

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA POLITÉCNICA

Isabelle Vitória Medeiros dos Santos

Estratégias de controle para resposta
em frequência na operação isolada entre
geração eólica *offshore* e plataformas de
óleo e gás em águas profundas

São Paulo
2023

Isabelle Vitória Medeiros dos Santos

**Estratégias de controle para resposta
em frequência na operação isolada entre
geração eólica *offshore* e plataformas de
óleo e gás em águas profundas**

Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

São Paulo
2023

Isabelle Vitória Medeiros dos Santos

**Estratégias de controle para resposta
em frequência na operação isolada entre
geração eólica *offshore* e plataformas de
óleo e gás em águas profundas**

Versão corrigida

Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Renato M. Monaro

Coorientador: Prof. Dr. Maurício B. C. Salles

São Paulo

2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Santos, Isabelle Vitória Medeiros dos
Estratégias de Controle para Resposta em Frequência na Operação Isolada entre Geração Eólica Offshore e Plataformas de Óleo e Gás em Águas Profundas / I. V. M. Santos -- versão corr. -- São Paulo, 2023.
101 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Energia Eólica Offshore 2.Plataformas de Petróleo e Gás 3.Controle de Conversores de Potência 4.Resposta em Frequência 5.Estabilidade I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Este trabalho é dedicado, assim como minha vida, a meus queridos pais e irmão.

Agradecimentos

A Deus, em primeiro lugar, por ser meu guia e porto seguro, dando-me força diante de todas as dificuldades e amor em toda a minha trajetória.

Aos meus pais Obede e Vitória e ao meu irmão Itiel, por sempre serem meus melhores amigos, apoiando, aconselhando, acreditando no meu potencial e colaborando ativamente para o meu crescimento. O desejo de me tornar um ser humano melhor em todos os aspectos é por e para eles.

Ao meu querido Shelmmer, que me surgiu do nada e com quem agora eu quero tudo, e aos seus doces pais Cida e Pedro.

Aos meus tios Maria Daguia e Manoel pelo carinho e apoio antes, durante e depois da minha curta experiência de morar em uma nova cidade.

Em especial, aos professores Renato Monaro e Maurício Salles por, desde antes de meu ingresso, estarem sempre disponíveis a ajudar e por serem verdadeiros amigos durante minha jornada de pesquisa, sendo grandes referências enquanto indivíduos e profissionais. Estendo meus agradecimentos aos membros do LGrid, que têm uma contribuição significativa na minha vida acadêmica e também pessoal, por todo carinho e convivência, mesmo que boa parte com distanciamento físico. Agradeço também a Guacira, querida amiga que me apoia desde quando nem nos conhecíamos direito.

Aos professores José Luiz e Marcos Dias, essenciais na minha transição da UFRN para a USP, sendo partes importantes da minha trajetória acadêmica, e ao professor Ricardo Pinheiro, que me introduziu ao mundo da pesquisa sobre eólica durante a graduação. Neste aspecto, aproveito para agradecer às instituições de ensino onde pude crescer e aos professores que me inspiraram e auxiliaram.

Aos amigos de Natal, São Paulo, Ouro Preto e tantos outros que estiveram e estão ao meu lado. Por fim, a todos que depositaram sua confiança em minhas mais diversas experiências até o momento.

“Sonhos se tornam realidade, mas não sem a ajuda dos outros, uma boa educação, uma forte ética de trabalho, e a coragem de se apoiar.”
(Ursula Burns)

Resumo

A possibilidade de integrar parques eólicos *offshore* para fornecer energia às instalações marítimas de extração de óleo e gás (O&G) representa uma solução promissora e mais verde para o setor, uma vez que a produção de energia limpa e renovável pode atender, no todo ou em parte, a alta demanda energética do sistema, reduzindo as emissões dos gases CO₂/NO_x, além de ser uma alternativa interessante para diminuir os custos com gás combustível e até mesmo investimentos em linhas de transmissão até a costa. Por outro lado, embora existam várias vantagens inerentes à alta penetração de fontes renováveis de energia, a geração interfaceada através de conversores não fornece resposta inercial ao sistema e, portanto, compromete a estabilidade de frequência. Assim, é necessário avaliar a estabilidade da rede elétrica, levando em consideração que é uma operação isolada e, conseqüentemente, mais fraca que uma rede terrestre convencional. Nesse sentido, investiga-se a efetividade de estratégias de controle para suporte de frequência presentes na literatura, tais como as técnicas de *droop* e *deloading*, contribuindo para o funcionamento estável do sistema. Para isso, um sistema de teste é implementado e avalia como as estratégias de controle endereçadas devem atuar sobre a resposta em frequência do modelo através de simulações dinâmicas considerando diferentes cenários de contingência. Os resultados mostraram que, independentemente do cenário de perturbação, para todos os casos em que as estratégias forneciam maior reserva de capacidade, os valores de desvio de frequência foram menores, em geral através da aplicação combinada do controle *droop* e *deloading* com a turbina eólica configurada para operar na velocidade nominal.

Palavras-chave: Energia Eólica *Offshore*, Plataformas de Petróleo e Gás, Controle de Conversores de Potência, Resposta em Frequência, Estabilidade.

Abstract

The possibility of integrating offshore wind farms to supply energy to offshore oil and gas extraction facilities (O&G) represents a promising and greener solution for the sector, since the production of clean energy and renewable energy can meet, in whole or in part, the high energy demand of the system, reducing CO₂/NO_x gas emissions, in addition to being an interesting alternative to reduce fuel gas costs and even investments in transmission lines to the coast. On the other hand, although there are several advantages inherent to the high penetration of renewable energy sources, generation interfaced through converters does not provide inertial response to the system and, therefore, compromises frequency stability. Thus, it is necessary to assess the stability of the electrical network, taking into account that it is an isolated operation and, consequently, weaker than a conventional onshore network. In this sense, the effectiveness of control strategies for frequency support present in the literature is investigated, such as droop and deloading techniques, contributing to the stable functioning of the system. For this, a test system is implemented and evaluates how the addressed control strategies should act on the frequency response of the model through dynamic simulations considering different contingency scenarios. The results showed that, regardless of the disturbance scenario, for all cases in which the strategies provided greater capacity reserve, the frequency deviation values were lower, generally through the combined application of droop and deloading control, with the wind turbine configured to operate at rated speed.

Keywords: Offshore Wind Power, Oil and Gas Platforms, Control of Power Converters, Frequency Response, Stability.

Lista de ilustrações

Figura 1	Tecnologias de fundação de turbinas eólicas quanto ao local de instalação.	24
Figura 2	LCOE de usinas eólicas com base nos dados dos relatórios emitidos pela NREL.	24
Figura 3	Curva de coeficiente de potência em função do TSR de uma turbina de referência de 15MW para diferentes valores do ângulo de <i>pitch</i>	33
Figura 4	Descrição de um sistema eólico genérico.	34
Figura 5	Curva de potência ideal de uma VSWT genérica.	38
Figura 6	Topologias de turbinas eólicas.	40
Figura 7	Conceito de frequência e inércia do sistema de energia explicado usando a analogia do nível de água em um recipiente.	45
Figura 8	Regiões de resposta de frequência após perturbação.	49
Figura 9	Técnicas de controle de resposta em frequência para VSWTs.	51
Figura 10	Características do <i>droop</i> de frequência.	52
Figura 11	Diagrama de blocos do controle <i>droop</i>	53
Figura 12	Curvas de potência MPPT e de <i>deloading</i> para VSWTs.	54
Figura 13	Diagrama de blocos do controle <i>pitch</i>	54
Figura 14	Esquema do sistema isolado formado pelo parque eólico e plataforma de O&G.	58
Figura 15	Subsistema de geração.	58
Figura 16	Diagramas de blocos do modelo de trem de força de duas massas.	59
Figura 17	Diagramas de blocos para controle do lado do gerador.	60
Figura 18	Diagramas de blocos para controle do lado do sistema.	61
Figura 19	Subsistema da FPSO.	62
Figura 20	Diagrama de blocos do regulador de tensão da turbina a gás.	63
Figura 21	Diagrama de blocos do regulador de velocidade da turbina a gás.	64
Figura 22	Potências ativas antes e depois dos eventos de perturbação de carga.	68

Figura 23	Saídas do cenário A1 com perturbação de carga de 7,5 MW em velocidade de vento nominal.	69
Figura 24	Coefficiente de potência da turbina eólica pré-distúrbio operando em velocidade nominal de acordo com valores de razão de velocidade e ângulo de <i>pitch</i>	71
Figura 25	Saídas do cenário A2 com perturbação de carga de 5,5 MW na região 2.	72
Figura 26	Potências ativas antes e depois dos eventos de perturbação na velocidade de vento.	73
Figura 27	Saídas do cenário B1 com mudança de região operacional 2 para 3. . .	74
Figura 28	Saídas do cenário B2 com mudança de região operacional 3 para 2. . .	75
Figura 29	Potências ativas antes e depois dos eventos de perturbação nas máquinas da plataforma.	77
Figura 30	Saídas do cenário C1 com perda de um motor.	78
Figura 31	Saídas do cenário C2 com partida de um motor.	79
Figura 32	Saídas do cenário C3 com perda de um turbogerador.	80

Lista de tabelas

Tabela 1	Percentual de capacidade total instalada de diferentes topologias de turbinas eólicas nos cenários <i>onshore</i> e <i>offshore</i> no mundo.	41
Tabela 2	Cenários de simulação.	66
Tabela 3	Parâmetros de controle de frequência utilizados por caso simulado. . .	67
Tabela 4	Nadir e máximo desvio de frequência para os diferentes casos considerando o cenário de perturbação de carga.	73
Tabela 5	Parâmetros do gerador.	97
Tabela 6	Parâmetros da turbina eólica.	97
Tabela 7	Parâmetros do <i>link</i> CC.	97
Tabela 8	Parâmetros da turbina a gás.	98
Tabela 9	Parâmetros do motor de indução.	98
Tabela 10	Parâmetros do sistema de transmissão CA.	99
Tabela 11	Parâmetros dos controladores do gerador eólico.	101
Tabela 12	Parâmetros dos controladores da turbina a gás.	101

Lista de siglas

AGC *Automatic Generation Control*

AVR *Automatic Voltage Regulator*

CA Corrente Alternada

CC Corrente Contínua

CIG *Converter-Interfaced Generation*

DD *Direct Drive*

DFIG *Double-Fed Induction Generator*

ESS *Energy Storage System*

EESG *Electrical Excited Synchronous Generator*

FPSO *Floating, Production, Storage and Offloading*

FCR *Frequency Containment Reserve*

FRR *Frequency Restoration Reserve*

FER Fonte de Energia Renovável

GWEC *Global Wind Energy Council*

IG *Induction Generator*

IBAMA Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

LCOE *Levelized Cost of Energy*

MPPT *Maximum Power Point Tracking*

MPP *Maximum Power Point*

NREL *National Renewable Energy Laboratory*

O&G *Oil and Gas*

OEL *Overexcitation Limiter*

OTC *Optimal Torque Control*

PCC *Point of Common Coupling*

PMS *Power Management System*

PMSG *Permanent Magnet Synchronous Generator*

PLL *Phase-Locked Loop*

PWM *Pulse Width Modulation*

PMS *Power Management System*

PI *Proporcional-Integral*

PID *Proporcional-Integral-Derivativo*

RoCoF *Rate of Change of Frequency*

RR *Replacement Reserve*

SEP *Sistema Elétrico de Potência*

SG *Synchronous Generator*

SCIG *Squirrel Cage Induction Generator*

TSR *Tip Speed Ratio*

WECS *Wind Energy Conversion System*

WRIG *Wound Rotor Induction Generator*

WRSG *Wound Rotor Synchronous Generator*

VSC *Voltage Source Converter*

VSWT *Variable-Speed Wind Turbine*

ZDC *Zero Direct-axis Current*

Sumário

1	Introdução	23
1.1	Motivação	26
1.2	Objetivos	27
1.3	Publicações e Reconhecimentos	28
1.4	Estrutura do Trabalho	29
2	Sistemas de Conversão de Energia Eólica	31
2.1	Classificação de Turbinas Eólicas	31
2.2	Componentes do Sistema de Geração Eólica	33
2.2.1	Rotor Aerodinâmico	34
2.2.2	Sistema de Transmissão Mecânica	34
2.2.3	Gerador Elétrico	35
2.2.4	Conversores de Potência	36
2.2.5	Mecanismos para Controle de Potência	37
2.3	Topologias de Turbinas Eólicas	39
2.4	Considerações	42
3	Controle de Turbinas Eólicas para Resposta em Frequência	43
3.1	Inércia Síncrona	44
3.2	Distúrbios de Frequência	46
3.2.1	Resposta Inercial	48
3.2.2	Reservas Operativas	49
3.3	Técnicas de Controle de Frequência Aplicadas a Turbinas Eólicas	50
3.3.1	Controle <i>Droop</i>	51
3.3.2	Controle <i>Deloading</i>	53
3.4	Considerações	55

4	Operação Isolada de Parque Eólico e Plataforma de O&G	57
4.1	Subsistema de Geração	57
4.1.1	Modelo da Turbina Eólica	58
4.1.2	Controle do Lado do Gerador	59
4.1.3	Controle do Lado do Sistema	61
4.2	Subsistema da Plataforma de O&G	61
4.2.1	Modelo dos Turbogeneradores	62
4.3	Considerações	63
5	Simulações e Resultados	65
5.1	Sistema de Teste	65
5.2	Simulações	66
5.3	Perturbações de Carga	67
5.3.1	Vento Nominal: Entrada de 7,5 MW	68
5.3.2	Região 2: Entrada de 5,5 MW	71
5.4	Perturbações de Vento	73
5.4.1	Mudança de Região 2 para 3	74
5.4.2	Mudança de Região 3 para 2	75
5.5	Outras Perturbações	77
5.5.1	Perda de Motor	77
5.5.2	Partida de Motor	78
5.5.3	Perda de Geração	79
5.6	Considerações	80
6	Conclusões	83
6.1	Propostas Futuras	84
	Referências	87
	Apêndices	95
A	Parâmetros Adicionais	97
A.1	Parâmetros da Unidade Eólica	97
A.2	Parâmetros da Plataforma de O&G	98
A.3	Parâmetros do Sistema de Transmissão CA	99
B	Ajuste dos Controladores	101

Introdução

A energia eólica é um dos tópicos mais estudados no ecossistema das energias renováveis. Nas últimas décadas, o foco esteve em vários aspectos da modelagem e análise de turbinas eólicas em terra, os chamados sistemas *onshore* e, especialmente no Brasil, esse tipo de geração tem um enorme potencial que vem sendo pesquisado e explorado há algumas décadas [1].

Por outro lado, a disponibilidade de velocidades de vento mais regulares e de maior intensidade, são os principais impulsionadores da tecnologia de geração eólica aplicada no mar que vem crescendo em relevância no cenário mundial [2, 3]. Além disso, a redução de locais disponíveis e/ou restrições ambientais ou de aplicações para sistemas *onshore* em todo o mundo [1], traz à tona os benefícios da instalação de parques eólicos *offshore*.

A tecnologia dos parques *offshore* comumente utilizada baseia-se em turbinas eólicas com fundações no leito marinho, por isso, projetos fixos são restritos a operar em lâminas d'água de baixa profundidade, até 60 m, o que se caracteriza como uma barreira, pois muitas das regiões com maior solicitação de energia necessitam operar em regiões mais profundas. Dessa maneira, explorações em águas mais profundas com o uso de plataformas flutuantes se tornou uma tendência tecnológica [4]. As tecnologias de fundações mais utilizadas de acordo com o local de instalação são apresentadas na Figura 1.

Seguindo este movimento onde a geração de energia elétrica através de fontes renováveis está crescendo gradualmente, é esperado que em 2050, 82% da eletricidade conectada à rede do mundo seja gerada a partir de fontes renováveis, com 69% sendo através de geração eólica e solar. Desta parcela, aproximadamente 33% correspondendo a energia eólica, divididas da seguinte forma: cerca de 20% de participação de fonte eólica *onshore*, 11% eólica *offshore* fixa no fundo do mar e 2% eólica *offshore* flutuante [5].

Paralelo a isso, como medida frequentemente citada para comparação da competitividade de diferentes tecnologias de geração, existe o LCOE, do inglês *Levelized Cost of Energy*, ou custo nivelado da eletricidade, indicador que representa o custo por megawatt-hora, em unidades monetárias descontadas, da construção e operação de uma usina geradora durante todo seu ciclo de vida útil econômica. Seguindo o histórico relatório emitido

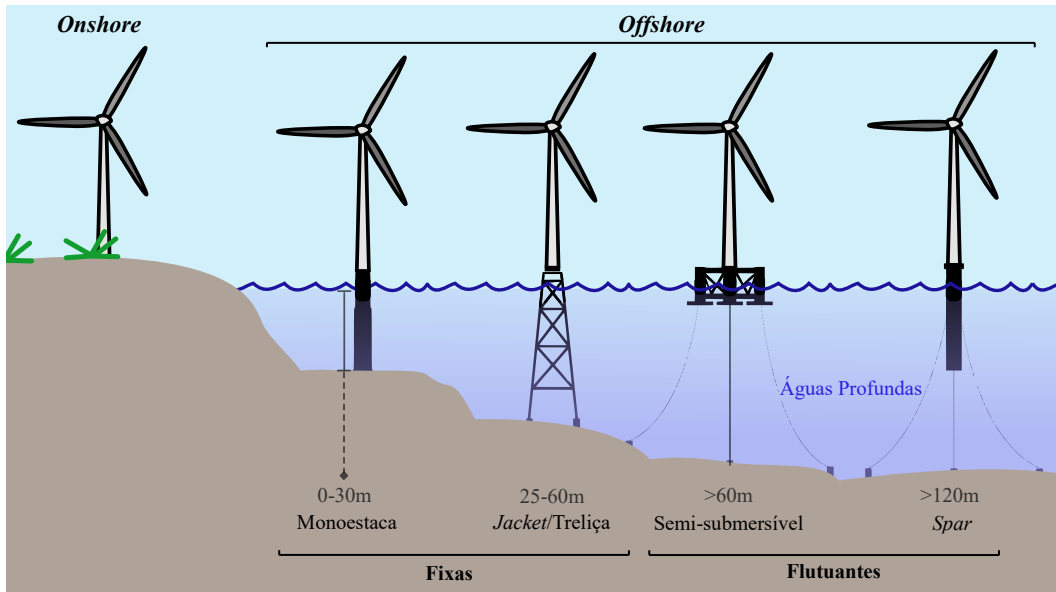


Figura 1 – Tecnologias de fundação de turbinas eólicas quanto ao local de instalação.

anualmente pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos da América (NREL - *National Renewable Energy Laboratory*) [6] é percebida a contínua e significativa diminuição do valor de LCOE (em US\$/MWh) para usinas *offshore*, o que pode tornar a aplicação da tecnologia ainda mais atrativa.

Em 5 anos, o LCOE de parques eólicos *offshore* fixos caiu 55% e de parques *offshore* flutuantes 36%, conforme apresentado na Figura 2. À medida que há redução nos custos de implementação e operação, a geração de energia eólica *offshore* flutuante criará a oportunidade de abrir mais mercados [3].

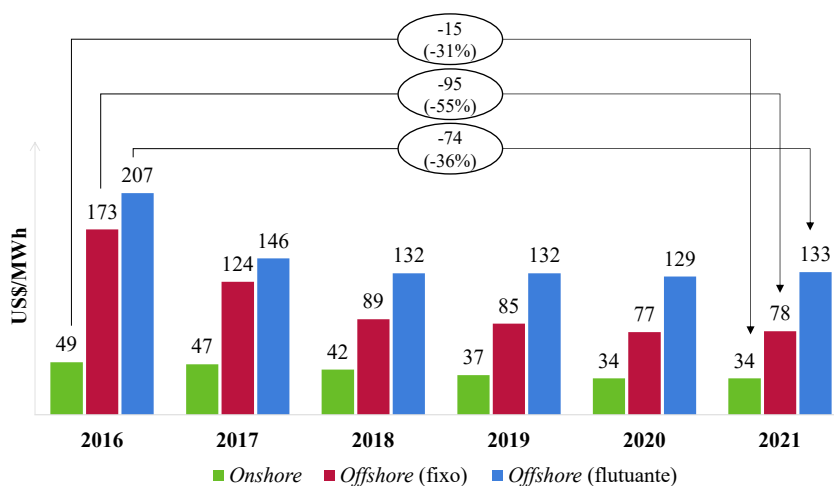


Figura 2 – LCOE de usinas eólicas com base nos dados dos relatórios emitidos pela NREL.

Ademais, é importante destacar que, embora a tecnologia aplicada a parques eólicos *offshore* seja semelhante à dos parques em terra, essas instalações apresentam algumas vantagens específicas como, a capacidade de explorar velocidades de vento maiores e mais

constantes, menor turbulência pela baixa rugosidade da superfície do mar, maior disponibilidade de área e indicadores de desempenho melhores, apesar de, em geral, utilizarem turbinas consideravelmente maiores [7].

Ao final de 2022, um total de 64,3 GW estavam em operação em usinas *offshore* ao redor do mundo, estando concentradas majoritariamente na China, Reino Unido e Alemanha, e com 8,8 GW instalados somente no ano de referência [3], em adição ao acréscimo de capacidade de 21,1 GW que ocorreu somente no ano anterior (2021) [8], o que indica a tendência de crescimento.

Além disso, estudos técnicos já vem sendo realizados para medir a viabilidade e o potencial energético *offshore* no Brasil, trabalhando com a hipótese de que o fator de capacidade da geração dos ventos no mar é superior ao *onshore* [9]. Espera-se para os próximos anos, o rápido avanço da geração eólica *offshore* no país, para a qual já se discute um marco regulatório nacional e se planejam projetos iniciais de demonstração e testes.

Estudos realizados, considerando torres de 100 m de altura, indicam que a capacidade teórica de instalação no mar no Brasil é de cerca de 1.687,6 GW e o potencial levando em consideração aspectos ambientais, sociais e econômicos é de 330,5 GW, correspondendo a um valor próximo ao dobro da atual capacidade de geração no país, e quase de 13 vezes a capacidade instalada de energia eólica *onshore* (de 25,6 GW [8]). O litoral entre Pará e Rio Grande do Norte e entre Santa Catarina e Rio Grande do Sul são os locais mais indicados para esses sistemas [1].

À vista disso, o IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis), já recebeu propostas de 74 projetos para mais de 180 GW de capacidade de geração de energia eólica *offshore*, demonstrando a intenção de investidores visto o enorme potencial local [3, 10]. Importante destacar que a evolução da abertura de demandas de licenciamento de projetos no mar no país é relativamente recente, com as primeiras tendo sido iniciadas apenas em dezembro de 2019.

Em paralelo, a indústria de petróleo e gás desempenha um papel importante na energia mundial, fornecendo ao mundo energia acessível e confiável para atender à demanda em expansão. Mas a indústria também está sob pressão para reduzir custos e emissões da extração, principalmente em regiões marítimas com sistemas instalados em águas profundas. Neste contexto, o uso de turbinas eólicas flutuantes aparece como solução adequada para alimentação de sistemas submarinos e plataformas de exploração e produção de óleo e gás [11], bem como embarcações no geral, apesar de ser um conceito dispendioso e com muitas incógnitas técnicas. A partir de estudos e novos projetos, é esperado que a tecnologia de turbinas flutuantes se torne economicamente competitiva, possibilitando a agregação de novos mercados [8].

A utilização de turbinas eólicas *offshore* flutuantes vem sendo estudada e aplicada há alguns anos, apesar de ainda ser considerada recente em comparação com as outras tecnologias. O projeto Hywind Scotland [12] da empresa norueguesa Equinor está em

operação desde outubro de 2017 e é caracterizado por ser o primeiro parque eólico flutuante a entrar em operação no mundo, possuindo 5 turbinas e capacidade instalada total de 30 MW, aplicado em uma região de aproximadamente 120 metros de profundidade e a cerca de 25 km de distância da costa da Escócia, para onde tem sua energia gerada escoada.

No que diz respeito à possibilidade de aplicação da geração eólica *offshore* agregada a operação de plataformas de produção e extração de O&G, outro projeto da Equinor é um novo exemplo de pioneirismo. O projeto Hywind Tampen [13] consiste em um parque eólico flutuante com capacidade de 88 MW, composto por 11 aerogeradores, com objetivo de fornecer eletricidade para os campos de petróleo de Snorre e Gullfaks no Mar do Norte norueguês, caracterizado por ser atualmente o maior parque eólico *offshore* flutuante do mundo e o primeiro que objetiva a alimentação de plataformas de O&G.

O parque eólico Hywind Tampen, que teve operação iniciada em novembro de 2022, está a cerca de 140 km da costa norueguesa e está instalado em lâminas d'água entre 260 e 300 metros. Além dos benefícios na compensação de emissões de CO₂, gás de efeito estufa, e NO_x, contaminante atmosférico, gerados através do uso de turbinas a gás que são comumente utilizadas na alimentação das instalações nos campos de extração de O&G, é esperada uma grande contribuição no desenvolvimento da utilização da tecnologia de geração eólica flutuante.

Estudos sobre sistemas que integram geração eólica e plataformas de O&G também passaram a estar presentes na literatura técnica, apontando as perspectivas para este cenário de aplicação. O estudo realizado em [14] introduz os principais aspectos deste tipo de operação, bem como avalia as simulações executadas para o caso do sistema isolado contendo um parque eólico de 20 MW. Em [15] é apresentada a possibilidade de operar um parque eólico *offshore* em paralelo com turbinas a gás, avaliando a penetração no sistema de alimentação da plataforma. Outros estudos consideram ainda a incorporação de geração solar [16] e conexão com rede *onshore* [17], além da demonstração de como turbinas baseadas em PMSG equipadas com controle de tensão e frequência podem contribuir com a estabilidade nas instalações em [11], todos servindo de base para a determinação das topologias e análises a serem realizadas no presente trabalho.

