

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Giovane Faria de Souza

**Análise de Efeitos da Expansão da Geração Renovável Não Convencional no
Desempenho do Controle de Frequência do Sistema Interligado Nacional**

Florianópolis

2023

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Souza, Giovane Faria de
Análise de Efeitos da Expansão da Geração Renovável Não
Convencional no Desempenho do Controle de Frequência do
Sistema Interligado Nacional / Giovane Faria de Souza ;
orientador, Antonio Felipe da Cunha de Aquino, 2023.
81 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Controle de frequência. 3.
Resposta Inercial. 4. Geração Eólica e Fotovoltaica. 5.
Operação SIN. I. Cunha de Aquino, Antonio Felipe da. II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em
Engenharia Elétrica. III. Título.

Giovane Faria de Souza

**Análise de Efeitos da Expansão da Geração Renovável Não Convencional no
Desempenho do Controle de Frequência do Sistema Interligado Nacional**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, D.Sc.

Florianópolis

2023

Giovane Faria de Souza

**Análise de Efeitos da Expansão da Geração Renovável Não Convencional no
Desempenho do Controle de Frequência do Sistema Interligado Nacional**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 08 de fevereiro de 2023.



Documento assinado digitalmente

Miguel Moreto

Data: 20/02/2023 14:32:34-0300

CPF: ***.850.100-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, em exercício

Banca Examinadora:



Documento assinado digitalmente

Antonio Felipe da Cunha de Aquino

Data: 20/02/2023 13:06:59-0300

CPF: ***.652.117-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, D.Sc.

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente

Diego Issicaba

Data: 20/02/2023 11:48:09-0300

CPF: ***.633.719-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Diego Issicaba, Ph.D.

Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente

Guido Rossetto Moraes

Data: 20/02/2023 12:12:39-0300

CPF: ***.436.008-**

Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Eletricista Guido Rossetto Moraes, Ph.D.

Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado aos meus pais, Luciane e Neil Adriano.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a minha família que esteve comigo esse tempo todo, me dando apoio financeiro, carinho e educação.

Aos meus amigos que tiveram comigo nos momentos de estudos e me apoiaram para chegar até aqui.

Ao professor Antonio Felipe da Cunha de Aquino pelos ensinamentos, apoio e orientação ao longo deste trabalho.

A equipe do LabPlan pela amizade e colaboração, em especial: Professor Diego Issicaba e Guido Rossetto Moraes.

A todos vocês meus sinceros agradecimentos.

RESUMO

A expansão da geração eólica e fotovoltaica no Brasil se intensificou na última década. Tradicionalmente, a matriz elétrica brasileira foi formada por usinas hidrelétricas e em menor parte por usinas termelétricas. Entretanto, essas fontes de energia convencionais têm menores perspectivas de expansão. Atualmente, a construção de novas usinas hidrelétricas tem gerado grandes discussões em torno de seus impactos sociais e ambientais, uma vez que os rios com potencial relevante e que estão disponíveis para construção de novas usinas estão localizados na região amazônica brasileira. Para as usinas termelétricas há o problema da emissão de gases de efeito estufa, além de ser uma energia mais cara e não renovável. Logo, a expansão da geração eólica e fotovoltaica é um caminho natural a ser seguido no mundo em especial no Brasil que apresenta grande potencial para expansão dessas fontes de energia. Essa mudança que vem acontecendo na matriz elétrica brasileira pode trazer problemas técnicos, entre eles aquele relacionados ao desempenho do controle da frequência elétrica. De fato, as fontes de geração eólica e fotovoltaica são conectadas ao sistema elétrico por meio de conversores eletrônicos, não contribuindo diretamente para a resposta inercial do sistema. Atualmente, tais usinas não participam da regulação primária e secundária de frequência e não agregam reserva operativa. Países com grande participação dessas fontes de energia já estão verificando problemas no controle da frequência elétrica. Este trabalho tem como objetivo analisar o desempenho do controle de frequência elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN), em períodos com maior ou menor proporção de geradores não convencionais encarregados do suprimento à carga do SIN. Para isso, foram utilizados dados de geração e carga referentes ao ano 2021, disponíveis no site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e dados de frequência elétrica com origem em unidades de medição fasorial (PMUs) associadas ao Projeto Medfasee-BT.

Palavras-chave: Controle de Frequência. Resposta Inercial. Geração Eólica. Geração Fotovoltaica.

ABSTRACT

The expansion of wind and photovoltaic generation in Brazil has intensified in the last decade. Traditionally, the Brazilian electricity matrix was formed by hydroelectric plants and, to a lesser extent, by thermoelectric plants. However, these conventional energy sources have lower prospects of expansion. Currently, the construction of hydroelectric plants has generated great discussions around their social and environmental impacts, since the rivers with relevant potential and which are available for the installation of new power plants are in the Brazilian Amazon region. For thermoelectric plants, there is the problem of emitting greenhouse gases, in addition to being a more expensive and non-renewable energy. Therefore, the expansion of wind and photovoltaic generation is a natural path to be followed in the world, especially in Brazil, which has great potential for expanding these energy sources. This change that comes internally in the Brazilian electrical matrix can bring technical problems, among those related to the performance of the frequency control. In fact, wind and photovoltaic generation sources are connected to the power system through electronic converters, not directly adding inertial response to the system. Currently, such plants do not participate in the primary and secondary frequency control and do not add spinning reserve. Countries with a large share of these energy sources are already experiencing problems in controlling the power system frequency. This work aims to analyze the performance of the frequency control of the Brazilian National Interconnected Power System (SIN), in periods with a greater or lesser proportion of conventional generators in charge of supplying the total load. For this, generation and load data for the year 2021 available on the website of the Brazilian System Operator (ONS) and frequency data from phasor measurement units (PMUs) associated with the Medfasee-BT Project were used.

Keywords: Frequency Control. Inertial Response. Wind Generation. Photovoltaic Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Distribuição da frequência elétrica do sistema australiano em regime normal (2005 vs 2018).	24
Figura 2 – Ilustração do balanço entre carga e geração e efeitos na frequência elétrica.	27
Figura 3 – Função transferência relacionando a velocidade do rotor e os torques mecânico e eletromagnético.	29
Figura 4 – Função transferência relacionando o desvio de velocidade do rotor e as potências.	30
Figura 5 – Função transferência relacionando o desvio de velocidade do rotor, as potências e considerando o amortecimento da carga com a frequência.	32
Figura 6 – Função transferência reduzida relacionando o desvio de velocidade do rotor, as potências e considerando o amortecimento da carga com a frequência.	32
Figura 7 – Resposta a desbalanço entre carga e geração.	33
Figura 8 – Regulação de velocidade.	36
Figura 9 – Esquema de uma regulador isócrona.	37
Figura 10 – Resposta de uma unidade geradora com regulador isócrona a um degrau de carga.	38
Figura 11 – Esquema de um regulador com queda de velocidade.	39
Figura 12 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade.	39
Figura 13 – Diagrama de blocos reduzido de um regulador de velocidade com queda de velocidade.	39
Figura 14 – Característica de estatismo do regulador com queda de velocidade.	40
Figura 15 – Divisão de carga por duas unidades geradoras dotadas de reguladores com estatismo.	40
Figura 16 – Resposta no tempo de uma unidade geradora, que utiliza um regulador com estatismo, quando submetida a um aumento de carga.	42
Figura 17 – Esquema de um regulador com queda de velocidade mais sinal de controle do CAG.	43
Figura 18 – Resposta do sistema elétrico frente a um perturbação com e sem inércia virtual.	46
Figura 19 – Resposta do sistema elétrico frente a uma perturbação com e sem FFR.	47
Figura 20 – Diagrama unifilar da rede onde está localizado o Darlymple BESS.	50

Figura 21 – Simulação comparação a resposta do RoCoF entre o GFM BESS e máquinas síncronas mediante a um evento.....	51
Figura 22 – Formação dos histogramas a partir do agrupamento de dados relativos aos dias selecionados.....	53
Figura 23 – Trecho da planilha utilizada na pesquisa com os dados de carga, geração eólica e carga líquida do ano de 2021 para um período de 12h.....	55
Figura 24 – Curvas de carga líquida (carga total – geração eólica total) no SIN referentes aos dias utilizados para formação do conjunto 1 (maior número de geradores síncronos sincronizados).....	56
Figura 25 – Curvas de carga líquida (carga total – geração eólica total) no SIN referentes aos dias utilizados para formação do conjunto 2 (maior número de geradores síncronos sincronizados).....	57
Figura 26 – Distribuição de valores de frequência elétrica (em Hz), obtida por meio de dados da PMU UFSC, a 1 FPS, para os conjuntos de dados 1 (maior número de geradores síncronos) e 2 (menor número de geradores síncronos).....	58
Figura 27 – Frequência elétrica a 1 FPS medida pela PMU UFSC, referente ao dia 02/03/2021 (13 às 17h, conjunto 1) e 01/08/2021 (05 às 19h, conjunto 2).....	59
Figura 28 – Sinal original e filtro média móvel referente ao dia 02/03/2021 (13 às 17h, conjunto 1).....	60
Figura 29 – Filtro média móvel referente ao dia 02/03/2021 (13 às 17h, conjunto 1).....	60
Figura 30 – Desvio de frequência elétrica, referente à componente 2, obtida após filtragem.	61
Figura 31 – Distribuição de desvios de valores de frequência elétrica (em Hz), referente à Componente 2, obtidas por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para o conjunto de dados 1 (maior número de geradores síncronos) e 2 (menor número de geradores síncronos).	61
Figura 32 – Distribuição de valores de frequência elétrica (em Hz), obtida por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para os conjuntos de dados 3 (menor geração eólica) e 4 (maior geração eólica).	64
Figura 33 – Distribuição de valores de desvio de frequência elétrica (em Hz), das componentes rápidas, obtidas por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para o conjunto de dados 3 (menor geração eólica) e 4 (maior geração eólica).....	65
Figura 34 – Distribuição de valores de frequência elétrica (em Hz), obtida por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para os conjuntos de dados 5 (maior carga líquida) e 6 (menor carga líquida).	68

Figura 35 – Distribuição de valores desvio de frequência elétrica (em Hz), das componentes rápidas, obtidas por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para o conjunto de dados 5 (maior carga líquida) e 6 (menor carga líquida).	69
Figura 36 – Distribuição de valores de frequência elétrica (em Hz), obtida por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para os conjuntos de dados 7 (maior geração síncrona) e 8 (menor geração síncrona).	70
Figura 37 – Distribuição de valores de desvio de frequência elétrica (em Hz), das componentes rápidas, obtidas por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para o conjunto de dados 7 e 8.	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Faixa de valores de carga e geração eólica para os conjuntos de dados 1 e conjunto 2.....	57
Tabela 2 – Faixa de valores de carga e geração eólica para os conjuntos de dados 3 e conjunto 4.....	63
Tabela 3 – Faixa de valores de carga e geração eólica para os conjuntos de dados 5, conjunto 6, conjunto 7 e conjunto 8.	67
Tabela 4 – Resumo dos resultados para o cenário 1.....	72
Tabela 5 – Resumo dos resultados para o cenário 2.....	72
Tabela 6 – Resumo dos resultados para o cenário 3.....	73
Tabela 7 – Resumo dos resultados para o cenário 4.....	73

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

SIN – Sistema Interligado Nacional

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

PMU – *Phasor Measurement Unit*

UTC – *Coordinated Universal Time*

PDC – *Phasor Data Concentrator*

CAG – Controle Automático de Geração

RoCof – *Rate of Change of Frequency*

UFPE – Universidade Federal de Pernambuco

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

AEMO – *Australian Energy Market Commission*

FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos

VSM – *Virtual Synchronous Machine*

FFR – *Faster Frequency Response*

GFL – *Grid Following*

GFM – *Grid Forming*

BESS – *Battery Energy Storage System*

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	OBJETIVOS	25
1.1.1	OBJETIVO GERAL	25
1.1.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	25
1.2	METODOLOGIA	25
1.3	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	26
2	CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	27
2.1	ESTABILIDADE DA FREQUÊNCIA ELÉTRICA	27
2.2	RELAÇÕES ENTRE POTÊNCIA, VELOCIDADE E FREQUÊNCIA	28
2.2.1	RESPOSTA DA CARGA AO DESVIO DE FREQUÊNCIA	31
2.3	ETAPAS DO CONTROLE DA FREQUÊNCIA ELÉTRICA.....	32
2.3.1	RESPOSTA INERCIAL.....	33
2.3.2	CONTROLE PRIMÁRIO	36
2.3.3	REGULADOR ISÓCRONO	37
2.3.4	REGULADOR COM QUEDA DE VELOCIDADE	38
2.3.5	CONTROLE SECUNDÁRIO	42
2.4	RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA GIRANTE.....	43
3	NOVAS TECNOLOGIAS APLICADAS AO CONTROLE DA FREQUÊNCIA	45
3.1	INÉRCIA VIRTUAL.....	45
3.2	MÁQUINAS SÍNCRONAS VIRTUAIS (VSM)	46
3.3	REPOSTA DE FREQUÊNCIA RÁPIDA	47
3.4	CONVERSORES SEGUIDORES DE REDE (<i>GRID FOLLOWING</i>) E FORMADORES DE REDE (<i>GRID FORMING</i>).....	48
3.5	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS	48

4	ANÁLISE DO DESEMPENHO DO CONTROLE DA FREQUÊNCIA NO	
SIN	53	
4.1	FORMAÇÃO DOS HISTOGRAMAS.....	53
4.2	ORIGEM DOS DADOS.....	54
4.3	EFEITOS ASSOCIADOS AO NÚMEROS DE GERADORES SÍNCRONOS...	55
4.4	EFEITOS DA COMPOSIÇÃO DA GERAÇÃO	62
4.5	EFEITOS EM CENÁRIOS REFERENTES AO MESMO MÊS DO ANO	65
4.6	COMENTÁRIOS E CONSTATAÇÕES	71
5	CONCLUSÃO.....	75
5.1	TRABALHOS FUTUROS	76
	REFERÊNCIAS.....	77

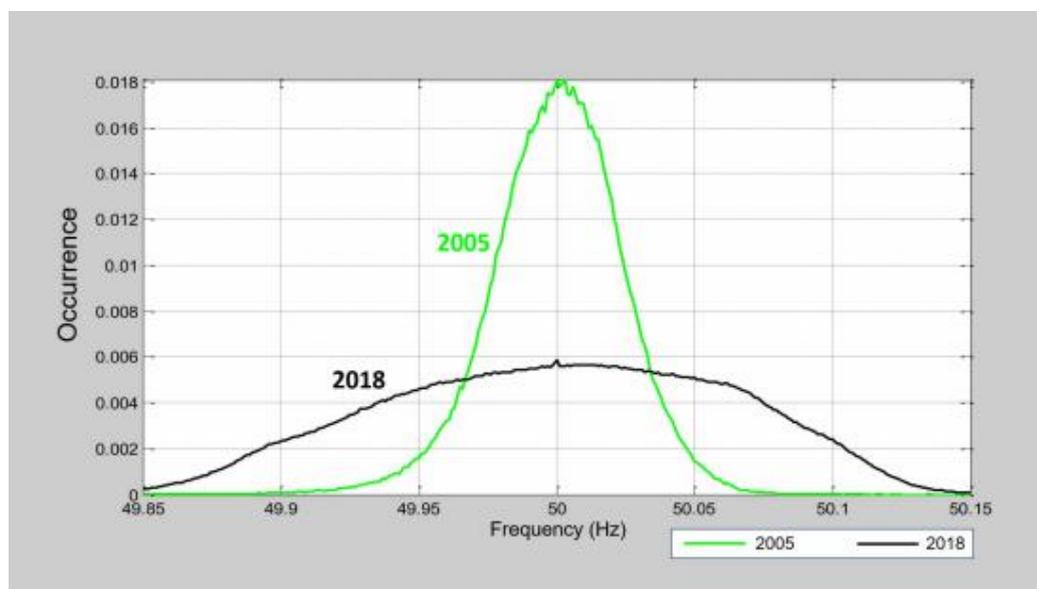
1 INTRODUÇÃO

O Brasil é reconhecido por ter grande parte da sua matriz elétrica renovável, principalmente em função da grande participação das usinas hidrelétricas. Cerca de 56,8% da matriz elétrica brasileira é composta por usinas hidrelétricas (EPE, 2021). Entretanto, o Brasil já não possui muita margem para expansão da matriz com base em usinas hidrelétricas. Em contrapartida, outras fontes de energia renovável, como a geração eólica e fotovoltaica, possuem grande potencial de crescimento no Brasil. Como consequência, a participação dessas fontes de energia vem crescendo de forma muito rápida nos últimos anos. No dia 08 de julho de 2022, por exemplo, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) registrou recorde de geração eólica instantânea [2]. Os dados de medição apontam que a fonte foi responsável por produzir 14.167 MW de potência, sendo suficiente para atender toda a região Nordeste, com excedente de 23,2%. Além da intensa disponibilidade de ventos, a região Nordeste vem batendo recorde em geração de energia solar. O ONS registrou no dia 27 de outubro de 2022, por exemplo, um duplo recorde de geração solar instantânea [3]: O primeiro pico ocorreu às 13h19, com geração de 2.649 MW; logo depois, às 13h58, 2.675 MW foram registrados, valor suficiente para alimentar 21,3% da região naquele momento. Com essas medidas, a região Nordeste acumulou sete recordes só no mês de outubro de 2022.

