâmicas dos componentes, auxiliando na definição de prioridades de ação preventiva e quantificação de riscos. Em específico, a presente dissertação irá identificar situações de operação que comprometam o desempenho e a saúde de aerogeradores,

propor um modelo probabilístico que leve em consideração incertezas associadas a tais situações, avaliar como essas incertezas afetam as respostas de interesse e, por fim, identificar através de uma análise de sensibilidade quais situações devem ser tratadas prioritariamente.

1.3 Estrutura do Texto

No Capítulo 2, faz-se uma breve apresentação sobre aerogeradores de eixo horizontal, abordam-se os fatores que afetam a geração anual de tais máquinas e situações em que a operação se distancia da condição ideal. Desta análise, identificam-se os cenários não ideais que serão alvo dos estudos desta dissertação.

Para que seja possível avaliar os efeitos dos cenários selecionados no Capítulo 2, será utilizado uma ferramenta de simulação de aerogeradores em código aberto. Tal software será apresentado no Capítulo 3, sendo os princípios físicos que lhe servem de base detalhados nos Capítulos 4 e 5, os quais tratam da modelagem aerodinâmica e da dinâmica estrutural, respectivamente. Ao término do Capítulo 5, apresenta-se o aerogerador utilizado nas simulações e as saídas de interesse.

Com o modelo determinístico definido, passa-se para a deliberação sobre o modelo estocástico, com a caracterização dos parâmetros incertos associados aos cenários não ideais para os aerogeradores. No Capítulo 6, faz-se inicialmente uma apresentação de conceitos básicos de quantificação de incerteza e análise de sensibilidade e, em seguida, apresenta-se uma revisão de literatura para trabalhos que associaram incerteza à eólica. Por fim, os modelos probabilísticos das variáveis aleatórias de interesse são indicados.

No Capítulo 7, são apresentados os resultados da análise determinística, da propagação de incertezas e da sensibilidade. Na sequência, no Capítulo 8, pontuam-se as principais conclusões da dissertação e recomendações para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Aerogeradores

Neste capítulo, faz-se uma apresentação dos aerogeradores com eixo de rotação horizontal. Em seguida, são indicadas situações de operação degradada destas máquinas e explicadas de modo mais detalhado as situações que serão estudadas.

2.1 Aerogeradores de Eixo Horizontal

Aerogeradores são máquinas que convertem a potência do vento em eletricidade e são conectados a uma rede elétrica, a qual pode incluir circuitos de baterias, sistemas isolados, em escala residencial, ou mesmo grandes sistemas interligados nacionais [22]. Os aerogeradores de eixo horizontal (Figura 2.1) são os mais utilizados atualmente por possuírem vantagens como alta eficiência, baixa velocidade de vento para entrada em operação e baixo custo por unidade de potência gerada frente a outras configurações, como as turbinas eólicas com eixo de rotação vertical [23]. Estas últimas e projetos disruptivos mais recentes, como as tecnologias *airborne*, estão fora do escopo deste estudo.

De modo simplificado, tais máquinas se utilizam de aerofólios para transformar a energia cinética do vento em potência mecânica útil. O rotor gira devido a uma combinação de forças tangenciais provenientes da interação do vento com os aerofólios das pás [25]. Uma análise mais aprofundada será apresentada no capítulo 4.

Os três sistemas principais que compõem um aerogerador são [26]:

1. Rotor: corresponde às pás, que capturam energia, e ao *hub*, que conecta as pás ao eixo principal. Há ainda o mecanismo de *pitch*, necessário para a operação otimizada e segura do aerogerador.
2. Nacelle: sistema que contém todos os principais componentes situados no topo da torre, à exceção do rotor. São compreendidos o eixo principal, caixa multiplicadora, gerador, freio, mancais, estrutura da nacelle, mecanismo de *yaw*,



Figura 2.1: Aerogerador com eixo de rotação horizontal. Adaptado do National Energy Education Development Project [24].

guindaste auxiliar, sistemas hidráulicos e de resfriamento. Os componentes internos podem variar, conforme projeto e fabricante.

3. Torre e fundação: elementos estruturais que suportam rotor e nacelle e transmitem todas as forças e momentos para o solo.

A Figura 2.2 apresenta uma visão geral dos componentes de uma turbina eólica e o local onde estão posicionados.

Uma importante característica dos aerogeradores é sua curva de potência, a qual é utilizada no cálculo da geração de energia. Nela, é possível observar a relação entre potência gerada e velocidade do vento na altura do *hub*. Além disso, observam-se pontos importantes, como as velocidades de *cut-in* (início da geração), nominal (a partir da qual a potência nominal é gerada) e de *cut-out* (parada da geração), conforme exemplificado na Figura 2.3.

2.2 Geração de Energia e Perdas

O cálculo da energia bruta (sem perdas) esperada para um aerogerador depende basicamente de sua curva de potência e do recurso eólico no local de instalação. O vento possui um comportamento variável com o tempo, sendo sua melhor representação feita via modelos estatísticos [4]. Conforme indicado por diversos autores

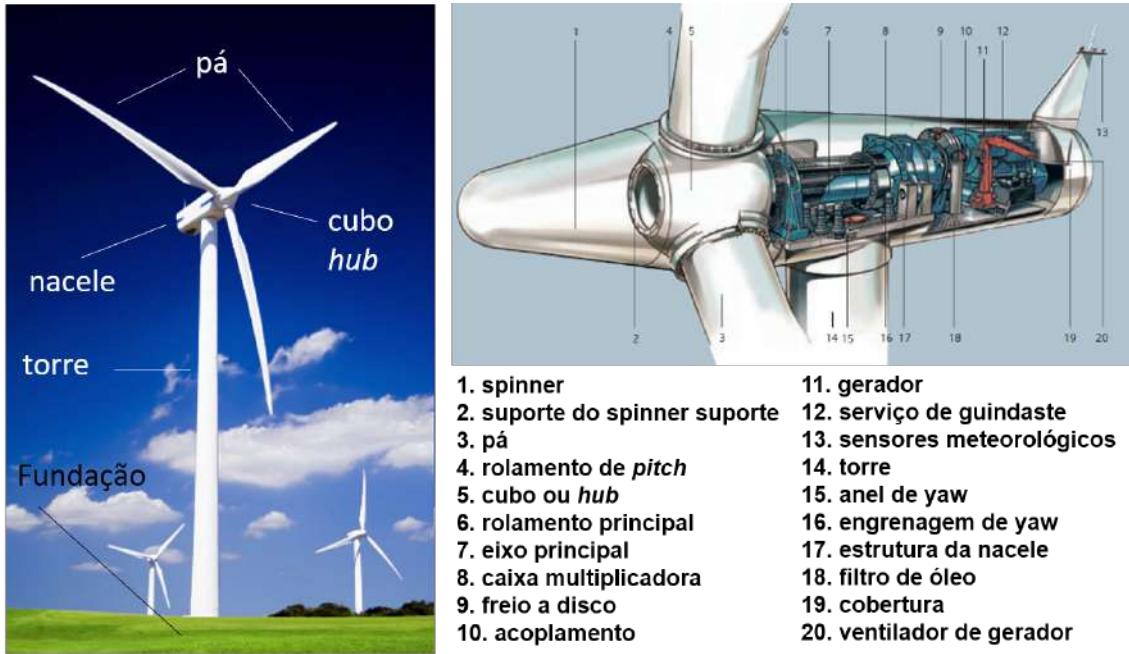


Figura 2.2: Principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal [27].

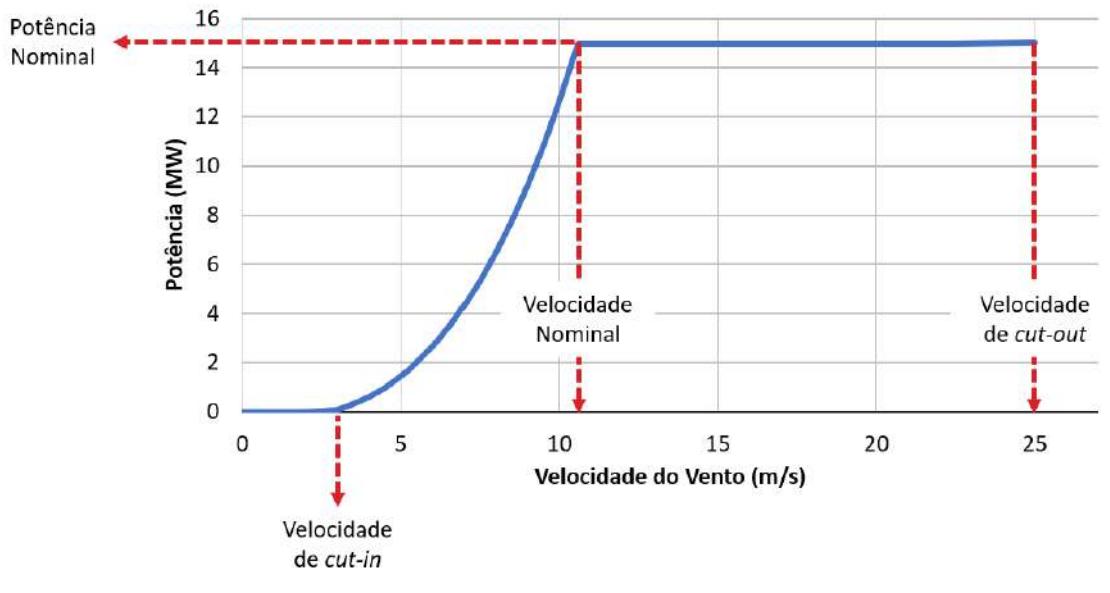


Figura 2.3: Curva de potência de um aerogerador de 15 MW [28].

[4, 22, 23, 26, 29], a velocidade do vento pode ser modelada segundo uma variável aleatória V que segue uma distribuição de Weibull conforme a Equação 2.1, onde k e c são os parâmetros de forma e escala, respectivamente.

$$f_V(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2.1)$$

Na Figura 2.4 estão indicadas as densidades de probabilidade para duas localidades: na posição central do parque eólico *London Array*¹ e no ponto de instalação do projeto de P&D da Petrobras EOL Planta Piloto de Geração Offshore. Conforme os diferentes valores para os parâmetros de forma e escala, a distribuição pode tomar diferentes formatos, podendo ser utilizada para representar características diversas de vento. Mais informações sobre a modelagem do vento para esta dissertação serão dadas no Capítulo 6.

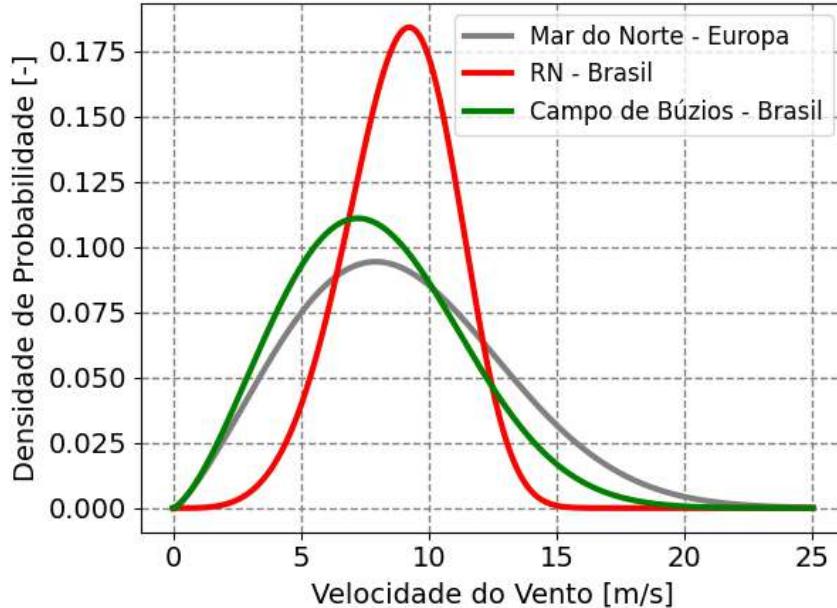


Figura 2.4: Distribuição de Weibull para duas localidades.

A partir dos dados do aerogerador e do vento, aplica-se a Equação 2.2 para calcular a geração bruta anual (ou AEP_{bruta}).

$$AEP_{bruta} = T_{ano} \sum_{i=1}^{i=n} F_i P_i \quad (2.2)$$

Na Equação 2.2, considera-se uma discretização da curva de potência e distribuição de velocidade em n intervalos. A AEP_{bruta} é dada pelo somatório do produto entre a probabilidade de ocorrência (F_i) para o intervalo i de velocidade do vento e a potência correspondente (P_i). O somatório entre o primeiro e o último intervalo de velocidades é multiplicada pelo número de horas de um ano (T_{ano}) [31]. Multiplicando-se esse valor pelo número de máquinas de um parque eólico, obtém-se a geração bruta estimada para todo o parque.

Conforme indicado por BROWER [31] e exemplificado por RAMPINELLI e

¹*London Array* é uma usina eólica *offshore* que possui capacidade instalada de 630 MW. Ocupa uma área de 100 km² na costa do Reino Unido, localizada no Mar do Norte [30]

VILLA [32], para se obter uma estimativa acurada da geração de um parque é necessário contabilizar as perdas na produção energética, obtendo-se então a geração líquida (AEP_{liq}). Para tanto, utilizam-se valores estimados para categorias de perdas verificadas na operação de parques eólicos. São elas [31, 32]:

1. Efeitos dos aerogeradores sobre o fluxo de vento (L_1): correspondem às perdas por efeito esteira ou de bloqueio. A presença de outros aerogeradores (tanto no próprio parque eólico quanto em parques vizinhos) gera efeitos sobre o fluxo de vento, reduzindo sua intensidade e aumentando a turbulência a jusante das máquinas, prejudicando a geração dos aerogeradores subsequentes. Tipicamente entre 3 e 15%, tais perdas podem ser minimizadas otimizando-se o layout do parque.
2. Disponibilidade (L_2): um aerogerador está disponível quando é capaz de gerar sua potência nominal, dada intensidade de vento suficiente. A indisponibilidade ocorre quando a turbina eólica (ou conjunto de turbinas) está inoperante por algum motivo. Num parque eólico, contabilizam-se como perdas associadas à indisponibilidade basicamente aquelas devido a paradas previstas em contrato de manutenção, a paradas não previstas e fora do contrato, como manutenções corretivas, e a problemas na rede elétrica. Tais perdas de disponibilidade giram em torno de 2 a 10%.
3. Elétricas (L_3): inclui perdas comuns aos sistemas elétricos de quaisquer projetos eólicos, incluindo transformador de cada turbina, sistema coletor elétrico e transformador da subestação. Tais perdas são estabelecidas de acordo com o projeto do sistema elétrico do parque e estão situadas entre 2 e 3%.
4. Rendimento dos aerogeradores (L_4): considera desvios em relação à operação ideal das máquinas, como os que decorrem de desalinhamento do sistema de orientação do rotor (sistema de *yaw*), alinhamento incorreto ou impreciso do ângulo de *pitch* das pás, erros na calibração de instrumentos ou no ajuste de parâmetros de controle. Somam-se ainda desvios da curva de potência frente à curva comercial apresentada pelo fabricante, histereses de controle de ventos fortes e desvios das características do vento frente aos dados de projeto, associadas à intensidade de turbulência, cisalhamento e inclinação do fluxo. Para o total de perdas associadas ao rendimento, toma-se habitualmente o valor de 2,5%, podendo-se atingir 5%.
5. Ambientais (L_5): essa categoria inclui perdas relacionadas ao acúmulo de gelo nas pás, desligamentos por temperatura de operação fora dos limites de projeto, descargas elétricas atmosféricas (raios) danosos aos aerogerador e degradação das pás ao longo do tempo pela exposição ao sol, impacto de areia em

suspensão, ciclos de congelamento e descongelamento, além de deposição de sujeira e insetos. A combinação desses fatores leva a perdas entre 1 a 6% da geração.

6. Estratégias de controle (L_6): abrange perdas decorrentes do controle direcional do parque (necessário quando os aerogeradores estão muito próximos uns aos outros) e obrigações junto a órgãos externos para corte parcial ou total de geração, tanto relacionadas ao sistema elétrico no qual o parque está inserido quanto para atendimento a restrições ambientais. Normalmente, são desconsideradas, embora possam ter um impacto elevado se identificadas restrições obrigatórias.

As perdas acima são combinadas conforme a Equação 2.3. A perda total (L_{tot}) é então aplicada sobre a geração bruta anual (AEP_{bruta}) para se obter a geração líquida (AEP_{liq}), como apresentado na Equação 2.4.

$$L_{tot} = 100\% - (100\% - L_1)(100\% - L_2)\dots(100\% - L_6) \quad (2.3)$$

$$AEP_{liq} = L_{tot} \cdot AEP_{bruta} \quad (2.4)$$

Ao analisar as perdas indicadas acima, nota-se que algumas das categorias estão associadas fundamentalmente ao projeto do parque (layout, sistemas elétricos), características do recurso eólico no local da instalação ou mesmo ao relacionamento com os grupos de interesse e agentes externos. Todavia, ao se atentar às perdas de disponibilidade e de rendimento dos aerogeradores, nota-se que elas estão mais relacionadas à operação e manutenção dos aerogeradores ou mesmo a aspectos de fabricação e construção dos aerogeradores. Algumas situações associadas a tais perdas serão indicadas na seção 2.3.

2.3 Operação Degradada

Segundo a norma ISO 14224:2016 [33], a falha de um item corresponde à perda da habilidade do mesmo em desempenhar sua função conforme requerido, podendo ser categorizada como:

- Crítica: quando a falha causar a cessão imediata da habilidade do equipamento em desempenhar sua função, exigindo a realização de manutenções não programadas.
- Degradada: quando tal falha não produzir a cessão das funções fundamentais, porém comprometer uma ou mais funções e o desempenho do equipamento.

Nesse caso, o reparo pode ser postergado, porém a falha degradada pode progredir para o status crítico caso ações corretivas não sejam adotadas.

- Incipiente: corresponde a uma imperfeição no estado ou condição do item de tal modo que uma falha degradada ou crítica pode eventualmente ser esperada caso ações corretivas não sejam tomadas.

A operação em estado de falha degradada, ou operação degradada ou não ideal, é tema de estudos em confiabilidade de aerogeradores. EL-METWALLY *et al.* [34], para realizar uma análise RAM (*Reliability, Availability and Maintainability*) de diferentes configurações de aerogeradores, dividiram o equipamento em conjuntos primários, cuja falha interromperia a produção de energia, e secundários, nos quais as falhas reduziriam a eficiência de geração, porém sem interrompê-la. Nessa última categoria, os autores enquadraram o sistema hidráulico, freio mecânico, instrumentos meteorológicos e sensores, e verificaram que o sistema hidráulico, que aciona os sistemas primários de orientação (*yaw*) e de ângulo de *pitch*, é o que apresenta maior nível de falha entre os sistemas secundários. Abordagem semelhante foi previamente adotada por LI *et al.* [35] em análise de confiabilidade para aerogeradores com caixa multiplicadora, onde também foi definido estado de operação degradada como aquele associado a falhas em sistemas secundários. Na análise, baseada no método de árvore de objetivos, árvore de sucessos e diagrama lógico mestre, os autores concluíram que a probabilidade de uma turbina encontrar-se num estado de operação degradada ao término de um ano de operação seria superior a 20%. JIA *et al.* [36], por sua vez, propõem um algoritmo baseado em dados da curva de potência para avaliar a condição do aerogerador. Segundo eles, a região quase linear (entre velocidade de entrada e velocidade nominal) carrega a informação sobre o estado de degradação da máquina, dado que as perdas de geração ocorrem basicamente neste intervalo de velocidades de vento.

Embora EL-METWALLY *et al.* [34], LI *et al.* [35], JIA *et al.* [36] apresentem o conceito de operação degradada e também sistemas cuja falha resulta nesse tipo de operação, não é feito um aprofundamento sobre o encadeamento de eventos que leva a tal regime operacional. Como na presente dissertação enfoque será dado a falhas degradadas responsáveis por perdas de rendimento da máquina e por afetar, ao longo do tempo, a disponibilidade do aerogerador, fez-se também uma análise da literatura voltada para a identificação de modos e mecanismos de falha em aerogeradores.

Primeiramente, verificou-se que, embora turbinas eólicas de grande porte sejam largamente utilizadas, diversos trabalhos [37–41] reportam a falta de padronização no registro de falhas. Nota-se que cada autor busca uma forma de dividir o aerogerador e o nível de detalhamento a ser empregado.

ARABIAN-HOSEYNABADI *et al.* [39] aplicaram o método FMEA (*Failure Mo-*

(des and Effects Analysis)) para estudar a confiabilidade de uma turbina eólica de 2 MW. Para esse estudo, os autores consideraram que o aerogerador poderia ser dividido em 11 conjuntos, com 40 subconjuntos e 107 componentes. Foram levantados 16 modos de falhas e 25 causas raiz comuns a diversos componentes. Levando em consideração probabilidades de ocorrência e de detecção para cada causa raiz e a severidade dos modos de falha, os autores puderam ranquear os conjuntos em relação à taxa de falha, além de verificar uma boa correlação dos resultados com dados de falhas de aerogeradores em campo. As taxas de falhas foram maiores para os conjuntos do rotor e gerador, e menos expressivas para o freio mecânico e eixo principal. Com relação aos modos de falha, houve maior número de casos de falha de material, fratura e falha elétrica. Já para as causas raiz, corrosão, sobrecarga mecânica e fadiga induzida por vibração foram as mais relevantes.

TAVNER [37] apresenta uma proposta de taxonomia e de padronização para a coleta de dados de confiabilidade de aerogeradores. São considerados cinco níveis (sistema, subsistema, conjunto, subconjunto e componente) e definidas as terminologias para os modos e mecanismos de falha que podem afetar um aerogerador. Considerando-se a operação degradada, pode-se considerar alguns dos modos de falha listados: desbalanceamento mecânico e aerodinâmico no rotor, ajuste desigual do ângulo de *pitch* entre as pás por falha no sistema de *pitch*, erro na orientação da nacelle como resultado de anomalia no sistema de *yaw*.

LUENGO e KOLIOS [38] detalharam modos de falha de turbinas eólicas *offshore* ao longo de suas vidas em serviço, considerando 8 partes principais: *hub*, mecanismo de *pitch*, pás, caixa multiplicadora, eletrônica de potência e controle elétrico, gerador, torre e fundação. Os autores destacam que assimetria aerodinâmica e desalinhamento da nacelle são anomalias reportadas há cerca de 20 anos na literatura. O desbalanceamento aerodinâmico e mecânico do rotor, causado por acúmulo de gelo, poeira ou umidade, provocam o surgimento de trincas e delaminação das pás por fadiga. Para falhas no sistema de *pitch*, pontuam-se os problemas de excesso de carga sobre o aerogerador em condições de vento elevado e instabilidades no acionamento hidráulico causando frenagem aerodinâmica prematura da turbina com consequente perda de geração.

MÁRQUEZ *et al.* [40] utilizaram a técnica de análise de árvore de falha (*FTA* - *Fault Tree Analysis*) para avaliar componentes críticos de turbinas eólicas, com o objetivo de servir de referência para o desenvolvimento de projetos de monitoramento de condição. Para tanto, os autores dividem o aerogerador em 4 conjuntos principais (fundação e torre, rotor, transmissão e componentes elétricos) e identificam diversos encadeamentos de eventos que podem culminar na falha do conjunto considerado. Considerando o conceito de falha degradada, alguns encadeamentos de eventos podem ser destacados:

- Falha no elemento "fundação e torre" em decorrência de falha no sistema de orientação do aerogerador, causado tanto por uma associação de falta no motor de *yaw* e vibrações anormais quanto por associação entre danos nos instrumentos da estação meteorológica e vibração;
- Falha no elemento "pás" por problemas no sistema hidráulico de acionamento do sistema de *pitch*, assimetria entre os ângulos das pás ou erro na definição do ângulo de *pitch* causado por falhas na estação meteorológica associadas à vibração;
- Falha no *hub* por desbalanceamento de massa e erros no ajuste dos ângulos de *pitch*;

A partir de uma análise quantitativa, os autores indicaram eventos como falha do motor de *yaw*, vibração anormal, falhas no sistema hidráulico e curto circuitos no gerador e elementos eletrônicos como os principais desencadeadores de falhas nos conjuntos considerados. Pontua-se que a questão das vibrações anormais aparece na maior parte dos encadeamentos de eventos apresentados.

Utilizando uma abordagem semelhante a MÁRQUEZ *et al.* [40], KANG *et al.* [42] apresenta a árvore de falhas para 8 sistemas de um aerogerador flutuante. Em muitos, observa-se que eventos básicos que acarretam a falha estão associados a fadiga de componentes e, novamente, a vibrações anormais da estrutura. No caso do conjunto do rotor, um dos caminhos que levam à falha do sistema está relacionado diretamente ao desbalanceamento mássico entre as pás e a erros no ajuste dos ângulos de *pitch*. Outro problema indicado seria uma falha no sistema de orientação, acarretada por falha nos instrumentos de medição de vento e conjunto com vibrações anormais.

BEZZAOUCHA *et al.* [41], por sua vez, propõem uma abordagem diferente das anteriores. Após a identificação dos componentes principais da turbina, modos e causas de falhas, os autores classificaram os componentes num mesmo grupo de acordo com os fenômenos que provocam falhas, sendo eles: causas externas, estruturais, elétricas e desgastes. Com essa estratégia, é possível destacar para os projetistas quais causas devem ter prioridade na avaliação e correção, considerando o alcance de seus danos e a propagação de falhas entre os componentes da turbina. Dentre as relações, nota-se que problemas na instalação ou na qualidade do projeto e componentes do sistema hidráulico pode levar a anomalias no mesmo, causando problemas tanto nos sistemas de *pitch* quanto no de *yaw*, os quais, por sua vez, afetam o rotor.

Quando se consideram os sistemas secundários adotados por LI *et al.* [35] e EL-METWALLY *et al.* [34] e modos de falhas indicados nas referências anteriores

[37–42], nota-se uma convergência sobre os tipos de falhas degradadas que afetam os aerogeradores, levando a cenários de operação não ideais. De modo geral, há perdas de desempenho na geração e de vida útil de componentes associados a:

1. Desalinhamento do ângulo de *yaw* (orientação)
2. Desbalanceamento mecânico do rotor
3. Desbalanceamento aerodinâmico do rotor

Na sequência, os três casos acima serão apresentados em maior detalhe. Tais condições serão o alvo principal do estudo desenvolvido nesta dissertação.

2.3.1 Desalinhamento do Ângulo de *Yaw*

Aerogeradores com potência nominal na faixa do MW possuem mecanismo de posicionamento de *yaw* e sistema de controle responsáveis por movimentar a nacelle de acordo com a direção do vento, buscando maximizar a extração de energia e reduzir carregamentos assimétricos [43]. O sistema de orientação, também denominado sistema de *yaw*, possui um controle ativo que depende de um acionador eletromecânico e um sistema de controle que monitora a direção do vento. O acionador (motor de *yaw*) está posicionado na estrutura da nacelle e irá produzir o giro de um pinhão que se conecta a uma coroa de grande dimensão, a qual interliga a nacelle à torre. O mecanismo ainda dispõe de freios que travam a posição da nacelle e um mancal de *yaw*, responsável por suportar o peso do conjunto nacelle-rotor e transmitir os esforços para a torre [22, 26]. Os componentes do mecanismo podem ser visualizados na Figura 2.5. Uma visão esquemática pode ser verificada na Figura 2.6.

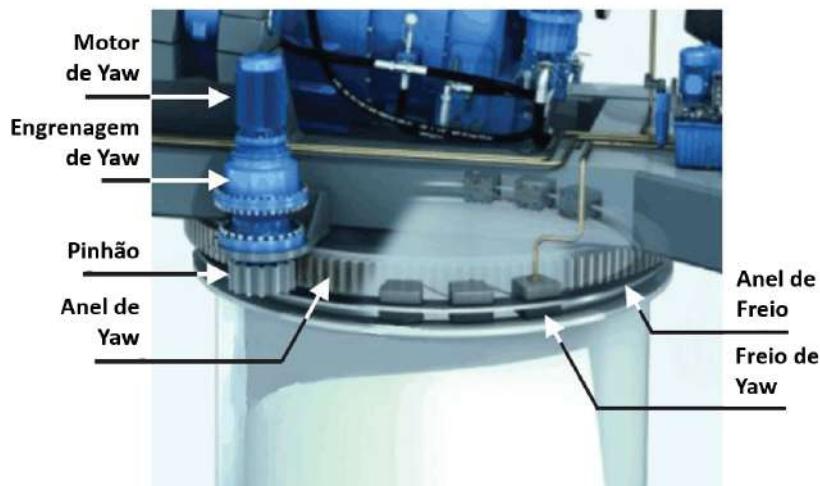


Figura 2.5: Mecanismo elétrico de *yaw* ativo em turbina eólica. Adaptado de [44]

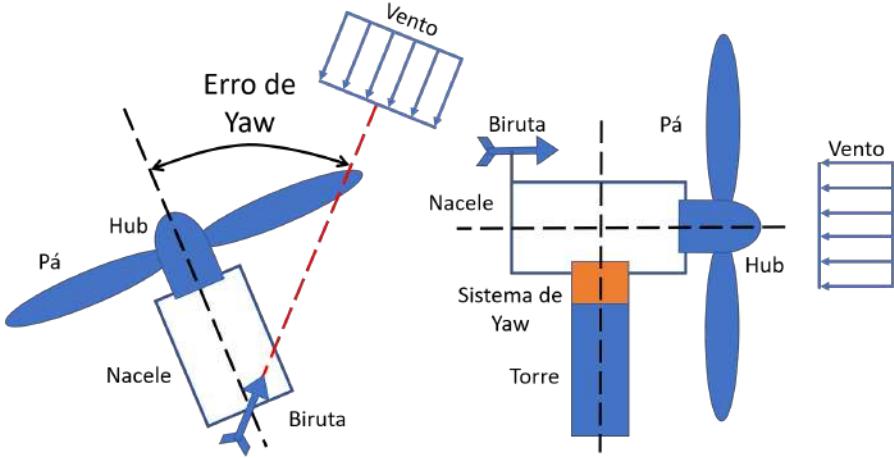


Figura 2.6: Visão esquemática do mecanismo de *yaw* e do erro de *yaw*

Embora exista aparato e controle para lidar com o desalinhamento, tal problema ainda é uma realidade para aerogeradores. HOJSTRUP [45] apresentou resultados para aproximadamente 100 medições de erro de *yaw* usando um anemômetro de *spinner* e concluiu que cerca de metade dos aerogeradores perdem ao menos 1% de sua geração anual de energia devido a tais erros. FLEMING *et al.* [46] indicaram que um erro de 7,5° seria responsável por uma perda de 2,4% na geração. STEINMETZ [47] pontuaram que uma correção do desalinhamento poderia gerar, na média, um ganho de 2% na geração anual de energia. Além disso, CHOI *et al.* [43], HOJSTRUP [45], STEINMETZ [47] mencionam que o erro de *yaw* é responsável pelo aumento de carregamentos de fadiga nas pás, sistema de transmissão e no cubo, o que pode acarretar em falha prematura de tais componentes.

2.3.2 Desbalanceamento Mecânico do Rotor

Segundo CACCIOLA *et al.* [48], o desbalanceamento do rotor é uma condição que pode possuir causas diversas, tanto mecânicas quanto aerodinâmicas. Do ponto de vista mecânico, pode-se verificar desbalanceamento por diferença entre a massa total e sua distribuição ao longo das pás. Isso decorre do próprio processo produtivo de tais componentes, com baixa automação envolvida, o que pode gerar, por exemplo, variações no posicionamento de fibras e processo de cura dos compósitos [49]. MALIK e MISHRA [50] mencionam, além dos problemas de construção e manufatura, a deposição de gelo, degradação pelo envelhecimento, desgaste e fadiga durante a operação como causas do desbalanceamento mecânico. PINTO [51] ainda indica algumas causas adicionais, como adição excessiva de massa após reparo, entrada de água através de trincas e materiais soltos se movimentando dentro das pás.

O desbalanceamento mecânico pode gerar aumento do desgaste das pás, do sistema de *pitch* e de transmissão (mancais e engrenagens) devido aos carregamentos

assimétricos [51]. ZHAO *et al.* [52] mostram que um desbalanceamento de massas causa atraso na partida da turbina eólica, assim como flutuação na geração de energia na região em que o gerador deveria operar estavelmente.

2.3.3 Desbalanceamento Aerodinâmico do Rotor

O desbalanceamento aerodinâmico pode apresentar causas relacionadas ao mecanismo de pitch ou mesmo à montagem ou fabricação das pás, afetando o ângulo de *twist* da pá [48]. O mecanismo de *pitch* (ou mecanismo de passo) controla o ângulo das pás em relação ao plano de rotação e, com isso, regula o ângulo de ataque e os carregamentos aerodinâmicos sobre a estrutura. Tal controle permite à turbina maximizar a captura de energia a baixas velocidades de vento e manter a geração constante em velocidades superiores à nominal. Em casos de ventos muito elevados, o sistema de *pitch* irá atuar para interromper a operação do aerogerador, garantindo que não ocorram esforços excessivos [22, 26].

O sistema de *pitch* é posicionado dentro do *hub*, podendo ser hidráulico ou através de motores elétricos individuais para cada pá, que é o mais utilizado. Nesse caso, o motor elétrico irá alterar o ângulo de *pitch* acionando uma engrenagem ou uma correia dentada, a qual, por sua vez, aciona uma engrenagem dentada na interface entre o *hub* e a raiz da pá [26]. Através das Figuras 2.7 e 2.8 é possível ter uma melhor visão da parte interna ao cubo do rotor.

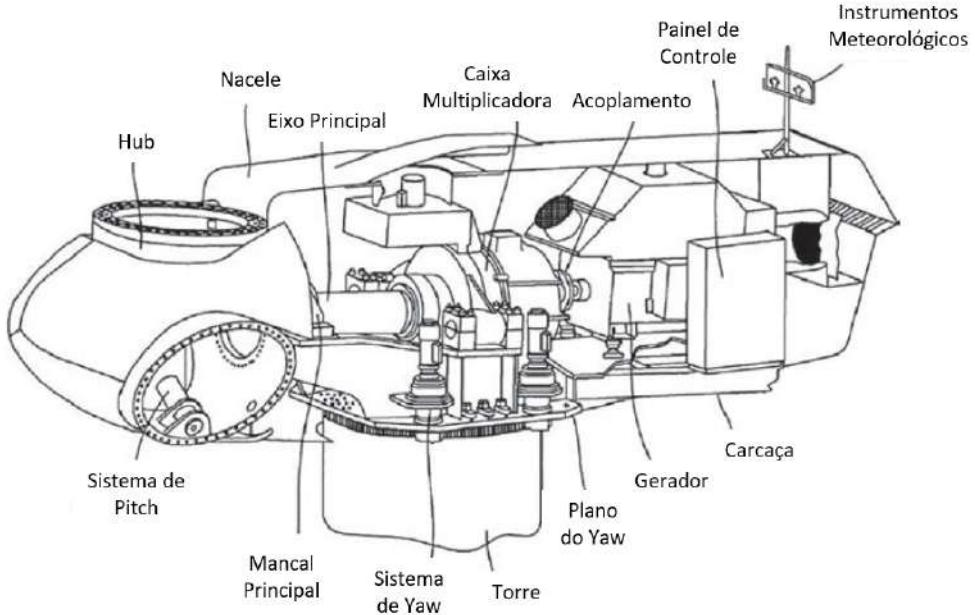


Figura 2.7: Configuração de uma turbina eólica. Adaptado de [23]

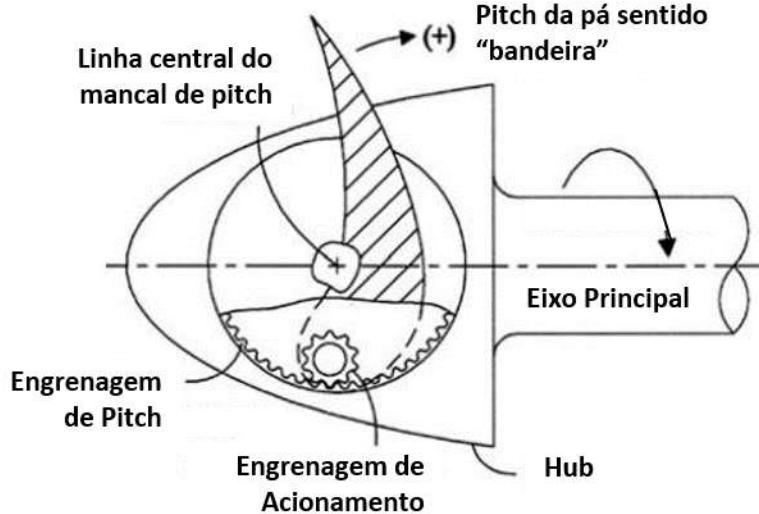


Figura 2.8: Cubo e engrenagem de *pitch* da pás, com a pás em posição de operação. Adaptado de [23]

CHAABAN *et al.* [53] analisaram o efeito de falhas no mecanismo de *pitch* sobre os carregamentos em uma turbina eólica flutuante. Eles abordaram falhas em sensores (medidas incorretas e falha completa), degradação de performance do sistema de controle, travamento de atuadores e sinal incorreto para o atuador (bias ou sinal constante e travado). Verificou-se que, independente da falha, os momentos de flexão sobre o eixo principal do sistema de transmissão e de torção sobre a torre aumentam com o desbalanceamento, o que tem como consequência a redução na vida dos componentes.

ASTOLFI [54] verificou que a correção de $4,5^\circ$ de desalinhamento do ângulo de *pitch* entre as pás do aerogerador poderia gerar 5,5% de ganho na faixa de operação abaixo da potência nominal. ELOSEGUI *et al.* [49], por sua vez, indicaram que em velocidades baixas (aproximadamente 5 m/s), a perda de geração devido ao desbalanceamento por erro de *pitch* pode chegar a 25% em relação ao indicado na curva de potência. Para discrepâncias de 2° em apenas uma pás, a perda de AEP esperada é de 1%.

Outra falha associada ao mecanismo de *pitch* refere-se ao erro coletivo, quando o desalinhamento se dá simultaneamente em todas as pás do aerogerador. ELOSEGUI *et al.* [49] analisaram o erro absoluto de 2° em todas as pás e verificaram uma perda de 3,5% na geração anual da turbina.

Capítulo 3

Ferramenta de Simulação

Neste capítulo, apresenta-se uma visão geral da ferramenta de simulação OpenFAST. A organização baseia-se na documentação oficial da ferramenta [55].

3.1 *OpenFAST*

OpenFAST é uma ferramenta de código aberto para simulação da resposta dinâmica acoplada de aerogeradores, desenvolvida pelo instituto de pesquisa norte americano NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). Trata-se de um *framework* que agrupa módulos computacionais para aerodinâmica, hidrodinâmica para estruturas *offshore*, controle e dinâmica de sistemas elétricos e dinâmica estrutural para viabilizar simulações aero-hidro-servo-elásticas acopladas não lineares no domínio do tempo. Com o uso do *OpenFAST*, é possível analisar diversas configurações de aerogeradores de eixo horizontal: com duas ou três pás, com controle de *pitch* ou reguladas por *stall*, rotor *upwind* ou *downwind*, torres tubulares ou treliçadas. A turbina pode ser simulada em instalação em terra ou no mar sobre fundações fixas ou flutuantes [55].

A ferramenta *OpenFAST* foi verificada contra outras ferramentas de simulação aeroelástica (GH Bladed, BHawC, Msc.ADAMS), já obteve certificações por órgão independentes (DNV-GL) e foi validada contra dados de aerogeradores reais (UAE Phase VI, SWRT, CART2, CART3) [56]. GUNTUR *et al.* [57] publicaram os resultados do comparativo da versão *FAST v8* (predecessora e base do *OpenFAST*) contra dados de simulação do software BHawC (de propriedade da Siemens) e de um aerogerador Siemens 2.3 MW. Com base nos resultados apresentados, a ferramenta foi suficientemente validada contra medições de campo, juntamente com uma verificação em relação ao código BHawC. O *OpenFAST* demonstrou ser válido para análises de carga aeroelástica do vento sobre as turbinas.

Os módulos utilizados no *OpenFAST* estão indicados na Figura 3.1. Para as análises realizadas nesta dissertação, são empregados os módulos *InflowWind*, *AeroDyn*,

ElastoDyn e *ServoDyn*.

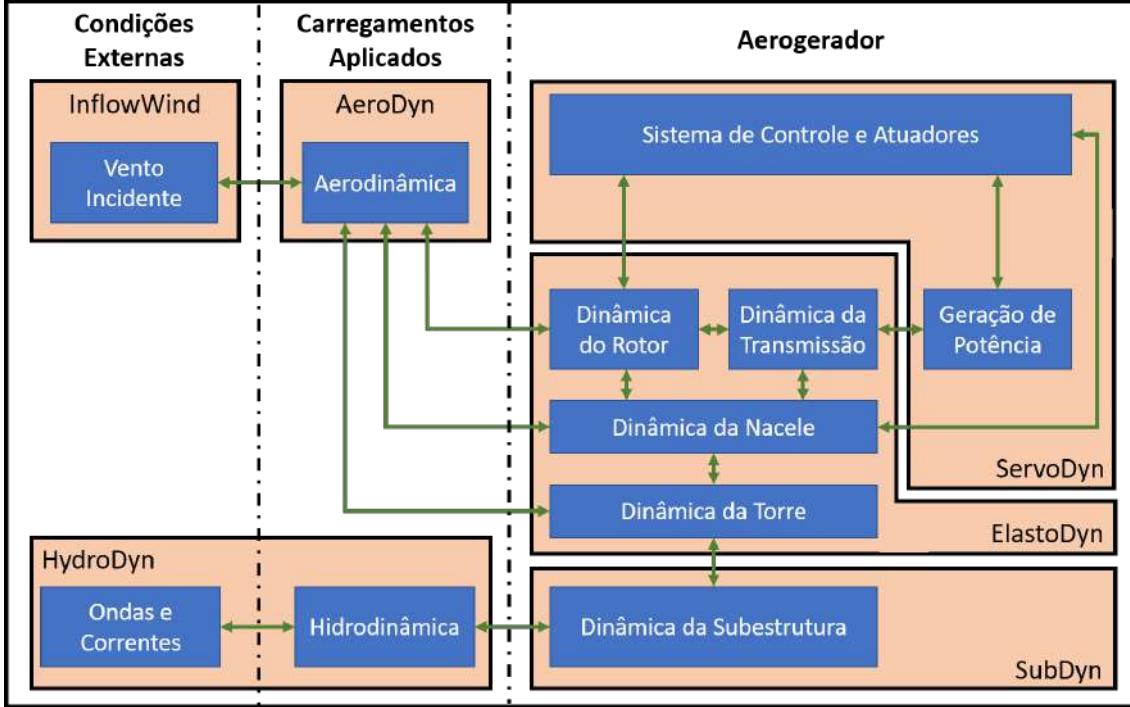


Figura 3.1: Módulos presentes no *framework* do *OpenFAST* para a configuração de fundação fixa. Adaptado de [58]

A interação entre os módulos indicados na Figura 3.1 se dá via plataforma *OpenFAST*, a qual procede com a resolução de cada módulo independente, considerando a discretização espacial e temporal própria de cada um, e realiza a compatibilização entre as saídas de um para a entrada do outro. O *OpenFAST* faz, além da troca de dados entre os módulos, a progressão temporal da simulação de todo o sistema do aerogerador [56].

O papel de cada módulo está indicado na sequência.

3.1.1 *Inflow Wind*

O módulo *Inflow Wind* é responsável por gerar dados do vento incidente sobre o aerogerador. A cada passo temporal, o *Inflow Wind* recebe do *OpenFAST* as coordenadas de vários pontos e retorna as velocidades do vento não perturbado nessas posições. Cada componente da velocidade de vento incidente é calculada em função da posição e de parâmetros internos variáveis no tempo, sem, no entanto, considerar perturbações decorrentes de interação do vento com a estrutura da turbina eólica [59].

O pacote permite que se escolham algumas alternativas para gerar o vento incidente: regime permanente, vento uniforme (variável no tempo), vento turbulento.

Para esta última, é possível se utilizar de outro módulo desenvolvido pelo NREL (*Turbsim*) ou outros softwares (*Bladed* ou *HAWC*). Há ainda a opção *User-defined*.

Para a condição de regime permanente, a qual será analisada nessa dissertação, o próprio módulo calcula o vento incidente a partir de algumas poucas entradas, conforme Equação (3.1) [59].

$$V_h(z) = V_H^{Ref} \left(\frac{z}{H_{ref}} \right)^\phi \quad (3.1)$$

Na equação acima, $V_h(z)$ é a velocidade horizontal em função da altura z , V_H^{Ref} corresponde à velocidade horizontal na altura de referência H_{ref} e ϕ é o expoente de cisalhamento, utilizado para se obter o perfil vertical do vento via lei de potência.

3.1.2 AeroDyn

O *AeroDyn* é aplicado no cálculo de cargas aerodinâmicas sobre pás e torre. Os cálculos são baseados no método da linha de atuação (*actuator-line method*), em que o fluxo tridimensional (3D) ao redor de um corpo é aproximado pelo fluxo bidimensional local (2D) nas seções transversais, e a pressão e tensão de cisalhamento distribuídas são aproximadas por forças de sustentação, arrasto e momentos de arfagem agrupados em um nó em uma seção transversal 2D. Tais nós são distribuídos ao longo do comprimento de cada pá e da torre, sendo as forças e momento bidimensionais em cada nó computados como cargas distribuídas por unidade de comprimento, e o total de cargas aerodinâmicas 3D são encontrados através da integração das cargas 2D distribuídas ao longo do comprimento [60]. Segundo JONKMAN *et al.* [60], é importante ressaltar que a abordagem indicada acima possui algumas limitações. Ela é aplicável para estruturas esbeltas em que os efeitos 3D podem ser desprezados, capturados através de correções sobre o modelo ou nos dados de entrada.

Conforme apresentado por JONKMAN [56], o *AeroDyn* recebe as posições, orientações e velocidades instantâneas dos nós da torre, cubo (*hub*) e pás, além da velocidade do vento local não-perturbado sobre os nós das estruturas. A partir de dados do fluído e do movimento das estruturas a cada passo temporal, o módulo computa os carregamentos aerodinâmicos.

O *AeroDyn* conta com quatro submódulos: esteira/indução do rotor, aerodinâmica dos aerofólios das pás, influência local da torre no escoamento em torno das pás e arrasto da torre [56, 60].

Para rotores de turbinas eólicas, o *AeroDyn* calcula a influência da esteira através de fatores de indução com base na teoria semi-estacionária do momento de elemento de pá (BEM - *Blade-Element / Momentum*), que requer uma solução não-linear iterativa. Trata-se de uma teoria semi-estacionária, pois a indução reage instantaneamente ao movimento das pás.

neamente às mudanças de carga. O cálculo da indução, as velocidades de entrada e ângulos resultantes são baseados no fluxo local para cada nó de cada pás em análise, com base na velocidade relativa entre o fluido e a estrutura (incluindo os efeitos locais de inclinação, cisalhamento, turbulência, distúrbios no fluxo devido à torre e movimento estrutural). Correções são aplicadas para os casos de elevados fatores de indução (acima de 0,2), para considerar perdas nas pontas das pás e no cubo e quando se verificam escoamentos inclinados [56, 60].

A aerodinâmica dos aerofólios das pás pode ser estacionária ou não estacionária. Os modelos estacionários são mais apropriados para situações em que a turbina se encontra parada ou em giro lento (em condições de *idle*). Os não estacionários, por sua vez, são válidos para condições em que os ângulos de ataque são pequenos ou moderados sob condições normais de operação do rotor [60].

Para o caso estacionário, dados estáticos fornecidos referentes ao aerofólio (incluindo força de sustentação, força de arrasto, momento de arfagem e coeficientes de pressão mínimos em relação ao ângulo de ataque) são usados diretamente para o cálculo de esforços sobre os nós [60]. Nos modelos de aerodinâmica não estacionária das pás (UA - *unsteady airfoil aerodynamics*), adotam-se considerações de histerese do escoamento, incluindo escoamento aderido não-estacionário, separação do escoamento na borda de fuga, estol dinâmico e re-adesão do escoamento. Os modelos UA podem ser considerados como correções dinâmicas bidimensionais para a resposta estática do aerofólio como resultado de velocidades e ângulos de vento variáveis no tempo. Três modelos não-estacionários semi-empíricos estão disponíveis no *AeroDyn*: os desenvolvimentos teóricos originais de Beddoes-Leishman (B-L), extensões ao modelo B-L desenvolvidas por González e extensões ao modelo B-L desenvolvidas por Minnema/Pierce [60].

O submódulo seguinte refere-se ao efeito da torre sobre o escoamento sobre as pás. O *AeroDyn* usa a solução analítica de escoamento potencial em torno de um cilindro para modelar o efeito de obstrução da torre no rotor à frente. Neste modelo, a corrente livre (não perturbada) em cada nó da pás é perturbada com base na localização do nó em relação à torre e no diâmetro da torre, incluindo velocidades mais baixas a montante e a jusante da torre, velocidades mais altas à esquerda e à direita da torre e fluxo cruzado. Há ainda a possibilidade de aplicação de modelos semi-estacionários para melhor contabilizar distúrbios no escoamento a montante da torre e o efeito da esteira [60].

Por fim, o submódulo do arrasto sobre a torre é baseado diretamente no diâmetro, no coeficiente de arrasto da torre e na velocidade relativa do vento em cada nó analisado da torre (incluindo os efeitos de cisalhamento local, turbulência e movimento estrutural). O cálculo da carga de arrasto da torre é semi-estacionário e independente da influência da torre nos modelos de escoamento [60].

Um maior detalhamento sobre a modelagem adotada no módulo *AeroDyn* é dada no Capítulo 4.

3.1.3 *ElastoDyn*

O módulo *ElastoDyn* contém o modelo dinâmico estrutural do rotor, sistema de transmissão, nacelle, torre e plataforma de suporte. Recebe como entradas os carregamentos aerodinâmicos e hidrodinâmicos, comandos do controlador e reações da subestrutura sobre a peça de transição. Como saídas do módulo, tem-se deslocamentos, velocidades e acelerações de diversos pontos da estrutura, além de carregamentos de reação [61]. Detalhes sobre o modelo adotado neste módulo serão apresentados no Capítulo 5.

3.1.4 *ServoDyn*

O *ServoDyn* é o módulo responsável por gerenciar as rotinas de controle do aerogerador durante sua operação, partidas e paradas, além de implementar medidas de segurança e proteção do equipamento. Para tanto, o módulo recebe como entradas os dados de movimentos estruturais, reações sobre a estrutura e velocidade do vento. As saídas do módulo são os comandos para os atuadores sobre o sistema [56].

Há cinco formas de controle ativo disponíveis no *ServoDyn*: alterar o ângulo de *pitch* das pás, controlar o torque do gerador, frear o eixo de alta velocidade (eixo auxiliar, entre a caixa de engrenagens e o gerador), utilizar freios aerodinâmicos nas pontas das pás e alterar o ângulo de *yaw* da nacelle [62]. Dadas as configurações do aerogerador de referência, que será apresentado na seção 5.6, o foco será dado apenas aos controles de *pitch* e de torque do gerador.

O controle de *pitch* das pás pode ser aplicado de modo coletivo, onde todas as pás serão giradas de um mesmo ângulo, ou independente. A saída do controlador é diretamente o ângulo a ser assumido pelo *pitch* das pás, que pode ser tanto em direção ao *stall* quanto ao embandeiramento. Não há, no entanto, um modelo da dinâmica do sistema de controle [56].

O segundo controle é o de torque do gerador. *ServoDyn* permite que se assuma um valor fixo de torque (com ou sem escorregamento do gerador por indução) ou variável com a velocidade, que é mais comumente utilizado em turbinas de grande porte. O comando do sistema de controle é o torque resistente do gerador, com o qual é também possível controlar indiretamente a potência elétrica gerada [56]. Para um sistema de controle de velocidade variável simplificado, tem-se uma curva de torque conforme a Figura 3.2.

Para a Figura 3.2, tem-se que:

- *VS_Rgn2K*: ganho do controle na Região 2

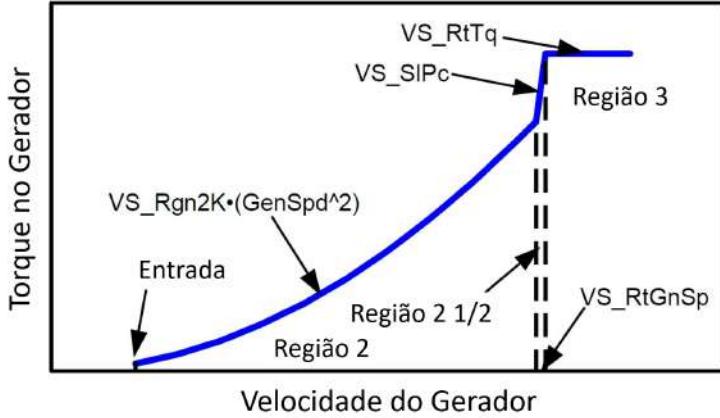


Figura 3.2: Toque vs. rotação do gerador para um controle de velocidade variável simplificado [62]

- $GenSpd$: rotação do gerador
- VS_SIPc : porcentagem de escorregamento nominal do gerador na transição linear da Região 2 $^{1/2}$
- VS_RtTq : torque constante (ou nominal) aplicado ao eixo de alta velocidade pelo gerador na Região 3
- VS_RtGnSp : rotação do gerador na qual o controle de velocidade variável muda da Região 2 $^{1/2}$ para a Região 3.

O modelo de controle de velocidade variável apresentado na Figura 3.2 distingue entre a Região 2 (objetivo de máxima potência), Região 3 (objetivo de torque constante) e Região 2 $^{1/2}$ (transição linear). A região 2 $^{1/2}$ é uma transição linear entre as Regiões 2 e 3, com uma inclinação de torque correspondente à inclinação de uma máquina de indução equivalente. A Região 2 $^{1/2}$ é comumente necessária, pois um aerogerador normalmente não atinge o torque nominal em sua velocidade nominal usando a lei de controle da Região 2 [62].

Capítulo 4

Aerodinâmica

4.1 Modelagem da Aerodinâmica de Rotores

A presente seção baseia-se em trabalho desenvolvido por JONKMAN [63] para apresentar a teoria utilizada no *AeroDyn*, denominada Teoria do Momento de Elemento de Pá, sendo esta a base teórica comumente aplicada na modelagem das pás. Na sequência, essa teoria será introduzida partindo-se de uma abordagem mais simplificada, com adição de complexidade ao longo das subseções seguintes.

4.1.1 Teoria do Disco Atuador de Rankine-Froude

A Teoria do Disco Atuador é um modelo ideal unidimensional para representar um rotor. O rotor é representado como um disco que age como um dispositivo que reduz a velocidade do vento V_0 no fluxo livre a montante para V no plano do rotor e para V_3 na esteira a jusante. Para que essa queda de velocidade ocorra, assume-se que o disco é responsável por uma queda descontínua de pressão estática no rotor [63, 64]. Uma visão esquemática do volume de controle é verificada na Figura 4.1.

As premissas adotadas no modelo 1-D são [63]:

1. Vento constante, homogêneo e numa direção fixa.
2. Ar incompressível, invíscido e irrotacional.
3. Escoamento e empuxo uniformes através do disco. O vento é uniforme a montante (seção 0) e à jusante (seção 3) do volume de controle.
4. As fronteiras do volume a montante e a jusante são distantes o suficiente do rotor de modo que a pressão estática nesses pontos seja igual à pressão estática ambiente. A pressão na superfície do tubo de corrente é também igual à pressão ambiente.

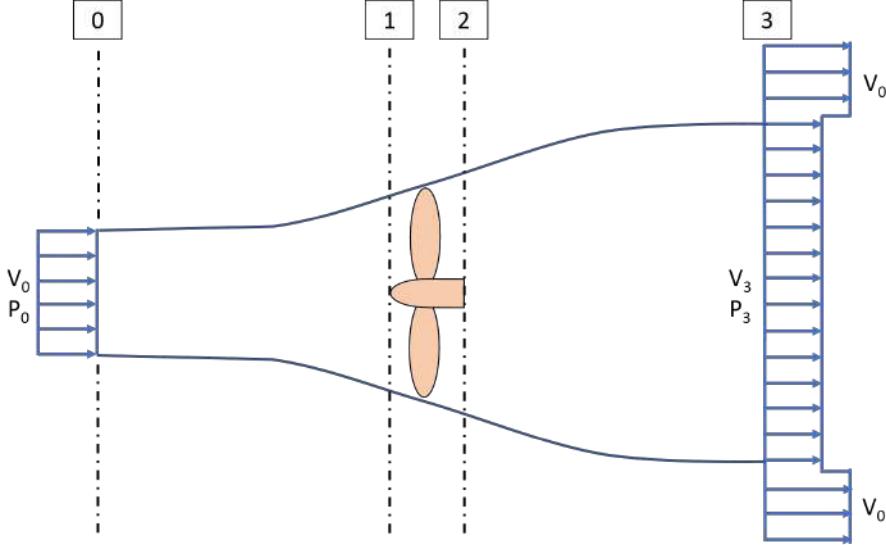


Figura 4.1: Volume de controle para o modelo do disco atuador. Adaptado de [63, 64]

5. Rotor composto por infinitas pás de espessura desprezível que não geram arrasto e cuja velocidade de ponta é muito superior à velocidade do vento incidente.

Considerando-se as premissas anteriores e aplicando-se os princípios de conservação da massa para o volume de controle, verifica-se que a velocidade do vento imediatamente antes e depois do rotor é a mesma, igual a V . Com a conservação do momento linear, obtém-se que o empuxo T sobre o rotor é dado por [61]:

$$T = \rho A V (V_0 - V_3) \quad (4.1)$$

Por outro lado, tem-se que o empuxo é também igual à diferença de pressão entre as seções 1 e 2. Com a aplicação da equação de Bernoulli entre as seções 0 e 1 e entre 2 e 3, é possível obter a diferença de pressão em função das velocidades de entrada e de saída do volume de controle. Chega-se a uma segunda equação para o empuxo:

$$T = \frac{1}{2} \rho A (V_0^2 - V_3^2) \quad (4.2)$$

Igualando-se as Equações 4.1 e 4.2, verifica-se que a velocidade do vento no rotor é a média dos valores no fluxo livre de entrada e de saída do volume de controle:

$$V = \frac{V_0 + V_3}{2} \quad (4.3)$$

Normalmente, define-se um fator de indução axial a relativo à redução de velocidade do vento entre o fluxo livre a montante e o plano do rotor. Com isso, é possível

obter V e V_3 em função de V_0 e a .

$$a = \frac{V_0 - V}{V_0} \quad (4.4)$$

$$V = V_0(1 - a) \quad (4.5)$$

$$V_3 = V_0(1 - 2a) \quad (4.6)$$

Pode-se reescrever o empuxo em função da indução axial e da velocidade de fluxo livre. Além disso, sendo a potência P extraída do vento calculada como o produto entre empuxo e velocidade do vento, também é possível obtê-la em função dos parâmetros anteriores.

$$T = \frac{1}{2}\rho A V_0^2 4a(1 - a) \quad (4.7)$$

$$P = T \cdot V = \frac{1}{2}\rho A V_0^3 4a(1 - a)^2 \quad (4.8)$$

Comumente, define-se também o coeficiente de potência adimensional C_P , que representa a fração da potência disponível no vento que é extraída pelo aerogerador:

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A V_0^3} = 4a(1 - a)^2 \quad (4.9)$$

4.1.2 Efeitos da Rotação de Esteira

Anteriormente, utilizou-se a hipótese de que o rotor não transmitiria momento angular à esteira. Todavia, a conservação do momento angular faz necessária a rotação da esteira para que seja possível extrair torque útil. Além disso, tem-se que o escoamento após o rotor irá rodar em sentido oposto ao do próprio rotor em reação ao torque imposto pelo escoamento ao rotor, conforme Figura 4.2. Nesse caso, o escoamento a jusante passa a ter uma parcela de energia cinética associada à rotação, o que reduzirá a quantidade de energia disponível para extração pelo aerogerador [63].

Para se considerar esse efeito no modelo de disco atuador, adotam-se as seguintes hipóteses adicionais [63]:

1. O volume de controle da Figura 4.1 passa a ser dividido em tubos de corrente anulares sem interação entre si, conforme Figura 4.3.
2. O fluxo que adentra os volumes de controle anulares é puramente axial e uniforme.

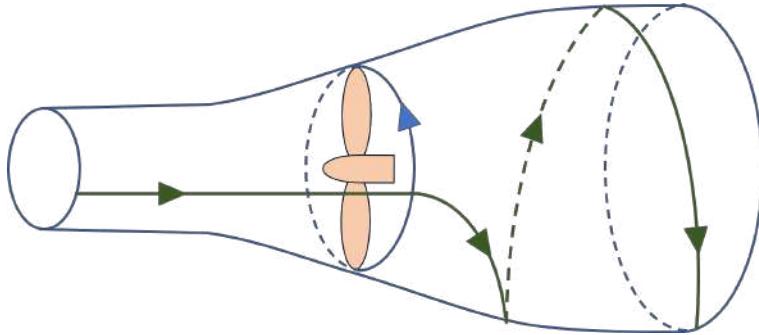


Figura 4.2: Rotação da Esteira. Adaptado de [63]

3. A velocidade angular da esteira a jusante num ponto distante do rotor é baixa, de modo que a pressão estática pode ser considerada idêntica à pressão estática ambiente.

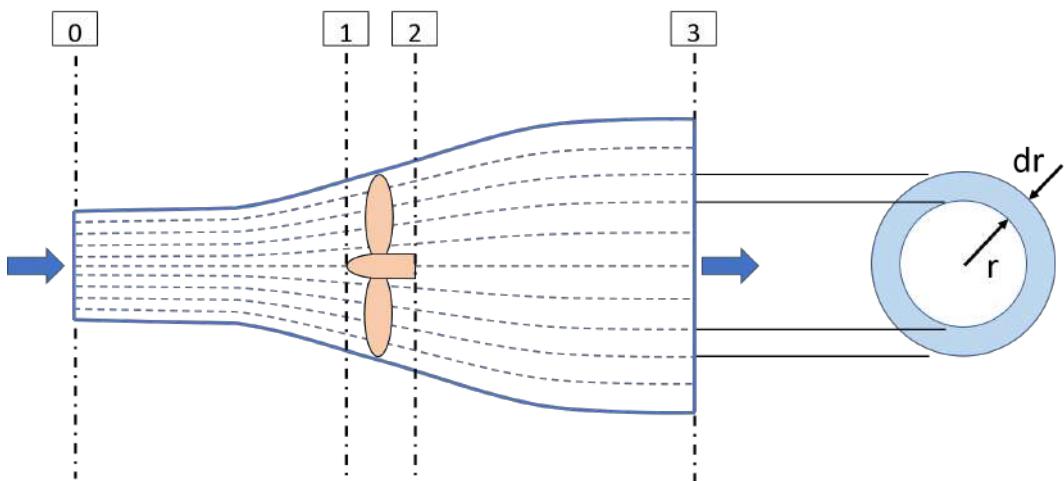


Figura 4.3: Volumes de controle anulares. Adaptado de [63]

Com a aplicação da hipótese 1, a qual substitui a hipótese 3 da análise unidimensional, tem-se que as pressões locais, velocidades axiais e angulares, fatores de indução, empuxo e potência passam a ser dependentes do raio anular.

O princípio da conservação de massa para um tubo de corrente anular é conforme a Equação 4.11, na qual se indica que o fluxo mássico dm_i entre as seções $i = 0$ e $i = 3$ é constante. No plano do disco, a velocidade V e área anular $2\pi r dr$ são consideradas sem índices e será aplicada ao longo da análise, conforme apresentado em [63].

$$dm_i = \rho V_i dA_i = \rho V_i 2\pi r_i dr_i \quad (4.10)$$

$$V_0 2\pi r_0 dr_0 = V 2\pi r dr = V_3 2\pi r_3 dr_3 \quad (4.11)$$

Aplicando-se o princípio da conservação do momento angular em relação ao eixo

de simetria do volume de controle, entre as seções 0 e 3, obtém-se o torque diferencial dQ no rotor:

$$dQ = v_t r dm = \rho \omega_3 r_3^2 V_3 2\pi r_3 dr_3 \quad (4.12)$$

O torque diferencial dQ é dado em função da massa específica do ar ρ e das seguintes variáveis obtidas para a superfície de controle 3: velocidade angular ω_3 , velocidade do vento V_3 e raio do anel r_3 .