1.1 Motivação

O fenômeno do aquecimento global e suas consequências observadas sobre as mudanças climáticas têm chamado a atenção da sociedade para o setor de energia elétrica, que possui mais de 60% de geração através de combustíveis fósseis em todo o mundo [18]. Para cumprir as metas estabelecidas pelo Acordo de Paris e também devido ao preço de combustíveis, fontes de energia renovável (FERs), como solar e eólica, estão passando a ser implantadas em níveis de penetração ainda maiores, o que vem provocando uma

grande mudança no sistema elétrico conhecido.

No contexto dos sistemas geradores instalados no mar, as turbinas eólicas flutuantes são vistas, atualmente, como uma das principais alternativas para se expandir a produção de energia limpa renovável, mitigando também os efeitos negativos das fazendas eólicas instaladas em terra ou próximas à costa fixas ao leito marinho e, tornando interessante a aplicação destas para complementar a geração de energia elétrica de unidades de produção de óleo e gás no mar para consumo próprio ou para sistemas submarinos no geral. Neste sentido, porém, desafios impostos pelos novos cenários deverão ser identificados e superados, de forma a se conceber sistemas seguros e com modos de operação que sejam interessantes do ponto de vista econômico.

Os sistemas fotovoltaicos e as turbinas eólicas mais modernas são interligados por meio de inversores e o rápido desenvolvimento dessas FERs está fazendo com que a rede elétrica moderna siga em direção a um sistema dominado por conversores de potência. Embora haja diversas vantagens inerentes à alta penetração de fontes renováveis, a geração baseada em inversor não fornece nenhuma resposta inercial ao sistema e, portanto, compromete a estabilidade da frequência. É justamente neste sentido que se enquadra o presente trabalho, perseguindo, sobretudo, o entendimento sobre este tipo de sistema inovador, no que diz respeito à tecnologias emergentes para o gênero de aplicação abordado.

A operação de turbinas eólicas no mar requer tecnologias e métodos aplicados para garantir o controle da operação de forma segura e otimizada. Este trabalho, portanto, apresenta e propõe a aplicação de diferentes técnicas de controle capazes de lidar com as flutuações do vento, bem como eventos de partida e perda de carga e geração, evitando grandes consequências por distúrbios de frequência no sistema isolado integrado a plataformas de extração e produção de óleo e gás e garantindo a estabilidade no fornecimento de energia.

1.2 Objetivos

O objetivo central deste trabalho baseia-se no estudo de técnicas de controle para resposta em frequência aplicadas a sistemas de geração eólica, com foco nas tecnologias utilizadas em redes isoladas.

Com o estudo é possível compreender as configurações e topologias de sistemas de geração eólica *offshore*, formas de operação e interação com as cargas, além de avaliar a influência das condições, sob aspectos da geração, disponibilidade, confiabilidade e estabilidade no fornecimento de energia, através da simulação de diferentes casos.

Neste documento é apresentada a investigação de como turbinas eólicas baseadas em geradores síncronos de ímãs permanentes de acionamento direto e equipadas com recursos de controle contribuem para a estabilidade de frequência do sistema conectado a uma plataforma do tipo Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência

(FPSO - do inglês, *Floating, Production, Storage and Offloading*), aplicando-se estratégias difundidas na operação de microrredes, como o controle de *droop* e controle de *deloading*, técnicas essas definidas para serem examinadas no estudo.

A contribuição do trabalho pode ser resumida através do fornecimento de:

- ❑ Revisão de topologias emergentes para sistemas de geração eólica *offshore*, conversores de potência e seus controles;
- ❑ Desenvolvimento de um modelo do sistema isolado integrando geração eólica com plataformas de O&G;
- ❑ Avaliação dos impactos na estabilidade do sistema integrado proposto considerando técnicas de controle tradicionais;
- ❑ Revisão de estratégias de controle para resposta em frequência para sistemas isolados;
- ❑ Aplicação, no modelo do sistema isolado de grande porte, das técnicas de controle estudadas para entendimento da influência principalmente na frequência e potência do conjunto.

1.3 Publicações e Reconhecimentos

Os trabalhos realizados, até o momento, durante o período de mestrado são apontados a seguir.

Publicações em conferências internacionais:

- ❑ K. S. Khan, **I. V. M. Santos**, G. B. Santos, M. B. C. Salles, R. M. Monaro, “Evaluation of Deep-Water Floating Wind Turbine to Power an Isolated Water Injection System,” *Proceedings of the ASME 2021 3rd International Offshore Wind Technical Conference (IOWTC)*. Virtual, Online. 16-17 Fevereiro 2021.
- ❑ L. Otremba, **I. V. M. Santos**, K. S. Khan, R. M. Monaro, M. B. C. Salles, “Design of Stand-Alone O&G Water Injection System Fed by Wind Generation with Battery Support,” *Proceedings of the 2022 EERA DeepWind Conference*. Virtual, Online. 19-21 Janeiro 2022.
- ❑ **I. V. M. Santos**, C. B. M. Mufalo, L. Otremba, R. M. Monaro, M. B. C. Salles, “Frequency Response Evaluation of an Isolated System Integrating Offshore Wind Generation and an Oil and Gas Platform,” *2023 15th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. São Bernardo do Campo, 2023.

Prêmio de reconhecimento a estudantes de mestrado:

- *2021 IEEE Power & Energy Society Outstanding Student Scholarship*. Maio 2021. IEEE Power & Energy Society. <https://ieeetv.ieee.org/channels/power-energy/ieee-pes-outstanding-student-scholarship-pes-awards-ceremony-2021>.

1.4 Estrutura do Trabalho

Este documento visa apresentar os resultados da pesquisa realizada. Neste primeiro capítulo foram apresentados a motivação e objetivos gerais da dissertação. Ao longo do trabalho, são percorridos os principais conceitos para desenvolvimento do sistema de teste e resultados capturados, no que diz respeito à modelagem do sistema, seus controles operacionais e técnicas de controle primário de frequência.

No Capítulo 2, o contexto geral do trabalho é devidamente apresentado, abordando os principais aspectos da energia eólica e topologias modernas de turbinas de velocidade variável, em particular as aplicadas a sistemas *offshore*;

No Capítulo 3, é discutida a necessidade de utilização de recursos de resposta em frequência para sistemas isolados, especialmente quando a penetração da energia renovável variável aumenta, e também apresenta a revisão de literatura realizada para entendimento das possíveis estratégias de controle a serem aplicadas em parques eólicos, com as devidas considerações e confrontações.

No Capítulo 4, a configuração e detalhes sobre a operação do sistema isolado de grande porte, que inclui integração de geração eólica a plataforma de óleo e gás, ambas instaladas no mar, são explorados, bem como as características consideradas para a modelagem desses subsistemas.

No Capítulo 5, o sistema de teste e cenários considerados são apresentados e os resultados finais são discutidos;

Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho; além disso, uma discussão sobre os desafios e propostas para trabalhos futuros é brevemente formulada.

Sistemas de Conversão de Energia Eólica

Um sistema de conversão de energia eólica (WECS - do inglês, *Wind Energy Conversion System*) é constituído de componentes interconectados que operam em conjunto para converter a energia cinética do vento em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica com o auxílio de geradores.

O principal componente de um WECS é a turbina eólica. Uma turbina eólica é essencialmente um rotor com pás projetadas aerodinamicamente, utilizadas para aproveitar a energia do vento. A partir do diferencial de pressão do ar entre as superfícies da pá, surge-se a força de sustentação. Há ainda a força de arrasto, promovida pela força do vento que incide diretamente na pá, agindo em direção paralela à sua superfície. A força de sustentação é, por definição, perpendicular à direção do fluxo de ar interceptado pela pá e a combinação entre as duas forças causa o torque acionamento necessário, fazendo com que haja a rotação [19].

Neste capítulo, serão apresentados os principais componentes dos WECSs, bem como os diferentes tipos de turbinas eólicas.

2.1 Classificação de Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas são construídas com diferentes topologias, arquiteturas e recursos de *design* [20], logo sua classificação pode considerar diferentes aspectos, sejam eles relacionados a sua composição, operação ou até mesmo local de instalação. Algumas de suas formas de classificação mais comuns estão descritas a seguir:

- ❑ Orientação do eixo do rotor: horizontal ou vertical;
- ❑ Velocidade do rotor: fixa ou variável;
- ❑ Quantidade de pás: uma, duas, três ou mais;

□ Local de instalação: *onshore* ou *offshore*.

Existem vários tipos de turbinas eólicas disponíveis no mercado, cada uma com suas próprias vantagens e desvantagens. As turbinas horizontais são as mais comuns e são usadas em sistemas de conversão de energia eólica de grande porte. Elas são projetadas com pás longas que giram em torno de um eixo horizontal. As turbinas verticais, por outro lado, são menos comuns e podem ser usadas em sistemas de menor porte, como aqueles usados para fornecer energia para residências e/ou pequenas cargas [20, 21].

Quanto à velocidade de operação, no início da década de 1990, as turbinas eólicas instaladas operavam em velocidade fixa. Esse tipo de turbina é projetada para alcançar a máxima eficiência em uma determinada velocidade do vento e é construída de forma simples, porém robusta [22].

Em contrapartida, durante os últimos anos, com o advento e expansão da eletrônica de potência, a turbina eólica de velocidade variável (VSWT - do inglês, *Variable Speed Wind Turbine*) tornou-se o tipo dominante entre as turbinas eólicas instaladas [23]. Essas são projetadas para alcançar a máxima eficiência aerodinâmica em uma ampla faixa de velocidades do vento que, por natureza, se comporta de maneira alternada e intermitente. A este respeito, a saída da energia eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento, o que implica em grandes variações de potência para, mesmo que mínimas, variações de velocidade de vento [24], como pode ser visto em (1) [25].

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (1)$$

Na equação, P_w indica a potência eólica fornecida ao eixo mecânico da turbina eólica, ρ é a densidade do ar, A é a área circular varrida pela turbina, definida como $A = \pi R^2$, com R sendo o raio do rotor da turbina eólica. A velocidade do vento é representada por v e C_p indica o coeficiente de potência da turbina.

O coeficiente de potência relaciona a potência extraída com a potência entregue pelo vento e é função da razão de velocidade de ponta λ ou *tip speed ratio* (TSR), que indica a razão entre a velocidade tangencial da ponta de uma pá e a velocidade real do vento, e do ângulo de inclinação das pás β , também conhecido como ângulo de *pitch*.

O TSR é calculado como apresentado em (2):

$$\lambda = \frac{\omega_t R}{v} \quad (2)$$

onde ω_t é a velocidade angular da turbina em (rad/s).

Através da Figura 3 é possível notar que o maior coeficiente de potência que pode ser obtido pela turbina, o chamado $C_{p,max}$, só pode ser alcançado quando $\beta = 0^\circ$. Por esta razão, a potência nominal da turbina é definida nesse ponto de operação. Para cada valor de ângulo de inclinação da pá, existe um máximo valor de potência que pode ser extraído pela turbina, ponto em que ocorre o $C_{p,max}$. Sendo assim, o controle do gerador deve

atuar de modo a levar a operação para a razão ótima λ_{opt} correspondente ao Ponto de Máxima Potência (MPP, *Maximum Power Point*) para determinado ângulo de inclinação. Já os controles aerodinâmicos atuam de modo a limitar a potência extraída pela turbina de modo a não danificá-la [22].

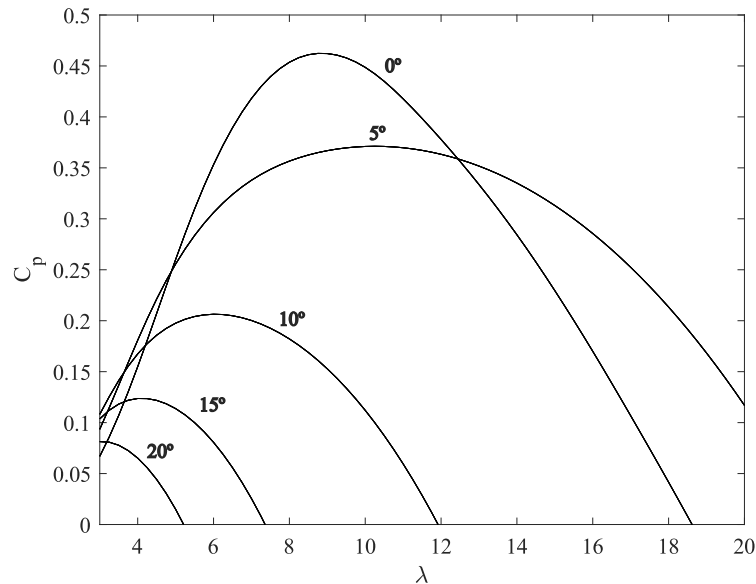


Figura 3 – Curva de coeficiente de potência em função do TSR de uma turbina de referência de 15MW para diferentes valores do ângulo de *pitch*.

Em resumo, operar o sistema em velocidade variável se apresenta como vantagem, o que reduz o estresse físico nas pás da turbina e melhora a eficiência aerodinâmica do sistema. Ao contrário de um sistema de velocidade fixa, um sistema de velocidade variável mantém o torque do gerador razoavelmente constante e as variações do vento são absorvidas por mudanças na velocidade do gerador [21, 22].

2.2 Componentes do Sistema de Geração Eólica

Um sistema típico de conversão de energia eólica pode ser dividido em (i) sistemas de conversão de energia mecânica e (ii) conversão de energia elétrica [20, 26].

O WECS é composto por componentes mecânicos que incluem o rotor aerodinâmico (cubo, pás e eixo), caixa de engrenagens, *pitch drives*, *yaw drives*, sensores de velocidade do vento, trem de força (ou *drivetrain*) e freios mecânicos. Os componentes elétricos incluem gerador elétrico, conversores eletrônicos de potência, filtros harmônicos do lado da rede e do lado do gerador, o ponto de acoplamento comum (PCC - do inglês, *Point of Common Coupling*) e transformador elevador. Estes componentes dos sistemas mecânico e elétrico são ainda operados pelo sistema de controle de potência gerada [27].

Os principais componentes do sistema de conversão de energia de uma turbina eólica típica de eixo horizontal são apresentados na Figura 4 e discutidos a seguir.

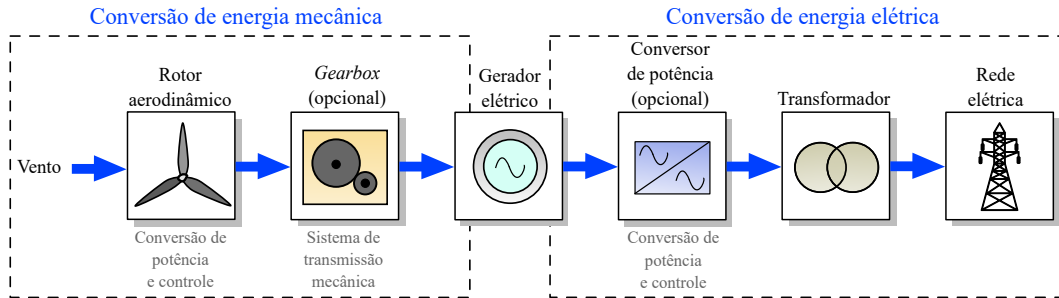


Figura 4 – Descrição de um sistema eólico genérico. Baseado em [28].

2.2.1 Rotor Aerodinâmico

O rotor aerodinâmico de uma turbina eólica, composto principalmente de um cubo (ou *hub*) e pás, captura a energia do vento e a converte em energia mecânica rotativa no eixo. As pás são perfis aerodinâmicos responsáveis pela interação com o vento, convertendo parte de sua energia cinética em energia cinética de rotação.

As turbinas eólicas modernas são equipadas com controle de passo das pás, o dispositivo de atuação utiliza rolamentos para fixação das pás e os mecanismos e motores para o ajuste do ângulo de ataque das pás [28]. Este controle pode ser coletivo (mesmo ângulo de ataque para as três pás) ou individual (ângulo específico para cada pá), considerando também a variação espacial da velocidade média do vento incidente sobre a área varrida pelo rotor [29].

2.2.2 Sistema de Transmissão Mecânica

O sistema de transmissão é responsável por conectar o gerador elétrico ao rotor aerodinâmico e é, normalmente, composto por um eixo de baixa velocidade acionado pelo rotor, uma caixa de engrenagens, também chamada de caixa de multiplicação de velocidade ou apenas *gearbox*, eixo de alta velocidade conectado ao rotor do gerador elétrico e freio mecânico.

O rotor da turbina é comumente conectado a uma caixa contendo uma série de engrenagens que aumentam significativamente a velocidade do rotor para um valor adequado. A caixa de multiplicação transforma a rotação de alto torque e baixa velocidade em rotação de baixo torque e alta velocidade para atender à frequência de operação do gerador elétrico.

Existem ainda os sistemas de acionamento direto, também conhecidos como *direct drive* (DD) que conectam o eixo de baixa velocidade diretamente ao rotor do gerador, utilizando-se geradores multipolos (já que é necessário produzir maior torque) de baixa velocidade e grandes dimensões [20]. A principal motivação para o uso do *direct drive* é a eliminação de um componente, a caixa de engrenagens, responsável por uma fração considerável do tempo de manutenção preditiva e corretiva das turbinas eólicas [30].

Para além disso, no projeto de turbinas *offshore* flutuantes, a eliminação da caixa de engrenagens implica ainda na vantagem adicional de tornar o sistema mais robusto a movimentos e acelerações do casco, já que os esforços decorrentes nos mancais deste componente se mostram um dos principais limitadores para as operações da turbina nestas condições [31].

2.2.3 Gerador Elétrico

O gerador é responsável por transformar a energia mecânica produzida pela turbina em energia elétrica. Os geradores elétricos são compostos basicamente por um estator e um rotor. O estator é uma estrutura ferromagnética estacionária formada por chapas de aço-silício empilhadas, que possui bobinas interligadas formando um enrolamento (em geral de cobre). O rotor é a parte rotativa do gerador e é onde está a produção do campo magnético.

Nos últimos 30 anos, muitos geradores, como o gerador de indução com rotor gaiola de esquilo (SCIG - *Squirrel Cage Induction Generator*); gerador de indução com rotor bobinado (WRIG - *Wound Rotor Induction Generator*); gerador de indução duplamente alimentado (DFIG - *Double-Fed Induction Generator*), configuração baseada no WRIG; gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG - *Permanent Magnet Synchronous Generator*); e, o gerador síncrono com rotor bobinado (WRSG - *Wound Rotor Synchronous Generator*), também conhecido como gerador síncrono com excitação elétrica (EESG - *Electrical Excited Synchronous Generator*); foram desenvolvidos para turbinas eólicas [21].

A primeira geração de turbinas eólicas foi baseada apenas em SCIG, mas as turbinas atuais incorporam geradores de indução e síncronos. Os geradores de indução (IGs) geralmente operam em altas velocidades de rotação, enquanto os geradores síncronos (SGs) podem operar em baixas, médias ou altas velocidades. Para obter menor velocidade operacional, o gerador precisa ser equipado com um grande número de pólos, que é uma solução viável com os SGs e, conseqüentemente, podem atenuar a necessidade de utilização da caixa multiplicadora.

A tensão de saída e frequência do gerador mudam em relação à velocidade do vento. Neste sentido, o gerador pode ser diretamente acoplado à rede ou pode ser conectado por meio de um conversor eletrônico de potência, no caso de VSWTs, divididos entre os conversores de potência (ou escala) parcial e de potência nominal.

Como está detalhado na Seção 2.3, os conversores eletrônicos de potência podem ser combinados com os geradores elétricos para formar uma ampla variedade de configurações de WECSs. Para cada um deles, os detalhes de topologia e controladores têm implicações diferentes.

2.2.4 Conversores de Potência

Como mencionado, os geradores utilizados em VSWTs necessitam operar em conjunto com um conversor de potência, componente essencial para a transformação da energia elétrica produzida pelo gerador em energia elétrica utilizável na rede elétrica. Pode-se dizer, em resumo, que o conversor controla a velocidade do gerador, isto é, as flutuações de potência causadas pelas variações do vento são absorvidas principalmente por mudanças na velocidade do gerador e conseqüentemente na velocidade do rotor do aerogerador. Logo, a turbina eólica variável aumenta a captação de energia, reduzindo o estresse mecânico no sistema da turbina eólica [20].

De forma geral, existem três tipos de conversores amplamente utilizados no mercado eólico, são eles os conversores de dois níveis, multinível e matricial [21]. Os conversores de potência de dois níveis (CA/CC + CC/CA) são comumente chamados de *back-to-back*. Eles são compostos por dois conversores de potência, um conectado ao gerador e outro conectado à rede elétrica/carga, ligados entre si através de um *link* CC. Suas vantagens estão relacionadas ao fato de serem mais compactos e terem um menor número de componentes, o que pode resultar em custos menores. No entanto, por se tratar de um equipamento único, em caso de falhas, há a possibilidade de apresentarem determinadas limitações, podendo ainda ser menos eficientes em altas velocidades do vento [21, 27].

Quaisquer conversores de potência com três ou mais níveis de tensão são denominados conversores multinível. Eles são caracterizados por oferecer maior confiabilidade e eficiência, com menor perda de comutação e distorção harmônica total. No entanto, são circuitos mais complexos e, conseqüentemente, com custos mais elevados [27].

Finalmente, os conversores matriciais se caracterizam pela conversão direta CA/CA. Eles eliminam a necessidade de um estágio CC e sintetizam diretamente a forma de onda da tensão CA de entrada para corresponder à saída CA necessária. A eliminação de capacitores melhora a confiabilidade, tamanho, eficiência e custo deste tipo de aplicação. Porém, suas desvantagens são a tensão limitada (até 86% da tensão de entrada) e sensibilidade a distúrbios da rede [32].

De acordo com seus modos de operação e controle, os conversores de potência podem ainda ser classificados como conversores seguidores de rede, formadores de rede ou de suporte de rede. Os conversores seguidores/alimentadores de rede, conhecidos como *grid-following* ou *grid-feeding*, são operados para injetar uma quantidade especificada de potência ativa e reativa no sistema conectado. Normalmente, a corrente de saída deste tipo de conversor é controlada diretamente de acordo com a referência de potência, fazendo a correta modulação da tensão de saída do gerador para que este fique sincronizado em frequência e amplitude com a rede. Estes inversores podem ser representados através de uma fonte de corrente controlada em paralelo com uma alta impedância [33].

Os conversores formadores de rede (ou *grid-forming*), por sua vez, podem se comportar da mesma maneira que um conversor *grid-feeding*, no entanto, é no modo de funcionamento

isolado, ou seja, sem uma referência de tensão para os dispositivos conectados ao sistema, que se revela sua necessidade. Este tipo de conversor pode ser representado por uma fonte de tensão controlada em série com uma baixa impedância e está normalmente associado aos sistemas de armazenamento das microrredes.

E, os conversores de suporte à rede (ou *grid-supporting*) têm como principal objetivo fornecer valores adequados de potência ativa e reativa para contribuir para a regulação da frequência e tensão da rede e também podem ser utilizados em sistemas isolados ou conectados à rede. Este tipo pode ser baseado em fonte de corrente, fornecendo a referência de potência ativa e reativa através da frequência e tensão da rede, ou baseado em fonte de tensão, controlando diretamente a tensão e a frequência da rede [33].

Para os conversores de suporte à rede baseados em VSC, a baixa impedância de saída tornará o dispositivo sensível a distúrbios da rede, fazendo-se necessário a aplicação de uma impedância virtual entre a saída do conversor e a rede, caso a impedância física não seja suficiente [34].

Importante destacar ainda que os harmônicos devido ao chaveamento dos conversores são inevitáveis. Porém, para resolver o problema é possível utilizar filtros harmônicos tanto no conversor do lado do gerador quanto no conversor do lado da rede. O filtro harmônico no lado do gerador ajuda a reduzir a distorção harmônica das correntes e tensões do gerador, isso leva a uma redução nas perdas harmônicas no núcleo magnético e no enrolamento do gerador. O filtro harmônico no conversor do lado da rede ajuda a atender aos requisitos harmônicos especificados pelos códigos de rede. A saída do filtro harmônico do lado da rede é, usualmente, conectada ao PCC através de um transformador elevador.

2.2.5 Mecanismos para Controle de Potência

O WECS também é composto por sistemas de controle para os componentes mecânicos e elétricos para se obter o desempenho dinâmico e em regime permanente desejado. O controlador geralmente monitora diversas variáveis, como velocidade de velocidade do vento, direção do vento, tensões e correntes do gerador, tensões de filtro/*link* CC, se houver, tensões e correntes da rede e ajusta os estados ou variáveis operacionais do sistema nos valores de referência. Os sistemas de controle, atualmente, desempenham um grande número de funções em relação à operação da turbina, gerador e conversor de potência, integração com a rede, padrões de proteção e operação do parque eólico.

Em resumo, o controlador de potência é um componente vital para o sistema, pois garante que a energia elétrica produzida pela turbina seja convertida em uma forma utilizável e que a carga elétrica seja mantida dentro de limites seguros. Os sistemas de controle de potência possuem objetivos distintos para cada faixa de velocidade de vento e diferentes mecanismos devem ser ativados para garantir a operação eficiente da turbina eólica.

Neste contexto, a relação entre potência gerada e velocidade do vento incidente é a principal característica, servindo como ponto de partida para avaliar o tipo de mecanismo mais apropriado para otimizar e limitar a potência gerada [35]. A Figura 5 apresenta uma curva genérica de potência gerada vs. velocidade do vento.