A expansão da geração de energia eólica e fotovoltaica, conectada à rede por conversores eletrônicos, pode dar origem a problemas relacionados à operação do sistema elétrico. Em relação ao controle de frequência, a substituição de geradores síncronos convencionais por geradores conectados por conversores modifica de forma importante o desempenho elétrico do sistema, podendo trazer riscos para a operação, dependendo da proporção em um dado instante.

Um estudo realizado pela AEMO (*Australian Energy Market Commission*), para a análise do sistema elétrico australiano, que teve um aumento expressivo da geração por fontes renováveis eólicas e fotovoltaicas nos últimos anos, mostra a degradação do controle de frequência ao longo dos anos. Na Figura 1 são apresentadas as distribuições estatísticas dos desvios de frequência elétrica no sistema australiano, nos anos 2005 e 2018. A maior dispersão dos valores fica evidente no ano 2018, quando comparado com o ano de 2005.

Figura 1 – Distribuição da frequência elétrica do sistema australiano em regime normal (2005 vs 2018).



Fonte: AEMO (2019).

Neste contexto, este trabalho tem o objetivo de examinar o desempenho do controle da frequência elétrica no SIN frente às mudanças causadas pela expansão das fontes de energia renovável eólica/fotovoltaica, referentes ao ano de 2021. As análises foram feitas com base em dados de PMU (do inglês, *Phasor Measurement Unit*), tendo como foco diferentes condições operacionais, tais como: o período do ano, patamares de carga, número de geradores síncronos em operação e níveis de geração eólica. Para esse objetivo, foram utilizados dados de frequência elétrica obtidas com base nos sincrofasores medidos em baixa tensão, disponibilizados no âmbito do projeto Medfasee, e dados de carga e geração eólica do SIN, a partir do histórico de operação disponibilizado pelo site do ONS [26].

O Projeto Medfasee teve início no ano de 2003, por meio da parceria entre a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), a empresa Reason Tecnologia e a FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos). O projeto tem como finalidade o desenvolvimento, difusão e o uso acadêmico da tecnologia associada à medição sincronizada de fasores, assim como sua aplicação para o monitoramento e análise do desempenho do sistema elétrico.

No âmbito do projeto Medfasee, são feitas análises para condições de regime normal e sob contingência do SIN. Para tal, são recolhidos os dados de sincrofasores de unidades de medição fasorial (PMU). As PMUs estão instaladas em diferentes pontos do território brasileiro, em universidades parceiras. Elas são capazes de calcular sincrofasores de tensão e corrente,

com base nas medições de tensão e corrente no sistema. Para obter o sincronismo os fasores gerados por cada PMU é utilizado o sistema GPS, que envia sinais de 1 PPS (1 pulso por segundo) para as PMUs. Todas as PMUs utilizam a base horária UTC (*Coordinated Universal Time*). O dados das PMUs são enviados para um concentrador de dados fasoriais (PDC, do inglês *Phasor Data Concentrator*), onde são organizados de forma cronológica e armazenados para futuras consultas. Uma das formas de ter acesso a esses dados armazenados é por meio do aplicativo Medplot, que acessa o PDC UFSC, onde se concentram dados de todas PMUs do projeto Medfasee. Dentre algumas de suas funções, o Medplot é capaz de plotar os gráficos de tensão, defasagem angular entre regiões e frequência elétrica no tempo.

1.1 OBJETIVOS

Nas seções a seguir estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho.

1.1.1 OBJETIVO GERAL

O principal objetivo deste trabalho é o estudo do desempenho do controle da frequência do SIN em condições operacionais específicas, como por exemplo, o desempenho em período de carga leve e elevada geração eólica, momento este onde o SIN opera com menor número de geradores síncronos e inércia mais baixa.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Relacionar o desempenho do controle de frequência com condições operacionais específicas do SIN, tais como os montantes de inércia e reserva de potência girante. Além disso, desenvolver *scripts* em Python para o processamento e análise dos dados de frequência elétrica obtidos de PMUs, a fim de permitir uma melhor compreensão dos padrões de operação do SIN.

1.2 METODOLOGIA

Para atingir os objetivos propostos neste trabalho, foi feita uma revisão bibliográfica voltada ao desempenho do controle da frequência elétrica. Na sequência, realizou-se uma

pesquisa direcionada para as novas tecnologias no controle da frequência elétrica. As informações foram obtidas em livros, artigos científicos e materiais técnicos disponíveis na literatura vigente. Posteriormente, foram coletados dados de carga e geração do SIN referentes ao ano de 2021, disponibilizados no site do ONS, e armazenados em uma planilha para que se fosse possível fazer a filtragem das condições de carga e geração desejadas. Os dados da frequência elétrica do SIN, para os períodos de interesse, foram obtidos com o aplicativo Medplot, disponibilizado no âmbito do projeto Medfasee. Finalmente, a análise do desempenho do controle da frequência do SIN foi realizada por meio da análise estatística (histogramas), utilizando scripts desenvolvidos em Python.

1.3 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O presente documento está organizado em cinco capítulos, conforme descrito a seguir:

No primeiro capítulo, é realizada uma contextualização sobre o tema abordado. São apresentados os objetivos e a metodologia utilizada.

No segundo capítulo, é discutida a importância da estabilidade da frequência elétrica e os impactos devidos às interações entre geração e carga. São apresentadas as etapas do processo para o controle da frequência elétrica.

No terceiro capítulo, são apresentadas algumas das novas tecnologias que estão sendo aplicadas para o controle da frequência elétrica.

No quarto capítulo, são apresentados os resultados referentes às investigações feitas para condições operacionais específicas no SIN, relativas ao desempenho da frequência elétrica.

Por fim, no quinto capítulo, são feitas as considerações finais, contendo as conclusões dos estudos realizados e as recomendações para trabalhos futuros.

2 CONTROLE DE FREQUÊNCIA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo aborda a necessidade do controle da frequência elétrica em sistemas de energia elétrica, tendo como base o livro Kundur (1994). São descritas as fases que compõem o controle da frequência elétrica, relativas à resposta inercial, ao controle primário e ao controle secundário. Além disso, apresenta-se aspectos relativos à reserva de potência operativa girante, a fim de proporcionar uma visão ampla sobre o controle de frequência em sistemas de energia elétrica.

2.1 ESTABILIDADE DA FREQUÊNCIA ELÉTRICA

A estabilidade da frequência nos sistemas elétricos é condição necessária para sua operação adequada, pois constitui um indicador de equilíbrio entre carga e geração. Na **Erro! fonte de referência não encontrada.** é apresentado, de forma ilustrativa, o balanço entre carga e geração e os efeitos na frequência elétrica.

Figura 2 – Ilustração do balanço entre carga e geração e efeitos na frequência elétrica.



Fonte: Adaptado de AEMO (2020).

Como é apresentado na Figura 2, a frequência elétrica é um importante indicador do estado atual do sistema elétrico. Em períodos em que a carga é maior que a geração, por exemplo, na perda de algum gerador, a frequência cai. Em contrapartida, se ocorrer uma perda de carga, a geração será superior à carga e, conseqüentemente, a frequência elétrica sobe. Quando há equilíbrio entre carga e geração, a frequência tende ao seu valor nominal. No caso do sistema elétrico brasileiro, a frequência nominal (ponto de equilíbrio) é 60 Hz.

A frequência elétrica sem grandes variações e próxima ao seu valor nominal é um bom indicador de que o despacho total dos diversos geradores do sistema elétrico (geração) é aproximadamente igual à carga total demandada do sistema. Este é o principal motivo para se manter a frequência elétrica dentro de uma faixa nominal. Existem outros fatores, como por exemplo: (i) os equipamentos conectados ao sistema de energia são projetados para operar no valor nominal da frequência elétrica ou próximo dela; e (ii) grande parte dos equipamentos dos consumidores é projetado para operar dentro de uma faixa muito próxima do valor nominal de frequência.

2.2 RELAÇÕES ENTRE POTÊNCIA, VELOCIDADE E FREQUÊNCIA

A estabilidade da frequência elétrica (equilíbrio entre carga e geração) é bastante influenciada pelas máquinas síncronas. O comportamento da frequência elétrica ao longo do tempo relaciona-se fortemente com o torque de aceleração dos rotores dos geradores. Em todo instante, os eixos dos geradores estão sujeitos ao torque mecânico proveniente das máquinas primárias e ao torque eletromagnético que aparece devido às interações entre os campos do rotor e do estator, fortemente afetado pela potência elétrica injetada pelos geradores no sistema elétrico. Abaixo está apresentada a equação que descreve o torque de aceleração das máquinas síncronas.

$$T_a = T_m - T_e \quad (1)$$

onde:

T_a = torque de aceleração (N.m)

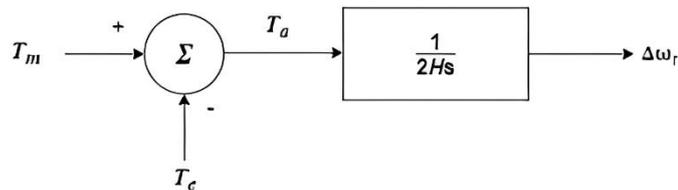
T_m = torque mecânico (N.m)

T_e = torque eletromagnético (N.m)

Na equação acima, T_m e T_e são, em condições normais, positivos para um gerador e negativos para um motor. Quando o balanço entre torque mecânico e eletromagnético está equilibrado, o torque de aceleração da máquina síncrona é igual a zero, e conseqüentemente a frequência elétrica se mantém constante. Conforme comentado anteriormente, o torque mecânico está intimamente relacionado com a potência mecânica da máquina motriz (primária) e o torque eletromagnético está intimamente relacionado com a potência ativa injetada na rede.

A função de transferência a seguir, representa a relação entre o desvio de velocidade do rotor em função do torque eletromagnético e mecânico a que o eixo da máquina está submetido.

Figura 3 – Função transferência relacionando a velocidade do rotor e os torques mecânico e eletromagnético.



Fonte: Kundur (1994).

onde:

$H = \text{Constante de inércia}$

$s = \text{Operador de Laplace}$

$\Delta\omega_r = \text{Desvio de velocidade do rotor}$

A constante de inércia (H) está associada à inércia do conjunto gerador e turbina e é tratada mais adiante na seção 2.3.1.

Para estudos envolvendo o desempenho do controle da frequência elétrica é mais conveniente a utilização de potência elétrica e potência mecânica, em substituição aos torques. A relação entre torque e potência é dado por:

$$P = \omega_r T \quad (2)$$

Considerando um pequeno desvio em relação aos valores iniciais:

$$\begin{aligned}
 P &= P_0 + \Delta P \\
 T &= T_0 + \Delta T \\
 \omega_r &= \omega_0 + \Delta\omega_r
 \end{aligned}$$

Da equação (5):

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega_r)(T_0 + \Delta T)$$

Com os termos de ordem superior desprezados a relação entre os valores perturbados, fica:

$$\Delta P = \omega_0 \Delta T + T_0 \Delta\omega_r$$

logo:

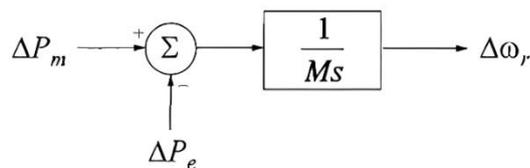
$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0 (\Delta T_m - \Delta T_e) + (T_{m0} - T_{e0}) \Delta\omega_r$$

Em regime permanente, o torque eletromagnético é igual ao torque mecânico $T_{m0} = T_{e0}$ e, com a velocidade expressa em pu, $\omega_0 = 1$.

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (3)$$

Agora a função transferência pode ser expressa em termos de ΔP_m e ΔP_e .

Figura 4 – Função transferência relacionando o desvio de velocidade do rotor e as potências.



Fonte: Kundur (1994).

onde:

$$M = 2H$$

$$\Delta P_m = \text{Desvio de potência mecânica}$$

$$\Delta P_e = \text{Desvio de potência elétrica}$$

2.2.1 RESPOSTA DA CARGA AO DESVIO DE FREQUÊNCIA

Para pequenas variações, o sistema encontra um novo ponto de equilíbrio mesmo sem a ação de controles automáticos. Este fato ocorre porque uma parte da carga (motores por exemplo) do sistema é sensível à frequência; logo, com uma diminuição da frequência a carga também diminui. Essa dependência da carga com a frequência também é conhecida como regulação própria ou amortecimento da carga com a frequência.

A regulação própria é quantificada por meio do parâmetro D, denominado Coeficiente de Amortecimento.

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (4)$$

onde:

D = coeficiente de amortecimento (%)

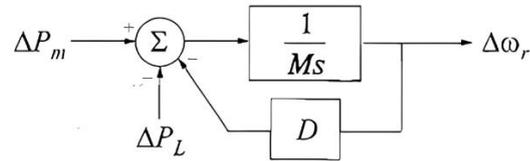
ΔP_D = representa a variação da carga sensível à frequência

Δf = representa a variação da frequência

Sistemas de grande porte, como o SIN, podem sofrer grandes desbalanços entre carga e geração. Em função dos baixos valores de D (valor típicos na faixa de 1 a 2%) a regulação própria é insuficiente para garantir a estabilidade de frequência, sendo necessário a atuação de controles.

A função de transferência a seguir, representa a relação entre o desvio de velocidade do rotor em função da potência elétrica, potência mecânica e amortecimento da carga.

Figura 5 – Função transferência relacionando o desvio de velocidade do rotor, as potências e considerando o amortecimento da carga com a frequência.



Fonte: Kundur (1994).

sendo:

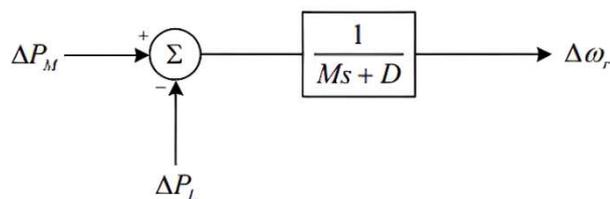
$$\Delta P_E = \Delta P_L + D\Delta\omega_r$$

onde:

$$\Delta P_L = \text{Mudança de carga não sensível à frequência}$$

O diagrama de blocos da Figura 5 pode ser reduzido, conforme segue:

Figura 6 – Função transferência reduzida relacionando o desvio de velocidade do rotor, as potências e considerando o amortecimento da carga com a frequência.