Fazendo-se novamente o uso do princípio da conservação do momento angular, porém agora entre as seções 0 e 1 e entre as seções 2 e 3, obtém-se as seguintes relações:

$$\omega_0 = \omega_1 = 0 \quad (4.13)$$

$$\omega_2 r^2 = \omega_3 r_3^2 \quad (4.14)$$

Combinando-se as Equações 4.11, 4.12 e 4.14, obtém-se o torque diferencial no rotor da forma indicada a seguir.

$$dQ = \rho \omega_2 r^2 V 2\pi r dr \quad (4.15)$$

Agora, sabendo-se que a rotação na esteira não afeta a conservação do momento linear na direção axial, tem-se que o empuxo diferencial dT sobre um elemento anular de área dA no rotor será similar ao obtido na Equação 4.7. Nesta nova equação, o fator de indução a é uma função também do raio anular r .

$$dT = \frac{1}{2} \rho dA V_0^2 4a (1 - a) = \frac{1}{2} \rho 2\pi r dr V_0^2 4a (1 - a) \quad (4.16)$$

Novamente, tem-se que dT também pode ser dado pela multiplicação do elemento de área $dA = 2\pi r dr$ pela pressão diferencial entre as seções 1 e 2, as quais também serão função do raio r . Para se obter a diferença de pressões, pode-se aplicar o princípio de conservação da energia. Tem-se então que o empuxo diferencial pode ser dado também pela Equação 4.17, na qual Ω é a velocidade angular do rotor.

$$dT = \rho \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega_2 \right) \omega_2 r^2 2\pi r dr \quad (4.17)$$

Adicionalmente, define-se também o fator de indução tangencial (ou angular) a' . Com isso, ω_2 passa a ser escrito como função de a' e Ω .

$$a' = \frac{\omega_2}{2\Omega} \quad (4.18)$$

$$\omega_2 = 2\Omega a' \quad (4.19)$$

Como consequência da Equação 4.19, pode-se escrever dT e dQ como funções dos fatores de indução axial a e tangencial a' .

$$dT = \rho\Omega^2 r^2 4a' (1 + a') \pi r dr \quad (4.20)$$

$$dQ = \rho V_0 \Omega r^2 4a' (1 - a) \pi r dr \quad (4.21)$$

Combinando as Equações 4.5, 4.15 e 4.21, obtém-se uma relação entre os fatores de indução e a razão de velocidades local λ_r .

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{V_0} \quad (4.22)$$

$$\frac{a(1-a)}{a'(1+a')} = \lambda_r^2 \quad (4.23)$$

A partir da Equação 4.23, é possível escrever a' em termos de a e λ_r .

$$a' = \frac{1}{2} \left(\sqrt{1 + \frac{4}{\lambda_r^2} a (1 - a)} - 1 \right) \quad (4.24)$$

A abordagem utilizada até este ponto, normalmente referenciada como Teoria de Momento, estabelece equações para se obter empuxo e torque diferenciais para uma posição r do rotor desde que se tenha informação sobre o estado do escoamento. Para que sejam obtidas equações adicionais, recorre-se à Teoria de Elemento de Pá.

4.1.3 Teoria de Elemento de Pá

O estado do escoamento é governado pelas características das pás do rotor, como a geometria dos aerofólios e a distribuição do ângulo de torção (*twist*) ao longo da pá. A análise que associa geometria da pá às forças sobre o aerogerador exercidas pelo vento é denominada Teoria de Elemento de Pá. Novamente, volumes de controle envolvendo tubos de corrente anulares são adotados. No plano do rotor, as fronteiras dos volumes de controle dividem as pás em elementos distintos de comprimento dr . Em cada elemento, a geometria da pá e as propriedades do escoamento podem ser associadas a um empuxo diferencial dT e a um torque diferencial dQ [63]. Assumem-se algumas hipóteses:

1. Os elementos de pá não possuem interação entre si, sendo cada elemento analisado de modo independente.
2. As forças exercidas nos elementos pela ação do escoamento são determinadas pelas características bidimensionais de arrasto e sustentação associadas à forma do aerofólio do elemento de pás e pela orientação relativa do escoamento incidente. Desconsideram-se, então, que efeitos tridimensionais do escoamento sobre cada elemento de pá.

As forças exercidas sobre um aerofólio em decorrência da passagem de um fluido ao seu redor são consequência de tensões por efeitos viscosos e da diferença de pressão entre as superfícies superior e inferior. As resultantes dessas interações entre fluido e aerofólio traduz-se em duas forças e um momento. A resultante de forças que age na direção normal ao escoamento incidente é denominada força de sustentação (L) e a resultante que atua paralela ao escoamento é conhecida como força de arrasto (D). O momento de arfagem (M_p) é definido em relação a um eixo normal ao plano da seção transversal do aerofólio, localizado a um quarto de distância entre o bordo de ataque e o bordo de fuga [63]. As forças e o momento podem ser observados na Figura 4.4.

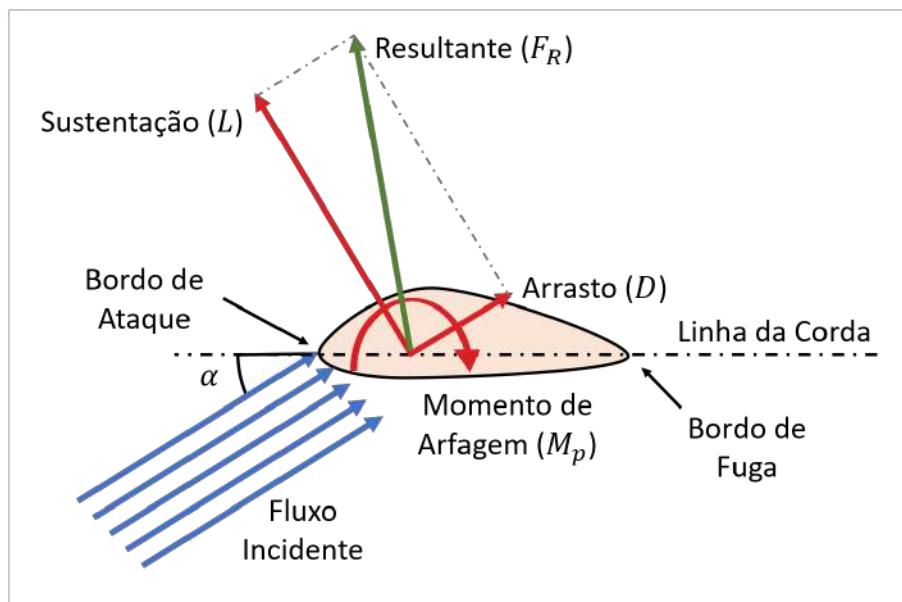


Figura 4.4: Forças resultantes sobre um aerofólio. Adaptado de [63].

As forças e o momento são normalmente caracterizadas pelos coeficientes adimensionais C_L , C_D e C_M referentes à sustentação, arrasto e momento de arfagem respectivamente. Os coeficientes são dados em função dos carregamentos, da pressão dinâmica $1/2\rho V_{rel}^2$ e comprimento de corda c , que corresponde à distância entre os bordos de ataque e de fuga. Na Teoria do Elemento de Pá, os carregamentos externos

por unidade de comprimento de pá podem ser interpretados como carregamentos diferenciais agindo sobre o elemento de pá em análise dividido pelo comprimento diferencial dr do elemento [63].

$$C_L = \frac{L/dr}{\frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c} \quad (4.25)$$

$$C_D = \frac{D/dr}{\frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c} \quad (4.26)$$

$$C_M = \frac{M_P/dr}{\frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c^2} \quad (4.27)$$

Os coeficientes, que dependem em grande parte do perfil do aerofólio e do ângulo de ataque, descrevem de forma quantitativa como serão os carregamentos sobre um aerofólio de determinada geometria sob ação de um escoamento. Normalmente, apresentam-se curvas para os coeficientes em função do ângulo de ataque (α). Um conjunto delas é necessário para cada número de Reynolds¹ [63].

É possível relacionar a força normal ao plano de rotação p_n e a força tangencial p_t que atuam sobre um elemento de pá com os carregamentos de sustentação L e arrasto D realizando-se uma análise da geometria de um elemento, conforme Figura 4.5. Nela, a pá está se movimentando para a esquerda como resultado da rotação da pá. O momento de arfagem foi suprimido, dado que o mesmo não contribui com o empuxo ou com o torque sobre o rotor [63, 64].

Na Figura 4.5, θ_P é o ângulo de passo (*pitch*) coletivo da pá medido em relação ao ponto de de ângulo de torção nulo, θ_T é o ângulo local de torção (*twist*) do elemento da pá, e θ_{PT} é a soma dos dois anteriores. O ângulo local de torção é uma função da posição radial (raio anular) que mantém-se constante ao longo do tempo assumindo-se uma pá estruturalmente rígida. No caso de pás com controle de ângulo de passo, tem-se que θ_P pode variar coletivamente para todo o comprimento da pá através de um mecanismo de passo localizado na raiz da pá, dependendo da condição operacional. Por fim, *theta* é o ângulo entre o escoamento incidente e o plano de rotação do rotor, sendo igual à soma entre o ângulo de ataque α e θ_{PT} [63].

A velocidade relativa V_{rel} do fluido em relação ao elemento de pá é a soma vetorial da velocidade do escoamento axial incidente no plano do rotor, V , da velocidade do elemento devido à rotação da rotor, Ωr , e da velocidade induzida no escoamento pela rotação da esteira no plano de rotação, wr . O módulo da velocidade relativa é dado pela Equação 4.28. Adicionalmente, é possível se obter uma relação entre variáveis a partir de uma análise trigonométrica da Figura 4.5.

¹Número de Reynolds: definido como a razão entre forças iniciais e viscosas. μ é a viscosidade dinâmica do fluido. $Re = \frac{\rho V_{rel} c}{\mu}$

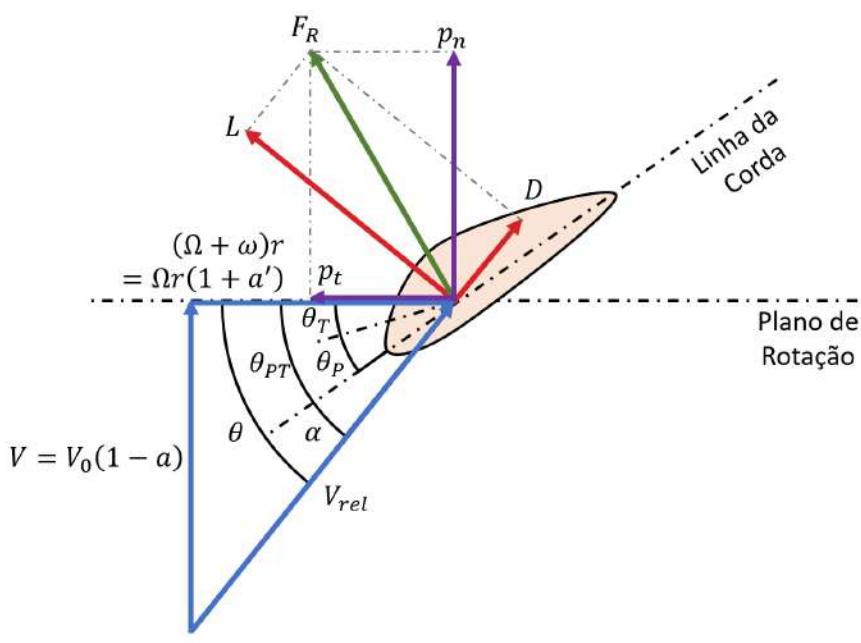


Figura 4.5: Geometria adotada na Teoria do Momento de Pá. Adaptado de [63].

$$V_{rel} = \sqrt{[V_0(1-a)]^2 + [\Omega r(1+a')]^2} \quad (4.28)$$

$$V_{rel} = \frac{V_0(1-a)}{\sin(\theta)} \quad (4.29)$$

$$\tan(\theta) = \frac{V_0(1-a)}{\Omega r(1+a')} \quad (4.30)$$

As relações para as forças resultantes por unidade de comprimento do elemento de pá são:

$$p_n = L\cos(\theta) + D\sin(\theta) \quad (4.31)$$

$$p_t = L\sin(\theta) - D\cos(\theta) \quad (4.32)$$

De modo mais preciso, deve-se considerar que as forças L e D , indicadas na Figura 4.5, são de fato componentes diferenciais da força imposta pelo escoamento sobre o elemento de pá cuja seção transversal está representada. Adicionalmente, toda as forças diferenciais indicadas na figura e utilizadas no equacionamento referem-se a apenas uma pá. Se o aerogerador for composto por B pás idênticas, o empuxo diferencial dT e o torque diferencial dQ serão dados pelas Equações 4.33 e 4.34, em função dos carregamentos p_n e p_t e do comprimento dr do elemento de pá [63, 64].

$$dT = Bp_n dr \quad (4.33)$$

$$dQ = rBp_t dr \quad (4.34)$$

Pode-se ainda definir os coeficientes adimensionais da força normal ao plano (C_n) e da força tangencial ao plano do rotor (C_{tg}):

$$C_n = \frac{p_n}{\frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c} = C_L \cos(\theta) + C_D \sin(\theta) \quad (4.35)$$

$$C_{tg} = \frac{p_t}{\frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c} = C_L \sin(\theta) - C_D \cos(\theta) \quad (4.36)$$

A partir dos coeficientes, pode-se escrever as Equações 4.33 e 4.34 como:

$$dT = B \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 C_n c dr \quad (4.37)$$

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 C_{tg} c r dr \quad (4.38)$$

Assim como apresentado nas análises prévias, dT e dQ representam, respectivamente, o empuxo e torque diferenciais totais agindo no anel de raio r e espessura dr . Além disso, assim como os fatores de indução e as velocidades são função do raio r , os coeficientes adimensionais e a corda do aerofólio do elemento de pá também são [63]. Para análises das próximas seções, define-se ainda o coeficiente adimensional de empuxo:

$$C_T = \frac{dT}{\frac{1}{2} \rho V_0^2 2\pi r dr} \quad (4.39)$$

4.1.4 Teoria do Momento de Elemento de Pá

A equivalência entre resultados da Teoria de Momento e da Teoria de Elemento de Pá dá origem à Teoria de Momento de Elemento de Pá (ou *Blade Element Momentum Theory - BEM Theory*), com a qual é possível prever o desempenho de um rotor uma vez que sejam conhecidas propriedades dos aerofólios, tamanho e distribuição de ângulo de torção. Previamente, alguns ajustes são indicados para se considerar um número finito de pás ($B < \infty$) e também a finitude das pás ($R < \infty$). Para ambas as correções, a abordagem aplicada no módulo AeroDyn é o uso do **fator de perda na ponta da pá** f_{tip} , desenvolvido por Prandtl [63], conforme indicado a seguir:

$$f_{tip} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{B}{2} \frac{R-r}{r \sin(\theta)}} \right] \quad (4.40)$$

A ideia do fator de Prandtl f_{tip} é levar em consideração a redução nos carregamentos aerodinâmicos observados na vizinhança da ponta das pás, onde o ar tende a escoar da superfície de maior pressão para a de menor. Na Equação 4.34, a função inversa do cosseno é dada em radianos. Além disso, é interessante verificar que f_{tip} tende à unidade, exceto quando o número de pás é baixo (B), o ângulo entre o escoamento e o plano do rotor (θ) é grande ou o raio r se aproxima do raio do pá (R), caso esse em que F tende a zero [63].

São ainda incorporadas **perdas na raiz das pás** utilizando um equacionamento semelhante ao apresentado na Equação 4.40. Nesse caso, obtém-se o fator para as perdas no *hub*, f_{hub} [65].

$$f_{hub} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{B}{2} \frac{r-R_{hub}}{R_{hub} \sin(\theta)}} \right] \quad (4.41)$$

O fator F , que considera tanto as perdas na ponta quanto na base da pá, é dado pela multiplicação entre os fatores f_{tip} e f_{hub} [65]. Finalmente, é incorporado às Equações 4.16 e 4.21 de dT e dQ para a Teoria do Momento, respectivamente. O fator, no entanto, não afeta as equações obtidas via Teoria de Elemento de Pá [63].

$$F = f_{tip} f_{hub} \quad (4.42)$$

$$dT = F \rho V_0^2 4a (1-a) \pi r dr \quad (4.43)$$

$$dQ = F \rho V_0 \Omega r^2 4a' (1-a) \pi r dr \quad (4.44)$$

Igualando-se as Equações 4.43 e 4.37, utilizando-se a relação trigonométrica para V_{rel} expressa pela Equação 4.29 e definindo-se a solidez da corda σ' e o coeficiente adimensional da força normal ao plano C_n , obtém-se uma equação para o cálculo do fator de indução axial a :

$$\sigma' = \frac{Bc}{2\pi r} \quad (4.45)$$

$$a = \left[\frac{4F \sin^2(\theta)}{\sigma' C_n} + 1 \right]^{-1} \quad (4.46)$$

Agora, igualando-se as Equações 4.43 e 4.38 e utilizando a relação 4.30 obtém-se uma equação para o fator de indução tangencial a' :

$$a' = \left[\frac{4F \sin(\theta) \cos(\theta)}{\sigma' C_{tg}} - 1 \right]^{-1} \quad (4.47)$$

4.1.5 Correções Adicionais

Uma limitação da Teoria *BEM* é que, quando o fator de indução a é maior do que 0,4, a teoria perde validade. Um exemplo se dá quando a turbina opera com grande razão entre a velocidade na ponta da pá e velocidade da corrente livre de ar ($\lambda = \lambda(r = R) = \Omega R / V_0$), estado conhecido como esteira turbulenta. Nessas situações, de acordo com a Teoria de Momento, o fluxo de ar na esteira começa a se propagar em direção ao rotor, o que viola as hipóteses da Teoria *BEM*. Fisicamente, esse escoamento reverso não ocorre, porém o que se observa é um aumento na entrada de fluxo das vizinhanças para a esteira, aumentando a turbulência. Como consequência, o escoamento da esteira fica mais lento, porém o empuxo sobre o rotor continua a aumentar. Para compensar esse efeito, é implementado no Aerodyn uma versão modificada da correção de Glauert, a qual é adaptada para corrigir o coeficiente de empuxo C_T para elementos de pá individuais, conforme indicado a seguir [65].

$$C_T = \frac{8}{9} + \left(4F - \frac{40}{9}\right)a + \left(\frac{50}{9} - 4F\right)a^2 \quad (4.48)$$

Resolvendo a Equação 4.48 para o fator de indução axial a :

$$a = \frac{18F - 20 - 3\sqrt{C_T(50 - 36F) + 12F(3F - 4)}}{36F - 50} \quad (4.49)$$

Outra desvantagem da Teoria do Momento de Elemento de Pá é que a mesma originalmente assume um escoamento axissimétrico. No entanto, frequentemente, os aerogeradores operam desalinhados em relação ao vento, o que produz uma esteira inclinada a jusante do rotor. Nesse caso, deve-se aplicar uma correção ao modelo *BEM*. No AeroDyn, utiliza-se o método de Pitt e Peters [65]:

$$a_{skew} = a \left[1 + \frac{15\pi}{32} \frac{r}{R} \operatorname{tg} \left(\frac{\chi}{2} \right) \cos(\psi) \right] \quad (4.50)$$

Na Equação 4.50, ψ é o ângulo de azimute do elemento de pá considerado. Ele será nulo para a posição mais a jusante do rotor desalinhado (maior indução de velocidade) e 180° na posição mais a montante (menor velocidade induzida). O ângulo χ representa a inclinação (ou desalinhamento) do escoamento da esteira. Este é um pouco superior ao próprio ângulo de desalinhamento de *yaw* (γ) [65]. Todos os ângulos indicados podem ser visualizados na Figura 4.6.

O ângulo χ pode ser aproximado por [65]:

$$\chi = \left(\frac{3}{5}a + 1 \right)\gamma \quad (4.51)$$

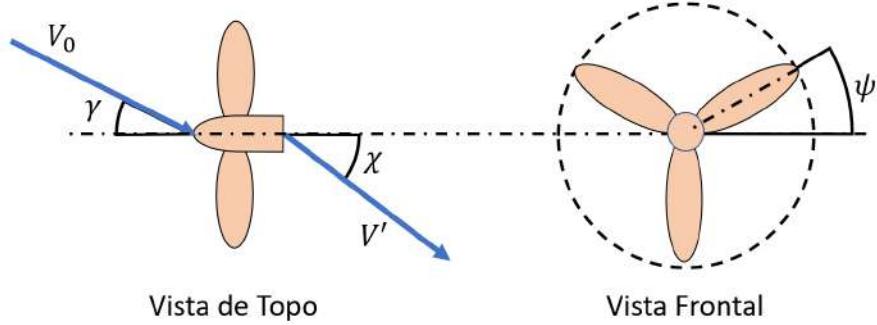


Figura 4.6: Ângulos considerados na análise de escoamentos inclinados. Adaptado de [64, 65].

4.1.6 Procedimento de Cálculo

De acordo com MORIARTY e HANSEN [65], o procedimento adotado no AeroDyn para estimar os fatores de indução, ângulos de ataque e coeficientes de empuxo e torque para cada elemento ao longo do comprimento das pás é o seguinte:

1. Obter uma estimativa inicial para o fator de indução axial a : para esse primeiro passo, adota-se que θ é pequeno ($\operatorname{sen}(\theta) \approx \theta$), a indução tangencial a' é zero, correções para perdas de ponta e raiz de pá são unitárias ($F = 1$), o coeficiente de arrasto C_d é zero, o coeficiente de sustentação é $C_d = 2\pi\alpha$ e que o ângulo de ataque é $\alpha = \theta - \theta_{PT}$. Com isso, obtém-se a seguinte equação:

$$a = \frac{1}{4} \left[2 + \pi\lambda_r\sigma' - \sqrt{4 - 4\pi\lambda_r\sigma' + \pi\lambda_r^2\sigma' (8\theta_{PT} + \pi\sigma')} \right] \quad (4.52)$$

2. Calcular o ângulo de incidência θ usando a estimativa inicial de $a' = 0$ a partir de uma versão adaptada da Equação 4.30, na qual consideram-se as contribuições das velocidades locais dos elementos de pás para o triângulo de velocidades. Nesse caso, considera-se tanto a velocidade do elemento a direção normal ao plano de rotação (v_{e-op}) quanto a velocidade do elemento na direção tangente ao plano de rotação (v_{e-ip}).

$$\operatorname{tg}(\theta) = \frac{V_0(1 - a) + v_{e-op}}{\Omega r(1 + a') + v_{e-ip}} \quad (4.53)$$

3. Com a Equação 4.39, calcula-se o coeficiente de empuxo para o elemento de pá em análise.
4. Com as Equações 4.40, 4.41 e 4.42, obtém-se o fator F referente às perdas na base e na ponta da pá.

5. Cálculo do fator de indução axial a :

- Se $C_T > 0,96$, o elemento está altamente carregado e a correção modificada de Glauert, Equação 4.49, deve ser aplicada para se obter o fator de indução axial a .
- Se $C_T \leq 0,96$, a Teoria BEM padrão pode ser aplicada, sendo possível efetuar o cálculo do fator de indução axial a via Equação 4.46.

6. Calcula-se o fator de indução tangencial a' a partir da Equação 4.47.

7. Por fim o efeito da inclinação é incluído usando a correção de esteira inclinada indicada na Equação 4.50.

O processo indicado acima é repetido para cada elemento de cada pá e as iterações ocorrem até que os valores dos fatores de indução a e a' e o ângulo de entrada θ tenham收敛ido [65].

É importante pontuar que na abordagem implementada no AeroDyn e utilizada nesta dissertação, as equações da teoria BEM e suas correções não estão acopladas às rotinas de estol dinâmico. No processo iterativo, apenas coeficientes estáticos de sustentação e arrasto são aplicados para o cálculo das propriedades da esteira. Uma vez que as velocidades induzidas e que os ângulos de ataque estejam definidos, as rotinas de estol dinâmico são chamadas e as forças aerodinâmicas são calculadas [65].

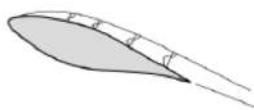
Conforme indicado por MORIARTY e HANSEN [65], esse desacoplamento é adotado por duas razões. Primeiramente, a esteira não responde completamente a eventos de curto prazo responsáveis pelo estol. Em segundo lugar, com o desacoplamento, a rotina de cálculo se torna mais simples e rápida.

4.2 Estol Dinâmico

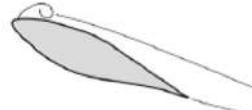
O vento que age localmente sobre um ponto na pá muda constantemente devido a condições de assimetria, como consequência, por exemplo, do gradiente horizontal e vertical de velocidade, desalinhamento do ângulo de orientação do rotor, vento vertical e turbulência atmosférica. Isso provoca um impacto direto no ângulo de ataque, o qual muda de modo dinâmico durante a revolução. Com isso, observa-se um fenômeno de instabilidade aerodinâmica, que não é capturado pelo uso direto de tabelas, gráficos ou funções dos coeficientes de arrasto, sustentação e arfagem estáticos. Além disso, o efeito das mudanças no ângulo de ataque não surgem instantaneamente nos carregamentos, mas irão aparecer como um atraso na ordem de décimos de segundo [64–66].

O estol dinâmico, um dos efeitos que compõe a instabilidade aerodinâmica, é um fenômeno que pode afetar tanto o desempenho do aerogerador como os carregamentos, especialmente em condições de desalinhamento de *yaw*, e provocar grandes tensões sobre a estrutura. Ele se manifesta como um atraso, em relação a condições estacionárias, no início da separação da camada limite quando em ângulos de ataque elevados seguido por uma separação abrupta que se inicia a partir do bordo de ataque do aerofólio. Esta última é uma característica fundamental do estol dinâmico. Em contraste, em condições quase estacionárias o estol se iniciaria pelo bordo de fuga do aerofólio [66]. Os estágios do estol dinâmico podem ser verificados na Figura 4.7. Na sequência, a Figura 4.8 indica o comportamento típico do coeficiente adimensional da força normal à corda do aerofólio em função do ângulo de ataque.

Estágio 1: Seção da pá excede o ângulo de estol, reversão dinâmica do escoamento ocorre na camada limite.



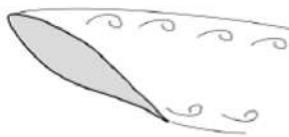
Estágio 2: Separação do escoamento no bordo de ataque, formação de vórtice a partir do bordo de ataque. Estol de momento.



Estágio 2-3: vórtices propagam-se por sobre a corda, induzindo sustentação extra e movendo o centro de pressão para trás.



Estágio 3-4: Estol da sustentação. Após propagação da esteira até o bordo de fuga, separação total do escoamento prevalece.



Estágio 5: Quando o ângulo de ataque se torna baixo o suficiente, escoamento recola-se a partir do bordo de ataque.



Figura 4.7: Estágios do Estol Dinâmico. Adaptado de [66].

No AeroDyn, o modelo utilizado para capturar os efeitos do estol dinâmico é o modelo de Leishman-Beddoes (LB). DAMIANI e HAYMAN [66] indicam que ele seria o modelo mais empregado, com maior suporte da comunidade científica dedicada ao estudo de aerodinâmica de pás e cujos resultados apresentam boa razoabilidade na comparação com dados experimentais. Neste modelo, os diferentes processos observados são modelados como sub-sistemas de primeira ordem compostos por equações diferenciais com constantes pré-determinadas para que haja coincidência entre resultados teóricos e experimentais. Portanto, é fundamental que se tenha um bom conhecimento sobre as características dos aerofólios operando em condição de estol dinâmico [66].

A decomposição de forças utilizada por Leishman e Beddoes considera uma parcela normal e outra tangencial à corda do aerofólio, conforme apresentado na Figura 4.8, o que difere ligeiramente daquela apresentada na Figura 4.4. Conforme indicado por MORIARTY e HANSEN [65], o modelo de Leishman e Beddoes caracteriza-se por gerar uma resposta indicial (isto é, que depende de uma série de pequenas perturbações) para o escoamento colado à superfície e estende-a para contabilizar os efeitos de separação da camada limite e propagação de vórtices. As respostas indiciais permitem que se obtenha os coeficientes adimensionais das componentes normal (C_N), tangencial (C_C) e do momento de arfagem (C_{M_p}) como função do tempo para mudanças graduais no ângulo de ataque.

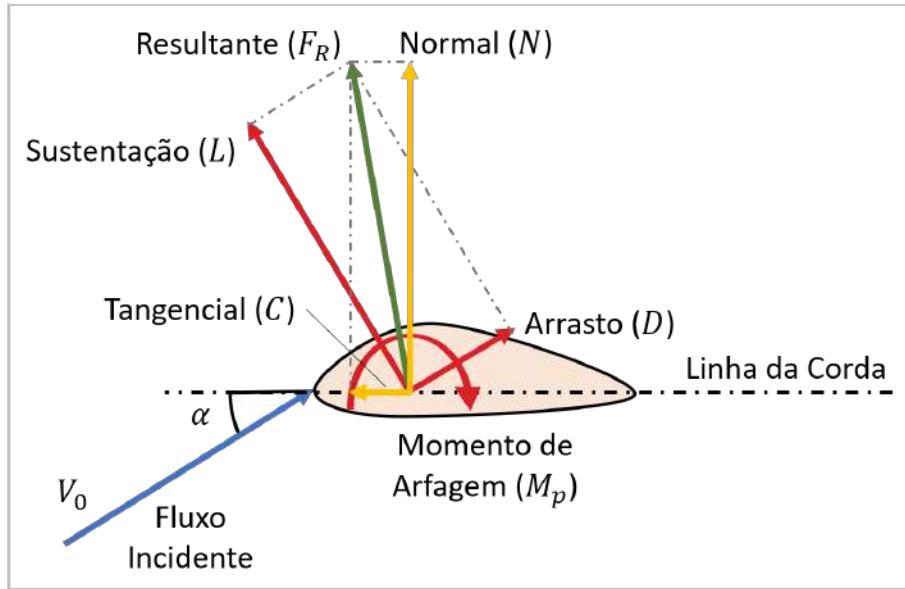


Figura 4.8: Componentes adotadas no modelo de Estol Dinâmico. Adaptado de [65].

Exemplificando para o coeficiente adimensional da força normal, tem-se que o incremento em C_N devido a uma variação $\Delta\alpha$ do ângulo de ataque é dividida em dois componentes, um circulatório (C_N^C) e um não-circulatório (C_N^I), dados por [65]:

$$\Delta C_N^C = C_{N\alpha} \phi_\alpha^C \Delta\alpha \quad (4.54)$$

$$\Delta C_N^I = \frac{4}{M} \phi_\alpha^I \Delta\alpha \quad (4.55)$$

Nas Equações 4.54 e 4.55, $C_{N\alpha}$ é o coeficiente angular da curva de C_N , M é o número de Mach, ϕ_α^C é a função indicial circulatória e ϕ_α^I é a não-circulatória. Estas funções indiciais são praticamente exponenciais puras cujos parâmetros são dependentes da geometria do aerofólio, magnitude do vento e constantes obtidas experimentalmente. Em caso de escoamento sem separação, a resposta para de uma

determinada história de ângulos de ataque é calculada pela sobreposição de respostas obtidas para cada variação individual [65, 66].

A resposta no caso de escoamento colado à superfície é então modificada com base na posição do ponto efetivo de separação do escoamento na superfície de baixa pressão. Como a separação do escoamento resulta em perda de circulação em torno do aerofólio, há uma redução dos coeficientes aerodinâmicos em relação aos valores calculados para o caso colado. O ponto de separação é dado por $f = x/c$, onde x é o ponto de separação do escoamento medido a partir do bordo de ataque, e c é o comprimento da corda do aerofólio. No modelo LB, é possível associar os coeficientes adimensionais com o ponto de separação adimensional f utilizando as relações dadas nas Equações 4.56 e 4.57, onde α_0 é o ângulo de ataque no qual a sustentação é nula, η_e é o fator de recuperação (entre 0,85 e 0,95) que contabiliza os efeitos viscosos [65, 66]. $C_{N\alpha}^C$ refere-se à parcela circulatória da resposta do coeficiente adimensional da normal a uma variação de α .

$$C_N = C_{N\alpha}^C (\alpha - \alpha_0) \left(\frac{1 + \sqrt{f}}{2} \right)^2 \quad (4.56)$$

$$C_C = \eta_e C_{N\alpha}^C (\alpha - \alpha_0) \operatorname{tg}(\alpha) \sqrt{f} \quad (4.57)$$

A partir de dados estáticos para os coeficientes adimensionais, é possível calcular o ponto de separação efetivo usando as Equações 4.56 e 4.57. Ressalta-se, no entanto, que por ser baseado em hipótese de escoamento invíscido, os pontos efetivos não indicam o ponto real de reversão do escoamento. Para lidar com essa diferença, no modelo de Beddoes uma expressão empírica é aplicada ao movimento do ponto de separação obtido previamente via dados estáticos para contabilizar o atraso observado durante condições não permanentes [65, 66].

A etapa final do modelo representa o aumento do desprendimento de vórtices que ocorre durante o estol dinâmico. A contribuição dos vórtices à sustentação é modelado como um excesso na circulação nas vizinhanças do aerofólio. A magnitude do aumento da sustentação é baseada na diferença entre o C_N calculado assumindo-se escoamento colado e aquele obtido considerando separação do escoamento. Constantes temporais obtidas empiricamente são utilizadas para governar o crescimento, decaimento e movimentação de vórtices. Conforme o bordo de ataque gira para cima, a intensidade dos vórtices cresce. Quando o coeficiente adimensional C'_N obtido para o escoamento colado e considerando atrasos na separação do escoamento ultrapassa o valor esperado para o estol, o vórtice inicial propaga-se pela superfície superior do aerofólio. Com a chegada do vórtice ao bordo de fuga, a intensidade decai exponencialmente [65, 66].

Os efeitos modelados pelo método proposto por Leishman e Beddoes sobre o coeficiente adimensional da componente normal (C_N) podem ser visualizados na Figura 4.9. O quadro A apresenta a resposta não estacionária para o escoamento colado. Na sequência, o quadro B mostra tanto uma resposta típica devido à introdução de um ponto de separação do escoamento quanto a curva da posição relativa de início da separação. Por fim, o quadro C apresenta o resultado combinado das contribuições de escoamento colado, ponto de separação e aumento de sustentação em decorrência dos vórtices.

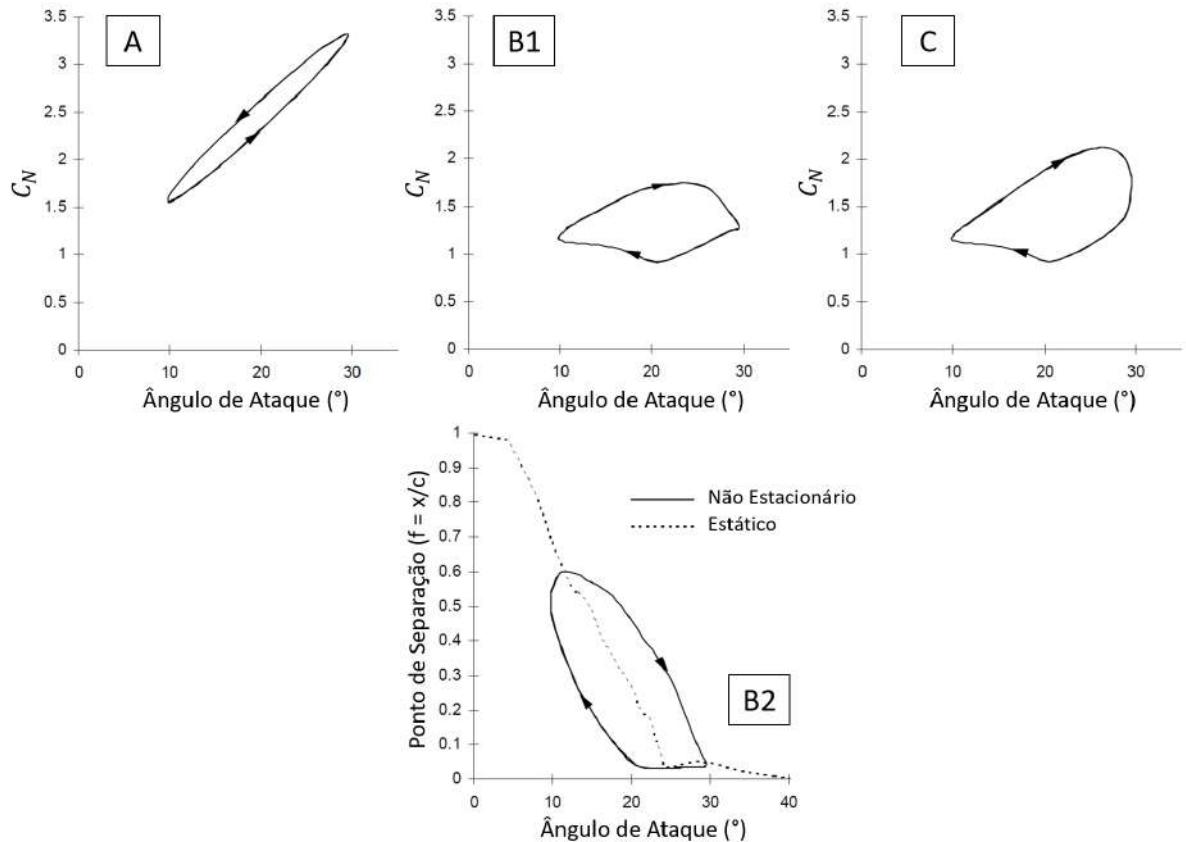


Figura 4.9: Agregação de efeitos de estol dinâmico sobre a curva de C_N de um aerofólio. Adaptado de [65].

Por fim, para se obter os resultados de sustentação C_L e arrasto C_D , utilizam-se as relações de trigonometria a partir da Figura 4.8. No caso do arrasto, além da contribuição das forças em decorrência de efeitos de pressão, soma-se o efeito da viscosidade indicada por C_{D0} , que corresponde ao arrasto em situação de sustentação nula [65].

$$C_L = C_N \cos(\alpha) + C_C \sin(\alpha) \quad (4.58)$$

$$C_D = C_N \sin(\alpha) - C_C \cos(\alpha) + C_{D0} \quad (4.59)$$

Para uma análise detalhada das equações adotadas em cada etapa de cálculo, sugere-se uma consulta às referências de base para a análise não estacionária no AeroDyn: MORIARTY e HANSEN [65] e DAMIANI e HAYMAN [66].

Capítulo 5

Dinâmica Estrutural

Uma vez definidos os carregamentos externos decorrentes da ação do vento sobre as pás dos aerogerador, modelos para a dinâmica estrutural são necessários para predizer a resposta aos carregamentos e avaliar as interações entre os componentes do equipamento [63]. Para apresentar a modelagem implementada no OpenFAST e utilizada nesta dissertação, a organização do capítulo será semelhante à adotada por JONKMAN [63], iniciando-se por uma apresentação dos graus de liberdade, geometria e sistemas de coordenadas, passando-se em seguida para a análise de deflexões de pás e torre. Na sequência, abordam-se cinemática, dinâmica e equações de movimento obtidas via método de Kane.

5.1 Graus de Liberdade

A modelagem do aerogerador de eixo horizontal utiliza uma combinação entre corpos rígidos e corpos flexíveis. São tratados como rígidos a Terra (referencial inercial), plataforma de suporte, nacelle, engrenagens e *hub*. Por outro lado, torre, pás e eixo de transmissão são tratados como corpos flexíveis. A depender da configuração da turbina considerada, é possível habilitar mais ou menos graus de liberdade (GL's) para a estrutura do aerogerador. No caso de uma turbina de três pás, o modelo pode apresentar até 24 GL's: 6 graus associados ao movimento da plataforma, 4 graus para a torre, um grau associado ao movimento de *yaw* da nacelle, dois graus referentes às rotações do rotor e gerador, dois GL's decorrentes de movimentos de *furl* ("dobra") da cauda e do rotor e três GL's por pá [62].

A Figura 5.1 ilustra os graus de liberdade de um aerogerador de três pás de grande porte, como o que será utilizado para as análises desta dissertação. Para tais máquinas, como a que será apresentado em 5.6, não há graus de liberdade associados ao *furling* do rotor ou da cauda, que são típicos de aerogeradores de pequeno porte [23]. Os graus de liberdade indicados na Figura 5.1 possuem a nomenclatura indicada na Tabela 5.1.

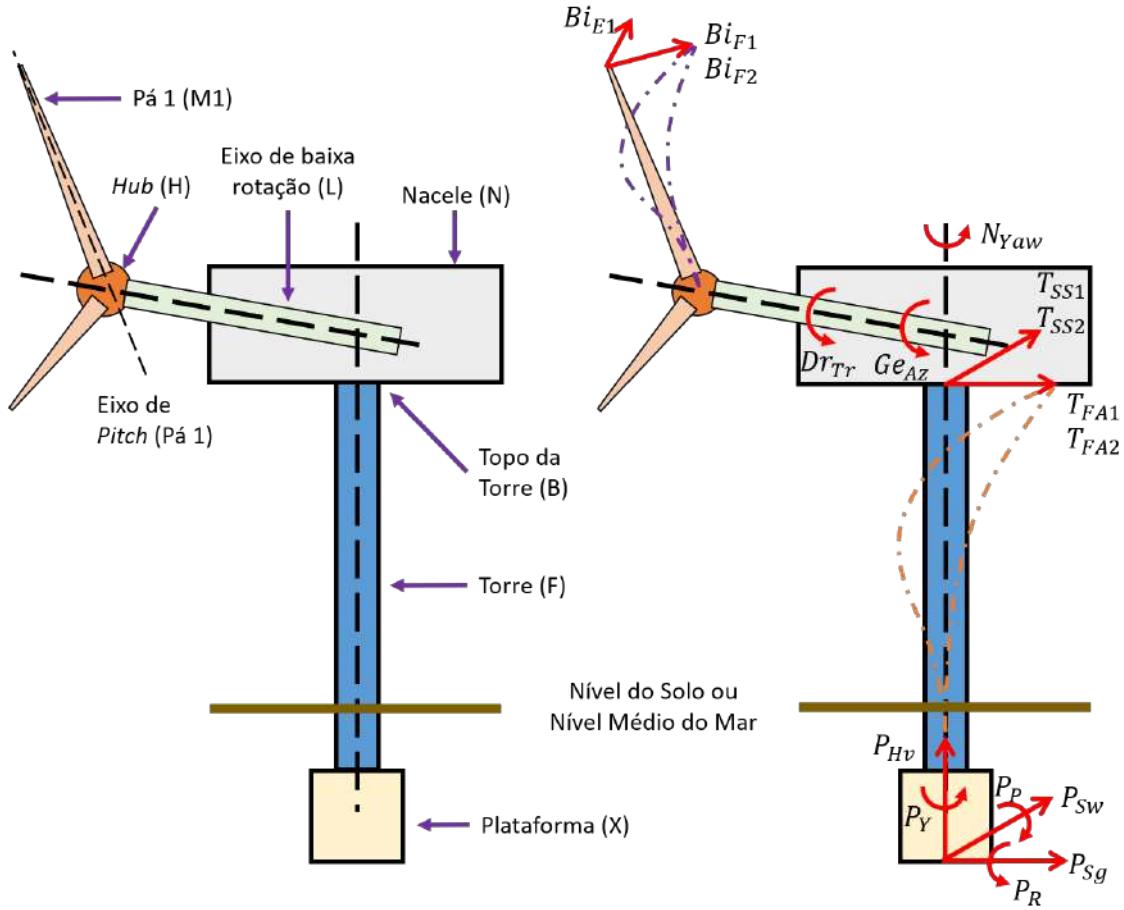


Figura 5.1: Graus de liberdade de uma aerogerador de três pás, conforme considerado no modelo do *OpenFAST*. Adaptado de [61].

A plataforma de suporte pode ser considerada associada a uma fundação em terra, fixa no leito marinho ou flutuante no mar. Ela possui movimentos de translação (P_{Sg} , P_{Hv} e P_{Sw}) e de rotação (P_R , P_Y e P_P). Há ainda a possibilidade de desconsiderar o modelo da plataforma, o que equivale a manter a torre engastada no solo. Para a torre, são considerados os dois primeiros modos de vibração lateral (T_{SS1} e T_{SS2}) e longitudinal (T_{FA1} e T_{FA2}). A condição de contorno para a base da torre considera que a mesma encontra-se engastada na plataforma de suporte e que há uma massa concentrada no topo da torre. Os modos de vibração tomam a forma de um polinômio de sexta ordem com os termos de ordem zero e um nulos [62].

Acoplado ao topo da torre está o rolamento de *yaw*, o qual permite que todos os componentes acima da torre possam girar (N_{Yaw}) conforme a mudança de direção do vento. A nacelle abriga o gerador e o sistema de transmissão, além de suportar o rotor [63]. Como indicado anteriormente, a nacelle é modelada como um corpo rígido.

O rotor gira (Dr_{Tr}) conforme a ação das forças aerodinâmicas, as quais pro-

Tabela 5.1: Nomenclatura dos graus de liberdade indicados na Figura 5.1 [61].

GL	Descrição
P_{Sg}	Deslocamento avante/atrás (<i>surge</i>) da plataforma
P_{Hv}	Subida e descida (<i>heave</i>) da plataforma
P_{Sw}	Deslocamento lateral (<i>sway</i>) da plataforma
P_R	Balanço (<i>roll</i>) da plataforma
P_Y	Cabeceio (<i>yaw</i>) da plataforma
P_P	Arfagem (<i>pitch</i>) da plataforma
T_{FA1}	Deslocamento longitudinal (avante/atrás) do topo da torre para o modo natural 1
T_{FA2}	Deslocamento longitudinal (avante/atrás) do topo da torre para o modo natural 2
T_{SS1}	Deslocamento lateral do topo da torre para o modo natural 1
T_{SS2}	Deslocamento lateral do topo da torre para o modo natural 2
N_{Yaw}	Ângulo de <i>Yaw</i> , orientação da nacele
Dr_{Tr}	Ângulo de azimute, lado do rotor no sistema de transmissão
Ge_{Az}	Ângulo de azimute, lado do gerador no sistema de transmissão
Bi_{E1}	Deslocamento lateral (<i>edgewise</i>) da ponta da pá i para o modo natural 1
Bi_{F1}	Deslocamento longitudinal (<i>flapwise</i>) da ponta da pá i para o modo natural 1
Bi_{F2}	Deslocamento longitudinal (<i>flapwise</i>) da ponta da pá i para o modo natural 2

duzem o torque de acionamento do gerador. O sistema de transmissão, que leva o torque do rotor até o gerador, é composto por eixo de baixa rotação (entre rotor e caixa multiplicadora), caixa multiplicadora e eixo de alta rotação (entre caixa multiplicadora e gerador) e é modelado no OpenFAST como um eixo equivalente entre *hub* e gerador. Esse eixo possui mola e amortecedor linear torsionais, o que permite que o gerador de indução veja uma velocidade angular diferente (Ge_{Az}) do que n vezes a velocidade angular do rotor, onde n é a razão de transmissão da caixa multiplicadora [62, 63].

Para as pás, a lógica é semelhante à observada para a torre. Considera-se, no entanto, dois modos na direção longitudinal ou *flapwise* (Bi_{F1} e Bi_{F2}), que é perpendicular às cordas dos aerofólios, e um modo na direção lateral ou *edgewise* (Bi_{E1}), que é paralelo às cordas dos aerofólios. Ressalta-se, porém, que os modos são definidos com relação ao ângulo de giro (*twist*) estrutural local e que os mesmos são tridimensionais, não restritos aos planos de rotação ou apenas ao plano ortogonal a este [62].

5.2 Sistemas de Coordenadas

Para auxiliar no desenvolvimento do modelo matemático que descreve a dinâmica dos corpos, são definidos diversos sistemas de coordenadas associados a referenciais do conjunto de corpos que forma o aerogerador. Os sistemas mais importantes estão indicados na Tabela 5.2. Alguns pontos relevantes para a modelagem podem ser observados na Figura 5.2. No caso dos sistemas, os mesmos estão ilustrados na Figura 5.3. Para definição dos sistemas e dos pontos de interesse, foram utilizadas as referências [62, 63, 67].

Tabela 5.2: Descrição dos sistemas de coordenadas adotados no *OpenFAST* [62, 63, 67].

Base	Referencial	Descrição
z	Terra (E)	Sistema de coordenadas iniciais.
a	Plataforma (X)	Fixo à plataforma em Z, translada e rotaciona solidariamente a ela.
b	Topo da Torre (B)	Fixo ao topo da torre em O, translada e rotaciona conforme o movimento da plataforma e da torre, porém não rotaciona com a nacelle.
d	Nacelle (N)	Fixo à nacelle, tem origem em O, translada e rotaciona conforme o topo da torre, além de rotacionar com a nacelle.
c	Nacelle (N)	Segue o movimento da nacelle, porém possui um dos eixos alinhado ao eixo do rotor. No entanto, não gira com rotor.
e	Eixo de baixa rotação (L)	Semelhante ao sistema c , porém gira com o rotor. Quando a pá 1 aponta para cima, os sistemas c e e estão alinhados.
\mathbf{g}^{B_i}	Hub/Rotor (H)	Sistema definido individualmente para a pá i . Para $i = 1$, tem-se que $\mathbf{g}^{B_1} = \mathbf{e}$. Para as demais pás, \mathbf{g}^{B_i} estará rotacionado de 120° e 240° para $i = 2$ e $i = 3$, respectivamente.
\mathbf{i}^{B_i}	Hub/Rotor (H)	Sistema definido individualmente para a pá i e que gira junto com o rotor, porém não rotaciona com o <i>pitch</i> da pá. Para cada sistema e pá, um dos eixos está alinhado com a pá, apontando para sua ponta.
\mathbf{j}^{B_i}	Pá i (S_i)	Adicionalmente aos movimentos do sistema \mathbf{i}^{B_i} , o \mathbf{j}^{B_i} rotaciona com <i>pitch</i> da pá.

Em relação aos graus de liberdade, os mesmos são representados pelas variáveis generalizadas indicadas na Tabela 5.3. Ressalta-se, novamente, que os GL's relacionados ao movimento de dobra de cauda e rotor não serão considerados. Para as pás, as direções dos deslocamentos variam de acordo com o elemento de pá em análise, a depender do ângulo de giro estrutural e do ângulo de passo empregado.

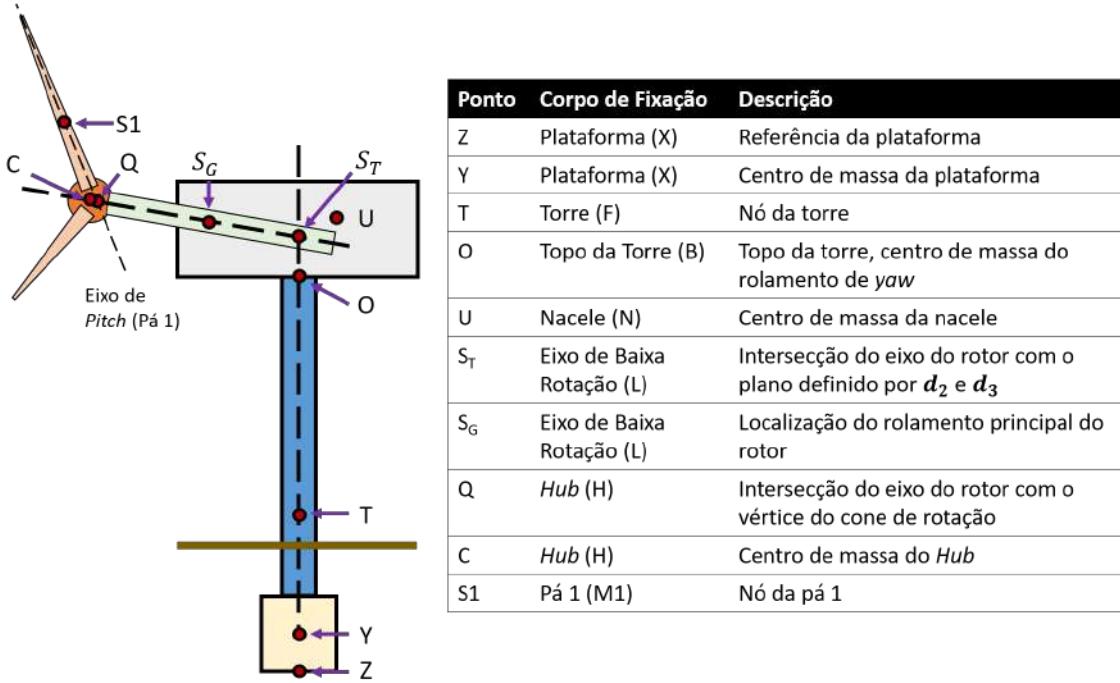


Figura 5.2: Pontos de interesse para um aerogerador modelado no *OpenFAST*. Adaptado de [62, 63].

5.3 Deflexões nas Pás e Torre

5.3.1 Abordagem Adotada

No módulo ElastoDyn do OpenFAST, torre e pás são modeladas como vigas engastadas nas extremidades e flexíveis com distribuição uniforme de massa e rigidez. Embora seja possível adotar uma abordagem de sistemas contínuos, com infinitos graus de liberdade, no ElastoDyn optou-se por uma abordagem modal restrita aos modos de vibração dominantes. Pela técnica adotada, denominada *método da superposição dos modos normais*, há uma redução do número de GL's de infinito para N , o número de modos normais dominantes. Com isso, a deflexão lateral em qualquer ponto da viga flexível e em qualquer instante, $u(z, t)$, é dada pelo somatório dos produtos entre cada modo normal de vibração, $\phi_a(z)$, e suas respectivas coordenadas generalizadas, $q_a(t)$ [63].

$$u(z, t) = \sum_{a=1}^N \phi_a(z) q_a(t) \quad (5.1)$$

O modo normal de vibração para o modo a , $\phi_a(z)$, é uma função puramente relacionada à distância z ao longo da viga ($z = 0$ na extremidade fixa e $z = Z$ na livre) e a coordenada generalizada associada ao modo a , $q_a(t)$, uma função apenas do tempo t . A coordenada generalizada associada ao modo natural é dada pela deflexão

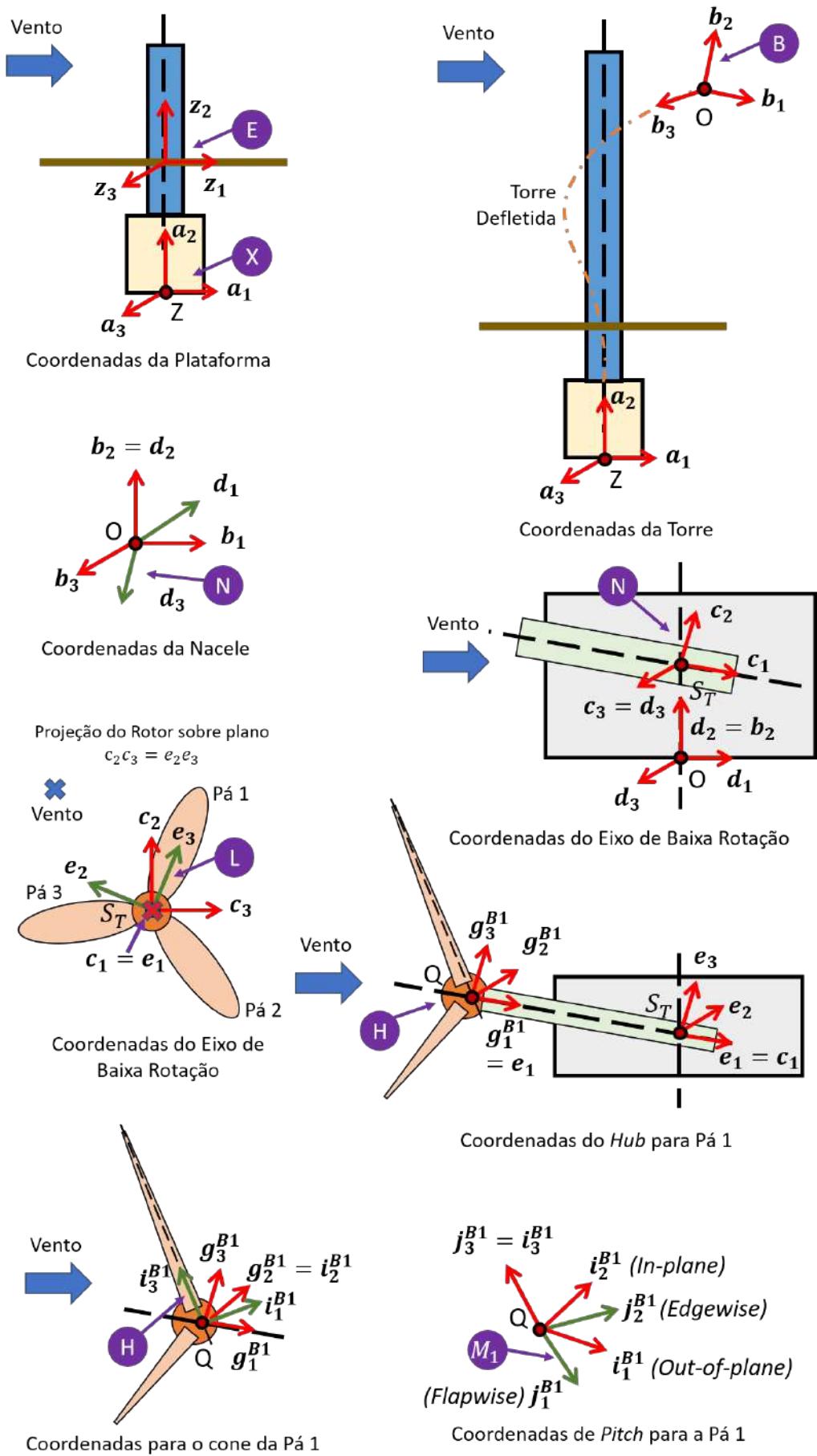


Figura 5.3: Sistemas de coordenadas para um aerogerador modelado no *OpenFAST*. Adaptado de [62, 63].

Tabela 5.3: Variáveis associadas aos graus de liberdade para um aerogerador de grande porte com 3 pás [67].

Variável	Direção ou Eixo de Rotação	Descrição
q_{Sg}	\mathbf{z}_1	Deslocamento avante/atrás (<i>surge</i>) da plataforma.
q_{Hv}	\mathbf{z}_2	Subida e descida (<i>heave</i>) da plataforma.
q_{Sw}	\mathbf{z}_3	Deslocamento lateral (<i>sway</i>) da plataforma.
q_R	\mathbf{z}_1	Balanço (<i>roll</i>) da plataforma.
q_Y	\mathbf{z}_2	Cabeceio (<i>yaw</i>) da plataforma.
q_P	\mathbf{z}_3	Arfagem (<i>pitch</i>) da plataforma.
q_{TFA1}	\mathbf{a}_1	Deslocamento longitudinal (avante/atrás) do topo da torre para o modo natural 1.
q_{TFA2}	\mathbf{a}_1	Deslocamento longitudinal (avante/atrás) do topo da torre para o modo natural 2.
q_{TSS1}	\mathbf{a}_3	Deslocamento lateral do topo da torre para o modo natural 1.
q_{TSS2}	\mathbf{a}_3	Deslocamento lateral do topo da torre para o modo natural 2.
q_{Yaw}	$\mathbf{b}_2 = \mathbf{d}_2$	Ângulo de <i>Yaw</i> , orientação da nacele.
q_{DrTr}	$\mathbf{e}_1 = \mathbf{c}_1$	Ângulo de azimute, lado do rotor no sistema de transmissão.
q_{GeAz}	$\mathbf{e}_1 = \mathbf{c}_1$	Ângulo de azimute, lado do gerador no sistema de transmissão.
q_{BiE1}	coordenadas locais da pá i	Deslocamento lateral (<i>edgewise</i>) da ponta da pá i para o modo natural 1.
q_{BiF1}	coordenadas locais da pá i	Deslocamento longitudinal (<i>flapwise</i>) da ponta da pá i para o modo natural 1.
q_{BiF2}	coordenadas locais da pá i	Deslocamento longitudinal (<i>flapwise</i>) da ponta da pá i para o modo natural 2.

da extremidade livre da viga engastada. Desse modo, cada função de forma do modo natural normal, $\phi_a(z)$, é adimensional e normalizada de modo que a somatória na extremidade livre seja unitária [63].

Quando os modos de vibração normais são conhecidos, N parâmetros são necessários para especificar a deflexão do corpo flexível em qualquer momento. Alternativamente, a deflexão lateral (perpendicular à viga indeformada) do corpo flexível pode ser descrita usando N outras funções, $\varphi_b(z)$, não únicas para cada modo normal [63].

$$u(z, t) = \sum_{b=p}^{N+p-1} \varphi_b(z) c_b(t) \quad (5.2)$$

Na Equação 5.2, $c_b(t)$ é a coordenada generalizada associada à função $\varphi_b(z)$. As funções $\varphi_b(z)$ são conhecidas como funções de forma e o parâmetro p é escolhido por conveniência. Como tais funções não são únicas para cada modo normal, isto é,

cada modo normal está relacionado a todas as funções de forma, há uma relação tal que o modo normal é formado pela combinação linear das funções de forma [63]. Na relação dada na Equação 5.3, $C_{a,b}$ é um coeficiente de proporcionalidade constante associado à b -ésima função de forma e ao a -ésimo modo normal. Essa abordagem adotada no ElastoDyn é denominada Método de Rayleigh-Ritz [63].

$$\phi_a(z) = \sum_{b=p}^{N+p-1} C_{a,b} \varphi_b(z) \quad (a = 1, 2, \dots, N) \quad (5.3)$$

No OpenFAST, assume-se que cada modo normal pode ser expresso por um polinômio. Assim, as funções de forma são definidas como:

$$\varphi_b(z) = \left(\frac{z}{Z} \right)^b \quad (5.4)$$

Como a rotação de uma viga deve ser nula na extremidade engastada, p não pode ser inferior a dois para que os modos naturais sejam representados adequadamente. Com relação aos coeficientes de proporcionalidade $C_{a,b}$, estes são parâmetros definidos pelo usuário como entrada do ElastoDyn [63]. Todavia, um módulo em separado distribuído pelo NREL denominado *BModes* auxilia na definição dos coeficientes [68].

Conforme indicado por JONKMAN [63], o *BModes* emprega a abordagem de Lagrange para um sistema conservativo com o intuito de obter equações de movimento (como indicado na Equação 5.5) para o sistema com N graus de liberdade.

$$\sum_{j=p}^{N+p-1} m_{ij} \ddot{c}_j(t) + \sum_{j=p}^{N+p-1} k_{ij} c_j(t) = 0 \quad (i = p, p+1, \dots, N+p-1) \quad (5.5)$$

As matrizes de massa e rigidez generalizadas, m_{ij} e k_{ij} respectivamente, são obtidas através da energia cinética T e energia potencial V .

$$T = \frac{1}{2} \sum_{i=p}^{N+p-1} \sum_{j=p}^{N+p-1} m_{ij} \dot{c}_i(t) \dot{c}_j(t) \quad (5.6)$$

$$V = \frac{1}{2} \sum_{i=p}^{N+p-1} \sum_{j=p}^{N+p-1} k_{ij} c_i(t) c_j(t) \quad (5.7)$$

Quando uma viga flexível está vibrando num modo natural específico (como $a = m$), chega-se à condição a seguir, onde Q_a é a amplitude da deflexão na extremidade livre da viga flexível, ω_a é a frequência natural e ψ_a é a fase associada ao modo natural a .

$$q_a(t) = \begin{cases} Q_a \operatorname{sen}(\omega_a t + \psi_a) & a = m \\ 0 & a \neq m \end{cases} \quad (5.8)$$

Adicionalmente, da relação entre as Equações 5.1, 5.2 e 5.3 para um modo natural $a = m$, obtém-se:

$$c_b(t) = C_{m,b} q_m(t) \quad (b = p, p+1, \dots, N+p-1) \quad (5.9)$$

Substituindo a Equação 5.8 em 5.9 e o resultado em 5.5, chega-se ao problema de autovalores dado matricialmente por:

$$(-\omega^2 \mathbf{M} + \mathbf{K}) \mathbf{C} = \{0\} \quad (5.10)$$

onde \mathbf{M} é a matriz de massa generalizada e \mathbf{K} é a matriz de rigidez generalizada, ambas com dimensão $N \times N$, e \mathbf{C} é o vetor $N \times 1$ dos coeficientes de proporcionalidade. Os N autovalores são o quadrado das frequências naturais associadas ao modos normais a , e o autovetor correspondente a cada modo a , \mathbf{C}_a , define os coeficientes de proporcionalidade entre as funções de forma e o modo normal de vibração a [63].

5.3.2 Torre

No OpenFAST, a torre é modelada como uma viga engastada com uma massa pontual fixada à sua extremidade livre (M_{Top}). A massa pontual representa a combinação da base da nacelle, nacelle e rotor. Assume-se que a torre deflete nas direções longitudinal e lateral independentemente. A distribuição em função da altura h para rigidez ($EI_T(h)$) e massa ($\mu_T(h)$) em cada direção é idêntica e, consequentemente, os modos de vibração e frequências naturais são idênticos em ambas as direções [63].

Adicionalmente, não se consideram efeitos de deflexão axial da torre devido à compressão, adota-se que a torre permanece com comprimento constante e as deflexões axiais resultam da combinação de movimentação lateral e longitudinal da torre. Além disso, assume-se que os deslocamentos são pequenos [63].