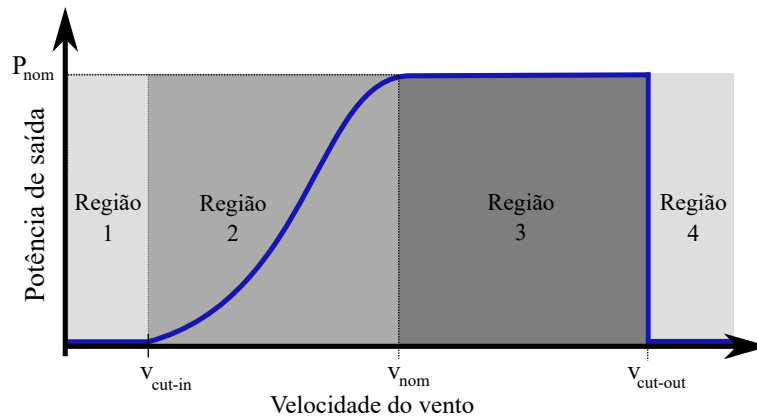


Figura 5 – Curva de potência ideal de uma VSWT genérica.

Para efeitos de controle, divide-se a velocidade do vento em quatro faixas: a região 1 consiste no intervalo abaixo da velocidade mínima de operação (v_{cut-in}); a região 2 está entre a velocidade mínima e a nominal (v_{nom}), região de condição de disponibilidade parcial de potência; a região 3 encontra-se acima da velocidade nominal até a velocidade máxima de operação ($v_{cut-out}$); e, finalmente, a região 4 determinada para iniciar após a velocidade máxima de operação da turbina. Além dessas, sub-regiões de relevância podem ser definidas, consistindo no intervalo de transição entre as regiões 1 e 2 e entre 2 e 3, comumente referidas como regiões 1.5 e 2.5, respectivamente.

As velocidades *cut-in*, que é a velocidade mínima do vento na qual uma turbina eólica começa a produzir energia, e *cut-out* ou *cut-off*, que é a velocidade máxima do vento na qual uma turbina eólica pode operar, são os limites operacionais da turbina. Ao permanecer nessa faixa, é garantido que a potência gerada esteja acima do limite mínimo e a integridade estrutural seja mantida não ultrapassando o limite máximo.

A hierarquia do sistema de controle de turbinas eólicas possui três níveis de operação: de supervisão, de operação e de subsistemas. O controle supervisor é considerado de alto nível e se responsabiliza pela partida e interrupção da operação da turbina. Ele envia sinais para a turbina iniciar a operação quando se atinge o limite mínimo de velocidade do vento incidente, e interrompe o funcionamento quando se ultrapassa a velocidade máxima.

O controle operacional envolve os controles do torque do gerador, do passo (*pitch*) das pás da turbina eólica e controle do azimute da nacela (ângulo de guinada ou *yaw*). Este último é utilizado para alinhar o eixo da turbina com a direção predominante do vento, uma vez que o desalinhamento da direção do vento com o eixo de rotação das pás da turbina induz cargas estruturais extras e reduz a eficiência da turbina eólica [27].

O nível de subsistemas, por sua vez, é composto pelos controladores específicos de cada um dos atuadores. O controle de subsistemas é visto como diversas caixas pretas pelos demais níveis porque ele é comandado por sistemas de controles em posição mais elevada na hierarquia através de sinais de realimentação.

Na região 1, a turbina está em estado de espera, uma vez que a velocidade do vento está abaixo da necessário para o início da operação. Já na região 4, a turbina deve ser desconectada de forma a anular a captura de energia do vento, e suas pás devem ser rotacionadas para minimizar o torque aerodinâmico produzido pelo rotor (processo conhecido por “embandeiramento”).

No que diz respeito às regiões 2 e 3, o controle operacional deve ter abordagens distintas. Na região 2, o controle de velocidade do gerador regula a velocidade de operação de forma a maximizar a potência gerada por meio do rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*) e o ângulo de ataque das pás deve ser máximo, correspondendo ao ângulo de passo nulo ajustado pelo controlador.

Na região 3, a potência gerada deve ser limitada ao valor nominal da turbina para não sobrecarregar tanto a parte elétrica quanto a mecânica, e a velocidade de rotação da turbina não deve ultrapassar o valor máximo. Após atingir a velocidade nominal do vento, ou seja, a primeira velocidade para qual a potência nominal é atingida, o controle de ângulo de passo entra em operação para limitar a potência gerada, e para isso, passa a ajustar o ângulo das pás, aumentando o ângulo de passo à medida que a velocidade do vento aumenta.

2.3 Topologias de Turbinas Eólicas

Conforme discutido, diversos tipos de geradores e conversores podem ser utilizados em sistemas eólicos. Com base nesses conceitos, os projetos de turbinas eólicas podem ser classificados em diferentes topologias [20, 27]. De acordo com a capacidade de variação de velocidade, a utilização ou não de caixa de engrenagens e o tipo gerador elétrico, as turbinas eólicas de eixo horizontal com três pás são comumente classificadas em quatro tipos, conforme enumerado a seguir e apresentado na Figura 6.

- Tipo 1: Turbina eólica de velocidade fixa ($\pm 1\%$) com SCIG.
- Tipo 2: Turbina eólica de velocidade variável ($\pm 10\%$), caixa de engrenagens e WRIG.
- Tipo 3: Turbina eólica de velocidade variável ($\pm 30\%$), caixa de engrenagens e DFIG.
- Tipo 4: Turbina eólica de velocidade variável (0-100%) com SCIG, PMSG ou EESG, sendo a caixa de engrenagens opcional para os SGs.

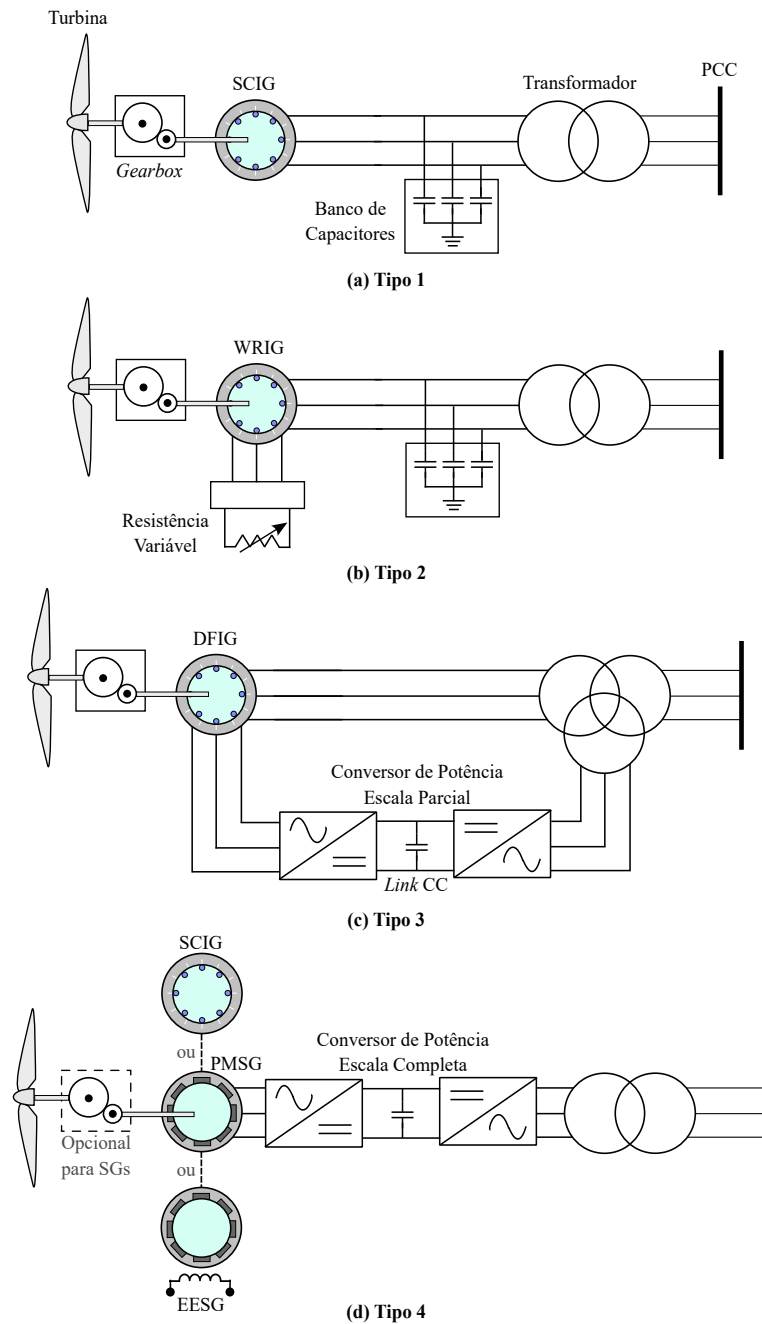


Figura 6 – Topologias de turbinas eólicas.

A participação em capacidade instalada das diferentes tecnologias de turbinas eólicas incorporadas ao mercado eólico mundial, seguindo as maiores fabricantes de equipamentos e com dados capturados até o final 2016, é apresentada na Tabela 1, adaptado de [36].

As principais vantagens da topologia dominante na época, o DFIG, são: conversor mais barato (30% da potência nominal ao invés de 100%) e menores perdas no conversor, uma vez que apenas uma parcela da energia é processada pelo conversor eletrônico de potência [20]. Com o aumento da potência e, conseqüentemente, do comprimento das pás, a penetração das tecnologias no mercado vem se modificando e o DFIG está perdendo participação.

Tabela 1 – Percentual de capacidade total instalada de diferentes topologias de turbinas eólicas nos cenários *onshore* e *offshore* no mundo.

Topologia	<i>Onshore</i>	<i>Offshore</i>
Tipo 1: SCIG	7%	-
Tipo 2: WRIG	6%	-
Tipo 3: DFIG	58%	54%
Tipo 4: DD-PMSG	8%	5%
Tipo 4: DD-EESG	9%	-
Tipo 4: PMSG	4%	12%
Tipo 4: EESG	-	2%
Tipo 4: SCIG	5%	27%
Outras	3%	-

Neste sentido, dentre as topologias apresentadas e tratando-se de VSWTs, o desempenho do WECS pode ser bastante aprimorado com o uso de conversores de potência em escala completa (Tipo 4), modelo apresentado na Figura 6(d). O SCIG, PMSG e EESG encontraram aplicações neste tipo de configuração, onde a máquina elétrica está totalmente desacoplada da rede, podendo operar na faixa de velocidade total (0 a 100%) e, ainda, trabalhar com sistemas de potência nominal de múltiplos megawatts.

A eficiência de conversão de energia eólica é maior nessas turbinas em comparação com outros tipos, pois possuem resposta mais rápida a mudanças na velocidade do vento. Além disso, a necessidade da caixa de engrenagens pode ser eliminada usando um número alto de polos nos PMSGs/EESGs, com vantagens mencionadas anteriormente. Entre esses dois geradores, o PMSG ainda possui um benefício adicional, uma vez que o sistema de excitação CC não é necessário, permitindo redução de peso, perdas, custos e requisitos de manutenção [28].

O relatório emitido pelo Conselho Global de Energia Eólica (GWEC) em 2022 sustenta a ideia, uma vez que aponta que quase 30% das turbinas eólicas instaladas em 2020 usaram PMSG. Espera-se que essa participação aumente para quase 50% das turbinas instaladas globalmente até 2025, pois nota-se um crescimento no uso de geradores de ímãs permanentes nos modelos de turbinas eólicas *offshore* [8].

Devido essas características, o gerador síncrono de ímãs permanentes sem caixa de engrenagens (configuração conhecida como DD-PMSG) é a tecnologia utilizada com tendência a ser a mais promissora no mercado de energia eólica *offshore* em relação aos geradores convencionais. Essa tendência pode ser constatada também pelas novas turbinas de fabricantes que, na sua essência, sempre utilizaram DFIG, caso dos modelos com DD-PMSG de 4,2 MW da WEG; 6,0 MW da GE; e, a turbina Siemens de 6,0 MW.

2.4 Considerações

Neste capítulo foram abordadas as principais características dos sistemas de conversão de energia eólica, seus controles, bem como as mais relevantes tecnologias de geradores e conversores.

Além disso, foram avaliadas as vantagens e desvantagens de diferentes aplicações para o caso estudado e geradas discussões sobre algumas das principais tendências tecnológicas voltadas a aplicação de turbinas eólicas em sistemas instalados no mar.

Existem diferentes tipos de tecnologias de geradores disponíveis para turbinas eólicas. Uma opção é a utilização de máquinas de indução, com construção simples e robusta. A topologia conhecida como tipo 3, com DFIG, ganhou popularidade por essas vantagens, porém opera em velocidade variável a uma faixa limitada.

Por outro lado, há a possibilidade de uso de geradores síncronos e para estes há duas maneiras de magnetização da máquina, seja por enrolamentos de campo ou por ímãs permanentes. Dentre estes, o gerador síncrono de ímãs permanentes se destaca para aplicações eólicas *offshore*, com possibilidade de haver um número maior de pólos, eliminando a necessidade de caixa de engrenagens, o que reduzirá a manutenção. Por ser uma das tecnologias com melhores perspectivas no desenvolvimento eólico *offshore*, o PMSG na configuração tipo 4 será utilizado no modelo de parque deste estudo.

Controle de Turbinas Eólicas para Resposta em Frequência

Em um Sistema Elétrico de Potência (SEP), a oferta e a demanda de energia ativa devem ser equilibradas a todo momento de forma a possibilitar sua operação estável. Caso contrário, a estabilidade e a qualidade do sistema se tornarão progressivamente piores, podendo resultar na desconexão de componentes do conjunto e, eventualmente, causar falhas e apagões em cascata [37].

A estabilidade elétrica é a capacidade do sistema permanecer em estado operacional desejado, mesmo quando sujeito a perturbações. Existem diferentes tipos de estabilidade elétrica, incluindo a estabilidade de tensão, de frequência e de ângulo. A estabilidade de tensão e de frequência referem-se à capacidade do sistema em manter a tensão e frequência elétricas dentro dos limites aceitáveis, mesmo quando com variações de carga. A estabilidade angular, por sua vez, refere-se à capacidade do sistema em manter os ângulos de fase das tensões e correntes em equilíbrio, garantindo assim o fluxo de potência adequado [38].

Diversos fatores afetam a estabilidade elétrica, incluindo a topologia da rede elétrica, a capacidade dos geradores e dos transformadores, a demanda de carga e a presença de fontes renováveis de energia, como turbinas eólicas e painéis solares [39]. Atualmente, a crescente penetração de energia eólica e de outras fontes de energia renovável, introduz preocupações quanto a segurança na operação de sistemas, uma vez que a variabilidade dos recursos pode resultar em operação com os principais parâmetros do sistema elétrico fora dos limites estabelecidos de forma repentina [37].

Para garantir a estabilidade elétrica, os sistemas elétricos são projetados com uma série de dispositivos de controle e proteção, incluindo os reguladores de tensão, os controladores de frequência, os dispositivos de proteção contra sobrecarga e curto-circuito e os dispositivos de controle de fluxo de potência. Esses dispositivos permitem que o sistema se adapte às condições de operação e às perturbações que ocorrem.

A modelagem e simulação são usadas para analisar a estabilidade elétrica e prever o

comportamento do sistema em diferentes situações. Essas técnicas são usadas para avaliar os efeitos de diferentes perturbações, como a desconexão repentina de uma usina geradora ou a falha de um dispositivo de controle.

Dentre as principais medidas de saúde da rede está a frequência elétrica, uma vez que reflete a capacidade de um sistema de equilibrar oferta e demanda [40]. As regras atuais de operação da rede exigem tolerâncias rígidas na frequência, por isso a importância da capacidade de um sistema de manter este parâmetro quase constante em condições normais e de retornar à operação normal, pois após a ocorrência de um transitório de frequência devido grave perturbação, há possibilidade de ocorrência de desequilíbrio significativo entre geração e carga [41].

Neste sentido, na sequência são apresentados os principais conceitos a respeito do comportamento de sistemas eólicos do ponto de vista de estabilidade de frequência e quais as possíveis direções para integração de técnicas de controle de forma a manter a geração de energia estabilizada, o equilíbrio de carga e permitir uma maior penetração de FERs. Para tanto, será necessário construir um entendimento sobre o conceito central de inércia e como esta beneficia a estabilidade de frequência em um sistema de energia tradicional.

3.1 Inércia Síncrona

No contexto da estabilidade de frequência em sistemas elétricos de potência, o entendimento de inércia síncrona é de grande importância. Esse conceito descreve a habilidade de um sistema em gerar energia adicional durante um evento de desequilíbrio, como a desconexão de uma grande carga ou a falha de uma usina geradora. Essa energia adicional ajuda a estabilizar a frequência do sistema, evitando variações abruptas que possam prejudicar a operação de equipamentos conectados à rede [42].

A inércia é definida como a resistência de um objeto físico a uma alteração no seu estado. Em uma rede elétrica tradicional, a inércia é derivada de centenas ou milhares de geradores que são sincronizados, o que significa que todos estão girando em passo na mesma frequência. Esta propriedade física é conhecida como inércia síncrona e está associada com a resposta física instantânea de um gerador síncrono (SG - do inglês *Synchronous Generator*), elemento comum utilizado na geração em sistemas elétricos tradicionais [43].

A energia cinética armazenada nas partes rotativas de um SG é uma propriedade vital para a dinâmica e estabilidade da frequência dos sistemas associados, contribuindo para a atuação no sentido de contrariar desequilíbrios entre a produção e o consumo [44], através da mudança na velocidade rotacional do gerador [45].

A contribuição da inércia é uma característica inerente e imperativa do SG. Sob desequilíbrios de energia, como variações de carga/geração ou falhas na rede, o SG altera a velocidade de rotação com base na inércia do rotor e nas ações do controlador. A

inércia desses geradores faz com que continuem a fornecer energia por um breve período de tempo, permitindo que outras unidades geradoras ou sistemas de armazenamento de energia entrem em operação para compensar o evento. Desta forma, o SG mantém o sincronismo e evita o colapso ou apagão da rede. A massa rotativa do gerador contribui com energia cinética para a rede ou a absorve da rede sob variações de frequência [46].

Sempre que há um desequilíbrio entre a geração e o consumo em um sistema de energia, os geradores não conseguem responder instantaneamente para equilibrar o sistema. A energia cinética armazenada nos rotores é responsável por neutralizar este desequilíbrio através da resposta inercial até que o controle primário de frequência seja ativado. A Figura 7 ilustra como a relação entre geração e carga determina a frequência de um sistema, por meio da analogia do nível de água dentro de um recipiente, onde os desequilíbrios são representados de acordo com a dimensão da entrada e saída de água.

À medida que os geradores convencionais são substituídos pelas fontes renováveis de energia, que em geral não têm a mesma inércia que as usinas geradoras convencionais, a resposta inercial também diminui, apresentando inerentes alterações significativas na resultante taxa de variação de frequência (RoCoF - do inglês, *Rate of Change of Frequency*) e um nadir de frequência (ponto de frequência mínima) baixo em um tempo muito curto [44, 45].

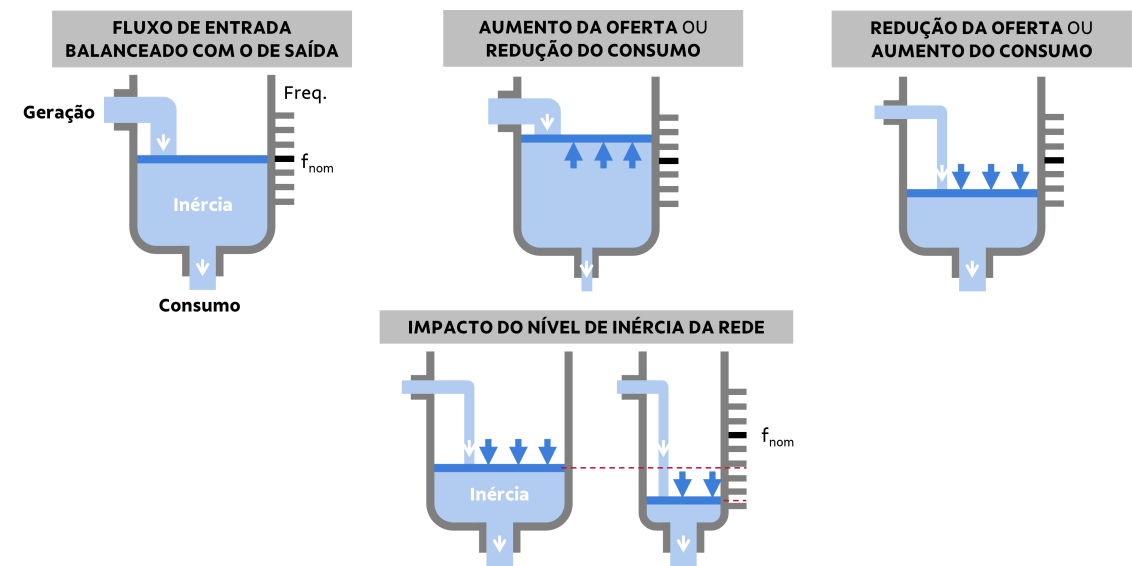


Figura 7 – Conceito de frequência e inércia do sistema de energia explicado usando a analogia do nível de água em um recipiente. Adaptado de [47].

Como mencionado, seguido a um distúrbio, a máquina libera a energia cinética (E_{kin}) armazenada nas suas massas rotativas, dada por (10) [40].

$$E_{kin} = \frac{1}{2} J \omega_{syn}^2 = \frac{1}{2} J (f_{syn} 2\pi)^2 \quad [J] \quad (3)$$

onde J = momento de inércia da massa rotórica em $\text{kg}\cdot\text{m}^2$;
 ω_{syn} = velocidade angular síncrona em rad/s (mecânico);

f_{syn} = frequência em Hz.

Devido à natureza eletromecânica do acoplamento entre uma máquina e a rede haverá permuta de potência entre ambos, por efeito da variação de energia cinética armazenada nas massas rotativas. Como a frequência da rede está diretamente relacionada com a velocidade de rotação do gerador, esta interferirá no equilíbrio de potência ativa.

A constante de inércia de um gerador síncrono é apresentada em (4) e representada por H , constante essa que quantifica em segundos o período em que o sistema pode entregar a potência nominal apenas com o auxílio da energia cinética (sem nenhuma energia mecânica fornecida) armazenada na forma de massa rotativa.

$$H = \frac{E_{kin}}{S_n} = \frac{J\omega_{syn}^2}{2S_n} \quad [\text{MJ/MVA ou s}] \quad (4)$$

onde S_n = potência aparente nominal da máquina em MVA.

Os geradores atuais associados a fontes renováveis, como aerogeradores e painéis fotovoltaicos, são ligados às cargas por intermédio de conversores de potência, também conhecidos como tecnologias do tipo *Converter-Interfaced Generation* (CIG), isolando-os da frequência da rede, por isso são considerados como ativos de geração não-síncronos [45, 48].

Devido ao desempenho dinâmico frente a perturbações dos CIGs ser muito influenciado pela elevada frequência de chaveamento das chaves de eletrônica de potência (na faixa de kHz) e, principalmente, pela dinâmica dos laços de controle do sistema, seu uso leva a preocupações maiores com as tradicionais categorias de estabilidade.

3.2 Distúrbios de Frequência

Em relação aos sistemas de energia eólica, as velocidades variáveis do vento podem resultar em parâmetros-chave do sistema elétrico, como a frequência, fora dos valores normais de operação [49]. A causa para tais transitórios de frequência são desequilíbrios de potência no sistema que podem ser por um desligamento (*trip*) inesperado de um gerador e, até mesmo, pela conexão, ou desconexão, repentina de uma grande carga. Se o desequilíbrio de energia for crítico, o sistema pode atingir um estado de emergência [50].

Além disso, o sistema de controle da maioria das usinas de energia baseadas em FERs é projetado para maximizar a captação de energia do recurso. Essa estratégia de controle baseada no rastreamento da potência máxima disponível não possui resposta inercial intrínseca e, portanto, apesar de poder rastrear mudanças na frequência da rede, a potência de saída não reage a nenhuma dessas variações [51].

É o caso do estado da arte dos sistemas de controle de parques eólicos baseados em PMSGs. No entanto, os parques eólicos baseados em PMSGs são capazes de fornecer uma

resposta inercial à rede, entregando a energia cinética armazenada nas pás rotativas e no gerador elétrico à rede, melhorando a resposta em frequência ao custo de operar fora do ponto de potência máxima [52].

A taxa de variação da frequência (RoCoF) é um parâmetro crítico na operação dos sistemas elétricos de potência e refere-se à taxa na qual a frequência da rede elétrica está mudando, medida em Hertz por segundo (Hz/s). Uma variação abrupta na frequência pode afetar negativamente a operação de equipamentos elétricos. O RoCoF é afetado por eventos de desequilíbrio e fornece uma indicação da rapidez com que a geração de energia precisa ser ajustada para manter a frequência da rede dentro dos limites aceitáveis.

Os limites de RoCoF são definidos por organizações reguladoras em cada país e geralmente variam de 0,1 a 1,0 Hz/s. Se essa taxa exceder esses limites, a geração de energia deve ser ajustada rapidamente para evitar variações de frequência significativas que possam afetar negativamente a operação dos equipamentos conectados à rede elétrica.

Portanto, ações devem ser adotadas para evitar grandes valores de RoCoF quando as fontes de energia renovável são usadas massivamente no sistema de energia. Para tal, os módulos geradores devem ser capazes de ajustar a saída de potência ativa em resposta a um desvio da frequência medida [53], com o objetivo principal de ditar os requisitos mínimos de conexão em operação normal e transitória por qualquer equipamento interligado (cargas e geradores) para garantir a segurança, a estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia.