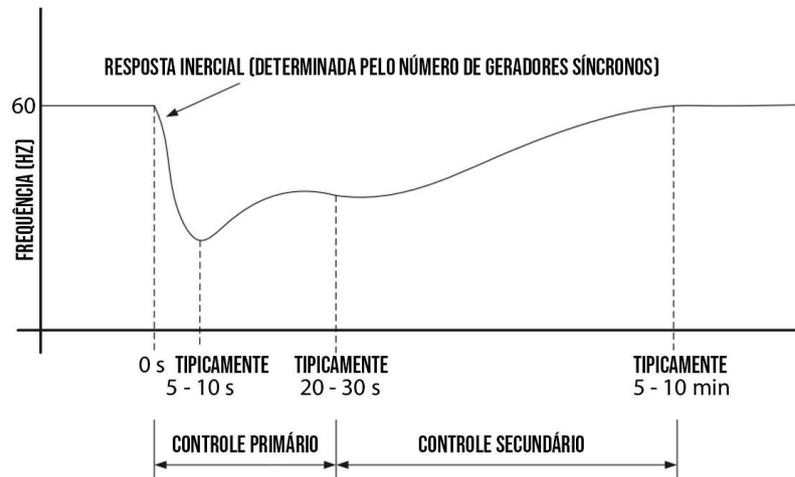
Fonte: Kundur (1994).

2.3 ETAPAS DO CONTROLE DA FREQUÊNCIA ELÉTRICA

Quando estamos falando de variação da frequência elétrica durante perturbações, os eventos que mais interessam são perdas de carga ou perdas de geração. Estes são eventos que exigem uma ação do controle para se restabelecer o equilíbrio entre carga e geração.

Tipicamente, o controle da frequência elétrica nos sistemas de energia elétrica envolve algumas etapas que estão ilustradas na Figura 7.

Figura 7 – Resposta a desbalanço entre carga e geração.



Fonte: Adaptada de (HATZIARGYRIOU et al, 2021).

Na Figura 7 está apresentada a frequência elétrica de um sistema de frequência nominal igual a 60 Hz, sujeito a uma contingência. Trata-se de um problema envolvendo perda de geração, pois tivemos uma queda de frequência e, por sua vez, uma desaceleração dos rotores dos geradores. Pode-se notar as principais etapas do processo de controle de frequência elétrica. Nos primeiros instantes de tempo, manifesta-se a resposta inercial; ela é uma resposta natural do sistema que está associada à massa girante dos geradores. Na sequência, na faixa de segundos, vem o controle primário que atua diretamente nos reguladores de velocidade das turbinas. A última etapa, já na faixa de dezenas de segundos a minutos, é onde começa o Controle Automático de Geração (CAG), ou também chamado de controle secundário de frequência.

A seguir, são detalhadas cada uma das etapas do processo para o controle da frequência elétrica.

2.3.1 RESPOSTA INERCIAL

A taxa inicial de variação da frequência do sistema (RoCof - *Rate of Change of Frequency*) após uma contingência é determinada pela magnitude do evento e pela inércia do

sistema. Para um mesmo distúrbio, maior inércia do sistema significa uma queda mais lenta da frequência elétrica e uma frequência mínima (nadir) menor.

A inércia do conjunto gerador-turbina é acelerada ou desacelerada de acordo com o desbalanço entre os torques eletromagnético e mecânico, resultando desta forma em variações de velocidade (e da frequência elétrica). A dinâmica do eixo da máquina é regida pela equação do movimento, apresentada a seguir.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_a = T_m - T_e \quad (5)$$

onde:

$J =$ momento de inércia Gerador e Turbina ($kg \cdot m^2$)

$\omega_m =$ velocidade angular do rotor, mecânica (rad/s)

$t =$ tempo (s)

A equação do movimento pode ser normalizada e reescrita em termos da constante H, definida como:

$$H = \frac{\text{Energia cinética armazenada no rotor à velocidade síncrona}}{\text{Potência nominal do gerador}} [s]$$

Logo, a constante H é:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_{0m}^2}{VA_{base}}$$

O momento de inércia em termos de H:

$$J = \frac{2H}{\omega_{0m}^2} VA_{base}$$

Substituindo na equação (2), temos:

$$\frac{2H}{\omega_{0m}^2} VA_{base} \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e$$

Reajustando a equação:

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \frac{T_m - T_e}{VA_{base}/\omega_{0m}}$$

Sabendo que:

$$T_{base} = VA_{base}/\omega_{0m}$$

Logo, a equação do movimento na forma por unidade fica:

$$\frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \frac{\bar{T}_m - \bar{T}_e}{2H} \quad (6)$$

onde:

$\bar{\omega}_r = \text{velocidade angular do rotor normalizada, elétrica (pu)}$

$\bar{T}_m = \text{torque mecânico normalizado (pu)}$

$\bar{T}_a = \text{torque eletromagnético normalizado (pu)}$

Pela equação 6 observa-se que a aceleração do rotor é inversamente proporcional à constante de inércia. Desse modo, quanto maior o valor de H , menor será a taxa de variação de velocidade do rotor e, conseqüentemente, menor será a taxa de variação da frequência elétrica.

O sistema elétrico em regime normal de operação está continuamente submetido a perturbações de pequena intensidade com origem, principalmente, na carga. Como conseqüência, pequenos desvios na frequência elétrica são esperados. Na operação com menores valores de inércia, esperam-se desvios maiores, podendo haver comprometimento do desempenho do sistema elétrico.

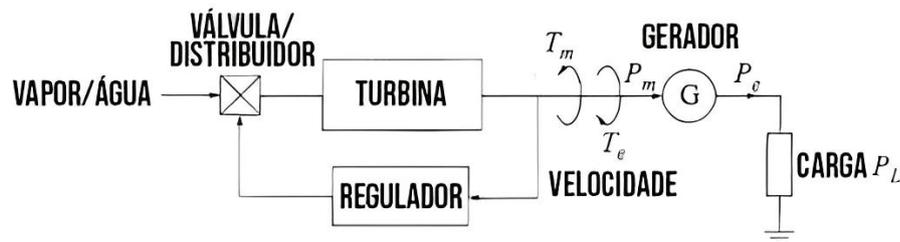
Quanto mais inércia em um sistema de energia, mais fácil será superar alguns distúrbios do sistema e mantê-lo funcionando. Um sistema de energia com mais inércia significa que há mais tempo disponível para responder, reagir e mitigar os impactos de uma perturbação.

A inserção de fontes de energias renováveis, como eólica e fotovoltaica, pode comprometer a estabilidade da frequência devido ao tipo de conexão (por conversores), que não agrega por padrão resposta inercial. Em geral, o sistema se encontra em períodos de menor inércia em momento de carga leve e elevada geração de renováveis não convencionais.

2.3.2 CONTROLE PRIMÁRIO

O controle de frequência é um problema diretamente relacionado com as turbinas associadas aos geradores. Neste sentido, uma boa parte do controle de frequência é executado por meio da regulação de velocidade das turbinas, envolvendo constantes de tempo na ordem de vários segundos. Na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, é ilustrada concepção básica do controle da frequência elétrica pela regulação de velocidade dos geradores.

Figura 8 – Regulação de velocidade.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

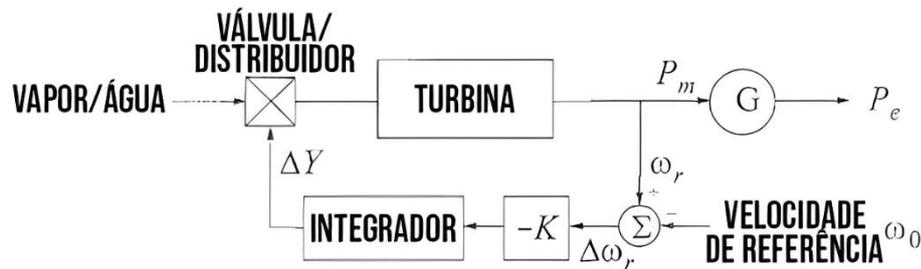
Quando há uma mudança na carga do sistema elétrico, há um reflexo imediato no torque eletromagnético no gerador. Desta forma, ocorre um desbalanço entre os torques mecânico e eletromagnético a que o eixo dos geradores síncronos estão submetidos, causando variações de velocidade regidas pelas equações do movimento. Como é mostrado na Figura 8, a regulação de velocidade é um sistema de controle em malha fechada. Em usinas hidrelétricas, o regulador monitora a velocidade do eixo (ou frequência elétrica) e dependendo se a velocidade está aumentando ou diminuindo, envia sinal para fechamento ou abertura do distribuidor, alterando o torque mecânico aplicado ao eixo do gerador. Em uma usina termelétrica, a ação do

regulador aciona válvulas que controlam a injeção de combustível ou vapor, ajustando a potência mecânica entregue ao gerador.

2.3.3 REGULADOR ISÓCRONO

Para este tipo de regulador, a frequência é comparada a uma referência e um controlador do tipo integral é utilizado para anular o erro associado. Este controle comanda a abertura e o fechamento do distribuidor/válvulas, dessa forma alterando a entrada de água/vapor. Se a frequência cai, o controle comanda o aumento do fluxo de água/vapor, para corrigir o erro e conseqüentemente a frequência retorna para aproximadamente seu valor nominal. Neste tipo de controlador, o erro da frequência em regime permanente é nulo, devido à ação integral do controle. Na Figura 9 é apresentado o esquema básico de um regulador isócrono.

Figura 9 – Esquema de uma regulador isócrono.



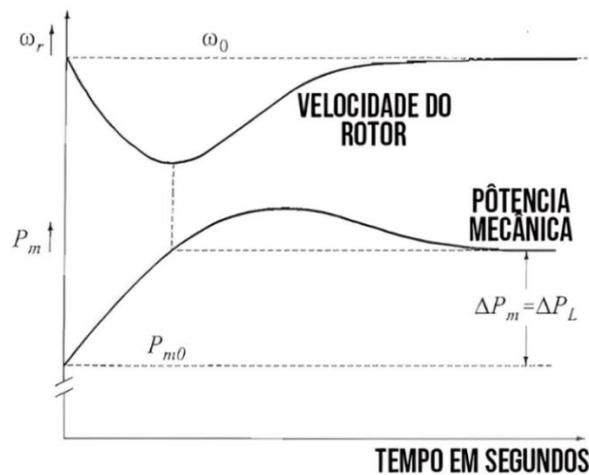
Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

A operação em paralelo de unidades geradoras com controle do tipo isócrono é, na prática, inviável. Devido às diferenças entre as unidades geradoras e seus controles, seria praticamente impossível distribuir de forma isonômica o esforço de regulação entre as diversas unidades geradoras. A utilização deste tipo de regulador em mais de 1 gerador promove uma disputa entre as usinas e resultaria em algumas máquinas com despacho máximo e outras no despacho mínimo.

Na Figura 10, é apresentada a resposta de uma unidade geradora frente a um aumento de carga, utilizando o regulador isócrono. Inicialmente a frequência cai, pois parte da energia cinética da turbina é convertida em energia elétrica para atender a nova demanda durante a fase

da resposta inercial. Na sequência, o regulador comanda o aumento da entrada de água ou vapor na turbina, aumentando a potência mecânica da mesma. Finalmente se obtém um novo equilíbrio, com a potência mecânica igual à potência elétrica correspondente às novas condições de carga.

Figura 10 – Resposta de uma unidade geradora com regulador isócrono a um degrau de carga.

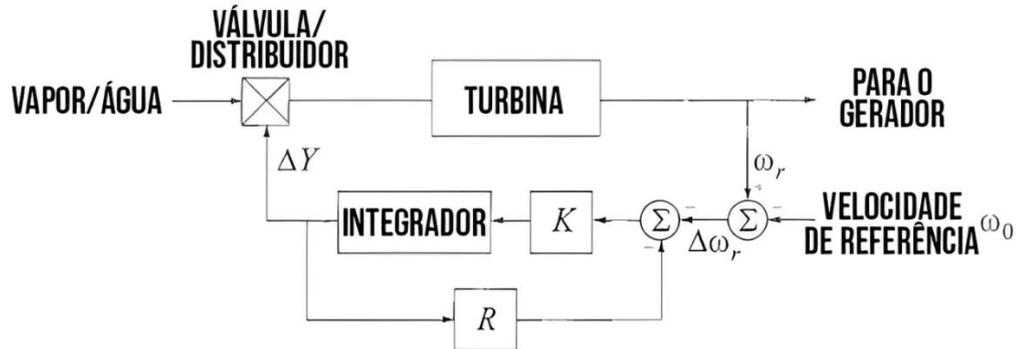


Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

2.3.4 REGULADOR COM QUEDA DE VELOCIDADE

O sistema elétrico é composto por inúmeros geradores síncronos. Para que, após um distúrbio, a divisão de carga entre eles seja adequada, é utilizado o regulador com queda de velocidade. Para tal, os reguladores são dotados de uma característica na qual a velocidade diminui à medida que a carga aumenta. A queda de velocidade, ou característica de regulação, pode ser obtida adicionando um sinal de realimentação em paralelo ao integrador da Figura 10, como é apresentado na Figura 11.

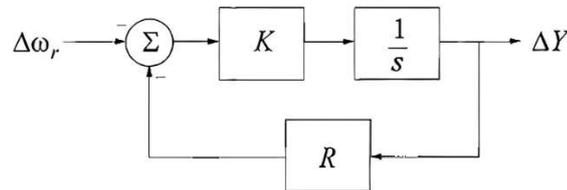
Figura 11 – Esquema de um regulador com queda de velocidade.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

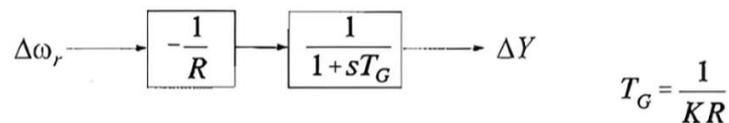
A função de transferência do regulador da Figura 11 reduz-se à forma apresentada na **Erro! Fonte de referência não encontrada.** Na operação em regime permanente, este tipo de regulador caracteriza-se como um controlador proporcional com ganho $1/R$.

Figura 12 – Diagrama de blocos de um regulador de velocidade com queda de velocidade.



Fonte: Kundur (1994).

Figura 13 – Diagrama de blocos reduzido de um regulador de velocidade com queda de velocidade.



Fonte: Kundur (1994).

O parâmetro R é o estatismo de regime permanente da malha de controle da frequência. O estatismo é definido como a variação da velocidade necessária para levar o gerador de carga zero a plena carga, em pu da velocidade nominal.

$$R(\%) = \left(\frac{\omega_{NL} - \omega_{FL}}{\omega_0} \right) \times 100$$

onde:

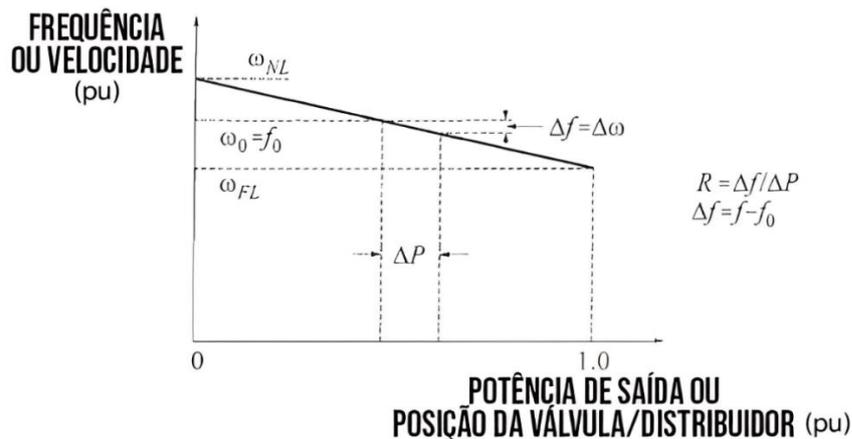
ω_{NL} = velocidade em regime permanente sem carga

ω_{FL} = velocidade em regime permanente em plena carga

ω_0 = velocidade nominal

No Brasil, e em diversos países, adota-se o valor de 5% para o estatismo de regime permanente. Na Figura 14, é apresentada a curva característica de estatismo do regulador com queda de velocidade.