Para uso da abordagem de Lagrange, a energia cinética da torre é composta por uma parcela referente à massa distribuída da torre e por outra associada com o movimento da massa no topo da torre. Energia potencial, por sua vez, possui uma parte associada à rigidez distribuída ao longo da estrutura e outra referente à energia potencial gravitacional da torre e da massa no topo. Dos cálculos de energia cinética e potencial, chega-se às seguintes equações para massa e rigidez generalizadas [63]:

$$m_{ij} = M_{Top} + \int_0^H \mu_T \varphi_i \varphi_j dh \quad (5.11)$$

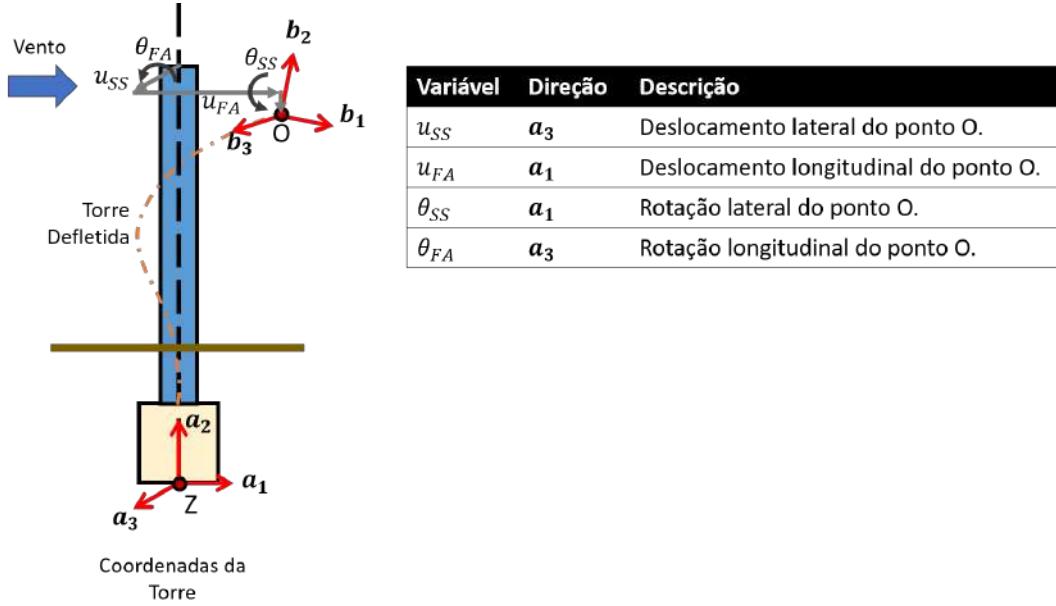


Figura 5.4: Movimentos do topo da torre (Ponto O). Adaptado de [63].

$$k_{ij} = \int_0^H EI_T \frac{d^2\varphi_i}{dh^2} \frac{d^2\varphi_j}{dh^2} dh - g \int_0^H \left[M_{Top} + \int_h^H \mu_T(h') dh' \right] \frac{d\varphi_i}{dh} \frac{d\varphi_j}{dh} dh \quad (5.12)$$

Utilizando as formas matriciais de m_{ij} e k_{ij} no problema de autovalores (Equação 5.10), é possível obter os coeficientes de proporcionalidade $C_{a,b}$ para os modos naturais 1 (ϕ_{1T}) e 2 (ϕ_{2T}) da torre. Com os modos definidos, é possível obter rotações e deflexões para a torre (Figura 5.4) a partir das variáveis associadas aos graus de liberdade do topo da torre.

$$u_{FA} = q_{TFA1} + q_{TFA2} \quad (5.13)$$

$$u_{SS} = q_{TSS1} + q_{TSS2} \quad (5.14)$$

$$\theta_{FA} = - \left(\frac{d\phi_{1T}}{dh} \Big|_{h=H} q_{TFA1} + \frac{d\phi_{2T}}{dh} \Big|_{h=H} q_{TFA2} \right) \quad (5.15)$$

$$\theta_{SS} = \frac{d\phi_{1T}}{dh} \Big|_{h=H} q_{TSS1} + \frac{d\phi_{2T}}{dh} \Big|_{h=H} q_{TSS2} \quad (5.16)$$

Na Equação 5.15, utiliza-se o sinal negativo, pois o giro da extremidade livre no sentido negativo do eixo a_3 reflete num deslocamento longitudinal positivo do topo da torre [63].

5.3.3 Pás

No módulo ElastoDyn, cada pá é modelada como uma viga engastada em rotação com uma massa (M_{Tip}) afixada na extremidade livre, a qual representa a massa de um mecanismo de freio aerodinâmico na ponta da pá. Para o cálculo de massa e rigidez generalizada, considera-se que a viga estaria rodando com uma velocidade angular Ω em relação a um eixo perpendicular ao eixo da própria viga. Assume-se que a porção flexível de cada pá deflete independentemente nas direções *flapwise* (fora do plano de rotação no caso de passo e giro nulos) e *edgewise* (no plano de rotação no caso de passo e giro nulos). Diferente da torre, a distribuição de rigidez pode ser distinta entre as direções [63].

Adotando-se o referencial girando com o rotor, tem-se que a energia cinética da pá assemelha-se à da torre, ou seja, uma parte devida à massa distribuída e outra em razão da massa concentrada na ponta. Com isso, a massa generalizada é dada pela Equação 5.17, onde R é o comprimento total da pá, R_H é o raio do *hub* e μ_B seria a distribuição linear da massa da pá. A equação é válida para ambas as direções [63].

$$m_{ij} = M_{Tip} + \int_0^{R-R_H} \mu_B \varphi_i \varphi_j dr \quad (5.17)$$

Para a energia potencial, a modelagem do ElastoDyn desconsidera a parcela gravitacional, adotando apenas uma associada à rigidez distribuída e outra devido aos efeitos de enrijecimento pela força centrífuga. Esse último pode ser computado como o produto entre a força centrífuga e a distância até o ponto de atuação. Uma importante hipótese simplificadora é a de que as forças centrífugas não mudam com a deflexão da pá. Os erros introduzidos nessa abordagem são desprezíveis, pois assumem-se pequenas deflexões [63].

$$\begin{aligned} k_{ij} = & \int_0^{R-R_H} EI_B \frac{d^2 \varphi_i}{dr^2} \frac{d^2 \varphi_j}{dr^2} dr + \\ & + \Omega^2 \int_0^{R-R_H} \left[M_{Tip} R + \int_0^{R-R_H} \mu_B(r') (R_H + r') dr' \right] \frac{d\varphi_i}{dr} \frac{d\varphi_j}{dr} dr \end{aligned} \quad (5.18)$$

A equação da rigidez generalizada é dada na sequência, onde EI_B é a distribuição linear de rigidez ao longo da pá para a direção em análise. De posse de m_{ij} e k_{ij} , faz-se o procedimento semelhante ao adotado para a torre para obter o equacionamento dos modos naturais em ambas as direções.

Como as pás possuem um giro estrutural pré definido, a definição de deflexões em duas direções não é tão simples quanto o que é adotado para a torre. O método escolhido no ElastoDyn foi definir a curvatura total da pá como a combinação da curvatura localizada em cada direção de elemento da pá, decompostas em componentes

no plano e perpendicular a ele orientadas pelos ângulos de giro (*twist*) estrutural pré-definido ($\theta_S(r)$) e passo (*pitch*) coletivo da pá (θ_P). A curvatura pode então ser integrada duas vezes para se obter as deflexões totais da pá. Assumindo pequenas deflexões das pás, a curvatura local nas direções longitudinal e lateral numa posição r e tempo t , $\kappa_F(r, t)$ e $\kappa_E(r, t)$ respectivamente, para uma pá i , são [63]:

$$\kappa_F(r, t) = q_{BiF1} \frac{d^2\phi_{1BF}}{dr^2} + q_{BiF2} \frac{d^2\phi_{2BF}}{dr^2} \quad (5.19)$$

$$\kappa_E(r, t) = q_{BiE1} \frac{d^2\phi_{1BE}}{dr^2} \quad (5.20)$$

onde ϕ_{1BF} e ϕ_{2BF} são, respectivamente, o primeiro e segundo modos naturais de vibração da pá na direção longitudinal (*flapwise*) e ϕ_{1BE} é o primeiro modo de vibração na direção lateral (*edgewise*). A dependência da curvatura com o tempo é dada pelas coordenadas generalizadas q_{BiF1} , q_{BiF2} e q_{BiE1} .

A decomposição nas direções fora do plano (direção i_1^{Bi}) e no plano (plano $i_3^{Bi} - i_3^{Bi}$) a uma distância r do *hub* e num instante t , $\kappa_O(r, t)$ e $\kappa_I(r, t)$ respectivamente, para uma pá i , são:

$$\begin{aligned} \kappa_O(r, t) = & \left[q_{BiF1} \frac{d^2\phi_{1BF}}{dr^2} + q_{BiF2} \frac{d^2\phi_{2BF}}{dr^2} \right] \cos [\theta_S(r) + \theta_P] + \\ & + \left[q_{BiE1} \frac{d^2\phi_{1BE}}{dr^2} \right] \sin [\theta_S(r) + \theta_P] \end{aligned} \quad (5.21)$$

$$\begin{aligned} \kappa_I(r, t) = & - \left[q_{BiF1} \frac{d^2\phi_{1BF}}{dr^2} + q_{BiF2} \frac{d^2\phi_{2BF}}{dr^2} \right] \sin [\theta_S(r) + \theta_P] + \\ & + \left[q_{BiE1} \frac{d^2\phi_{1BE}}{dr^2} \right] \cos [\theta_S(r) + \theta_P] \end{aligned} \quad (5.22)$$

As curvaturas podem se integradas sobre r para obter as deflexões da pá em análise fora do plano e no plano numa distância r do *hub* e instante t , $u(r, t)$ e $v(r, t)$, respectivamente. Como a deflexão é nula na raiz da pá, as deflexões tornam-se [63]:

$$u(r, t) = \int_0^{R-R_H} \left[\int_0^r \kappa_O(r', t) dr' \right] \quad (5.23)$$

$$v(r, t) = \int_0^{R-R_H} \left[\int_0^r \kappa_I(r', t) dr' \right] \quad (5.24)$$

5.4 Cinemática

A partir das definições de geometria, sistemas de coordenadas e graus de liberdade, é possível obter expressões relacionadas à cinemática do aerogerador de três pás. Por exemplo, com o uso da propriedade de aditividade de velocidades angulares entre sistemas de referência que se movem arbitrariamente no espaço, é possível obter a velocidade angular do *hub* em relação à Terra (${}^E\omega^H$) [63, 67]:

$${}^E\omega^H = {}^E\omega^X + {}^X\omega^B + {}^B\omega^N + {}^N\omega^L + {}^L\omega^H \quad (5.25)$$

A velocidade angular do *hub* em relação ao sistema inercial (${}^E\omega^H$) é uma composição da velocidade angular da plataforma X em relação à Terra E (${}^E\omega^X$), do topo da torre B em relação à plataforma X (${}^X\omega^B$), da nacelle (N) em relação ao topo da torre B (${}^B\omega^N$), do eixo de baixa rotação L em relação à nacelle N (${}^N\omega^L$) e do *hub* H em relação ao eixo de baixa rotação L (${}^L\omega^H$). Tem-se, ainda, que as velocidades angulares indicadas são função de coordenadas generalizadas apresentadas na Tabela 5.3, chegando-se a [63, 67]:

$$\begin{aligned} {}^E\omega^H = & (\dot{q}_R \mathbf{z}_1 + \dot{q}_Y \mathbf{z}_2 - \dot{q}_P \mathbf{z}_3) + (\dot{\theta}_{SS} \mathbf{a}_1 + \dot{\theta}_{FA} \mathbf{a}_3) + \\ & + (\dot{q}_{Yaw} \mathbf{d}_2) + (\dot{q}_{DrTr} \mathbf{e}_1 + \dot{q}_{GeAz} \mathbf{e}_1) \end{aligned} \quad (5.26)$$

Para a velocidade angular das pás, considera-se a Equação 5.26 e ainda a velocidade angular do sistema j^{Bi} em relação ao *hub*.

Partindo-se de vetores para posição de pontos de interesse do aerogerador (Figura 5.2), é possível obter os vetores de velocidade linear pela derivação no tempo ou pela composição dos movimentos. Por exemplo, a velocidade do ponto O no referencial inercial é dada a partir da velocidade do ponto Z da plataforma em relação à Terra E , da velocidade de O em relação ao ponto Z e do produto vetorial entre a velocidade angular da plataforma X em relação ao referencial inercial e o vetor da posição de O frente a Z [63, 67]:

$${}^E\mathbf{v}^O = {}^E\mathbf{v}^Z + {}^X\mathbf{v}^O + {}^E\omega^X \times \mathbf{r}^{ZO} \quad (5.27)$$

$${}^E\mathbf{v}^Z = \dot{q}_{Sg} \mathbf{z}_1 + \dot{q}_{Hv} \mathbf{z}_2 - \dot{q}_{Sw} \mathbf{z}_3 \quad (5.28)$$

$${}^X\mathbf{v}^O = \dot{u}_{FA} \mathbf{a}_1 + \dot{u}_{SS} \mathbf{a}_3 \quad (5.29)$$

$${}^E\omega^X = \dot{q}_R \mathbf{z}_1 + \dot{q}_Y \mathbf{z}_2 - \dot{q}_P \mathbf{z}_3 \quad (5.30)$$

$$\mathbf{r}^{ZO} = u_{FA} \mathbf{a}_1 + dist_{ZO} \mathbf{a}_2 + u_{SS} \mathbf{a}_3 \quad (5.31)$$

onde assume-se que a deflexão axial é desprezível, ou seja, não há termo de velocidade

em \mathbf{a}_2 na Equação 5.29 e a distância entre O e Z , $dist_{ZO}$, é constante.

Utilizando a mesma lógica, JONKMAN [63] obtém as velocidades para todos os pontos de interesse e para pontos intermediários da torre e das pás. Ainda, o autor indica ser possível organizar as velocidades lineares na forma de velocidades parciais [63, 67]:

$${}^E \mathbf{v}^{X_i} (\dot{q}, q, t) = \left(\sum_{r=1}^{22} {}^E \mathbf{v}_r^{X_i} \dot{q}_r \right) + {}^E \mathbf{v}_t^{X_i} \quad (5.32)$$

onde ${}^E \mathbf{v}^{X_i}$ é o vetor de velocidade do ponto X_i em relação ao referencial inercial E ; ${}^E \mathbf{v}_r^{X_i}$ é a r -ésima velocidade parcial associada ao ponto X_i , a qual pode ser função do tempo e de coordenadas generalizadas, mas não da derivada temporal das coordenadas generalizadas; ${}^E \mathbf{v}_t^{X_i}$ é o somatório dos demais termos que não se enquadram na definição de ${}^E \mathbf{v}_r^{X_i}$.

No caso da plataforma, por exemplo, tem-se que a velocidade parcial é dada por:

$${}^E \mathbf{v}_r^Z = \begin{cases} \mathbf{z}_1 & \text{se } r = Sg \\ \mathbf{z}_2 & \text{se } r = Hv \\ -\mathbf{z}_3 & \text{se } r = Sw \\ 0 & \text{demais casos} \end{cases} \quad (5.33)$$

$${}^E \mathbf{v}_t^Z = 0 \quad (5.34)$$

De forma similar, a velocidade angular de qualquer referencial N_t em relação ao referencial inercial, ${}^E \boldsymbol{\omega}^{N_i}$, pode ser expressa como:

$${}^E \boldsymbol{\omega}^{N_i} (\dot{q}, q, t) = \left(\sum_{r=1}^{22} {}^E \boldsymbol{\omega}_r^{N_i} \dot{q}_r \right) + {}^E \boldsymbol{\omega}_t^{N_i} \quad (5.35)$$

onde ${}^E \boldsymbol{\omega}_r^{N_i}$ é a r -ésima velocidade angular parcial associada ao sistema de referência N_i , a qual pode ser função do tempo e de coordenadas generalizadas, mas não da derivada temporal das coordenadas generalizadas; ${}^E \boldsymbol{\omega}_t^{N_i}$ é o somatório dos demais termos que não se enquadram na definição de ${}^E \boldsymbol{\omega}_r^{N_i}$ [63, 67].

As acelerações, tanto angular quanto linear, podem ser obtidas através da derivada no tempo das respectivas velocidades. Quando se deriva a Equação 5.32 no tempo, obtém-se a aceleração do ponto X_i em relação ao referencial inercial E , ${}^E \mathbf{a}^{X_i}$ [63, 67]:

$${}^E \mathbf{a}^{X_i} (\ddot{q}, \dot{q}, q, t) = \left(\sum_{r=1}^{22} {}^E \mathbf{v}_r^{X_i} \ddot{q}_r \right) + \left[\sum_{r=1}^{22} \frac{d}{dt} \left({}^E \mathbf{v}_r^{X_i} \right) \dot{q}_r \right] + \frac{d}{dt} \left({}^E \mathbf{v}_t^{X_i} \right) \quad (5.36)$$

De modo similar, quando se deriva a Equação 5.35 no tempo, obtém-se a acele-

ração angular do referencial N_i em relação ao referencial inercial E , ${}^E\boldsymbol{\alpha}^{N_i}$ [63, 67]:

$${}^E\boldsymbol{\alpha}^{N_i}(\ddot{q}, \dot{q}, q, t) = \left(\sum_{r=1}^{22} {}^E\boldsymbol{\omega}_r {}^{N_i} \ddot{q}_r \right) + \left[\sum_{r=1}^{22} \frac{d}{dt} \left({}^E\boldsymbol{\omega}_r {}^{N_i} \right) \dot{q}_r \right] + \frac{d}{dt} \left({}^E\boldsymbol{\omega}_t {}^{N_i} \right) \quad (5.37)$$

5.5 Dinâmica

No ElastoDyn, as equações de movimento do aerogerador são obtidas via Método de Kane [63, 67]. Para este método, são empregados dois conjuntos de grandezas escalares denominadas forças generalizadas de inércia, F_r^* , e forças ativas generalizadas, F_r [63, 67, 69]:

$$F_r^* = \sum_{i=1}^w {}^E\mathbf{v}_r {}^{Y_i} \cdot \left(-m_{N_i} {}^E\mathbf{a}^{Y_i} \right) + {}^E\boldsymbol{\omega}_r {}^{N_i} \cdot \left(-{}^E\dot{\mathbf{H}}^{N_i} \right) \quad (5.38)$$

$$F_r = \sum_{i=1}^w {}^E\mathbf{v}_r {}^{Y_i} \cdot \mathbf{F}^{Y_i} + {}^E\boldsymbol{\omega}_r {}^{N_i} \cdot \mathbf{M}^{N_i} \quad (5.39)$$

onde w é o número de corpos rígidos com massa no sistema; ${}^E\mathbf{v}_r {}^{Y_i}$ é a r -ésima velocidade parcial do centro de massa Y_i do corpo rígido N_i , sendo $r = 1, 2, \dots, 22$; m_{N_i} é a massa do corpo rígido N_i ; ${}^E\mathbf{a}^{Y_i}$ é a aceleração do centro de massa Y_i no referencial inercial E ; ${}^E\boldsymbol{\omega}_r {}^{N_i}$ é a r -ésima velocidade angular parcial do corpo rígido N_i ; ${}^E\dot{\mathbf{H}}^{N_i}$ é a derivada no tempo do momento angular do corpo rígido N_i em relação ao centro de massa Y_i , no referencial inercial; \mathbf{F}^{Y_i} e \mathbf{M}^{N_i} são forças e momentos, respectivamente, que agem sobre o aerogerador.

Para o aerogerador de três pás modelado no OpenFAST, a massa da plataforma, torre, nacelle, *hub*, pás e gerador contribuem para a totalidade das forças de inércia generalizadas [63, 67]:

$$\begin{aligned} F_r^* = & F_r^*|_{Plataforma} + F_r^*|_{Torre} + F_r^*|_{Nacelle} + F_r^*|_{Hub} + \\ & F_r^*|_{Gerador} + F_r^*|_{Pa-1} + F_r^*|_{Pa-2} + F_r^*|_{Pa-3} \end{aligned} \quad (5.40)$$

As forças ativas generalizadas resultam de carregamentos aplicadas diretamente em elementos do aerogerador, forças e momentos de restrição entre os vários corpos rígidos e forças e momentos internos relacionadas aos corpos flexíveis.

$$F_r = F_r|_{Aplic} + F_r|_{Rest} + F_r|_{Flex} \quad (5.41)$$

No modelo adotado, são consideradas [63, 67]:

- Carregamentos aplicados ($F_r|_{Aplic}$): forças aerodinâmicas (indicadas no Capí-

tulo 4) sobre pás ($F_r|_{AeroB_i}$) e torre ($F_r|_{AeroT}$); no caso de estruturas instaladas no mar, há ação, sobre a plataforma, de forças hidrostáticas, hidrodinâmicas e decorrentes da interação da plataforma com linhas de ancoragem e/ou estrutura de suporte ($F_r|_{HidroX}$); forças gravitacionais ($F_r|_{Grav}$) sobre plataforma, torre, nacelle, *hub* e pás; torque resistivo no gerador elétrico ($F_r|_{Gen}$) e no sistema de frenagem ($F_r|_{Brake}$); forças dissipativas pela fricção na caixa de engrenagens ($F_r|_{GBFric}$).

$$F_r|_{Aplic} = F_r|_{AeroT} + \sum_{i=1}^3 F_r|_{AeroB_i} + F_r|_{HidroX} + \sum F_r|_{Grav} + \\ F_r|_{Gen} + F_r|_{Brake} + F_r|_{GBFric} \quad (5.42)$$

- Forças e momentos de restrição ($F_r|_{Rest}$): molas ($F_r|_{SpringYaw}$) e amortecedores ($F_r|_{DampYaw}$) no sistema de orientação (*yaw*).

$$F_r|_{Rest} = F_r|_{SpringYaw} + F_r|_{DampYaw} \quad (5.43)$$

- Forças e momentos internos ($F_r|_{Flex}$): decorrentes da elasticidade e amortecimento intrínsecos de membros flexíveis do aerogerador, como pás ($F_r|_{ElasticB_i}$ e $F_r|_{DampB_i}$), torre ($F_r|_{ElasticT}$ e $F_r|_{DampT}$) e sistema de transmissão ($F_r|_{ElasticDT}$ e $F_r|_{DampDT}$).

$$F_r|_{Flex} = \sum_{i=1}^3 F_r|_{ElasticB_i} + \sum_{i=1}^3 F_r|_{DampB_i} + F_r|_{ElasticT} + F_r|_{DampT} + \\ F_r|_{ElasticDT} + F_r|_{DampDT} \quad (5.44)$$

Para calcular as equações de movimento pelo método de Kane para um sistema simples holonômico, utiliza-se a seguinte relação [63, 67, 69]:

$$F_r + F_r^* = 0 \quad (r = 1, 2, \dots, 22) \quad (5.45)$$

Substituindo as equações indicadas anteriormente na Equação 5.45, obtém-se um conjunto de 22 equações acopladas que descrevem a dinâmica de toda a estrutura do aerogerador modelado. Detalhamento sobre as equações podem ser obtidos em [67].

5.6 Aerogerador de Referência

O modelo de aerogerador considerado nesta dissertação foi desenvolvido por JONKMAN *et al.* [70] para suportar estudos relacionados à tecnologia de eólica *offshore*. O modelo, denominado "NREL offshore 5-MW baseline wind turbine", é um aerogerador com três pás, do tipo *upwind*¹, com velocidade de rotação variável e com ângulo de *pitch* controlado coletivamente.

Na referência [70] são apresentados detalhes estruturais e aerodinâmicos, além de propriedades do sistema de controle. O aerogerador é baseado principalmente no modelo comercial REpower 5M, apresentado na Figura 5.5.



Figura 5.5: Aerogerador Offshore REpower 5M. Adaptado de [71, 72].

As principais especificações do "NREL offshore 5-MW baseline wind turbine" estão na Tabela 5.4.

No aerogerador indicado, emprega-se o controle de velocidade variável de rotação e de *pitch* coletivo. No primeiro, busca-se a máxima eficiência aerodinâmica durante operação em carga parcial (abaixo da velocidade de vento nominal). Para tanto, a atuação do controlador se dá no torque do gerador [53]. No segundo, que opera na região de carga total (acima da velocidade de vento nominal), o objetivo do controle é manter constante o torque sobre o gerador e o rotor em sua velocidade nominal. Para tanto, atua-se no ângulo de *pitch* das pás, adaptando a eficiência aerodinâmica das mesmas. Na configuração de ajuste coletivo, todas as pás possuem o mesmo ângulo em todo momento [53].

As velocidades de vento indicadas na Tabela 5.4 representam a velocidade em

¹A configuração *upwind* é a mais utilizada na atualidade para aerogeradores de grande porte. Nessas máquinas, o vento passa primeiramente pelo rotor do aerogerador e depois atinge a nacelle e torre [23]

Tabela 5.4: Especificações do aerogerador de referência [70]

Potência Nominal	5 MW
Orientação do Rotor, Configuração	<i>Upwind</i> , 3 pás
Controle	Velocidade variável, <i>Pitch</i> coletivo
Transmissão	Alta velocidade, Caixa multiplicadora de múltiplos estágios
Altura do <i>Hub</i>	90 m
Velocidades do Vento: <i>Cut-In</i> , Nominal, <i>Cut-Out</i>	3 m/s; 11,4 m/s; 25 m/s
Rotação: <i>Cut-In</i> , Nominal	6,9 rpm; 12,1 rpm
<i>Overhang</i> , Inclinação do Eixo Principal (<i>Shaft Tilt</i>), <i>Precone</i>	5 m; 5°; 2,5°
Massa do Rotor	110.000 kg
Massa da Torre	347.460 kg
Coordenadas do Centro de Massa	(-0,2 m; 0,0 m; 64,0 m)

que se dá início à geração de energia (*Cut-in*), a velocidade em que o aerogerador atinge a potência nominal e, por fim, a velocidade de vento na qual o aerogerador tem sua geração interrompida para que se evitem danos ao aerogerador (*Cut-out*) [23].

Para as pás, nacelle, hub e torre, as principais propriedades estão indicadas na Tabela 5.5. As curvas características do aerogerador podem ser observadas na Figura 5.6.

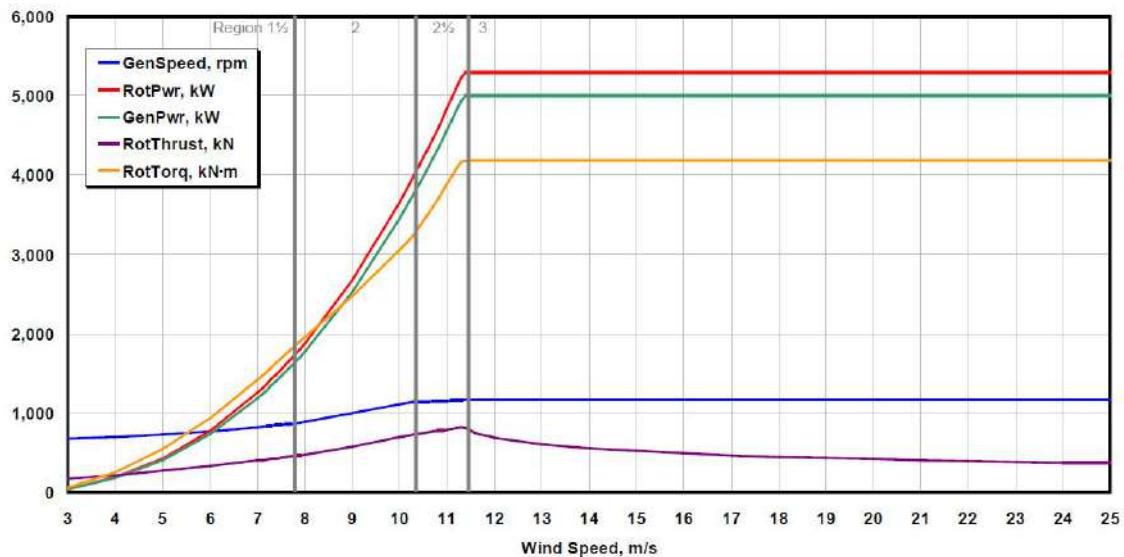


Figura 5.6: Curvas de velocidade de rotação do gerador (*GenSpeed*), potência no rotor (*RotPwr*), potência de saída do gerador (*GenPwr*), torque no aerogerador (*RotTorq*) e força de empuxo (*RotThrust*) para a turbina eólica considerada [70]

Tabela 5.5: Especificações das pás, nacelle, hub e torre [70].

Pás	
Comprimento	61,5 m
Massa	17,74 ton
Centro de Massa	20,475 m (na direção radial, a partir da base da pá)
Hub	
Massa	56,78 ton
Diâmetro	3,5 m
Altura do Centro de Massa	90 m (acima do chão ou nível médio do mar)
Distância horizontal para o centro da torre	5 m (a frente da torre)
Nacelle	
Massa	240 ton
Altura do Centro de Massa	89,35 m (acima do chão ou nível médio do mar)
Distância horizontal para o centro da torre	1,9 m (atrás da torre)
Transmissão	
Rotação nominal do rotor	12,1 rpm
Rotação nominal do gerador	1173,7 rpm
Razão da caixa multiplicadora	97:1
Eficiência Elétrica do Gerador	94,4%
Torre	
Massa	347,46 ton
Altura Total	87,6 m (acima do chão ou nível médio do mar)
Altura do Centro de Massa	38,234 m (acima do chão ou nível médio do mar)
Diâmetro: Base, Topo	6 m; 3,87 m
Espessura do Tubo: Base, Topo	27 mm; 19 mm

5.7 Saídas de Interesse

Para as análises desta dissertação, foram elencadas algumas saídas da ferramenta de simulação que serão avaliadas com maior detalhe. A potência produzida é uma das saídas mais importantes, dado que a mesma está diretamente relacionada ao ganho econômico associado à operação do aerogerador. Adicionalmente, do ponto de vista da dinâmica do sistema, foco será dado aos momentos fletores e torques que agem em pontos críticos do aerogerador. Em específico, destacam-se a base e o topo da torre, raiz das pás e a posição do mancal principal no eixo de baixa velocidade. A escolha dos carregamentos e posições assemelha-se ao adotado em [21, 53, 73] e na norma IEC 61400-13 [74], que descreve a medição de carregamentos estruturais fundamentais em aerogeradores.

As saídas de interesse obtidas diretamente via OpenFAST estão indicadas na Tabela 5.6. Para facilitar a visualização, as figuras na sequência irão indicar os carregamentos e os sistemas de coordenadas de referência, conforme [62].

Tabela 5.6: Saídas de interesse.

Saída de Interesse	Componente		
Potência Elétrica	\dot{W}_{Ger}		
Momentos na raiz da pá i	Flexão no plano de rotação ($M_{i_1}^{raiz}$)	Flexão fora do plano de rotação ($M_{i_2}^{raiz}$)	Momento de torção ($M_{i_3}^{raiz}$)
Momentos no eixo de baixa velocidade na posição do mancal principal	Torque no eixo ($M_{e_1}^{eixo}$)	Flexão alinhada a e_2 ($M_{e_2}^{eixo}$)	Flexão alinhada a e_3 ($M_{e_3}^{eixo}$)
Momentos no topo da torre	Flexão <i>side-to-side</i> ($M_{b_1}^{topo}$)	Momento de yaw ($M_{b_2}^{topo}$)	Flexão <i>fore/aft</i> ($M_{b_3}^{topo}$)
Momentos na base da torre	Flexão <i>side-to-side</i> ($M_{a_1}^{base}$)	Flexão <i>fore/aft</i> ($M_{a_3}^{base}$)	

5.7.1 Potência Elétrica e Geração

A potência elétrica produzida pelo aerogerador (\dot{W}_{Ger}) é obtida através da Equação 5.46, a qual considera a eficiência de conversão do gerador $GenEff$, razão de transmissão $GBRatio$ e o torque resistivo no gerador T_{Gen} . Conforme equacionamento apresentado em [67], nota-se que existe um acoplamento entre a dinâmica de todo o aerogerador, que irá se refletir na velocidade instantânea de rotação do eixo antes da caixa multiplicadora (\dot{q}_{GeAz}), e da lógica do controle do torque resistivo do gerador, a qual, por sua vez, também possui uma dependência em relação à rotação do gerador (calculada por $GBRatio \cdot \dot{q}_{GeAz}$), conforme observado na Figura 5.9.

$$\dot{W}_{Ger} = GenEff \cdot (GBRatio \cdot \dot{q}_{GeAz}) \cdot T_{Gen} \quad (5.46)$$

A AEP (produção anual de energia) será calculada utilizando a Equação 2.2 da seção 2.2, porém tomando-se como base a curva de potência efetiva do aerogerador. Essa curva será obtida através da simulação da operação não ideal do aerogerador para velocidades de vento entre *cut-in* e *cut-out*.

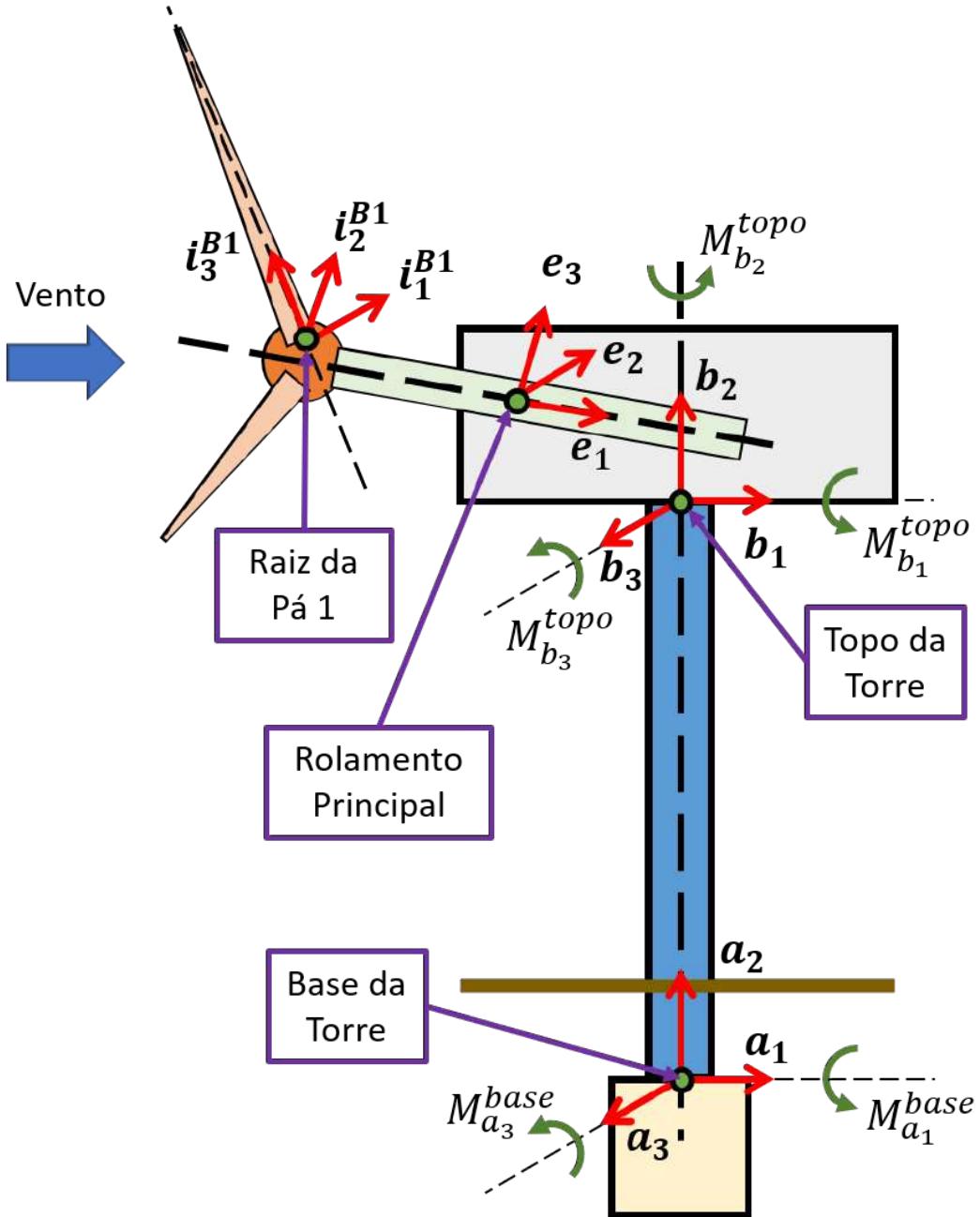


Figura 5.7: Carregamentos considerados na base e topo da torre.

5.7.2 Fadiga

A partir das séries temporais de carregamentos obtidas via OpenFAST, é possível proceder com cálculos de fadiga para os componentes principais do aerogerador nos pontos mais críticos. Para efetuar a análise de fadiga, adota-se o procedimento descrito no anexo H da norma IEC 61400-1:2019 [75]. Tal procedimento, o qual já vem de edições anteriores da norma, foi implementado em uma ferramenta de pós-processamento de resultados do OpenFAST elaborada pelo NREL, denominada MLife [76]. Tal ferramenta foi adotada para a análise de fadiga para as condições não ideais de operação em estudo nessa dissertação.

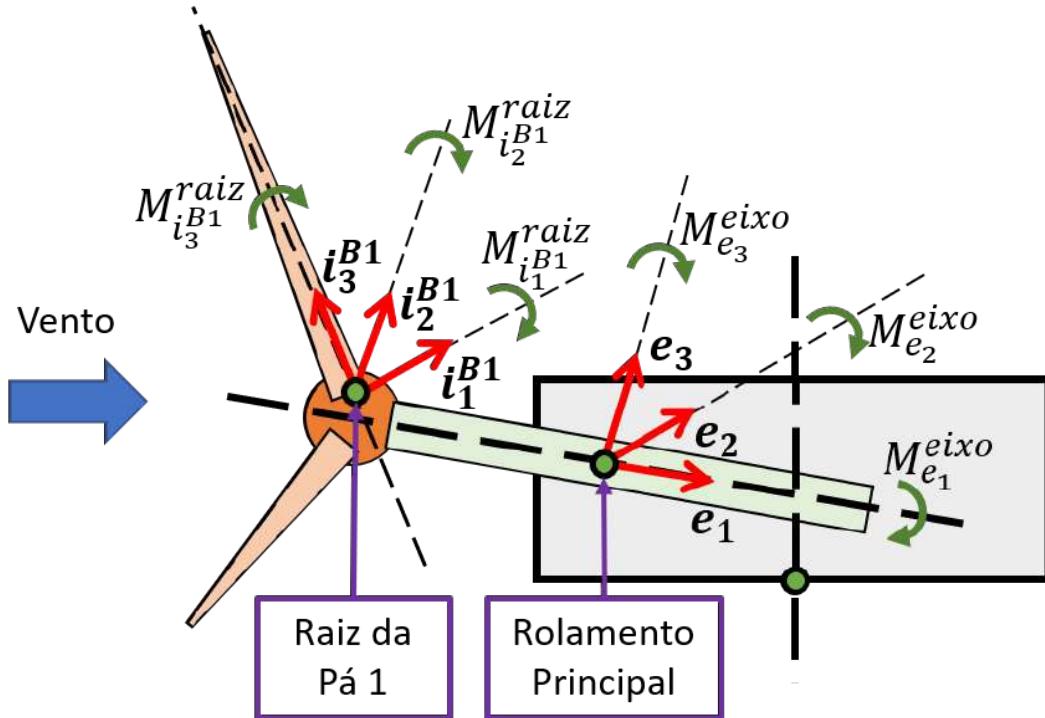


Figura 5.8: Carregamentos considerados na raiz das pás (exemplificada pela pá 1) e no eixo de baixa velocidade, na posição do rolamento principal.

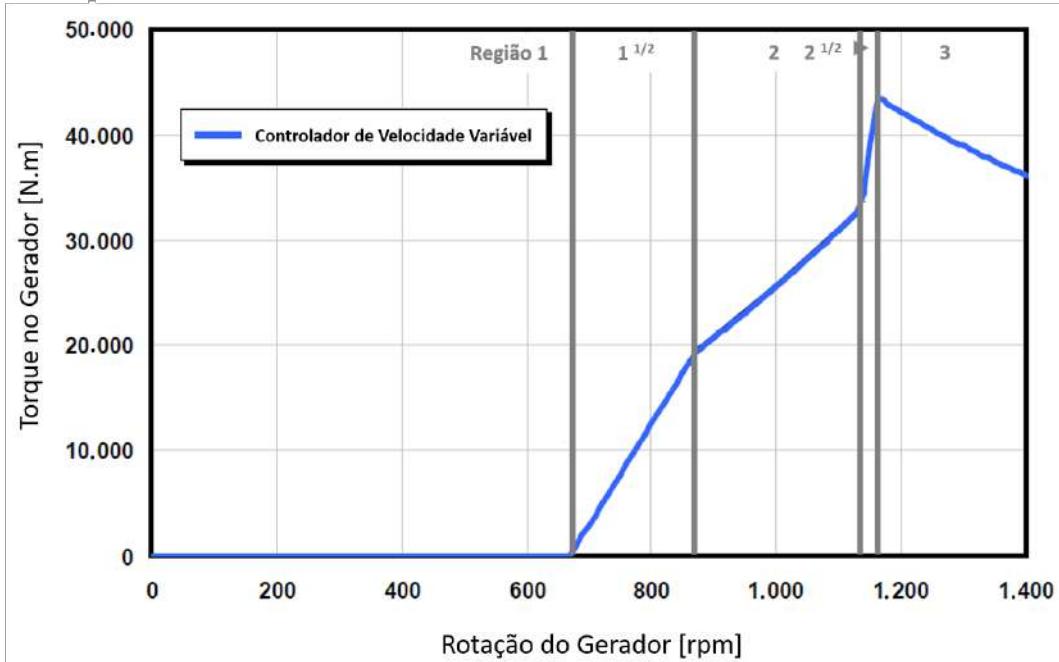


Figura 5.9: Gráfico do torque resistivo do gerador em função da rotação do gerador para o aerogerador de 5 MW da NREL (adaptado de [70]).

A falha por fadiga é resultado do acúmulo de dano em decorrência de carregamentos flutuantes ao longo da vida do aerogerador. Estes carregamentos podem ser divididos em ciclos individuais de histerese ao se parear cada máximo local da

série temporal a um mínimo local. Tanto a norma IEC 61400-1:2019 [75] quanto o MLife [76] adotam um procedimento de contagem de ciclos de histerese denominado *rainflow counting* [77]. De modo geral, dada uma série temporal, o procedimento pode ser resumido nas seguintes etapas [78]:

1. Listar a magnitude dos extremos (picos e vales) em sequência, baseada na mudança de inclinação da tensão (ou carregamento) no tempo. Quando se adota amostragem digital, faz-se uma aproximação por uma parábola considerando os três pontos mais próximos ao redor do pico ou vale. A magnitude do extremo será o valor do máximo ou mínimo da parábola;
2. Para garantir que pequenos ciclos que não chegam a contribuir com a fadiga e que podem ser resultantes de imprecisão numérica sejam contabilizados, utiliza-se um filtro para que apenas ciclos com amplitudes acima de determinada intensidade sejam considerados;
3. De posse dos extremos sequenciais e filtrados, faz-se um casamento entre picos e vales de modo a se formar loops de histerese. Normalmente, existem picos e vales descasados (meio-ciclos) ao término do processo. De acordo com IEC 61400-1:2019 [75], deve-se considerar esses extremos como meio ciclos a serem somados ao montante;
4. Por fim, constrói-se uma matriz de contagem, na qual os ciclos são contabilizados conforme a faixa de tensão e a intensidade média do ciclo de histerese.

Assume-se que os danos se acumulem linearmente e independentemente para cada ciclo segundo a regra de Miner [75, 76, 78]. Assim, o dano total D decorrente de todos os ciclos pode ser calculado segundo:

$$D = \sum_i \frac{n_i}{N_i(L_i^{RF})} \quad (5.47)$$

onde L_i^{RF} é a amplitude de tensão (diferença entre pico e vale) para um determinado valor médio do carregamento, $N_i(L_i^{RF})$ é o número de ciclos até a falha para o carregamento L_i^{RF} e n_i é a contagem de ciclos associados ao carregamento L_i^{RF} . Caso D alcance a unidade, entende-se que a falha estrutural irá ocorrer.

A relação entre tensão e ciclos para a falha, a qual fornece uma medida da capacidade do material para suportar os ciclos de carregamento, é tipicamente descrita por curvas "S-N" [75, 76, 78], cuja equação é dada por:

$$\sigma = CN^{\frac{1}{m}} \quad (5.48)$$

Normalizando-se a tensão σ pela tensão de resistência estática do material σ_0 , tem-se que a constante C passa a ser uma constante adimensional (C'). Assume-se ainda que a curva "S-N" passará por $10^0 = 1$ quando a tensão aplicada for igual à tensão de resistência estática. Com isso, C' será uma constante unitária. Desse modo, o número de ciclos até a falha por fadiga será obtido através da razão entre as tensões elevada ao expoente de fadiga m (ou expoente de Whöler) [78]:

$$N = \left(\frac{\sigma_0}{\sigma} \right)^m \quad (5.49)$$

Para a análise de fadiga, ao invés de se utilizar tensões na Equação 5.49, adota-se um procedimento semelhante ao empregado por diversos trabalhos [73, 79–81], no qual os carregamentos provenientes do OpenFAST são utilizados diretamente para o cálculo dos ciclos até a falha. Com isso, esse procedimento, que é o padrão da ferramenta MLife [76, 82], considera a fadiga associada a cada natureza de carregamento (por exemplo, momentos fletores, forças cortantes, torques) em direções específicas.

Para avaliar a ação conjunta de carregamentos de mesma natureza e contidos no plano de uma seção, adota-se o uso de "rosas de carregamentos" [73, 82]. Para obtê-las, a partir de dois vetores perpendiculares (momentos fletores em duas direções perpendiculares, por exemplo), L_0 e L_{90} , calcula-se o carregamento resultante ($L(\theta)$) para um conjunto de posições angulares (θ) de uma seção, conforme Equação 5.50 e Figura 5.10 [82]:

$$L(\theta) = L_0 \cdot \cos(\theta) + L_{90} \cdot \sin(\theta) \quad (5.50)$$

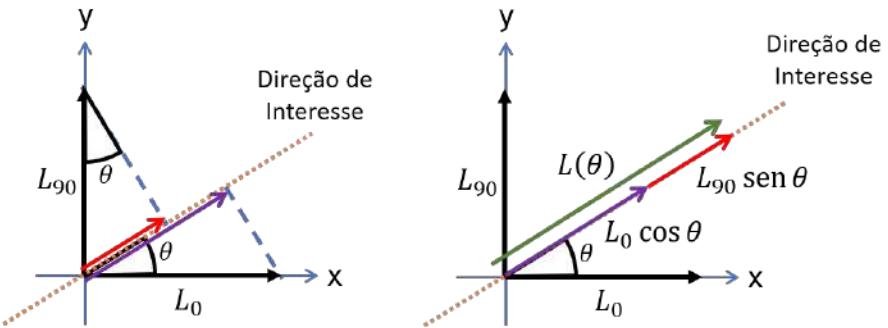


Figura 5.10: Construção do carregamento resultante na direção θ a partir dos carregamentos perpendiculares conhecidos.

No caso desta dissertação, em cada uma das seções de interesse, 12 direções igualmente espaçadas em 15° , além das duas posições obtidas diretamente via simulação, foram consideradas na análise de fadiga.

Considerando a estratégia indicada acima, o cálculo do número de ciclos até a falha por fadiga será dado pela equação a seguir, na qual L^{ult} é o carregamento

máximo de projeto e L^{MF} é a média fixa do carregamento:

$$N_i(L_i^{RF}) = \left(\frac{L^{ult} - |L^{MF}|}{\frac{1}{2}L_i^{RF}} \right)^m \quad (5.51)$$

Comparando-se a Equação 5.51 à 5.49, tem-se que o $L^{ult} - |L^{MF}|$ corresponde à resistência estática e $\frac{1}{2}L_i^{RF}$, à amplitude (de média a pico) do carregamento aplicado (metade da amplitude de carregamento, que vai de vale a pico).

No equacionamento acima, assume-se que os ciclos de fadiga ocorrem com carregamento médio constante (ou fixo). No entanto, os ciclos de histerese ocorrem num espectro de médias. Portanto, uma correção deve ser realizada sobre as amplitudes de carregamento dos ciclos para que se possa avaliar os dados como se cada ciclo ocorresse ao redor do mesmo carregamento fixo. Para tanto, adota-se a correção de Goodman com expoente unitário [76, 78]:

$$L_i^{RF} = L_i^R \left(\frac{L^{ult} - |L_i^M|}{L^{ult} - |L_i^M|} \right) \quad (5.52)$$

onde L_i^R é a amplitude de carregamento em torno da média L_i^M do i-ésimo ciclo. Tais grandezas podem ser verificadas na Figura 5.11.

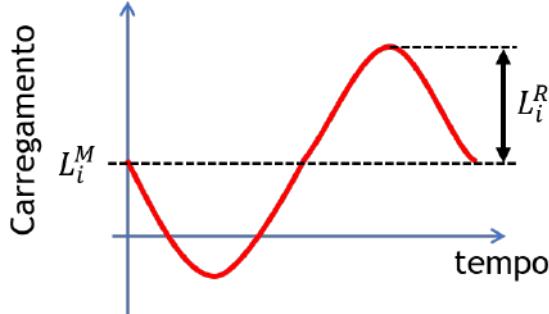


Figura 5.11: Média e amplitude de um ciclo de carregamento.

Do ponto de vista prático, o dano acumulado ao longo de um período é estimado usando uma coleção de séries temporais que cobrem curtos períodos. Para estimar corretamente o dano acumulado a partir de resultados para intervalos mais curtos, é preciso extrapolar a contagem de ciclos de histerese das séries temporais para todo o período analisado [76]. No caso das análises dessa dissertação, assim como foi adotado para geração, tomar-se-á como base o período de um ano. Além disso, os casos analisados corresponderão à operação para produção de energia.

A partir das simulações para uma determinada série temporal j , pode-se calcular o dano acumulado decorrente da série j (D_j^{ST}) assim como a taxa de dano de curto prazo (DR_j^{ST}). Para tanto, é necessário utilizar as Equações 5.51 e 5.52 para a série temporal j [76]:

$$L_{ji}^{RF} = L_{ji}^R \left(\frac{L^{ult} - |L_{ji}^{MF}|}{L^{ult} - |L_{ji}^M|} \right) \quad (5.53)$$

$$N_{ji} = \left(\frac{L^{ult} - |L_{ji}^{MF}|}{\frac{1}{2} L_{ji}^{RF}} \right)^m \quad (5.54)$$

$$D_j^{ST} = \sum_i \frac{n_{ji}}{N_{ji}} \quad (5.55)$$

$$DR_j^{ST} = \frac{D_j^{ST}}{T_j} \quad (5.56)$$

Nas análises deste estudo, as taxas de danos são calculadas para velocidades de vento entre cut-in e cut-out do aerogerador de referência, com incremento de 1 m/s, além da velocidade nominal (11,4 m/s). Sendo assim, para cada condição não ideal de operação analisada, calculam-se as taxas de dano para as seções críticas em 24 velocidades, ou seja, 24 séries temporais. Assume-se também condição de vento estável e uniforme, sem turbulência. Com essa hipótese, o tempo de simulação pode ser reduzido, dado que se atinge uma condição estacionária mais rapidamente. Além disso, como as análises são comparadas ao caso de operação ideal, entende-se ser possível captar o efeito das não idealidades mesmo sem considerar condições complexas para o campo de vento.

A partir das 24 séries temporais obtidas para cada uma das velocidades, é possível obter uma curva de taxa de dano (para cada seção de interesse) em função da velocidade do vento, de modo similar à curva de potência do aerogerador. A partir dessa curva, utilizando-se uma abordagem semelhante à apresentada na Equação 2.2 para cálculo da AEP_{bruta} , calcula-se o dano acumulado anual:

$$D^{ano} = T^{ano} \sum_{j=1}^{j=n} F_j DR_j^{ST} \quad (5.57)$$

Na Equação 5.57, considera-se uma discretização da curva de taxa de dano e distribuição de velocidade em n intervalos. A D^{ano} é dada pelo somatório do produto entre a probabilidade de ocorrência (F_j) para o intervalo ij de velocidade do vento e a taxa de dano correspondente (DR_j^{ST}). O somatório entre o primeiro e o último intervalo de velocidades é multiplicada pelo número de horas de um ano (T^{ano}).

Ressalta-se que, como a documentação sobre o aerogerador de referência não traz os valores de carregamento máximo de projeto (L^{ult}) ou os expoentes de fadiga (m) de cada seção crítica, algumas definições adicionais foram necessárias. Para o expoente de fadiga, adotou-se $m = 3$ para as seções de aço (base e topo da torre, eixo de baixa velocidade) e $m = 10$ para as seções de material compósito (raiz das pás), conforme sugerido na literatura [78, 80]. Para os carregamentos máximos,

foram considerados os valores extremos obtidos por JONKMAN [83] em análise para uma configuração do aerogerador de 5 MW sobre uma subestrutura flutuante multiplicados por fatores de segurança parciais, conforme procedimento indicado na norma IEC 61400-1:2019 [75].

Em estudos sobre fadiga associadas ao componentes de aerogeradores, a grandeza mais utilizada na apresentação de resultados de fadiga corresponde ao *DEL* (*damage equivalent load*), ou carregamento equivalente de fadiga, que corresponde à amplitude de carregamento (pico a pico) com valor constante que ocorre em torno de uma média fixa definida e com frequência também fixa que produz um dano acumulado equivalente àquele causado pelo espectro variável de carregamentos [76]. A obtenção do *DEL* pode ser realizada considerando as seguintes equações:

$$D^{ano} = \frac{n^{ano,eq}}{N^{eq}} \quad (5.58)$$

$$n^{ano,eq} = f^{eq} T^{ano} \quad (5.59)$$

$$N^{eq} = \left(\frac{L^{ult} - |L^{MF}|}{\frac{1}{2} DEL^{ano}} \right)^m \quad (5.60)$$

$$DEL^{ano} = 2(L^{ult} - |L^{MF}|) \left(\frac{D^{ano}}{n^{ano,eq}} \right)^{\frac{1}{m}} \quad (5.61)$$

Nas equações acima, tem-se que $n^{ano,eq}$ é o número de ciclos equivalentes, considerando a frequência equivalente f^{eq} . Já N^{eq} é o número de ciclos até a falha e DEL^{ano} é o carregamento equivalente considerando o dano acumulado anual.

Na IEC 61400-1:2019 [75], indica-se que o uso de carregamentos equivalentes com uma média fixa seria uma forma de lidar com a variabilidade verificada no valor médio de cada ciclo considerado. Na IEC 61400-13:2015 [74], sugere-se que dados coletados de carregamentos mecânicos sejam convertidos em carregamentos equivalentes com frequência de 1 Hz. Essa recomendação será adotada nos resultados apresentados no Capítulo 7. Outro ponto adotado foi que o valor médio do carregamento L^{MF} seria nulo para todos os casos. Com isso, busca-se padronizar o cálculo dos DELs para facilitar a comparação entre os valores obtidos.

Capítulo 6

Incerteza e Sensibilidade

No presente capítulo, inicia-se com uma visão geral sobre quantificação de incerteza e análise de sensibilidade. Na sequência, apresenta-se uma revisão de estudos realizados nos temas com foco em geração e análise de condição de aerogeradores. Por fim, volta-se atenção à modelagem das incertezas associadas aos parâmetros incertos considerados nesta dissertação.

6.1 Conceitos Básicos

6.1.1 Quantificação de Incerteza

Quantificação de incerteza pode ser definida, num contexto amplo, como a ciência de identificar, quantificar e reduzir incertezas associadas a modelos, algoritmos numéricos, experimentos, e estimativas para saídas ou quantidades de interesse [84].

As incertezas podem ter várias fontes, como as limitações associadas à obtenção de dados experimentais, aproximações ou imprecisões na modelagem dos fenômenos de interesse, assim como a natureza incerta de entradas do modelo (parâmetros, condições iniciais e de contorno, forçamentos) [84].

Uma vez modeladas as incertezas que serão admitidas, aplica-se a análise de incerteza, tipicamente, com os seguintes propósitos [84, 85]:

- Propagar as incertezas associadas às entradas através do modelo para se obter as distribuições de probabilidade ou estatísticas para as quantidades de interesse;
- Determinar a probabilidade de falha, considerando a existência de um intervalo indesejável para a saída de interesse;
- Dado um determinado nível de confiança, definir o intervalo de valores de saída que respeitem tal nível;

- Obtidas medições da saída, fazer o problema inverso para se obter a distribuição das entradas que levem as saídas do modelo a serem semelhantes às medições.

Dentre os métodos empregados para propagação de incerteza, destacam-se aqueles não-intrusivos, baseados em amostragem, em especial métodos de Monte Carlo, os baseados em polinômios e regressão em processos gaussianos [86]. O Método de Monte Carlo é uma das mais simples e populares técnicas para se aproximar a distribuição da saída de interesse a partir da distribuição de outras variáveis aleatórias [87]. Além disso, apresenta uma boa flexibilidade de aplicação, dada a possibilidade de empregar distribuições empíricas como entradas e uso de modelos não lineares [88]. Essas características levaram à escolha do método de Monte Carlo para se desempenhar as análises de incerteza desta dissertação. O procedimento será melhor detalhado na sequência.

Utilizando-se de simulações (ou método) de Monte Carlo, é possível obter características estatísticas de uma quantidade de interesse $Y = f(\mathbf{X})$, onde \mathbf{X} é um vetor de variáveis aleatórias com função densidade de probabilidade conjunta conhecida e dada por $\pi(\mathbf{X})$. Particularmente, caso se deseje obter uma aproximação do valor esperado de Y , $\mathbb{E}(f(\mathbf{X}))$, poder-se-ia utilizar a seguinte relação [87, 89]:

$$\mathbb{E}(Y) \simeq \bar{y} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N f(\mathbf{X}_i), \quad (6.1)$$

onde $\mathbf{X}_1, \dots, \mathbf{X}_N$ é uma amostra aleatória retirada da função densidade de probabilidade π , ou seja, o vetor \mathbf{X}_i é uma realização independente de $\mathbf{X} \sim \pi$; \bar{y} é a média das N amostras e é a aproximação do valor esperado de Y .

Adicionalmente, pela lei dos grandes números, \bar{y} converge para $\mathbb{E}(Y)$ com probabilidade 1 com $N \rightarrow \infty$. A variância de Y pode ser aproximada pela variância amostral S_Y^2 [87, 89]:

$$V(Y) \simeq S_Y^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{y})^2, \quad (6.2)$$

O algoritmo adotado para se obter as estatísticas via método de Monte Carlo possui as seguintes etapas [87]:

1. Gerar realização \mathbf{X}_i do vetor de variáveis aleatórias \mathbf{X} a partir de π ;
2. Simular o modelo computacional para calcular $Y_i = f(\mathbf{X}_i)$;
3. Arquivar o valor Y_i ;
4. Reinicia-se o processo dado pelas etapas 1 a 3 até que se obtenha um volume de realizações suficientes para se obter aproximações das estatísticas de interesse.

O número N de simulações de Monte Carlo é definido conforme a evolução da convergência média quadrática, calculada após cada simulação conforme Equação 6.3, onde ϵ é o indicador de convergência média quadrática e Y_i é o valor da saída de interesse da i -ésima simulação. Conforme se observa uma estabilidade no valor de $\epsilon(N)$, encerra-se o procedimento.

$$\epsilon(N) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N Y_i^2 \quad (6.3)$$

Com os valores arquivados de Y_i , utilizam-se as Equações 6.1 e 6.2 para obter estimativas do valor esperado e variância, respectivamente. É possível, ainda, obter os quartis da distribuição, os intervalos de confiança e plotar o histograma da distribuição de cada saída.

6.1.2 Análise de Sensibilidade

Um passo subsequente à quantificação de incertezas é a análise de sensibilidade. De acordo com SALTELLI *et al.* [90], a análise de sensibilidade pode ser definida como o estudo de como a incerteza na saída de um modelo (numérico ou não) pode ser distribuída entre as diferentes fontes de incerteza na entrada do modelo. A variância das saídas do modelo, tomada como um descritor da incerteza, pode ser decomposta em termos associados às entradas, de forma a quantificar a contribuição de cada entrada incerta [91].

Algumas das possibilidades de aplicação de análise de sensibilidade são [91]:

- Identificar um parâmetro ou grupo de parâmetros que, quando fixados no valor verdadeiro, levam à maior redução na variância da saída;
- Identificar parâmetros no modelo que, quando livres para variar em seu intervalo de incerteza, não geram contribuição significativa para a variância da saída;
- Identificar um conjunto de parâmetros (normalmente, o menor possível) em que se pode atuar para reduzir a variância da saída abaixo de uma determinada tolerância;
- Estudar a combinação de valores de parâmetros que geram saídas num determinado intervalo.

Para uma análise de sensibilidade global, emprega-se a variância como uma medida de incerteza por possuir as seguintes características positivas [90]:

- Possibilidade de medir a sensibilidade independentemente do modelo adotado;

- Capacidade de capturar a influência do intervalo completo de variação de cada entrada;
- Apreciação de efeitos de interações entre as entradas;
- Capacidade de lidar com grupos de variáveis.

O ponto negativo dos métodos baseados em variância é seu custo computacional elevado, decorrente da necessidade de grande número de simulações, o que pode tornar a análise inviável em caso de modelos cujo tempo de simulação seja muito elevado. Nessas situações, uma das possibilidades é o uso do método dos efeitos elementares, como pode ser verificado em [91].

Índices de Sobol

Considera-se novamente um modelo na forma $Y = f(\mathbf{X}) = f(X_1, X_2, \dots, X_k)$, com Y sendo a quantidade de interesse escalar e f sendo uma função quadrática integrável em Ω^k , o hipercubo unitário de dimensão k [90–93]:

$$\Omega_k = (\mathbf{X} \mid 0 \leq X_i \leq 1; i = 1, \dots, k), \quad (6.4)$$

SOBOL [93] indica a expansão de f em termos de dimensões crescentes, em que cada elemento individual é também quadrático integrável sobre o domínio de existência e é função unicamente dos fatores em seu índice, ou seja, $f_i = f_i(X_i)$, $f_{ij} = f_{ij}(X_i, X_j)$ e assim por diante:

$$f = f_0 + \sum_i f_i + \sum_i \sum_{j>i} f_{ij} + \dots + f_{12\dots k}, \quad (6.5)$$

Sendo nula a média de cada termo, todos os termos da decomposição serão ortogonais em pares. Como consequência, estes termos podem ser calculados de modo unívoco usando valores esperados condicionais da saída do modelo Y . Em particular, para as primeiras três ordens:

$$f_0 = \mathbb{E}(Y) \quad (6.6)$$

$$f_i = \mathbb{E}(Y \mid X_i) - \mathbb{E}(Y) \quad (6.7)$$

$$f_{ij} = \mathbb{E}(Y \mid X_i, X_j) - f_i - f_j - \mathbb{E}(Y), \quad (6.8)$$

A partir da decomposição apresentada na Equação 6.5, é possível obter relações entre os termos e as variâncias parciais [90–93]. A seguir, apresentam-se apenas os termos de primeira e segunda ordem, porém, a lógica de construção se mantém para termos de ordem superior.

$$V_i = V(f_i(X_i)) = V(\mathbb{E}(Y | X_i)) \quad (6.9)$$

$$\begin{aligned} V_{ij} &= V(f_{ij}(X_i, X_j)) \\ &= V(\mathbb{E}(Y | X_i, X_j)) - V(\mathbb{E}(Y | X_i)) - V(\mathbb{E}(Y | X_j)) \end{aligned} \quad (6.10)$$

Na Equação 6.10, o termo $V(\mathbb{E}(Y | X_i, X_j))$ mede o efeito conjunto do par (X_i, X_j) em Y e a variância V_{ij} é o efeito conjunto de X_i e X_j menos os efeitos de primeira ordem dos dois fatores [91].