No modo de operação isolado, o conjunto geração-carga é projetado de forma que não seja conectado à rede, apresentando desafios relacionados à estabilidade e controle da frequência ainda maiores devido ao fato de que a RoCoF, no caso de desligamento do gerador, é maior do que em um sistema de energia interconectado, sendo caracterizado por ter uma menor inércia das massas rotativas. Além disso, qualquer desvio ocorrido, geralmente, representa uma grande fração da geração ou carga em operação.

Em sistemas com menor inércia, chamados de fracos, o nadir de frequência é consideravelmente menor junto com um RoCoF alto. Tais situações podem levar ao disparo de relés de frequência (causando corte de carga por subfrequência) e, na pior das hipóteses, podem levar a interrupções em cascata [54].

Como discutido previamente, a frequência de um sistema é imposta pela velocidade dos geradores que nele se encontrem ligados. Em regime permanente, a frequência é a mesma em todas as componentes interligadas do sistema. Quando há a ocorrência de um desequilíbrio entre a geração e a carga, a frequência irá variar, sabendo que a resposta dada pela geração não é imediata. Estes desequilíbrios podem ser classificados como normais e anormais, podendo ocorrer não importando quão forte seja a rede de energia [55, 56]:

- Distúrbios Normais: Ocorrem devido a ações como o ligar ou desligar de cargas em modo de operação normal;

- Distúrbios Anormais: Caracterizados pela natureza contingente, sendo desequilíbrios de magnitude considerável que podem resultar da perda de geração ou de carga, devido falhas ou desligamentos.

A instabilidade de frequência leva a oscilações contínuas dessa, havendo a possibilidade de perda de geração e/ou carga, caso a frequência ultrapasse determinado limite aceitável. De modo a estabilizar e restaurar a frequência após um distúrbio, são ativadas certas estratégias de controle que podem ser divididas entre as caracterizadas por funcionarem através da resposta inercial e as através de reservas operativas, como será abordado a seguir.

3.2.1 Resposta Inercial

Como referido anteriormente, após um evento, as unidades de geração síncrona liberam energia cinética armazenada para contrariar a variação de frequência. Este tipo de ação por parte das máquinas geradoras deve-se às suas características físicas e é denominada de resposta inercial. Em um sistema com um nível alto de inércia, esta resposta proporciona um intervalo de tempo adequado para que o controle local cumpra a sua função, que é a estabilização da frequência.

No entanto, se a inércia do sistema for baixa, como é o caso de sistemas conectados à rede através de conversores de potência, o desvio de frequência nos instantes iniciais será mais elevado, desvio este quantificado pelo RoCoF.

Para entender a resposta de frequência de um sistema elétrico de potência, deve-se primeiro examinar a dinâmica eletromecânica do rotor de um gerador, isto é, como os componentes elétricos e mecânicos do rotor interagem entre si.

O gerador síncrono opera devido a dois torques opostos: (i) torque mecânico da fonte motriz, T_m e (ii) torque eletromagnético do gerador, T_e . Os binários T_m e T_e são ambos aplicados no eixo da máquina, mas têm sentidos diferentes. Para cumprir a condição de sincronismo esses devem ser iguados. No caso de haver um distúrbio em um dos lados do gerador, haverá conseqüentemente alteração de um dos binários, o que por sua vez causará uma aceleração ou desaceleração da máquina proporcional à diferença entre os torques.

Partindo dessa premissa e levando-se em consideração as manipulações apresentadas em [56, 57], pode-se obter a equação de oscilação que descreve o movimento do rotor da máquina síncrona em relação eixo do referencial síncrono, isto é, a oscilação da massa rotórica, conforme (5) .

$$J\omega_m \frac{d\omega_m}{dt} = P_m - P_e \quad (5)$$

Colocando (4) em função de J e substituindo em (5), obtém-se (6):

$$\frac{2HS_n}{\omega_m} \frac{d\omega_m}{dt} = \frac{2HS_n}{f} \frac{df}{dt} = P_m - P_e \quad (6)$$

Com $P_m - P_e = \Delta P$ e reorganizando (6):

$$\frac{df}{dt} = \Delta P \frac{f}{2HS_n} \quad (7)$$

Sendo RoCoF ($\frac{df}{dt}$) e constante de inércia H inversamente proporcionais, verifica-se que quanto mais reduzida for a constante de inércia, maior será variação inicial de frequência. Assim, o controlador tem que atuar mais rápido para interromper o declínio na frequência, antes que esta atinja valores críticos.

3.2.2 Reservas Operativas

Quando existe uma variação de frequência mais elevada e certos limites técnicos de operação são ultrapassados, há a possibilidade de serem ativados outros mecanismos de contenção, com o objetivo de estabilizar e recuperar a frequência após um evento [46, 58]. Este tipo de controle de frequência é comumente dividido entre reservas de contenção (ou FCR - do inglês, *Frequency Containment Reserve*) e reservas de restauração de frequência (ou FRR - do inglês, *Frequency Restoration Reserve*), de forma equivalente, entre controles primário e secundário, respectivamente [59], conforme apresentado na Figura 8. A diferença entre as etapas está relacionada à sua escala de tempo e objetivo principal.

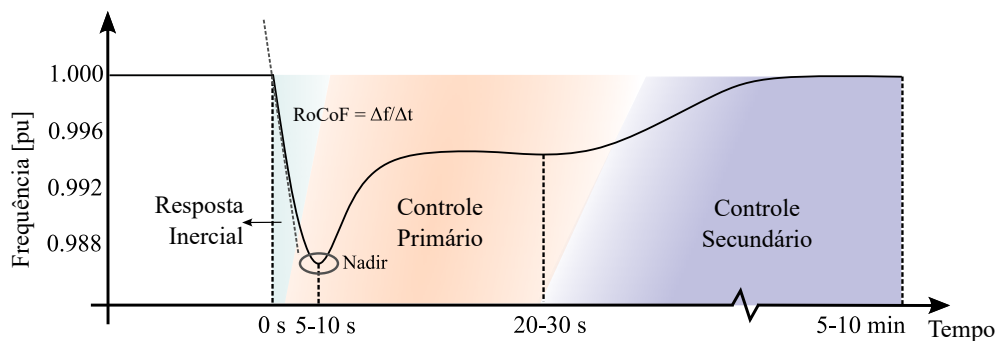


Figura 8 – Regiões de resposta de frequência após perturbação. Adaptado de [60].

A reserva de regulação primária (ou reserva de contenção) tem como objetivo a estabilização da frequência num valor aceitável dentro de uma janela de tempo que pode variar entre 5 a 30 segundos. Os controladores FCR irão aumentar a potência de saída das unidades que possuam reserva, de forma contínua até que a frequência estabilize. Assim que isso acontece, a frequência permanecerá em valor quase de regime permanente, porém esse valor será diferente do nominal. Esta reserva comumente pode ser fornecida por unidades de geração ou cargas controláveis. A sua ativação é feita local e automaticamente.

A função da reserva de regulação secundária ou reserva de restauração, também referenciada como controle automático de geração (ou AGC - do inglês, *Automatic Generation Control*), é restaurar a frequência para o seu *setpoint* original, entrando em serviço após a FCR a ter previamente estabilizado, liberando a primeira reserva da sua tarefa. O reestabelecimento é conseguido através da alteração da potência ativa das unidades que fornecem este serviço. A FRR deve ser ativada no máximo 30 segundos após o distúrbio e pode ficar ativa até 10 minutos após o evento. O serviço é uma estratégia de controle centralizada que pode ser ativada manual ou automaticamente.

Em determinados sistemas, há ainda o conceito de reserva de regulação terciária, também chamada de reserva de reposição (ou RR - do inglês, *Replacement Reserve*) [55], que é ativada para substituir as FCR e FRR ou como suplemento da segunda nos casos de um desequilíbrio de grande magnitude. A sua ativação é tipicamente manual, dá-se por volta dos 10 minutos após a ocorrência do distúrbio e pode ficar em funcionamento durante o tempo necessário até o sistema voltar às condições nominais.

3.3 Técnicas de Controle de Frequência Aplicadas a Turbinas Eólicas

Embora geradores controlados e/ou conectados eletronicamente à rede não forneçam regulação de frequência intrínseca, esta capacidade pode ser obtida adicionando um controle suplementar aos conversores de potência. Vários esquemas de controle podem ser desenhados para permitir que a geração de energia eólica forneça essa regulação, ela pode ser dividida em três níveis de hierarquia: (i) controlador de turbina eólica – controle local, (ii) controlador de parque eólico, (iii) controlador de nível do sistema.

O controle local no nível da turbina eólica é usado para fornecer controle primário de frequência e outros serviços auxiliares adicionais. O controlador no nível do parque eólico permite a coordenação entre o controle central e local para alcançar a geração desejada para o sistema. Os controladores de nível do sistema de potência são usados para controle de frequência secundária, proporcionando melhor comportamento de frequência do sistema pela coordenação entre o controle automático de geração e os parques eólicos.

Uma classificação inicial em técnicas de controle de frequência para fontes de energia renovável é apresentada em [37]. Os métodos de controle de frequência podem ser divididos ainda em duas categorias: sem e com sistema de armazenamento de energia (ESS - do inglês, *Energy Storage System*), este último podendo utilizar, por exemplo, diferentes tipos de baterias, *flywheels*, ou supercapacitores [55, 57, 60]. A Figura 9 mostra como esta classificação foi aplicada a turbinas eólicas de velocidade variável.

Apesar dos desafios, a maioria dos CIGs utiliza conversores do tipo VSC, ou outros semelhantes, possibilitando o uso de estratégias de controle que permitem a regulação da corrente ativa e da corrente reativa (na conexão com o restante do sistema) independente

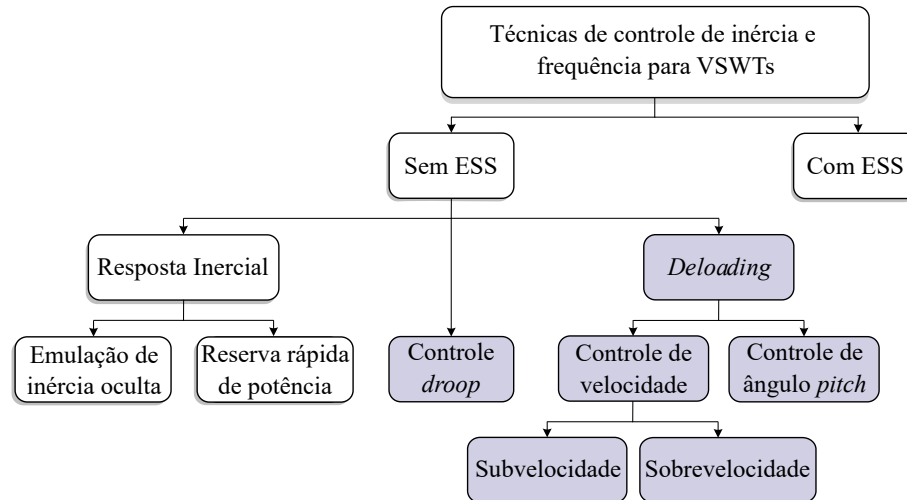


Figura 9 – Técnicas de controle de resposta em frequência para VSWTs. Baseado em [37].

uma da outra. Assim, dentro de suas limitações, o uso de CIGs tem por grande vantagem a flexibilidade de controlar de maneira rápida e precisa o fluxo de potência ativa e reativa entre a geração e o sistema a ser alimentado.

Entre as estratégias de controle propostas para se obter uma resposta de frequência adequada em parques eólicos sem utilização de ESSs estão, resumidamente, o controle de emulação de inércia, o controle de *droop* e o controle de *deloading*. As duas primeiras estratégias baseiam-se em reagir às mudanças de frequência alterando a potência de saída durante a perturbação, enquanto o controle de descarga (*deloading*) visa manter uma reserva de energia no parque eólico operando fora do ponto de máxima potência [61] antes do possível distúrbio.

Neste trabalho, as análises serão baseadas na implementação das estratégias de *droop* e *deloading*, técnicas de controle primário de frequência que serão apresentadas e brevemente discutidas em detalhes a seguir.

3.3.1 Controle *Droop*

A estratégia de controle *droop* está presente na maioria dos geradores síncronos para permitir o compartilhamento de energia entre dois ou mais geradores operando em paralelo para garantir sua operação estável [62]. Esta estratégia, que é ideal para controle descentralizado de fontes de energia paralelas, foi proposta pela primeira vez para inversores de energia em [63]. Devido à sua simplicidade de implementação e caráter descentralizado, a técnica de controle *droop* foi aplicada para uma operação de microrredes em [64] como estratégia de controle primário de frequência, indicando a possibilidade de ser associada a outras técnicas e de haver integração com mais geradores sem necessidade de alteração do sistema de controle local de cada, tornando-se um método flexível e expansível.

Em essência, a estratégia de controle *droop* implementa uma relação proporcional linear entre o desvio de frequência Δf e a potência ativa fornecida pelos VSWTs, onde

R_d é o ajuste de controle *droop*. A variação de potência ΔP é definida como (8) e o aumento da saída de potência ativa resulta em uma diminuição na velocidade do rotor [57, 65].

$$\Delta P = -\frac{\Delta f}{R_d} \quad (8)$$

Ao usar o controlador *droop*, a energia gerada através da turbina eólica não é degradada enquanto não há identificação de desvio de frequência. Portanto, esta estratégia ainda permite que o parque eólico maximize sua geração durante a operação, através da técnica MPPT, uma vez que o funcionamento da estratégia se dá através do controle da potência de saída do gerador de acordo com a frequência do sistema, como pode ser observado através da Figura 10.

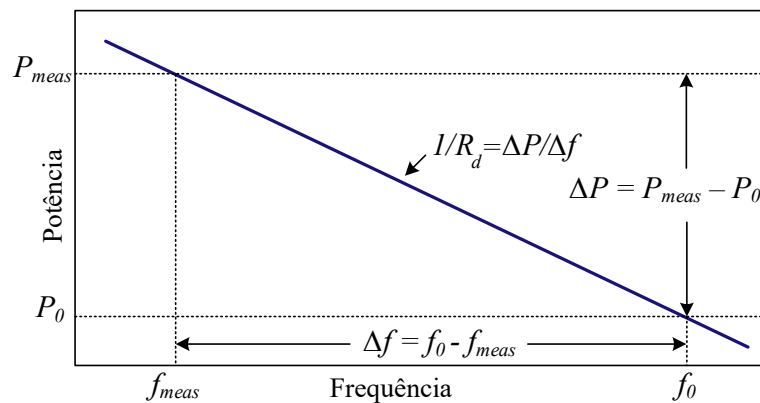


Figura 10 – Características do *droop* de frequência.

Há diversas técnicas de aplicação do controle MPPT para sistemas de geração eólica disponíveis na literatura [66] e, dentre estas, o método de controle de torque ótimo (ou, em inglês, OTC) convencional permite a aproximação do ideal de maneira simples e rápida. Apesar de não apresentar o melhor desempenho de eficiência geral de captura de energia pela turbina eólica [67], a técnica baseia-se nos parâmetros da turbina e sua curva de potência, sem necessidade, por exemplo, da utilização de um sensor de velocidade do vento, tornando-se suficiente para a aplicação no trabalho.

Por definição, o valor de torque eletromagnético utilizado em ordem a maximizar a potência extraída do vento pelo método OTC é dado por $T_{MPPT} = K_{opt}\omega_r^2$, onde ω_r é a velocidade do rotor e K_{opt} é a constante ótima apresentada em (9) [28].

$$K_{opt} = \frac{1}{2}\rho\pi C_{p,max} \frac{R^5}{\lambda_{opt}^3} \quad (9)$$

Após determinada perturbação, o controle *droop* fornece sinal ao conversor de potência para que mais energia cinética seja entregue ao sistema através da adição de um novo valor de torque ΔT . Apesar de sua resposta transitória lenta [68], essa estratégia possibilita a diminuição do RoCoF e o aumento no valor do nadir, melhorando o processo de

recuperação de frequência do sistema. O diagrama de blocos utilizado para implementar a estratégia de controle neste trabalho é mostrado na Figura 11.

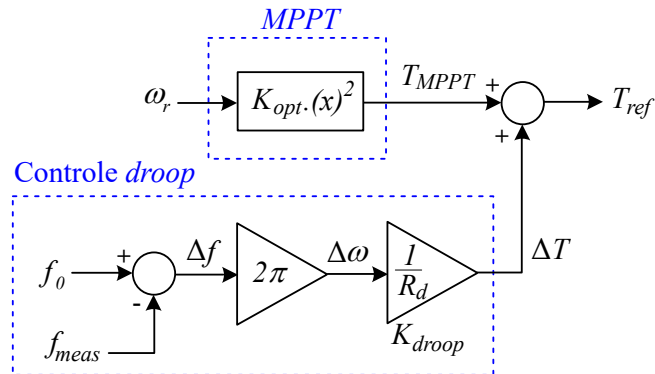


Figura 11 – Diagrama de blocos do controle *droop*.

3.3.2 Controle *Deloading*

A estratégia de controle *deloading* visa manter uma reserva de energia no gerador. Esta margem de potência é obtida por meio do deslocamento do aerogerador do ponto de máxima extração de potência em toda a operação, mesmo antes de uma perturbação. Para tanto, existe a possibilidade de se operar com a técnica de *deloading* através do (i) controle do ângulo de *pitch*, (ii) controle de velocidade [57] ou por meio de estratégias mais complexas envolvendo otimização [69] para reduzir a quantidade de energia a ser descarregada.

Uma vez que para prover esta reserva de energia, o gerador eólico deve operar fora do potencial máximo de produção de energia, é importante destacar que a estratégia não se apresenta como desejável do ponto de vista montante gerado devido à perda de receita de energia [37].

Como mencionado, uma das técnicas utilizadas para *deloading* é controle de *pitch*, que consiste em modificar o ângulo de ataque das pás β para uma velocidade do vento constante, mantendo a velocidade do rotor no ponto de potência máximo ω_{MPP} . Desta forma, a potência fornecida $P_{del,p}$ fica abaixo da potência aerodinâmica máxima disponível P_{MPP} , como apresentado na Figura 12. Portanto, uma certa quantidade de reserva de potência ativa está disponível para fornecer geração adicional [57] no caso de ocorrer um desvio de frequência.

A Figura 13 ilustra o esquema usado para controlar o ângulo de *pitch* das pás do aerogerador, composto por um controlador proporcional-integral (PI) limitado a uma taxa de variação, com $\omega_{r,max}$ sendo a velocidade máxima do rotor, normalmente ajustada para o seu valor nominal.

O controle de velocidade, por sua vez, pode ser dividido em técnicas de sobrevelocidade e subvelocidade, também chamadas de controle *over-speed* e *under-speed*, respectivamente.

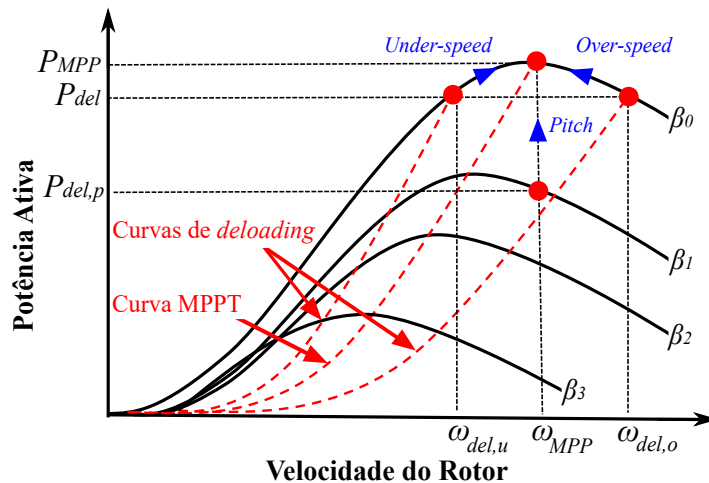


Figura 12 – Curvas de potência MPPT e de *deloading* para VSWTs. Adaptado de [57].

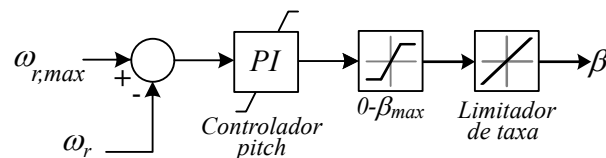


Figura 13 – Diagrama de blocos do controle *pitch*. Baseado em [37].

O controle de sobrevelocidade desloca a potência de *deloading* P_{del} para a direita da potência máxima P_{MPP} , mantendo o ângulo de *pitch* β_0 para uma velocidade do vento constante. Quando a resposta de frequência é fornecida, a velocidade do rotor deve ser reduzida de $\omega_{del,o}$ a ω_{MPP} , liberando energia cinética para o sistema.

Como a curva de eficiência de uma turbina eólica é quase simétrica em relação à velocidade do rotor (para uma velocidade de vento fixa), conforme ilustrado na Figura 12, uma terceira possibilidade poderia ser configurar a turbina para operar a velocidade do rotor abaixo da velocidade do rotor para operação no MPPT. Nesse caso, a velocidade do rotor deve aumentar de $\omega_{del,u}$ para ω_{MPP} utilizando alguma potência extraída da turbina.

Ao operar mais lento que no ponto de máxima potência, quando ocorre uma perturbação de frequência, o aerogerador deve ser acelerado para atingir o MPP e parte da potência que poderia ser liberada para suportar a frequência da rede deve ser utilizada para acelerar o aerogerador. Como consequência, a resposta em frequência é reduzida, podendo até mesmo ser oposta ao comportamento desejado durante os primeiros segundos.

Dentre as abordagens presentes na literatura, para operar a turbina em *deloading* através do controle de velocidade, é necessário alterar o limite permitido para sua rotação, de forma a degradar a potência fornecida. Definida a potência de referência através da estratégia MPPT, é possível modificar o valor ótimo de velocidade dado em (9), seguindo o que está apresentado em (10), aplicação determinada segundo [70].

$$K_{del} = \frac{1}{2} \rho \pi C_{p,max} \frac{R^5}{(\lambda_{opt} R_{sc})^3} \quad (10)$$

Onde K_{del} é a constante que substitui K_{opt} e R_{sc} é a configuração de *deloading* para controle de velocidade, valor percentual a ser considerado para o cálculo da nova velocidade ótima.

3.4 Considerações

No capítulo foram apresentados os principais desafios operativos no que se refere à redução da inércia efetiva do sistema com alta penetração de fontes de energia renovável e, conseqüentemente, problemas relacionados à estabilidade de frequência.

Neste cenário, dentre diferentes técnicas propostas na literatura, o trabalho presente tem enfoque no estudo de estratégias de controle primário de frequência através do controle *droop* e de *deloading* aplicadas a turbinas eólicas. As principais características das técnicas de controle e suas formas de implementação foram discutidas. Para ambas, são esperadas contribuições na regulação de frequência, propósito das discussões seguintes através de simulação de casos.

Operação Isolada de Parque Eólico e Plataforma de O&G

Os sistemas isolados de geração de energia (também chamados de sistemas *offgrid* ou *stand-alone*) são caracterizados por não se conectarem à rede elétrica principal. Isso, atrelado à intermitência do recurso energético, tem condições de afetar significativamente a qualidade de energia fornecida para a carga e, apesar de ajudar a fornecer contramedidas, a eletrônica de potência pode contribuir para o problema [71].

No caso de sistemas eólicos, como solução, há a possibilidade de serem considerados casos com uma proporção maior de cargas controláveis ou de geradores auxiliares, de forma a esperar que o sistema seja ainda menos afetado pela variabilidade do vento. Além disso, o uso do armazenamento de energia pode ser crucial para aumentar a disponibilidade de energia para o sistema e, com isso, a atratividade econômica da aplicação [11]. Todos esses são aspectos que podem ser associados às estratégias de controle específicas para o conversor do lado da geração, conforme abordado no Capítulo 3.

No contexto do trabalho, a Figura 14 apresenta o diagrama esquemático da configuração do sistema completo utilizado, composto por um parque eólico conectado a uma plataforma de petróleo por meio de um cabo submarino para transmissão de corrente alternada. Neste capítulo são apresentados os detalhamentos dos modelos utilizados.

4.1 Subsistema de Geração

Para desenvolver o subsistema de geração eólica, faz-se necessário implementar a modelagem da interação do vento com a turbina, por meio de um modelo aerodinâmico, para então integrá-lo ao modelo do gerador, considerado no trabalho como sendo baseado em DD-PMSG conectado ao sistema por meio de conversor do tipo *back-to-back*.

Nas próximas seções, serão apresentados os modelos da turbina eólica, seu trem de força e gerador, incluindo os controles utilizados, tal como ilustrado de forma simplificada na Figura 15.