Figura 14 – Característica de estatismo do regulador com queda de velocidade.

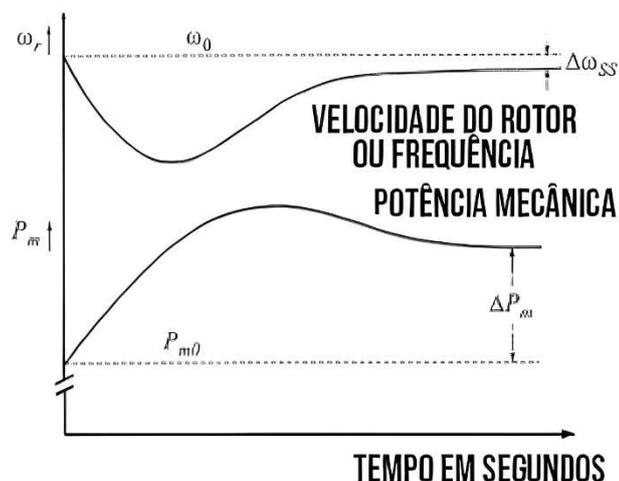


Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

O regulador com queda de velocidade ajusta a abertura ou fechamento da válvula de maneira que, em regime permanente, a característica do estatismo seja obtida. Diferentemente do regulador isócrono, é possível conectar dois ou mais geradores no mesmo sistema com esta estratégia de controle. Na Figura 15 é possível verificar a divisão de cargas entre duas unidades geradoras. A variação da frequência faz com que cada unidade geradora contribua de forma proporcional à suas características nominais e estatismo.

Figura 15 – Divisão de carga por duas unidades geradoras dotadas de reguladores com estatismo.

Figura 16 – Resposta no tempo de uma unidade geradora, que utiliza um regulador com estatismo, quando submetida a um aumento de carga.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

Como é apresentado na Figura 16, após um aumento de carga a frequência não volta ao valor inicial ficando um desvio $\Delta\omega_{SS}$. Logo, é necessária outra malha de controle para que a condição nominal se reestabeleça. Esse controle é denominado de controle secundário, apresentado a seguir.

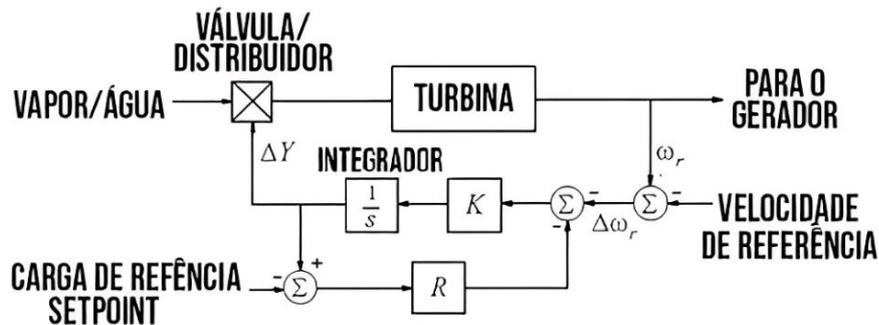
2.3.5 CONTROLE SECUNDÁRIO

Após uma contingência que resulta em desequilíbrio entre carga e geração, o controle primário restabelece o equilíbrio, mas a frequência se estabiliza em valores diferentes do nominal. Assim, o controle secundário ou Controle Automático de Geração (CAG) tem como objetivo restabelecer a frequência para seu valor nominal.

O controle secundário atua com constantes de tempo de dezenas de segundos ou até minutos. O controle primário de cada gerador atua de forma independente e descentralizada. Já o CAG, de nível hierárquico superior, é um controle suplementar, centralizado, coordenado, onde além de restabelecer a frequência ao valor nominal, faz controle dos valores de importação e exportação de potência entre áreas, já que após uma contingência o intercâmbio de potência entre os sistemas interligados pode ser diferente do pré-definida. O CAG atua nos reguladores de velocidade de usinas pré-definidas, enviando sinais por meio de rede de comunicação de dados.

Na Figura 17, é apresentado o regulador com queda de velocidade com adição de referência (*setpoint*) controlado pelo CAG.

Figura 17 – Esquema de um regulador com queda de velocidade mais sinal de controle do CAG.



Fonte: Adaptado de Kundur (1994).

2.4 RESERVA DE POTÊNCIA OPERATIVA GIRANTE

Reserva de potência operativa girante é o termo usado para descrever a quantidade total de geração disponível de todas as unidades geradoras sincronizadas (ou seja, girando) no sistema, menos a carga atual e as perdas sendo fornecidas (WOOD e WOLLENBERG, 1996)

A reserva de potência operativa girante é um recurso importante para operação segura do sistema elétrico. Ela é destinada para garantir a operacionalidade do sistema elétrico e possui capacidade de resposta rápida em caso de contingência. Está disponível nas unidades geradoras convencionais em operação, como hidrelétricas e termoeletricas. O desempenho do controle da frequência está fortemente associado à disponibilidade da reserva de potência operativa girante. Caso haja perda de um grande gerador, por exemplo, o controle primário e o CAG iriam agir. Entretanto, a frequência só retorna para o valor nominal se houver reserva girante suficiente para suprir a totalidade da perda.

A entrada das renováveis, substituindo as unidades geradoras convencionais, diminui os montantes de reserva e pode dificultar a operação do sistema.

3 NOVAS TECNOLOGIAS APLICADAS AO CONTROLE DA FREQUÊNCIA

A expansão das fontes de energia renovável eólica/fotovoltaica é inevitável. Tais fontes estão em forte expansão no Brasil e no mundo. À medida que a composição de geração muda, com a maior participação das fontes de energia renovável baseadas em conversores, os geradores síncronos convencionais, que atualmente fornecem os serviços necessários para o controle da frequência, podem não ser capazes de manter o sistema estável. Portanto, para viabilizar um futuro com alta penetração dos geradores baseados em conversores, tais fontes necessitam dispor de recursos para dar suporte ao controle dos sistemas de energia elétrica. Nesse contexto, novas tecnologias estão sendo desenvolvidas para que a crescente participação da energia renovável seja tecnicamente viável. Neste capítulo, são apresentadas, de forma sucinta, algumas dessas alternativas.

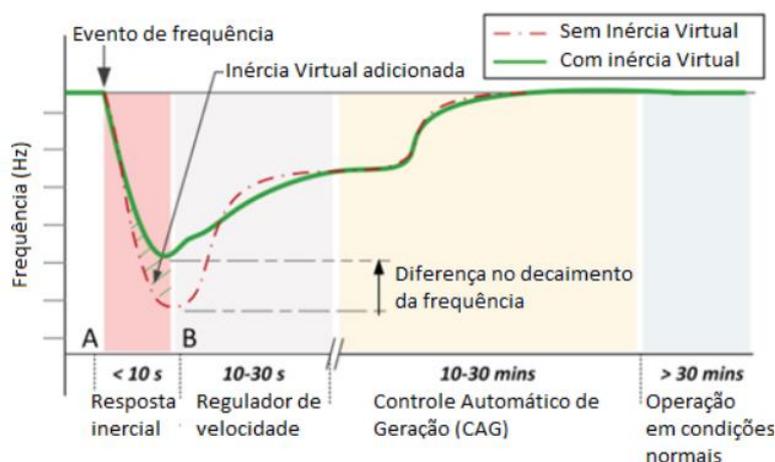
3.1 INÉRCIA VIRTUAL

A inércia virtual (ou inércia sintética) é conhecida como uma parte inevitável dos sistemas de energia modernos com alta penetração de energia renovável. A tendência recente de pesquisa é orientada em diferentes métodos de emulação de inércia para aumentar a sustentabilidade do sistema (RAKSHANI e RODRÍGUES, 2016).

Existem inúmeras técnicas na literatura para implementação da inércia virtual, aplicadas em geral na geração eólica (ZANLORENSI e COSTA, 2021; HARISHA e JAYASANKAR, 2021). Basicamente, elas usam a eletrônica de potência para ajustar as ordens de potência dos conversores de interface com a rede elétrica. Dessa forma, parte da energia cinética dos rotores dos aerogeradores, por exemplo, pode ser utilizada para injetar energia elétrica na rede, ajudando a controlar a frequência.

A Figura 18 ilustra o comportamento da frequência elétrica da rede com e sem inércia virtual frente a uma perturbação.

Figura 18 – Resposta do sistema elétrico frente a um perturbação com e sem inércia virtual.



Fonte: SOUZA et al (2020).

Como é apresentado na Figura 18, a inércia virtual atua em um curto espaço de tempo e de forma autônoma, aumentando a estabilidade dinâmica do sistema. A estratégia permite reduzir o RoCoF inicial e elevar a frequência mínima. No entanto conduz um retardo na recuperação da frequência, em função da necessidade da recomposição da velocidade do aerogerador. A inércia virtual também pode ter como base os sistemas de armazenamento conectados à rede por meio de conversores.

3.2 MÁQUINAS SÍNCRONAS VIRTUAIS (VSM)

A ideia por trás do conceito VSM (do inglês, *Virtual Synchronous Machine*) é emular o comportamento essencial de uma máquina síncrona real controlando um conversor eletrônico de potência. Assim, qualquer implementação VSM contém, em maior ou menor grau, um modelo matemático de uma máquina síncrona (D'ARCO e SUUL, 2013).

O conceito VSM tem sido proposto como uma solução promissora para combater a inércia reduzida presente nas redes futuras. Uma das principais motivações para aplicar o controle baseado em VSM é obter uma estratégia para emular o efeito da inércia (inércia virtual) das máquinas síncronas tradicionais, sem ter que aguardar a frequência cair para começar a atuar, como é o caso da inércia virtual.

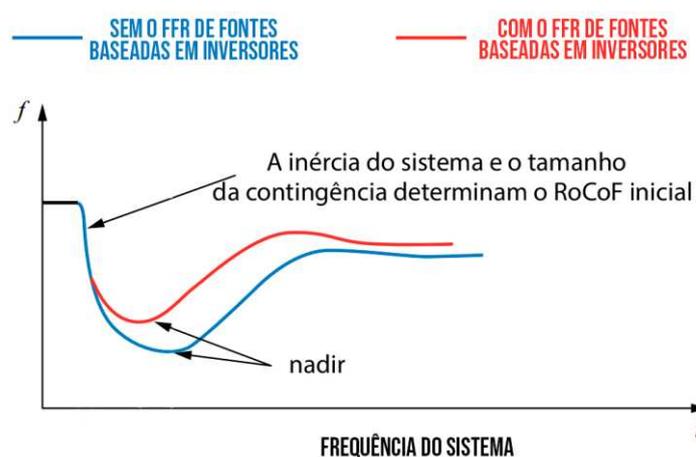
A principal diferença entre a tecnologia VSM e os controle relativos à inércia virtual é que, enquanto os controladores da inércia virtual dependem da queda da frequência do sistema

elétrico para atuar, os conversores VSM podem controlar ativamente o fluxo de energia e emular continuamente o comportamento de uma máquina síncrona, mesmo nos instantes iniciais do distúrbio. Isso permite que a tecnologia VSM forneça um suporte mais rápido e eficaz à estabilidade do sistema elétrico, sem depender de quedas de frequência para iniciar sua atuação.

3.3 REPOSTA DE FREQUÊNCIA RÁPIDA

O termo resposta de frequência rápida ou FFR (do inglês, *Faster Frequency Response*) é a contribuição controlada de energia elétrica de uma unidade geradora ou usina de energia que responde rapidamente às mudanças de frequência. O objetivo é o de minimizar o desequilíbrio de potência no sistema, adicionando ou subtraindo, energia, e contribuindo para reduzir as variações de frequência (SU et al, 2020). A Figura 19 ilustra o comportamento da frequência elétrica da rede com FFR frente a uma perturbação.

Figura 19 – Resposta do sistema elétrico frente a uma perturbação com e sem FFR.



Fonte: Adaptado de SU et al (2020).

O nadir melhora quando o FFR é fornecido, conforme é apresentado na Figura 19. Ressalta-se que o FFR pressupõe a existência de uma reserva de potência na fonte renovável. Essa reserva pode ser obtida operando a usina abaixo da máxima potência disponível em determinado instante, correspondente a condições de vento ou luminosidade. Embora essa estratégia possa resultar em desotimização energética, a estratégia é eficaz sob o ponto de vista

elétrico. Alternativamente, podem ser empregados sistemas de armazenamento combinados com as usinas eólicas ou fotovoltaicas.

3.4 CONVERSORES SEGUIDORES DE REDE (*GRID FOLLOWING*) E FORMADORES DE REDE (*GRID FORMING*)

Atualmente os inversores em serviço são predominantemente controlados no modo GFL (do inglês, *Grid Following*). Eles têm características bastante diferentes dos geradores síncronos. Eles dependem da sincronização rápida com a rede para controlar suas saídas de corrente ativa e reativa. Ou seja, os conversores GFL têm uma referência de potência ativa e reativa a ser perseguida e se adaptam às condições de tensão (módulo e ângulo) da barra de conexão para que possam injetar os valores de potência desejados. Se os GFL não podem se manter sincronizados durante eventos na rede, eles são incapazes de manter saídas controláveis e estáveis. Por outro lado, os controles por GFM (do inglês, *Grid Forming*) estão sendo desenvolvidos e se tornando comercialmente disponíveis. Eles podem ser projetados para satisfazer os requisitos essenciais do sistema elétrico, que as máquinas síncronas atendem. O principal objetivo do GFM é manter uma tensão interna fixa. A tensão interna mantida constante no período subtransitário, diante a momentos críticos, permite que os geradores, conectados à rede por conversores eletrônicos, respondam imediatamente às mudanças no sistema externo, dessa forma, mantendo a estabilidade e o controle. Os GFM são capazes de definir a frequência de operação, sem a necessidade de uma máquina síncrona.

3.5 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO EM BATERIAS

O BESS (do inglês, *Battery Energy Storage System*) é um sistema de armazenamento de energia baseado em baterias, que pode ser muito eficaz para o gerenciamento de demanda de energia elétrica em sistemas com alta penetração de energias renováveis. A possibilidade de armazenar a energia excedente das fontes renováveis eólica/fotovoltaica, é muito importante para o futuro com essas fontes.

Os BESSs são capazes de reagir às demandas da rede quase instantaneamente, mas também têm a capacidade de funcionar por períodos mais longos e possuem uma ampla gama de capacidades de armazenamento de energia (LAWDER et al, 2014).