A conexão entre as variâncias parciais e a variância total do modelo Y é dada pela decomposição ANOVA-HDMR (*Analysis of Variance - High Dimensional Model Representation*) [90, 91]:

$$V(Y) = \sum_i V_i + \sum_i \sum_{j>i} V_{ij} + \dots + V_{12\dots k}, \quad (6.11)$$

As relações obtidas nas Equações 6.10 e 6.11 são válidas apenas no caso de fatores de entrada X_i independentes. Dividindo ambos os lados pela variância de Y , $V(Y)$, obtém-se uma relação entre os índices de Sobol de primeira ordem (S_i) e de ordens superiores [90, 91]:

$$1 = \sum_i S_i + \sum_i \sum_{j>i} S_{ij} + \dots + S_{12\dots k}, \quad (6.12)$$

Os índices de primeira ordem associados ao fator genérico X_i , S_i , podem ser melhor interpretados considerando resultados de Y para cortes do domínio de X_i . Para cada segmento com determinado $X_i = x_i^*$, pode-se obter a esperança condicional $\mathbb{E}_{\mathbf{X}_{\sim i}}(Y | X_i)$, onde $\mathbf{X}_{\sim i}$ denota que todos os parâmetros exceto X_i são variáveis. Para se analisar a dispersão dos resultados do valor esperado ao longo do domínio de X_i , pode-se tomar a variância [91]:

$$V_{X_i}(\mathbb{E}_{\mathbf{X}_{\sim i}}(Y | X_i)) \quad (6.13)$$

Quanto maior a variância calculada na Equação 6.13, mais provável é o fator X_i possuir impacto relevante sobre o modelo e que deveria ser priorizado na busca pela redução de incerteza. Trata-se, então, de uma medição da redução esperada da variância $V(Y)$ que seria alcançada caso X_i pudesse ser fixada. Para que se tenha uma melhor percepção tanto da importância relativa frente à variância total quanto na comparação como os outros parâmetros, emprega-se o índice de Sobol de primeira ordem, que é dado por:

$$S_i = \frac{V_{X_i}(\mathbb{E}_{\mathbf{X}_{\sim i}}(Y | X_i))}{V(Y)} \quad (6.14)$$

Além do índice de primeira ordem, índices de efeito total também são de grande importância na análise de sensibilidade global e auxiliam a descrever as sensibilidades do modelo [90]. O índice de efeito total S_{Ti} contabiliza a contribuição total do fator X_i sobre a variância da saída, ou seja, mede o efeito de primeira ordem e de ordens superiores. Com isso, fornece informação sobre características não aditivas do modelo, decorrentes de interações entre outros fatores e X_i [91].

Uma das principais questões respondidas com o índice total é: "Qual fator pode ser fixado em qualquer ponto no intervalo de variação sem afetar a saída?". A condição $S_{Ti} = 0$ é necessária e suficiente para X_i ser caracterizado como um fator sem influência. Se $S_{Ti} \cong 0$, então X_i pode ser fixado em qualquer ponto do intervalo de incerteza sem afetar de modo relevante a variância da saída, $V(Y)$. Adicionalmente, se S_{Ti} for muito diferente de S_i , há forte interação entre parâmetros envolvendo X_i [91].

Através dos termos presentes na Equação 6.12, uma primeira maneira de obter os índices totais é através da somatória do índice de primeira ordem e de ordens superiores associados ao parâmetro de interesse. Por exemplo, considerando um modelo de três fatores e para o qual se esteja interessado no efeito total do parâmetro X_1 , tem-se que o índice do efeito total de X_1 , S_{T1} , seria [91]:

$$S_{T1} = S_1 + S_{12} + S_{13} + S_{123} \quad (6.15)$$

Uma segunda maneira de obter os índices totais parte da identidade presente na Equação 6.16, que é a lei da variância total para o caso em que todos os fatores estão fixos exceto X_i .

$$V_{\mathbf{X}_{\sim i}}(\mathbb{E}_{X_i}(Y | \mathbf{X}_{\sim i})) + \mathbb{E}_{\mathbf{X}_{\sim i}}(V_{X_i}(Y | \mathbf{X}_{\sim i})) = V(Y) \quad (6.16)$$

Na equação acima, a variância $V(Y)$ é decomposta numa parcela principal, $V_{\mathbf{X}_{\sim i}}(\mathbb{E}_{X_i}(Y | \mathbf{X}_{\sim i}))$, e em outra residual, $\mathbb{E}_{\mathbf{X}_{\sim i}}(V_{X_i}(Y | \mathbf{X}_{\sim i}))$. Este último termo é a variância que restaria de Y , na média, se fosse possível determinar os valores reais de $\mathbf{X}_{\sim i}$. A média é calculada sobre todas as possíveis combinações de $\mathbf{X}_{\sim i}$, dado que $\mathbf{X}_{\sim i}$ são fatores incertos e seus valores verdadeiros são desconhecidos. Dividindo o termo residual pela variância total, obtém-se o índice do efeito total de X_1 , S_{T1} :

$$S_{Ti} = \frac{\mathbb{E}_{\mathbf{X}_{\sim i}}(V_{X_i}(Y | \mathbf{X}_{\sim i}))}{V(Y)} = 1 - \frac{V_{\mathbf{X}_{\sim i}}(\mathbb{E}_{X_i}(Y | \mathbf{X}_{\sim i}))}{V(Y)} \quad (6.17)$$

Método de Cálculo

Para uma análise de sensibilidade, é importante avaliar índices de Sobol de primeira ordem e de efeitos totais. Se todos os termos da Equação 6.12 fossem calculados para se obter os índices totais, seria necessário computar $2^k - 1$ termos, sendo k o número de parâmetros incertos, e obter cerca de $N(2^k)$ realizações do modelo, onde N é o número de amostras empregadas para a obtenção de um único índice [92]. Todavia, uso de estratégias mais eficientes permitem a obtenção focada nos índices mais relevantes (primeira ordem e efeitos totais) com número de simulações igual a $N(k + 2)$, consideravelmente menor [91, 92].

O passo a passo para obtenção dos índices principais é o seguinte [91]:

1. Gerar duas matrizes (N, k) , \mathbf{A} e \mathbf{B} , independentes e com termos aleatórios, conforme distribuições de probabilidades dos k parâmetros. Recomenda-se a adoção de sequências quasi-aleatórias, que permitem um preenchimento ordenado e progressivo do domínio das variáveis aleatórias;

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} x_1^{(1)} & x_2^{(1)} & \cdots & x_i^{(1)} & \cdots & x_k^{(1)} \\ x_1^{(2)} & x_2^{(2)} & \cdots & x_i^{(2)} & \cdots & x_k^{(2)} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ x_1^{(N-1)} & x_2^{(N-1)} & \cdots & x_i^{(N-1)} & \cdots & x_k^{(N-1)} \\ x_1^{(N)} & x_2^{(N)} & \cdots & x_i^{(N)} & \cdots & x_k^{(N)} \end{bmatrix} \quad (6.18)$$

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} x_{k+1}^{(1)} & x_{k+2}^{(1)} & \cdots & x_{k+i}^{(1)} & \cdots & x_{2k}^{(1)} \\ x_{k+1}^{(2)} & x_{k+2}^{(2)} & \cdots & x_{k+i}^{(2)} & \cdots & x_{2k}^{(2)} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ x_{k+1}^{(N-1)} & x_{k+2}^{(N-1)} & \cdots & x_{k+i}^{(N-1)} & \cdots & x_{2k}^{(N-1)} \\ x_{k+1}^{(N)} & x_{k+2}^{(N)} & \cdots & x_{k+i}^{(N)} & \cdots & x_{2k}^{(N)} \end{bmatrix} \quad (6.19)$$

2. Definir uma matriz \mathbf{C}_i , formada por todas as colunas de \mathbf{B} , exceto a i -ésima coluna, que é retirada de \mathbf{A} ;

$$\mathbf{C}_i = \begin{bmatrix} x_{k+1}^{(1)} & x_{k+2}^{(1)} & \cdots & x_i^{(1)} & \cdots & x_{2k}^{(1)} \\ x_{k+1}^{(2)} & x_{k+2}^{(2)} & \cdots & x_i^{(2)} & \cdots & x_{2k}^{(2)} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ x_{k+1}^{(N-1)} & x_{k+2}^{(N-1)} & \cdots & x_i^{(N-1)} & \cdots & x_{2k}^{(N-1)} \\ x_{k+1}^{(N)} & x_{k+2}^{(N)} & \cdots & x_i^{(N)} & \cdots & x_{2k}^{(N)} \end{bmatrix} \quad (6.20)$$

3. Computar as saídas para todas as entradas das matrizes \mathbf{A} , \mathbf{B} e \mathbf{C}_i , obtendo três vetores de dimensão $N \times 1$;

$$y_A = f(\mathbf{A}) \quad y_B = f(\mathbf{B}) \quad y_{C_i} = f(\mathbf{C}_i) \quad (6.21)$$

4. Obter estimativas para os termos dos principais índices de Sobol. Nas equações abaixo, o operador \cdot refere-se ao produto escalar entre vetores e o expoente (j) indica o elemento j do vetor em uso.

$$f_0 = \mathbb{E}(Y) = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N y_A^{(j)} \quad (6.22)$$

$$V(Y) = \mathbb{E}(Y^2) - (\mathbb{E}(Y))^2 = \frac{y_A \cdot y_A}{N} - f_0^2 \quad (6.23)$$

$$V_{X_i}(\mathbb{E}_{\mathbf{X}_{\sim i}}(Y | X_i)) = \frac{y_A \cdot y_{C_i}}{N} - f_0^2 \quad (6.24)$$

$$V_{\mathbf{X}_{\sim i}}(\mathbb{E}_{X_i}(Y | \mathbf{X}_{\sim i})) = \frac{y_B \cdot y_{C_i}}{N} - f_0^2 \quad (6.25)$$

5. Utilizar as estimativas dadas pelas Equações 6.22 a 6.25 para o cálculos do índices de Sobol de primeira ordem e de efeitos totais para o parâmetro X_i via Equações 6.13 e 6.17, respectivamente.
6. Para obter os índices principais para os demais parâmetros, deve-se repetir a construção da matriz \mathbf{C}_i para o parâmetro sob análise e os cálculos subsequentes que dependem de tal matriz.

Na presente dissertação, os cálculos dos índices de Sobol segundo o método indicado acima serão realizados com o auxílio da biblioteca opensource em python SALiB [94].

6.2 Revisão de Literatura

Uma revisão de literatura sobre aplicações de quantificação de incertezas em energia eólica foi apresentada por VAN DEN BOS e SANDERSE [86]. Os autores identificaram como principais entradas para as análises questões relacionados à modelagem do vento (velocidade média na altura do *hub*, campo de vento turbulento, obtenção de séries temporais) e das ondas, ambas classificadas como incertezas aleatórias, e também aspectos de modelagem da aerodinâmica das pás e do efeito esteira, onde se encontram incertezas denominadas epistêmicas, as quais podem ser reduzidas com o uso de modelos que retratem com mais acurácia os fenômenos físicos em análise. As principais quantidades de interesse analisadas são geração de energia, carregamentos sobre a estrutura e probabilidades de falha, níveis de ruído e, numa visão mais ampla, indicadores econômicos. Alguns estudos vão além da propagação de incerteza,

focando em calibração de modelo a partir de dados (experimentais ou provenientes de modelos mais complexos), otimização de projeto ou controle sob incertezas.

VAN DEN BOS e SANDERSE [86] mencionam, ainda, técnicas utilizadas para a propagação de incertezas, como o método de Monte Carlo, expansão em caos polinomial e regressão em processos gaussianos. Ressalta-se, no entanto, que apenas alguns parâmetros incertos normalmente são considerados em cada análise, dado que o número de avaliações dos modelos cresce exponencialmente com o número de parâmetros em análise (trata-se da "maldição da dimensionalidade"). Para reduzir o tempo computacional necessário, empregam-se modelos substitutos (*surrogate models*). Outra possibilidade apontada é o uso de análise de sensibilidade global para identificar os parâmetros de maior influência sobre as quantidades de interesse.

Aspectos relacionados ao recurso eólico sobre a geração são alvo de muitos autores. FOTI *et al.* [95], por exemplo, avalia efeitos decorrentes da incerteza de rugosidade superficial do terreno e dos fatores de indução em parques eólicos alinhados infinitos, valendo-se do uso do método de caos polinomial. LACKNER *et al.* [96] utiliza um método analítico para combinar diversas fontes de incerteza sobre a energia produzida anualmente e sobre o fator de capacidade. São consideradas as incertezas relacionadas à medição do vento, aos dados de longo prazo, à variabilidade do recurso ao longo dos anos, a efeitos decorrentes da rugosidade superficial, à variação entre aerogeradores e curva de potência e a fatores de perda de energia. Assumem-se que todas as incertezas são representadas por variáveis aleatórias independentes e modeladas por distribuições normais. Em estudo de caso apresentado, verifica-se que o coeficiente de variação do fator de capacidade seria de aproximadamente 25%.

Assim como LACKNER *et al.* [96], KWON [97] também realiza uma análise de incerteza para a obtenção do potencial eólico. Todavia, ao invés de utilizar uma abordagem determinística para combinar incertezas, adota-se o método de Monte Carlo para se determinar a incerteza resultante. Sua análise é realizada para um local específico na costa sul coreana, para o qual são obtidas as distribuições de probabilidades representativas dos parâmetros de entrada: densidade do ar, velocidade média do vento, expoente de rugosidade superficial, resíduo da comparação entre dados medidos e dados de referência para o longo prazo, forma e escala da distribuição de Weibull do longo prazo e curva de potência do aerogerador. Observa-se que a energia anual produzida (*AEP*) normalizada pela média, resultante da propagação de incertezas, segue uma distribuição normal com coeficiente de variação de 11%, que se assemelha ao observado em projetos reais.

MANIACI *et al.* [98] adotam distribuições gaussianas derivadas de condições reais de operação para representar parâmetros aleatórios associados ao recurso eólico e à operação dos aerogeradores: velocidade do vento na altura do *hub*, intensidade de turbulência, expoente de cisalhamento, densidade do ar, erro de *yaw* e erro cole-

tivo de *pitch*. Adotando curvas de potência associadas a níveis de erosão do bordo de ataque das pás e fazendo a propagação de incertezas associadas aos parâmetros indicados, os autores puderam avaliar como a criticidade da erosão afeta a geração média. De modo mais focado na estocasticidade da erosão, PAPI *et al.* [99] analisam como danos nas pás, modelados como alterações na forma dos aerofólios constituintes, afetam a geração. Para tanto, empregam fatores de erosão, modelados por distribuições beta, para ambos os bordos dos aerofólios e obtém, via dinâmica de fluidos computacional, o desempenho aerodinâmico dos aerofólios danificados. Esses resultados são empregados em modelo aeroelástico do aerogerador para se obter curva de geração e, consequentemente, a distribuição de probabilidades para a energia produzida anual. Com metodologia semelhante à empregada em [99], PAPI *et al.* [100] focam nos efeitos de erosão apenas no bordo de ataque e investem num modelo mais complexo para caracterizá-la, o qual conta com quatro parâmetros assumidos como variáveis aleatórias: profundidade de abrasão, extensão do dano radial, área afetada pela erosão e rugosidade superficial de tal área. As quantidades de interesse analisadas são geração anual e dano equivalente de fadiga para a raiz da pá e base da torre. Além de obter a densidade de probabilidade para as saídas de interesse, uma análise de sensibilidade global também é realizada, na qual se identificou que a extensão do dano seria o principal parâmetro a influenciar a geração.

KUMAR *et al.* [101] aplicam análise de sensibilidade global via índices de Sobol para estudar a influência da incerteza de parâmetros geométricos (corda e *twist*) e aerodinâmicos (coeficientes de sustentação e arrasto) sobre a potência e carregamentos axiais sobre as pás. A incerteza para todos os parâmetros foi empregada em pontos específicos ao longo do comprimento da pá, de forma a obter uma variação de cada parâmetro em função do raio da pá. Foram adotados 6 posições para o *twist*, 5 para a corda e 4 para os coeficientes de sustentação e arrasto. O comprimento da corda em pontos na metade inferior, a curva de sustentação e o arrasto mais próximo à ponta da pá mostraram-se mais relevantes para a potência. Já para a força axial, o coeficiente de sustentação em pontos mais próximos à ponta da pá se mostrou mais relevante.

ROBERTSON *et al.* [21] fazem uma análise para identificar quais parâmetros possuem maior influência sobre a potência gerada e sobre os carregamentos de fadiga e máximo durante a operação normal de um aerogerador de 5 MW. A abordagem utilizada pelos autores foi a de efeitos elementares, com o intuito de ranquear parâmetros e identificar quais teriam maior efeito sobre as saídas de interesse. Foram considerados dois casos em separado: no primeiro, analisaram-se 18 parâmetros associados ao vento; no segundo, foram 39 parâmetros ligados a propriedades estruturais de torre e pás, aerodinâmicas das pás e entradas de controle. O resultado da análise do vento mostrou que o desvio padrão da turbulência na direção “u”

(σ_u - direção principal do vento) e coeficiente de cisalhamento vertical (α) são os parâmetros mais influentes sobre as saídas consideradas. Já para a segunda análise, mostrou-se que o erro de *yaw* (desalinhamento) e a distribuição da sustentação na seção final das pás têm os principais efeitos sobre potência e carregamentos.

Algumas análises dão mais atenção aos efeitos na dinâmica e saúde dos aerogeradores. FORGHANI e RITTO [102] basearam-se em modelos simplificados de aerogerador para estudar a vibração da ponta das pás sob ações de incertezas na velocidade do vento, densidade do ar, coeficientes de arrasto e sustentação, propriedades do material das pás e geometria das mesmas. VELDKAMP [103] realizou análise de incerteza e de sensibilidade com foco em fadiga de componentes de aerogeradores. Foram levantadas incertezas associadas a cinco grupos de parâmetros: condição do vento, condição oceânica, aerodinâmica, modelo estrutural e propriedades de fadiga dos materiais. O autor calcula as probabilidades de falha de componentes e, a partir de uma análise de otimização econômica, obtém fatores de segurança para materiais e carregamentos a serem utilizados no projeto de aerogeradores.

PAPI *et al.* [100], como já pontuado, avaliou além da geração anual, a incerteza de saídas relativas à fadiga na base da torre e raiz das pás. MURCIA *et al.* [104] também realizou uma caracterização tanto da produção de energia quanto dos carregamentos equivalentes de fadiga para diferentes componentes de um aerogerador de referência de 10 MW sob condições atmosféricas representadas pela média em 10 minutos da velocidade de vento, do expoente de cisalhamento e do desalinhamento de *yaw*, pelo desvio padrão da velocidade instantânea do vento ao longo de 10 minutos de simulação e pela estrutura do campo de vento turbulento. Os autores constroem modelos polinomiais substitutos para realizar a propagação de incertezas e, num segundo momento, para realizar a análise de sensibilidade global. A partir desta última, verificaram que a velocidade média e a realização do campo turbulento de entrada são os parâmetros mais influentes sobre a geração.

TOFT *et al.* [105] propagou a incerteza de parâmetros de caracterização do vento, resultantes de medição local do recurso eólico, para avaliar carregamentos equivalentes de fadiga na raiz das pás, topo e base da torre e no mancal principal do sistema de transmissão. Foi verificado que a incerteza nos carregamentos (e consequentemente, no dano acumulado) estaria entre 1%-13%, a depender da distância do aerogerador em relação ao ponto de medição e do componente em estudo. SCHRÖDER *et al.* [106] adotam redes neurais artificiais para obter modelos substitutos para cálculo rápido e eficiente de carregamentos sobre aerogeradores, especificamente para a obtenção de carregamentos equivalentes de fadiga para as pás. Utilizando-se o modelo substituto, realizam a propagação de incertezas e análise de sensibilidade global em relação a parâmetros relacionados a condições de vento turbulento, identificando a intensidade de turbulência e o expoente de cisalhamento como os parâmetros mais

influentes sobre a fadiga das pás. ENDESHAW *et al.* [107], por sua vez, fazem uma análise específica para a propagação de trincas induzidas por fadiga em engrenagens da caixa multiplicadora. São tomados como incertos parâmetros relacionados ao carregamento e a propriedades do material.

Estudos sobre efeitos de interação fluido-estrutura também tem se valido de propagação de incertezas, em especial para a avaliação de instabilidades como o fenômeno de *flutter*, os quais podem gerar uma condição recorrente de oscilações de grande amplitude que contribui para acelerar o processo de falha por fadiga [108]. DESAI e SARKAR [108] analisaram como a incerteza em parâmetros estruturais da pá (rigidez e amortecimento viscoso não-lineares) afetam tanto o ponto de início do fenômeno *flutter* (caracterizada pela velocidade crítica de rotação) quanto sua amplitude de oscilação. POURAZARM *et al.* [109], por sua vez, empregam dois parâmetros incertos, o coeficiente de sustentação e a frequência natural de torção da pá. De modo semelhante, LI e CARACOGLIA [110] também consideram um parâmetro relacionado ao carregamento aerodinâmico (coeficiente de sustentação) e um parâmetro relacionado à estrutura da pá (no caso, adota a rigidez torsional).

LI e ZHANG [111] obtém modelos substitutos para aerogerador flutuante com subestrutura do tipo *spar* sob condições ambientais (vento e ondas) realistas. O modelo é utilizado para análise de sensibilidade global, de modo a identificar os parâmetros ambientais incertos com maior influência sobre a fadiga de linhas de ancoragem e base e topo da torre.

Em suma, esta revisão de literatura permite identificar que a aplicação de quantificação de incertezas e análise de sensibilidade ao tema de energia eólica é recente, com trabalhos se intensificando nos últimos cinco anos. Em relação aos principais parâmetros, nota-se que a maior parte dos trabalhos se concentra na incerteza associada ao vento, principalmente relacionada à velocidade, turbulência e perfil vertical. Dentre as saídas de interesse, destaca-se a potência ou geração elétrica. Há também trabalhos focados na dinâmica estrutural e cálculos de fadiga, principalmente relacionado às pás dos aerogeradores. Devido ao tempo computacional para simulações de modelos aeroelásticos, muitos estudos procuram construir modelos substitutos, principalmente através de expansão polinomial.

6.3 Modelo Estocástico

Os parâmetros considerados incertos nas análises desta dissertação foram obtidos com base nas situações não ideias descritas no item 2.3. Para cada uma das três, tem-se um conjunto de parâmetros associados no modelo do aerogerador, conforme indicado a seguir, baseando-se em análise feita por ROBERTSON *et al.* [21].

- Desalinhamento do ângulo de *yaw*: o parâmetro incerto do modelo é o próprio ângulo de *yaw*, dado pela variável *NacYaw* no modelo do *OpenFAST*.
- Desbalanceamento mecânico do rotor: para reproduzir tal situação sobre o modelo, pode-se considerar incerta a massa de cada uma das pás, sendo que diferenças entre as massas leva ao desbalanceamento mecânico do rotor. Para se alterar a massa de uma pá, aplica-se um fator de ajuste sobre densidade distribuída dada no *OpenFAST* pelo vetor *BMassDen*.
- Desbalanceamento aerodinâmico do rotor: nesse caso, pode-se considerar incerto o ângulo de torção (*twist*) da ponta da pá, cujo valor dita como será a torção ao longo de toda a pá, e o erro de *pitch* coletivo de todas as seções de cada uma das pás. Para que se verifiquem os efeitos das condições indicadas, realiza-se manipulação do vetor de *twist* da pá, *AeroTwst*.

As análises para as não idealidades operacionais ainda serão verificadas frente a diferentes distribuições de velocidade do vento, entrada cuja intensidade é o principal parâmetro para a geração eólica, influenciando diretamente o resultado de potência gerada e esforços.

Para a construção do modelo probabilístico, considera-se que as incertezas podem ser modeladas utilizando a teoria da probabilidade, por esta ser considerada uma teoria tanto completa quanto eficaz [87]. Modelam-se, então, os parâmetros incertos apresentados na sequência como variáveis aleatórias, às quais é possível definir uma função densidade de probabilidade que determina a sua distribuição [87].

6.3.1 Desalinhamamento de *yaw*

Como indicado por CHOI *et al.* [43], o desalinhamamento (ou erro) total de *yaw* é composto por um elemento estático e por um dinâmico. O primeiro é decorrente de instalação incorreta ou falta de calibração do sensor de direção do vento (*wind vane*) ou pelo afrouxamento das fixações do sensor. O elemento estático se manifesta como o valor médio do erro total.

Considerando os dados apresentados por HOJSTRUP [45], assumiu-se que o desalinhamamento médio do *yaw* total se comportaria como uma distribuição gaussiana com média zero e desvio padrão de 8° , como exibido na Figura 6.1.

A componente dinâmica é decorrente de problemas no sistema de controle ou distorções no escoamento, causadas pela atividade das pás, complexidade do terreno ou esteira de outras máquinas. Esse termo poderia ser considerado um desvio sobre o valor médio do ângulo de *yaw*. No caso ideal, tanto a componente estática (média) quanto a parte dinâmica (desvio) seriam nulos, o que representaria o caso ideal em que a máquina sempre estaria alinhada ao vento.

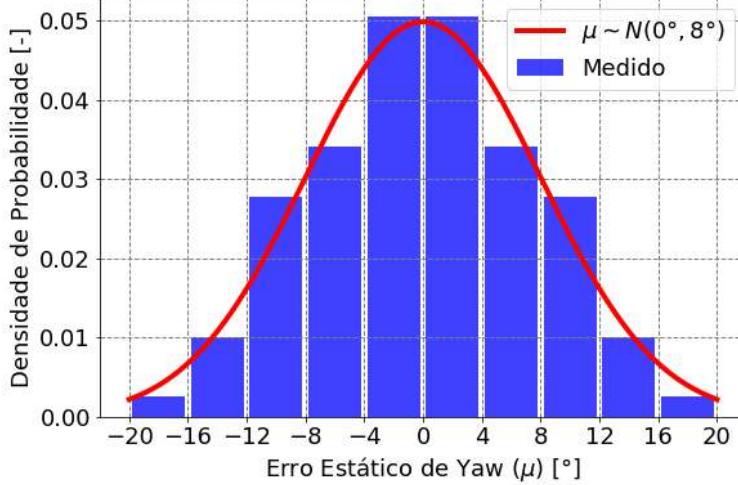


Figura 6.1: Função densidade de probabilidade para o erro estático de *yaw*, baseado em [45]

SCHLIPF *et al.* [112] e SONG *et al.* [113] indicaram que o erro total observado teria o comportamento de uma distribuição gaussiana com média nula, ou seja, erro estático nulo. Logo, o desvio correspondente à componente dinâmica seria modelado como um desvio padrão em relação a uma média (componente estática). De SONG *et al.* [113], obteve-se um desvio padrão de 10° , o qual foi assumido para essa dissertação. No caso de média nula, ter-se-ia uma distribuição como a apresentada na Figura 6.2.

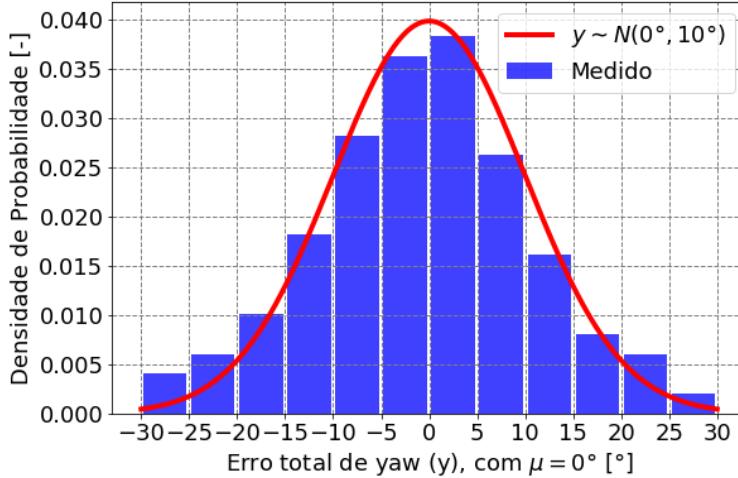


Figura 6.2: Função densidade de probabilidade para o erro de *yaw* com erro estático nulo, baseado em [113]

Para obter o erro de *yaw* total para uma simulação, deve-se primeiramente sortear um valor do erro estático ($\mu(i)$), que corresponde à média da gaussiana. Na sequência, a partir de uma distribuição normal com média $\mu(i)$ e desvio padrão $\sigma = 10^\circ$, sorteia-se o valor do erro total a ser utilizado em uma determinada simu-

lação. Esse procedimento está apresentado na Figura 6.3.

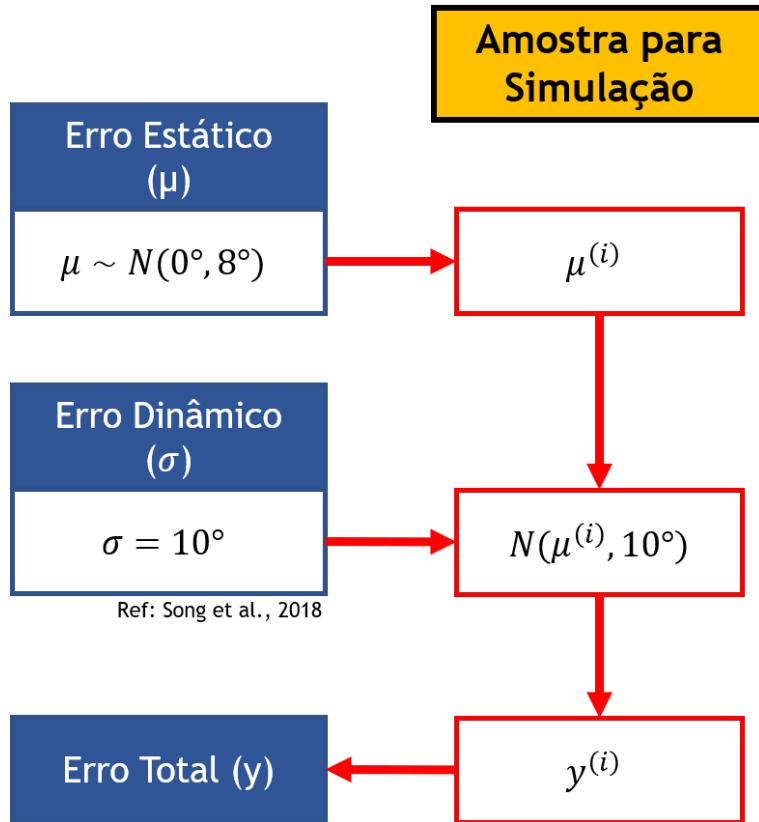


Figura 6.3: Procedimento para obter o desalinhamento total de *yaw*.

Com o presente procedimento, o desalinhamento de *yaw* resultante converge para uma distribuição normal com média nula e desvio padrão igual a 12,81°. Para se obter os parâmetros da normal resultante, foram realizadas 500 mil amostras da componente estática do desalinhamento e, em seguida, obtidas as amostras correspondentes do *yaw* total, conforme procedimento indicado na Figura 6.3. Na sequência, utilizando o função "scipy.stats.norm.fit"[114] da biblioteca "scipy.stats" da linguagem Python, obtém-se através do método dos mínimos quadrados os valores de média e desvio padrão que melhor ajustam a distribuição normal aos dados obtidos. O resultado pode ser verificado na Figura 6.4. Tal função densidade de probabilidade dará origem às entradas associadas ao desalinhamento de *yaw* nas simulações de Monte Carlo.

Uma observação importante é que, nesta dissertação, assumiu-se que o desalinhamento de *yaw* e a velocidade do vento são variáveis aleatórias independentes. Segundo KRAGH e HANSEN [115] e HOJSTRUP [45], o erro total de *yaw* tende a ser reduzido à medida que a velocidade do vento aumenta. No entanto, eles também observaram que, uma vez que a velocidade do vento está acima do valor nominal, efeitos de desalinhamento na produção de energia são reduzidos. Como um dos objetivos é avaliar a redução de desempenho devido ao desalinhamento de *yaw*

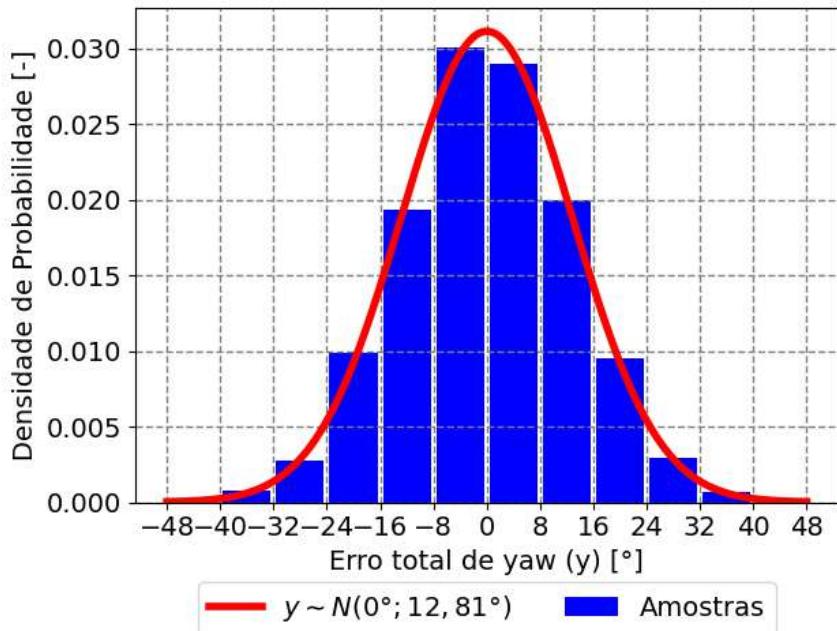


Figura 6.4: Função densidade de probabilidade para o desalinhamento de *yaw*, resultante da composição entre erro estático e dinâmico.

como parâmetro de entrada para avaliação econômica de novos projetos, a possível superestimação de perda de energia é um resultado conservador.

6.3.2 Desbalanceamento mecânico do rotor

No caso de diferenças entre as massas das pás, o desbalanceamento mecânico pode ser reproduzido alterando-se a massa de uma das pás (conforme realizado por KUS-NICK *et al.* [116] e ZHAO *et al.* [52]) ou variando-se a massa de todas as três pás simultaneamente. Os resultados da primeira foram inseridos no Apêndice B enquanto a análise que abrange as três pás será apresentada no Capítulo 7.

BRAAM *et al.* [117] analisaram diversas propriedades de um conjunto de 37 pás de turbinas eólicas de baixa potência. Eles indicaram que o coeficiente de variação (CV) para a massa de uma pá seria de aproximadamente 2% em relação ao valor médio. O CV é dado pela Equação 6.26 [87], onde σ_m é o desvio padrão da massa da pá e $\mathbb{E}[M]$ é o valor médio da massa.

$$CV_m = \frac{\sigma_m}{\mathbb{E}[M]} \quad (6.26)$$

Tomando-se a massa da pá indicada em [70] como a média da distribuição característica da massa da pá, o desvio padrão como 2% da média e, por simplicidade, considerando-se a reta horizontal como o suporte da distribuição, tem-se pelo prin-

cípio da máxima entropia [118], que a variável aleatória referente à massa da pá será representada por uma distribuição normal, apresentada na Figura 6.5.

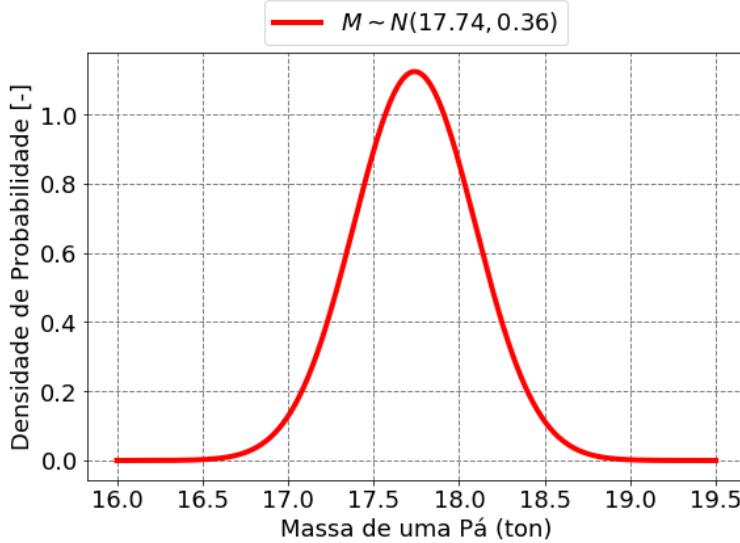


Figura 6.5: Distribuição normal para a massa da pá.

Ressalta-se que, embora o suporte da função densidade de probabilidade indicada na Figura 6.5 seja a reta, serão desconsiderados das simulações de Monte Carlo eventuais valores de massa da pá que estejam distantes mais de 50% da média, para mais ou para menos.

6.3.3 Desbalanceamento aerodinâmico do rotor

Como descrito por CHAABAN *et al.* [53], as falhas no sistema de *pitch* se originam das falhas internas no sistema ou do *loop* de controle. A presença de *bias* e as falhas de ganho no sensor de *pitch* resultam em *bias* e ganho no ângulo de *pitch* final da pá, enquanto a falha completa do sensor de *pitch* resulta no embandeiramento da pá. A falha do sensor de *pitch* também afeta o *loop* de controle, pois a medição incorreta do ângulo afeta a definição dos ganhos.

Diversos autores adotaram diferentes intervalos para o desalinhamento de *pitch* em seus estudos. CHAABAN *et al.* [53] consideraram um erro entre -7° e $+7^\circ$. ELOSEGUI *et al.* [49] fizeram simulações de erro entre -5° e $+5^\circ$ e apresentou estudos de caso em que o erro chegou a quase $+6^\circ$. KUSNICK *et al.* [116] adotaram desalinhamento de 3° e 5° . BORG e KIRCHHOFF [119] consideraram um erro de *pitch* entre 0° e 3° , embora mencionem que dados disponíveis para uma pá instrumentada mostraram erro não superior a $1,3^\circ$. CACCIOLA *et al.* [48] indicaram uma faixa mais restrita de erro entre -2° e $+2^\circ$. ROBERTSON *et al.* [21], por sua vez, estabeleceram uma faixa ainda mais estreita, entre $-0,2^\circ$ e $+0,2^\circ$.

Das referências anteriores, espera-se que a média do desalinhamento de *pitch* seja nula. Assume-se, também, que a maior parte dos valores se concentrem ao redor da média, com baixa probabilidade de que sejam superiores a 5° . Essa hipótese se traduz em uma probabilidade acumulada de que 98% dos dados estejam concentrados entre os limites indicados. Com isso, é possível obter uma distribuição normal com desvio padrão igual a $2,1493^\circ$, que é representada pela Figura 6.6.

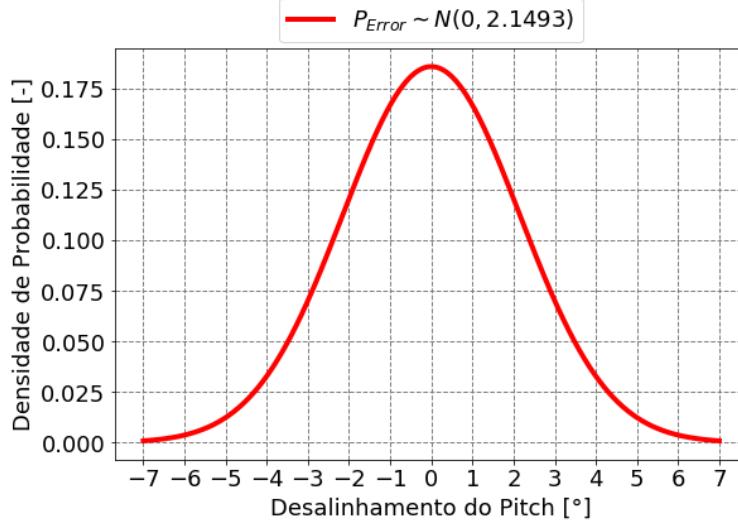


Figura 6.6: Distribuição normal para o desalinhamento (erro) de *pitch*.

Com relação ao *twist* da ponta de cada pá, adotar-se-á a mesma estratégia de ROBERTSON *et al.* [21], na qual a distribuição da torção ao longo da pá será modificada linearmente da ponta até a raiz, de modo a não produzir alteração na raiz. Tanto ROBERTSON *et al.* [21] quanto PETRONE *et al.* [120] assumem que a variação do ângulo de *twist* segue uma distribuição uniforme entre -2° e $+2^\circ$, como indicado na Figura 6.7.

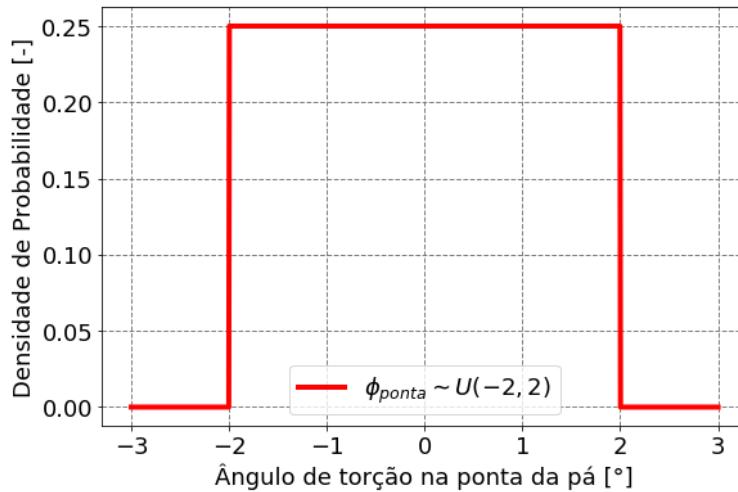


Figura 6.7: Distribuição uniforme para o ângulo de *twist* na ponta da pá.

Para as análises de desbalanceamento aerodinâmico, adotar-se-á estratégia semelhante à indicada para o desbalanceamento mecânico. Assim, será feito tanta uma análise do caso em que as não idealidades se concentram em apenas uma pá quanto uma análise mais ampla, com a condição acometendo todas as pás. Novamente, os resultados com incertezas sobre uma única pá foram inseridos no Apêndice B enquanto a análise que abrange as três pás será apresentada no Capítulo 7.

6.3.4 Velocidade do Vento

Conforme indicado por diversos autores [4, 22, 23, 26, 29], a intensidade do vento pode ser modelada segundo uma distribuição de Weibull conforme a Equação 6.27, onde k e c são os parâmetros de forma e escala, respectivamente.

$$f_V(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (6.27)$$

Na Figura 6.8 estão indicadas as densidades de probabilidade para três localidades: na posição central do parque eólico *London Array*¹, no ponto de instalação do projeto de P&D da Petrobras EOL Planta Piloto de Geração Offshore e, por fim, na posição central do campo de produção de petróleo de Búzios, que é o maior campo em águas profundas do mundo [121]. A partir das coordenadas geográficas, obtidas das referências [122], [123] e [124] respectivamente, foi possível obter os parâmetros das distribuições de Weibull para a altura do *hub* através de dados entre 2000 e 2018 da base de reanálise ERA5 [125], com auxílio do software *WindPRO v3.1*. Os dados da distribuição de Weibull estão indicados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Parâmetros da distribuição de Weibull para duas localidades

	London Array	EOL Planta Piloto	Búzios
Local	Mar do Norte (Europa)	Rio Grande do Norte (RN - Brasil)	Campo de Búzios (Brasil)
k (forma)	2,32	4,74	2,45
c (escala)	10,1	9,7	8,95
V_{mean}	9,0 m/s	8,9 m/s	7,9 m/s

¹*London Array* é uma usina eólica *offshore* que possui capacidade instalada de 630 MW. Ocupa uma área de 100 km² na costa do Reino Unido, localizada no Mar do Norte LONDON ARRAY [30]

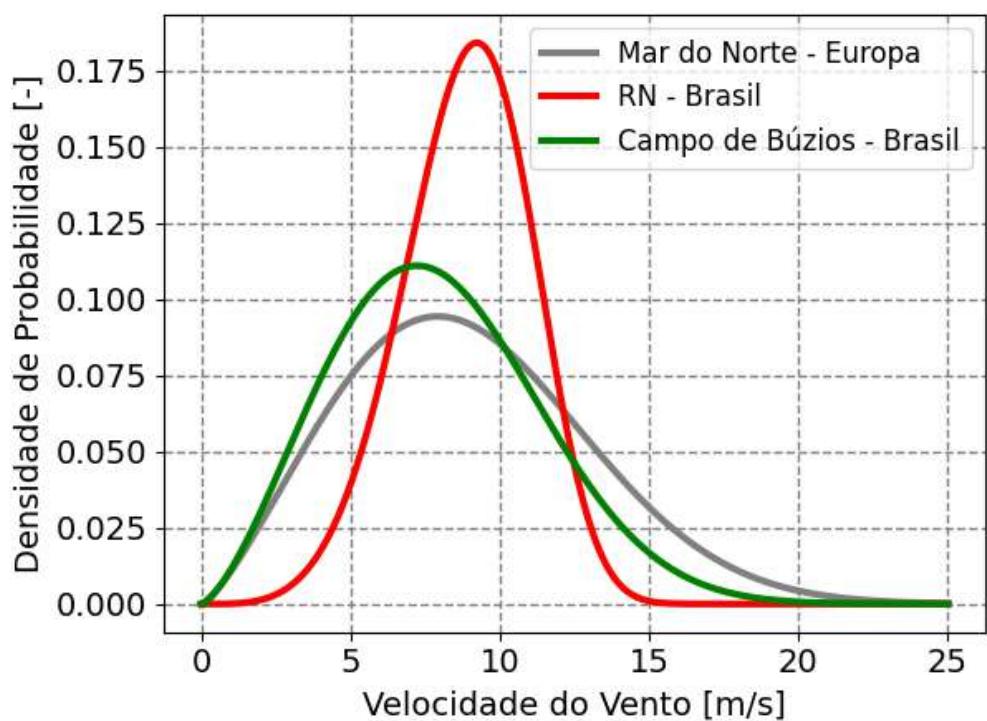


Figura 6.8: Distribuição de Weibull para três localidades.

Capítulo 7

Resultados

Neste capítulo, será primeiramente apresentada uma análise determinística das saídas de interesse frente às situações não ideais apresentadas em 2.3, tendo como referência para comparação o caso de operação ideal. Na sequência, será realizada uma análise de propagação de incertezas considerando as não idealidades e o modelo probabilístico para suas respectivas incertezas para o cenário em que o desbalanceamento resulta de incerteza sobre todas as pás. Por fim, será apresentada uma análise de sensibilidade global considerando os quatro grupos de entradas incertas para o cenário indicado.

Para que fosse possível dar maior fluidez ao texto e enfoque às análises mais relevantes, optou-se por descolocar alguns resultados para os apêndices. No Apêndice A, são apresentadas figuras e tabelas que foram geradas para as diferentes localidades estudadas, porém que trazem informações semelhantes àquelas contidas neste capítulo. No Apêndice B, apresentam-se resultados para um cenário em que apenas a pá 1 teria parâmetros incertos. Porém, como a situação mais usual seria o cenário em que todas as pás teriam incertezas, decidiu-se por deslocar os resultados de apenas uma pá com incertezas para o apêndice.

Previamente à apresentação dos resultados, entende-se necessário para melhorar a compreensão do leitor apresentar algumas das hipóteses adotadas:

1. Não foram considerados graus de liberdade da plataforma. Sendo assim, não foi modelada a interação entre a fundação e o solo ou considerada a possibilidade da plataforma ser flutuante;
2. A ação de ondas e correntes não foi abordada. Ou seja, as situações abordadas correspondem à operação dos aerogeradores em ambiente *onshore*;
3. Ventos em regime permanente, apenas com variação de velocidade com a altura, porém constante no tempo e no espaço. Com isso, condições como turbulência, esteira causada por outros aerogeradores, mudanças de direção do

vento durante o período simulado ou variação temporal e espacial no perfil tridimensional do vento não foram consideradas;

4. Todos os parâmetros de entrada considerados incertos, assim como a velocidade de vento, são assumidos como parâmetros independentes.

7.1 Análise Determinística

Para as análises determinísticas, optou-se por comparar a situação ideal de operação a casos em que as variáveis operacionais incertas encontram-se nos limites do intervalo de confiança de 95% ao redor das médias. A seguir, em cada subseção serão apresentados os casos não ideais em análise.

7.1.1 Desalinhamento de *yaw*

As situações em análise são apresentadas na Tabela 7.1.

Tabela 7.1: Situações determinísticas em estudo para o desalinhamento de *yaw*.

		<i>Yaw < 0</i>	Ideal	<i>Yaw > 0</i>
Erro de <i>Yaw</i> (°)		-25,1	0	+25,1
Pá 1	Erro de <i>Twist</i> (°)	0,106	0,106	0,106
	Erro de <i>Pitch</i> (°)	0	0	0
	Massa (ton)	17,74	17,74	17,74
Pá 2	Erro de <i>Twist</i> (°)	0,106	0,106	0,106
	Erro de <i>Pitch</i> (°)	0	0	0
	Massa (ton)	17,74	17,74	17,74
Pá 3	Erro de <i>Twist</i> (°)	0,106	0,106	0,106
	Erro de <i>Pitch</i> (°)	0	0	0
	Massa (ton)	17,74	17,74	17,74

Aplicando os dados acima, obtém-se a curva de potência efetiva indicada na Figura 7.1. Os marcadores em preto circulares na curva ideal correspondem aos valores obtidos através das simulações. Para as mesmas velocidades de vento do caso ideal também foram realizadas as simulações para as situações de desalinhamento.

Nota-se que as curvas para -25.1° e +25.1° estão praticamente sobrepostas, o que demonstra que o efeito sobre a curva de geração depende basicamente da intensidade do erro na orientação do aerogerador, com pequena influência do sentido. Outro

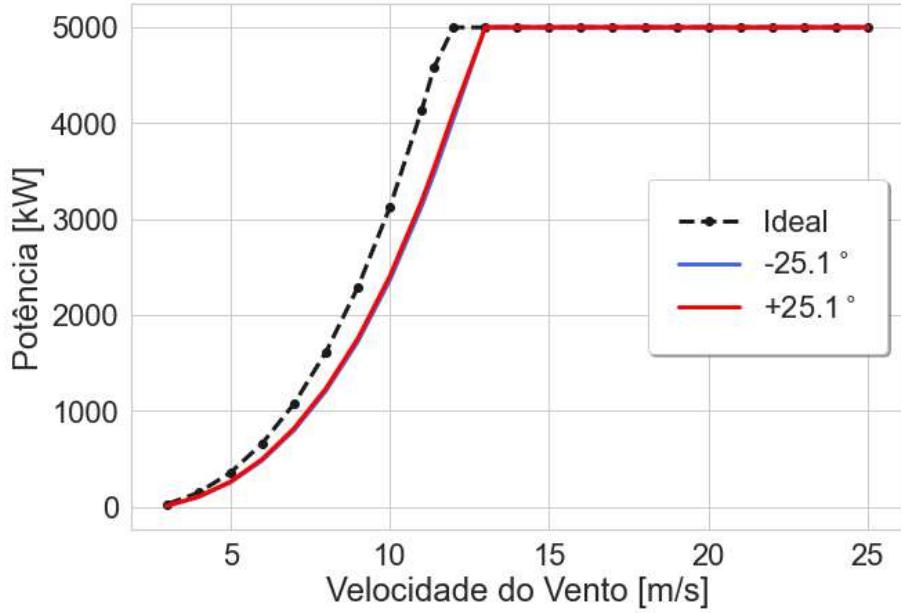


Figura 7.1: Curva de potência comparando operação ideal, com desalinhamento de yaw de $-25,1^\circ$ e com $+25,1^\circ$.

ponto é que a perda de potência não ocorre quando a velocidade do vento ultrapassa determinado valor (no caso, 13 m/s).

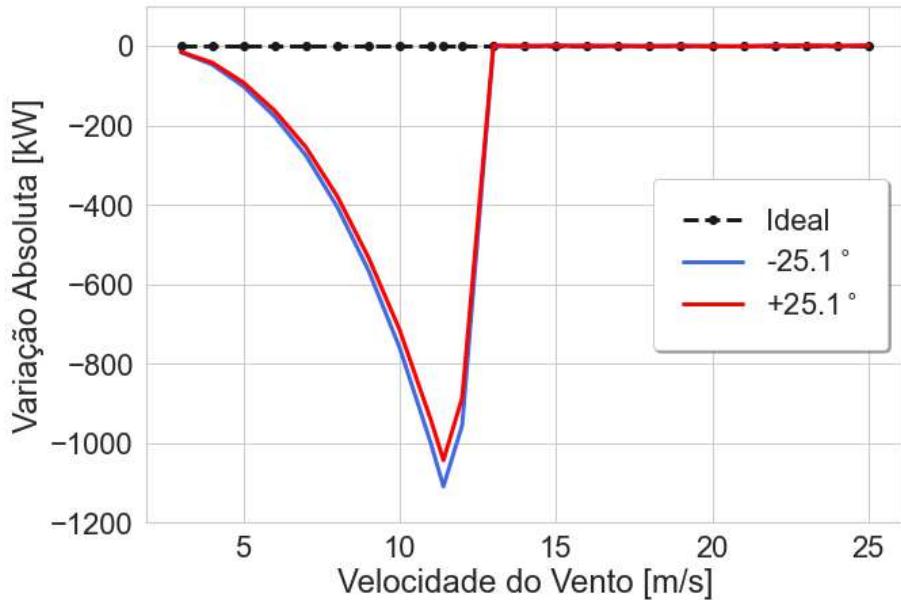


Figura 7.2: Curva de variação absoluta de potência em relação à operação ideal para desalinhamento de yaw de $-25,1^\circ$ e com $+25,1^\circ$.

Pela Figura 7.2, verifica-se uma perda de potência crescente até as proximidades da velocidade nominal, quando se chega ao máximo de perdas. Após o intervalo de 11 a 12 m/s, verifica-se redução acentuada da perda até que a geração se estabilize na potência nominal. Esse resultado está em acordo com o observado por JIA *et al.*

[36]. Observa-se também uma pequena diferença entre as curvas de -25.1° e $+25.1^\circ$, que é máxima em termos absolutos também no intervalo de 11 a 12 m/s.

Devido ao desalinhamento de yaw , conforme apresentado no Capítulo 4, há uma alteração nos fatores de indução axiais agindo sobre cada seção das pás em relação ao caso alinhado e, como consequência, alteram-se também os fatores tangenciais, ângulos de incidência do vento e os coeficientes de arrasto e sustentação. Com isso, as forças resultantes sobre as pás serão alteradas, refletindo por fim no torque entregue pelo rotor ao eixo de baixa rotação e na potência gerada. Esse efeito pode ser observado na Figura 7.3, que apresenta o comportamento da força tangencial resultante sobre seções da pá 1 em função do ângulo de azimute. As curvas dos casos desalinhados apresentam uma amplitude de valores mais amplo que o caso alinhado, porém com médias menores, conforme Tabela 7.2. Com isso, o torque resultante e, por consequência, a geração são menores nos casos desalinhados.

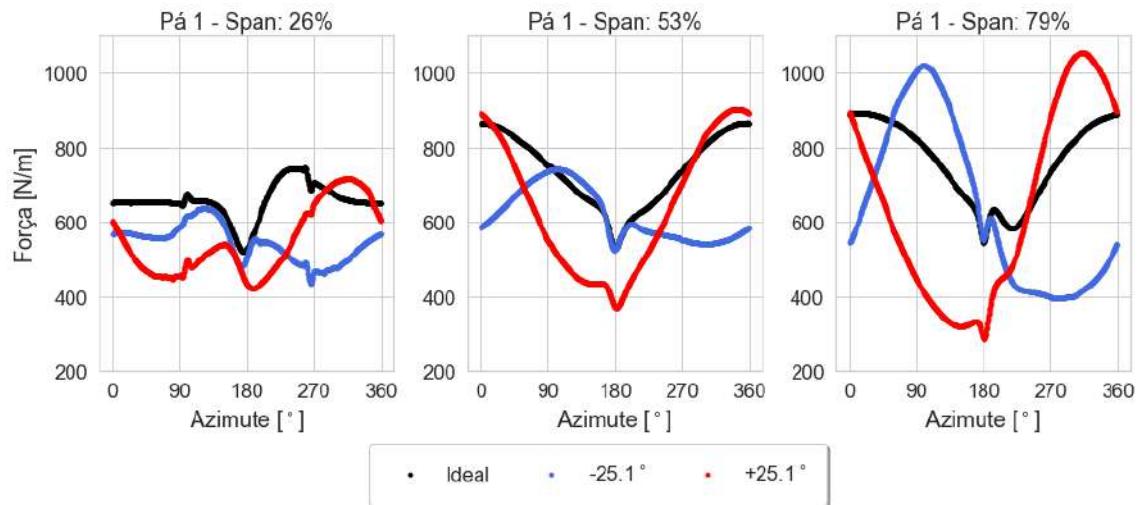


Figura 7.3: Comportamento da força tangencial ao plano de rotação, por unidade de comprimento, para seções da pá 1 nas posições 26%, 53% e 79% do comprimento da pá a partir da raíz, em função do ângulo de azimute. Vento de 12 m/s.

Tabela 7.2: Valor médio em regime permanente para força tangencial por unidade de comprimento e para o torque sobre o eixo de baixa velocidade. Comparação do desalinhamento de yaw para vento de 12 m/s.

	Ideal	$-25,1^\circ$	$+25,1^\circ$
F_{tg} Pá 1 - Span: 26% [N/m]	657	542	558
F_{tg} Pá 1 - Span: 53% [N/m]	752	616	652
F_{tg} Pá 1 - Span: 79% [N/m]	776	623	667
M_{e1}^{eixo} [kN.m]	4180	3472	3526

Essas alterações na curva de potência provocam impactos diferentes na produção de energia anual conforme a distribuição de probabilidades do recurso eólico considerado. Ao se confrontar as distribuições indicadas na Figura 6.8 com as curvas da Figura 7.1, obtém-se os resultados de produção anual de energia indicados na Figura 7.4.

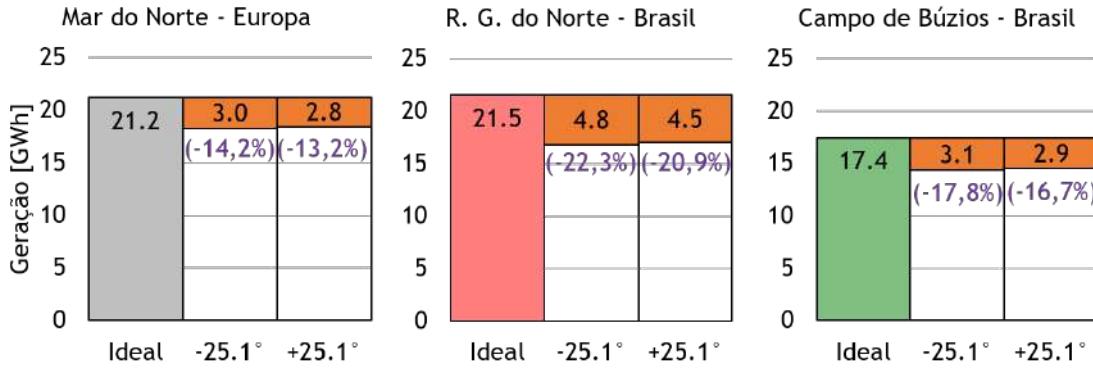


Figura 7.4: Produção anual de energia para três localidades e cenários operacionais: operação ideal, com desalinhamento de *yaw* de $-25,1^\circ$ e com $+25,1^\circ$.

Observa-se que, embora a geração anual seja semelhante no Mar do Norte e no litoral potiguar, pelo fato da distribuição desta última ser mais concentrada numa faixa ao redor de 9 m/s, justamente onde estão concentradas as perdas decorrentes dos erros de orientação, verifica-se que o aerogerador no mar do nordeste brasileiro produziria menos na condição não ideal do que os aerogeradores na Europa. Em relação às perdas anuais, o desalinhamento considerado provocaria uma perda aproximada de 14% no Mar do Norte, 22% no Rio Grande do Norte e 18% no Campo de Búzios.

Do ponto de vista da fadiga, pode-se analisar o carregamento para dano equivalente de fadiga valendo-se das rosas de carregamentos, dando atenção especial ao valor máximo obtido. Para tanto, tomam-se como entradas os momentos que agem no plano das seções críticas (raízes das pás, rolamento principal do eixo de baixa rotação, topo e base da torre), conforme Figura 7.5. Nesta, apresentam-se apenas os resultados para o vento do Mar do Norte, sendo que nas demais localidades verifica-se comportamento semelhante, conforme verificado no Apêndice A.

Nota-se que, diferentemente do que se observa na curva de potência, o dano por fadiga não é simétrico em relação à direção do erro. Para as raízes das pás, nota-se que o carregamento equivalente para desalinhamento de $+25.1^\circ$ se tornou mais uniformemente distribuídos entre as direções em comparação ao caso ideal, com aumento no entorno da direção i_2 (90° , cujo vetor está contido na superfície varrida pela pá em rotação) e redução próximo à i_1 (0° , cujo vetor é normal à superfície varrida pela pá em rotação), sendo esta última a direção que passa a sofrer maior

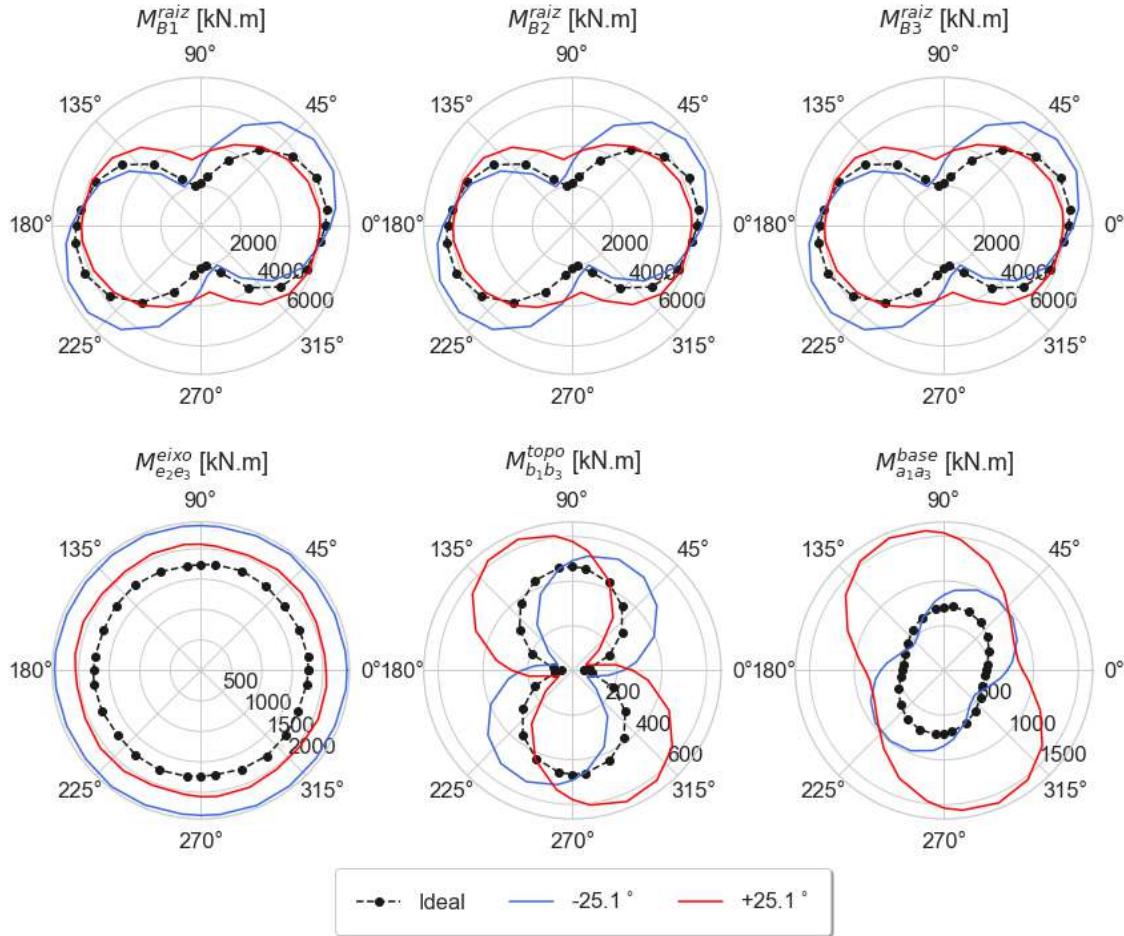


Figura 7.5: Carregamentos equivalentes para o Mar do Norte considerando os cenários operacionais: operação ideal, com desalinhamento de *yaw* de $-25,1^\circ$ e com $+25,1^\circ$.

dano. No desalinhamento de $-25,1^\circ$, a direção de maior dano passa a estar ao redor de 23° , ou seja, verifica-se uma rotação de cerca de 15° em relação ao caso ideal. Além disso, nota-se que há um agravamento da fadiga em relação ao caso ideal.

Para o eixo, ambas as condições de desalinhamento geram aumento dos danos de modo semelhante em todas as direções, sendo a situação de $-25,1^\circ$ a mais prejudicial, na qual o momento fletor equivalente é maior. No topo e na base da torre, os resultados se invertem em relação aos anteriores, com maior criticidade para o desalinhamento de $+25,1^\circ$ frente ao de $-25,1^\circ$. Nestes últimos, nota-se que a direção em que o momento resultante é maior é sempre normal à orientação do rotor (ângulo de *yaw* acrescido de 90°), que é também a direção do empuxo exercido pelo vento sobre o rotor.

Considerando os máximos obtidos para o plano e para os carregamentos normais ao plano, obtém-se os resultados consolidados indicados na Tabela 7.3 e Figura 7.6. Verifica-se que ocorre uma variação pequena para o carregamento equivalente re-

ferente aos momentos torsóres nas pás, com resultados semelhantes para as três. Para a flexão nas raízes das pás, o carregamento equivalente cresceu mais de 10% no desalinhamento negativo e reduziu em torno de 6% no positivo.