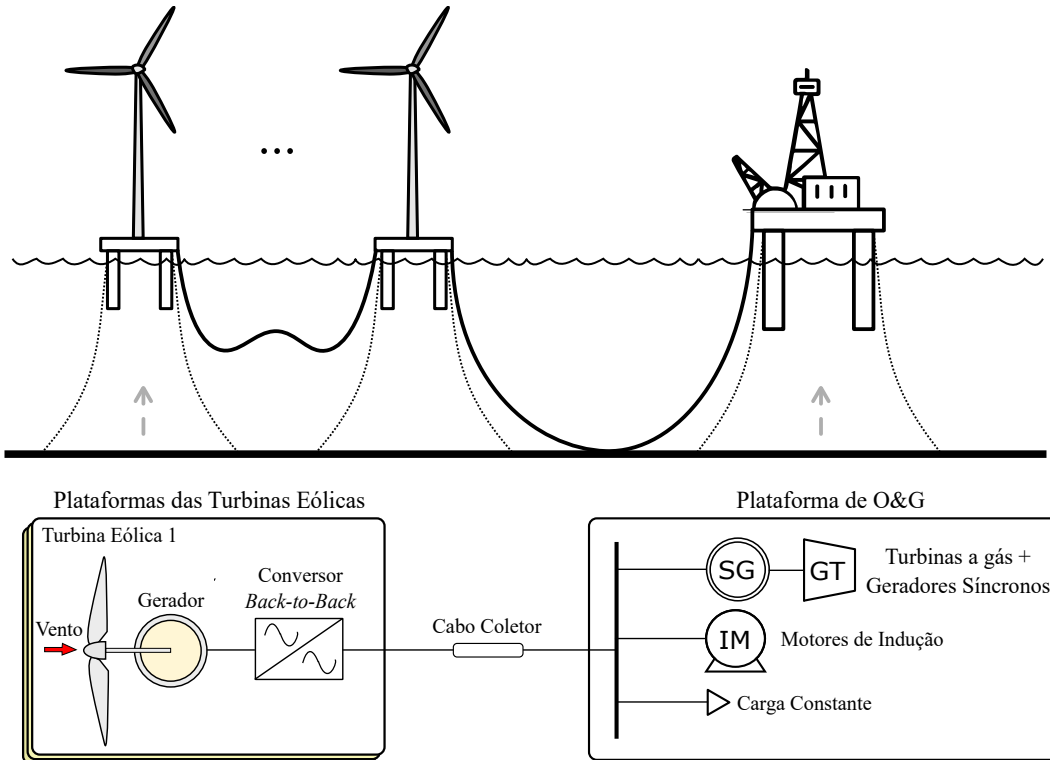


Figura 14 – Esquema do sistema isolado formado pelo parque eólico e plataforma de O&G.

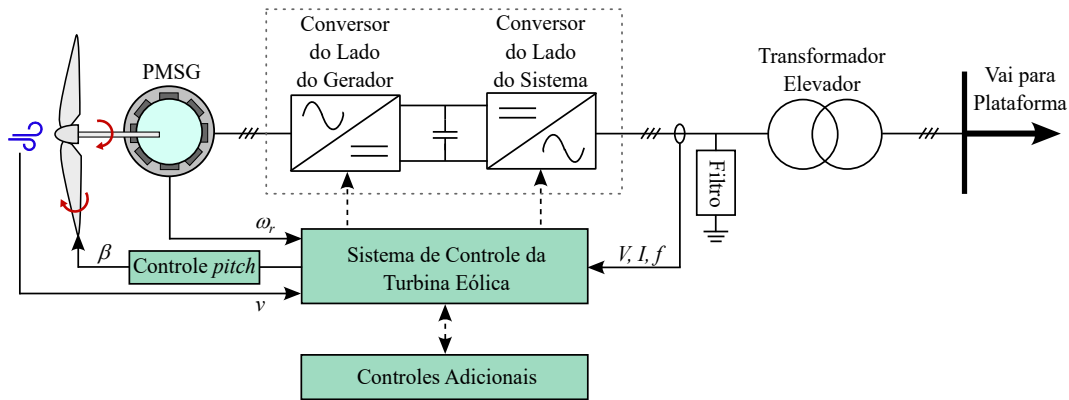


Figura 15 – Subsistema de geração.

4.1.1 Modelo da Turbina Eólica

A modelagem matemática da turbina foi realizada com base nas equações que regem o modelo aerodinâmico apresentadas no Capítulo 2, cuja representação é utilizada a fim de determinar a potência mecânica útil extraída do vento pelo aerogerador [72]. Para tanto, o coeficiente de potência é definido com base em uma estimativa, a partir da técnica conhecida como *lookup table*, onde as informações da turbina utilizada são verificadas para os valores de velocidade tangencial da ponta da pá e ângulo *pitch* medidos.

No que diz respeito ao trem de força, sua rigidez é inversamente proporcional ao número de polos do gerador, o que significa que a configuração de acionamento direto,

que possui um grande número de polos para obter alto torque eletromagnético, possui um eixo menos rígido que o convencional [73]. Devido ao grande volume e massa do gerador multipolar na configuração de acionamento direto, um modelo de uma massa pode não refletir muito bem o desempenho dinâmico do sistema. Portanto, para o trem de força, foi considerado um modelo de duas massas, seguindo a equação encontrada em [74] e apresentada através dos diagramas de blocos da Figura 16.

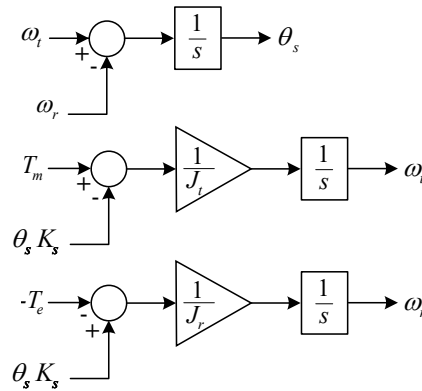


Figura 16 – Diagramas de blocos do modelo de trem de força de duas massas.

Onde, ω_t e ω_r representam a velocidade de rotação do eixo da turbina e a velocidade do rotor do gerador, respectivamente; T_m e T_e denotam os torques mecânico e eletromagnético da turbina, respectivamente; J_t e J_r são os momentos de inércia da turbina e do rotor, respectivamente; θ_s é o ângulo de torção do eixo do trem de força; e, K_s é o coeficiente de rigidez do trem de força.

Este recurso de torção é adequado para a configuração adotada, através da qual é obtido o valor instantâneo da velocidade do rotor, a ser inserido como parâmetro de entrada no modelo agregado utilizado para o gerador, sob a condição de ignorar as perdas mecânicas.

4.1.2 Controle do Lado do Gerador

O desempenho do rotor do gerador eólico está intimamente associado ao comportamento do controlador para atingir os valores de torque e velocidade desejados [75], portanto, no modelo em questão, foram considerados os controles de torque e de ângulo de ataque das pás da turbina eólica. O principal sinal de realimentação para os dois controladores é a velocidade de rotação do rotor (ω_r), seguindo os objetivos operacionais de cada uma das zonas de operação da turbina, apresentadas na Seção 2.2.5.

Na chamada Região 1, a velocidade de vento necessária para o início da operação é insuficiente, não havendo geração de potência, logo o controle da turbina pode ser definido por meio do comportamento esperado para as demais regiões operacionais. Na Região 2 aplica-se a estratégia MPPT para que a turbina extraia a máxima energia cinética do vento. Por fim, na Região 3, que abrange velocidade de vento acima da nominal, a

velocidade do rotor é regulada ao seu valor nominal, através do controle de ângulo *pitch* (apresentado na Figura 13) reduzindo assim a área efetiva da pá resultando na redução de potência a uma taxa finita através do controle PI, e o controlador de torque se mantém saturado no torque nominal da turbina, mantendo a potência da turbina no valor nominal, por consequência.

Para determinação do sistema de controle da turbina neste trabalho, foram levados em consideração o modelo de um PMSG apresentado em [30] e a aplicação do método de controle vetorial, largamente utilizado no estudo de máquinas e conversores [76], baseado na transformação da referência trifásica (*abc*) em componentes dos eixos direto e de quadratura (*dq*). A estratégia permite que o controlador experimente o ponto de vista do rotor de um estado estacionário, em vez de vê-lo girar do ponto de vista do estator. A referência *dq* converte as correntes alternadas em duas componentes CC, tornando mais fácil para o controlador atuar com *loops* de controle PI e PID (Proporcional-Integral-Derivativo) comuns.

Dito isto, para o lado do gerador, com diagramas de blocos apresentados na Figura 17, o sistema objetiva controlar a corrente em componentes dos eixos *dq*. Neste caso, foi aplicada a técnica de controle de corrente de eixo direto zero (ZDC - do inglês, *Zero Direct-axis Current*). Com a corrente de referência no eixo direto i_d^* mantida em zero, há a linearização da relação entre a corrente do estator e o torque da máquina [77].

A referência de torque, por sua vez, é dada pela implementação do controle MPPT, seguindo o apresentado em (9), e seu valor é transformado na corrente de eixo de quadratura i_q .

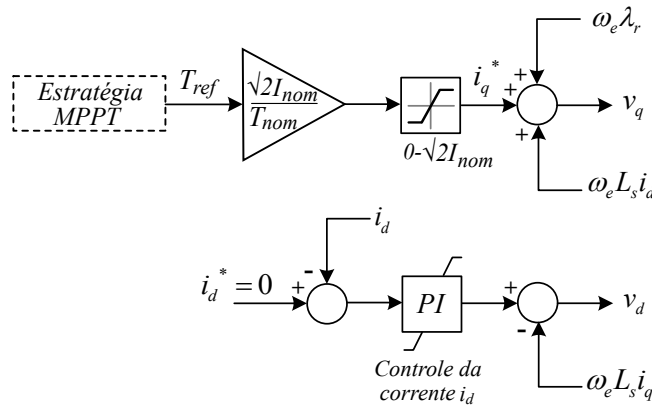


Figura 17 – Diagramas de blocos para controle do lado do gerador.

Ambos os componentes de corrente são controlados para se obter os valores de tensão nos eixos *dq* (v_d e v_q), e também consideram a velocidade angular elétrica ω_e , o fluxo do rotor λ_r e a própria indutância do estator L_s no diagrama de controle [78], servindo como referência para o gerador PWM, que utiliza a modulação por largura de pulso para fornecer os sinais de controle ao conversor [30, 75].

4.1.3 Controle do Lado do Sistema

O conversor do lado do sistema tem por função controlar a tensão no *link* CC, garantindo a operação adequada do conversor *back-to-back*, e regular a potência injetada na conexão com a plataforma. A turbina eólica pode injetar qualquer quantidade de potência ativa no conversor em todos os momentos. Um desequilíbrio entre a potência que entra no conversor do lado do gerador e que sai do conversor do lado do sistema se acumulará no armazenamento capacitivo do *link* CC, portanto, uma função de controle é necessária para manter a tensão CC dentro dos limites especificados.

A Figura 18 apresenta o esquema do sistema de controle do conversor do lado do sistema através de diagramas de blocos, modelos obtidos com base em [78].

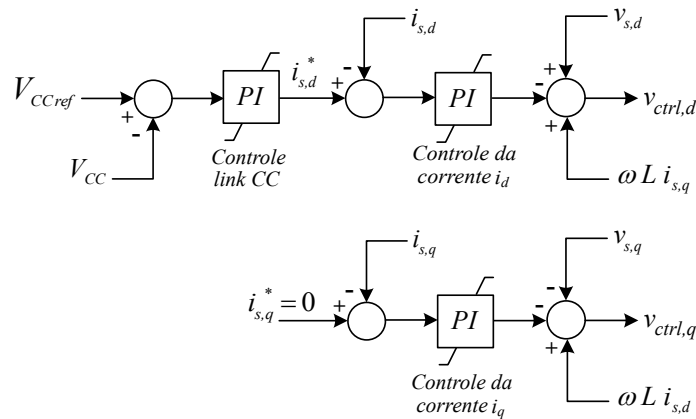


Figura 18 – Diagramas de blocos para controle do lado do sistema.

Como o VSC controla as correntes de linha que saem do conversor independentemente, o controlador de $i_{s,d}$ deve ser usado para controlar a tensão do *link* CC do conversor (V_{CC}), e $i_{s,q}$ para controlar a potência reativa injetada no sistema. A diferença entre V_{CC} e sua referência alimenta um controlador PI que produz a corrente de referência $i_{s,d}^*$, e $i_{s,q}^*$, por sua vez, é definida como zero.

Ambos os componentes de corrente consideram ainda os valores de frequência do sistema em rad/s, dada por ω , calculada através de um *Phase-Lock-Loop* (PLL) baseado nas tensões medidas nos terminais do conversor ($v_{s,dq}$) e L é o valor de indutância da linha entre o conversor e o PCC. Os laços de controle de corrente são calculados para determinar os sinais de tensão de controle ($v_{ctrl,dq}$), que são transformados para o eixo abc e servem como referência para o gerador PWM, este finalmente fornecendo o sinal de controle ao conversor do lado do sistema.

4.2 Subsistema da Plataforma de O&G

Existem diversos tipos de unidades produtivas de óleo e gás, tais como as plataformas fixas, semi-submersíveis, navio-sonda, FPSO, entre outras. A topologia FPSO é a mais

utilizada no desenvolvimento dos campos *offshore* no Brasil, usado principalmente em águas profundas e ultra profundas [79] e, por este motivo, é o modelo considerado como plataforma de O&G neste trabalho.

O sistema elétrico típico de uma plataforma de O&G possui diversos motores e cargas em média e baixa tensão. Para as análises dinâmicas a serem realizadas nesse trabalho, é possível simplificar o sistema da unidade FPSO em um modelo (baseado em [80]) composto por um barramento principal, no qual estão conectados turbinas a gás (ou turbogeradores) com gerador síncrono presentes na plataforma, motores de indução em média tensão, além de uma carga P-Q equivalente às demais cargas da plataforma. Uma representação desse modelo simplificado é apresentada na Figura 19.

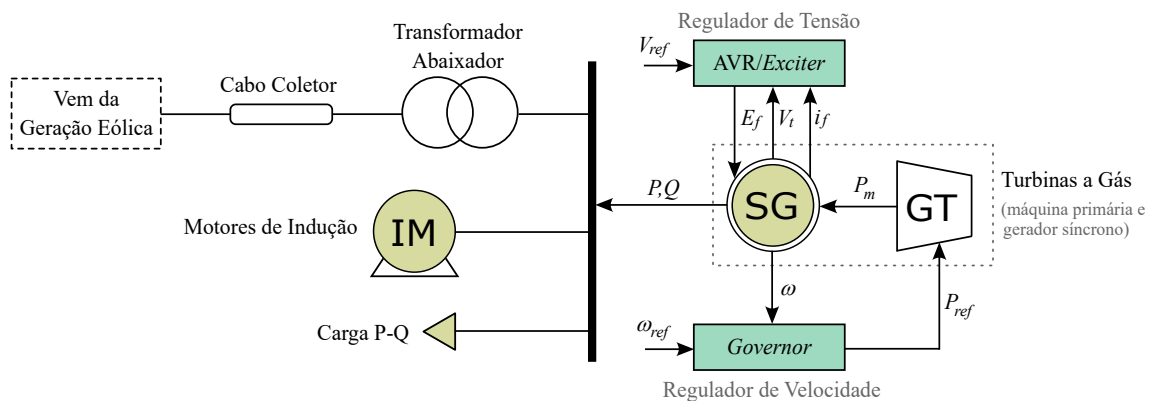


Figura 19 – Subsistema da FPSO.

A representação das cargas pode ser dada através de modelos discretos presentes na ferramenta de simulação, tanto para os motores de indução quanto para a carga P-Q, utilizando-se os blocos de máquina assíncrona e carga trifásica RL série, respectivamente. Porém, como os turbogeradores devem fornecer a potência ao sistema quando a velocidade do vento é baixa e também compensar a saída de potência variável no vento, é necessário considerar ainda o sistema de controle que rege seu comportamento.

4.2.1 Modelo dos Turbogeneradores

Os turbogeradores a gás responsáveis por alimentar as cargas da plataforma são modelados como máquinas síncronas em conjunto com seus sistemas de controle, determinando a dinâmica do sistema elétrico da plataforma como um todo. Buscando-se um modelo que melhor represente o comportamento dinâmico da plataforma, os controles foram essencialmente divididos em dois blocos principais: regulador de velocidade e regulador de tensão, conforme Figura 19.

Na operação conectada à rede principal, o SG opera de modo que o regulador de velocidade atue sobre a potência ativa e o regulador de tensão sobre a potência reativa injetada no sistema. Porém, no caso onde o SG opera de forma isolada, como proposto

neste trabalho, o regulador de velocidade deve controlar a frequência, enquanto o segundo mantém a tensão de saída controlada.

Para o controle da tensão do sistema elétrico da unidade FPSO, adotou-se um sistema de excitação cujo controle é conhecido por AVR (*Automatic Voltage Regulator*), complementado com um limitador de sobre-excitação (OEL - *Overexcitation Limiter*). Essencialmente, esse sistema fornece a tensão E_f a ser aplicada no enrolamento de campo para controlar a corrente de excitação do gerador, a partir de uma comparação entre a tensão V_t nos terminais da máquina e uma tensão de referência V_{ref} , subtraindo do resultado a tensão fornecida pelo limitador V_{OEL} , calculado através do valor medido da corrente de campo do gerador i_f . A implementação foi baseada no esquema AC8B padronizado pela normativa IEEE Std 421.5-2005. O limitador de sobre-excitação proporciona proteção contra sobreaquecimento do enrolamento de campo das máquinas síncronas em situações onde há solicitação elevada de corrente elétrica. A Figura 20 apresenta o esquemático do regulador de tensão considerado, contribuição do grupo de pesquisa no qual este trabalho está associado.

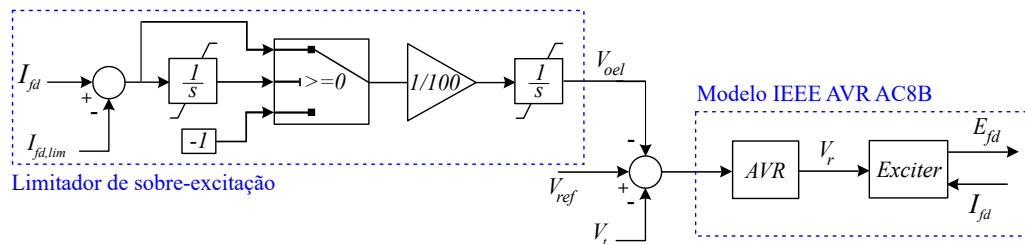


Figura 20 – Diagrama de blocos do regulador de tensão da turbina a gás.

Para o controle da frequência do sistema da plataforma, adotou-se um *governor* com controle de *droop* assistido via PMS (do inglês, *Power Management System*), o qual realiza o controle de frequência através da variação da potência mecânica de entrada no gerador síncrono, considerando a dinâmica da turbina. O *droop* assistido garante melhor estrutura para reduzir desvios de frequência que podem ocorrer em sistemas isolados com número restrito de geradores, como no caso da FPSO, garantindo melhor estabilidade do sistema [80]. Na implementação do sistema de regulação de velocidade dos geradores síncronos a gás do sistema da FPSO, a velocidade de rotação do gerador síncrono é comparada com um sinal de referência, fornecendo a entrada para a função de transferência da turbina a gás, que gera como saída a potência mecânica a ser fornecida ao gerador síncrono (P_m), conforme apresentado na Figura 21.

4.3 Considerações

O capítulo abrange o detalhamento dos sistemas utilizados na composição do conjunto considerado no estudo. Ressalta-se que a proposição final do trabalho é operar a

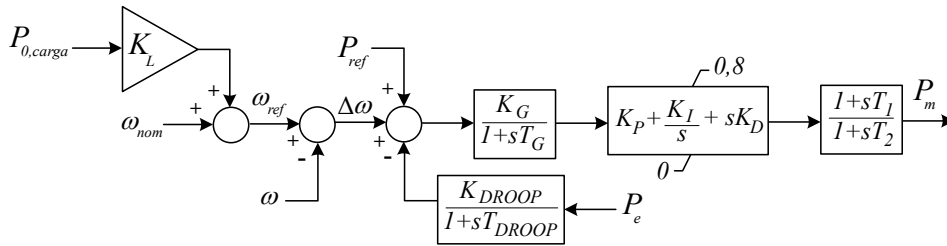


Figura 21 – Diagrama de blocos do regulador de velocidade da turbina a gás. Adaptado de [80].

plataforma de petróleo e gás conjuntamente a um sistema de geração eólica *offshore* flutuante com seus devidos controles operacionais adicionando-se as estratégias de controle primário para resposta em frequência.

Através da configuração proposta, baseada e adaptada da literatura técnica, é esperado que seja possível realizar as análises dinâmicas condizentes ao trabalho.

Simulações e Resultados

Este capítulo apresenta o sistema de teste, a definição dos cenários, as informações relacionadas à execução das simulações e a discussão dos resultados obtidos através da implementação do sistema modelado no programa *MATLAB/Simulink*, usando o módulo *Simscape Electrical*.

As simulações consideram a unidade FPSO integrada à turbina eólica, com os modelos de controle das máquinas elétricas incorporados, em operação considerada normal, isto é, com o sistema em frequência nominal, até a ocorrência de uma perturbação no sistema.

5.1 Sistema de Teste

No escopo da análise dinâmica, os cenários consideram a modelagem e simulação de uma unidade FPSO composta por gerador síncrono a gás, motores de indução e carga equivalente, seguida da integração a uma unidade eólica, no intuito de se estabelecer o modelo elétrico de interesse do sistema. A topologia central considerada como sistema de teste neste trabalho está apresentada no esquemático da Figura 14.

Neste caso, a unidade de geração eólica foi implementada segundo o modelo da turbina eólica *offshore* de 15MW de referência da *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) considerando a utilização de gerador síncrono de ímãs permanentes com acionamento direto.

Para o modelo da FPSO, foi considerado um barramento principal de 13,8 kV, ao qual instalou-se uma turbina a gás de 31,25 MVA com capacidade de 25 MW, tensão nominal de 13,8 kV e frequência nominal de 60 Hz, com interface através de um gerador síncrono. Além disso, dois motores de indução de média tensão (11 MW cada) operando com carregamento de 50% e uma carga P-Q modelada com impedância constante (11,754 MW e 4,58 MVar) equivalente às demais cargas da plataforma também são conectados ao barramento principal. Finalmente, o *link* de transmissão entre a usina eólica e a unidade FPSO é modelado com transformadores com perdas no núcleo desprezadas e uma linha equivalente de 10 km.

Vale destacar que a representação dos modelos dos estudos dinâmicos descritos foi feita de forma modular, realizando-se testes parciais iniciais para verificação do correto funcionamento de cada controle e dando mais flexibilidade ao estudo de diferentes topologias. Além disso, tendo em vista a necessidade de redução do tempo de simulação do sistema como um todo por motivo de limitações computacionais (*hardware*), alguns dos componentes do sistema foram agrupados com seus controles em blocos com a utilização do recurso *mask* do *Simulink*.

A totalidade dos parâmetros considerados para os subsistemas, e seus componentes, aplicados no modelo estão indicados no Apêndice A. Para o ajuste dos controladores existentes no sistema, o Apêndice B apresenta os valores utilizados.

5.2 Simulações

Como o propósito do trabalho é avaliar o comportamento e influência de determinadas técnicas de controle primário de frequência aplicadas a unidade eólica conectada ao sistema examinado, foram consideradas diferentes perturbações ocorridas na unidade FPSO em 5s de simulação, período em que o sistema passou pelos transitórios de inicialização.

As análises foram divididas em três grandes categorias, conforme apresentado na Tabela 2, sendo elas: (A) perturbações de carga, (B) de vento e (C) outras perturbações definidas para ocorrerem com as máquinas da FPSO, sendo perda e partida de um motor de indução e também perda de um turbogerador a gás, este último sendo o único caso em que a condição inicial considera dois turbogeradores conectados a plataforma.

Tabela 2 – Cenários de simulação.

Análise	Evento	Descrição	Velocidade de vento [m/s]
(A) Perturbações de carga	A1	Entrada de 7,5 MW	10,59 (nominal)
	A2	Entrada de 5,5 MW	9,00 (região 2)
(B) Perturbações de vento	B1	Mudança de região operacional 2 para 3	8,00 → 12,00
	B2	Mudança de região operacional 3 para 2	12,00 → 8,00
(C) Outras perturbações	C1	Perda de motor	9,00
	C2	Partida de motor	9,00
	C3	Perda de geração	9,00

Com o modelo obtido e cenários operacionais definidos, foi necessário considerar ainda diferentes casos de implementação de controle para aferição da resposta em frequência do sistema. Estes são:

- Caso (i): Gerador eólico possuindo apenas controles operacionais convencionais, isto é, sem aplicação de técnicas primárias de controle de frequência, valendo-se apenas da existência do gerador a gás como máquina síncrona para tal suporte;

- Caso (ii): Com a implementação da estratégia de controle *droop* no gerador eólico;
- Caso (iii): Com a implementação das estratégias de controle de *droop* e *deloading* associadas à operação do aerogerador, este configurado para operar a uma velocidade 20% superior à nominal;
- Caso (iv): Com as estratégias de *droop* e *deloading* combinadas, com a turbina eólica configurada para operar na velocidade nominal.

Para incluir as técnicas de controle para resposta em frequência propostas para o aerogerador baseado em PMSG utilizado, foram seguidas as formas de implementação apresentadas na Seção 3.3. Para cada caso, os valores dos parâmetros de controle adotados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Parâmetros de controle de frequência utilizados por caso simulado.

Caso	<i>Droop</i>	<i>Deloading</i>	
	R_d	Controle de velocidade R_{sc}	Controle de <i>pitch</i> $\omega_{r,max}$
(i)			ω_{nom}
(ii)			ω_{nom}
(iii)	0,05	1,2	$1,2\omega_{nom}$
(iv)			ω_{nom}

Os casos (iii) e (iv) são diferenciados neste trabalho, em essência, apenas através da referência de velocidade do rotor adotada na estratégia de controle de *pitch*. Para ambos, as técnicas de controle de velocidade e de ângulo *pitch* estão ativadas, mas operam de maneiras distintas, como será abordado na sequência. Em resumo, o valor de K_{del} será igual para os casos (iii) e (iv) por utilizar o mesmo parâmetro indicando a operação em sobrevelocidade do gerador, porém o controle aerodinâmico irá desempenhar de forma diferenciada, uma vez que para o caso (iv) há a definição de que a turbina deve operar em velocidade nominal, por consequência, podendo ativar o controle de *pitch* antes mesmo do distúrbio para atingimento do valor ajustado, fornecendo uma reserva de capacidade, além da reserva de energia cinética esperada somente com o controle de sobrevelocidade.

Nas seções a seguir serão apresentados os resultados e considerações para cada cenário de simulação definido.