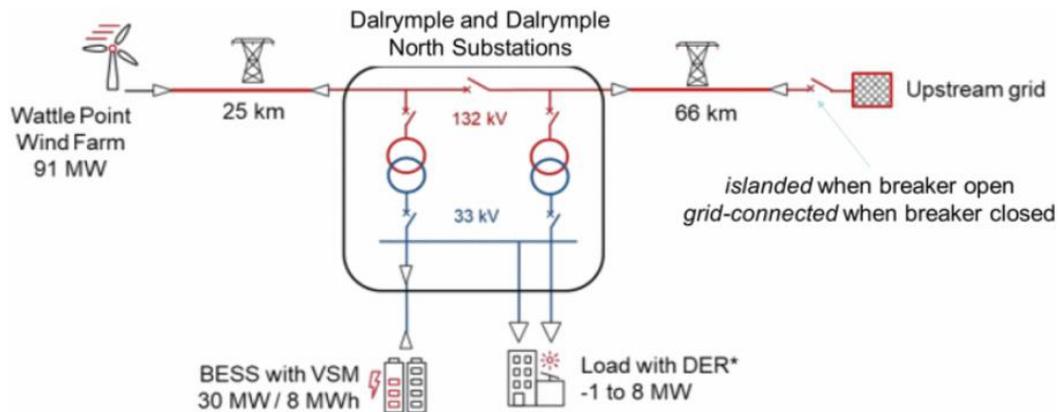
A combinação de um controle GFM em um BESS com automação inteligente permitiria ter um sistema com 100% de geradores por inversores. O funcionamento de um GFM BESS foi demonstrado em uma grande microrrede renovável no sul da Austrália (projeto ESCRI-SA Dalrymple), conforme a seguir.

O Dalrymple Battery Energy Storage System (BESS) (também conhecido como ESCRI-AS) é um conjunto de baterias (30 MVA / 8 MWh) presente em uma microrrede no sul da Austrália, instalado ao lado da subestação Dalrymple. Ele é um GFM BESS (Sistema de armazenamento em baterias com controle Grid Forming) e sua função é fornecer maior confiabilidade e estabilidade à rede elétrica na Península de Yorke, no sul da Austrália.

O Dalrymple BESS está em uma rede de média tensão de 33 kV no final de um longo alimentador radial de 132 kV na Península de Yorke. O alimentador de 132 kV interconecta o Parque Eólico Wattle Point de 91 MW com o resto da rede estadual do sul da Austrália, bem como várias cidades na península. Combinadas, as cidades têm uma carga de pico nativa de cerca de 8 MW e hospedam mais de 3 MW de geração solar fotovoltaica incorporada na rede, principalmente em telhados ou de outra forma no sistema de distribuição. Antes do comissionamento do BESS, a península apresentava de 4 a 5 interrupções não planejadas por ano devido a frequentes interrupções a serviço da única linha radial de abastecimento. Atualmente, quando é isolada do restante da rede estadual, toda a geração na microrrede vem de energia solar e eólica. A rede pode operar continuamente em 100% de geração renovável quando há recursos eólicos e solares adequados. O BESS foi estabelecido em uma nova subestação terminal, a subestação Dalrymple North (GLASSMIRE et al, 2021).

Na Figura 20 é apresentado o diagrama unifilar dos principais pontos dessa rede.

Figura 20 – Diagrama unifilar da rede onde está localizado o Dalrymple BESS.

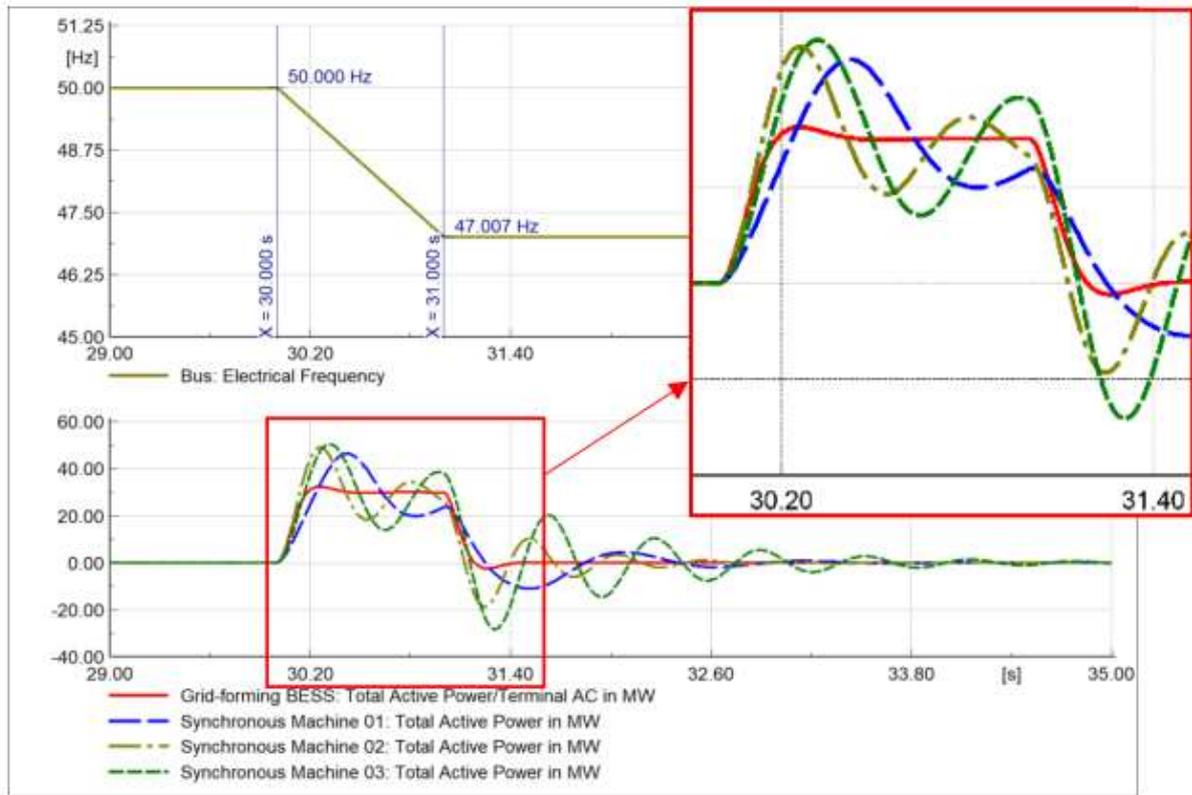


Fonte: GLASSMIRE et al (2021).

O projeto Dalrymple BESS mostrou como um GFM BESS pode fornecer uma variedade de serviços técnicos essenciais para apoiar a operação de alta penetração de energia renovável.

Na figura 21 é apresentada uma simulação comparando a resposta, após uma redução em rampa da frequência elétrica, da potência injetada pelo GFM BESS e a potência associada as máquinas síncronas.

Figura 21 – Simulação comparação a resposta do RoCoF entre o GFM BESS e máquinas síncronas mediante a um evento.



Fonte: CHEREVATSKIY et al (2020)

A resposta inercial apresentada na Figura 21, mostra que um GFM BESS pode responder de forma praticamente instantânea, emulando a resposta inercial de geradores síncronos.

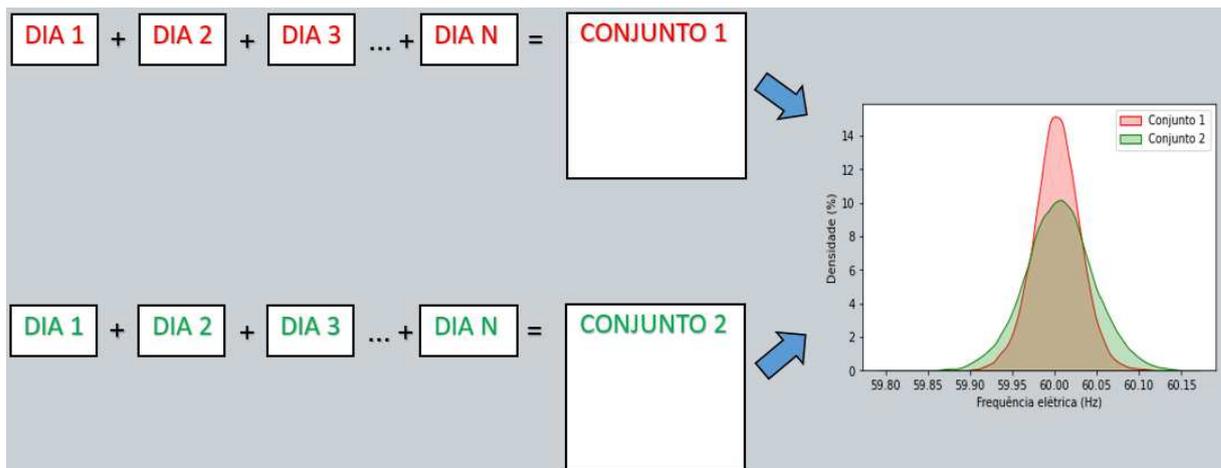
4 ANÁLISE DO DESEMPENHO DO CONTROLE DA FREQUÊNCIA NO SIN

Com o objetivo de analisar os impactos no SIN decorrentes da expansão das fontes de energia renováveis não convencionais, foram realizadas investigações para obter informações relativas ao desempenho do controle da frequência elétrica do SIN durante o ano de 2021. O trabalho se fundamenta na análise de dados de frequência elétrica relativos a dias selecionados, obtidas da PMU UFSC associada ao Projeto Medfasee-BT, visando correlacionar o comportamento do SIN com algumas condições operacionais, caracterizadas com base em dados de geração e carga disponibilizados pelo ONS.

4.1 FORMAÇÃO DOS HISTOGRAMAS

Os dados de frequência foram coletados para dias previamente selecionados, com base nos valores de carga e a geração eólica, tendo sido organizados em conjuntos de dados. A apresentação desses conjuntos de dados de frequência elétrica foi realizada por meio de histogramas, conforme a ilustração da Figura 22.

Figura 22 – Formação dos histogramas a partir do agrupamento de dados relativos aos dias selecionados.



Fonte: Autoria própria (2023).

Cada conjunto de dados está relacionado a condições específicas da operação do SIN, incluindo o período do dia, o mês, o número de geradores síncronos em operação, o montante de carga e de geração eólica. Os períodos dos dias que compartilham características similares

são agrupados em conjuntos para análise. As características de cada conjunto serão detalhadas ao longo deste capítulo.

4.2 ORIGEM DOS DADOS

Os dados de frequência utilizados neste trabalho foram obtidos por meio do aplicativo Medplot, disponibilizado no âmbito do Projeto MedFasee BT. O projeto contempla PMUs instaladas em diversas universidades do Brasil. Para a coleta dos dados para este trabalho, foi selecionada a PMU da UFSC. Vale ressaltar que, em condições normais, os valores de frequência registrados pela PMU da UFSC são muito semelhantes aos registrados pelas demais PMU no SIN, sendo representativos das frequências do SIN para a operação em regime permanente.

A taxa de amostragem utilizada na aquisição dos dados do PDC pode ser selecionadas entre as seguintes: 1 fasor por segundo (FPS), 10 FPS, 30 FPS ou 60 FPS. Após realizar testes comparativos, foi selecionada a taxa de 1 FPS para as análises apresentadas neste trabalho. A adoção de maior resolução na aquisição dos dados de frequência aumentou significativamente os tempos para processamento dos dados e não trouxe informações adicionais.

Os dados de carga e geração eólica do SIN, referentes ao ano de 2021, foram obtidos a partir do histórico de operação disponibilizado pelo site do ONS [26], e organizados em planilhas. Destaca-se que o ONS disponibiliza os dados de carga e geração em intervalos de uma hora. Na Figura 23 é apresentada uma ilustração da planilha utilizada para um período de 12h de dados.

Figura 23 – Trecho da planilha utilizada na pesquisa com os dados de carga, geração eólica e carga líquida do ano de 2021 para um período de 12h.

	A	B	C	D
1	DIA E HORA	CARGA (MW)	GERAÇÃO EÓLICA (MW)	CARGA LÍQUIDA (MW)
3	01/01/2021 01:00	58101,49699	8782,476	49319,02099
4	01/01/2021 02:00	57253,711	8456,919	48796,792
5	01/01/2021 03:00	55965,934	8292,687	47673,247
6	01/01/2021 04:00	54967,352	7960,405	47006,947
7	01/01/2021 05:00	52540,952	7713,091	44827,861
8	01/01/2021 06:00	49997,233	7198,549	42798,684
9	01/01/2021 07:00	49749,267	7262,035	42487,232
10	01/01/2021 08:00	50124,758	6567,036	43557,722
11	01/01/2021 09:00	50805,86	5545,019	45260,841
12	01/01/2021 10:00	51808,429	4862,754	46945,675
13	01/01/2021 11:00	52621,685	4544,124	48077,561
14	01/01/2021 12:00	52463,685	4614,857	47848,828

Fonte: Autoria própria (2023).

Observa-se que carga líquida, indicada na coluna D da Figura 23, é obtida por meio do cálculo da diferença entre os valores de carga e geração eólica para determinado horário. Ou seja, é uma estimativa da carga suprida pelos geradores síncronos e, como consequência, constitui uma estimativa do montante de geração síncrona em operação em determinado horário.

Além disso, vale destacar que a carga média do SIN em 2021 foi de 69.529 MW; o valor mínimo no ano foi de 47.628 MW e o valor máximo de 86.799 MW. Em relação ao valor médio da geração eólica do SIN em 2021, esta foi de 7.936MW. O valor máximo da geração eólica no ano foi de 14.801 MW; o mínimo de 1.010 MW.

Nas próximas seções são apresentados os resultados das investigações de oito conjuntos de dados. Cada conjunto de dados representa uma operação específica do SIN.

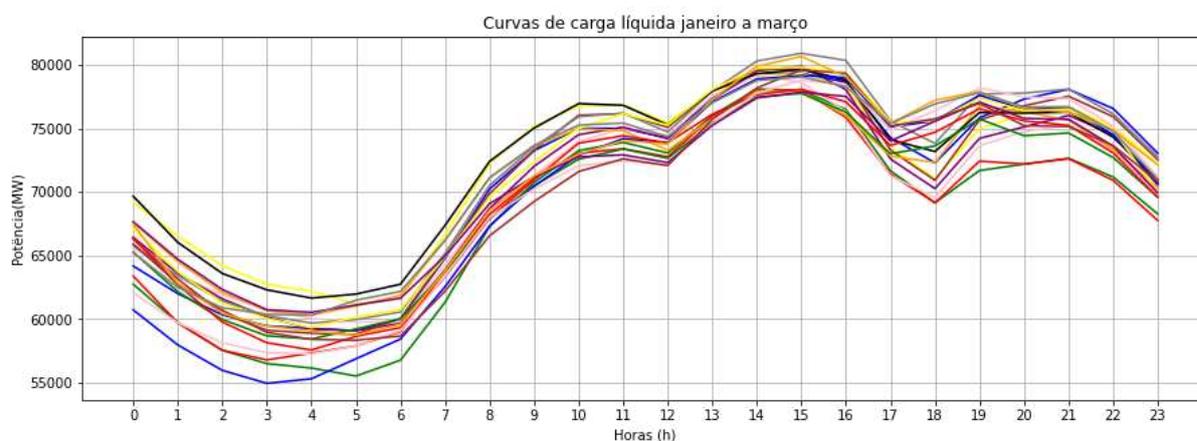
4.3 EFEITOS ASSOCIADOS AO NÚMEROS DE GERADORES SÍNCRONOS

Essa investigação tem como objetivo observar as eventuais diferenças na frequência elétrica entre períodos com mais geradores síncronos e menos geradores síncronos. O primeiro caso feito nessa direção tem como base a análise de dados de frequência elétrica correspondentes aos seguintes conjuntos de dados:

- Conjunto 1: Formado por dados de frequência elétrica correspondentes a períodos com maior número de geradores síncronos em operação no SIN. Para tanto, foram selecionados períodos com carga total elevada e menor geração eólica, condições observadas no período de 13 às 17h, em 19 dias de semana referentes aos meses de janeiro a março do ano 2021; e
- Conjunto 2: Formado por dados de frequência elétrica correspondentes a períodos com menor número de geradores síncronos em operação no SIN. Para tanto, foram selecionados períodos com carga total reduzida e maior geração eólica, condições observadas no período de 05 às 09h, em 19 dias de semana referentes aos meses de julho a novembro do ano 2021.