No eixo, o momento equivalente da flexão se intensifica com o desalinhamento de *yaw* em ambas as direções, como já verificado na Figura 7.5. Já do ponto de vista da torção, o carregamento equivalente aumenta mais de 10% para o desvio negativo de *yaw* e cai num percentual semelhante para o desvio positivo.

Na torre, por sua vez, nota-se que o DEL associado à torção aumenta mais de 45% com o desalinhamento de $-25,1^\circ$ e sobe cerca de 70% com erro no sentido oposto. Os momentos fletores no topo e na base possuem comportamento semelhante, aumentando em ambas as situações de desalinhamento, porém sendo mais críticos no caso positivo. Destaca-se a amplificação do carregamento equivalente de fadiga na base da torre nesta última condição, na qual o DEL mais que dobra frente ao caso ideal.

Tabela 7.3: Carregamentos para dano equivalente de fadiga para seções críticas e desalinhamento de *yaw*, com vento característico do Mar do Norte.

		Ideal	$-25,1^\circ$	$+25,1^\circ$
Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6351	7173	5975
	$M_{i_3^{B1}}^{raiz}$ [kN.m]	91	99	94
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6352	7168	5976
	$M_{i_3^{B2}}^{raiz}$ [kN.m]	91	99	94
Pá 3	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	6350	7168	5975
	$M_{i_3^{B3}}^{raiz}$ [kN.m]	91	99	94
Eixo	$M_{e_2e_3}^{eixo}$ [kN.m]	1770	2404	2086
	$M_{e_1}^{eixo}$ [kN.m]	47	52	41
Torre	$M_{b_1b_3}^{topo}$ [kN.m]	466	539	636
	$M_{b_2}^{topo}$ [kN.m]	323	468	549
	$M_{a_1a_3}^{base}$ [kN.m]	720	990	1601

7.1.2 Desbalanceamento aerodinâmico pelo *pitch*

A análise determinística para o desbalanceamento aerodinâmico do rotor por erro no ângulo de *pitch* considera três situações, duas em que à desvio no ângulo de apenas uma das pás e uma terceira em que duas pás (pá 1 e 3) possuem erro de mesma intensidade e sentidos opostos.

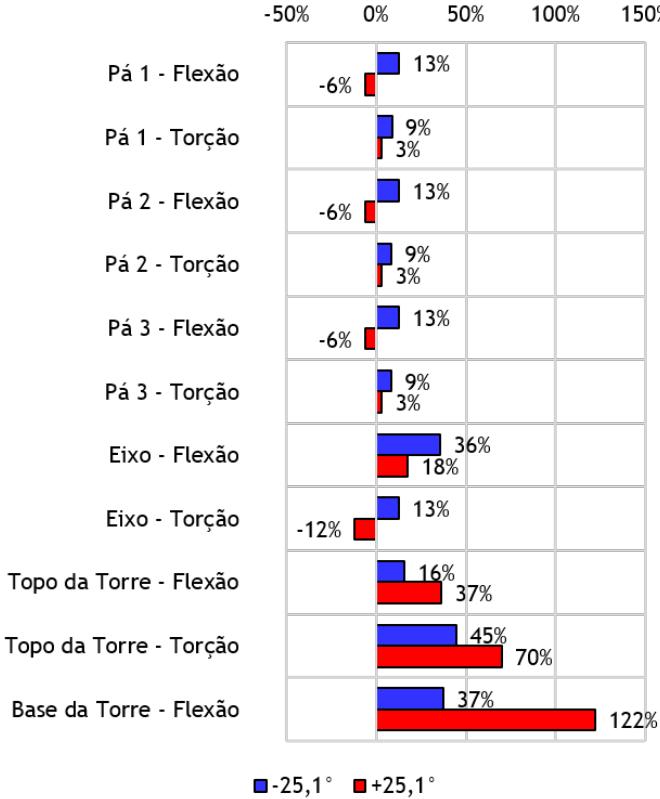


Figura 7.6: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desalinhamento de *yaw*, com vento característico do Mar do Norte.

Novamente, o primeiro resultado analisado é a curva de potência, conforme Figuras 7.7 e 7.8. Nota-se por ambas que o desbalanceamento por erros de *pitch* nas pás 1 e 3 apresenta uma perda de potência ligeiramente superior ao caso em que a pá 1 possui erro positivo. No caso de erro negativo da pá 1, verificam-se as menores perdas deste conjunto de análises. Assim como no caso do desalinhamento de *yaw*, aqui também a perda de potência é crescente a partir do cut-in e atinge o máximo entre 11 e 12 m/s, tornando-se nula para velocidades superiores a 13 m/s.

O efeito do offset introduzido para o ângulo de *pitch* nas pás são alterações sobre fatores de indução, ângulos de ataque e de incidência do vento relativo aos elementos da pá e coeficientes de sustentação e arrastos. Ou seja, observa-se que os carregamentos aerodinâmicos sobre as pás irão se distanciar em relação ao caso ideal, principalmente na faixa em que o controle ativo de passo (*pitch*) não está atuante (abaixo da velocidade nominal). A Figura 7.9 mostra o deslocamento na intensidade da força tangencial sobre seções localizadas em 26%, 53% e 79% do comprimento das pás para vento de 11 m/s. Nos aerofólios mais próximos à raiz, verifica-se que o offset positivo do *pitch* gera aumento da força tangencial enquanto o offset negativo gera uma redução. Nas seções intermediárias, o efeito é inverso em relação às seções iniciais. Por fim, nos elementos mais distantes da raiz, observa-se

Tabela 7.4: Situações determinísticas em estudo para o erro de *pitch*.

	Ideal	Pá 1 com erro < 0	Pá 1 com erro > 0	Pá 1 e Pá 3 opostas
Erro de <i>Yaw</i> ($^{\circ}$)	0	0	0	0
Pá 1	Erro de <i>Twist</i> ($^{\circ}$)	0,106	0,106	0,106
	Erro de <i>Pitch</i> ($^{\circ}$)	0	-4,2	+4,2
	Massa (ton)	17,74	17,74	17,74
Pá 2	Erro de <i>Twist</i> ($^{\circ}$)	0,106	0,106	0,106
	Erro de <i>Pitch</i> ($^{\circ}$)	0	0	0
	Massa (ton)	17,74	17,74	17,74
Pá 3	Erro de <i>Twist</i> ($^{\circ}$)	0,106	0,106	0,106
	Erro de <i>Pitch</i> ($^{\circ}$)	0	0	+4,2
	Massa (ton)	17,74	17,74	17,74

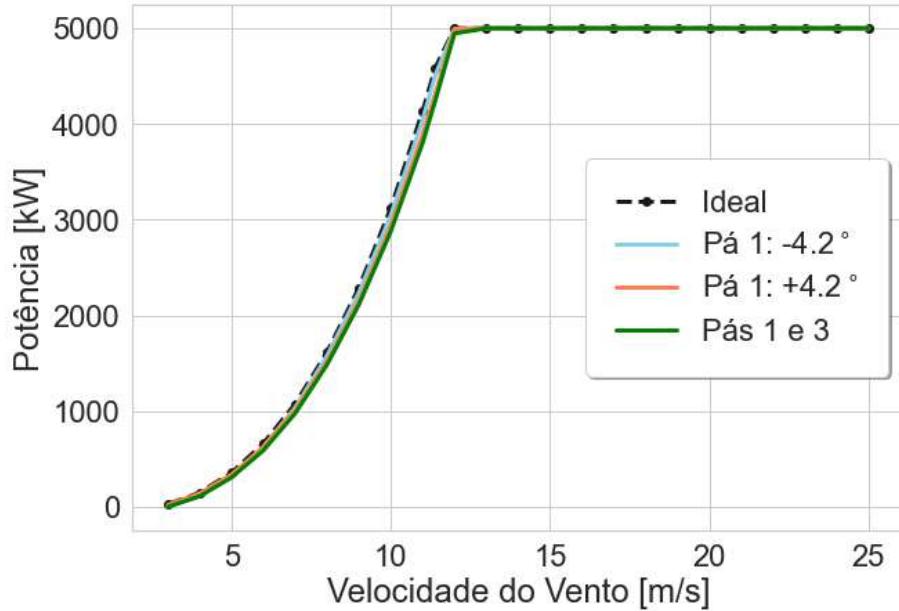


Figura 7.7: Curva de potência comparando operação ideal e em três situações com desalinhamento de *pitch*.

redução da força independente do sentido do offset. A pá 2, que não possui offset, apresenta diferenças menores quando se compararam simulações com erro de passo e a simulação do caso ideal. Da superposição de efeitos ao longo da pás e para as três pás, tem-se uma queda no torque entregue ao eixo de baixa velocidade e, como consequência, na potência gerada, conforme apresentado na Figura 7.11.

A Figura 7.10, por sua vez, traz a condição em que o sistema de controle de

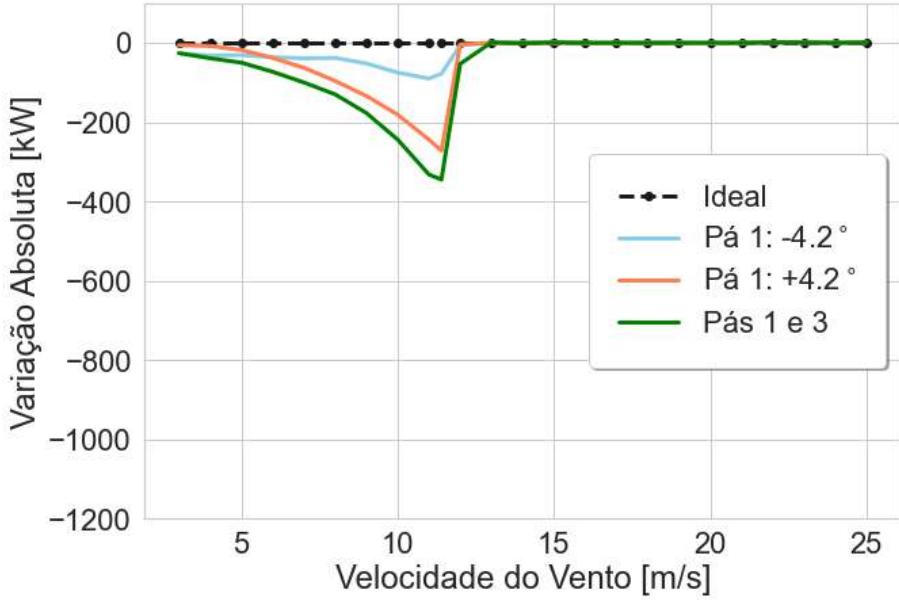


Figura 7.8: Curva de variação absoluta de potência em relação à operação ideal para três situações de desalinhamento de *pitch*.

passo está atuante. Nessa fase, todas as pás e todas as seções apresentam o mesmo ângulo de *pitch*, conforme lógica de controle do aerogerador de referência do NREL. Agora, para todas as pás, a força tangencial nas seções próximas à raiz apresentam comportamento semelhante ao caso base independentemente do offset. Para as seções intermediária e mais próxima da ponta, tem-se que no caso de apenas a pá 1 possuir desvio negativo de *pitch*, a pá 1 apresenta força tangencial superior ao caso de referência e as demais pás apresentam valores inferiores. Na situação em que apenas a pá 1 apresenta offset positivo, a força tangencial atuante nas seções é menor que a referência na pá 1 e maior nas pás 2 e 3. Já na situação em que pá 1 tem offset negativo e pá 3, positivo, as seções intermediárias e da extremidade de fora possuem forças tangenciais mais elevadas na pá 1, praticamente iguais à referência na pá 2 e menores na pá 3. Nos três casos, a resultante de torque sobre o eixo acaba se mantendo próximo ao valor de referência, o que leva a potência a ser semelhante também, conforme apresentado na Figura 7.11.

Passando-se para a análise de fadiga, observa-se na Figura 7.12 que o carregamento equivalente de fadiga para a flexão na raiz das pás não apresenta grande distanciamento em relação ao caso ideal. Do ponto de vista da distribuição ao longo da seção, não se observa alteração na direção mais crítica em nenhuma das pás e caso analisado. Com relação à intensidade máxima dos momentos de flexão equivalentes nas pás, verificam-se diferenças a depender da pá afetada pelos offsets de *pitch*. Quando apenas a pá 1 apresenta um offset negativo, observa-se maior carregamento equivalente na pá 1 em relação à referência enquanto as pás 2 e 3 permanecem com valores semelhantes ao caso ideal. Se a pá 1 apresenta posi-

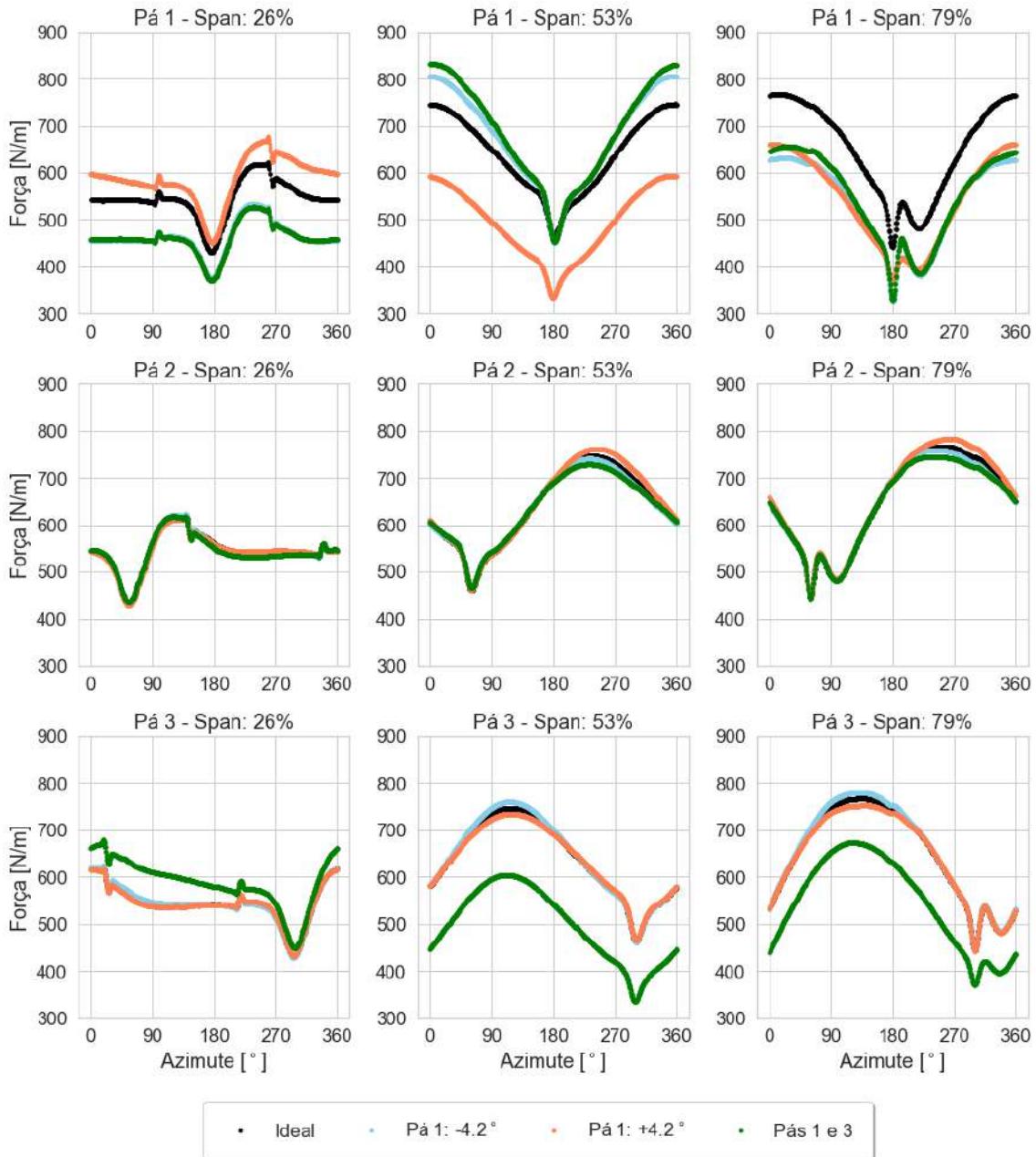


Figura 7.9: Força tangente por unidade de comprimento para três elementos das pás. Vento de 11 m/s.

tivo, o momento fletor equivalente máximo na mesma diminui enquanto nas demais permanece praticamente inalterado. Já no caso em que a pá 1 e pá 3 possuem offsets negativo e positivo, respectivamente, o carregamento na primeira aumenta em relação à referência, o da segunda se mantém estável e o da terceira é reduzido.

Para o eixo de baixa velocidade, não são observadas alterações relevantes frente ao caso sem offsets. No caso da torre, embora direção principal e distribuição polar dos carregamentos equivalentes se mantenham similares ao caso ideal, a amplitude dos carregamentos equivalentes se intensificam. Tanto no topo quanto na base,

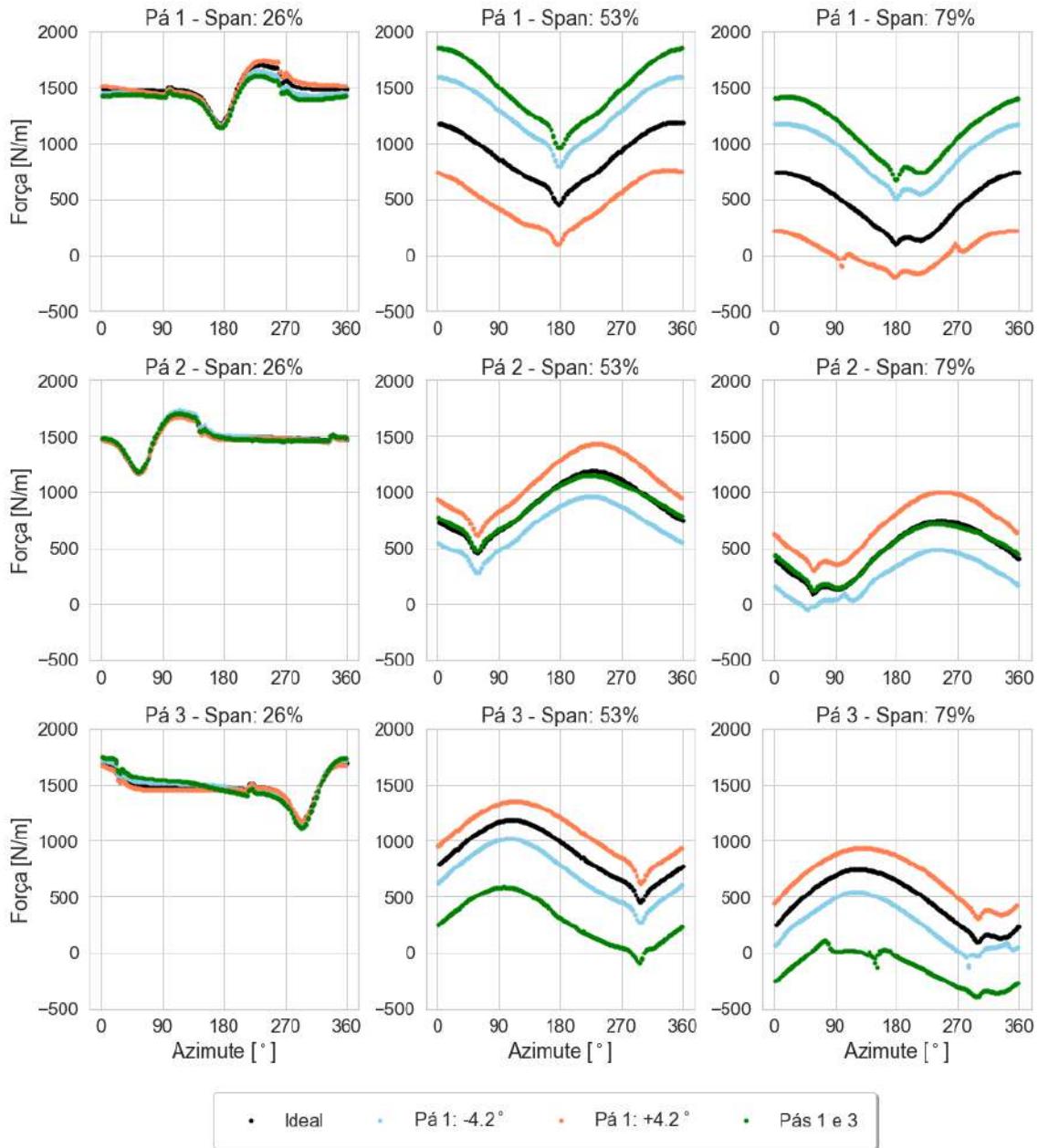


Figura 7.10: Força tangente por unidade de comprimento para três elementos das pás. Vento de 18 m/s.

verifica-se que a junção de offset de mesma intensidade e sinais opostos (caso "Pás 1 e 3") leva a carregamentos muito superiores ao caso de referência.

A Tabela 7.5 e a Figura 7.13 trazem a visão dos DELs tanto associados aos carregamentos no plano quanto normais a ele para as seções de interesse. Os carregamentos equivalentes de flexão nas raízes das pás não tiveram variação relevante enquanto o momento torsor equivalente chegou a ultrapassar 30% de aumento na pá 1 no caso de pás 1 e 3 com erros opostos. Para o eixo, o DEL para o momento fletor na seção do rolamento principal não chegou a apresentar variação relevante,

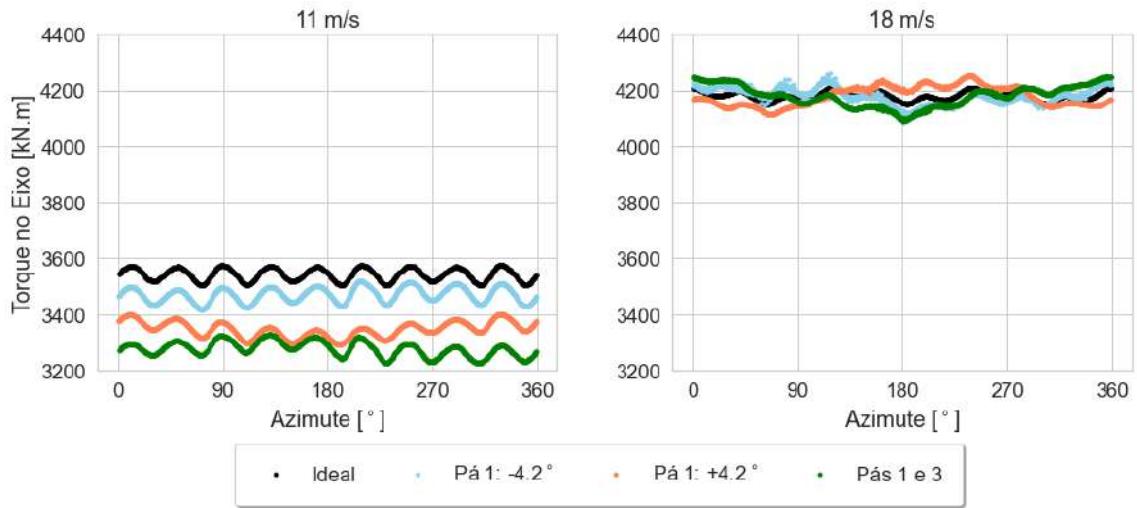


Figura 7.11: Torque no eixo para vento com velocidades de 11 m/s e 18 m/s em função do ângulo de azimute.

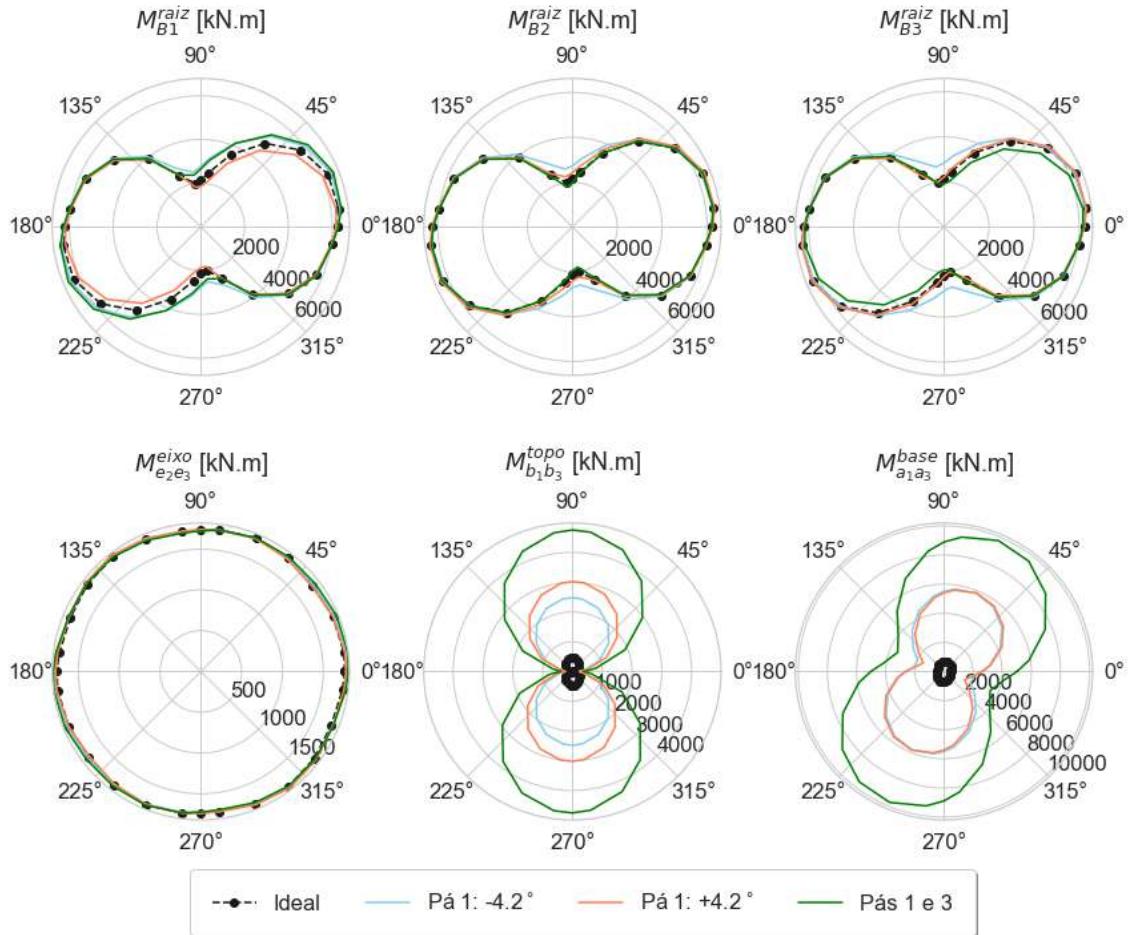


Figura 7.12: Carregamentos equivalentes para o Mar do Norte considerando os cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de *pitch*.

Tabela 7.5: Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de *pitch*, com vento característico do Mar do Norte.

		Ideal	Pá 1: -4,2°	Pá 1: +4,2°	Pás 1 e 3
Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6351	6454	6235	6552
	$M_{i_3^{B1}}^{raiz}$ [kN.m]	91	117	73	120
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6352	6319	6397	6335
	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	91	91	95	95
Pá 3	$M_{i_3^{B2}}^{raiz}$ [kN.m]	6350	6328	6369	6218
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	91	91	95	73
Eixo	$M_{e_2e_3}^{eixo}$ [kN.m]	1770	1796	1798	1816
	$M_{e_1}^{eixo}$ [kN.m]	47	74	54	65
Torre	$M_{b_1b_3}^{topo}$ [kN.m]	466	2479	3019	4752
	$M_{b_2}^{topo}$ [kN.m]	323	2706	2549	4365
	$M_{a_1a_3}^{base}$ [kN.m]	720	5810	5840	9737

enquanto o DEL para a torção cresceu mais de 45% nos casos em que a pá 1 apresentou offset negativo para o *pitch*.

Novamente, verifica-se que a situação não ideal possui um efeito mais grave sobre as seções da torre. Conforme Figura 7.14, verifica-se que o momento fletor M_{b3}^{topo} apresenta amplitude pico a pico maior nos casos com offset de *pitch* frente ao caso de referência que inclusive se intensifica para velocidades maiores de vento. Isso aumenta os danos por fadiga sobre a estrutura, reduzindo a vida útil. Na base, os efeitos são ainda mais graves, com carregamento equivalente de flexão atingindo valor aproximadamente 13 vezes maior que no caso ideal. É importante ressaltar, no entanto, que o aumento expressivo do DEL na torre em relação ao caso ideal não indica necessariamente que a estrutura sofreria uma falha prematura, dado que as normas de projeto [75, 126] prevem diversas condições extremas e afastadas da operação ideal nas quais os componentes devem sobreviver.

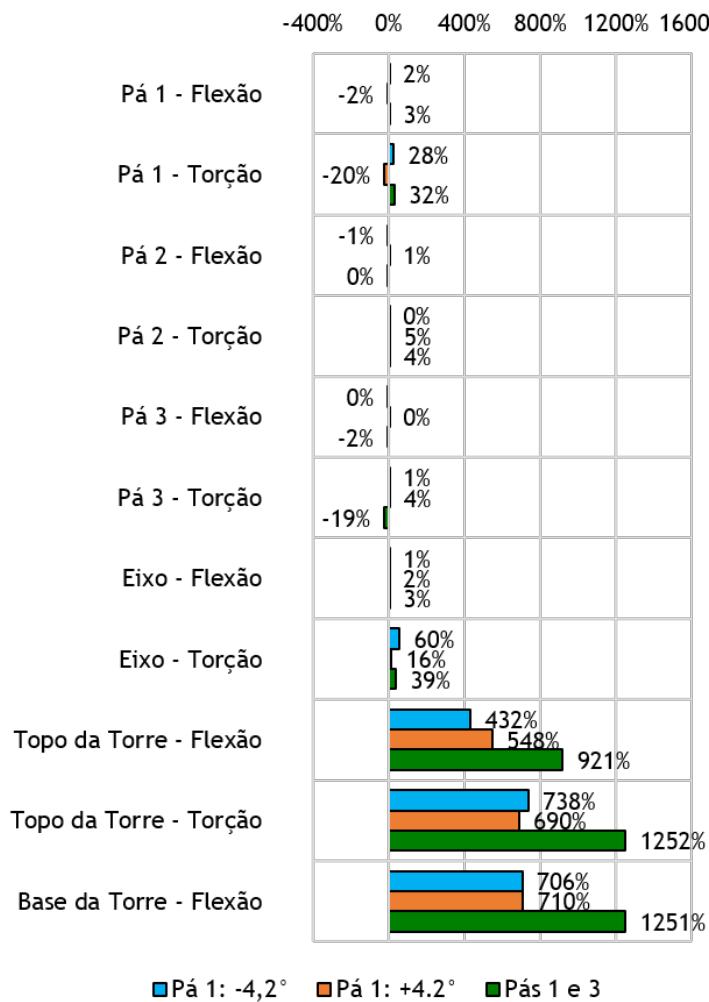


Figura 7.13: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de *pitch*, com vento característico do Mar do Norte.

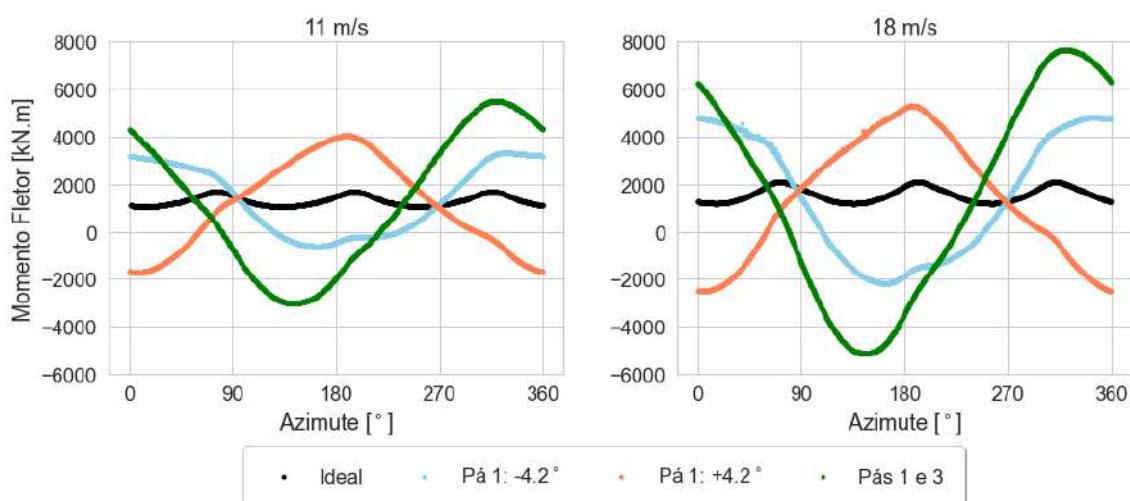


Figura 7.14: Momento de flexão *fore/aft* no topo da torre (M_{b3}^{topo}) para cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de *pitch*, considerando vento de 11 m/s.

7.1.3 Desbalanceamento aerodinâmico pelo *twist*

A variação do *twist* se dá de modo semelhante ao adotado para o ângulo de passo, ou seja, variando-se o ângulo pré-definido das seções da pá. Todavia, diferentemente do *pitch*, em que o giro é o mesmo para todas as seções, no caso do *twist* esse giro varia linearmente entre o valor máximo (na ponta livre da pá) e zero, na raiz da pá. Na Tabela 7.6, o erro indicado é o máximo, localizado na ponta da pá. Assim como no caso anterior, adotam-se três situações não ideais para a análise determinística: pá 1 com erro de *twist* negativo, pá 1 com erro positivo e pás 1 e 3 com erros de mesma intensidade e sinais opostos.

Tabela 7.6: Situações determinísticas em estudo para o erro de *twist*.

		Ideal	Pá 1 com erro < 0	Pá 1 com erro > 0	Pá 1 e Pá 3 opostas
Erro de Yaw (°)		0	0	0	0
Pá 1	Erro de <i>Twist</i> (°)	0,106	-1,79	2,00	-1,79
	Erro de <i>Pitch</i> (°)	0	0	0	0
	Massa (ton)	17,74	17,74	17,74	17,74
Pá 2	Erro de <i>Twist</i> (°)	0,106	0,106	0,106	0,106
	Erro de <i>Pitch</i> (°)	0	0	0	0
	Massa (ton)	17,74	17,74	17,74	17,74
Pá 3	Erro de <i>Twist</i> (°)	0,106	0,106	0,106	2,00
	Erro de <i>Pitch</i> (°)	0	0	0	0
	Massa (ton)	17,74	17,74	17,74	17,74

Primeiramente, verificaram-se os efeitos dos erros sobre a curva de potência do aerogerador através da Figura 7.15. Nota-se que praticamente não há perdas de potência devido aos erros de *twist*.

Do ponto de vista de fadiga, como observado nas Figuras 7.16 e 7.17 além da Tabela 7.7, os resultados possuem características semelhantes aos dos erros de *pitch*, com certa atenuação na intensidade dos carregamentos equivalentes. Como anteriormente, a flexão na raiz das pás e a seção do rolamento principal do eixo não sofrem alterações relevantes para os carregamentos equivalentes. Com relação à torção nas pás, observa-se também que quando a pá possui um desvio negativo, o DEL aumenta e, quando o desvio é positivo, o DEL cai. Os momentos equivalentes de fadiga considerados para o eixo não sofrem alteração relevante em relação ao caso base. No topo e na base da torre, observa-se uma amplificação dos carregamentos

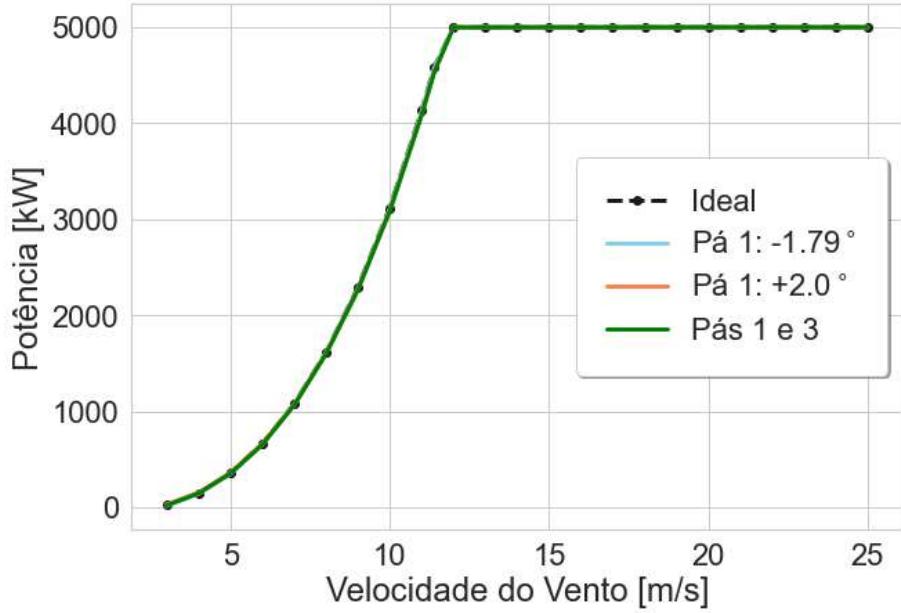


Figura 7.15: Curva de potência comparando operação ideal e em três situações com desalinhamento de *Twist*.

Tabela 7.7: Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de *twist*, com vento característico do Mar do Norte.

		Ideal	Pá 1: -1.79°	Pá 1: +2.0°	Pás 1 e 3
Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6351	6377	6318	6395
	$M_{i_3^{B1}}^{\text{raiz}}$ [kN.m]	91	100	84	102
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6352	6339	6367	6349
	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	91	91	92	92
Pá 3	$M_{i_3^{B2}}^{\text{raiz}}$ [kN.m]	6350	6344	6357	6311
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	91	91	93	84
Eixo	$M_{e_2 e_3}^{\text{eixo}}$ [kN.m]	1770	1771	1779	1779
	$M_{e_1}^{\text{eixo}}$ [kN.m]	47	51	47	51
Torre	$M_{b_1 b_3}^{\text{topo}}$ [kN.m]	466	1019	1254	1907
	$M_{b_2}^{\text{topo}}$ [kN.m]	323	1114	926	1625
	$M_{a_1 a_3}^{\text{base}}$ [kN.m]	720	2682	2549	3770

equivalentes tanto de flexão quanto de torção. Tais DELs são os mais afetados pelo desbalanceamento aerodinâmico pelo erro de *twist*.

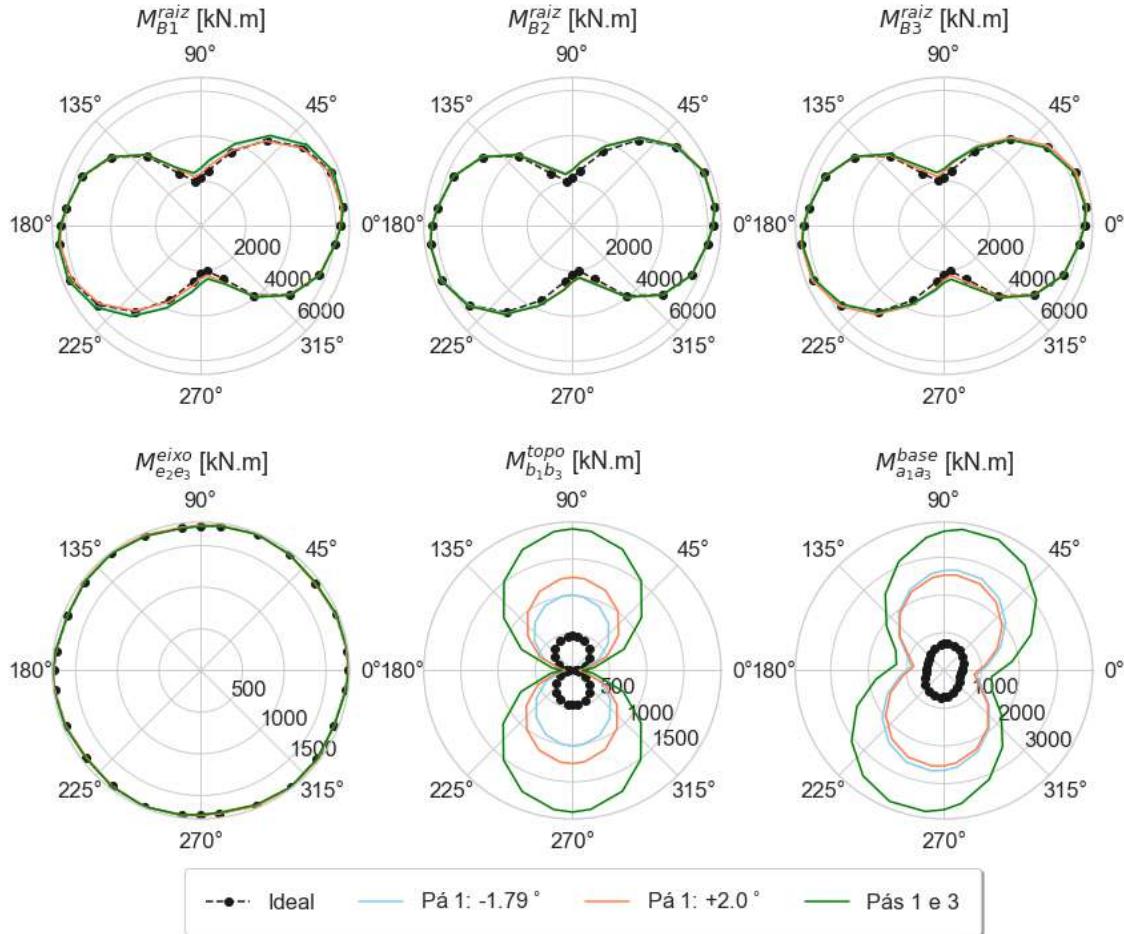


Figura 7.16: Carregamentos equivalentes de fadiga para o Mar do Norte considerando os cenários de operação ideal e com erros de *twist*.

7.1.4 Desbalanceamento mecânico

Nesse caso, são analisadas situações em que a massa total de uma ou mais pás desvia-se do valor nominal. As situações determinísticas avaliadas consideram a pá 1 com massa inferior à nominal, a pá 1 com massa superior, e as pás 1 e 3 com desvios de mesma intensidade e opostos em relação à massa nominal das pás. Os dados de entrada para as situações analisadas constam na Tabela 7.8.

Assim como no caso do *twist*, o desbalanceamento de massas entre as pás do aerogerador não se refletiu em alteração na curva de potência do aerogerador, conforme verificado na Figura 7.18.

No caso da fadiga, a análise das Figuras 7.19 e 7.20 e da Tabela 7.9 mostra que o desbalanceamento provoca efeitos pouco expressivos relacionados aos carregamentos equivalentes de flexão e de torção nas pás. Nota-se apenas que quando a pá está mais leve, o DEL máximo tende a ser ligeiramente menor e quando a mesma está mais pesada, observa-se uma pequena elevação do DEL máximo em relação à

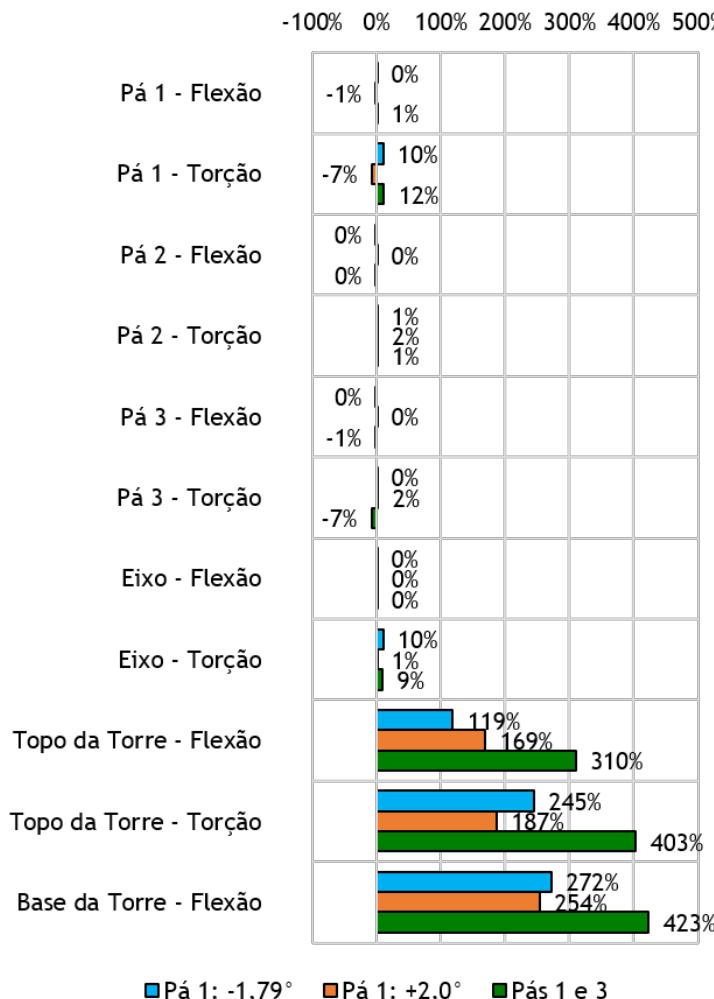


Figura 7.17: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de *twist*, com vento característico do Mar do Norte.

situação de massa nominal.

Para o eixo, o carregamento cíclico de flexão mantém-se muito próximo ao observado no caso de referência no plano do mancal principal. O DEL relacionado ao torque, por sua vez, aumenta junto com o desbalanceamento mecânico, sendo cerca 3 vezes maior no caso de desvios nas pás 1 e 3. Esse resultado é consequência do aumento da amplitude pico a pico de oscilação do torque, conforme Figura 7.21.

Na torre, verifica-se aumento dos carregamentos equivalentes de flexão e torção com o desbalanceamento mecânico. A maior intensidade é observada para a flexão na base da torre, na qual se verifica um aumento superior a 700% no caso de desvios nas massas das pás 1 e 3.

Tabela 7.8: Situações determinísticas em estudo para o erro de massa das pás.

	Ideal	Pá 1 mais leve	Pá 1 mais pesada	Pá 1 e Pá 3 opostas
Erro de Yaw ($^{\circ}$)	0	0	0	0
Pá 1	Erro de Twist ($^{\circ}$)	0,106	0,106	0,106
	Erro de Pitch ($^{\circ}$)	0	0	0
	Massa (ton)	17,74	16,85	18,22
Pá 2	Erro de Twist ($^{\circ}$)	0,106	0,106	0,106
	Erro de Pitch ($^{\circ}$)	0	0	0
	Massa (ton)	17,74	17,74	17,74
Pá 3	Erro de Twist ($^{\circ}$)	0,106	0,106	0,106
	Erro de Pitch ($^{\circ}$)	0	0	0
	Massa (ton)	17,74	17,74	17,74
				18,22

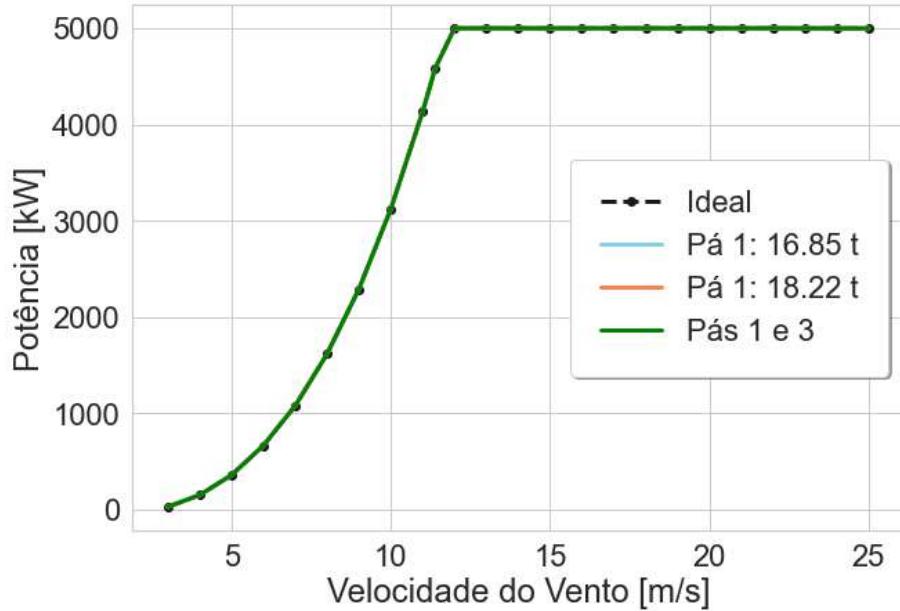


Figura 7.18: Curva de potência comparando operação ideal e em três situações com desbalanceamento de massas.

7.2 Propagação de Incertezas

Nesse item serão apresentados os resultados da propagação de incertezas conforme as distribuições de probabilidades associadas às condições não ideais de operação apresentadas no Capítulo 6. Serão indicadas as análises de desbalanceamento aerodinâmico e mecânico considerando as três pás. No Apêndice B são apresentados os

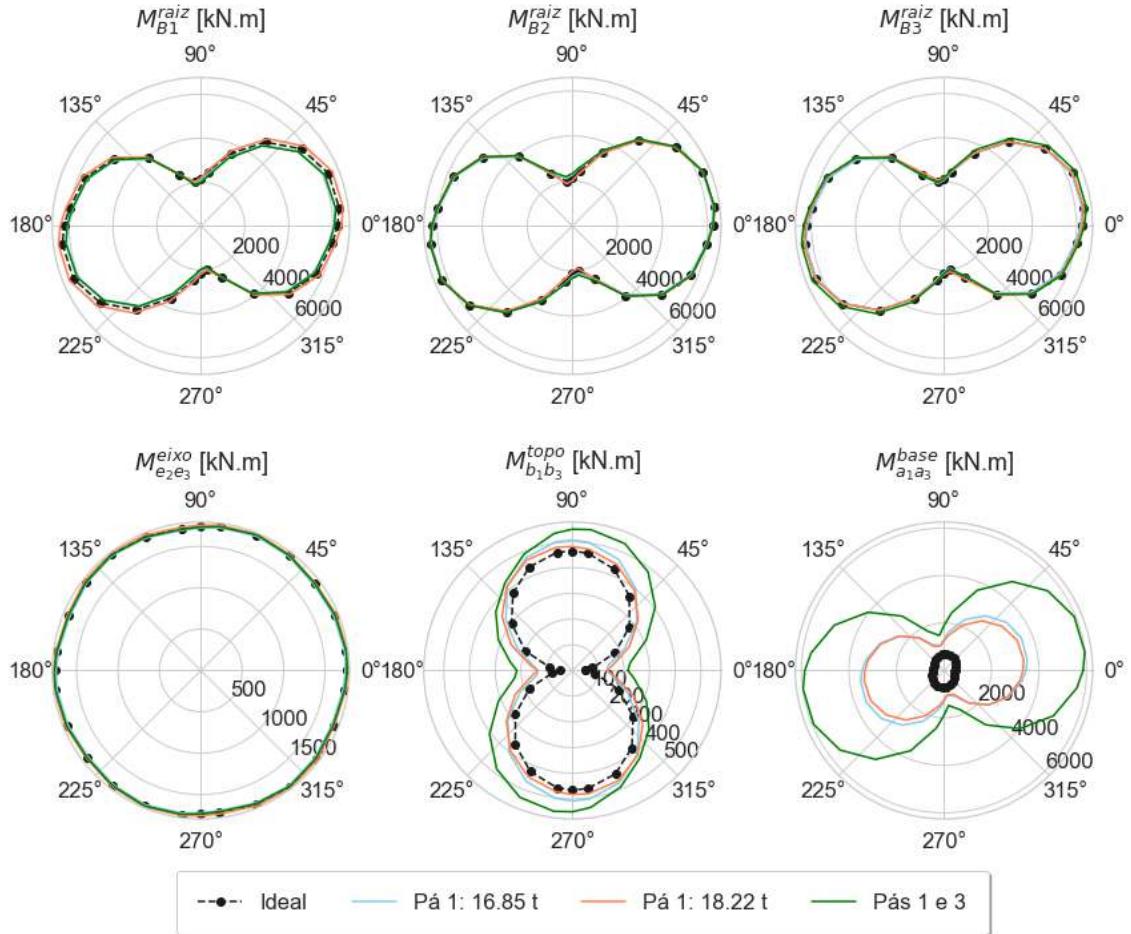


Figura 7.19: Carregamentos equivalentes para o Mar do Norte considerando os cenários de operação ideal e com desbalanceamento entre as massas das pás.

resultados para a análise de incertezas associadas apenas à pá 1.

As curvas de potência considerando cada não idealidade individualmente e o caso com sobreposição de todas podem ser visualizadas na Figura 7.22. Na Figura 7.23, observa-se a diferença para o caso de referência. A curva tracejada em preto representa o caso ideal, a curva tracejada em azul é a curva média e a envoltória representa o intervalo de 95% de confiança.

Primeiramente, nota-se que o desalinhamento de *twist* e desbalanceamento de *massas* entre as pás não produzem efeito relevante sobre a curva de potência. Incertezas associadas aos desvios nos ângulos de *pitch* das pás e, principalmente, na orientação do rotor resultam em uma dispersão crescente da potência gerada entre o cut-in e o intervalo entre 11 e 12 m/s, no qual se situa a velocidade nominal do aerogerador. Após esse intervalo, observa-se um afinamento da envoltória até os 14 m/s, velocidade a partir da qual nenhum parâmetro individualmente ou o conjunto provoca variação da potência gerada. No caso em que todas as incertezas são consideradas, a envoltória se alarga e a média se afasta da referência. Do comparativo

Tabela 7.9: Carregamentos equivalentes para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Mar do Norte.

		Ideal	Pá 1: 16.85 t	Pá 1: 18.22 t	Pás 1 e 3
Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6351	6169	6533	6192
	$M_{i_3^B}^{\text{raiz}}$ [kN.m]	91	89	92	90
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6352	6326	6378	6367
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	91	91	91	93
Pá 3	$M_{i_3^{B2}}^{\text{raiz}}$ [kN.m]	6350	6315	6386	6499
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	91	89	92	91
Eixo	$M_{e_2 e_3}^{\text{eixo}}$ [kN.m]	1770	1757	1791	1773
	$M_{e_1}^{\text{eixo}}$ [kN.m]	47	87	84	129
Torre	$M_{b_1 b_3}^{\text{topo}}$ [kN.m]	466	508	484	553
	$M_{b_2}^{\text{topo}}$ [kN.m]	323	351	380	457
	$M_{a_1 a_3}^{\text{base}}$ [kN.m]	720	3535	3386	5980

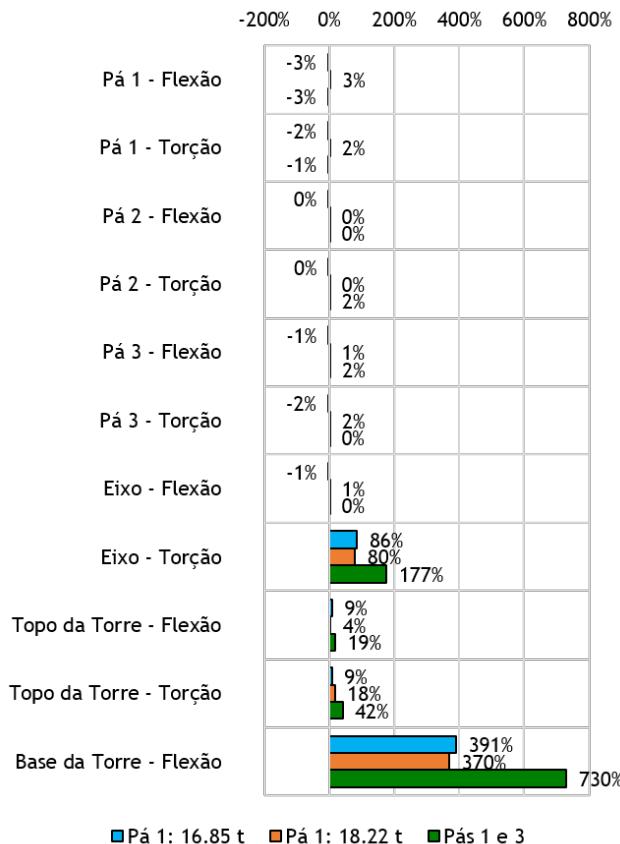


Figura 7.20: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Mar do Norte.

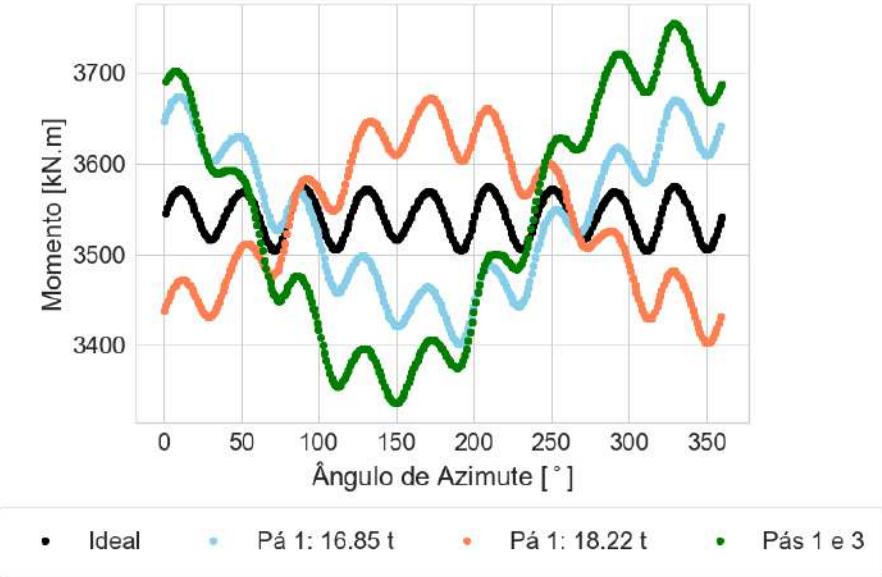


Figura 7.21: Torque no eixo (M_{eixo}^{eixo}) para cenários operacionais de referência e com desbalanceamento de massas entre as pás, considerando vento de 11 m/s.

da análise conjunto e das individuais, percebe-se que o desalinhamento do ângulo de *yaw* seria o parâmetro de maior contribuição para as perdas nas velocidades abaixo da nominal.

Do ponto de vista da média, nota-se que na análise conjunta, o distanciamento frente à linha de base é crescente até a velocidade nominal do aerogerador, quando se atinge a maior perda de potência, de aproximadamente 400 kW em 5000 kW do caso ideal (8% da nominal). Por outro lado, o extremo da envoltória representa uma perda muito maior, que pode ultrapassar 1450 kW (ou cerca de 29%) da geração nominal.

Através das curvas de potência individuais, é possível obter realizações para a geração anual sob as condições não ideais de operação e construir conjuntos de boxplots correspondentes às três localidades e respectivas distribuições de velocidade de vento em análise, como apresentado na Figura 7.24. Nas figuras, os extremos representam os limites de uma envoltória de 95% dos dados, o box delimita os quartis de 25% e 75%, o traço que divide o box é a mediana e o marcador em vermelho é a média. A Figura 7.25, por sua vez, traz os histogramas para geração anual referentes às três localidades, considerando a situação em que todos os parâmetros apresentam incertezas. Adicionalmente, a Tabela 7.10 e a Figura 7.26 apresentam a geração anual para o caso de operação ideal, o valor médio e o limite inferior do boxplot, que corresponde à probabilidade de ocorrência de 2,5%, além do valor percentual da energia não gerada.

Analizando-se o comportamento da geração em relação às variáveis incertas, verifica-se que a variação na massa e o erro no ângulo de *twist* nas pás praticamente

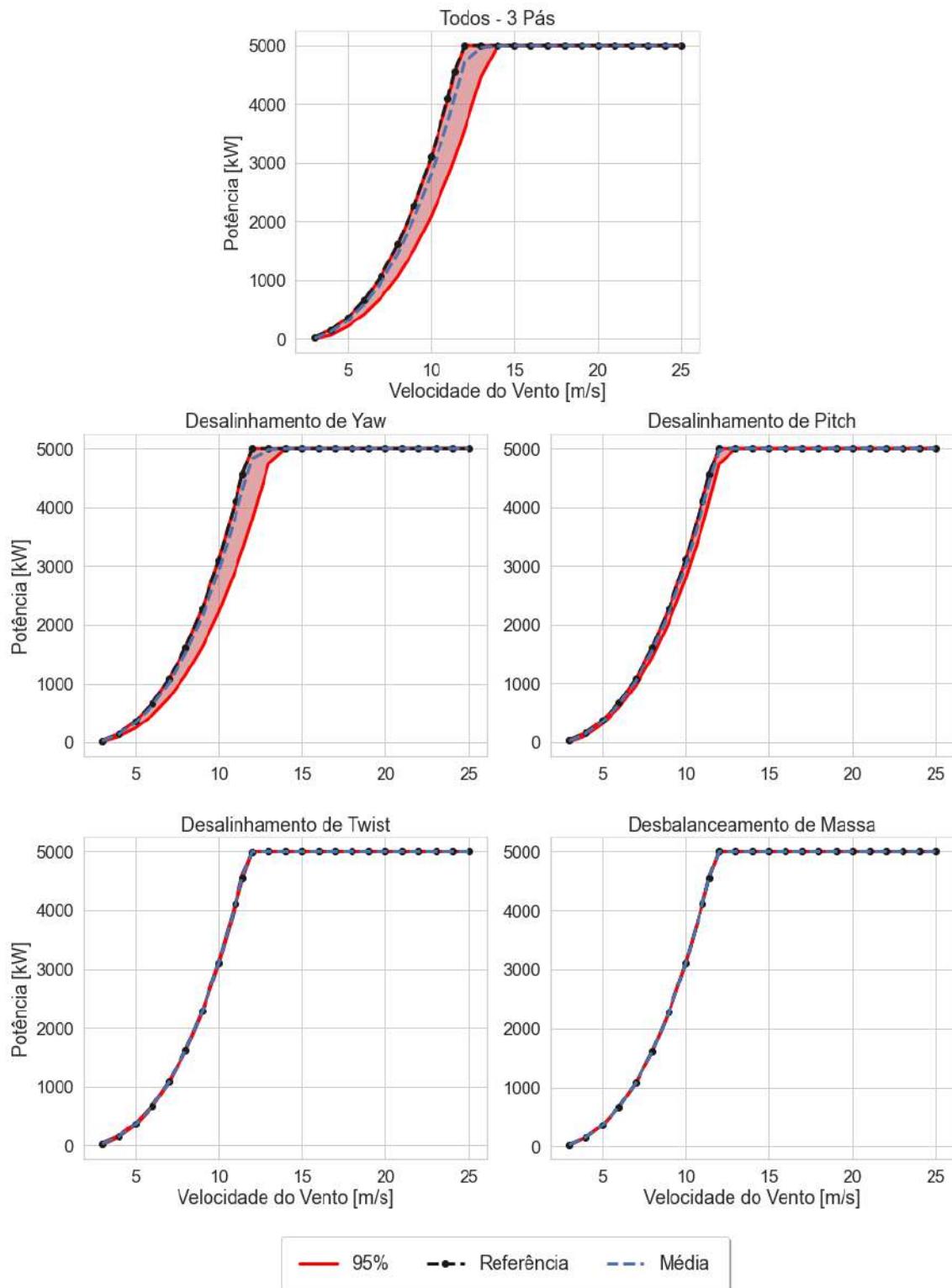


Figura 7.22: Curva de potência considerando incerteza para as três pás e para o ângulo de yaw.

não alteram a saída. No caso do erro de *pitch*, os dados estão bem concentrados ao redor da média e mediana. Como esperado pelo seu efeito nas curvas de potência,

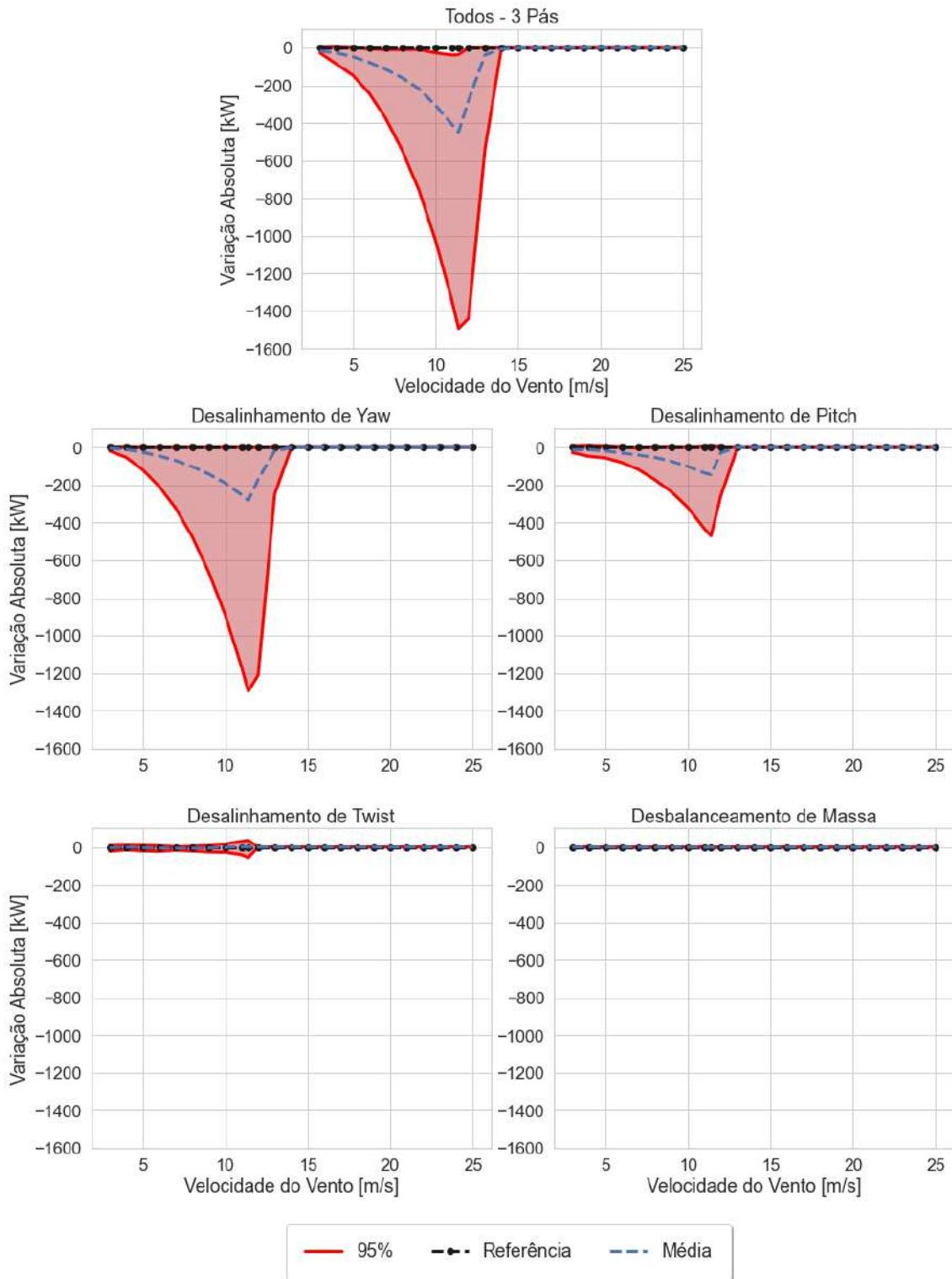


Figura 7.23: Diferenças entre a curva de potência de referência e as curvas considerando incertezas para as três pás e para o ângulo de yaw.

nota-se que o desalinhamento de yaw é o parâmetro que gera uma maior dispersão na saída, com os dados cobrindo uma faixa mais extensa. Interessante verificar que existe uma certa assimetria na distribuição dos dados, sendo que os 50% interme-

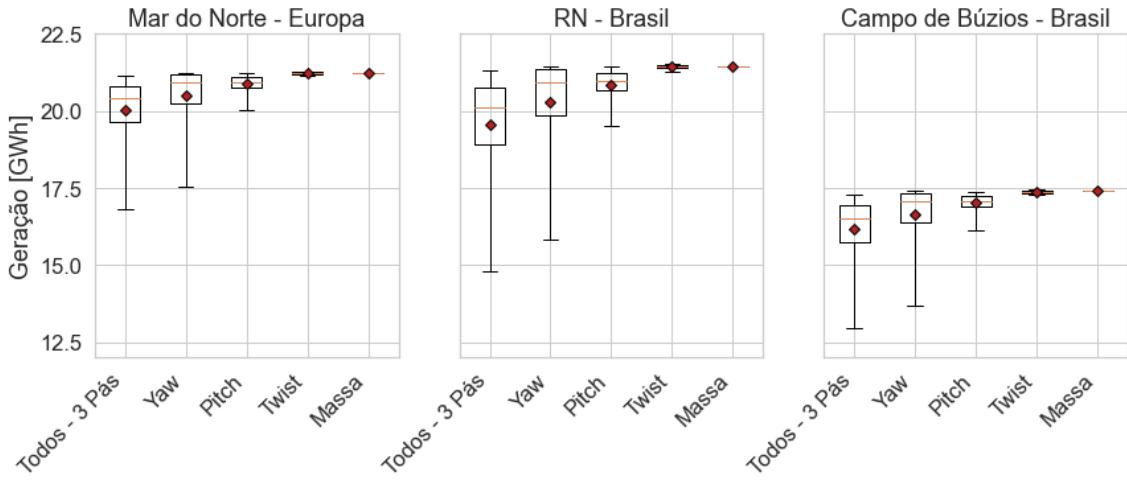


Figura 7.24: Boxplots para a geração anual considerando as variáveis incertas individualmente e em conjunto, no caso de incerteza para as três pás.