5.3 Perturbações de Carga

Para a primeira análise foram definidos eventos de entrada de carga de impedância constante. O evento identificado como A1 considera a turbina eólica operando em velocidade de vento nominal e com acréscimo de uma carga de 7,5 MW em 5s. O evento A2,

por sua vez, considera a turbina eólica operando na região 2, com velocidade de vento de 9 m/s e acréscimo de carga de 5,5 MW em 5s.

Dito isto, e para entendimento do balanço entre geração e carga em A1 e A2, tanto antes quanto após o distúrbio, é possível avaliar a Figura 22. Nela pode-se observar a capacidade de geração da turbina a gás associada a turbina eólica, bem como a proporção de potência ativa dos motores e da carga impedância constante, tendo-se clareza das condições pré e pós-evento. Para além disso, a figura apresenta os valores de geração despachados através de cada fonte para o atendimento à carga, no caso em que não há nenhum suporte de frequência por parte do gerador eólico.

Em A1, a carga total do sistema está abaixo do que toda a geração consegue suprir antes da perturbação, havendo uma lacuna inclusive se somente a turbina a gás estivesse presente no sistema. Quando há o distúrbio, identifica-se que a turbina eólica, se equipada com os recursos de controle adequados, pode colaborar com regulação de frequência.

Em A2, a situação é similar à anterior, porém a turbina colabora com um valor de potência menor no sistema por estar operando abaixo de sua velocidade nominal.

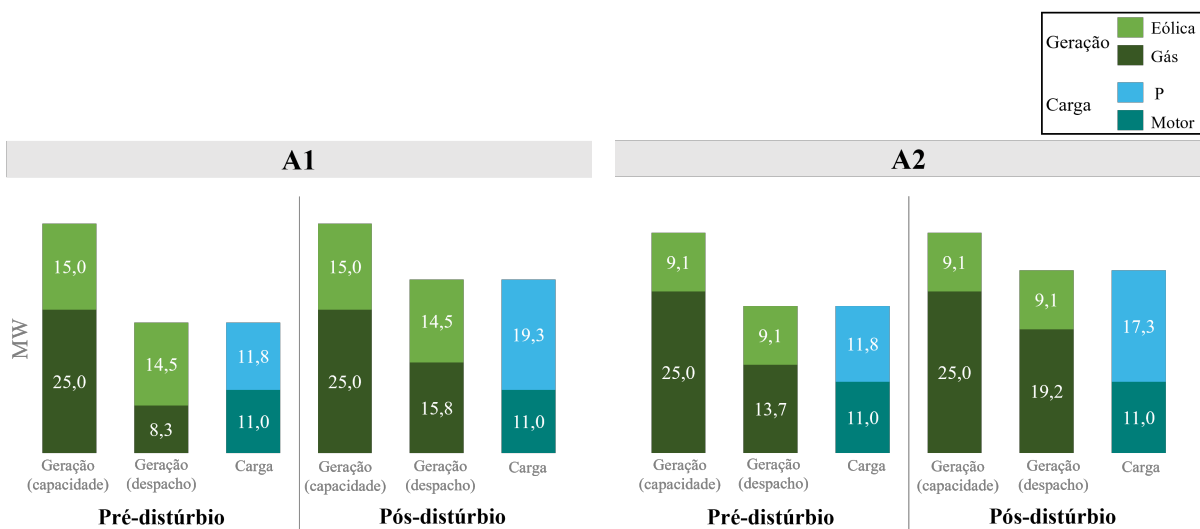


Figura 22 – Potências ativas antes e depois dos eventos de perturbação de carga.

5.3.1 Vento Nominal: Entrada de 7,5 MW

A Figura 23(a) apresenta a frequência do sistema para os casos simulados e é possível verificar a mudança nos valores de nadir e desvio de frequência através da Tabela 4 incorporando o suporte das técnicas de controle discutidas. No detalhe presente na Figura 23(a) estão destacadas as curvas na região próxima à ocorrência do evento, com isso é possível notar que o RoCoF inicial não muda em relação ao caso (i) porque não há resposta inercial implementada nas técnicas abordadas.

A mudança na velocidade de rotação do aerogerador, por sua vez, pode ser observada na Figura 23(b). Nesse sentido, e para entender o comportamento do sistema antes e

depois da perturbação, também é importante avaliar o funcionamento do controle de *pitch* através da Figura 23(d) que apresenta o ângulo de passo das pás da turbina no modelo considerado.

A frequência do sistema é suportada pela injeção de energia cinética armazenada no conjunto de pás rotativas e gerador. A contribuição de potência do aerogerador face à perturbação simulada é apresentada na Figura 23(c). Sem suporte, caso (i), não há contribuição para a resposta primária, observada pela não alteração da potência. Para este caso, a velocidade rotacional muda a uma taxa mínima, com suporte de controle de *pitch*, apenas para atingir a velocidade nominal do rotor de 0,7917 rad/s.

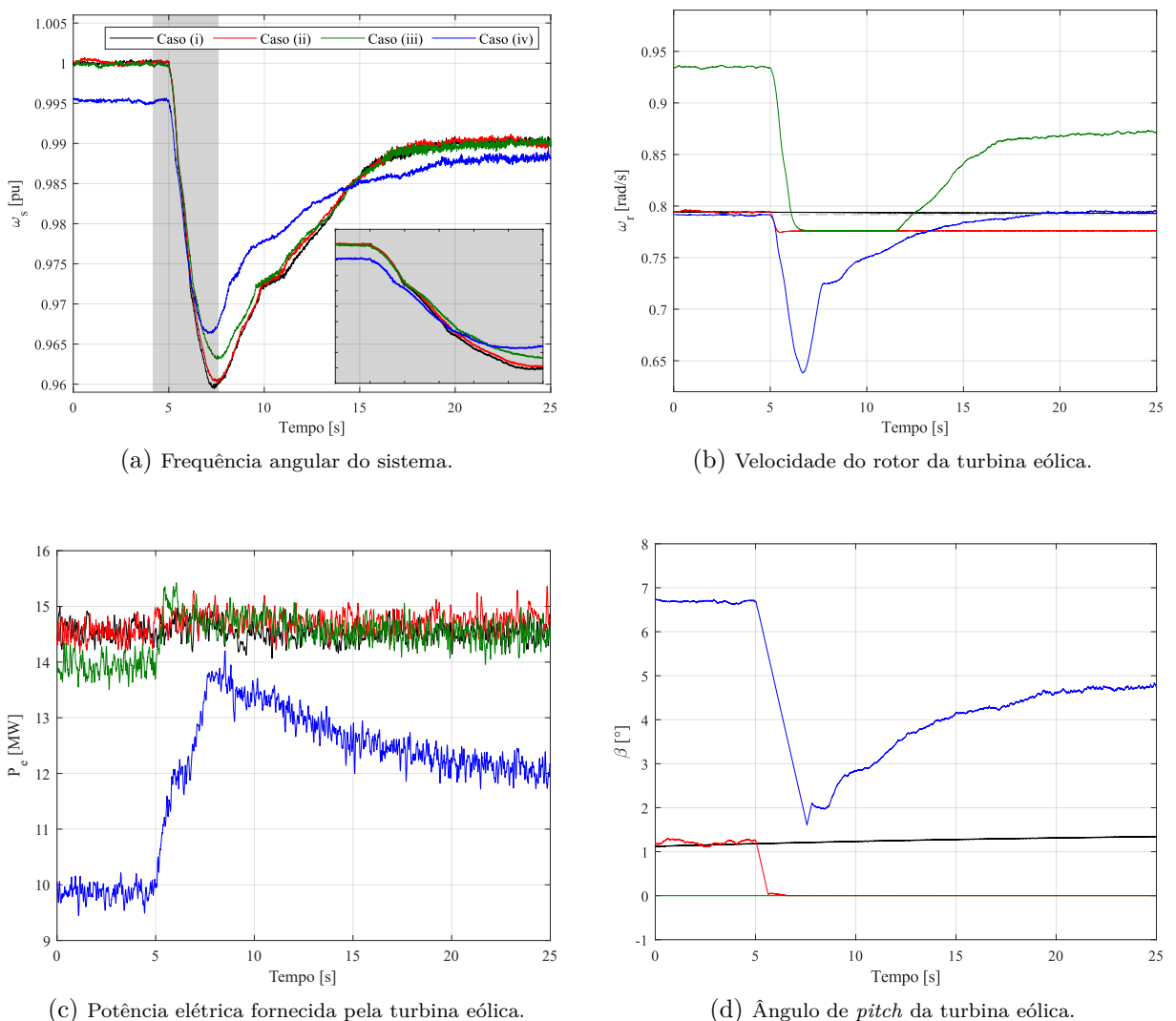


Figura 23 – Saídas do cenário A1 com perturbação de carga de 7,5 MW em velocidade de vento nominal.

O caso (ii) é caracterizado pela aplicação da estratégia *droop* no controle do aerogerador. Ao observar o comportamento do lado da turbina na Figura 23(b), pode-se ver que a velocidade de rotação se desvia apenas um pouco do valor pré-distúrbio e a saída de energia adicional é bastante modesta, implicando na pequena mudança de recuperação

de frequência. Isso porque o controle foi determinado para saturar no valor de MPPT, próximo ao ponto de operação em que a turbina já se encontrava.

Para o caso (iii), o uso combinado da estratégia de controle de sobrevelocidade com o *droop* gerou um aumento na potência de saída do aerogerador imediatamente após a ocorrência do distúrbio. A estratégia de sobrevelocidade é capaz de aumentar o nadir de frequência ao custo de deteriorar a captação de energia do pré-distúrbio do parque eólico. Neste caso, o aerogerador é levado a operar em velocidade maior que o valor ótimo especificado de acordo com o controle MPPT aplicado no sistema sem suporte. Porém, devido ao valor utilizado como referência de velocidade para o rotor do gerador, o controle de *pitch* não chega a atuar, apesar de estar implementado, como pode ser visto na Figura 23(d).

Para o caso (iv), com a associação de atuação dos controles de *droop*, *over-speed* e *pitch*, o desvio na frequência do sistema impacta em um valor maior de torque para a máquina e, conseqüentemente, de potência. Na condição pré-evento, o valor da reserva de energia é alto o suficiente para levar todo o sistema a um novo ponto de operação ideal do ponto de vista da frequência. Após a perturbação, houve uma notável desaceleração do rotor, momento em que o aerogerador passa a fornecer maior valor de potência ao sistema, devido à liberação de energia cinética da máquina, seguindo o princípio da técnica de controle de velocidade. Quando isso ocorre, a frequência do sistema atinge um novo estado estacionário. Por outro lado, há uma degradação da potência da turbina na etapa de aceleração da máquina para que ela volte à velocidade original.

Ainda observando-se o caso (iv) no que diz respeito à velocidade do rotor pós-distúrbio, a desaceleração do rotor não é limitada no mesmo ponto que os demais, pois o controle de *pitch* possui resposta mais lenta que o controle de velocidade e ainda havia margem até que a potência da turbina pudesse atingir o MPPT.

Além da reserva de energia cinética fornecida pela aplicação da técnica de sobrevelocidade nos casos (iii) e (iv), é importante entender a influência da reserva de capacidade. Para tanto, a Figura 24 apresenta o valor do coeficiente de potência do aerogerador no momento pré-distúrbio para os casos que utilizam apenas o MPPT como base para o controle do aerogerador e para os que utilizam as técnicas de *deloading*.

O caso (iv) demonstra que o coeficiente de potência do aerogerador antes da perturbação é bem menor que os demais, principalmente devido à influência da alteração do valor inicial do ângulo de *pitch*. Comparando-se com o caso (iii), há um aumento da reserva de potência em 30,2%, o que se reflete nas condições de recuperação da frequência, indicando que, apenas aproveitando a alteração do parâmetro da relação de velocidade, a estratégia de *deloading* pode não ser favorecida, logo, a atuação do controle de *pitch* pode ser determinante para a resposta do conjunto.

Entretanto, é importante ressaltar que essa observação leva em consideração exclusivamente este modelo de turbina e os parâmetros que foram adotados para o controle

neste trabalho, ou seja, a análise pode não significar que em outras regiões de atuação a estratégia do caso (iii) não seja interessante.

Pelo o que foi considerado no sistema modelado e nas condições de simulação, os resultados mostram que a estratégia do caso (iv) proposta neste trabalho tem melhor desempenho para este cenário na redução do desvio de frequência, grau de queda de frequência, acelerando a recuperação da velocidade do rotor e evitando a queda de frequência secundária. A melhoria no desvio de frequência foi de 28,57% em relação ao caso não suportado por técnicas primárias de controle de frequência no lado do gerador eólico.

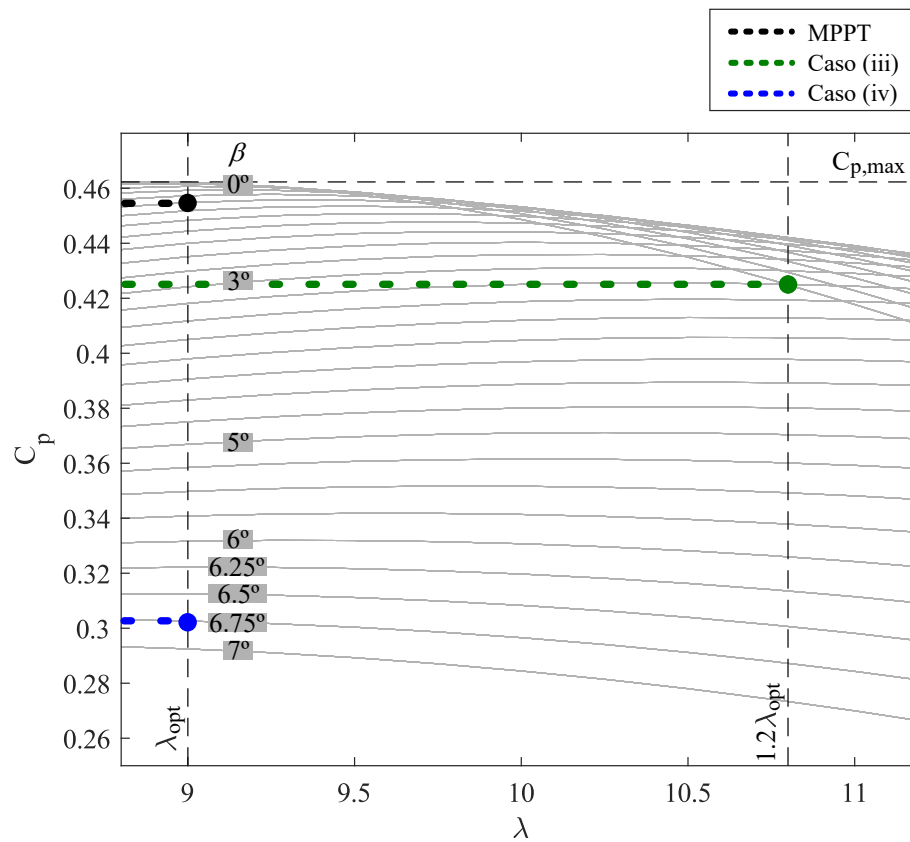


Figura 24 – Coeficiente de potência da turbina eólica pré-distúrbio operando em velocidade nominal de acordo com valores de razão de velocidade e ângulo de *pitch*.

5.3.2 Região 2: Entrada de 5,5 MW

Através da Figura 22, pode-se notar que a construção deste cenário indica que o percentual de carga em relação à geração é nitidamente acentuado, ultrapassando inclusive a capacidade que a turbina a gás sozinha poderia suprir no pós-distúrbio, correspondendo a 83% da capacidade de geração total do sistema.

A literatura técnica não é clara sobre os limites para atendimento à demanda em sistemas isolados, sobretudo para o abordado neste trabalho, o que constata a importância de analisar as respostas dinâmicas deste sistema, apresentadas na Figura 25.

A incorporação do *droop* no caso (ii) mostra que a turbina inicia o processo de fornecimento de potência ao desacelerar, imediatamente após a entrada da carga de 5,5 MW (vide Figuras 25(b) e 25(c)), porém o distúrbio é significativo ao ponto de a turbina passar a reduzir de forma relevante a sua entrega de potência, causando o efeito contrário ao desejado e fazendo o sistema chegar a um valor de nadir de frequência mais baixo até mesmo do que ao caso sem suporte por parte do aerogerador.

Esta foi uma tendência observada nas demais curvas, com exceção do caso (i), porém as reservas de energia cinética e capacidade - caso (iii) - e somente reserva de energia cinética - caso (iv) - possibilitaram uma tímida melhora no máximo desvio de frequência.

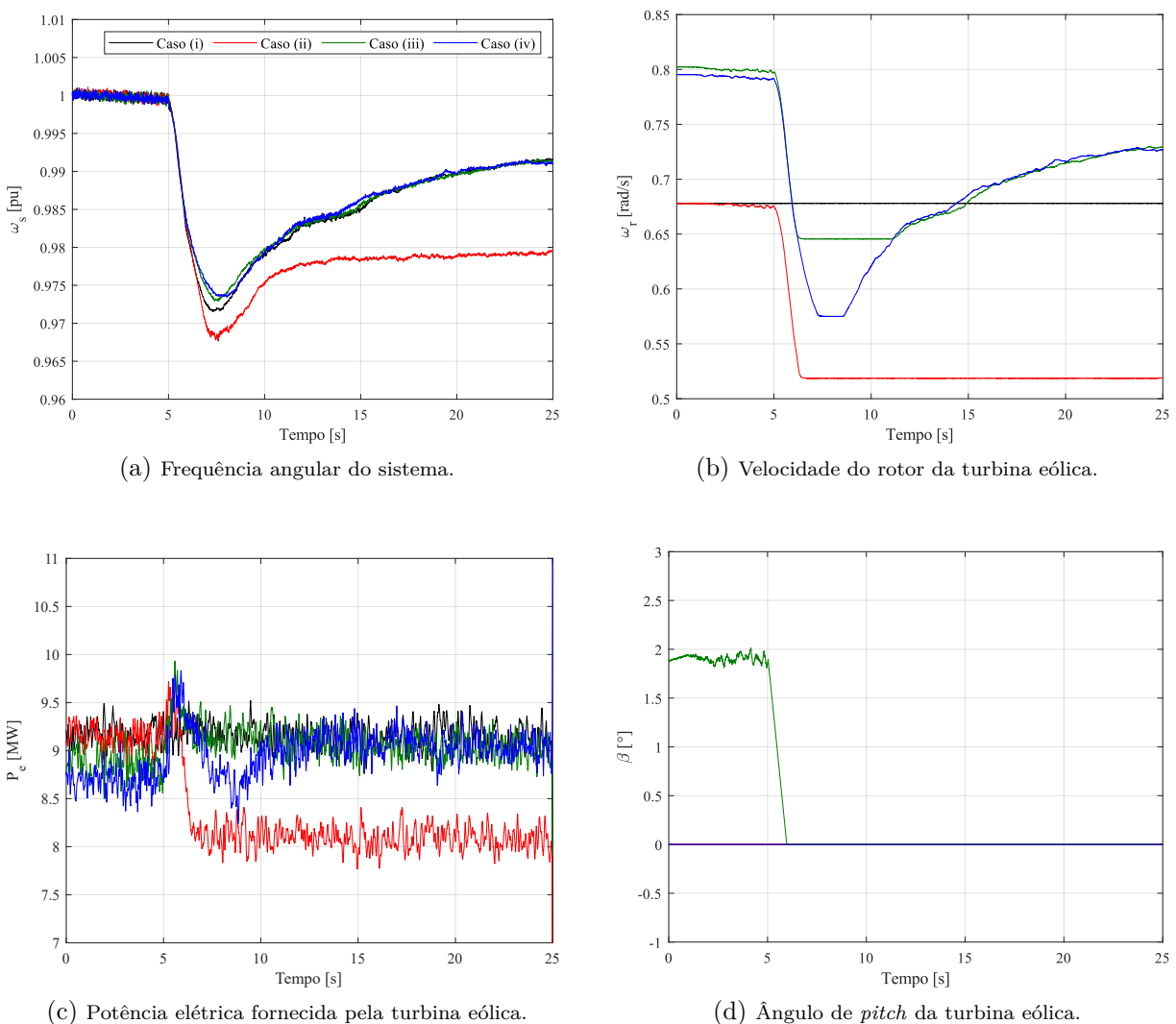


Figura 25 – Saídas do cenário A2 com perturbação de carga de 5,5 MW na região 2.

A Tabela 4 exibe os valores de nadir e máximo desvio de frequência para os cenários A1 e A2. Em resumo, a aplicação das técnicas de *droop* e *deloading* associadas, considerando ainda que a turbina eólica deve operar em velocidade nominal, caso (iv), se mostrou ser a estratégia que resultou em menores desvios de frequência para ambos os eventos.

Tabela 4 – Nadir e máximo desvio de frequência para os diferentes casos considerando o cenário de perturbação de carga.

Perturbações de Carga			
Evento	Caso	Nadir [pu]	Máx. desvio frequência [%]
A1	(i)	0,9595	4,06
	(ii)	0,9603	3,97
	(iii)	0,9631	3,69
	(iv)	0,9664	2,90
A2	(i)	0,9715	2,85
	(ii)	0,9676	3,24
	(iii)	0,9729	2,71
	(iv)	0,9734	2,66

5.4 Perturbações de Vento

A fim de entender a influência da velocidade do vento na operação do sistema, foram realizadas simulações com a aplicação de degraus de vento. A Figura 26 apresenta o balanço entre geração e carga pré e pós-distúrbio para as análises executadas.

No evento B1 é esperado observar o comportamento do sistema com a mudança da região operacional 2 para a 3, esta última caracterizada por saturar a energia produzida pela turbina em seu valor nominal. No evento B2 a situação oposta é considerada, sendo aplicado um degrau de vento movendo a operação do sistema de geração eólica da região 3 para a 2. Em ambos os eventos, as cargas do sistema permanecem as mesmas.

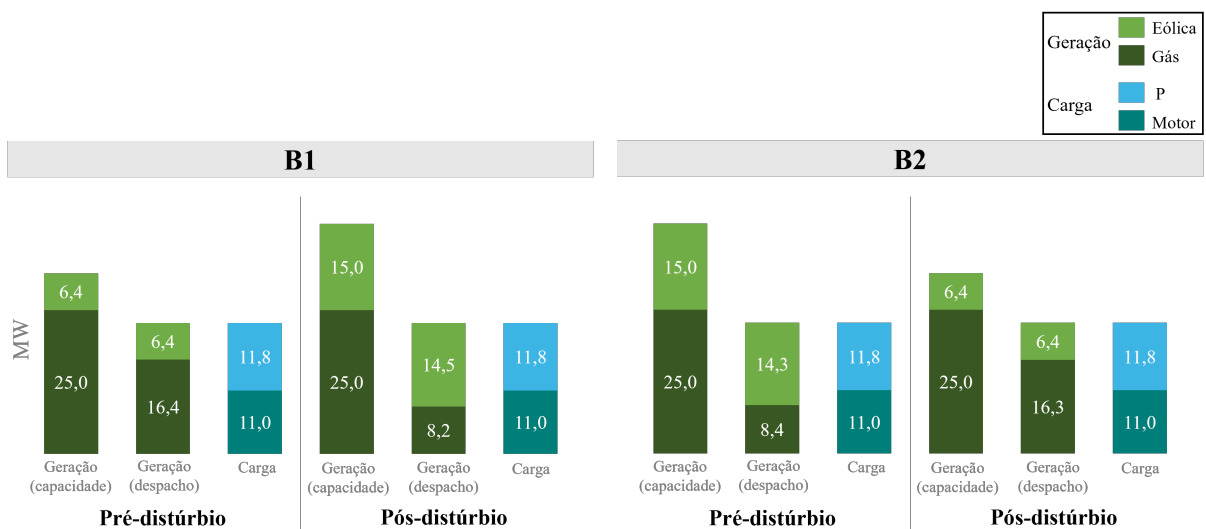


Figura 26 – Potências ativas antes e depois dos eventos de perturbação na velocidade de vento.

5.4.1 Mudança de Região 2 para 3

Neste primeiro cenário de mudança entre regiões operacionais, foi considerada a alteração de velocidade de vento de 8 a 12 m/s em 5s de simulação. Com isso, há a natural aceleração do rotor, possibilitando maior injeção de potência no sistema por parte da turbina eólica.

Em todos os quatro casos que avaliam a aplicação ou não das técnicas de controle consideradas, o sistema inicia sem atuação do controle de *pitch*, como pode ser observado na Figura 27(d), uma vez que a velocidade do rotor estava abaixo do valor nominal, com potência de saída de aproximadamente 6,4 MW (Figura 27(c)), portanto não havendo disponibilidade de reserva de capacidade pré-distúrbio.