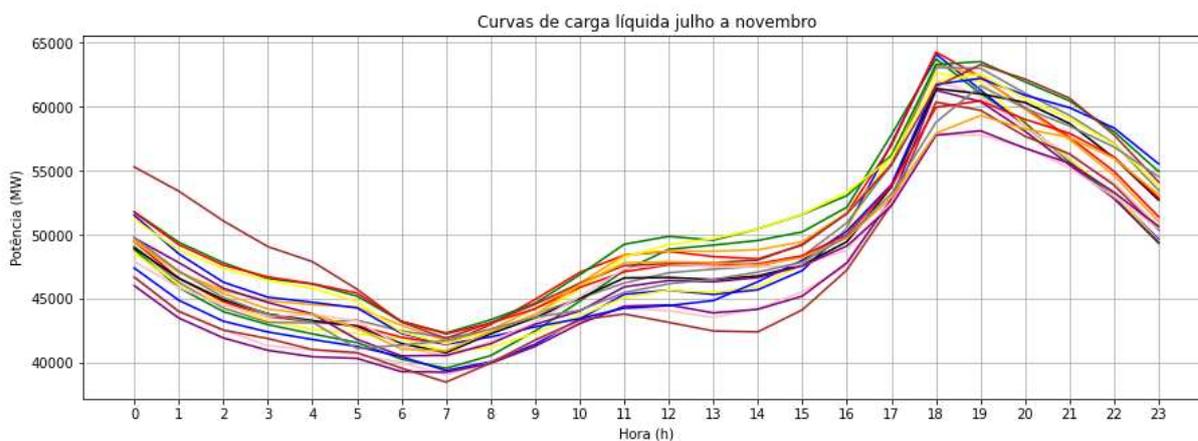
As curvas de carga líquida a ser suprida pela geração síncrona, aproximadas a partir da diferença entre a carga e geração eólica total no SIN, estão apresentadas na Figura 24 e na Figura 25, para os dias utilizados para a formação do Conjunto 1 e do Conjunto 2, respectivamente. Os valores máximos e mínimos de carga total e geração eólica observados nos períodos de 13 às 17h, para os dias referentes ao Conjunto 1, e 05 às 09h, para os dias referentes ao Conjunto 2, estão apresentados na Figura 22 e Figura 23.

Figura 24 – Curvas de carga líquida (carga total – geração eólica total) no SIN referentes aos dias utilizados para formação do conjunto 1 (maior número de geradores síncronos sincronizados).



Fonte: Autoria própria (2023).

Figura 25 – Curvas de carga líquida (carga total – geração eólica total) no SIN referentes aos dias utilizados para formação do conjunto 2 (maior número de geradores síncronos sincronizados).



Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 1 – Faixa de valores de carga e geração eólica para os conjuntos de dados 1 e conjunto 2.

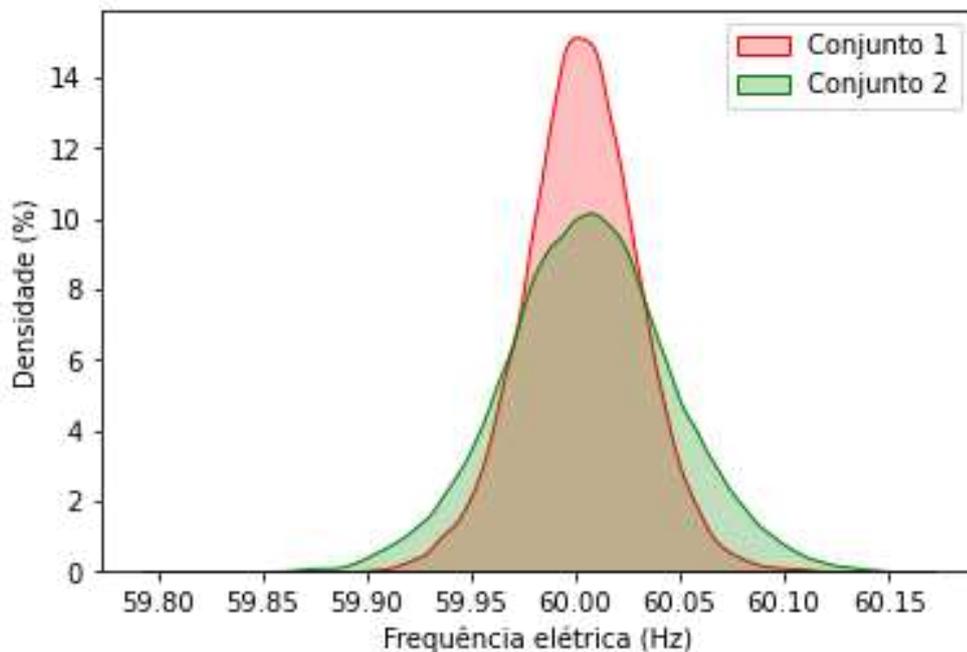
Conjunto 1 (maior número de geradores síncronos; 13 às 17h; janeiro a março de 2021)			
Valor	Carga (MW) [A]	Geração eólica (MW) [B]	Carga líquida (MW) [A-B] (Geradores Síncronos)
Mínimo	76.343	2.031	71.278
Médio	81.870	4.590	77.279
Máximo	86.482	7.750	80.906
Conjunto 2 (menor número de geradores síncronos; 05 às 09h; julho a novembro de 2021)			
Valor	Carga (MW) [A]	Geração eólica (MW) [B]	Carga líquida (MW) [A-B] (Geradores Síncronos)
Mínimo	47.628	8.142	38.517
Médio	52.386	10.308	42.078
Máximo	56.247	12.122	45.775

Fonte: Autoria própria (2023).

Observa-se que a contabilização aproximada da carga líquida atribuída à geração síncrona, correspondente às condições de operação relativas ao Conjunto 1, situa-se na faixa de 71 a 81 GW; para as condições relativas ao Conjunto 2, a carga líquida situa-se na faixa de 38,5 a 45,5 GW. Na média, a diferença entre os dois patamares de carga líquida é de aproximadamente 35 GW, diferença grande o suficiente para a observação de padrões específicos no comportamento da frequência elétrica, caso existam.

Na Figura 26, está apresentada a distribuição de valores de frequência elétrica (em Hz), obtidas por meio dos dados da PMU UFSC, a 1 FPS, para os dados relativos ao Conjunto 1 (maior número de geradores síncronos) e ao Conjunto 2 (menor número de geradores síncronos).

Figura 26 – Distribuição de valores de frequência elétrica (em Hz), obtida por meio de dados da PMU UFSC, a 1 FPS, para os conjuntos de dados 1 (maior número de geradores síncronos) e 2 (menor número de geradores síncronos).



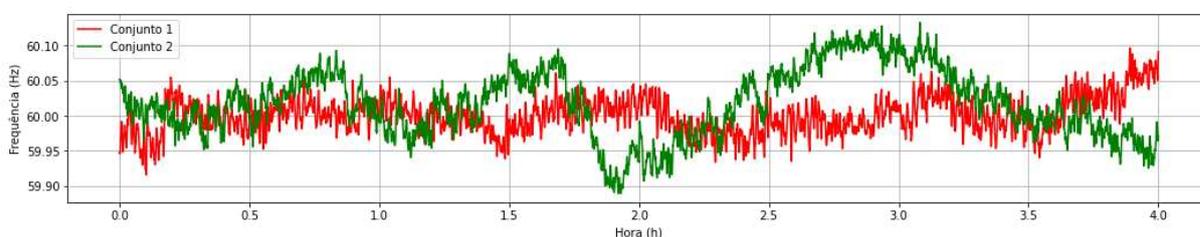
Fonte: Autoria própria (2023).

Como esperado, os dados de frequência elétrica correspondentes ao Conjunto 1 apresentam menor dispersão quando comparados aos dados relativos ao Conjunto 2. O desvio padrão para os dados do Conjunto 1 é de 29,7 mHz, contra 41,4 mHz para os dados do Conjunto 2, valor aproximadamente 40% superior àquele obtido com dados correspondentes ao Conjunto

1. Ressalta-se que resultados similares foram obtidos com dados de frequência a 10 FPS e, ainda, com dados da PMU da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE).

De forma a evidenciar a natureza das variações presentes nos sinais de frequência elétrica para alguns dos dias examinados, na Figura 27 está apresentada a frequência elétrica obtida pela PMU UFSC a 1 FPS, para os dias 02 de março de 2021 (entre 13 e 17h, componente do Conjunto 1) e 01 de agosto de 2021 (entre 05 e 09h, componente do Conjunto 2).

Figura 27 – Frequência elétrica a 1 FPS medida pela PMU UFSC, referente ao dia 02/03/2021 (13 às 17h, conjunto 1) e 01/08/2021 (05 às 19h, conjunto 2).



Fonte: Autoria própria (2023).

Para melhor entendimento dos fenômenos envolvidos, as variações da frequência elétrica apresentadas na Figura 27 podem ser avaliadas a partir de duas componentes principais: (i) a primeira contemplando as variações mais lentas, com período na faixa de vários minutos; e (ii) a segunda referente às variações um pouco mais rápidas, com período na faixa de dezenas de segundos.

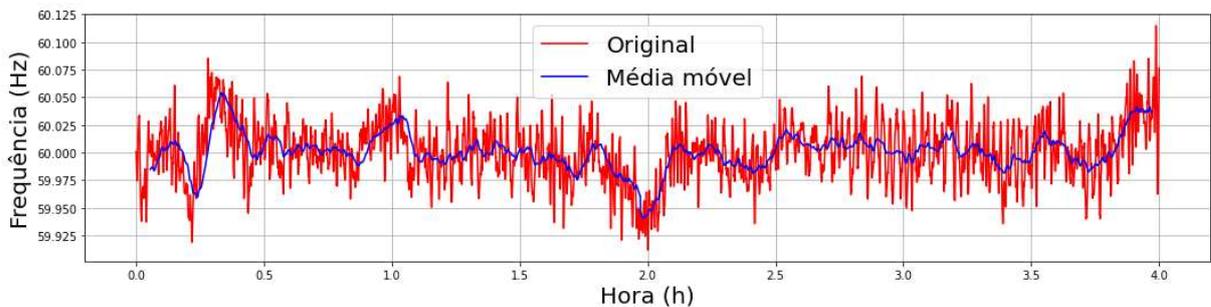
Em relação à primeira componente, pode-se observar na Figura 27 que a frequência elétrica correspondente ao dia 02 de março de 2021 (curva vermelha, Conjunto 1) esteve menos sujeita às variações mais lentas do sinal, com período na faixa de dezenas de minutos, em comparação com a frequência correspondente ao dia 01 de agosto de 2021 (curva verde, Conjunto 2). Este mesmo resultado foi observado para os demais dias que compõem o conjunto de dados, mesmo considerando maior resolução na obtenção dos dados (10 FPS) ou dados originados na PMU UFPE. Ressalta-se, ainda, que este resultado está coerente com aquele observado na Figura 26, por meio da distribuição estatística dos dados completos (com as duas componentes de variação consideradas) referentes aos 38 dias analisados (19 para cada conjunto de dados).

Em relação à segunda componente das variações, correspondentes às variações mais rápidas (na faixa de dezenas de segundos de período), observa-se na Figura 27 que a frequência

elétrica correspondente ao dia 02 de março de 2021 (curva vermelha, Conjunto 1) esteve sujeita a variações de maior amplitude em comparação com a frequência correspondente ao dia 01 de agosto de 2021 (curva verde, Conjunto 2). Tais constatações são contraintuitivas e para este fenômeno foram feitas novas investigações.

A fim de separar as duas componentes de frequência, foi empregado um filtro média móvel com janela de 200 amostras. Em seguida, gerou-se o sinal das componentes rápidas, subtraindo o sinal original do sinal filtrado. Para exemplificar essa etapa, na Figura 28 é apresentado o dia 02 de março de 2021 (referente ao conjunto 1) com a média móvel em azul.

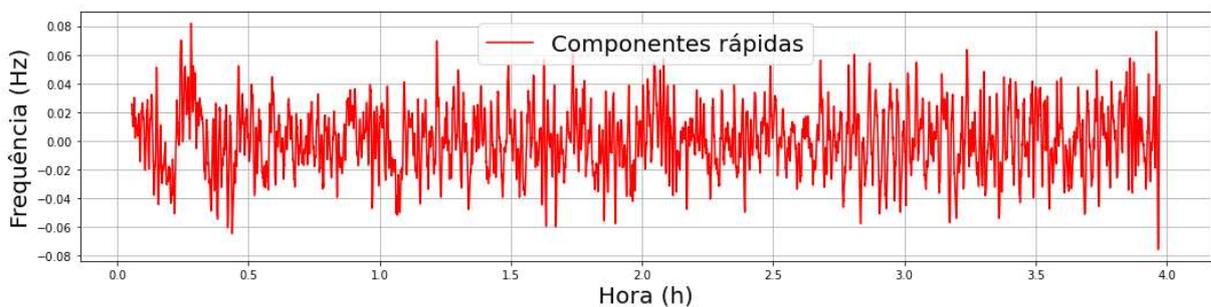
Figura 28 – Sinal original e filtro média móvel referente ao dia 02/03/2021 (13 às 17h, conjunto 1).



Fonte: Autoria própria (2023).

Na Figura 29, é apresentado o sinal resultante da diferença entre o sinal original (curva vermelha) e o sinal filtrado (curva azul), ou seja, o desvio da frequência elétrica referente às componentes rápidas do sinal original.

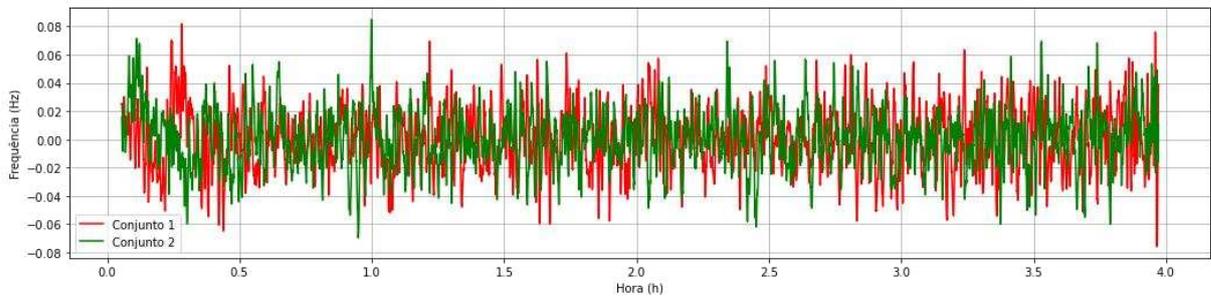
Figura 29 – Filtro média móvel referente ao dia 02/03/2021 (13 às 17h, conjunto 1).



Fonte: Autoria própria (2023).

Utilizou-se o mesmo procedimento descrito anteriormente para o dia 01 de agosto de 2021 (conjunto 2). Na Figura 30 é apresentado o resultado para ambos os dias.