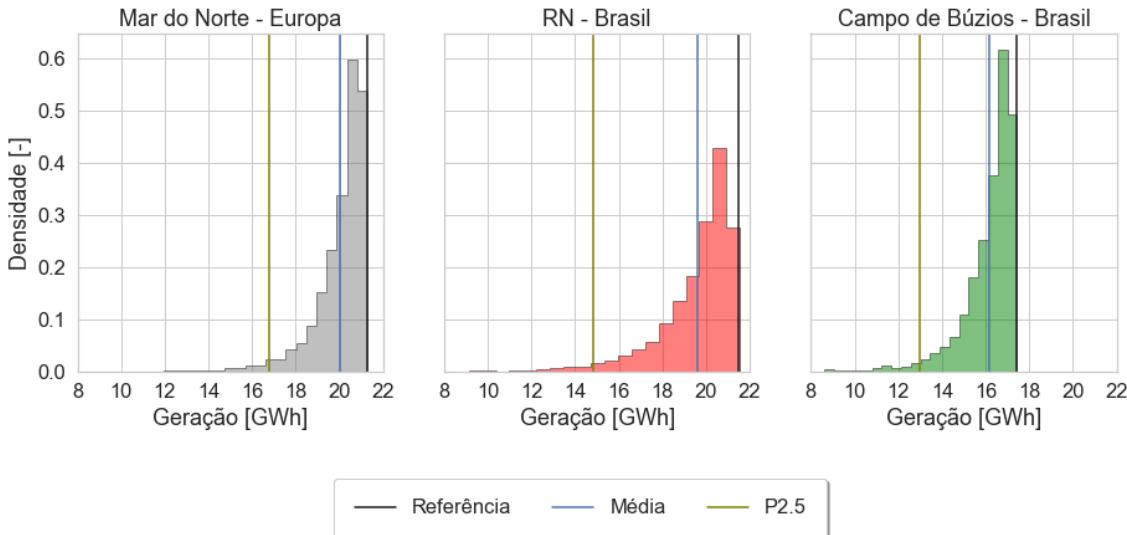


Figura 7.25: Histogramas para a geração anual no caso de incertezas em conjunto para as três pás.

diários se encontram deslocados em direção ao extremo superior, o que leva também a mediana para valores maiores. A média, por sua vez, acaba sendo menor do que a mediana, movendo-se em direção ao limite inferior do box em decorrência dos valores de geração baixos no primeiro quartil. Por fim, como esperado, a distribuição para o caso de incertezas conjuntas possui média, mediana e extremos inferiores menores do que no caso do *yaw*.

Numa comparação entre as localidades, verifica-se que a geração no Mar do Norte e no litoral potiguar brasileiro possuem média e mediana semelhantes, enquanto a geração no sudeste está numa posição inferior. Observando-se o comportamento dos

Tabela 7.10: Geração Anual e diferença para a operação ideal no cenário de parâmetros incertos em conjunto, no caso de incerteza para as três pás.

	Mar do Norte - Europa		RN - Brasil		Campo de Búzios - Brasil	
Ideal	21,2 GWh	-	21,5 GWh	-	17,4 GWh	-
Média	20,0 GWh	-5,7%	19,6 GWh	-8,8%	16,2 GWh	-7,1%
Probab. de 2,5%	16,8 GWh	-21,0%	14,8 GWh	-31,0%	13,0 GWh	-25,5%

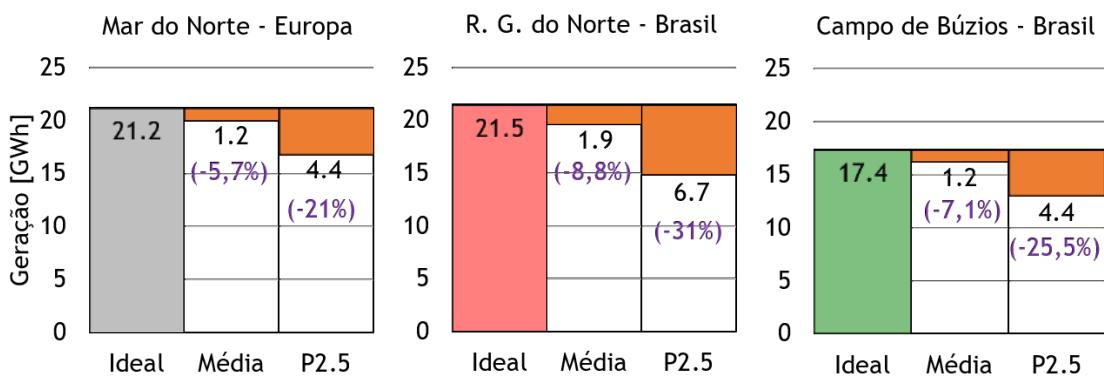


Figura 7.26: Geração Anual e diferença para a operação ideal no cenário de parâmetros incertos em conjunto, no caso de incerteza para as três pás.

boxplots e histogramas, nota-se para o Rio Grande do Norte uma maior dispersão dos resultados de geração anual em relação aos demais locais. Isso pode ser atribuído ao fato da distribuição de Weibull do vento nesse local estar mais concentrada numa faixa de velocidades em que os efeitos dos erros de *yaw* e *pitch* serem intensificados e mais sensíveis a pequenas variações, produzindo maior dispersão das realizações contidas nos dois quartis intermediários. Nos demais locais, como observado nas curvas de densidade de probabilidade indicadas na Figura 6.8, é maior a probabilidade de que as velocidades do vento ultrapassem 14 m/s, a partir da qual não há efeitos decorrentes dos desvios em análise, o que leva a geração anual a ser mais concentrada em patamares mais próximos à geração de referência, elevando a média e o limite inferior da envoltória em relação à geração anual de referência.

Da análise para o efeito conjunto das 10 entradas (ângulo de *yaw* para o rotor e ângulos de *pitch*, *twist* e massa para as três pás individualmente), verifica-se uma perda média entre 5.5% e 9% dependendo do vento no local da instalação. No entanto, para o limite inferior da envoltória, a perda de energia pode superar os 30%. É interessante notar que na comparação entre o litoral potiguar e o Mar do Norte, caso não fossem consideradas as incertezas, concluir-se-ia que primeiro teria

uma geração superior. Porém, com as incertezas, observa-se que a geração média no Rio Grande do Norte seria na verdade inferior. Logo, ao invés de se adotar no cálculo das perdas por operação subótima um fator fixo independente do local, uma melhor prática seria fazer uma análise de incertezas considerando a distribuição estatística do vento local.

Passando para a propagação de incerteza nos carregamentos equivalentes, optou-se por manter neste capítulo apenas as análises para o Mar do Norte, as quais de mostraram mais críticas do que as demais, que podem ser verificadas no Apêndice A. Aqui, faz-se primeiramente uma avaliação dos carregamentos no plano de seções críticas. As rosas de carregamentos indicadas nas Figuras 7.27 e 7.28 referem-se, respectivamente, aos carregamentos para as raízes das pás e àqueles para eixo e torre em função dos parâmetros incertos analisados e a combinação dos mesmos.

Nota-se que média e referência para os momentos fletores na raiz das pás são semelhantes para as três pás tanto para os casos em que as situações não ideais são exploradas individualmente quanto no caso de análise conjunta. A incerteza no ângulo de *yaw* leva a uma envoltória mais ampla dentre as análises individuais e que teria maior influência sobre o resultado que considera com todas as incertezas. Situação semelhante é observada para a seção do eixo em que se encontra o rolagamento principal. Nesta, novamente verifica-se que a média é ligeiramente superior à referência no caso das incertezas agindo em conjunto.

Considerando o topo da torre, nota-se que as faixas de incerteza para desalinhamento de *yaw* e desbalanceamento das massas são pequenas em comparação com as variáveis de desbalanceamento aerodinâmico, principalmente o offset de *pitch*. Nas demais análises de incerteza individuais e na análise conjunta, verifica-se que o intervalo para os carregamentos equivalentes seguem formato e direção semelhantes aos caso base, porém com uma grande dispersão para os valores da envoltória, chegando a mais de quatro vezes o valor do caso ideal tanto nas situações de erro de *pitch* quanto no caso de incertezas conjuntas. As médias também se mostram superiores ao caso ideal.

Na base da torre, cada variável incerta produz uma envoltória de carregamentos equivalentes com maior dispersão em uma direção específica da seção transversal em foco. A referência, como observado na análise determinística, seria o DEL de flexão máxima alinhado com a direção de 72,5°. No caso do offset de *pitch* e de *twist*, mantém-se a mesma direção observada no caso ideal, indicativo de que o desbalanceamento aerodinâmico provoca aumento na intensidade dos carregamentos sem causar alteração relevante nas direções dos esforços. No caso do desbalanceamento de massas, ocorre aumento do momento fletor cíclico na direção de 0°, o que leva ao aumento do carregamento equivalente nesta direção e faz com que a envoltória fique com maior dispersão nas proximidades do 0°. Ao observar os resultados na

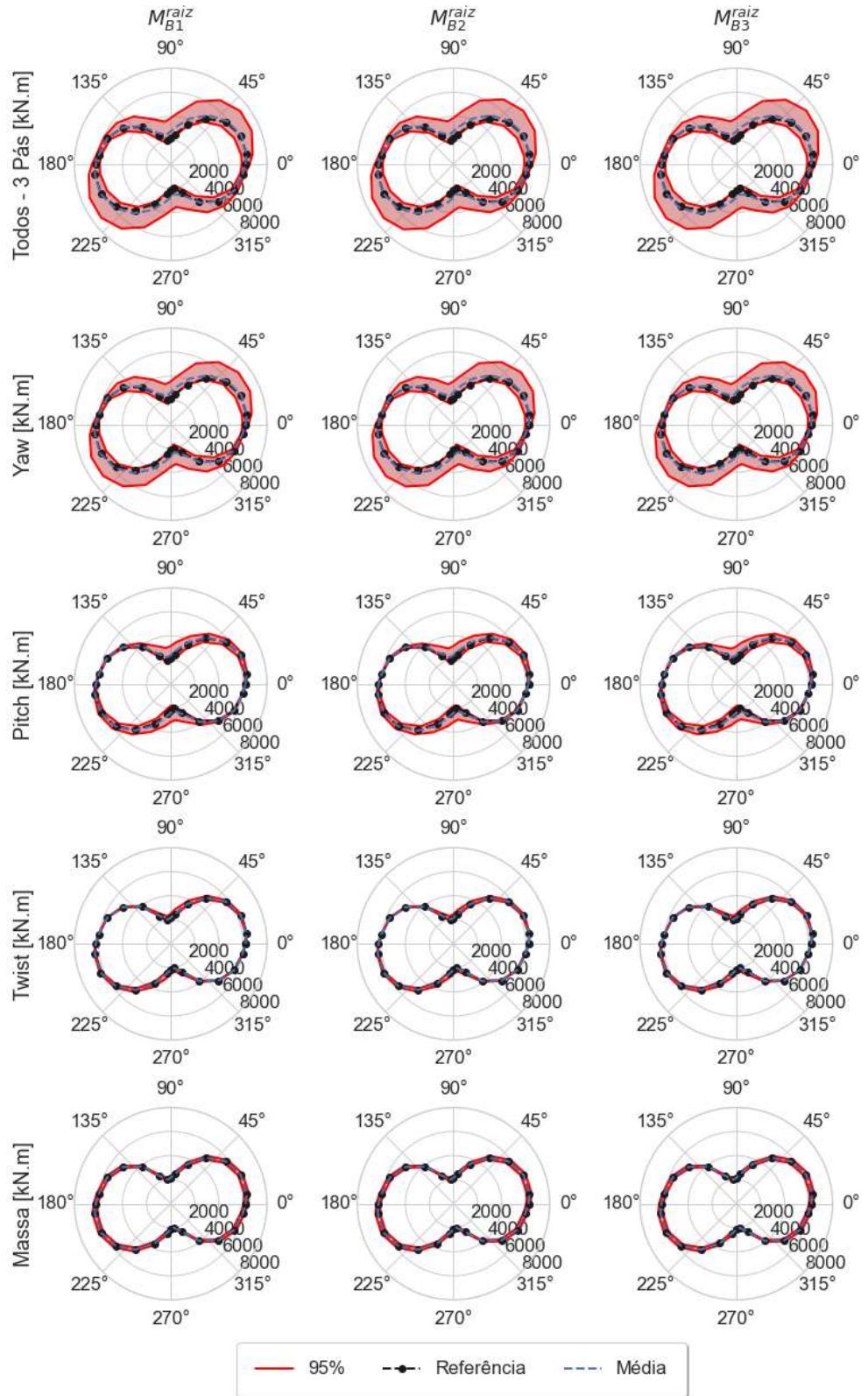


Figura 7.27: Rosas de carregamentos equivalentes para as raízes das pás no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Mar do Norte.

análise conjunta de incertezas, nota-se que há uma certa sobreposição dos efeitos individuais, com domínio do desbalanceamento aerodinâmico, o qual dita a direção

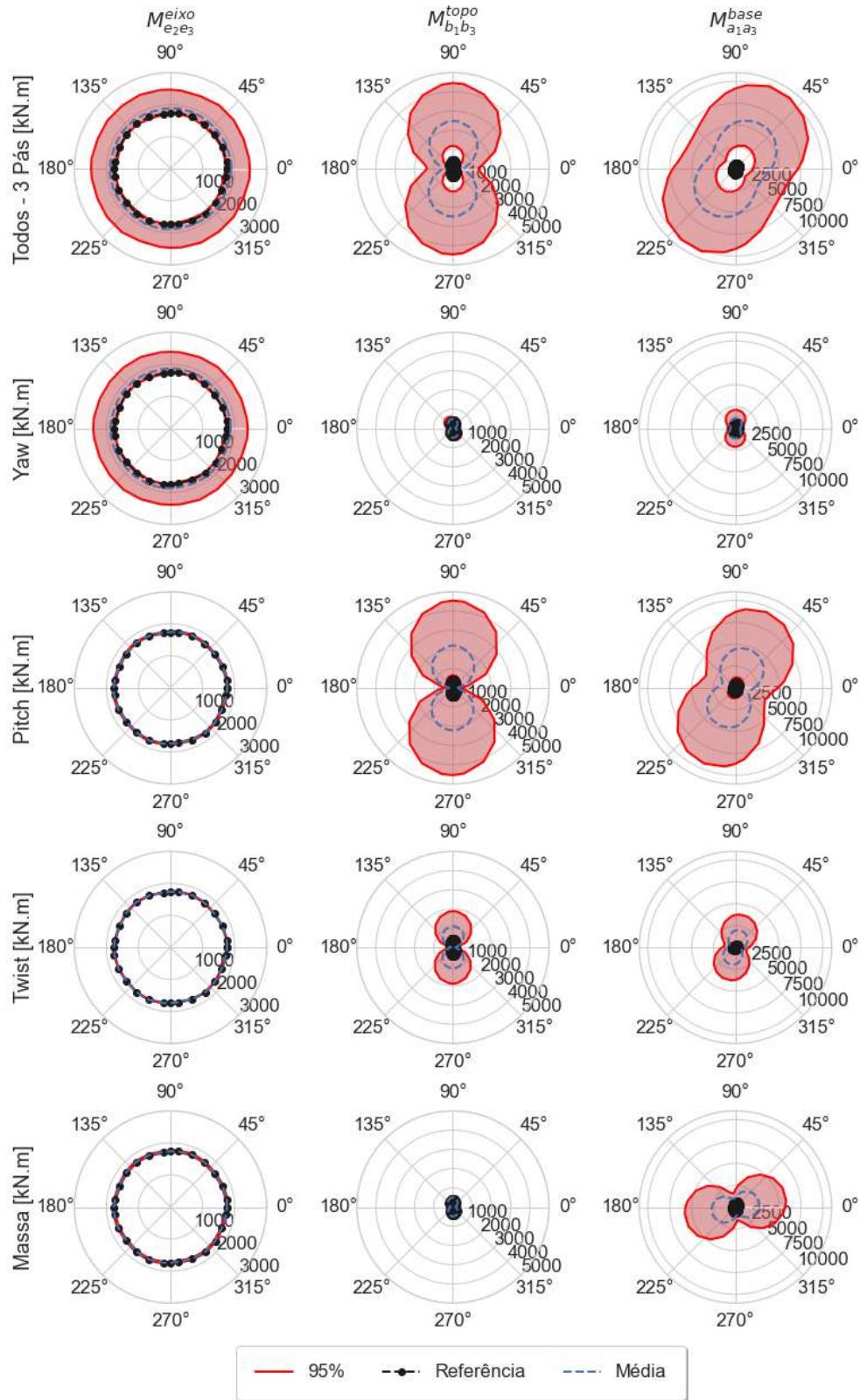


Figura 7.28: Rosas de carregamentos equivalentes para seções do eixo de baixa rotação e torre no caso de incerteza apenas para as três pás, considerando vento do Mar do Norte.

máximo DEL, porém também com alargamento da envoltória nas proximidades de 0° , refletindo os efeitos do desbalanceamento de massas das pás.

Faz-se ainda uma análise dos boxplots dos carregamentos equivalentes, conforme Figura 7.29. Para a flexão da raiz das pás, como observado nas rosas de carregamento, a dispersão do carregamento equivalente se mostra individualmente mais extensa para o parâmetro incerto ângulo de *yaw*. No caso do torque na raiz das pás, a maior dispersão é verificada quando analisado o erro de *pitch*. Observa-se ainda em relação aos carregamentos das pás que os boxplots são semelhantes para todas as pás, o que era esperado, dada a simetria de construção do rotor.

Para o eixo, verifica-se que o DEL decorrente de flexão é mais influenciado pelo desalinhamento de *yaw*, enquanto o dano relacionado ao torque é mais afetado pelas incertezas relacionadas à massa das pás e, em segundo lugar, aos ângulos de *pitch*. Para os carregamentos equivalentes para a flexão e para o torque no topo da torre, observa-se que o desbalanceamento aerodinâmico, principalmente associado ao desvio no ângulo de *pitch* das pás, propaga sua incerteza de modo muito mais relevante do que os demais parâmetros individualmente. Para a flexão na base da torre, observa-se que, embora a dispersão do carregamento equivalente seja maior no caso do *pitch* das pás, as demais incertezas também geram dispersão sobre os resultados deste carregamento equivalente. Ou seja, dentre os componentes analisados, a base da torre seria aquele mais afetada pelas incertezas nos parâmetros em estudo.

Por fim, faz-se uma análise do mapa de calor indicado na Figura 7.30 e dos histogramas da Figura 7.31, ambas figuras voltadas para a situação em que todos os parâmetros considerados possuem incerteza associada. Como as pás apresentam histogramas semelhantes, foram apenas apresentados os resultados para a pá 1.

Cerca de metade das realizações dos carregamentos equivalentes tanto de flexão quanto de torção na raiz das pás apresentam valores inferiores ao caso de referência. Uma consequência dessas distribuições é que a média dos resultados é muito próxima ao valor obtido no caso ideal. Observado-se o limite da superior da envoltória de 95% das realizações (ou seja, o valor que estaria acima de 97,5% dos resultados), tem-se que o mesmo seria cerca de 15% superior ao valor de referência no caso da flexão e entre 30 e 40% superior para torção.

Com relação ao eixo, os carregamentos equivalentes de flexão e de torção obtidos através das simulações de Monte Carlo são superiores àqueles do caso ideal. Para a flexão, nota-se uma maior concentração de resultados no início dos histogramas, entre 1800 e 2000 kN.m, sendo que o DEL no caso ideal se situa abaixo ou no início dessa faixa. A média para o carregamento equivalente de flexão é aproximadamente 10% superior ao valor do caso ideal e, no limite da envoltória, pode-se encontrar situações com DEL 50% maior que o caso ideal. Já no caso da torção, verificam-se

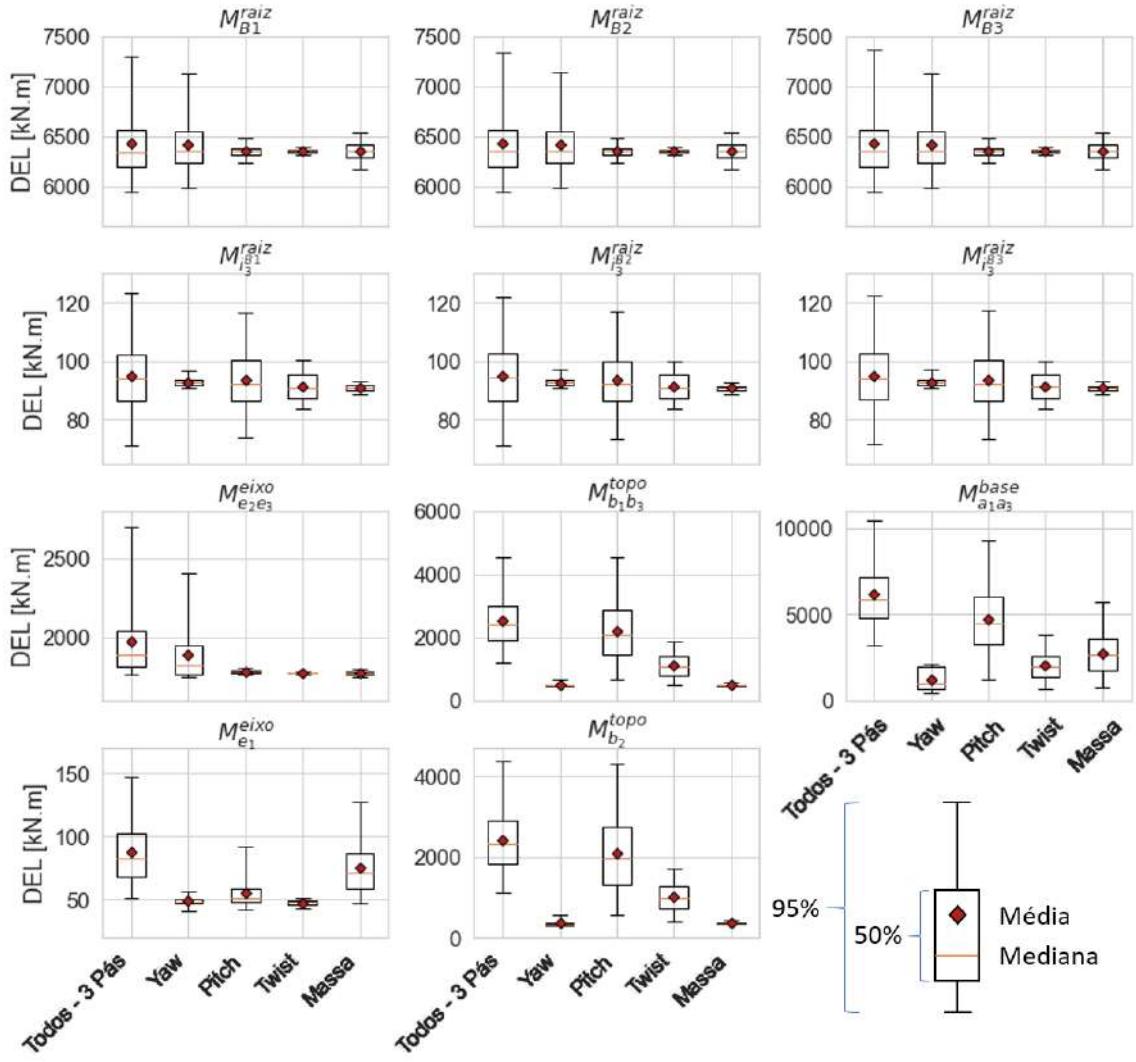


Figura 7.29: Boxplots para DELs de interesse no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Mar do Norte.

aumentos mais significativos dos carregamentos equivalentes. O DEL médio fica entre 78% e 90% acima do caso sem desvios enquanto o DEL para probabilidade acumulada de 97,5% seria mais de 3 vezes o valor da operação de referência.

A torre, assim como o eixo, possui histogramas em que praticamente a totalidade dos resultados das simulações estão acima do valor calculado para a operação ideal. Para o topo da torre, tem-se que a média do carregamento equivalente de flexão chega a ser aproximadamente 5,5 vezes o valor da referência, podendo atingir cerca de 10 vezes no limite superior da envoltória de 95%. O DEL para a torção no topo da torre segue tendência semelhante, com média até 650% acima do caso base e limite superior cerca de 13,5 vezes o valor de referência. A flexão na base da torre, por sua vez, possui uma média até 8,5 vezes a referência e DEL para probabilidade acumulada de 97,5% de até 14,5 vezes o valor de base. Pela amplificação dos resul-

tados para a torre frente aos demais componentes do aerogerador, é possível afirmar que ela seria o componente cujo risco de falha por fadiga antes da vida planejada seria maior em decorrência das incertezas em estudo.

Fazendo uma comparação entre as localidades em estudo, não se verificam diferenças relevantes nas estatísticas para as pás ou para o eixo. Os histogramas de um mesmo carregamento para ambos os componentes também são semelhantes em relação à faixa de resultados, porém nota-se na flexão nas raízes das pás e na torção do eixo que há uma maior dispersão dos resultados para o Rio Grande do Norte do que nas demais localidades. Para os carregamentos da torre, nota-se que o litoral potiguar teria DEL médio e de probabilidade acumulada de 97,5% inferior aos demais locais. Isso pode ser atribuído a uma menor incidência de vento em velocidades acima de 14 m/s nessa região, faixa na qual os danos por fadiga são potencializados.

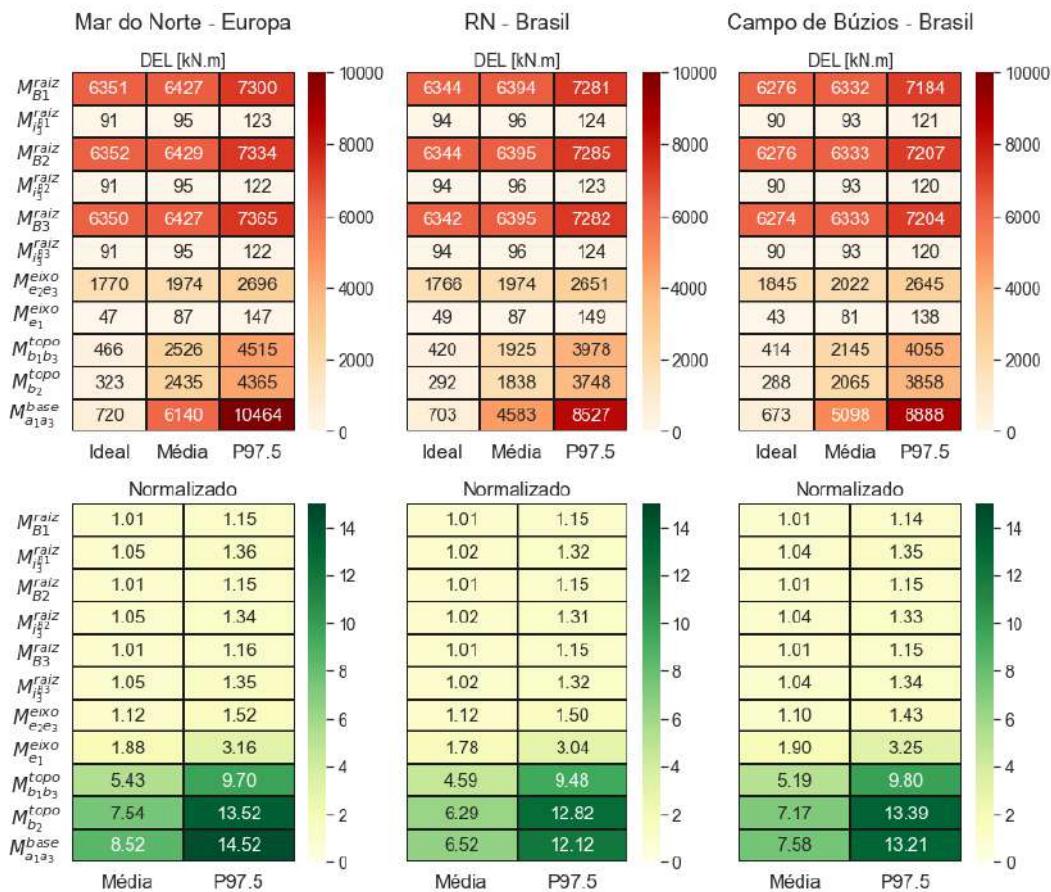


Figura 7.30: Mapa de calor para a média e limite da envoltória de 95% os carregamentos equivalentes absolutos e normalizados para incerteza conjunta nas três pás.

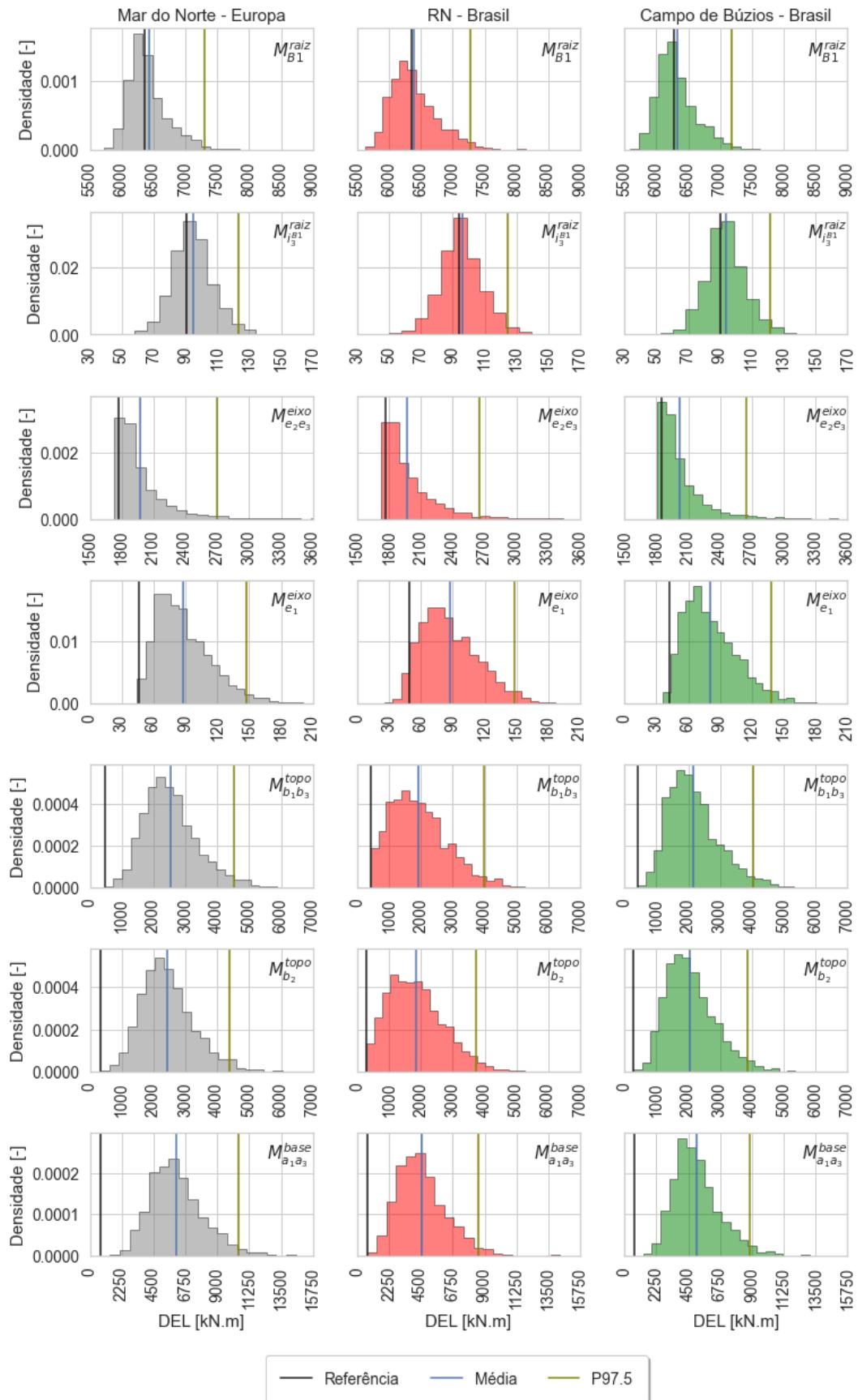


Figura 7.31: Histogramas para os carregamentos equivalentes de fadiga no caso de incertezas em conjunto para as três pás.

7.3 Análise de Sensibilidade

No item anterior, é possível inferir quais parâmetros incertos possuem maior ou menor influência sobre as saídas de interesse para o aerogerador. Todavia, com a aplicação da análise de sensibilidade global, a percepção anterior pode ser melhor explorada, de forma a quantificar a contribuição das entradas na composição da incerteza das saídas. Para tanto, empregam-se índices de Sobol, conforme apresentados em 6.1.2.

A Figura 7.32 traz os índices de Sobol de primeira ordem, totais e a diferença entre total e de primeira ordem para o parâmetro incerto de desalinhamento de *yaw* e para os grupos de variáveis associadas aos erros de *pitch*, de *twist* e de massas para as três pás.

Em primeiro lugar, fazendo uma análise comparativa entre os locais analisados, nota-se que a diferença nas curvas de densidades de probabilidade para o vento gerou apenas pequenas alterações nos índices, as quais não produziram mudanças no ranqueamento dos parâmetros quanto à contribuição dos mesmos para as incertezas das saídas. Com isso, para auxiliar na visualização dos índices de Sobol, apresentam-se nas Figuras 7.34 e 7.33 os resultados de carregamentos equivalentes de fadiga e de geração anual de energia, respectivamente, para o Mar do Norte.

Iniciando-se pela avaliação dos índices para os danos por flexão e torção nas raízes das pás, notam-se resultados semelhantes para as três pás analisadas. No caso da flexão, todas as pás são afetadas de modo mais predominante pela incerteza no ângulo de *yaw*, a qual comprehende sozinha cerca de 75% da variância do carregamento equivalente. O restante se deve à influência de primeira ordem dos demais parâmetros (pouco mais de 10%) e às interações entre parâmetros, principalmente àquelas que envolvem os ângulos de *yaw* ou *pitch*. Para o momento torsor, destaca-se a influência do offset nos ângulos de *pitch* das pás, cuja participação na variância do dano anual supera os 70%, seguida pelo ângulo de *twist*, com participação direta em torno de 15%. O restante deve-se às interações. Verifica-se ainda que a massa das pás conta com índice total próximo a zero, um indicativo de que tal grupo não influenciaria a incerteza do carregamento equivalente considerado.

A incerteza para o DEL decorrente da flexão para o eixo na seção do rolamento principal é basicamente impactada pela orientação do aerogerador, como sugerido pelos elevados valores do índice de Sobol de primeira ordem em torno de 90%. O restante da variância está vinculada a uma pequena parcela associada aos erros de *pitch* (abaixo de 5%) e às interações entre parâmetros. As incertezas associadas às massas das pás e ao erro de *twist* praticamente não produzem efeito sobre a variância da saída, dado que o índice total para estes parâmetros é praticamente nulo. Logo, os mesmos poderiam ser mantidos fixos em qualquer ponto do domínio sem que

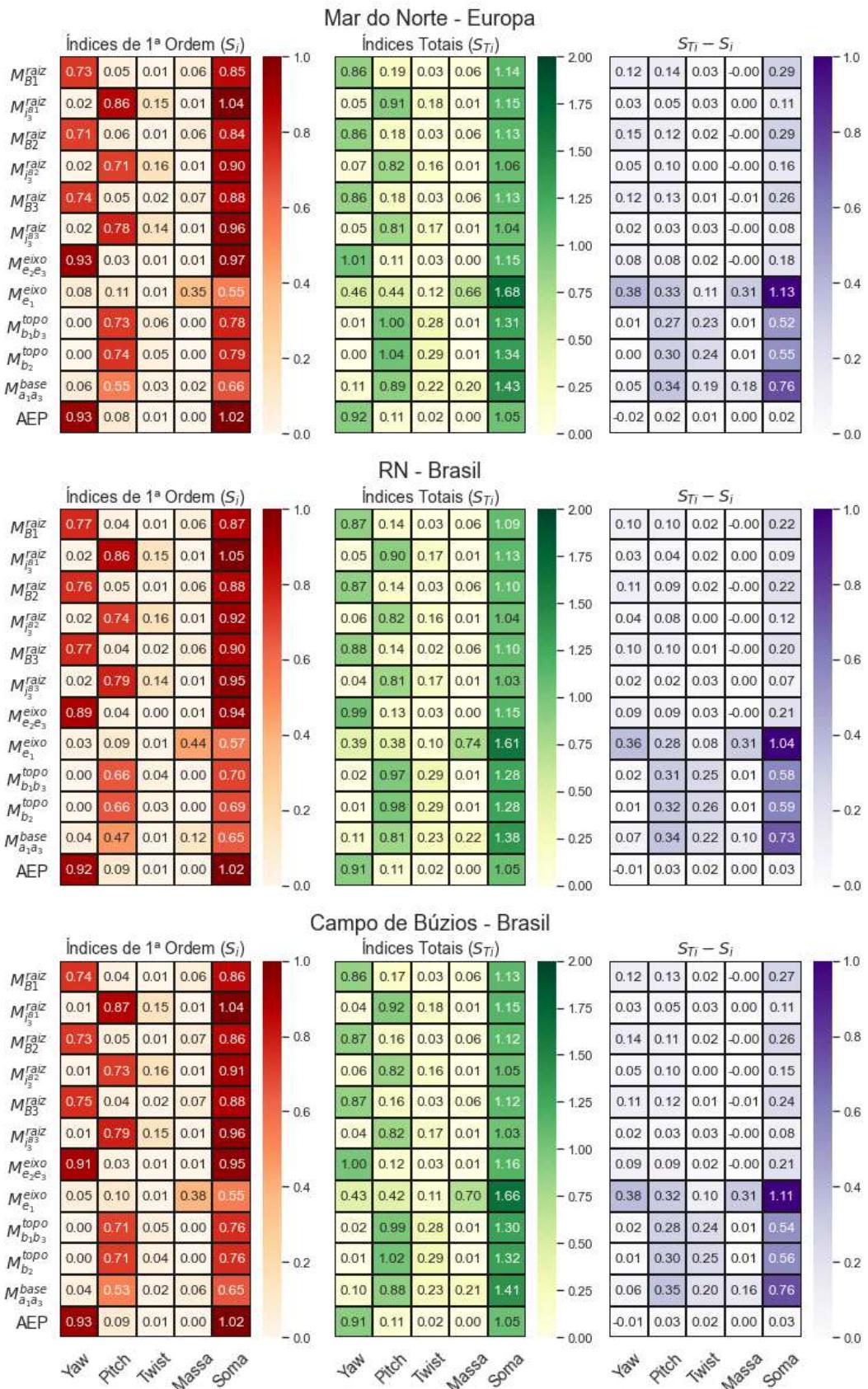


Figura 7.32: Índices de Sobol para incertezas na três pá.

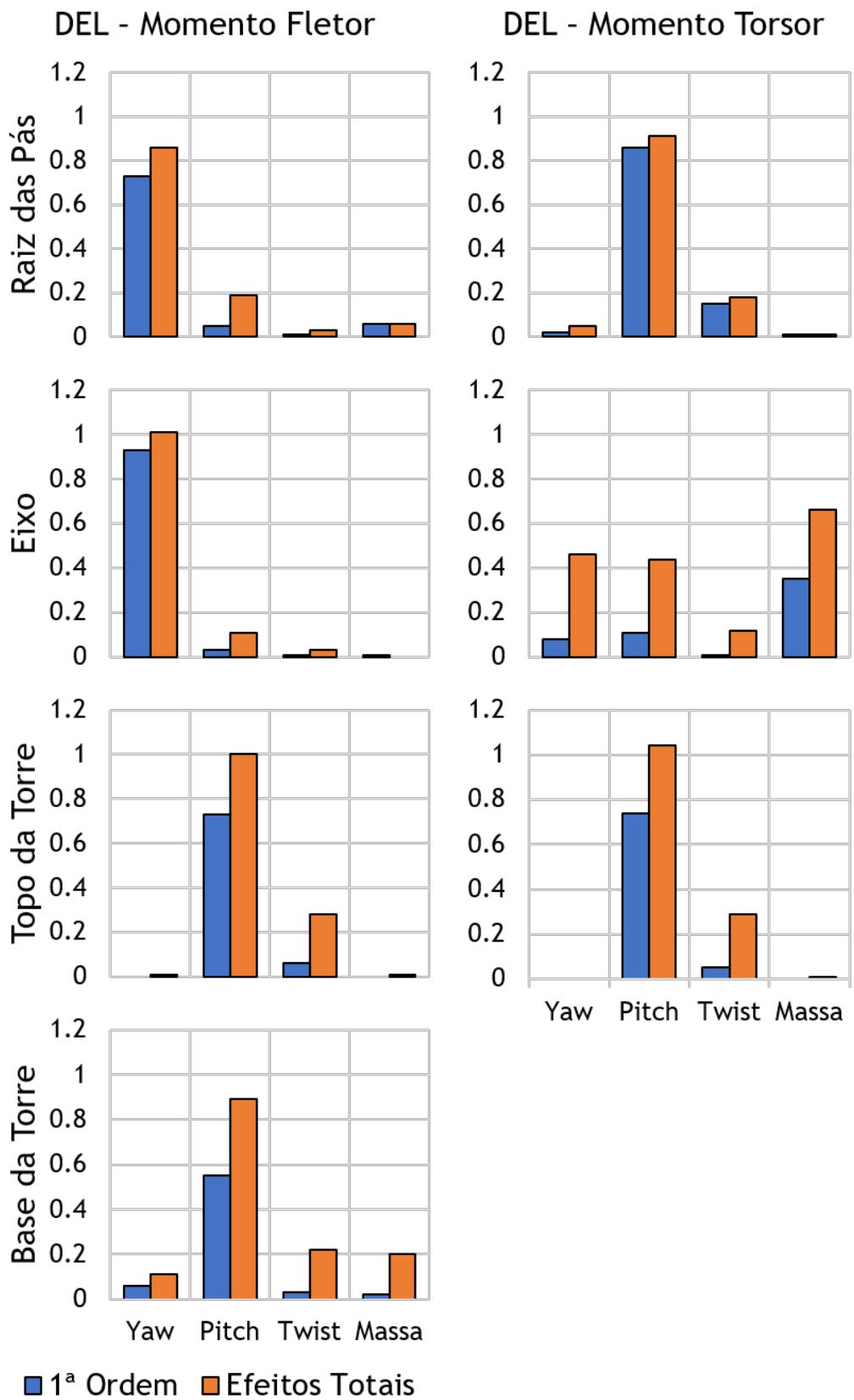


Figura 7.33: Índices de Sobol para os carregamentos equivalentes de fadiga, considerando incertezas nas três pás e vento característico do Mar do Norte.

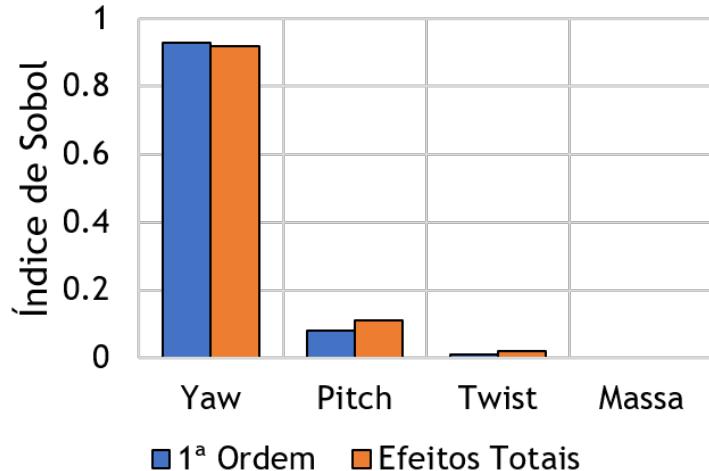


Figura 7.34: Índices de Sobol para a geração anual de energia, considerando incertezas nas três pás e vento característico do Mar do Norte.

houvesse alteração na variância do DEL.

No caso do torque no eixo, o agrupamento das massas das pás é aquele com o índice de primeira ordem mais elevado, na faixa de 35% a 45%. Há ainda mais cerca de 10% atribuído aos efeitos diretos das demais entradas incertas. O restante está associado às interações entre parâmetros. Esta é a saída cujos efeitos de ordens superiores, decorrentes das interações entre parâmetros, se mostra mais relevante.

Cerca de 65% a 75% da variância do DEL no topo da torre, tanto ao se considerar flexão quanto torção, é decorrente diretamente das incertezas nos ângulos de *pitch* das pás. Uma parcela menor, em torno de 5% vem dos ângulos de *twist*. O restante decorre basicamente da interação entre as duas variáveis, conforme observado na diferença entre os índices totais e de primeira ordem das mesmas. O desalinhamento de *yaw* e os desvios nas massas das pás não influenciam a variância dos carregamentos equivalentes, como observado pelos valores praticamente desprezíveis dos índices totais.

Na base da torre, o DEL para a flexão tem sua incerteza associada principalmente aos ângulos de *pitch* das pás, que compreendem entre 45% e 55% da variância total. Outros 10% a 15% distribuem-se entre os demais grupos e o restante decorre de interações entre os parâmetros.

Passando-se agora para a geração anual de energia, verifica-se uma forte influência do desalinhamento de *yaw*, ultrapassando os 90% de contribuição para a variância total. O restante deve-se basicamente ao grupo de entradas relacionadas ao offset de *pitch*. Como ambas as anteriores são contribuições diretas (verificadas via índices de primeira ordem), não são observadas contribuições decorrentes de interações entre parâmetros. Por fim, a avaliação dos índices totais mostra que nem o *twist* e nem a massa das pás contribuem significativamente para a incerteza da geração.

Ressalta-se aqui que, conforme indicado em [91], é possível que ocorram alguns imprecisões numéricas nas proximidades do zero, o que pode gerar resultados negativos ou, como verificado nos índices da geração, a presença de valores residuais que levam o somatório a ultrapassar o valor máximo, que é a unidade. Esse fato, no entanto, não invalida os resultados, ainda mais por ocorrer numa faixa em que os índices demonstram basicamente que o parâmetro é pouco influente.

Por fim, uma análise geral dos índices de Sobol mostra que as variáveis que precisariam ser priorizadas para se reduzir a variância das saídas de interesse (geração e danos por fadiga) são o desalinhamento de *yaw* e os offsets nos ângulos de *pitch* das pás. Embora em determinadas situações, caso do torque no eixo, haja outras variáveis de destaque, ao se priorizar medição e atuação nos parâmetros indicados, reduz-se tanto possíveis perdas de geração quanto a aceleração da degradação dos componentes do aerogerador.

Capítulo 8

Conclusão

No cenário de descarbonização da matriz energética global, o uso da fonte eólica tem crescido no mundo e é uma das principais apostas para substituição de fontes não renováveis. A elevação da potência das máquinas e uso massivo de gêmeos digitais estão entre as principais ações para reduzir custos, gerar receitas e, assim, contribuir com a popularização da energia eólica por todo o globo.

Um passo importante nesse caminho é o estudo de como situações não ideais afetam o comportamento dos aerogeradores, tanto do ponto de vista da geração de energia quanto da saúde de seus componentes, auxiliando assim na definição de prioridades de ação preventiva e quantificação de riscos. Com esse norte, propôs-se nesta dissertação mapear situações não ideias relevantes para a operação de aerogeradores. A partir de uma análise da literatura, identificaram-se três situações: desalinhamento do aerogerador em relação ao vento e desbalanceamentos mecânico e aerodinâmico do rotor. A cada uma, foram associados parâmetros de entrada: desalinhamento do ângulo de *yaw*, desvio das massas das pás em relação ao valor nominal e desvios nos ângulos de *pitch* e de *twist* das pás.

Os parâmetros em análise são, especialmente durante a fase de projeto de um empreendimento, incertos. Por esse motivo, um estudo da propagação de tais incertezas auxilia tanto na quantificação dos riscos quanto na definição de prioridades para ações preventivas. Adicionalmente, o emprego de análise de sensibilidade global permite quantificar a participação das entradas incertas na composição das incertezas na saída, auxiliando na priorização mencionada. Para tais análises, adotou-se que as entradas incertas seriam modeladas por variáveis aleatórias para as quais foram construídos modelos probabilísticos baseados em dados disponíveis na literatura.

Ainda no contexto dos gêmeos digitais, o uso de modelos fíéis para auxiliar na tomada de decisão e avaliação de cenários adversos é um importante recurso na geração de valor. Nesta dissertação, empregou-se o código OpenFAST para a simulação dinâmica de aerogeradores por se tratar de uma ferramenta *opensource*

do NREL, completa e validada contra códigos proprietários e dados de máquinas reais. Ao longo do estudo, uma revisão de artigos e manuais do OpenFAST para compreensão da modelagem e do uso da ferramenta computacional foi realizada. Em seguida, adotou-se na análise um modelo de aerogerador teórico de 5 MW também desenvolvido pelo NREL e com dados e arquivos disponíveis para implementação no OpenFAST.

Como saídas de interesse, foram avaliados os impactos das situação não ideais indicadas acima tanto na curva de potência e consequente geração anual do aerogerador quanto nos carregamentos equivalentes de fadiga em seções críticas do aerogerador. Numa primeira abordagem, realizou-se uma análise determinística com o intuito de entender os efeitos que cada ocorrência teria em relação ao caso de operação ideal. De modo geral, verificou-se que o desalinhamento do rotor com a direção do vento e o desvio do ângulo de *pitch* das pás levam à perda de geração, principalmente em velocidades de vento abaixo da nominal. A mesma redução não ficou evidente para o desvio no *twist* ou na massa das pás. Do ponto de vista da fadiga, as situações analisadas não produziram alterações significativas nas raízes das pás e na flexão do eixo na seção do rolamento principal. Por outro lado, o potencial de dano em decorrência dos desvios mostrou-se elevado para o torque no eixo e para os carregamentos no topo e na base da torre.

Os resultados da propagação das incertezas indicam que a perda de geração varia de acordo com o local analisado e que, em média, ao considerar a ação conjunta das incertezas de todos os dez parâmetros, tal queda pode atingir aproximadamente 9% em relação à operação ideal. Adicionalmente, para o limite inferior da envoltória de 95%, tal perda pode ultrapassar os 30%. Assim, por exemplo, ao se considerar um parque de 100 aerogeradores no litoral nordeste brasileiro, até três máquinas poderiam apresentar geração inferior a 30% da nominal.

Da quantificação de incertezas para os carregamentos equivalentes de fadiga, verifica-se que os intervalos de confiança de 95% podem compreender valores que excedem em muitas vezes o caso base. Dentre os carregamentos de maior criticidade, assim como na análise determinística, destacam-se os carregamentos na torre. Embora podendo variar de acordo com o recurso eólico local, os carregamentos equivalentes médios ficaram entre 4,5 e 8,5 vezes o carregamento equivalente do caso base e, no extremo do intervalo de confiança de 95%, poderiam chegar a 14,5 vezes. Esses valores demonstram que uma atenção especial deve ser dada a tais seções da torre, por exemplo através de medição online de carregamentos e inspeções periódicas, dado que a intensificação dos danos por fadiga poderia reduzir a vida útil da estrutura.

Na última parte do estudo, foi avaliada a importância de cada uma das incertezas na composição da variância das saídas de interesse. Verificou-se que as entradas

de mais relevância, tanto considerando geração de energia quanto fadiga dos componentes, são o desalinhamento de *yaw* e o desvio no ângulos de *pitch* das pás. A partir dessa constatação, entende-se que tanto a incorporação de equipamentos mais confiáveis para medição de orientação do rotor (caso de LiDARs de nacelle ou anemômetros ultrassônicos do tipo *spinner* posicionados na frente do cubo do rotor), quanto a contratação de campanhas de medição dos ângulos de *pitch* das pás deveriam ser priorizadas para se reduzir o número de máquinas operando fora do ponto ideal.

8.1 Trabalhos Futuros

Para novos trabalhos dedicados aos temas desta dissertação, recomenda-se:

1. Adicionar complexidades ao modelo de vento considerado, com avaliação de cenários de vento turbulento e variável no tempo;
2. Avaliar operações não ideais para aerogerador instalado em ambiente marinho sob ação conjunta de vento, correntes e ondas;
3. Obter dados de campanhas de medição de *pitch* e de *yaw* para aprimorar os modelos probabilísticos empregados;
4. Avaliar a influência dos parâmetros incertos para aerogeradores de maior potência;
5. Integrar resultados do OpenFAST a modelo detalhado do sistema de *drivetrain* para avaliação de fadiga na caixa multiplicadora e eixo de alta velocidade.

Referências Bibliográficas

- [1] REN21. *Renewables 2014 Global Status Report*. Relatório técnico, REN21 Secretariat, Paris, 2014.
- [2] REN21. *Renewables 2020 Global Status Report*. Relatório técnico, REN21 Secretariat, Paris, 2020.
- [3] GWEC. *GWEC Wind Report 2019*. Relatório técnico, Global Wind Energy Council, Bruxelas, 2020.
- [4] LETCHER, T. M. *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines. Chapter 1: Why Wind Energy?* Londres, Academic Press, 2017.
- [5] IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2019*. Relatório técnico, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- [6] IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2018*. Relatório técnico, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [7] GLOBO RURAL. “Produção de energia eólica garante renda e investimentos nas comunidades rurais do RN”. Disponível em <https://g1.globo.com/economia/agronegocios/globo-rural/noticia/2019/08/25/producao-de-energia-eolica-garante-renda-e-investimentos-nas-comunidades-rurais-do-rn.ghtml> Acesso em: 09 jan. 2020, 2019.
- [8] UOL ECONOMIA. “Energia dos ventos pode criar 200 mil empregos no país até 2026, diz estudo”. Disponível em <https://economia.uol.com.br/empregos-e-carreiras/noticias/redacao/2018/07/12/empregos-energia-renovavel-eolica-ventos-abdi.html> Acesso em: 09 jan. 2020, 2018.
- [9] GWEC. *Global Wind Report 2018*. Relatório técnico, Global Wind Energy Council, Bruxelas, 2019.

- [10] IRENA. *Future of Wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper)*. Relatório técnico, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- [11] WINDPOWER MONTHLY. “Clash of the titans - top 5 biggest onshore turbines”. Disponível em <https://www.windpowermonthly.com/article/1592000/clash-titans-top-5-biggest-onshore-turbines> Acesso em: 01 fev. 2020, 2020.
- [12] GENERAL ELECTRIC. “Haliade-X 12 MW offshore wind turbine platform”. Disponível em <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine> Acesso em: 01 fev. 2020, 2020.
- [13] BLOOMBERG. *New Energy Outlook 2017*. Relatório técnico, Bloomberg Finance, 2017.
- [14] TAO, F., ZHANG, H., LIU, A., et al. “Digital Twin in Industry: State-of-the-Art”, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 15, n. 4, pp. 2405–2415, abr 2019. doi: 10.1109/tii.2018.2873186. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1109/TII.2018.2873186>>.
- [15] ODEN INSTITUTE. “Developing a Digital Twin”. Disponível em <https://www.oden.utexas.edu/about/news/589/> Acesso em: 22 jan. 2020, 2019.
- [16] ERRANDONEA, I., BELTRÁN, S., ARRIZABALAGA, S. “Digital Twin for maintenance: A literature review”, *Computers in Industry*, v. 123, pp. 103316, dez. 2020. doi: 10.1016/j.compind.2020.103316. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.compind.2020.103316>>.
- [17] WAGG, D., WORDEN, K., BARTHORPE, R., et al. “Digital Twins: State-of-The-Art Future Directions for Modelling and Simulation in Engineering Dynamics Applications”, *ASCE-ASME J Risk and Uncert in Engrg Sys Part B Mech Engrg*, v. 6, 03 2020. doi: 10.1115/1.4046739.
- [18] RITTO, T., ROCHINHA, F. “Digital twin, physics-based model, and machine learning applied to damage detection in structures”, *arXiv e-prints*, art. arXiv:2005.14360, maio 2020.
- [19] PIMENTA, F., PACHECO, J., BRANCO, C. M., et al. “Development of a digital twin of an onshore wind turbine using monitoring data”, *Journal of Physics: Conference Series*, v. 1618, pp. 022065, sep 2020. doi:

10.1088/1742-6596/1618/2/022065. Disponível em: <<https://doi.org/10.1088%2F1742-6596%2F1618%2F2%2F022065>>.

- [20] DNV GL. *Digitalization and the future of wind energy*. Relatório técnico, DNV GL, Arnhem, 2019.
- [21] ROBERTSON, A. N., SHALER, K., SETHURAMAN, L., et al. “Sensitivity analysis of the effect of wind characteristics and turbine properties on wind turbine loads”, *Wind Energy Science*, v. 4, n. 3, pp. 479–513, set. 2019. doi: 10.5194/wes-4-479-2019. Disponível em: <<https://doi.org/10.5194/wes-4-479-2019>>.
- [22] MANWELL, J. F. *Wind energy explained : theory, design and application*. Chichester, U.K, Wiley, 2009. ISBN: 978-1-119-99436-7.
- [23] TONG, W. *Wind power generation and wind turbine design*. Southampton Boston, WIT Press, 2010. ISBN: 978-1-84564-205-1.
- [24] EIA. “Wind Explained: Types of wind turbines”. Disponível em <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/types-of-wind-turbines.php> Acesso em: 01 fev. 2020, 2020.
- [25] BIANCHI, F. *Wind turbine control systems : principles, modelling and gain scheduling design*. London, Springer, 2007. ISBN: 978-1-84628-492-2.
- [26] JAIN, P. *Wind energy engineering*. New York, McGraw-Hill, 2011. ISBN: 978-0-07-171478-5.
- [27] LEMOS, D. F. A. “Parte 3: Aerogeradores”. Material de aula do curso "ENERGIA EÓLICA: FUNDAMENTOS E APLICAÇÕES", Universidade Petrobras 2019, 2019.
- [28] GAERTNER, E., RINKER, J., SETHURAMAN, L., et al. *Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine*. Relatório técnico, International Energy Agency, 2020. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>>.
- [29] BURTON, T. *Wind energy : handbook*. Chichester New York, J. Wiley, 2001. ISBN: 0-471-48997-2.
- [30] LONDON ARRAY. “London Array Brochure”. Disponível em <http://www.londonarray.com/wp-content/uploads/London-Array-Brochure.pdf> Acesso em: 24 jan. 2019, Janeiro 2019.

- [31] BROWER, M. C. *Wind Resource Assessment: a practical guide to developing a wind project*. Hoboken, NJ, John Wiley & Sons, Inc., jun. 2012. doi: 10.1002/9781118249864. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/9781118249864>>.
- [32] RAMPINELLI, C. B., VILLA, S. *Relatório de Produção Energética - Parque Eólico Marítimo Asa Branca I*. Relatório técnico, UL do Brasil, 2019. Disponível em: <https://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/default.asp?acao=detalhe&cod_protocolo=4627441&id=15892320>.
- [33] ISO 14224:2016. *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*. Standard, International Organization for Standardization, Geneva, 2016.
- [34] EL-METWALLY, M., EL-SHIMY, M., MOHAMED, A., et al. “Reliability assessment of wind turbine operating concepts using reliability block diagrams (RBDs)”. In: *2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*. IEEE, dez. 2017. doi: 10.1109/mepcon.2017.8301216. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/mepcon.2017.8301216>>.
- [35] LI, Y., VALLA, S., ZIO, E. “Reliability assessment of generic geared wind turbines by GTST-MLD model and Monte Carlo simulation”, *Renewable Energy*, v. 83, pp. 222–233, nov. 2015. doi: 10.1016/j.renene.2015.04.035. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.04.035>>.
- [36] JIA, X., JIN, C., BUZZA, M., et al. “Wind turbine performance degradation assessment based on a novel similarity metric for machine performance curves”, *Renewable Energy*, v. 99, pp. 1191–1201, dez. 2016. doi: 10.1016/j.renene.2016.08.018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.08.018>>.
- [37] TAVNER, P. *Offshore wind turbines : reliability, availability and maintenance*. London, U.K, Institution of Engineering and Technology, 2012. ISBN: 978-1-84919-230-9.
- [38] LUENGO, M., KOLIOS, A. “Failure Mode Identification and End of Life Scenarios of Offshore Wind Turbines: A Review”, *Energies*, v. 8, n. 8, pp. 8339–8354, ago. 2015. doi: 10.3390/en8088339. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en8088339>>.
- [39] ARABIAN-HOSEYNABADI, H., ORAEE, H., TAVNER, P. “Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for wind turbines”, *International Journal*

of Electrical Power & Energy Systems, v. 32, n. 7, pp. 817–824, set. 2010. doi: 10.1016/j.ijepes.2010.01.019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.01.019>>.