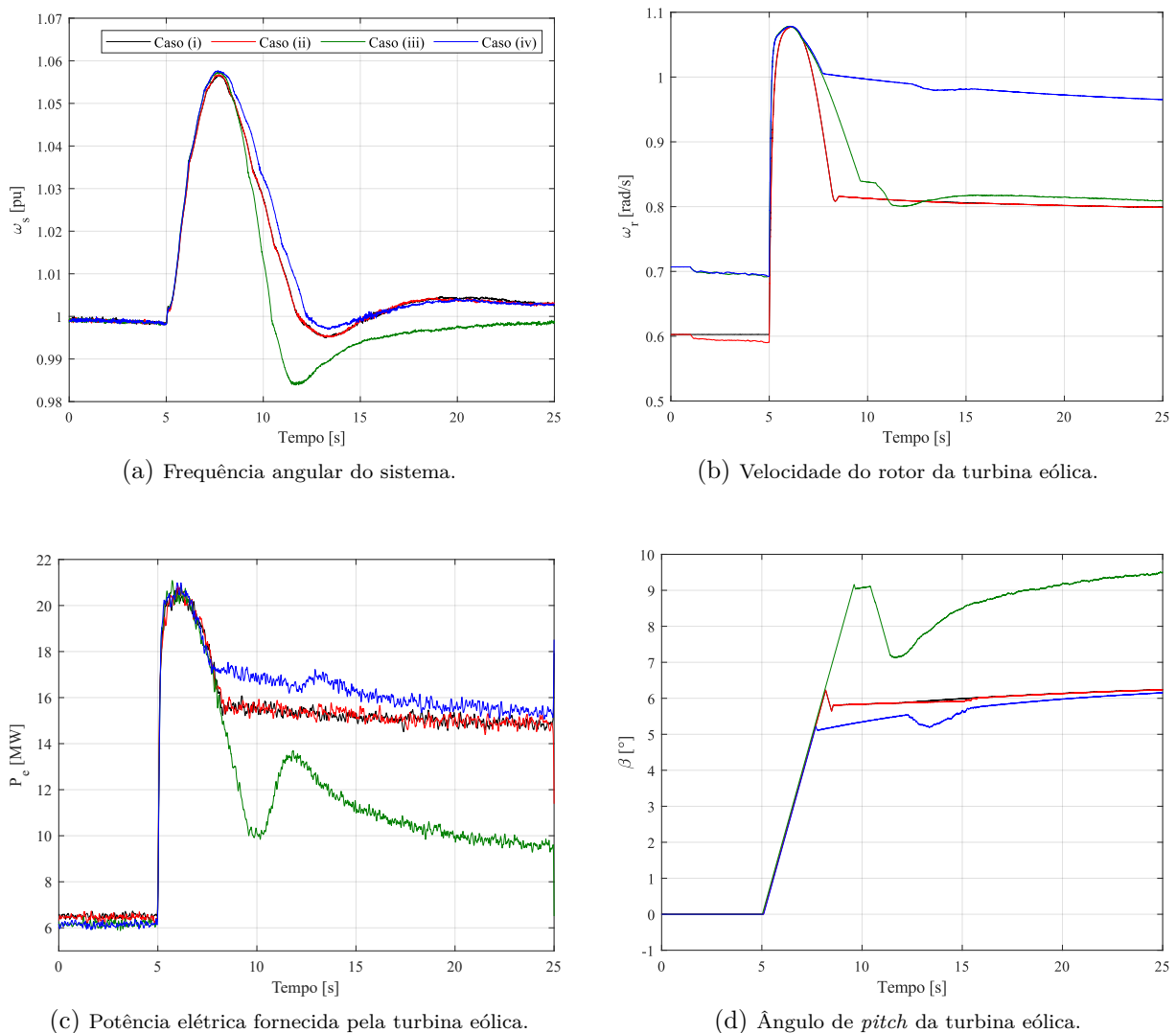


Figura 27 – Saídas do cenário B1 com mudança de região operacional 2 para 3.

Quanto à resposta em frequência (Figura 27(a)), apesar de muito semelhante, é observado o comportamento contrário do que nos casos com inserção de carga, com um desvio entre aproximadamente +5,8% a -1,5%. Dentre os casos observados, o (iv) apresentou

menor desvio de frequência, caso este que apresentava ligeiramente a maior reserva de potência pré-distúrbio.

5.4.2 Mudança de Região 3 para 2

Partindo-se da região operacional 3, é possível notar que o caso (iii) é o que apresenta maior reserva de potência pré-distúrbio dentre os demais, sendo de aproximadamente 38% em comparação ao caso sem suporte. Este fato se revela importante quando há a mudança para a região 2, com diminuição significativa da potência que passaria a ser fornecida pela turbina eólica, conforme pode ser visto na Figura 28(c).

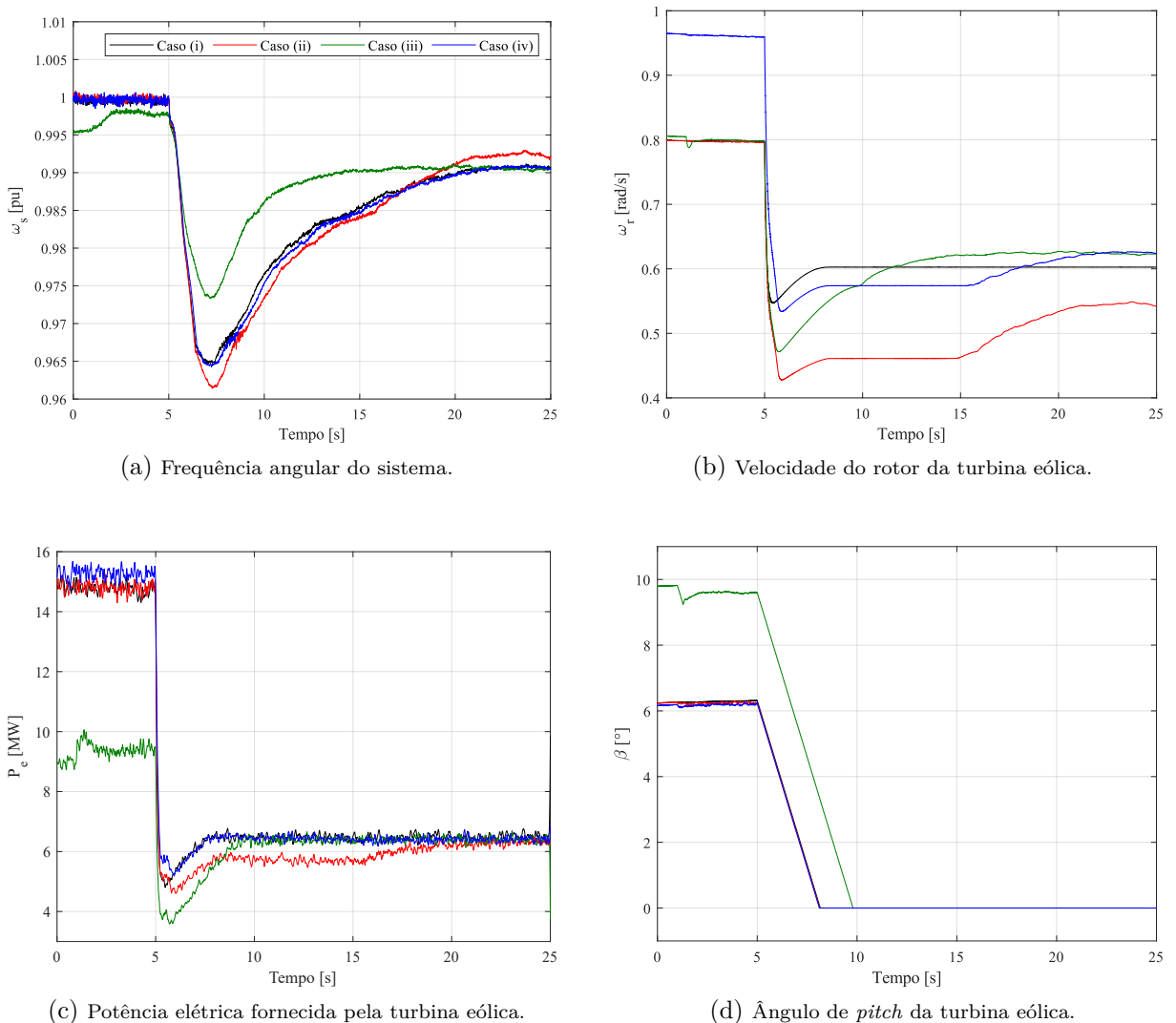


Figura 28 – Saídas do cenário B2 com mudança de região operacional 3 para 2.

Com a mudança de região operacional, houve a esperada redução da velocidade do rotor da turbina (Figura 28(b)) em todos os casos, com nova referência estabelecida. Em aproximadamente 15s de simulação, os casos (ii) e (iv) aceleram o rotor da turbina, para que fosse atingido o novo valor de potência, seguindo o MPPT.

Vale ressaltar que nas curvas relacionadas ao caso (iii), é possível notar a diferença em 1s de simulação. Isso se dá somente ao fato de ser o momento em que há entrada da técnica de controle de *droop* no sistema, forma encontrada para não haver colapso na simulação.

5.5 Outras Perturbações

Nesta seção são realizadas as análises relacionadas aos eventos de perturbação nas máquinas da plataforma. Para avaliar a capacidade de contribuição dos sistemas de geração, a Figura 29 exhibe os balanços para os cenários de perda de um motor (C1), partida de um motor (C2) e perda de um turbogerador (C3).

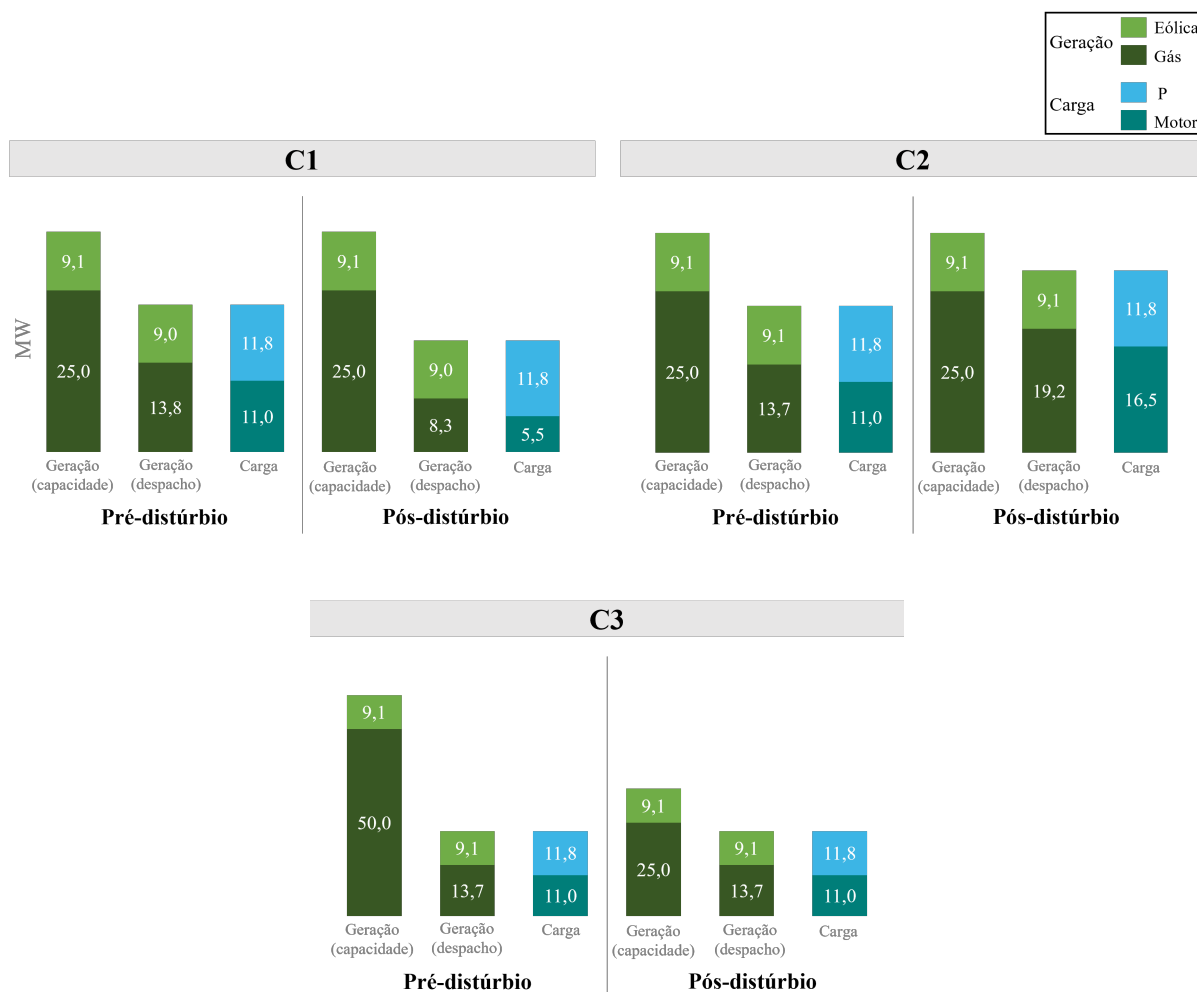


Figura 29 – Potências ativas antes e depois dos eventos de perturbação nas máquinas da plataforma.

Em todos os cenários a turbina eólica opera com velocidade de vento de 9 m/s, havendo capacidade máxima de geração de 9,1 MW, associada a uma turbina a gás, com exceção do cenário C3 que possui dois turbogeradores operando na condição inicial.

5.5.1 Perda de Motor

Através da Figura 30 é clara a não alteração de resposta de frequência entre os casos que são aplicados no cenário de perda de um motor de indução na plataforma. A ausência

de mudanças significativas se deve pela característica do evento que foi absorvido em sua totalidade pela turbina a gás, que já fornece mecanismos de regulação de frequência.

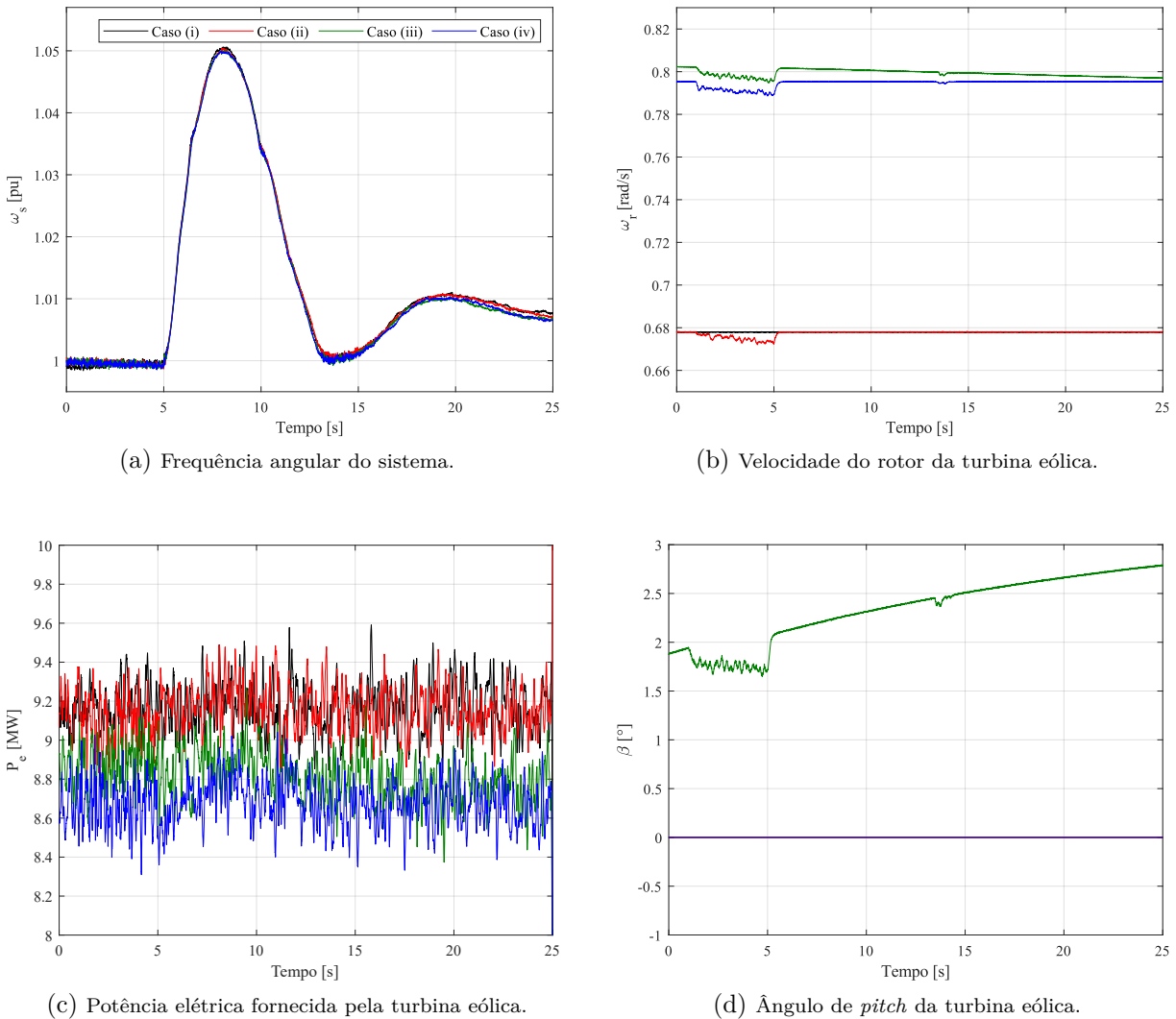


Figura 30 – Saídas do cenário C1 com perda de um motor.

5.5.2 Partida de Motor

Em C2, a partida de um motor de 11 MW com carregamento de 50% resultou em uma variação de frequência de +0,6% a -1,5% nos casos (i) e (ii), casos estes que pior desempenharam, apesar de não haver diferenças expressivas em relação aos resultados obtidos através daqueles que possuem a associação com a técnica de *deloading*. Imediatamente após o distúrbio, é percebido um aumento na frequência do sistema, que pode ser associada à oscilação de tensão esperada durante a partida.

As reservas de capacidade e energia cinética não se mostraram significativas para que o resultado pudesse ser diferente, como mostra a Figura 31. Neste cenário, a eólica assume cerca de 13% da carga, sendo 36,26% da sua capacidade de geração total.

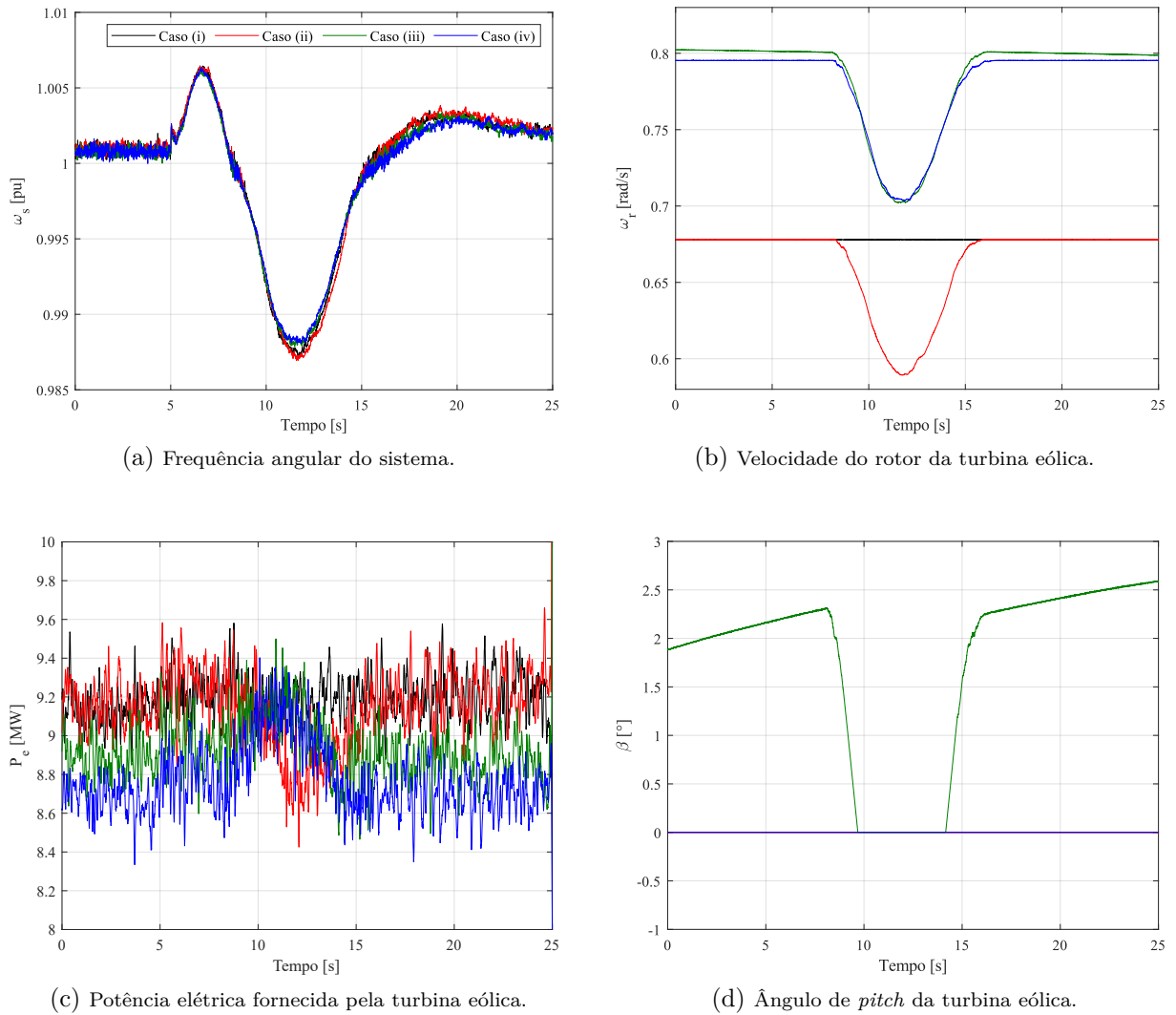


Figura 31 – Saídas do cenário C2 com partida de um motor.

5.5.3 Perda de Geração

Para o cenário que impõe a perda de um turbogerador, nota-se que turbina eólica é conduzida a operar em sobrevelocidade, nos casos (iii) e (iv), em comparação à velocidade ótima especificada segundo o controle MPPT. A desaceleração da turbina eólica é observada em diferentes níveis a depender do modo operativo, porém não o suficiente para contribuição de potência por parte do aerogerador diante do distúrbio simulado.

As variações de potência elétrica a partir da turbina eólica são indicadas na Figura 32(c). No caso (i), a turbina eólica fornece a máxima potência convertida a partir do vento incidente, e a ausência de contribuição na resposta em frequência é observada pela não alteração sobre a velocidade de rotação (vide Figura 32(b)), bem como sobre a potência elétrica fornecida.

O que ocorre com o caso (ii), por sua vez, é semelhante ao comportamento observado e discutido para o evento A2. Para além disso, nos demais casos, não foram observadas

diferenças significativas na resposta em frequência, o que pode ter relação com a baixa penetração de energia eólica e consequentes baixas reservas de potência para uma possível entrega durante o estado de contingência.

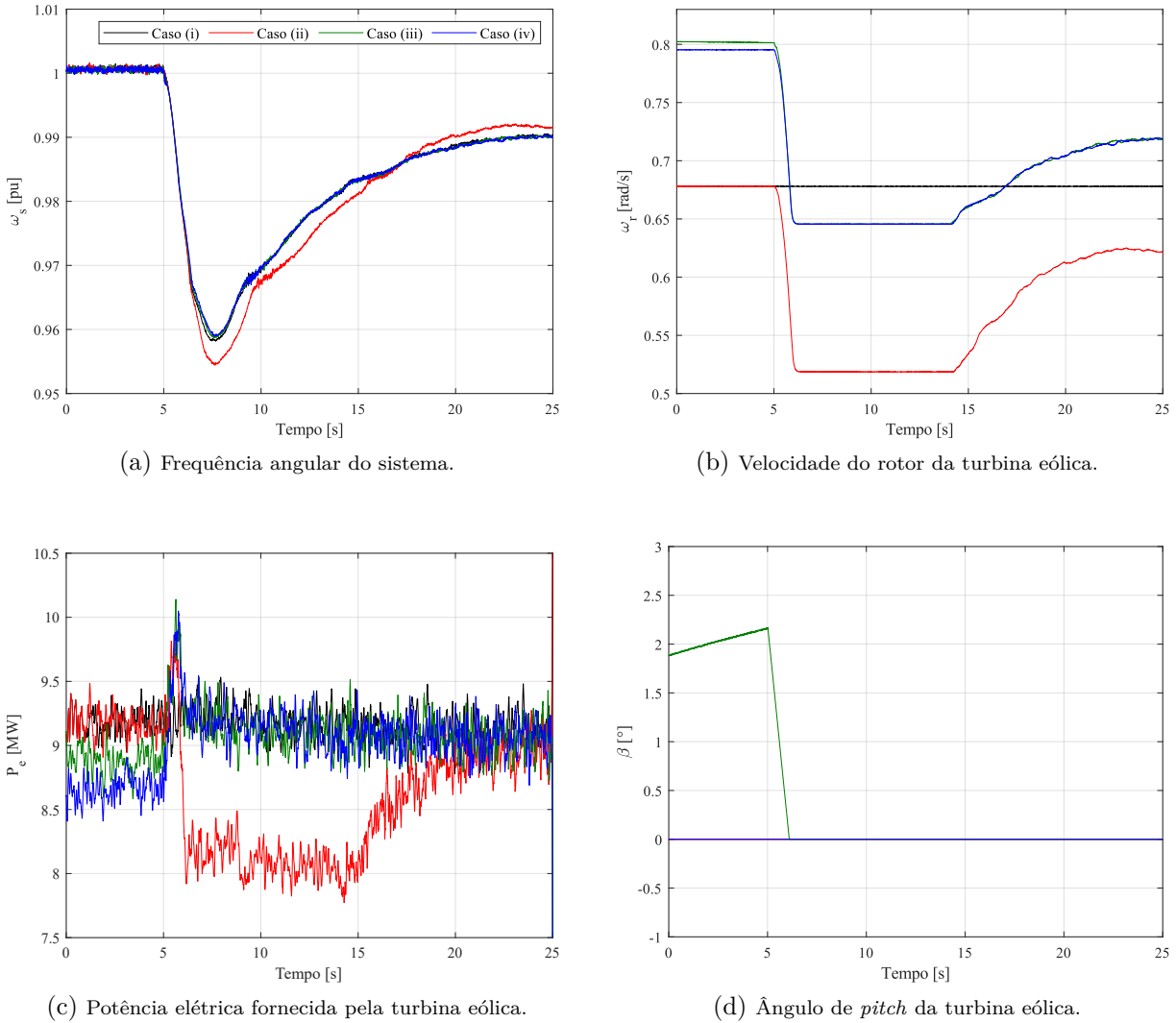


Figura 32 – Saídas do cenário C3 com perda de um turbogerador.