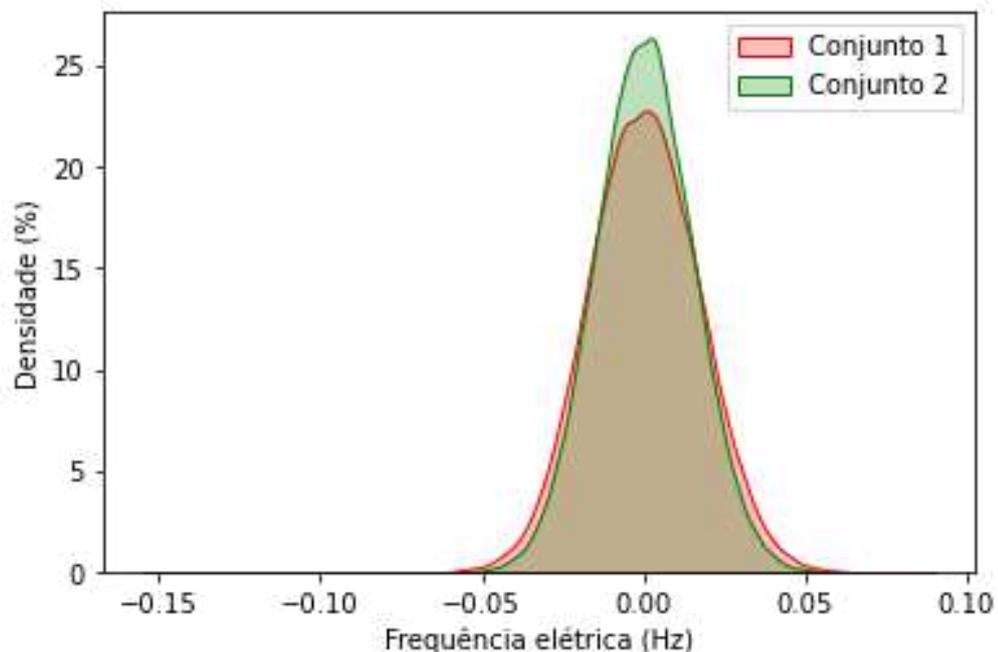
Figura 30 – Desvio de frequência elétrica, referente à componente 2, obtida após filtragem.



Fonte: Autoria própria (2023).

Aplicou-se o mesmo procedimento para os demais 36 dias de ambos os conjuntos, no total 38 dias (19 dias para cada conjunto). Na Figura 31 está apresentada a distribuição de valores de desvio de frequência elétrica (em Hz), obtida após filtragem dos sinais.

Figura 31 – Distribuição de desvios de valores de frequência elétrica (em Hz), referente à Componente 2, obtidas por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para o conjunto de dados 1 (maior número de geradores síncronos) e 2 (menor número de geradores síncronos).



Fonte: Autoria própria (2023).

Os resultados evidenciam que, avaliando-se apenas as componentes mais rápidas de frequência, o Conjunto 2 possui menor dispersão que o Conjunto 1, ao contrário dos resultados observados na Figura 26. O desvio padrão para o conjunto 1 é 17,74 mHz e para o conjunto 2 15,17 mHz, sendo o desvio padrão do conjunto 1 17% maior que o conjunto 2.

4.4 EFEITOS DA COMPOSIÇÃO DA GERAÇÃO

As investigações apresentadas na seção 4.1 foram realizadas com horários e patamares de carga distintos. Nas novas avaliações apresentadas a seguir, buscou-se minimizar os efeitos de tais discrepâncias, além de remover os efeitos da geração fotovoltaica. Portanto, a princípio, as principais diferenças entre as condições operacionais referente aos conjuntos de dados desse caso são a geração eólica e a época do ano (conjunto 3, fevereiro e março; conjunto 4, agosto e setembro).

Com o objetivo de selecionar dias com valores de carga dentro de uma faixa relativamente estreita, reduziu-se a faixa de observação utilizada para a formação dos conjuntos, de 4h para cada dia selecionado, adotadas para formação dos conjuntos 1 e 2, para 1h para cada dia selecionado, para a formação dos novos conjuntos de dados, sendo essa faixa de 1h entre os horários de 03 à 04h para todos os dias. Com isso, dois novos conjuntos de dados foram formados.

- Conjunto 3: Formado por dados de frequência elétrica correspondentes a períodos com baixa geração eólica, carga entre 59.608 MW e 64.014 MW, período de análise de 03 às 04h, em 10 dias de semana referentes aos meses de fevereiro e março do ano 2021; e
- Conjunto 4: Formado por dados de frequência elétrica correspondentes a períodos com alta geração eólica, carga entre 57.792 MW e 63.169 MW, período de análise de 03 às 04h, em 10 dias de semana referentes aos meses de agosto e setembro do ano 2021.

Os valores máximos e mínimos de carga total e geração eólica, para os dias referentes aos Conjuntos 3 e 4, estão apresentados na Tabela 2.

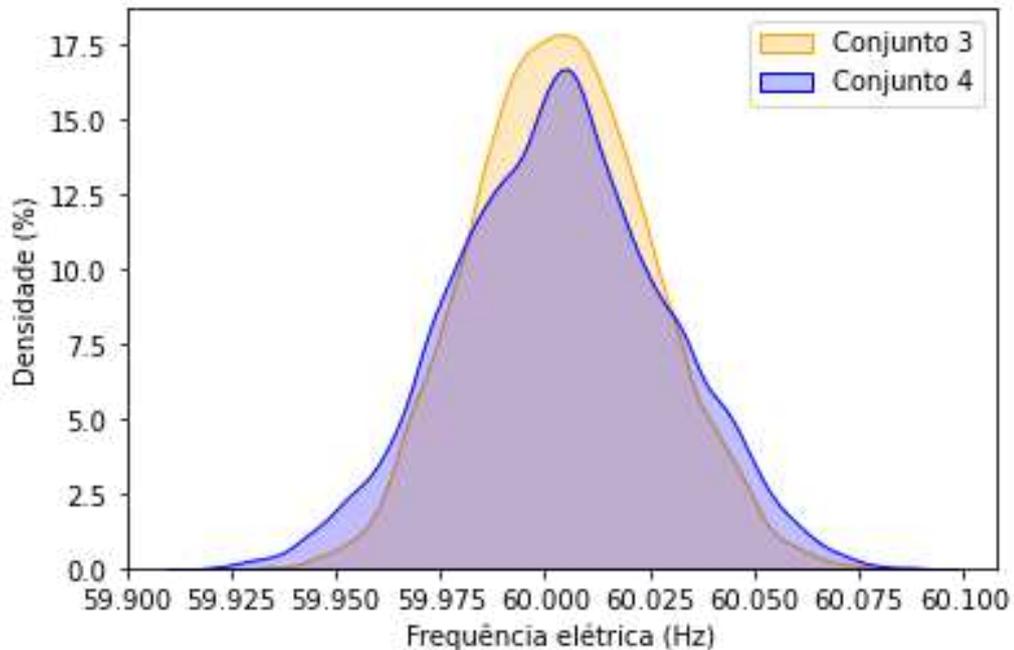
Tabela 2 – Faixa de valores de carga e geração eólica para os conjuntos de dados 3 e conjunto 4

Conjunto 3 (03 às 04h; fevereiro e março de 2021)			
Valor	Carga (MW) [A]	Geração eólica (MW) [B]	Carga líquida (MW) [A-B] (Geração Síncrona)
Mínimo	59.608	1.514	56.147
Médio	62.278	2.921	59.357
Máximo	64.014	3.821	60.667
Conjunto 4 (03 às 04h; agosto e setembro de 2021)			
Valor	Carga (MW) [A]	Geração eólica (MW) [B]	Carga líquida (MW) [A-B] (Geração Síncrona)
Mínimo	57.792	12.506	45.147
Médio	59.678	13.078	46.599
Máximo	63.169	13.613	49.556

Fonte: Autoria própria (2023).

Na Figura 32, está apresentada a distribuição de valores de frequência elétrica (em Hz), obtidas por meio dos dados da PMU UFSC, a 1FPS, para os dados relativos ao Conjunto 3 e ao Conjunto 4.

Figura 32 – Distribuição de valores de frequência elétrica (em Hz), obtida por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para os conjuntos de dados 3 (menor geração eólica) e 4 (maior geração eólica).

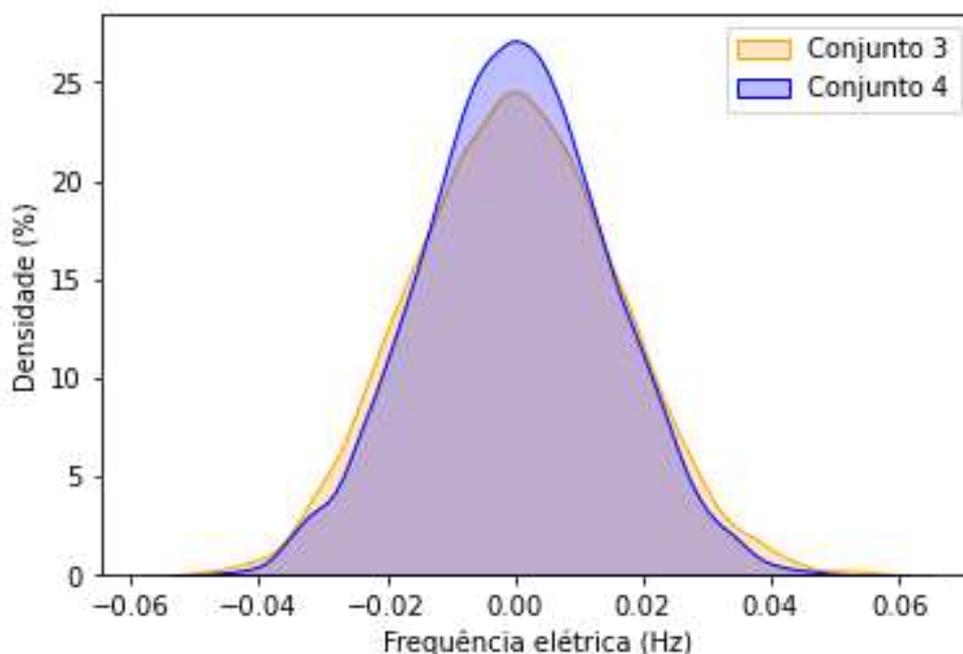


Fonte: Autoria própria (2023).

O conjunto 3 apresenta, na média, em torno de 12.758MW a mais de carga líquida que o conjunto 4. Novamente podemos verificar que o conjunto com maior geração síncrona obteve menor dispersão. O conjunto 3 teve desvio padrão de 21,70 mHz e o conjunto 4 teve desvio padrão de 25,80 mHz, valor aproximadamente 19% superior do conjunto 4 sobre o conjunto 3.

Na Figura 33, está apresentada a distribuição de valores de desvio de frequência elétrica (em Hz) contendo apenas as componentes mais rápidas da frequência elétrica, obtida após filtragem dos sinais dos conjuntos 3 e 4.

Figura 33 – Distribuição de valores de desvio de frequência elétrica (em Hz), das componentes rápidas, obtidas por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para o conjunto de dados 3 (menor geração eólica) e 4 (maior geração eólica).



Fonte: Autoria própria (2023).

Observa-se que o conjunto 4 possui menor dispersão que o conjunto 3, que é um resultado contrário àquela apresentada na Figura 32. O desvio padrão para os dados do Conjunto 3 é de 17,69 mHz, contra 14,32 mHz do Conjunto 4. O conjunto 3 possui desvio padrão aproximadamente 23% superior ao conjunto 4.

Com a faixa das cargas praticamente iguais e na mesma faixa de horário, o conjunto 3 e 4 demonstraram resultados equivalentes àqueles vistos nos conjuntos 1 e 2. Em ambos os cenários o conjunto com maior carga líquida (geração síncrona) ficou mais concentrado em torno do 60Hz. Quando observados apenas as componentes mais rápidas, o conjunto com menor carga líquida (geração síncrona) apresentou menor dispersão.

4.5 EFEITOS EM CENÁRIOS REFERENTES AO MESMO MÊS DO ANO

As comparações apresentadas em 4.1 e 4.2 foram entre épocas do ano diferentes. Para eliminar essa variável, novas investigações foram feitas. Para esses conjuntos procurou pegar em cada mês (conjunto 5 e 6, mês de agosto; conjunto 7 e 8, mês de março) os períodos de

maior e menor carga líquida (geração síncrona), sem a presença de geração fotovoltaica e com horizonte de tempo igual para cada patamar (03 às 04h para carga líquida menor e 19h às 20h para a carga líquida maior). Essa investigação tem como objetivo verificar as possíveis variações que podem surgir em determinada época do ano; além disso, verificar se os padrões vistos até o momento se mantêm quando vistos para diferentes cargas líquidas, para um mesmo período do ano.

Serão apresentados os conjuntos 5 e 6 que são do mês de agosto (mês com elevada geração eólica) e os conjuntos 7 e 8 que são do mês de março (mês com baixa geração eólica), como segue:

- Conjunto 5: Formado por dados de frequência elétrica correspondentes a períodos com alta geração eólica e carga pesada, período de análise de 19 às 20h, em 10 dias de semana referente ao mês de agosto do ano de 2021;
- Conjunto 6: Formado por dados de frequência elétrica correspondentes a períodos com alta geração eólica e carga leve, período de análise de 03 às 04h, em 10 dias de semana referente ao mês de agosto do ano de 2021;
- Conjunto 7: Formado por dados de frequência elétrica correspondentes a períodos com baixa geração eólica e carga pesada, período de análise de 19 às 20h, em 9 dias de semana referente ao mês de março do ano de 2021; e
- Conjunto 8: Formado por dados de frequência elétrica correspondentes a períodos com baixa geração eólica e carga leve, período de análise de 03 às 04h, em 9 dias de semana referente ao mês de março do ano de 2021.

Os valores máximos e mínimos de carga total e geração eólica, para os dias referentes aos Conjuntos 5, 6, 7 e 8, estão apresentados na Tabela 3.

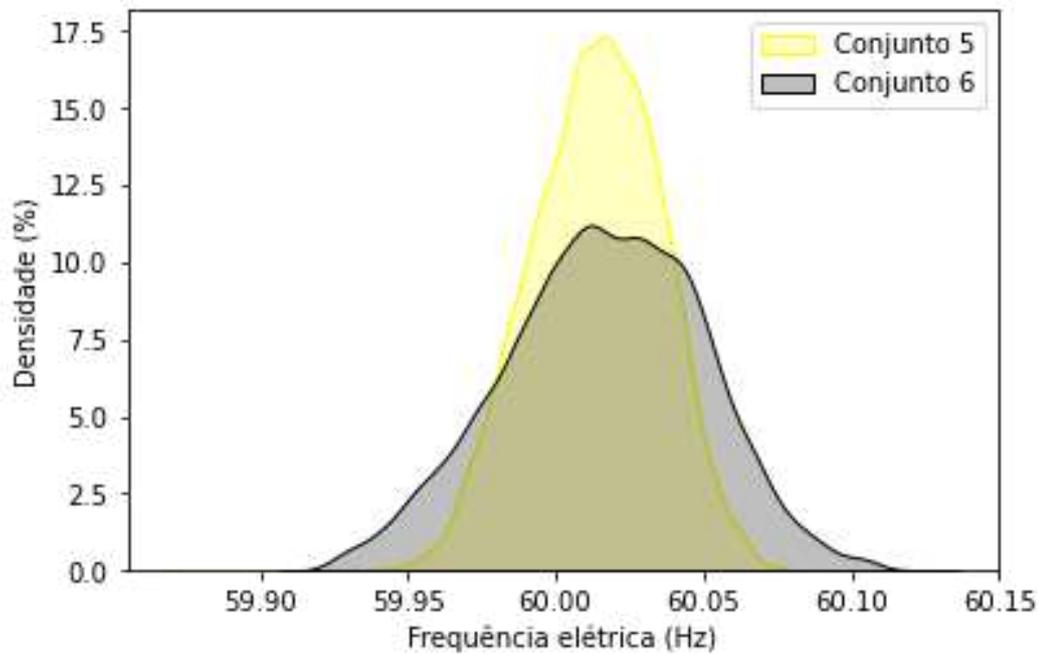
Tabela 3 – Faixa de valores de carga e geração eólica para os conjuntos de dados 5, conjunto 6, conjunto 7 e conjunto 8.