- [40] MÁRQUEZ, F. P. G., PÉREZ, J. M. P., MARUGÁN, A. P., et al. “Identification of critical components of wind turbines using FTA over the time”, *Renewable Energy*, v. 87, pp. 869–883, mar. 2016. doi: 10.1016/j.renene.2015.09.038. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.038>>.
- [41] BEZZAOUCHA, F. S., SAHNOUN, M., BENSLIMANE, S. M. “Failure causes Based Wind Turbine Components Classification and Failure Propagation: For proactive maintenance implementatio”. In: *2018 International Conference on Wind Energy and Applications in Algeria (ICWEAA)*. IEEE, nov. 2018. doi: 10.1109/icweaa.2018.8605082. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/icweaa.2018.8605082>>.
- [42] KANG, J., SUN, L., SOARES, C. G. “Fault Tree Analysis of floating offshore wind turbines”, *Renewable Energy*, v. 133, pp. 1455–1467, abr. 2019. doi: 10.1016/j.renene.2018.08.097. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.08.097>>.
- [43] CHOI, D., SHIN, W., KO, K., et al. “Static and Dynamic Yaw Misalignments of Wind Turbines and Machine Learning Based Correction Methods Using LiDAR Data”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 10, n. 2, pp. 971–982, abr. 2019. doi: 10.1109/tste.2018.2856919. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/tste.2018.2856919>>.
- [44] TSIOMMAS, E., KARAKASIS, N., JABBOUR, N., et al. “Indirect estimation of the Yaw-Angle misalignment in a horizontal axis wind turbine”. In: *2017 IEEE 11th International Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED)*. IEEE, ago. 2017. doi: 10.1109/demped.2017.8062332. Disponível em: <<https://doi.org/10.1109/demped.2017.8062332>>.
- [45] HOJSTRUP, J. “Increased energy production by optimization of yaw control”, *VGB PowerTech*, v. 6, pp. 62–66, 2014.
- [46] FLEMING, P. A., SCHOLBROCK, A. K., JEHU, A., et al. “Field-test results using a nacelle-mounted lidar for improving wind turbine power capture by reducing yaw misalignment”, *Journal of Physics: Conference Series*, v. 524, pp. 012002, jun. 2014. doi: 10.1088/1742-6596/524/1/012002. Disponível em: <<https://doi.org/10.1088/1742-6596/524/1/012002>>.

- [47] STEINMETZ, G. “Wind analysis in operation phases: identifying and unlocating optimization capacities”. In: *Conférence sur l'exploitation des parcs éoliens 2016*, Paris, France, 2016.
- [48] CACCIOLA, S., AGUD, I. M., BOTTASSO, C. “Detection of rotor imbalance, including root cause, severity and location”, *Journal of Physics: Conference Series*, v. 753, pp. 072003, set. 2016. doi: 10.1088/1742-6596/753/7/072003. Disponível em: <<https://doi.org/10.1088/1742-6596/753/7/072003>>.
- [49] ELOSEGUI, U., EGANA, I., ULAZIA, A., et al. “Pitch Angle Misalignment Correction Based on Benchmarking and Laser Scanner Measurement in Wind Farms”, *Energies*, v. 11, n. 12, pp. 3357, dez. 2018. doi: 10.3390/en11123357. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en11123357>>.
- [50] MALIK, H., MISHRA, S. “Artificial neural network and empirical mode decomposition based imbalance fault diagnosis of wind turbine using TurbSim, FAST and Simulink”, *IET Renewable Power Generation*, v. 11, n. 6, pp. 889–902, maio 2017. doi: 10.1049/iet-rpg.2015.0382. Disponível em: <<https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0382>>.
- [51] PINTO, B. “Wind turbine rotor monitoring”. In: *Sereema White paper*, Montpellier, France, 2017.
- [52] ZHAO, P., LI, X., YANG, L. “Research on Mass Imbalance Fault of Wind Turbine Based on Virtual Prototype”, *MATEC Web of Conferences*, v. 95, pp. 06001, 2017. doi: 10.1051/matecconf/20179506001. Disponível em: <<https://doi.org/10.1051/matecconf/20179506001>>.
- [53] CHAABAN, R., GINSBERG, D., FRITZEN, C.-P. “Structural Load Analysis of Floating Wind Turbines Under Blade Pitch System Faults”. In: *Advances in Industrial Control*, Springer International Publishing, pp. 301–334, Siegen, 2014. doi: 10.1007/978-3-319-08413-8_11. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-08413-8_11>.
- [54] ASTOLFI, D. “A Study of the Impact of Pitch Misalignment on Wind Turbine Performance”, *Machines*, v. 7, n. 1, pp. 8, jan. 2019. doi: 10.3390/machines7010008. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/machines7010008>>.

- [55] NREL. “OpenFAST Documentation”. Disponível em: <https://openfast.readthedocs.io/en/master/index.html> Acesso em: 09 fev. 2020, Nov 2019.
- [56] JONKMAN, J. “FAST: An open-source platform for wind turbine multi-physics engineering modeling”. In: *NAWEA 2017 Symposium*, Ames, USA, 2017.
- [57] GUNTUR, S., JONKMAN, J., SIEVERS, R., et al. “A validation and code-to-code verification of FAST for a megawatt-scale wind turbine with aerodynamically tailored blades”, *Wind Energy Science*, v. 2, n. 2, pp. 443–468, ago. 2017. doi: 10.5194/wes-2-443-2017. Disponível em: <<https://doi.org/10.5194/wes-2-443-2017>>.
- [58] JONKMAN, B., JONKMAN, J. *FAST v8.16.00a-bjj*. Golden, National Renewable Energy Laboratory, 2016.
- [59] PLATT, A., JONKMAN, B., JONKMAN, J. *InflowWind User’s Guide*. Golden, National Renewable Energy Laboratory, 2016.
- [60] JONKMAN, J., HAYMAN, G., JONKMAN, B., et al. *AeroDyn v15 User’s Guide and Theory Manual*. Golden, National Renewable Energy Laboratory, 2017.
- [61] JONKMAN, J. “Overview of the ElastoDyn Structural-Dynamics Module”. In: *EWEA Offshore 2013*, Frankfurt, Germany, 2013.
- [62] JONKMAN, J., BUHL, M. *FAST User’s Guide*. Golden, National Renewable Energy Laboratory, 2005.
- [63] JONKMAN, J. *Technical Report No. NREL/TP-500-34755: Modeling of the UAE wind turbine for refinement of FAST AD*. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2003. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34755.pdf>>.
- [64] HANSEN, M. *Aerodynamics of wind turbines*. Abingdon, Oxon England New York, NY, Earthscan from Routledge, 2015. ISBN: 978-1-315-76998-1.
- [65] MORIARTY, P. J., HANSEN, A. C. *Technical Report No. NREL/TP-500-36881: Aerodyn Theory Manual*. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2005. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy05osti/36881.pdf>>.

- [66] DAMIANI, R., HAYMAN, G. *Technical Report No. NREL/TP-500-66347: The unsteady aerodynamics module for FAST 8*. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2019. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/66347.pdf>>.
- [67] JONKMAN, J. “Unofficial FAST Theory Manual”, Manuscrito não publicado, solicitado via Fórum do NREL., 2020. Disponível em: <<https://wind.nrel.gov/forum/wind/viewtopic.php?f=4&t=1532>>.
- [68] BIR, G. S. *User’s Guide to BModes (Software for Computing Rotating Beam Coupled Modes)*. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2007. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/wind/nwtc/assets/pdfs/bmodes.pdf>>.
- [69] LESSER, M. *The analysis of complex nonlinear mechanical systems : a computer algebra assisted approach*. Singapore River Edge, NJ, World Scientific, 1995. ISBN: 9810222092.
- [70] JONKMAN, J., BUTTERFIELD, S., MUSIAL, W., et al. *Technical Report No. NREL/TP-500-38060: Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development*. Golden, National Renewable Energy Laboratory, 2009.
- [71] PETRESCU, R., AVERSA, R., APICELLA, A., et al. “Green Energy Production PERMANENT GREEN ENERGY PRODUCTION”, *Altenergymag*, 04 2017.
- [72] ZECH, T. “Repower 5M”. Acesso em: 22 dez. 2020, 2009. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Ficheiro:Repower_5M.jpg>.
- [73] DAMIANI, R., DANA, S., ANNONI, J., et al. “Assessment of wind turbine component loads under yaw-offset conditions”, *Wind Energy Science*, v. 3, n. 1, pp. 173–189, abr. 2018. doi: 10.5194/wes-3-173-2018. Disponível em: <<https://doi.org/10.5194/wes-3-173-2018>>.
- [74] IEC 61400-13:2015. *Wind Turbines - Part 13: Measurement of mechanical loads*. Standard, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2015.
- [75] IEC 61400-1:2019. *Wind energy generation systems - Part 1: Design requirements*. Standard, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2019.
- [76] HAYMAN, G. J. *MLife Theory Manual for Version 1.00*. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO,

2012. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/wind/nwtc/assets/pdfs/mlife-theory.pdf>>.
- [77] DOWNING, S. D., SOCIE, D. “Simple rainflow counting algorithms”, *International journal of fatigue*, v. 4, n. 1, pp. 31–40, 1982.
- [78] SUTHERLAND, H. J. “On the fatigue analysis of wind turbines”, 1999.
- [79] STEWART, G., LACKNER, M., HAID, L., et al. “Assessing fatigue and ultimate load uncertainty in floating offshore wind turbines due to varying simulation length”. In: *Safety, Reliability, Risk and Life-Cycle Performance of Structures and Infrastructures*, CRC Press, pp. 239–246, jan. 2014. doi: 10.1201/b16387-33. Disponível em: <<https://doi.org/10.1201/b16387-33>>.
- [80] DANA, S., DAMIANI, R., VAN DAM, J. *Technical Report No. NREL/TP-5000-67562: Validation of Simplified Load Equations Through Loads Measurement and Modeling of a Small Horizontal-Axis Wind Turbine Tower*. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/67562.pdf>>.
- [81] FREEBURY, G., MUSIAL, W. “Determining equivalent damage loading for full-scale wind turbine blade fatigue tests”. In: *2000 ASME Wind Energy Symposium*. American Institute of Aeronautics and Astronautics, jan. 2000. doi: 10.2514/6.2000-50. Disponível em: <<https://doi.org/10.2514/6.2000-50>>.
- [82] HAYMAN, G. J., BURL, M. *MLife User’s Guide for Version 1.00*. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2012. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/wind/nwtc/assets/pdfs/mlife-user.pdf>>.
- [83] JONKMAN, J. M. *Technical Report No. NREL/TP-500-41958: Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine*. Relatório técnico, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2007. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/41958.pdf>>.
- [84] SMITH, R. *Uncertainty quantification : theory, implementation, and applications*. Philadelphia, Society for Industrial and Applied Mathematics, 2013. ISBN: 978-1-611973-21-1.
- [85] SULLIVAN, T. J. *Introduction to uncertainty quantification*. Cham, Springer, 2015. ISBN: 978-3319233949.

- [86] VAN DEN BOS, L., SANDERSE, B. *Report SC-1701: Uncertainty quantification for wind energy applications - Literature review*. Relatório técnico, Centrum Wiskunde and Informatica, Amsterdam, 2017. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/319209260_Uncertainty_quantification_for_wind_energy_applications_-_Literature_review>.
- [87] CASTELLO, D. A., RITTO, T. G. *Quantificação de incertezas e estimação de parâmetros em dinâmica estrutural: uma introdução a partir de exemplos computacionais*. São Carlos, SP, SBMAC, 2016. ISBN: 978-85-8215-071-9.
- [88] SARS. *GR-77 Issue 2012: Applied R M Manual for Defence Systems. Part D: R M Supporting Theory. Chapter 4: Monte Carlo Simulation*. Relatório técnico, Safety and Reliability Society, 2012.
- [89] RUBINSTEIN, R. *Simulation and the Monte Carlo Method*. Newark, Wiley, 2016. ISBN: 9781118632208.
- [90] SALTELLI, A., ANNONI, P., AZZINI, I., et al. “Variance based sensitivity analysis of model output. Design and estimator for the total sensitivity index”, *Computer Physics Communications*, v. 181, n. 2, pp. 259–270, fev. 2010. doi: 10.1016/j.cpc.2009.09.018. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.cpc.2009.09.018>>.
- [91] SALTELLI, A. *Global sensitivity analysis : the primer*. Chichester, England Hoboken, NJ, John Wiley, 2008. ISBN: 978-0-470-05997-5.
- [92] SALTELLI, A. “Making best use of model evaluations to compute sensitivity indices”, *Computer Physics Communications*, v. 145, n. 2, pp. 280–297, maio 2002. doi: 10.1016/s0010-4655(02)00280-1. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/s0010-4655\(02\)00280-1](https://doi.org/10.1016/s0010-4655(02)00280-1)>.
- [93] SOBOL, I. “Global sensitivity indices for nonlinear mathematical models and their Monte Carlo estimates”, *Mathematics and Computers in Simulation*, v. 55, n. 1-3, pp. 271–280, fev. 2001. doi: 10.1016/s0378-4754(00)00270-6. Disponível em: <[https://doi.org/10.1016/s0378-4754\(00\)00270-6](https://doi.org/10.1016/s0378-4754(00)00270-6)>.
- [94] HERMAN, J., USHER, W. “SALib: An open-source Python library for Sensitivity Analysis”, *The Journal of Open Source Software*, v. 2, n. 9, pp. 97, jan. 2017. doi: 10.21105/joss.00097. Disponível em: <<https://doi.org/10.21105/joss.00097>>.

- [95] FOTI, D., YANG, X., SOTIROPOULOS, F. “Uncertainty quantification of infinite aligned wind farm performance using non-intrusive polynomial chaos and a distributed roughness model”, *Wind Energy*, v. 20, n. 6, pp. 945–958, dez. 2016. doi: 10.1002/we.2072. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/we.2072>>.
- [96] LACKNER, M., ROGERS, A., MANWELL, J. “Uncertainty Analysis in Wind Resource Assessment and Wind Energy Production Estimation”. In: *45th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*. American Institute of Aeronautics and Astronautics, jan. 2007. doi: 10.2514/6.2007-1222. Disponível em: <<https://doi.org/10.2514/6.2007-1222>>.
- [97] KWON, S.-D. “Uncertainty analysis of wind energy potential assessment”, *Applied Energy*, v. 87, n. 3, pp. 856–865, mar. 2010. doi: 10.1016/j.apenergy.2009.08.038. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.08.038>>.
- [98] MANIACI, D. C., WESTERGAARD, C., HSIEH, A., et al. “Uncertainty Quantification of Leading Edge Erosion Impacts on Wind Turbine Performance”, *Journal of Physics: Conference Series*, v. 1618, pp. 052082, set. 2020. doi: 10.1088/1742-6596/1618/5/052082. Disponível em: <<https://doi.org/10.1088/1742-6596/1618/5/052082>>.
- [99] PAPI, F., CAPPUGLI, L., SALVADORI, S., et al. “Uncertainty Quantification of the Effects of Blade Damage on the Actual Energy Production of Modern Wind Turbines”, *Energies*, v. 13, n. 15, pp. 3785, jul. 2020. doi: 10.3390/en13153785. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en13153785>>.
- [100] PAPI, F., BALDUZZI, F., FERRARA, G., et al. “Uncertainty quantification on the effects of rain-induced erosion on annual energy production and performance of a Multi-MW wind turbine”, *Renewable Energy*, v. 165, pp. 701–715, mar. 2021. doi: 10.1016/j.renene.2020.11.071. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.11.071>>.
- [101] KUMAR, P., SANDERSE, B., BOORSMA, K., et al. “Global sensitivity analysis of model uncertainty in aeroelastic wind turbine models”, *Journal of Physics: Conference Series*, v. 1618, pp. 042034, set. 2020. doi: 10.1088/1742-6596/1618/4/042034. Disponível em: <<https://doi.org/10.1088/1742-6596/1618/4/042034>>.

- [102] FORGHANI, M., RITTO, T. “STOCHASTIC MODELING OF THE DYNAMICS OF A WIND TURBINE USING MATLAB AND MSC.ADAMS”. pp. 615–630, 11 2013.
- [103] VELDKAMP, H. *Chances in wind energy : a probabilistic approach to wind turbine fatigue design*. Delft, DUWIND Delft Univ. Wind Energy Research Inst, 2006. ISBN: 978-90-76468-12-9.
- [104] MURCIA, J. P., RÉTHORÉ, P.-E., DIMITROV, N., et al. “Uncertainty propagation through an aeroelastic wind turbine model using polynomial surrogates”, *Renewable Energy*, v. 119, pp. 910–922, abr. 2018. doi: 10.1016/j.renene.2017.07.070. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.07.070>>.
- [105] TOFT, H. S., SVENNNGSEN, L., SØRENSEN, J. D., et al. “Uncertainty in wind climate parameters and their influence on wind turbine fatigue loads”, *Renewable Energy*, v. 90, pp. 352–361, maio 2016. doi: 10.1016/j.renene.2016.01.010. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.010>>.
- [106] SCHRÖDER, L., DIMITROV, N. K., SØRENSEN, J. A. “Uncertainty propagation and sensitivity analysis of an artificial neural network used as wind turbine load surrogate model”, *Journal of Physics: Conference Series*, v. 1618, pp. 042040, set. 2020. doi: 10.1088/1742-6596/1618/4/042040. Disponível em: <<https://doi.org/10.1088/1742-6596/1618/4/042040>>.
- [107] ENDESHAW, H., EKWARO-OSIRE, S., ALEMAYEHU, F., et al. “Evaluation of Fatigue Crack Propagation of Gears Considering Uncertainties in Loading and Material Properties”, *Sustainability*, v. 9, n. 12, pp. 2200, nov. 2017. doi: 10.3390/su9122200. Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/su9122200>>.
- [108] DESAI, A., SARKAR, S. “Analysis of a Nonlinear Aeroelastic System with Parametric Uncertainties Using Polynomial Chaos Expansion”, *Mathematical Problems in Engineering*, v. 2010, pp. 1–21, 2010. doi: 10.1155/2010/379472. Disponível em: <<https://doi.org/10.1155/2010/379472>>.
- [109] POURAZARM, P., CARACOGLIA, L., LACKNER, M., et al. “Stochastic analysis of flow-induced dynamic instabilities of wind turbine blades”, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 137, pp. 37–45, fev. 2015. doi: 10.1016/j.jweia.2014.11.013. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jweia.2014.11.013>>.

- [110] LI, S., CARACOGLIA, L. “Surrogate Model Monte Carlo simulation for stochastic flutter analysis of wind turbine blades”, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 188, pp. 43–60, maio 2019. doi: 10.1016/j.jweia.2019.02.004. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.jweia.2019.02.004>>.
- [111] LI, X., ZHANG, W. “Long-term fatigue damage assessment for a floating offshore wind turbine under realistic environmental conditions”, *Renewable Energy*, v. 159, pp. 570–584, out. 2020. doi: 10.1016/j.renene.2020.06.043. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.06.043>>.
- [112] SCHLIPF, D., KAPP, S., ANGER, J., et al. “Prospects of optimization of energy production by lidar assisted control of wind turbines”, *EWEA 2011 Conference Proceedings*, pp. 1–10, 01 2011.
- [113] SONG, D., YANG, J., FAN, X., et al. “Maximum power extraction for wind turbines through a novel yaw control solution using predicted wind directions”, *Energy Conversion and Management*, v. 157, pp. 587–599, fev. 2018. doi: 10.1016/j.enconman.2017.12.019. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.12.019>>.
- [114] SCIPY.ORG. “Reference Guide - Scipy”. Disponível em https://docs.scipy.org/doc/scipy/reference/generated/scipy.stats.rv_continuous.fit.html Acesso em: 20 jan. 2021, 2020.
- [115] KRAGH, K. A., HANSEN, M. H. “Potential of power gain with improved yaw alignment”, *Wind Energy*, v. 18, pp. 979–989, 2015.
- [116] KUSNICK, J., ADAMS, D. E., GRIFFITH, D. T. “Wind turbine rotor imbalance detection using nacelle and blade measurements”, *Wind Energy*, v. 18, n. 2, pp. 267–276, jan. 2014. doi: 10.1002/we.1696. Disponível em: <<https://doi.org/10.1002/we.1696>>.
- [117] BRAAM, H., HEIJDRA, J., DELFT, D. V., et al. *Probability distribution of fatigue strength of rotor blades (profar) : publishable final report; [EU joule III project JOR3-CT98-0266]*. Petten, Países Baixos, ECN Wind Energy, 2001.
- [118] KAPUR, J. N. *Maximum-entropy models in science and engineering*. New York, Wiley, 1989. ISBN: 9788122402162.
- [119] BORG, J. P., KIRCHHOFF, R. H. “Mass and aerodynamic imbalance of a horizontal axis wind turbine”, *Journal of Solar Energy Engineering*, 1998.

- [120] PETRONE, G., DE NICOLA, C., QUAGLIARELLA, D., et al. “Wind turbine performance analysis under uncertainty”. In: *49th AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, p. 544.
- [121] PETROBRAS. “5 curiosidades sobre o maior campo em águas profundas do mundo”. Disponível em <https://nossaenergia.petrobras.com.br/pt/energia/5-curiosidades-sobre-o-maior-campo-em-aguas-profundas-do-mundo/> Acesso em: 20 jan. 2021, 2020.
- [122] 4C OFFSHORE. “London Array Offshore Wind Farm – Project details”. Disponível em <https://www.4coffshore.com/windfarms/london-array-phase-1-united-kingdom-uk14.html> Acesso em: 24 jan. 2019, January 2019.
- [123] 4C OFFSHORE. “EOL Planta Piloto de Geração Offshore – Project details”. Disponível em <https://www.4coffshore.com/windfarms/paracuru-campo-eolico-brazil-br26.html> Acesso em: 24 jan. 2019, January 2019.
- [124] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. “Plano de Desenvolvimento Aprovado. Reunião de Diretoria nº 832 de 18/02/2016 – Resolução nº 093/2016”. Disponível em http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Gestao_Contratos/Fase_Producao/Planos_Desenvolvimento/sumario_buzios.pdf Acesso em: 20 jan. 2021, 2016.
- [125] COPERNICUS CLIMATE CHANGE SERVICE (C3S). “ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate”. Disponível em <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp!/home> Acesso em: 25 fev. 2019, Fevereiro 2017.
- [126] IEC 61400-3:2009. *Wind turbines - Part 3: Design requirements for offshore wind turbines*. Standard, International Electrotechnical Commission, Geneva, 2009.

Apêndice A

Resultados Complementares

Nas análises do Capítulo 7, priorizou-se a apresentação de gráficos e tabelas que pontuassem as principais conclusões da presente dissertação, garantindo-se maior fluidez para a leitura e facilitando a compreensão do leitor. Assim, alguns resultados, principalmente dedicados às diferentes localidades em estudo, foram deslocados para este apêndice.

A.1 Análise Determinística

A.1.1 Desalinhamento de *yaw*

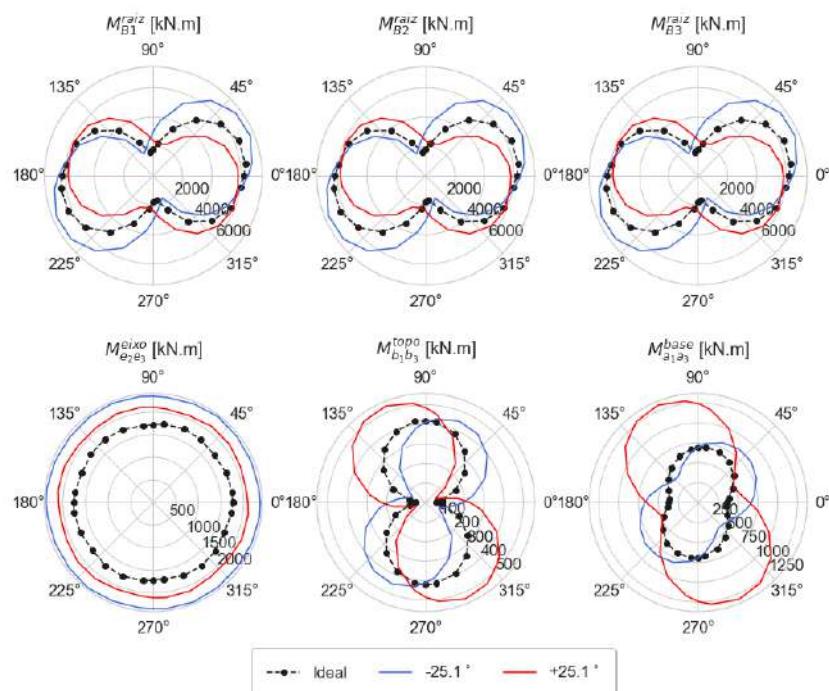


Figura A.1: Carregamento equivalente para o Rio Grande do Norte considerando os cenários operacionais de referência e com desalinhamento de *yaw*.

Tabela A.1: Carregamentos para dano equivalente de fadiga para seções críticas e desalinhamento de *yaw*, com vento característico do Rio Grande do Norte.

		Ideal	-25,1°	+25,1°
Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6344	7158	5902
	$M_{i_3^{B1}}^{raiz}$ [kN.m]	94	96	91
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6344	7155	5905
	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	94	96	91
Pá 3	$M_{i_3^{B2}}^{raiz}$ [kN.m]	6342	7155	5904
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	94	95	91
Eixo	$M_{e_2e_3}^{eixo}$ [kN.m]	1766	2379	2124
	$M_{e_1}^{eixo}$ [kN.m]	49	55	38
Torre	$M_{b_1b_3}^{topo}$ [kN.m]	420	450	534
	$M_{b_2}^{topo}$ [kN.m]	292	437	507
	$M_{a_1a_3}^{base}$ [kN.m]	703	844	1321

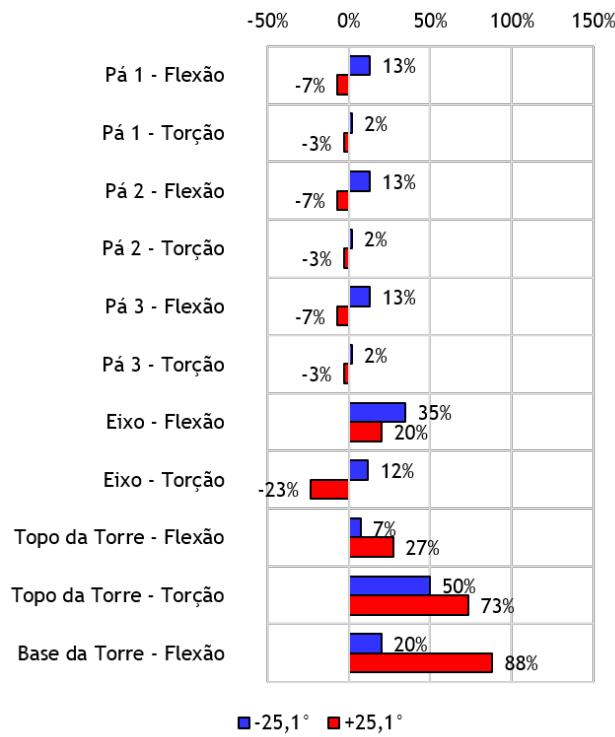


Figura A.2: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desalinhamento de *yaw*, com vento característico do Rio Grande do Norte.

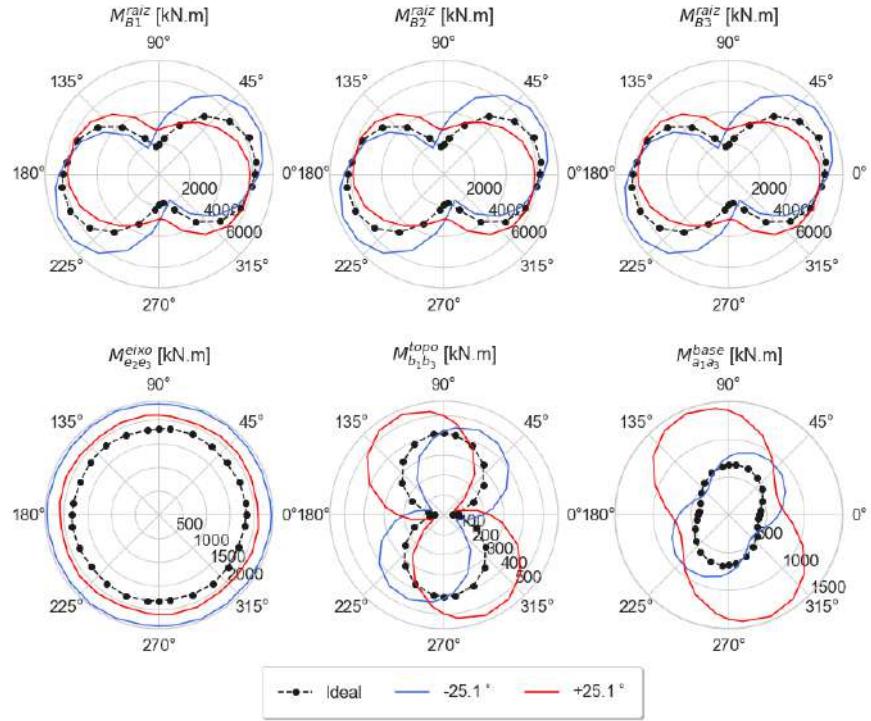


Figura A.3: Carregamento equivalente para o Campo de Búzios considerando os cenários operacionais de referência e com desalinhamento de *yaw*.

Tabela A.2: Carregamentos para dano equivalente de fadiga para seções críticas e desalinhamento de *yaw*, com vento característico do Campo de Búzios.

		Ideal	$-25,1^\circ$	$+25,1^\circ$
Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6276	7060	5853
	$M_{i_3^{B1}}^{raiz}$ [kN.m]	90	96	91
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6276	7055	5854
	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	90	96	91
Pá 3	$M_{i_3^{B2}}^{raiz}$ [kN.m]	6274	7056	5853
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	90	96	91
Eixo	M_{e2e3}^{eixo} [kN.m]	1845	2372	2115
	M_{e1}^{eixo} [kN.m]	43	49	36
Torre	$M_{b_1b_3}^{topo}$ [kN.m]	414	463	549
	$M_{b_2}^{topo}$ [kN.m]	288	423	494
	$M_{a_1a_3}^{base}$ [kN.m]	673	902	1453

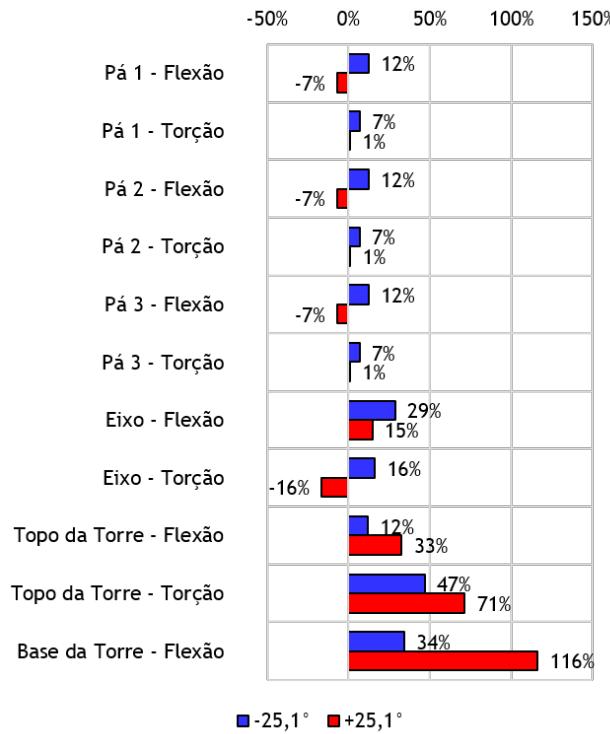


Figura A.4: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desalinhamento de *yaw*, com vento característico do Campo de Búzios.

A.1.2 Desbalanceamento aerodinâmico pelo *pitch*

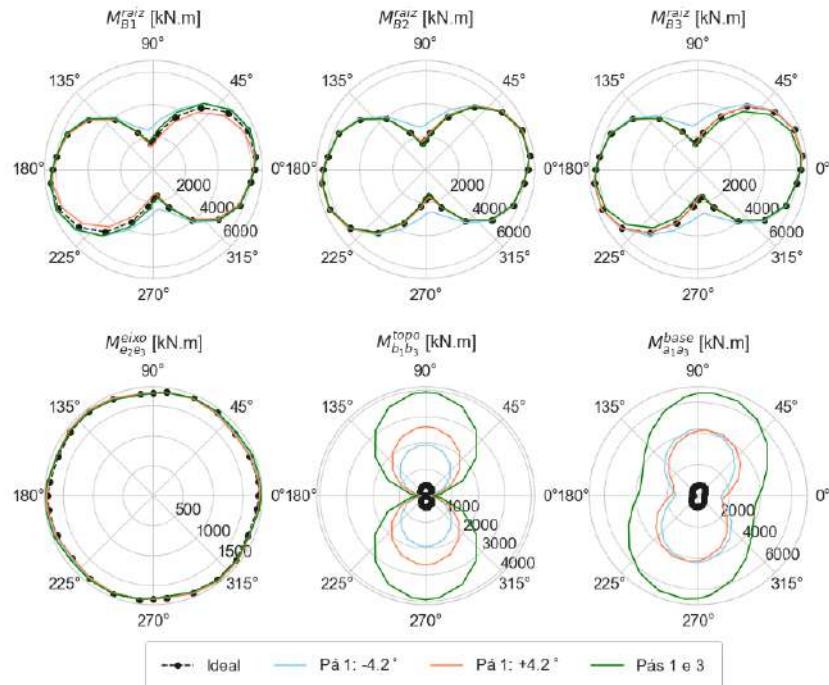


Figura A.5: Carregamentos equivalentes para o Rio Grande do Norte considerando os cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de *pitch*.

Tabela A.3: Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de *pitch*, com vento característico do Rio Grande do Norte.

		Ideal	Pá 1: -4,2°	Pá 1: +4,2°	Pás 1 e 3
Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6344	6404	6245	6449
	$M_{i_3^{B1}}^{\text{raiz}}$ [kN.m]	94	120	74	122
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6344	6331	6361	6316
	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	94	94	97	97
Pá 3	$M_{i_3^{B2}}^{\text{raiz}}$ [kN.m]	6342	6339	6332	6248
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	94	94	96	75
Eixo	$M_{e_2 e_3}^{\text{eixo}}$ [kN.m]	1766	1792	1798	1812
	$M_{e_1}^{\text{eixo}}$ [kN.m]	49	74	51	58
Torre	$M_{b_1 b_3}^{\text{topo}}$ [kN.m]	420	1931	2613	3934
	$M_{b_2}^{\text{topo}}$ [kN.m]	292	2155	2198	3595
	$M_{a_1 a_3}^{\text{base}}$ [kN.m]	703	4284	4240	6672

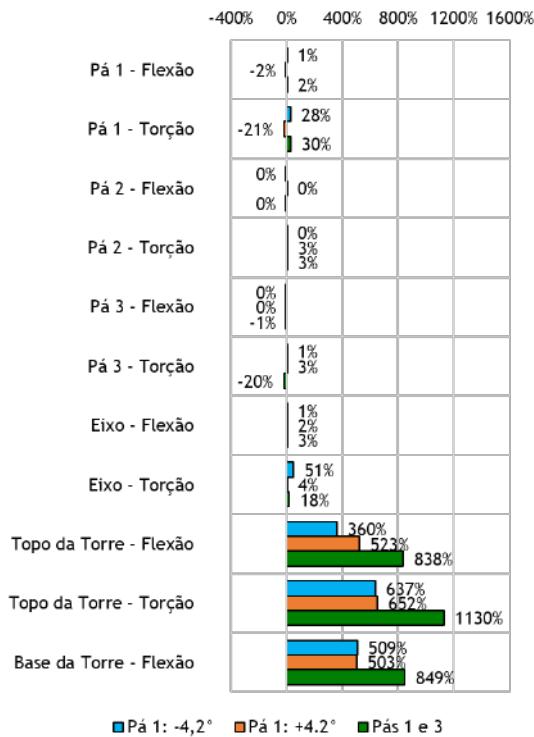


Figura A.6: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de *pitch*, com vento característico do Rio Grande do Norte.

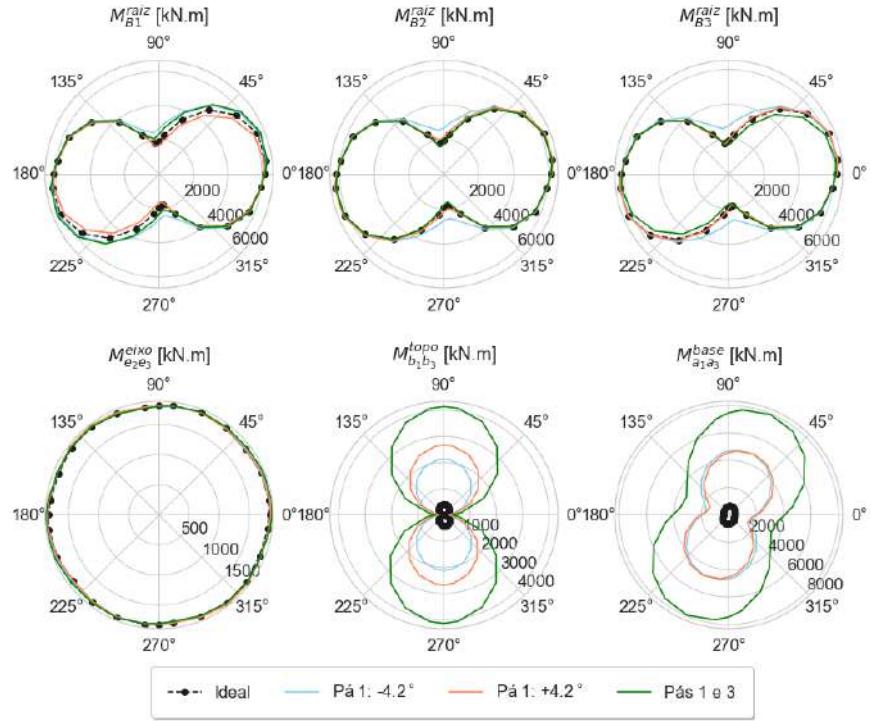


Figura A.7: Carregamentos equivalentes para o Campo de Búzios considerando os cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de *pitch*.

Tabela A.4: Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de *pitch*, com vento característico do Campo de Búzios.

		Ideal	Pá 1: -4,2°	Pá 1: +4,2°	Pás 1 e 3
Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6276	6334	6178	6405
	$M_{i_3^{B1}}^{raiz}$ [kN.m]	90	115	72	119
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6276	6256	6306	6258
	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	90	90	94	94
Pá 3	$M_{i_3^{B2}}^{raiz}$ [kN.m]	6274	6262	6281	6170
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	90	90	93	72
Eixo	M_{e2e3}^{eixo} [kN.m]	1845	1869	1872	1885
	M_{e1}^{eixo} [kN.m]	43	68	48	56
Torre	$M_{b_1b_3}^{topo}$ [kN.m]	414	2122	2667	4139
	$M_{b_2}^{topo}$ [kN.m]	288	2331	2252	3800
	$M_{a_1a_3}^{base}$ [kN.m]	673	4788	4806	7938

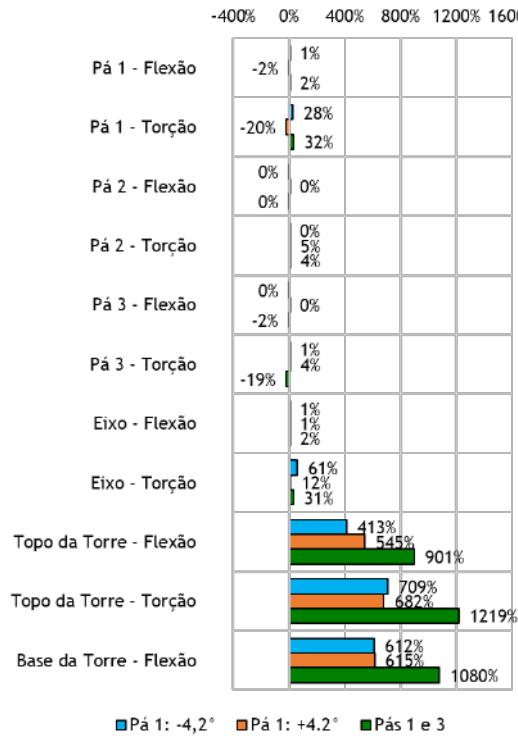


Figura A.8: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de *pitch*, com vento característico do Campo de Búzios.

A.1.3 Desbalanceamento aerodinâmico pelo *twist*

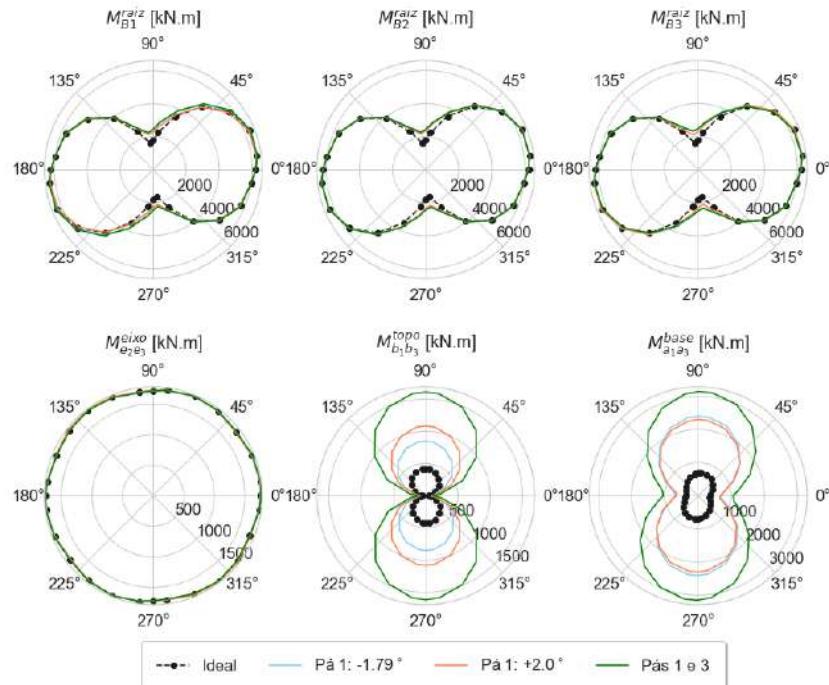


Figura A.9: Carregamentos equivalentes para o Rio Grande do Norte considerando os cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de *twist*.

Tabela A.5: Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de *twist*, com vento característico do Rio Grande do Norte.

Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6344	6359	6320	6375
	$M_{i_3^{B1}}^{raiz}$ [kN.m]	94	103	87	104
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6344	6339	6350	6340
	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	94	94	95	95
Pá 3	$M_{i_3^{B2}}^{raiz}$ [kN.m]	6342	6343	6340	6318
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	94	94	95	87
Eixo	$M_{e_2e_3}^{eixo}$ [kN.m]	1766	1765	1779	1774
	$M_{e_1}^{eixo}$ [kN.m]	49	54	48	51
Torre	$M_{b_1b_3}^{topo}$ [kN.m]	420	851	1081	1611
	$M_{b_2}^{topo}$ [kN.m]	292	933	795	1372
	$M_{a_1a_3}^{base}$ [kN.m]	703	2405	2303	3148

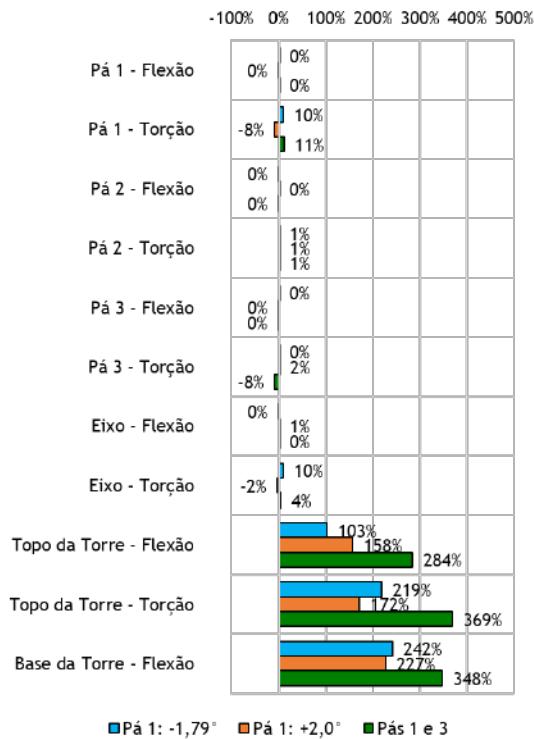


Figura A.10: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de *twist*, com vento característico do Rio Grande do Norte.

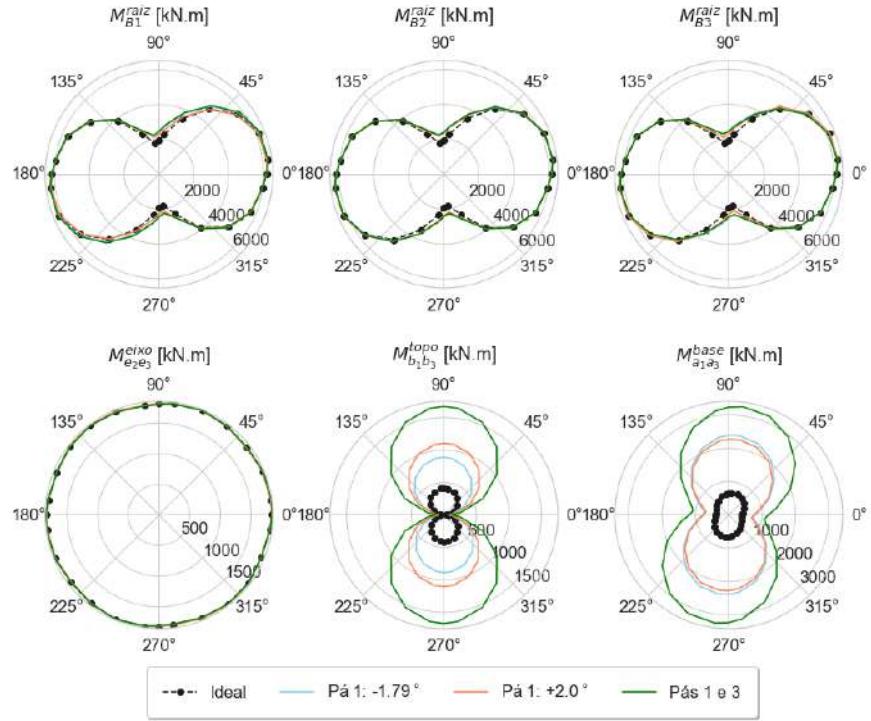


Figura A.11: Carregamentos equivalentes para o Campo de Búzios considerando os cenários operacionais de referência e com offset do ângulo de *twist*.

Tabela A.6: Carregamentos equivalentes para seções críticas e erros de *twist*, com vento característico do Campo de Búzios.

Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6276	6295	6250	6308
	$M_{i_3^{B1}}^{raiz}$ [kN.m]	90	99	83	100
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6276	6268	6286	6274
	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	90	90	91	91
Pá 3	$M_{i_3^{B2}}^{raiz}$ [kN.m]	6274	6272	6278	6245
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	90	90	92	83
Eixo	M_{e2e3}^{eixo} [kN.m]	1845	1845	1854	1853
	M_{e1}^{eixo} [kN.m]	43	47	42	46
Torre	$M_{b_1b_3}^{topo}$ [kN.m]	414	889	1106	1672
	$M_{b_2}^{topo}$ [kN.m]	288	974	816	1425
	$M_{a_1a_3}^{base}$ [kN.m]	673	2399	2282	3272

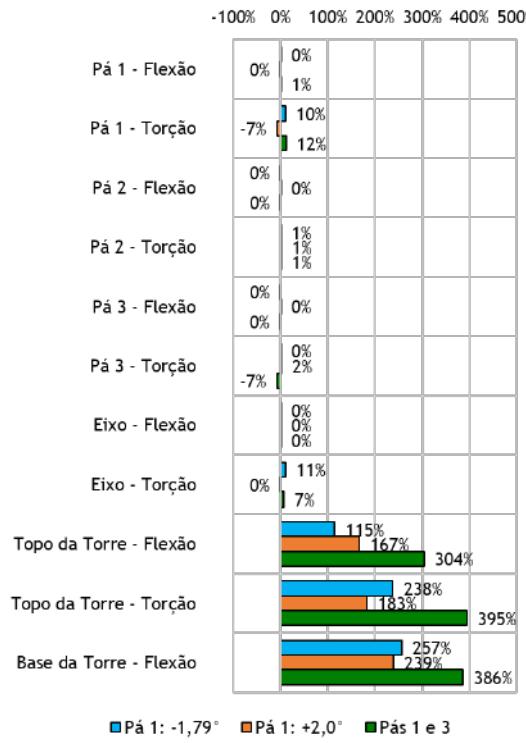


Figura A.12: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e erros de *twist*, com vento característico do Campo de Búzios.

A.1.4 Desbalanceamento mecânico

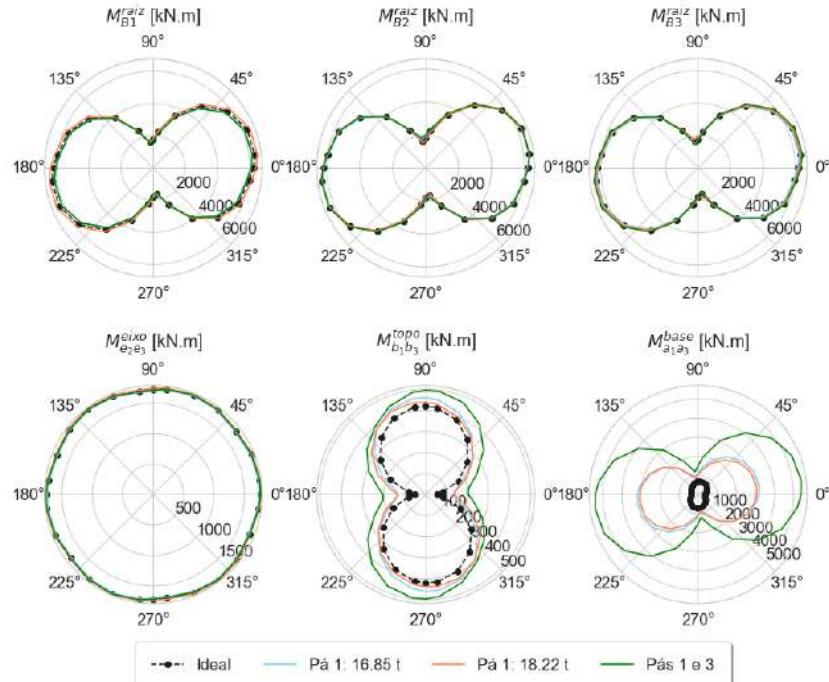


Figura A.13: Carregamentos equivalentes para o Rio Grande do Norte considerando os cenários de operação ideal e com desbalanceamento entre as massas das pás.

Tabela A.7: Carregamentos equivalentes para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Rio Grande do Norte.

		Ideal	Pá 1: 16.85 t	Pá 1: 18.22 t	Pás 1 e 3
Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6344	6172	6516	6195
	$M_{i_3^{B1}}^{raiz}$ [kN.m]	94	92	96	92
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6344	6321	6368	6373
	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	94	94	94	96
Pá 3	$M_{i_3^{B2}}^{raiz}$ [kN.m]	6342	6295	6388	6471
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	94	92	95	94
Eixo	$M_{e_2e_3}^{eixo}$ [kN.m]	1766	1752	1786	1768
	$M_{e_1}^{eixo}$ [kN.m]	49	95	93	143
Torre	$M_{b_1b_3}^{topo}$ [kN.m]	420	460	441	496
	$M_{b_2}^{topo}$ [kN.m]	292	322	348	425
	$M_{a_1a_3}^{base}$ [kN.m]	703	3224	3108	5457

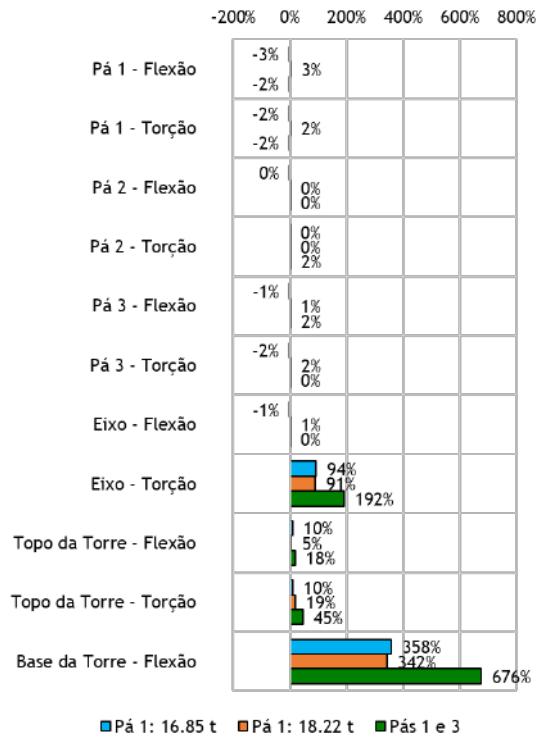


Figura A.14: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Rio Grande do Norte.

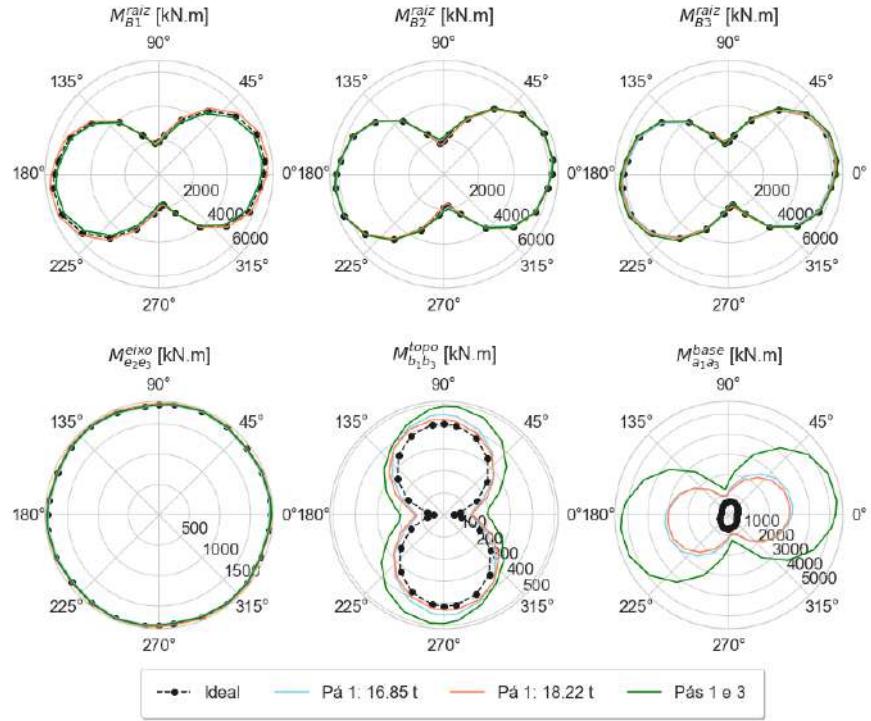


Figura A.15: Carregamentos equivalentes para o Campo de Búzios considerando os cenários de operação ideal e com desbalanceamento entre as massas das pás.

Tabela A.8: Carregamentos equivalentes para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Campo de Búzios.

		Ideal	Pá 1: 16.85 t	Pá 1: 18.22 t	Pás 1 e 3
Pá 1	M_{B1}^{raiz} [kN.m]	6276	6101	6451	6123
	$M_{i_3^{B1}}^{raiz}$ [kN.m]	90	88	92	89
Pá 2	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	6276	6252	6301	6298
	M_{B2}^{raiz} [kN.m]	90	90	90	92
Pá 3	$M_{i_3^{B2}}^{raiz}$ [kN.m]	6274	6234	6315	6412
	M_{B3}^{raiz} [kN.m]	90	88	92	90
Eixo	M_{e2e3}^{eixo} [kN.m]	1845	1831	1865	1847
	M_{e1}^{eixo} [kN.m]	43	83	80	124
Torre	$M_{b_1b_3}^{topo}$ [kN.m]	414	453	432	492
	$M_{b_2}^{topo}$ [kN.m]	288	315	342	414
	$M_{a_1a_3}^{base}$ [kN.m]	673	3179	3054	5384

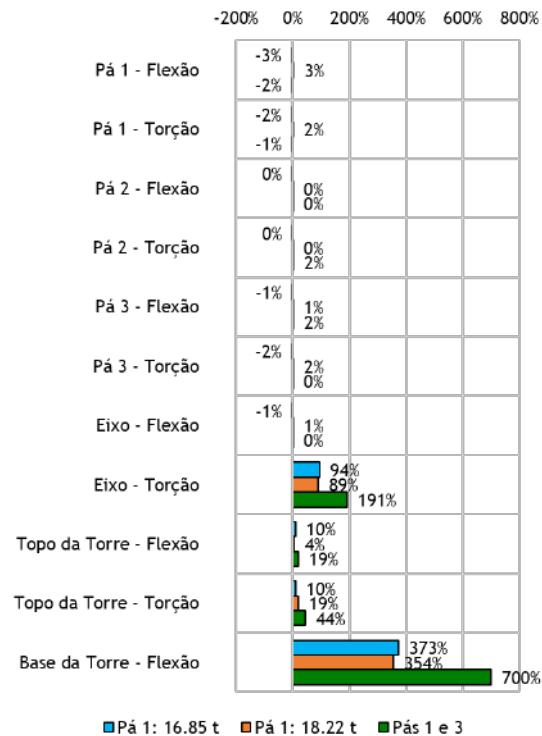


Figura A.16: Variação relativa ao caso ideal do DEL para seções críticas e desvios nas massas das pás, com vento característico do Campo de Búzios.

A.2 Propagação de Incertezas

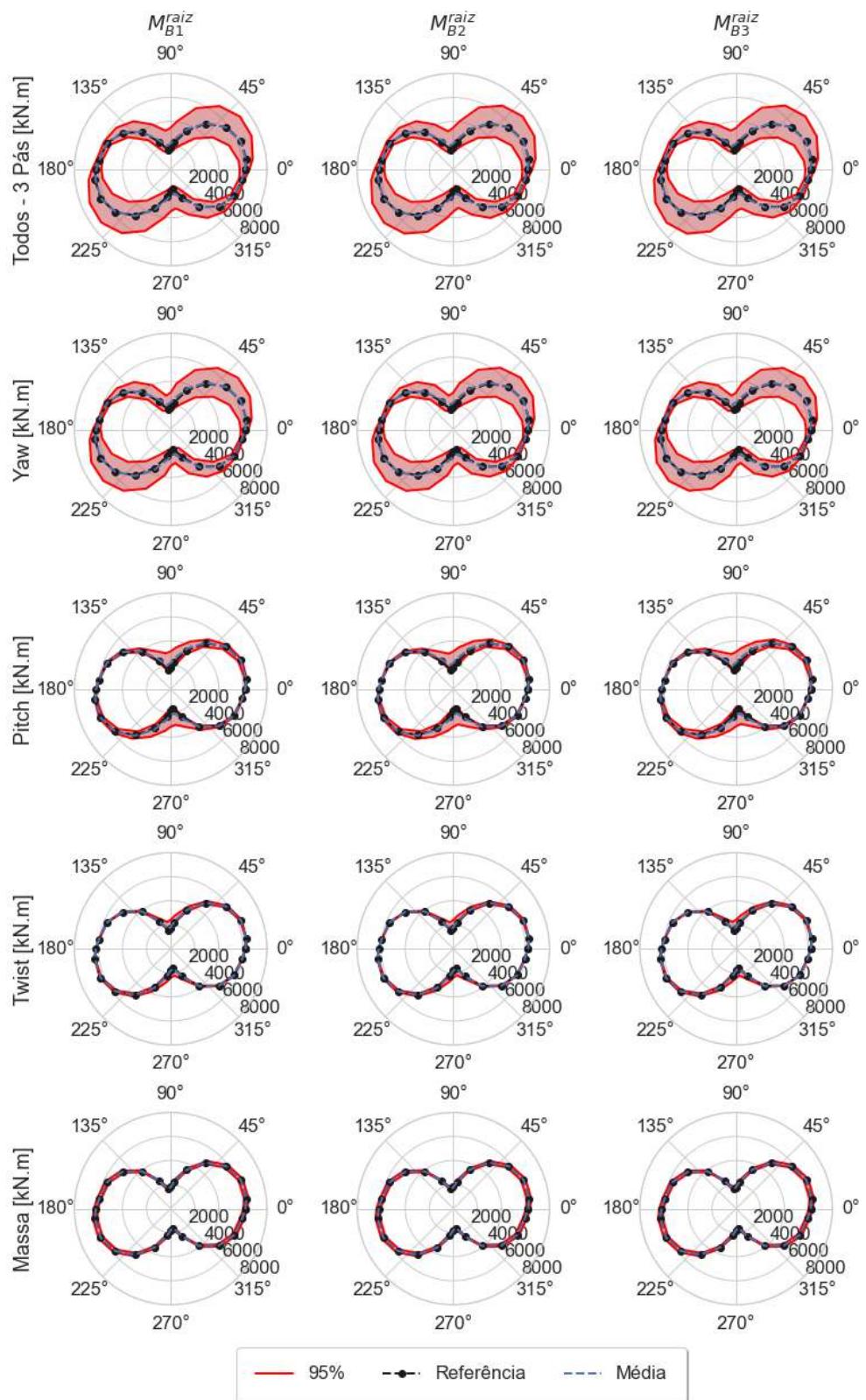


Figura A.17: Rosas dos carregamentos equivalentes para as raízes das pás no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Rio Grande do Norte.

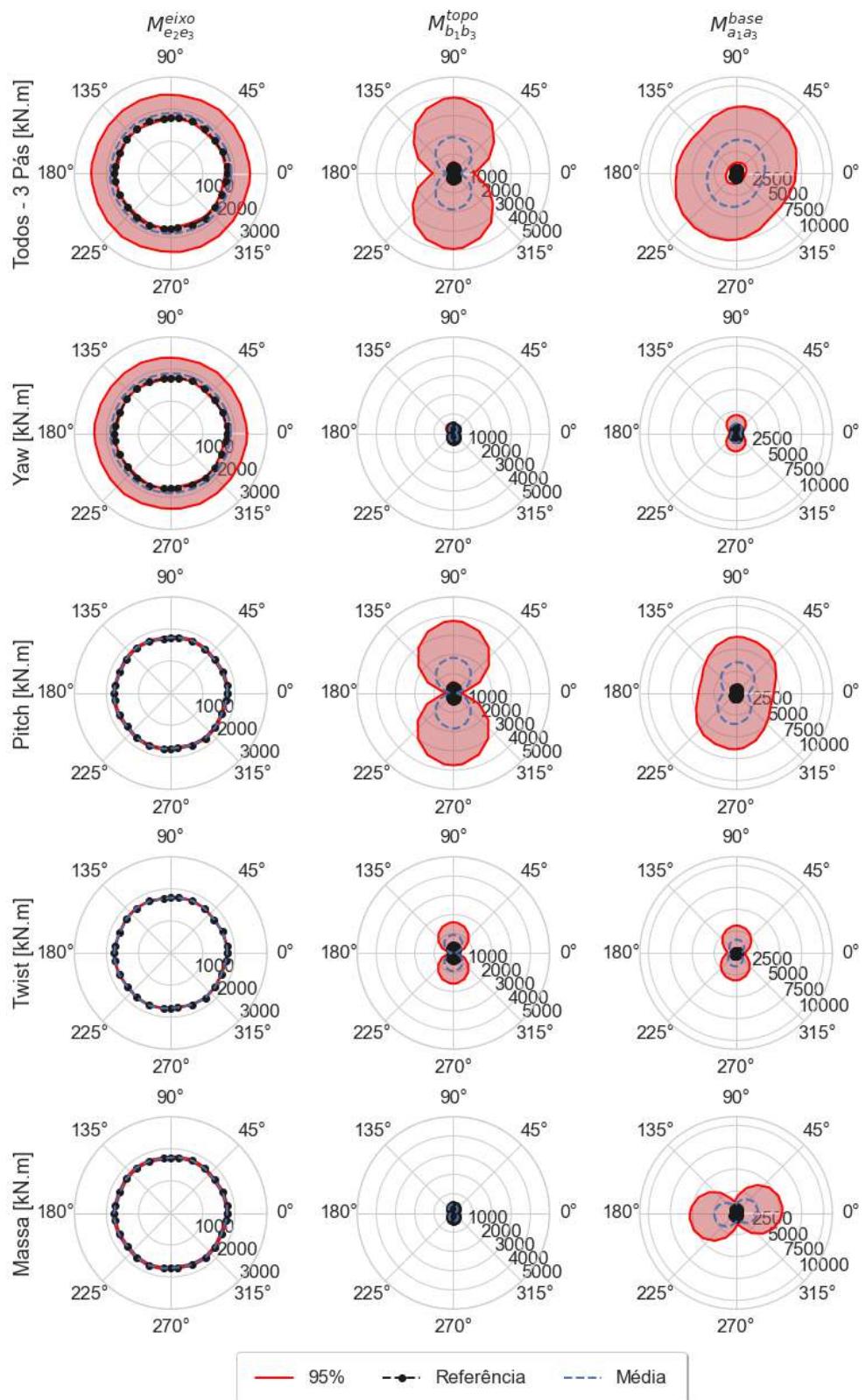


Figura A.18: Rosas dos carregamentos equivalentes para seções do eixo de baixa rotação e torre no caso de incerteza apenas para as três pás, considerando vento do Rio Grande do Norte.