5.6 Considerações

Neste capítulo foram apresentados o sistema de teste, utilizado para examinar e validar a metodologia proposta, e os resultados obtidos através das simulações considerando diferentes cenários de operação sem e com a aplicação das técnicas de controle para resposta em frequência no lado do gerador eólico.

No escopo das análises dinâmicas, constatou-se a validade do modelo da unidade FPSO conectada a uma turbina eólica por meio das simulações. A interação entre o gerador eólico e a plataforma de O&G é muito importante para a estabilidade do sistema, especialmente quando a proporção da geração de energia eólica é expressiva em comparação a plataforma.

Embora os resultados não tenham indicado instabilidade para os cenários simulados, vale entender as respostas comparando a aplicação das técnicas de *droop* e *deloading* com os casos em que não há qualquer contribuição adicional por parte da turbina eólica. Neste aspecto, as estratégias de controle tradicionais tendem a não desempenhar comportamento adequado, visto que, em sua maioria tais estratégias foram desenvolvidas considerando o cenário de conexão de turbinas eólicas à rede elétrica de grande porte (rede forte), que, por sua vez, garante suporte de tensão e frequência à rede elétrica. No próximo capítulo são discutidas as conclusões finais do trabalho com base nestes resultados.

Conclusões

Com a transição para uma economia global de baixo carbono e a busca por produção de energia acessível, estudos precisam ser realizados para entender como indústrias tradicionais, como a extração e produção de O&G, podem operar com segurança, eficiência e, principalmente, tudo, de forma sustentável.

Este trabalho se insere neste contexto e aborda um sistema isolado interligando a geração eólica *offshore* a uma unidade FPSO. As análises realizadas permitiram verificar o comportamento do sistema proposto do ponto de vista da frequência e seus aspectos fundamentais. Para isso, foi necessário construir um entendimento sobre as técnicas de resposta em frequência aplicadas em aerogeradores, que por estarem conectados à rede por meio de conversores de potência, não fornecem naturalmente esse tipo de suporte.

As condições atuais de diversas configurações de projeto de turbinas eólicas foram apresentadas neste documento, juntamente com uma descrição dos métodos de análise usados para ter-se uma posição, neste momento, dos caminhos que serão utilizados para o desenvolvimento da modelagem da turbina eólica e seus controles seguindo o objetivo principal do trabalho.

Os esquemas de controle propostos neste trabalho foram discutidos e validados seguindo o comportamento esperado, evitando um possível colapso do sistema. A partir dos resultados alcançados com a execução do trabalho no escopo das análises dinâmicas, verificou-se que a integração de estratégias voltadas ao controle de frequência aplicadas a uma turbina eólica baseada em PMSG contribuiu para a redução dos desvios dessa grandeza após a ocorrência de diferentes perturbações.

As estratégias de controle consideradas têm o objetivo de liberar reservas de energia cinética no gerador e de capacidade nas pás quando ocorre uma perturbação de frequência. Com isso, destacam-se os seguintes pontos:

- Tão maior a penetração de energia eólica no sistema seja, melhor a capacidade de contribuição na recuperação de frequência após a ocorrência de distúrbios, através das técnicas aplicadas no lado do aerogerador.

- Para todos os casos em que havia maior reserva de capacidade, os valores de desvio de frequência foram menores. Mesmo que não fossem, necessariamente, os mesmos com melhor reserva de energia cinética, indicando que há pouca influência somente na mudança do valor de velocidade deste modelo de aerogerador.

6.1 Propostas Futuras

Para o momento, este trabalho deve ser visto como um estudo preliminar que investiga apenas alguns dos aspectos elétricos relacionados à interligação de plataformas *offshore* eólicas e de petróleo. Portanto, alguns tópicos são incentivados a serem examinados por meio de pesquisas adicionais.

Os resultados obtidos são relevantes apenas para o conjunto específico de parâmetros e para as técnicas de controle primário de frequência implementadas, logo, as incertezas do modelo devem ser levadas em consideração ao tirar conclusões. Neste aspecto, algumas novas investigações são incentivadas na continuidade da pesquisa, com a análise de sensibilidade dos parâmetros nos controles utilizados, bem como a implementação de uma ou mais diferentes técnicas de controle como, por exemplo, estratégias de emulação para resposta inercial.

Sugere-se ainda realizar uma ampla gama de simulações com o modelo de conversores de potência detalhado para explorar casos de simulação com dinâmica mais rápida do que o modelo discreto pode examinar. Ademais, experimentos de laboratório podem verificar e apoiar as conclusões obtidas a partir das simulações.

Para além disso, novas topologias podem ser definidas. Um estudo comparativo é necessário para identificar qual tipo de conexão é mais viável, no entanto, esta escolha depende da plataforma específica que deve ser eletrificada. Outras configurações que devem ser consideradas são, por exemplo, uma conexão à rede terrestre, como já abordado em diversas pesquisas, apesar de, preliminarmente aparentar ser inviável para aplicações em águas profundas.

Por fim, uma outra direção está relacionada ao estudo de limites ótimos de variação de frequência. Os códigos de rede são um conjunto de regras desenvolvidas pelos operadores de sistema de transmissão que especificam o comportamento de cargas e geradores em condições de operação normais e transitórias. Com os crescentes níveis de penetração de energia renovável, com fontes intermitentes, sendo conectada ao sistema de energia em massa em todo o mundo, já há discussões sobre regras mais completas para estabelecer como um parque eólico deve se comportar em um sistema de energia para dar suporte a frequência e tensão da rede elétrica, uma vez que está havendo redução da parcela de energia gerada pelos geradores síncronos convencionais. Apesar disso, para o caso exclusivo de atendimento em um sistema isolado, como a situação abordada no presente

trabalho, não há regras que estabeleçam os limites, portanto incentiva-se esse tipo de avaliação.

Referências

- [1] SILVA, A. J. *Potencial Eólico Offshore no Brasil: Localização de Áreas Nobres Através de Análise Multicritério*. 2019.
- [2] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Offshore Wind Outlook 2019*. [S.l.], 2019. 98 p.
- [3] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. *Global Wind Report 2023*. [S.l.], 2023. 120 p.
- [4] CASTRO-SANTOS, L.; DIAZ-CASAS, V. *Floating Offshore Wind Farm: A General Study*. [S.l.]: Springer, 2016. ISBN 331927970X.
- [5] DNV. *Floating offshore wind: the next five years*. [S.l.], 2022.
- [6] NREL. *2021 Cost of Wind Energy*. [S.l.], 2021.
- [7] CHENG, P. W. *A Reliability Based Design Methodology for Extreme Responses of Offshore Wind Turbines*. Tese (Doutorado) — University of Stuttgart, 2002.
- [8] GWEC. *Global Wind Report 2022*. [S.l.], 2022.
- [9] EPE. *Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e Caminhos para a Energia Eólica Marítima*. [S.l.], 2020.
- [10] IBAMA. *Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore*. 2023. Disponível em: <<https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>>.
- [11] ÅRDAL, A. R.; UNDELAND, T. M.; SHARIFABADI, K. Voltage and frequency control in offshore wind turbines connected to isolated oil platform power systems. *Energy Procedia*, 2012, v. 24, p. 229–236, 2012.
- [12] EQUINOR. *Hywind Scotland: the world's first floating wind farm*. 2022. Disponível em: <<https://www.equinor.com/energy/hywind-scotland>>.

- [13] EQUINOR. *Hywind Tampen: the world's first renewable power for offshore oil and gas*. 2022. Disponível em: <<https://www.equinor.com/energy/hywind-tampen>>.
- [14] HE, W. et al. The potential of integrating wind power with offshore oil and gas platforms. *Wind Engineering*, 2010, v. 34, n. 2, p. 125–137, 2010.
- [15] KORPÅS, M. et al. A case-study on offshore wind power supply to oil and gas rigs. *Energy Procedia*, 2012, v. 24, p. 18–26, 2012. ISSN 1876-6102. Selected papers from Deep Sea Offshore Wind RD Conference, Trondheim, Norway, 19-20 January 2012.
- [16] TIONG, Y. K. et al. The feasibility of wind and solar energy application for oil and gas offshore platform. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2015, IOP Publishing, v. 78, n. 1, p. 012042, mar 2015.
- [17] HE, W. et al. Case study of integrating an offshore wind farm with offshore oil and gas platforms and with an onshore electrical grid. *Journal of Renewable Energy*, 2013, v. 2013, 01 2013.
- [18] IEA. *Electricity Sector - Tracking Clean Energy Progress*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/electricity-sector>>.
- [19] AKOREDE, M. F. 2 - design and performance analysis of off-grid hybrid renewable energy systems. In: Lo Faro, M.; BARBERA, O.; GIACOPPO, G. (Ed.). *Hybrid Technologies for Power Generation*. [S.l.]: Academic Press, 2022, (Hybrid Energy Systems). p. 35–68. ISBN 978-0-12-823793-9.
- [20] HANSEN, A. Wind turbine technologies. In: _____. *Wind energy engineering - A handbook for onshore and offshore wind turbines*. United Kingdom: Elsevier, 2017. p. 145–160. ISBN 978-0-12-809451-8.
- [21] CAO, W.; XIE, Y.; TAN, Z. Wind turbine generator technologies. In: CARRIVEAU, R. (Ed.). *Advances in Wind Power*. Rijeka: IntechOpen, 2012. cap. 7.
- [22] DATKHILE, M.; TAPRE, P. C.; VEERESH, C. A comparative study of constant speed and variable speed wind energy conversion systems. In: *GRD Journal for Engineering*. [S.l.: s.n.], 2016. v. 1, n. 10, p. 19–24.
- [23] CHENG, M.; ZHU, Y. The state of the art of wind energy conversion systems and technologies: A review. *Energy Conversion and Management*, 2014, v. 88, p. 332–347, 2014. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414007614>>.
- [24] JABIR, M. et al. Intermittent smoothing approaches for wind power output: A review. *Energies*, 2017, v. 10, n. 10, 2017. ISSN 1996-1073.

- [25] HOWLADER, A. M. et al. A review of output power smoothing methods for wind energy conversion systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, v. 26, p. 135–146, 2013. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113003316>>.
- [26] CHEN, Z.; GUERRERO, J. M.; BLAABJERG, F. A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2009, v. 24, n. 8, p. 1859–1875, 2009.
- [27] YARAMASU, V. et al. High-power wind energy conversion systems: State-of-the-art and emerging technologies. *Proceedings of the IEEE*, 2015, v. 103, n. 5, p. 740–788, 2015.
- [28] MOLINA, M. G.; MERCADO, P. E. Modelling and control design of pitch-controlled variable speed wind turbines. In: AL-BAHADLY, I. (Ed.). *Wind Turbines*. Rijeka: IntechOpen, 2011. cap. 16. Disponível em: <<https://doi.org/10.5772/15880>>.
- [29] RAACH, S. et al. Nonlinear model predictive control of floating wind turbines with individual pitch control. In: *2014 American Control Conference*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 4434–4439.
- [30] TORKI, W.; GROUZ, F.; SBITA, L. Vector control of a pmsg direct-drive wind turbine. In: *2017 International Conference on Green Energy Conversion Systems (GECS)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6.
- [31] VAN DE KAA, G. et al. Wind turbine technology battles: Gearbox versus direct drive - opening up the black box of technology characteristics. *Technological Forecasting and Social Change*, 2020, v. 153, p. 119933, 2020. ISSN 0040-1625. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040162519313691>>.
- [32] KIM, H. S.; LU, D. D.-C. Review on wind turbine generators and power electronic converters with the grid-connection issues. In: *2010 20th Australasian Universities Power Engineering Conference*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.
- [33] DRAGIČEVIĆ, T.; LI, Y. Chapter 18 - AC and DC microgrid control. In: BLAABJERG, F. (Ed.). *Control of Power Electronic Converters and Systems*. Academic Press, 2018. p. 167–200. ISBN 978-0-12-816136-4. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978012816136400018X>>.
- [34] ROCABERT, J. et al. Control of power converters in ac microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2012, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, 2012.
- [35] SOHONI, V.; GUPTA, S. C.; NEMA, R. A critical review on wind turbine power curve modelling techniques and their applications in wind based energy systems. *Journal of Energy*, 2016, v. 2016, p. 1–18, 2016.

- [36] HERNANDEZ, C. V.; TELSNIIG, T.; PRADAS, A. V. *JRC Wind Energy Status Report: 2016 Edition*. Luxembourg (Luxembourg), 2017.
- [37] FERNÁNDEZ-BUSTAMANTE, P. et al. Provision of frequency response from wind farms: A review. *Energies*, 2021, v. 14, n. 20, p. 1–24, 2021.
- [38] HATZIARGYRIOU, N. et al. Definition and classification of power system stability – revisited extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2021, v. 36, n. 4, p. 3271–3281, 2021.
- [39] OLIVARES, D. E. et al. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014.
- [40] KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability ieeecigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004.
- [41] DENHOLM, P. Inertia and the power grid: A guide without the spin. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1659891>>.
- [42] HARTMANN, B.; VOKONY, I.; TÁCZI, I. Effects of decreasing synchronous inertia on power system dynamics—overview of recent experiences and marketisation of services. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2019, v. 29, n. 12, p. e12128, 2019. E12128 ITEES-18-1219.R1. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/2050-7038.12128>>.
- [43] SENEVIRATNE, C.; OZANSOY, C. Frequency response due to a large generator loss with the increasing penetration of wind/pv generation – a literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, v. 57, p. 659–668, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115014343>>.
- [44] TIELENS, P.; Van Hertem, D. The relevance of inertia in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, v. 55, p. 999–1009, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211501268X>>.
- [45] HONG, Q. et al. Addressing frequency control challenges in future low-inertia power systems: A great britain perspective. *Engineering*, 2021, v. 7, n. 8, p. 1057–1063, 2021.
- [46] OCHOA, D. E. et al. Control systems for low-inertia power grids: A survey on virtual power plants. *IEEE Access*, 2023, v. 11, p. 20560–20581, 2023.

- [47] ETO, J. H. et al. Use of frequency response metrics to assess the planning and operating requirements for reliable integration of variable renewable generation. Disponível em: <<https://www.osti.gov/biblio/1003830>>.
- [48] POGAKU, N.; PRODANOVIC, M.; GREEN, T. C. Modeling, analysis and testing of autonomous operation of an inverter-based microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2007, v. 22, n. 2, p. 613–625, 2007.
- [49] CORTAJARENA, J. A. et al. Dfig wind turbine grid connected for frequency and amplitude control in a smart grid. In: *2018 IEEE International Conference on Industrial Electronics for Sustainable Energy Systems (IESES)*. [S.l.: s.n.]. p. 362–369.
- [50] ROBERTS, C. *Review of International Grid Codes*. [S.l.], 2018.
- [51] SHARMA, S.; HUANG, S.-H.; SARMA, N. System inertial frequency response estimation and impact of renewable resources in ercot interconnection. In: *2011 IEEE power and energy society general meeting*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6.
- [52] SHANG, L. et al. Understanding inertial response of variable-speed wind turbines by defined internal potential vector. *Energies*, 2017, v. 10, n. 1, 2017. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/10/1/22>>.
- [53] MOHAMMADI, F. et al. Robust control strategies for microgrids: A review. *IEEE Systems Journal*, 2022, v. 16, n. 2, p. 2401–2412, 2022.
- [54] TAMRAKAR, U. et al. Virtual inertia: Current trends and future directions. *Applied Sciences*, 2017, v. 7, n. 7, 2017. ISSN 2076-3417. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2076-3417/7/7/654>>.
- [55] TIELENS, P. *Operation and Control of Power Systems with Low Synchronous Inertia*. Tese (Doutorado) — KU Leuven – Faculty of Engineering Science, 2017.
- [56] ZOGRAFOS, D. *Power System Inertia Estimation and Frequency Response Assessment*. Tese (Doutorado) — KTH Royal Institute of Technology, 2019.
- [57] FERNÁNDEZ-GUILLAMÓN, A. et al. Power systems with high renewable energy sources: A review of inertia and frequency control strategies over time. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2019, v. 115, p. 109369, 11 2019.
- [58] WANG, B. et al. A detection method for response time of overall primary frequency regulation of power grid. In: IEEE. *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. [S.l.], 2017. p. 1–6.
- [59] WU, Z. et al. State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2018, v. 6, n. 1, p. 1–16, 2018.

- [60] ALVES, E.; MOTA, D.; TEDESCHI, E. Sizing of hybrid energy storage systems for inertial and primary frequency control. *Frontiers in Energy Research*, 2021, v. 9, p. 1–18, 2021.
- [61] WANG, S.; HU, J.; YUAN, X. Virtual synchronous control for grid-connected dfig-based wind turbines. *IEEE Journal of Emerging and selected topics in power electronics*, 2015, v. 3, n. 4, p. 932–944, 2015.
- [62] KUNDUR, P.; BALU, N. J.; LAUBY, M. G. *Power system stability and control*. [S.l.]: McGraw-hill New York, 1994.
- [63] CHANDORKAR, M. C.; DIVAN, D. M.; ADAPA, R. Control of parallel connected inverters in standalone ac supply systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1993, Citeseer, v. 29, n. 1, p. 136–143, 1993.
- [64] GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 2010, IEEE, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2010.
- [65] DEEPAK, M. et al. A novel approach to frequency support in a wind integrated power system. *Renewable Energy*, 2017, v. 108, p. 194–206, 2017. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117301416>>.
- [66] MEGHNI, B.; CHOJAA, H.; BOULMAIZ, A. An optimal torque control based on intelligent tracking range (mppt-otc-ann) for permanent magnet direct drive wecs. In: *2020 IEEE 2nd International Conference on Electronics, Control, Optimization and Computer Science (ICECOCS)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 1–6.
- [67] ZHANG, X. et al. A maximum power point tracking control method based on rotor speed pdf shape for wind turbines. *Applied Sciences*, 2022, v. 12, n. 18, 2022. ISSN 2076-3417.
- [68] AQUIB, M. et al. An adaptive droop scheme for improving transient and steady-state power sharing among distributed generators in islanded microgrids. In: *2021 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 1–5.
- [69] ŽERTEK, A.; VERBIČ, G.; PANTOŠ, M. Optimised control approach for frequency-control contribution of variable speed wind turbines. *IET Renewable power generation*, 2012, IET, v. 6, n. 1, p. 17–23, 2012.
- [70] BAO, Y.-Q.; LI, Y. On deloading control strategies of wind generators for system frequency regulation. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 2015, v. 25, n. 4, p. 623–635, 2015.

- [71] WU, L.; INFIELD, D. G. Towards an assessment of power system frequency support from wind plant—modeling aggregate inertial response. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2013, IEEE, v. 28, n. 3, p. 2283–2291, 2013.
- [72] DENG, F. et al. Control strategy of wind turbine based on permanent magnet synchronous generator and energy storage for stand-alone systems. *Chinese Journal of Electrical Engineering*, 2017, v. 3, n. 1, p. 51–62, 2017.
- [73] AKHMATOV, V. et al. Variable-speed wind turbines with multi-pole synchronous permanent magnet generators. part i: Modelling in dynamic simulation tools. 2003, v. 27, p. 531–548, 01 2003.
- [74] JIANQIANG, G.; XIANGDONG, W. The speed control of a direct-drive pmsg-based wind energy conversion system. In: *The 27th Chinese Control and Decision Conference (2015 CCDC)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1921–1925.
- [75] QUÉVAL, L.; OHSAKI, H. Back-to-back converter design and control for synchronous generator-based wind turbines. In: *2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–6.
- [76] O’ROURKE, C. J. et al. A geometric interpretation of reference frames and transformations: dq0, clarke, and park. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2019, v. 34, n. 4, p. 2070–2083, 2019.
- [77] PORATE, D. K. et al. Zero direct-axis current (zdc) control for variable speed wind energy conversion system using pmsg. *Energy Procedia*, 2017, v. 117, p. 943–950, 2017. ISSN 1876-6102.
- [78] ÅRDAL, A. R. *Feasibility Studies on Integrating Offshore Wind Power with Oil Platforms*. 2011.
- [79] PETROBRAS. *Infográfico: Tipos de Plataformas*. 2014. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/infograficos/tipos-de-plataformas/desktop/index.html>>.
- [80] CALDERÓN, J. A. et al. Dynamic control validation of the power generation system of an offshore platform through real-time digital simulation. In: *2021 14th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 932–939.

Apêndices

Parâmetros Adicionais

A.1 Parâmetros da Unidade Eólica

Tabela 5 – Parâmetros do gerador.

Parâmetro	Valor	Unidade
Potência nominal (P_n)	15	MW
Frequência elétrica	12,6	Hz
Tensão de linha nominal RMS	8,2625	kV
Corrente nominal RMS	1084,55	A
Número de pares de polos	100	-
Torque mecânico nominal	21,03	MN.m
Velocidade do rotor nominal	0,7917	rad/s
Momento de inércia (J_r)	8,008	Mkg.m ²

Tabela 6 – Parâmetros da turbina eólica.

Parâmetro	Valor	Unidade
Momento de inércia (J_t)	310,6	Mkg.m ²
Coefficiente de rigidez do trem de força (K_s)	8,235e11	N.m/rad
Raio do rotor (R)	120	m
TSR ótimo (λ_{opt})	9	-
Pitch ótimo (β_{opt})	0	°
Coefficiente de potência máximo ($C_{p,max}$)	0,489	-
Densidade do ar (ρ)	1,225	kg/m ³
Velocidade de vento nominal (v_{nom})	10,59	m/s

Tabela 7 – Parâmetros do link CC.

Parâmetro	Valor	Unidade
Tensão (V_{CC})	16,194	kV
Capacitância (C)*	0,0031	F

*Valor de cada capacitor (conversor NPC)

A.2 Parâmetros da Plataforma de O&G

Tabela 8 – Parâmetros da turbina a gás.

Parâmetro	Valor	Unidade
Potência nominal (S_n)	31,25	MVA
Capacidade (P_n)	25	MW
Tensão nominal RMS	13,8	kV
Frequência nominal (f_n)	60	Hz
Reatância X_d	1,68	pu
Reatância X'_d	0,2414	pu
Reatância X''_d	0,2134	pu
Reatância X_q	1,65	pu
Reatância X''_q	0,28	pu
Reatância X_l	0,123	pu
Resistência do estator (R_s)	4,0e-3	pu
eixo d	curto-circuito	-
eixo q	curto-circuito	-
T'_d	2,9139	s
T''_d	0,0179	s
T''_q	0,0965	s
Constante de inércia (H)	3,2	s
Fator de fricção (F)	0	pu
Pares de polos (p)	2	-

Tabela 9 – Parâmetros do motor de indução.

Parâmetro	Valor	Unidade
Tipor de rotor	gaiola dupla	-
Potência nominal (S_n)	11	MVA
Torque mecânico de entrada (T_m)	0,5	pu
Tensão nominal (V_n)	13,8	kV _{RMS}
Frequência nominal (f_n)	60	Hz
Resistência do estator (R_s)	4,45e-3	pu
Indutância do estator (L_{ls})	0,13066	pu
Resistência do rotor Gaiola 1 (R'_{r1})	7,01e-3	pu
Indutância do rotor Gaiola 1 (L'_{lr1})	0,14154	pu
Resistência do rotor Gaiola 2 (R'_{r2})	0,13915	pu
Indutância do rotor Gaiola 2 (L'_{lr2})	0,19598	pu
Indutância mútua (L_m)	3,9915	pu
Constante de inércia (H)	1,0821	s
Fator de fricção (F)	6,41e-7	pu
Pares de polos (p)	2	-

A.3 Parâmetros do Sistema de Transmissão CA

Tabela 10 – Parâmetros do sistema de transmissão CA.

Transformador do Lado da Unidade Eólica		
Parâmetro	Valor	Unidade
S_{nom}	17,5	MVA
V_1	66	kV
V_2	8,26	kV
R_1	0,7467	Ω
L_1	0,066	H
R_2	0,0117	Ω
L_2	0,001	H

Transformador do Lado da FPSO		
Parâmetro	Valor	Unidade
S_{nom}	17,5	MVA
V_1	13,8	kV
V_2	66	kV
R_1	0,0326	Ω
L_1	0,0029	H
R_2	0,7467	Ω
L_2	0,066	H

Linha		
Parâmetro	Valor	Unidade
R_{LT}/km	0,058	Ω
L_{LT}/km	0,37e-3	H

Ajuste dos Controladores

Tabela 11 – Parâmetros dos controladores do gerador eólico.

Conversor do Lado do Gerador		
Controlador	K_P	K_I
Corrente i_d	5,0220	564,9750

Conversor do Lado do Sistema		
Controlador	K_P	K_I
<i>Link</i> CC	-0,4010	-10,5931
Corrente i_d	1,0240	181,9213
Corrente i_q	1,0240	181,9213

Para a turbina a gás, o modelo do regulador de velocidade utilizado foi baseado em [80] com os parâmetros utilizados apresentados na Tabela 12. O sistema de regulação de tensão, por sua vez, foi baseado no esquema AC8B padronizado pela normativa IEEE Std 421.5-2005.

Tabela 12 – Parâmetros dos controladores da turbina a gás.

Parâmetro	Valor	Unidade
K_L	0,0016	
K_{droop}	0,04	
T_{droop}	0,1	s
K_G	5,6	
T_G	0,1	s
K_P	1	
K_I	0,25	
K_D	0,06	
T_1	0,65	s
T_2	1,3	s