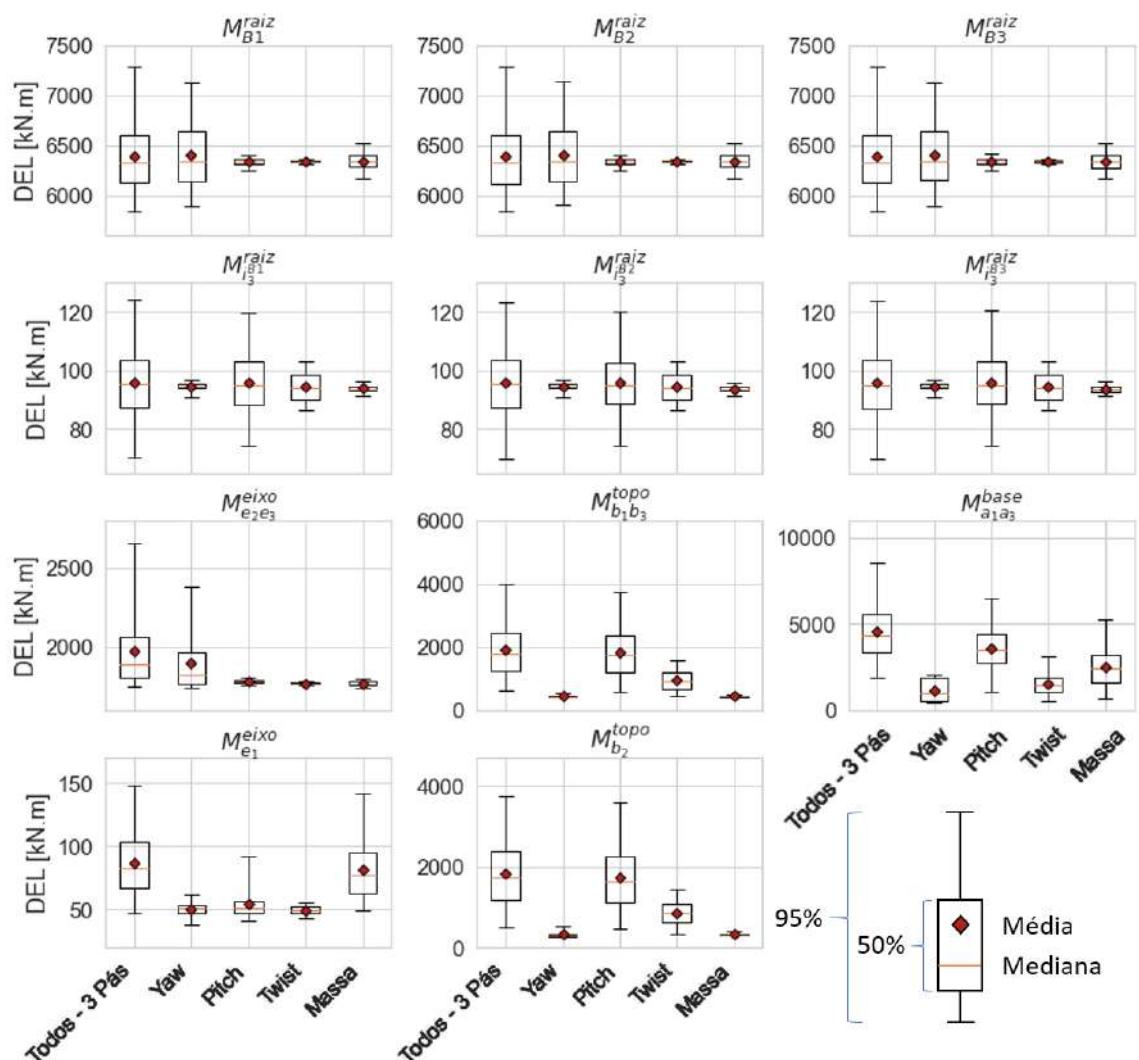


Figura A.19: Boxplots para DELs de interesse no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Rio Grande do Norte.

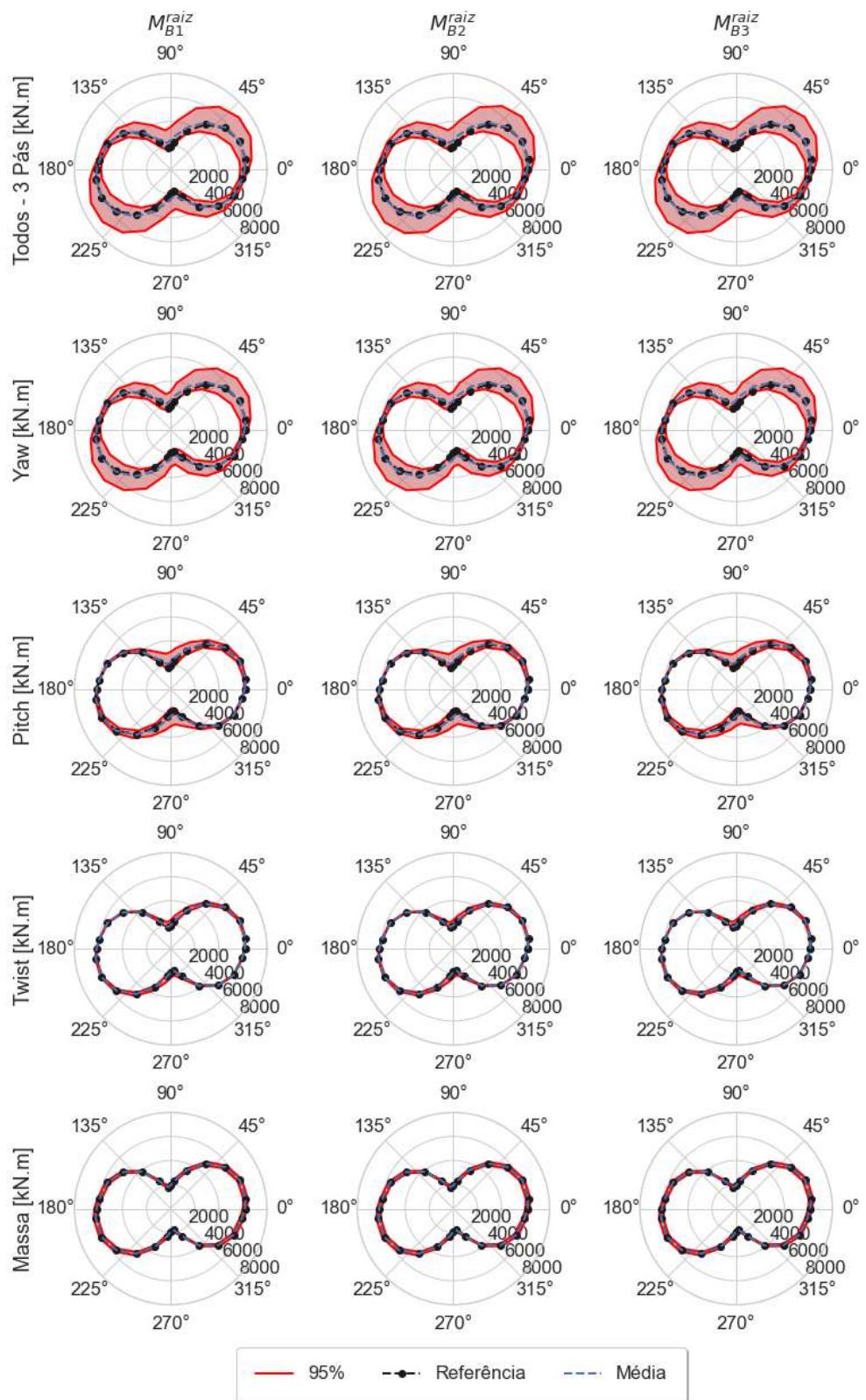


Figura A.20: Rosas dos carregamentos equivalentes para as raízes das pás no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Campo de Búzios.

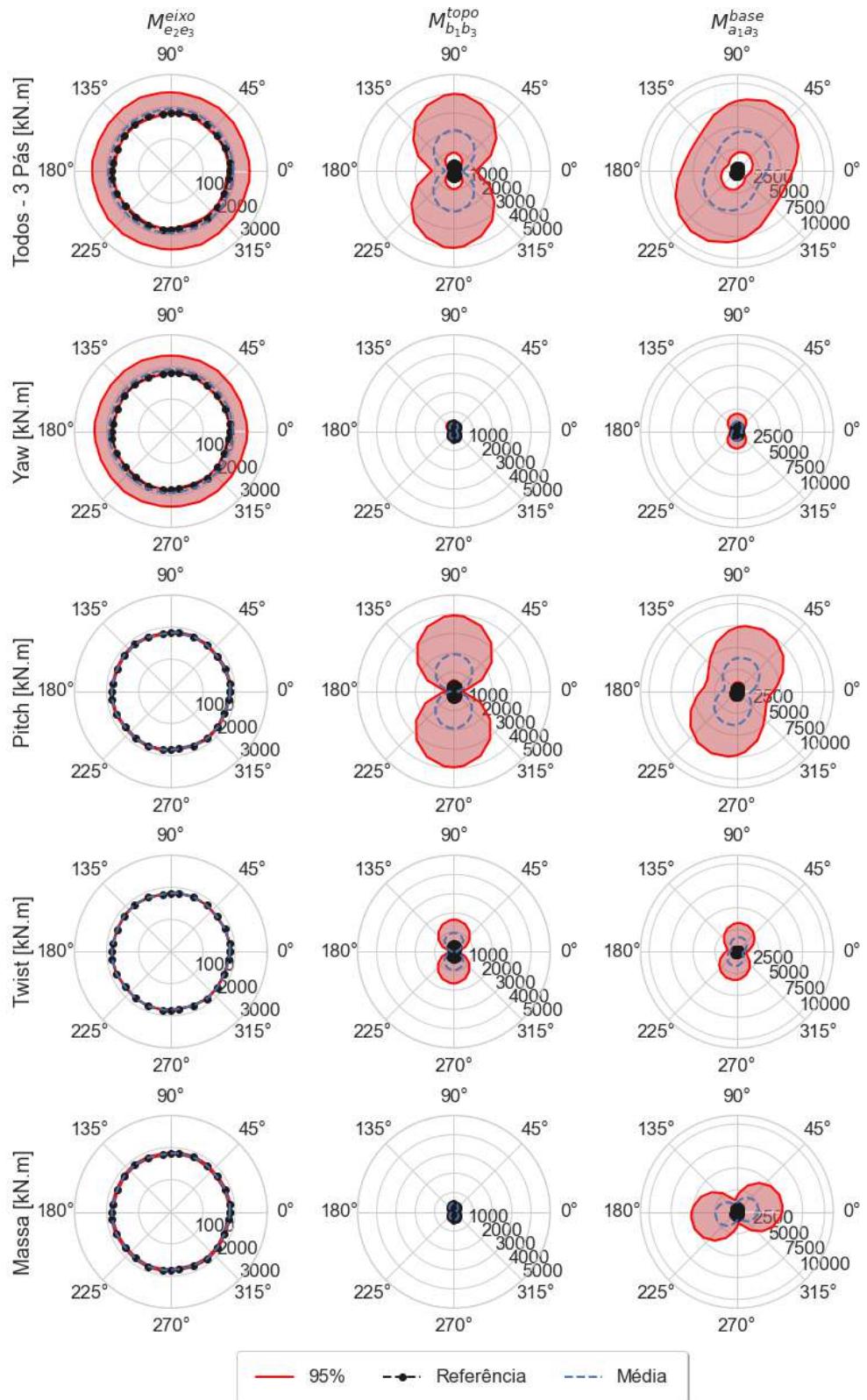


Figura A.21: Rosas dos carregamentos equivalentes para seções do eixo de baixa rotação e torre no caso de incerteza apenas para as três pás, considerando vento do Campo de Búzios.

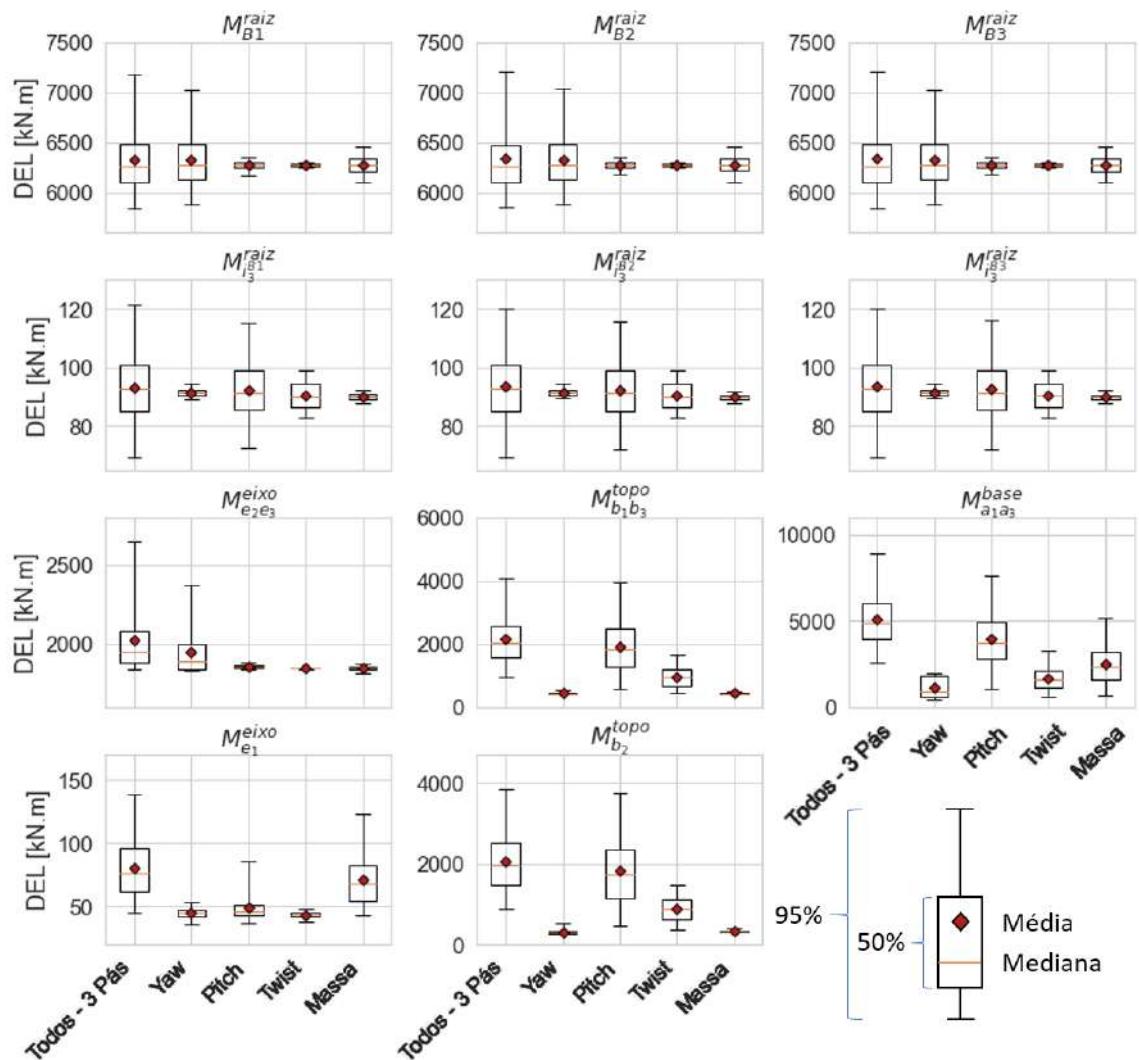


Figura A.22: Boxplots para DELs de interesse no caso de incerteza para as três pás, considerando vento do Campo de Búzios.

Apêndice B

Incertezas em uma Pá

Nas análises apresentadas no Capítulo 7, foram apresentados apenas os resultados para as análises de incerteza e de sensibilidade no caso em que se consideram as incertezas associadas ao desbalanceamento atuando sobre todas as pás do aerogerador. Todavia, numa análise anterior, considerou-se também um cenário em que apenas uma das pás (pá 1) teria parâmetros incertos, enquanto as demais teriam seus parâmetros fixos na condição ideal.

B.1 Propagação de Incertezas

As curvas de potência considerando cada não idealidade individualmente e o caso com sobreposição de todas podem ser visualizadas na Figura B.1. Na Figura B.2, observa-se a diferença para o caso de referência. A curva tracejada em preto representa o caso ideal, a curva tracejada em azul é a curva média e a envoltória representa o intervalo de 95% de confiança.

Assim como na análise determinística, observa-se que a envoltória da perda de geração é mais representativa nas situações de desalinhamento de *yaw* e, em menor escala, nos casos de erro no ângulo de *pitch* da pá 1. Os erros de *twist* e de massa da pá 1 geram baixa dispersão na perda de energia em relação aos casos anteriores. No caso em que as incertezas de *yaw* e das demais variáveis atuam em conjunto, a envoltória se alarga e a média se afasta um pouco mais da referência. Ou seja, o caso conjunto permite a existência de perdas maiores do que casos individuais. Todavia, evidencia-se que a envoltória do caso conjunto é fortemente influenciada pela incerteza de *yaw*.

Tanto observando as envoltórias quanto a média, nota-se que a incerteza de geração cresce entre o cut-in e vento de 11,4 m/s, onde o intervalo é mais amplo. Desse ponto em diante, o range de perda cai rapidamente para zero até a velocidade de 14 m/s. Do ponto de vista da média, nota-se que em todos os casos, o distanciamento mais relevante se dá na velocidade nominal, onde há uma perda de 350 kW em

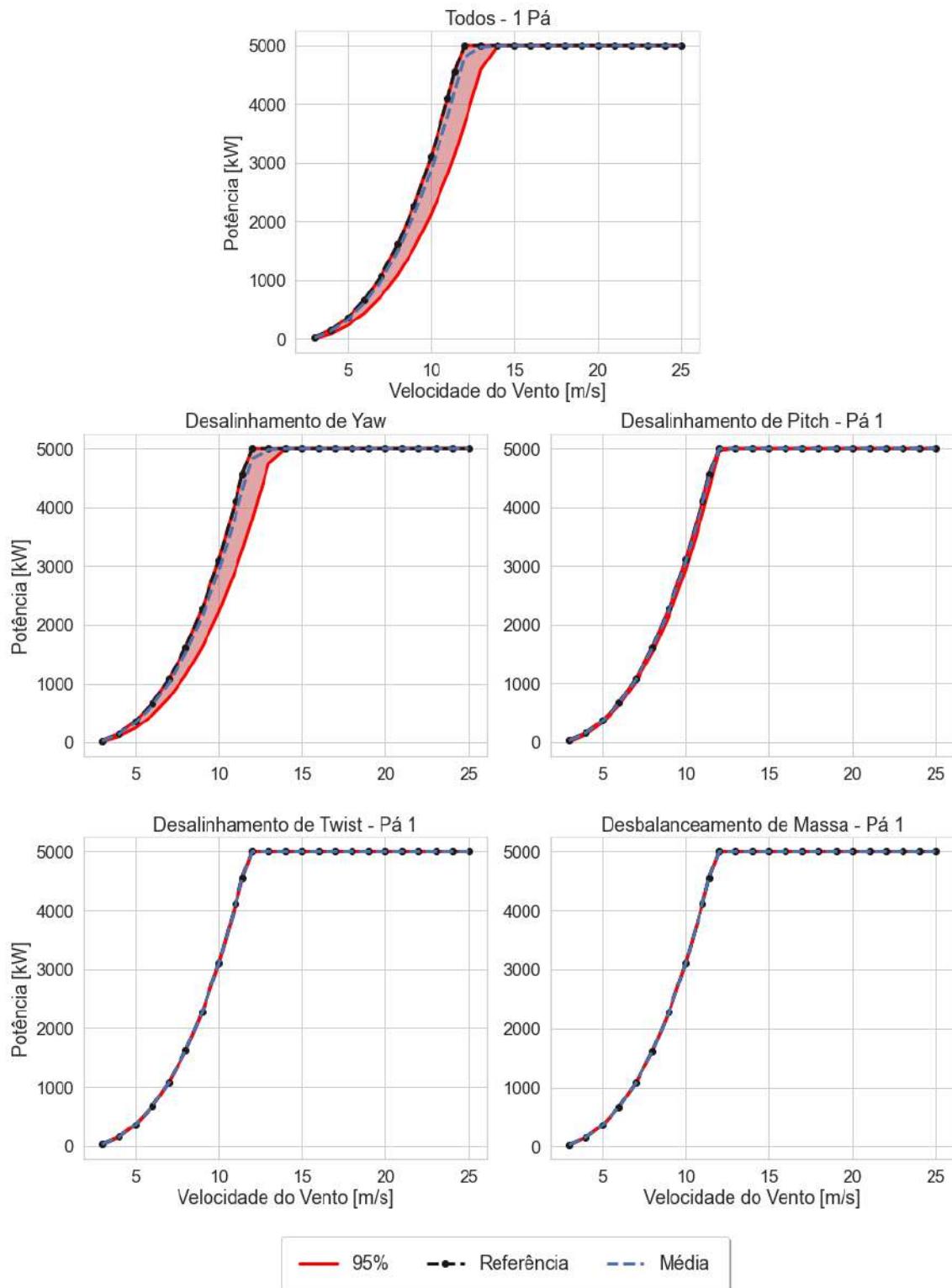


Figura B.1: Curva de potência considerando incerteza para a pá 1 e para o ângulo de yaw.

5000 kW de base (cerca de 7% da nominal) na situação de não idealidades em conjunto. Por outro lado, o extremo da envoltória representa uma perda muito maior,

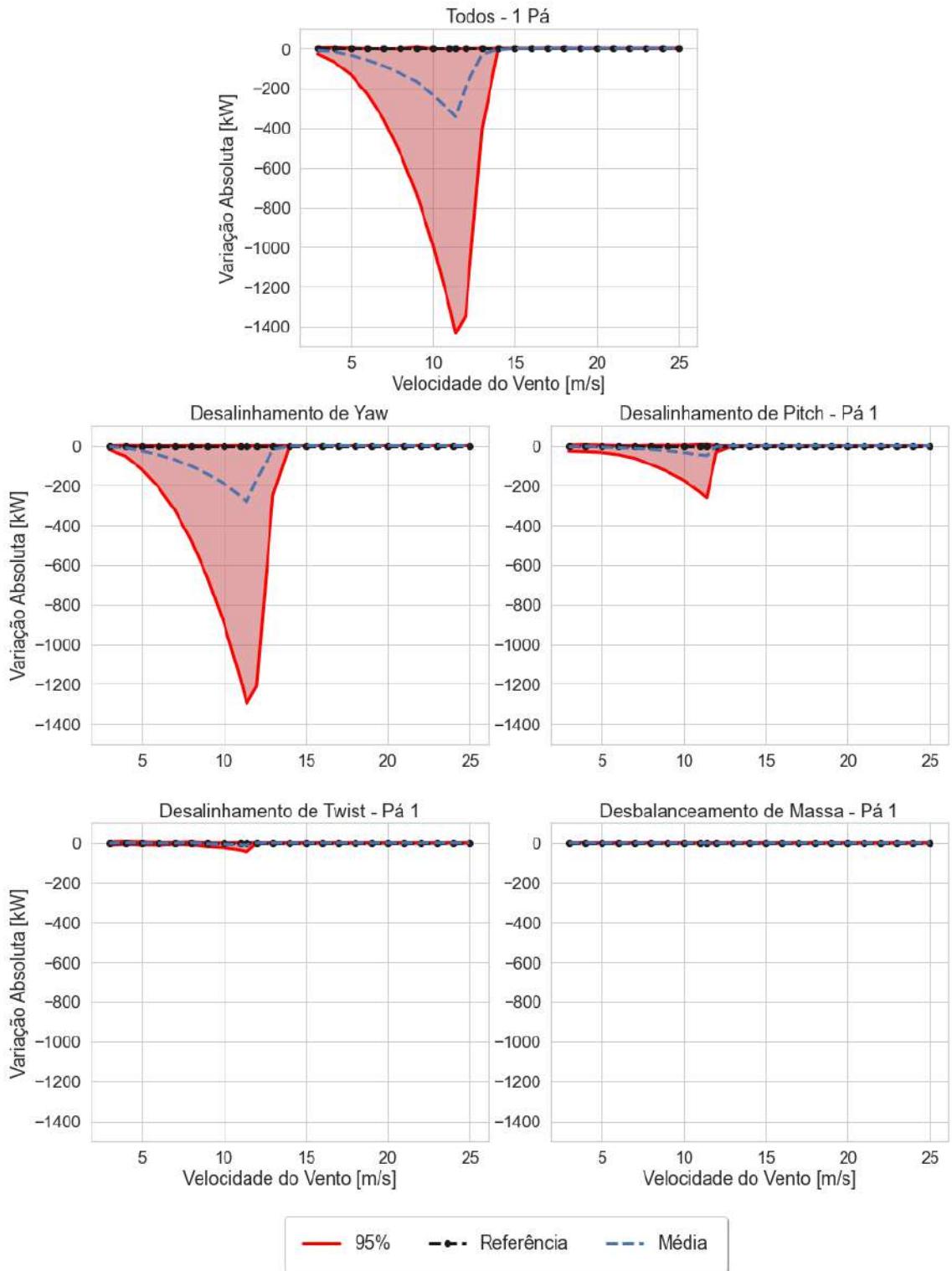


Figura B.2: Diferenças entre a curva de potência de referência e as curvas considerando incertezas para a pá 1 e para o ângulo de yaw.

que pode ultrapassar 1400 kW (ou cerca de 28%) da geração nominal. No entanto, pela análise de envoltória e da média, entende-se que os resultados, em sua maioria, concentram-se próximos à curva de referência, embora alguns poucos estejam mais

afastados.

Através das curvas, é possível obter realizações para a geração anual sob as condições não ideais de operação e construir conjuntos de boxplots correspondentes às três localidades e respectivas distribuições de velocidade de vento em análise, como apresentado na Figura B.3. Nas figuras, os extremos representam os limites de uma envoltória de 95% dos dados, o box delimita os quartis de 25% e 75%, o traço que divide o box é a mediana e o marcador em vermelho é a média. Adicionalmente, a Figura B.4 traz os histogramas de geração para as três localidades a Tabela B.1 apresenta a geração anual para o caso de operação ideal, o valor médio e o limite inferior do boxplot, que corresponde à probabilidade de ocorrência de 2,5%, além do valor percentual da energia não gerada.

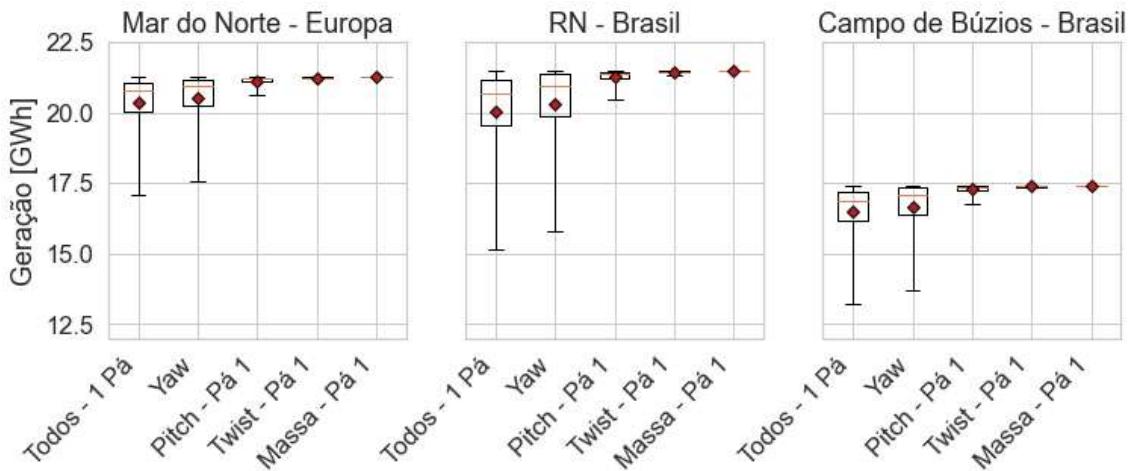


Figura B.3: Boxplots para a geração anual considerando as variáveis incertas individualmente e em conjunto, no caso de incerteza apenas para a pá 1.

Tabela B.1: Geração Anual e diferença para a operação ideal no cenário de parâmetros incertos em conjunto, no caso de incerteza apenas para a pá 1.

	Mar do Norte - Europa		RN - Brasil		Campo de Búzios - Brasil	
Ideal	21,2 GWh	-	21,5 GWh	-	17,4 GWh	-
Média	20,3 GWh	-4,3%	20,0 GWh	-6,6%	16,5 GWh	-5,3%
Probab. de 2,5%	17,1 GWh	-19,6%	15,1 GWh	-29,4%	13,2 GWh	-24,0%

Assim como na análise de incertezas para as três pás, as médias da geração no Mar do Norte e do litoral do Rio Grande do Norte são semelhantes e superiores à do Campo de Búzios, no litoral sudeste brasileiro. Do ponto de vista da dispersão

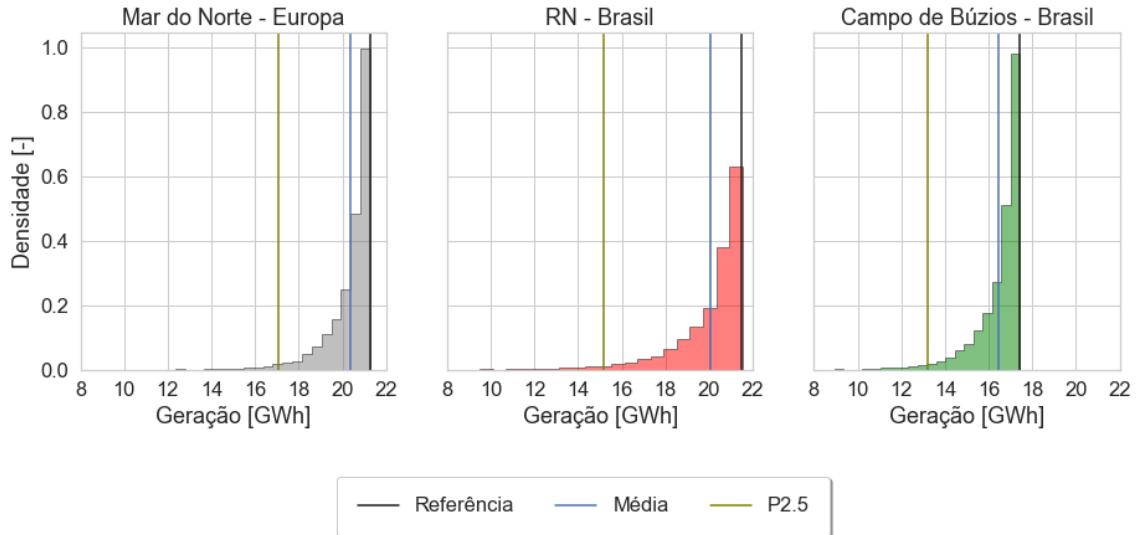


Figura B.4: Histogramas para a geração anual no caso de incertezas em conjunto para pá 1.

dos resultados, as envoltórias referentes ao Rio Grande do Norte são maiores que nas demais localidades.

Considerando o efeito dos parâmetros incertos sobre a geração anual, verifica-se que a variação na massa e o erro no ângulo de *twist* na pá 1 praticamente não geram variação na saída. Como observado anteriormente nas curvas de potência, a incerteza sobre o ângulo de *pitch* e sobre o desalinhamento de *yaw* geram maior variação na energia produzida, com maior destaque para o parâmetro de orientação do rotor.

Da análise específica para o efeito conjunto das quatro entradas (ângulo de *yaw* para o rotor e ângulos de *pitch*, *twist* e massa da pá 1), observa-se que existe uma perda média entre 4% e 7% dependendo do vento no local da instalação. No entanto, para o limite inferior da envoltória, a perda de energia pode chegar a valores entre 20% e 30%. É interessante notar que na comparação entre o litoral potiguar e o Mar do Norte, caso não fossem consideradas as incertezas, concluir-se-ia que primeiro teria uma geração superior. Porém, com as incertezas, observa-se que a geração média no Rio Grande do Norte seria na verdade inferior. Logo, ao invés de se adotar no cálculo das perdas por operação subótima um fator fixo independente do local, uma melhor prática seria fazer uma análise de incertezas considerando a distribuição estatística do vento local.

As consequências para a fadiga no plano para seções críticas do aerogerador considerando incertezas na pá 1 podem ser observadas nas rosas de carregamentos indicadas nas Figuras B.5 e B.6, que apresentam carregamento equivalente de fadiga, e nos boxplots da Figura B.7. Através da Figura B.7, é possível analisar compa-

rativamente as estatísticas do carregamento equivalente considerando as fontes de incerteza individualmente e em conjunto para o Mar do Norte, o qual se assemelha às análises para as demais localidades.

Para a raiz das pás, verifica-se que a incerteza de maior influência é o ângulo de *yaw*, dado que sua envoltória é a mais ampla enquanto a das demais fica muito próxima ao valor de referência. Pelos gráficos polares e também pelo boxplot, nota-se que as incertezas sobre as demais entradas não chega a produzir efeitos significativos nem para a pá 1 e nem para as demais. Quanto à direção de maior momento fletor equivalente, o limite superior da envoltória fica em torno de 45°.

Ainda em relação às pás, verifica-se que nas pás 2 e 3, a envoltória dos carregamentos equivalentes para a ação conjunta das incertezas é muito menor do que na pá 1. Nesta, a incerteza do torque equivalente sofre maiores efeitos a partir dos parâmetros ângulo de *pitch* e de *twist* na pá 1.

Para a seção do eixo em que se encontra o rolamento principal, nota-se que o desalinhamento de *yaw* sozinho leva a uma incerteza no carregamento equivalente muito mais relevante do que as demais entradas analisadas. Com relação à envoltória, a mesma é axissimétrica.

Para o topo da torre, as faixas de incerteza para desalinhamento de *yaw* e desbalanceamento da massa da pá 1 são pequenas em comparação com as variáveis de desbalanceamento aerodinâmico, principalmente o offset de *pitch*. Em ambos, observa-se que a direção de maior criticidade é a de 90°, que é a mesma para a curva ideal. No caso da base da torre, verifica-se que os carregamentos equivalentes para a flexão são fortemente influenciada pelo offset de *pitch*, que acaba provocando uma envoltória de realizações que se alonga na direção de 60°.

Adicionalmente às Figuras B.5 a B.7, a Figura B.8 traz os histogramas para os carregamentos equivalentes no caso conjunto enquanto a Figura B.9 apresenta mapas de calor para auxiliar na comparação entre os carregamentos equivalentes na operação ideal do aerogerador, a média observada levando em conta as incertezas em associação e o limite superior da envoltória de 95%. Nos mapas da segunda linha, ambas as estatísticas decorrentes da propagação de incertezas são normalizadas frente ao DEL no caso ideal.

Os histogramas de carregamento equivalente para flexão e torção na raiz da pá 1 apontam uma distribuição cuja média é muito próxima ao valor do caso base, apenas cerca de 1 a 3% superior, como visto no mapa de calor. Por esse motivo, há situações em que mesmo os parâmetros incertos assumindo valores fora da condição de projeto, tem-se carregamentos equivalentes abaixo do caso de referência. No limite superior da envoltória, a pá 1 chega a sofrer com flexão e torção equivalentes de fadiga 15% e 34% superiores ao caso base, respectivamente.

Para os histogramas dos demais esforços, nota-se que os valores de DEL para o

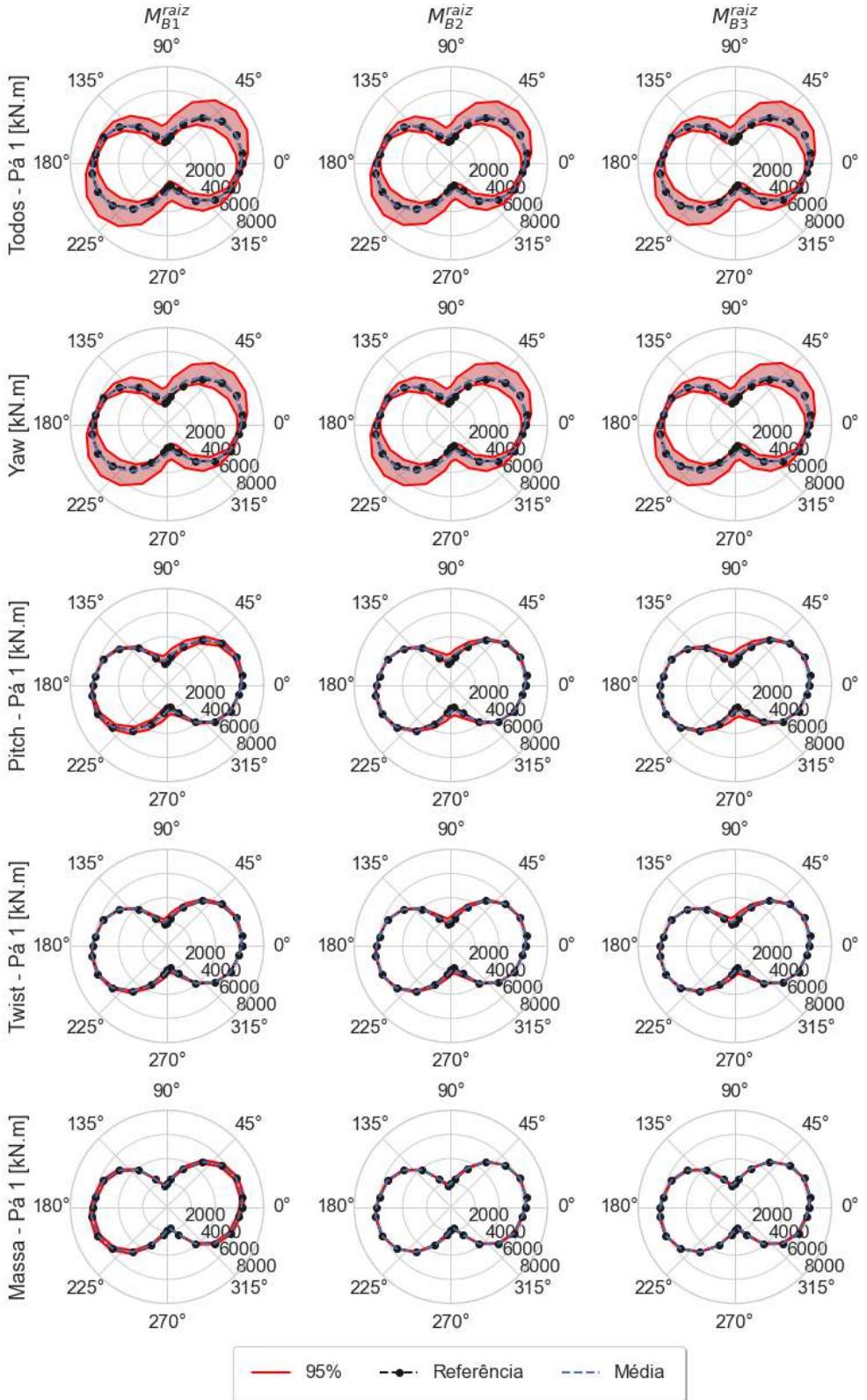


Figura B.5: Rosas de carregamentos equivalentes para as raízes das pás no caso de incerteza apenas para a pá 1, considerando vento do Mar do Norte.

caso base estão localizados numa posição bem próxima ao limite inferior dos histogramas, um indicativo de que as incertezas nas entradas levam a resultados menos

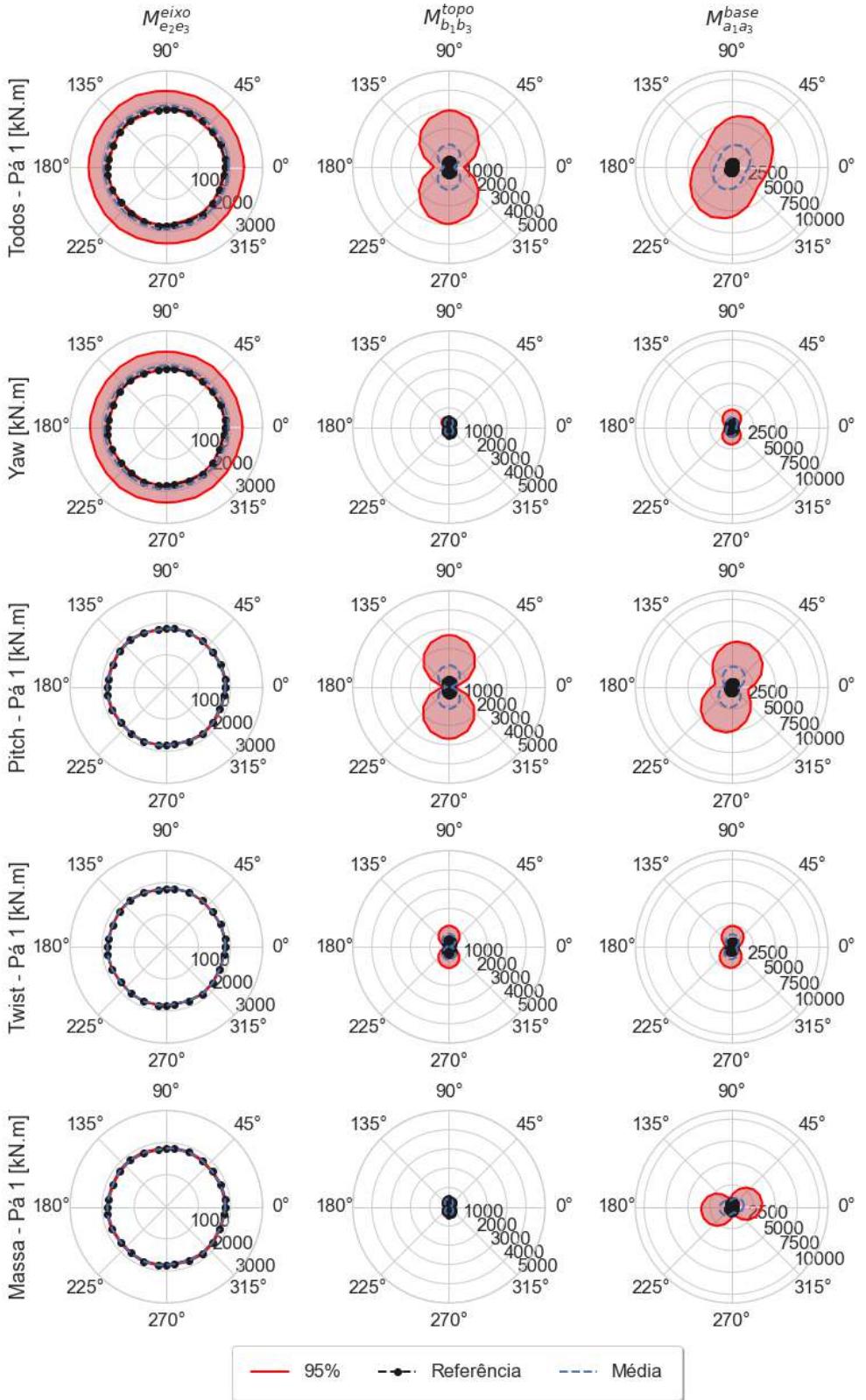


Figura B.6: Rosas de carregamentos equivalentes para seções do eixo de baixa rotação e torre no caso de incerteza apenas para a pá 1, considerando vento do Mar do Norte.

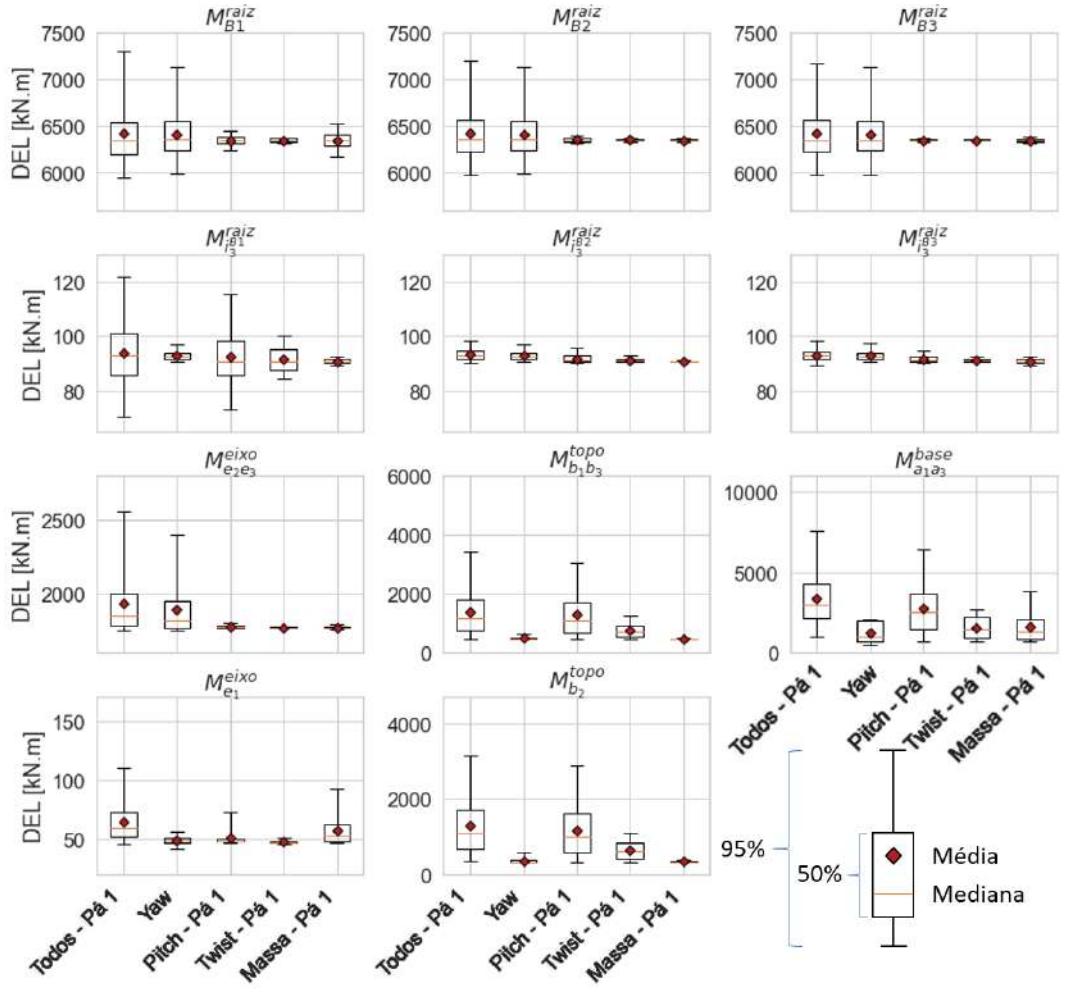


Figura B.7: Boxplot para seções críticas e respectivos carregamentos de interesse no caso de incerteza apenas para a pá 1, considerando vento do Mar do Norte.

favoráveis do ponto de vista da fadiga estrutural dos aerogeradores e deve ser considerada no projeto de tais máquinas.

A média do carregamento equivalente da flexão do eixo é cerca de 10% superior ao valor de referência, podendo ultrapassar 40% em casos mais extremos. Para o DEL relacionado ao torque no topo, a média pode ser 40% superior ao valor em operação ideal, sendo que em 2,5% das realizações o DEL é 130% maior que o valor de referência.

A torre, por sua vez, é o componente que apresenta os maiores carregamentos equivalentes médios em relação ao caso base. Para a flexão no topo, os valores chegam a ser aproximadamente 3 vezes maiores que os danos no caso de referência, enquanto na base da torre esse valor fica entre 3,8 e 4,7 vezes o DEL em operação ideal, a depender do vento. Para a torção no topo, a média se aproxima de 4 vezes a referência quando se considera o caso mais crítico (Mar do Norte). Conforme verificado no mapa de calor, quando se consideram os resultados para probabilidade acumulada de 97,5%, os carregamentos equivalentes atingem valores até uma ordem

de grandeza superiores ao caso base. Ou seja, na torre há o maior risco de falha por fadiga caso o projeto dos aerogeradores não leve em consideração as incertezas e estudo.

B.2 Análise de Sensibilidade

Os índices de Sobol de primeira ordem, totais e a diferença entre total e de primeira ordem podem ser observados na Figura B.10.

Em primeiro lugar, fazendo uma análise comparativa entre os locais analisados, nota-se que a diferença nas curvas de densidades de probabilidade para o vento gerou pequenas alterações nos índices, porém em geral não produzem mudanças no ranqueamento dos parâmetros quanto à contribuição dos mesmos para as incertezas.

Para a fadiga na raiz das pás em decorrência da flexão, verifica-se que nas três pás, o parâmetro que mais contribui com a incerteza é o desalinhamento de *yaw*, sendo responsável sozinho por 68% a 76% da incerteza no carregamento equivalente para a pá 1 a depender da localidade avaliada, e por mais de 98% para as demais pás. Para a pá 1, que sofre com as incertezas nesta avaliação, verifica-se através dos índices de primeira ordem uma contribuição semelhante das incertezas da massa e do offset de *pitch*. Do ponto de vista das interações entre parâmetros, aquelas que envolvem *yaw* e *pitch* são as mais relevantes para a raiz da pá 1. Nas pás 2 e 3, como indicado acima, a variância dos danos é atribuída praticamente em sua totalidade à ação individual do *yaw*, sem relevância para os demais parâmetros individualmente ou às interações.

No caso da fadiga relacionada à torção das pás, nota-se que na pá 1 o ângulo de *pitch* sozinho contribui com 76% - 77% e o *twist* com 16% da variância da saída, sendo os parâmetros mais influentes. Nas demais pás, nota-se que o *yaw* é o mais significativo. Na pá 2, verifica-se que quanto o ângulo de *pitch* contribui com a variância do DEL depende das características estatísticas do vento. Na pá 3, a mesma questão do *pitch* é verificada, além da presença de contribuição superior a 10% da massa da pá 1. Para as três pás, as contribuições das interações entre parâmetros não superam 20% da variância total.

A variância do carregamento equivalente devido aos momentos fletores para o eixo na seção do rolamento principal é basicamente influenciada pela incerteza na orientação do aerogerador, como sugerido pelos elevados valores do índice de Sobol de primeira ordem, acima de 90%. Como consequência direta, os demais parâmetros e interações possuem pouca influência sobre a dispersão dos resultados. Massa da pá 1 e ângulo de *twist*, por apresentarem índices totais praticamente nulos, são parâmetros irrelevantes para o carregamento equivalente em questão.

Para a fadiga devido ao torque no eixo, verifica-se que o parâmetro mais impor-

tante é a massa da pá 1, com índice de primeira ordem entre 40% e 50%. Para esse carregamento em especial, as interações demonstram ser relativamente importantes frente ao efeito individual dos parâmetros. Para *yaw* e *pitch*, as interações chegam a representar separadamente 30% da variância total, enquanto a contribuição individual de cada um dos parâmetros fica em torno de 10%.

Considerando o DEL por flexão e torção no topo da torre, nota-se que em ambos o parâmetro de maior influência individualmente é o desvio no ângulo de *pitch* da pá 1, o qual é responsável por cerca de 70% da variância do saída. Analisando-se os índices totais e a diferença para os índices de primeira ordem, tem-se ainda que o efeito das interações ocorre basicamente entre os parâmetros de *pitch* e *twist*. Este último praticamente não possui influência individualmente, apenas via interação com o ângulo de *pitch*. Da observação dos índices totais, verifica-se que são praticamente nulos para as entradas de *yaw* e massa da pá 1, demonstrando que tais entradas não são influentes para o topo da torre.

Com relação à fadiga na base da torre, de modo semelhante aos DELs no topo, verifica-se novamente que o fator mais importante é o offset de *pitch* na pá 1, que possui índice de efeitos de primeira ordem entre 55% e 60%. O segundo parâmetro com influência direta é a massa da pá 1, contribuindo com cerca de 10% da variância do dano. Novamente, nota-se que as interações tanto envolvendo a entrada de *pitch* quanto a de *twist* para a pá 1 são relevantes na composição da variância. Diferentemente do topo, na base não é possível afirmar que *yaw* seja uma entrada sem influência, dado que seu índice de Sobol total não é desprezível.

Por fim, a análise dos índices de Sobol para a geração anual (AEP) demonstra, conforme percebido tanto nos estudos determinísticos quanto na propagação de incerteza, que a variância é influenciada basicamente por uma única variável, que é o desalinhamento de *yaw*, o qual contribui com quase a totalidade da variância da geração. Há uma parcela muito pequena que poderia ser associada ao ângulo de *pitch*. No caso das demais variáveis, verifica-se que possuem índices totais praticamente nulos, um indicativo de que suas incertezas não contribuem com a incerteza da geração.

Numa visão geral de todas as saídas de interesse, nota-se que o desalinhamento de *yaw* e o erro no ângulo de *pitch* da pá 1 são os parâmetros que possuem maior influência sobre as incertezas das saídas analisadas. Além disso, verifica-se que o efeito é normalmente direto, ou seja, as interações entre parâmetros não costumam gerar efeitos relevantes na composição da variância. Uma exceção à regra, como indicado acima, é o dano associado à torção do eixo.

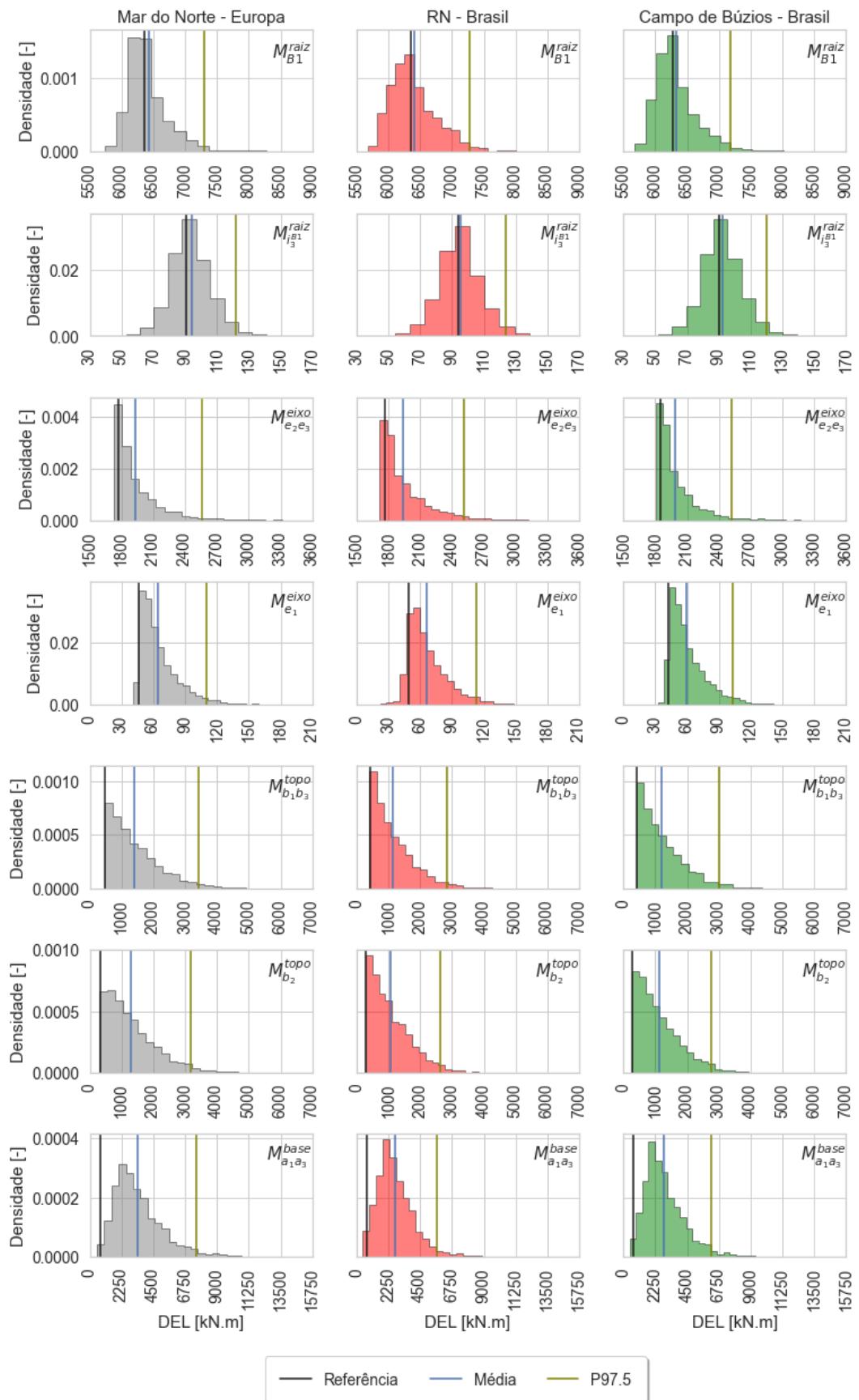


Figura B.8: Histogramas para os carregamentos equivalentes de fadiga no caso de incertezas em conjunto para a pá 1.

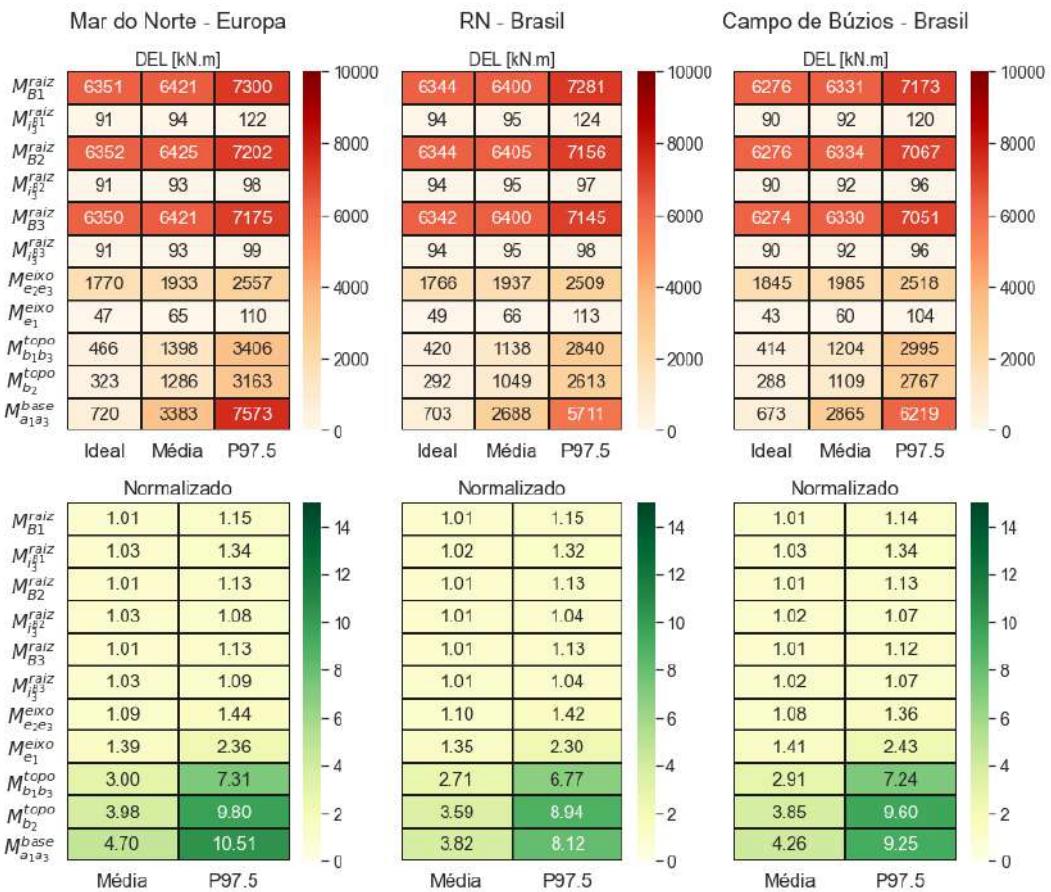


Figura B.9: Mapa de calor para a média e limite da envoltória de 95% os danos anuais absolutos e normalizados para incerteza conjunta na pág 1.

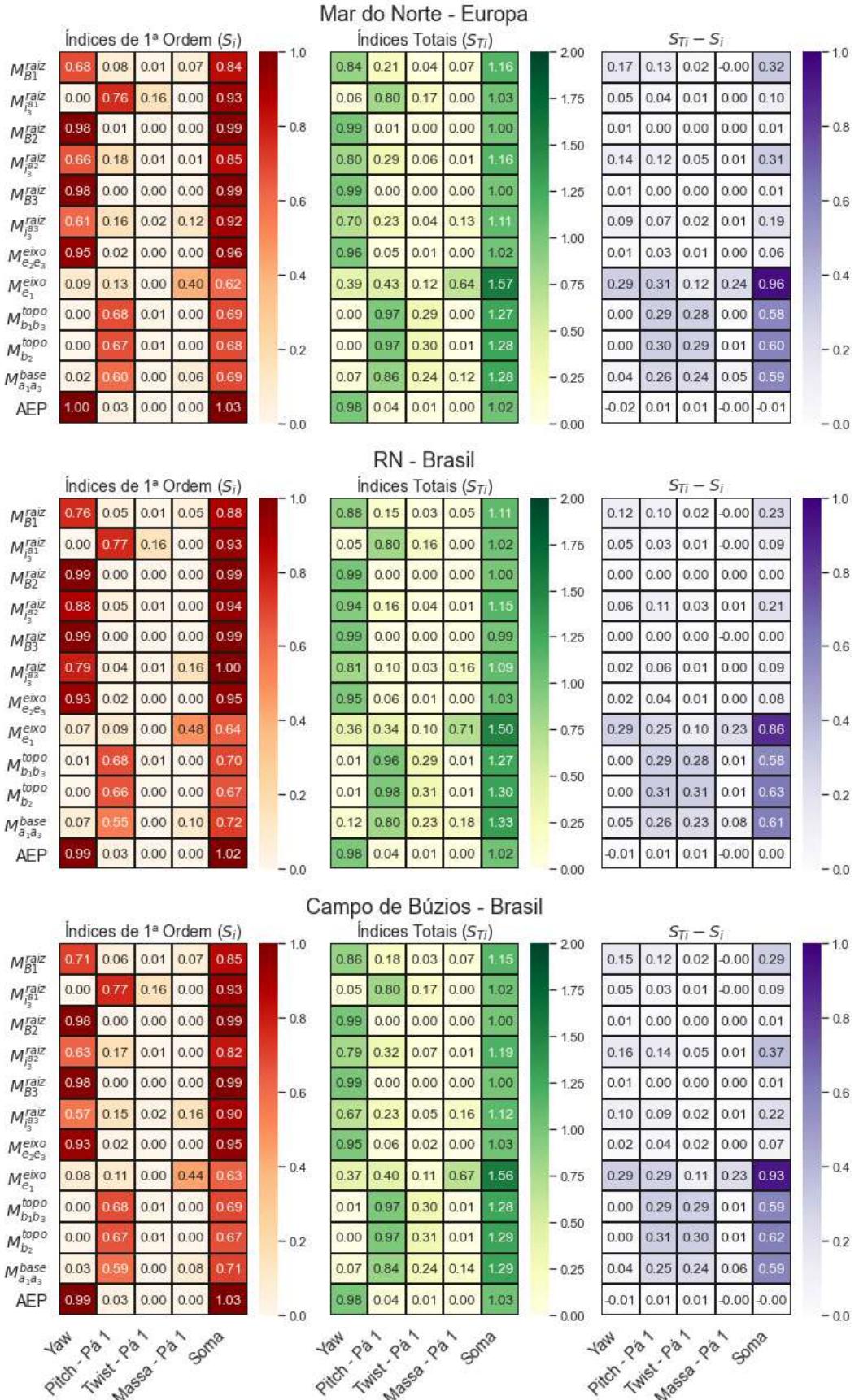


Figura B.10: Índices de Sobol para incertezas na pá 1.