Conjunto 5 (19 às 20h; agosto de 2021)			
Valor	Carga (MW) [A]	Geração eólica (MW) [B]	Carga líquida (MW) [A-B]
Mínimo	78.557	10.000	68.130
Médio	80.742	11.471	69.270
Máximo	82.478	12.685	70.125
Conjunto 6 (03 às 04h; agosto de 2021)			
Valor	Carga (MW) [A]	Geração eólica (MW) [B]	Carga líquida (MW) [A-B]
Mínimo	52.281	11.149	40.999
Médio	55.961	12.065	43.895
Máximo	58.964	13.312	45.652
Conjunto 7 (19 às 20h; março de 2021)			
Valor	Carga (MW) [A]	Geração eólica (MW) [B]	Carga líquida (MW) [A-B]
Mínimo	79.970	2.327	76.552
Médio	82.160	4.703	77.457
Máximo	83.563	6.188	78.193
Conjunto 8 (03 às 04h; março de 2021)			
Valor	Carga (MW) [A]	Geração eólica (MW) [B]	Carga líquida (MW) [A-B]
Mínimo	58.704	3.460	53.871
Médio	61.389	6.642	54.746
Máximo	64.126	7.837	57.021

Fonte: Autoria própria (2023).

A distribuição de dados de frequência elétrica (em Hz) dos conjuntos 5 e 6, obtidas por meio dos dados da PMU UFSC, a 1 FPS, referentes ao mês de agosto, é apresentado na Figura 34.

Figura 34 – Distribuição de valores de frequência elétrica (em Hz), obtida por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para os conjuntos de dados 5 (maior carga líquida) e 6 (menor carga líquida).

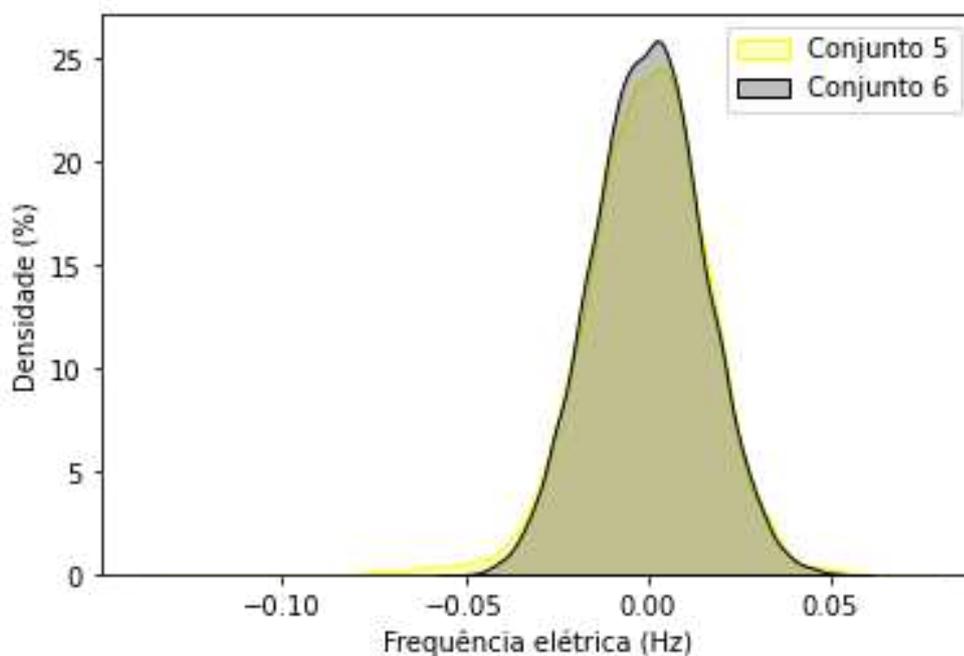


Fonte: Autoria própria (2023).

O conjunto 5 possui menor dispersão, com desvio padrão de 21,9 mHz, enquanto o conjunto 6 com maior dispersão apresenta um desvio padrão de 33,8 mHz, sendo o conjunto 6 aproximadamente 54% superior ao conjunto 5. Este resultado está de acordo com os outros cenários vistos.

Na Figura 35, é apresentado os sinais dos conjuntos 5 e conjunto 6 após a filtragem, obtendo assim apenas as componentes rápidas dos sinais de frequência.

Figura 35 – Distribuição de valores desvio de frequência elétrica (em Hz), das componentes rápidas, obtidas por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para o conjunto de dados 5 (maior carga líquida) e 6 (menor carga líquida).

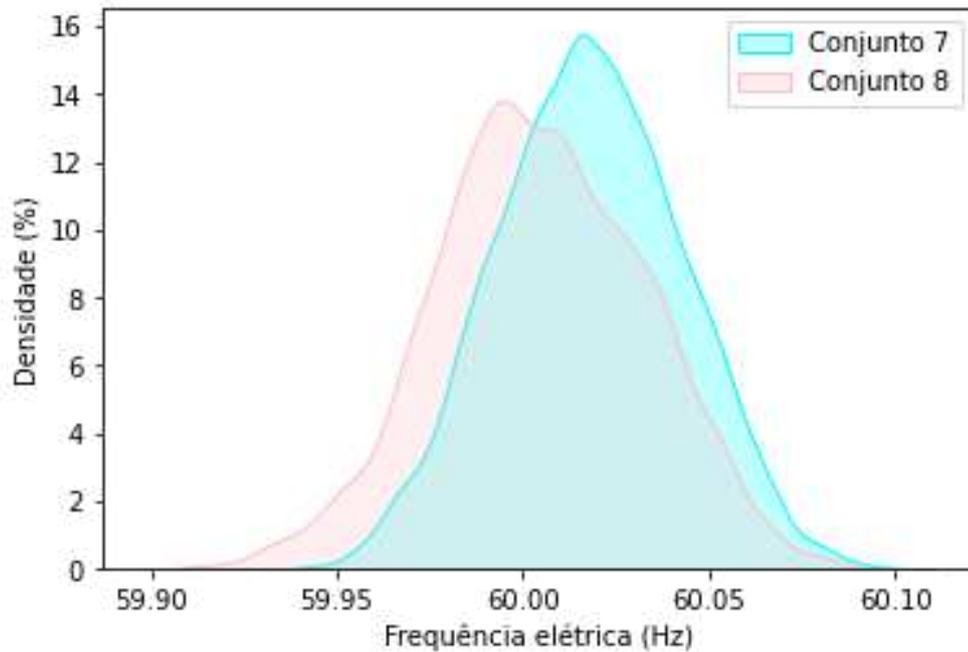


Fonte: Autoria própria (2023).

As componentes rápidas do conjunto 5 apresentou desvio padrão de 17,0 mHz e o conjunto 6 teve desvio padrão de 15,0 mHz, dessa forma, o desvio padrão do conjunto 5 é aproximadamente 13% superior ao conjunto 6, mantendo o padrão das outras investigações.

A distribuição de dados de frequência elétrica (em Hz) dos conjuntos 7 e 8, obtidas por meio dos dados da PMU UFSC, a 1 FPS, referentes ao mês de março, é apresentado na Figura 36.

Figura 36 – Distribuição de valores de frequência elétrica (em Hz), obtida por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para os conjuntos de dados 7 (maior geração síncrona) e 8 (menor geração síncrona).

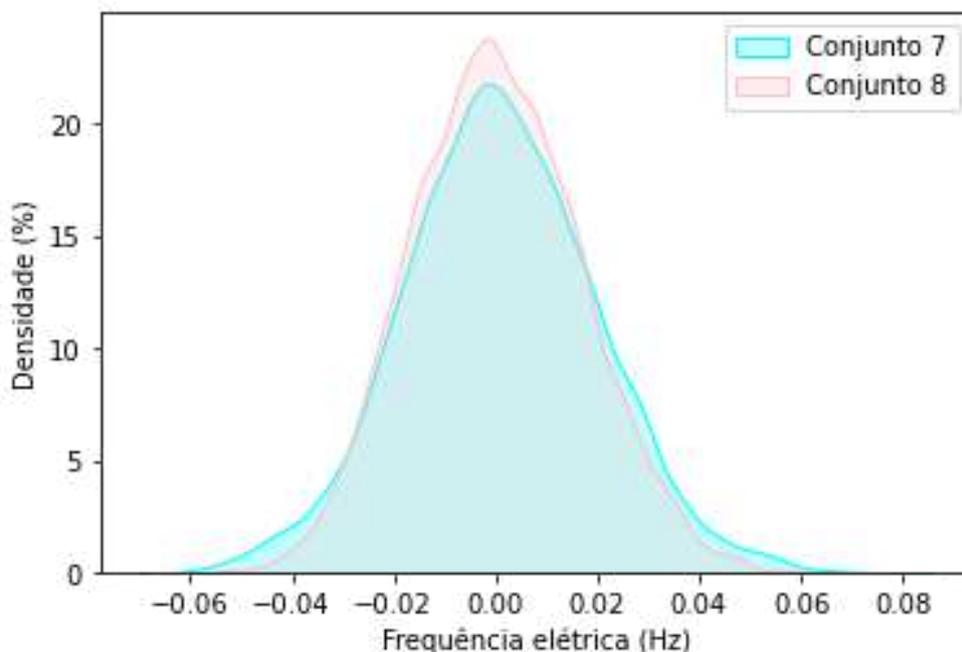


Fonte: Autoria própria (2023).

O conjunto 7 teve desvio padrão de 25,0 mHz enquanto o conjunto 8 teve 28,5 mHz, sendo 14% maior que conjunto 7. Pode-se verificar que apesar de uma diferença, na média, de aproximadamente 22GW na carga líquida entre os conjuntos, não se teve grandes variações no espalhamento da frequência.

Na Figura 37, são apresentados os sinais dos conjuntos 5 e conjunto 6 após a filtragem, obtendo assim apenas as componentes rápidas dos sinais de frequência.

Figura 37 – Distribuição de valores de desvio de frequência elétrica (em Hz), das componentes rápidas, obtidas por meio da PMU UFSC, a 1 FPS, para o conjunto de dados 7 e 8.



Fonte: Autoria própria (2023).

Observa-se que o conjunto 8 teve menor dispersão com desvio padrão de 14,0 mHz enquanto o conjunto 7, aproximadamente 18% maior, teve desvio padrão de 16,5 mHz.

4.6 COMENTÁRIOS E CONSTATAÇÕES

As investigações para os vários cenários trazem pontos interessantes. Foi possível confirmar que, de fato, com menor número de geradores síncronos em operação resulta na degradação do controle da frequência elétrica. Tal degradação estaria associada à redução da inércia e a redução de geradores participantes da regulação primária.

Por outro lado, quando olhamos apenas para as componentes rápidas das variações de frequência elétrica, com período na faixa de dezenas de segundos, foi constatado resultados contraintuitivos, com a distribuição de frequência menos dispersa para os conjuntos com menos geradores síncronos ligados à rede. Este comportamento pode estar associado à disponibilidade de reserva girante, que pode apresentar valor por máquina inferior em situações em que há muitos geradores síncronos em operação, o que coincide com períodos de maior carga no

sistema elétrico. De fato, nos períodos de menor carga, pode ser necessária a sincronização de máquinas adicionais para atender a questões de natureza elétrica, por exemplo, relacionadas ao controle de tensão, o que pode ampliar os montantes de reserva disponíveis em cada gerador.

Na sequência serão apresentados os resumos dos resultados vistos neste capítulo.

Tabela 4 – Resumo dos resultados para o cenário 1.

Conjunto	1	2	[2 – 1]
Desvio padrão (mHz)	29,7	41,4	+39,39 %
Desvio padrão componentes rápidas (mHz)	17,74	15,17	- 16,94 %
Carga média (MW)	81.870	52.386	-29.484
Geração eólica (MW)	4.590	10.308	+5.718
Carga líquida média (MW)	77.279	42.078	-35.201

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 5 – Resumo dos resultados para o cenário 2.

Conjunto	3	4	[4 -3]
Desvio padrão (mHz)	21,7	25,8	+18,89 %
Desvio padrão componentes rápidas (mHz)	17,69	14,32	-23,53 %
Carga média (MW)	62.278	59.678	-2.600
Geração eólica (MW)	2.921	13.078	+10.157
Carga líquida média (MW)	59.357	46.599	-12.738

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 6 – Resumo dos resultados para o cenário 3.

Conjunto	5	6	[6 – 5]
Desvio padrão (mHz)	21,9	33,8	+54,38 %
Desvio padrão componentes rápidas (mHz)	17	15	-13,33 %
Carga média (MW)	80.742	55.961	-24.781
Geração eólica (MW)	11.471	12.065	+594
Carga líquida média (MW)	69.270	43.895	-25.375

Fonte: Autoria própria (2023).

Tabela 7 – Resumo dos resultados para o cenário 4

Conjunto	7	8	[8 – 7]
Desvio padrão (mHz)	25	28,5	+14 %
Desvio padrão componentes rápidas (mHz)	16,5	14	-17,86 %
Carga média (MW)	82.160	61.389	-20.771
Geração eólica (MW)	4.703	6.642	+1939
Carga líquida média (MW)	77.457	54.746	-22.711

Fonte: Autoria própria (2023).

5 CONCLUSÃO

O trabalho teve como objetivo o estudo do desempenho do controle da frequência elétrica do SIN para condições de operação específicas. Para esse fim, foram feitas investigações utilizando como fonte os dados de carga e geração do SIN disponibilizados pelo ONS e os dados de frequência elétrica adquiridos por PMUs instaladas no âmbito do projeto Medfasee-BT, à taxa de 1 medida por segundo.

A análise dos dados indicou que os registros de frequência elétrica do SIN apresentam maior dispersão nos períodos em que há mais geração eólica no sistema e, como consequência, menor número de geradores síncronos em operação. Tal resultado era esperado e foi observado para diferentes patamares de carga e composições de geração no SIN, considerando diferentes meses do ano.

Para melhor entendimento dos fenômenos envolvidos, as variações da frequência elétrica foram também avaliadas a partir de duas componentes principais: (i) a primeira contemplando as variações mais lentas, com período na faixa de vários minutos; e (ii) a segunda referente às variações um pouco mais rápidas, com período na faixa de dezenas de segundos.

Em relação à primeira componente, correspondente às variações mais lentas da frequência, obteve-se o resultado esperado, ou seja, maior dispersão dos valores nos períodos em que há mais geração eólica e menor número de geradores síncronos em operação. No entanto, resultado inverso foi observado para as variações mais rápidas da frequência. Neste caso, maiores dispersões foram observadas nos períodos com menor geração eólica e maior número de geradores síncronos em operação. Tal resultado, considerado contraituitivo e que merece aprofundamento, foi observado para diferentes patamares de carga e composições de geração no SIN, considerando diferentes meses do ano.

Na condição atual do SIN, considerando a composição da matriz de geração atual, não se observa degradação do desempenho do controle da frequência no SIN. Contudo, em função das perspectivas de expansão da geração eólica e fotovoltaica no SIN, o tema merece ser acompanhado nos estudos de operação e planejamento. A Austrália, por exemplo, que apresenta uma grande quantidade de geradores eólicos e fotovoltaicos, está enfrentando dificuldades para manter bom desempenho do controle de frequência. Estão em discussão a utilização de tecnologias de armazenamento, a exemplo do projeto Dalrymple BESS. Este parece ser um dos caminhos para se ter um sistema elétrico seguro, com alta penetração de fontes renováveis baseadas em conversores eletrônicos.

Por fim, os resultados obtidos neste trabalho mostram que os sistemas de medição sincronizada de fasores é uma ferramenta muito importante para análise do desempenho do SIN. Por meio do aplicativo Medplot foi possível ter acesso a dados representativos da operação do SIN, com origem em PMUs do Projeto MedFasee-BT, e dessa forma realizar as investigações desejadas.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Investigar os motivos para os resultados visto nas componentes rápidas das frequências elétricas encontrados nos conjuntos analisados. Realizar os estudos para outros anos e verificar se são equivalentes aos resultados deste trabalho (ano 2021).

REFERÊNCIAS

[1] EPE. **BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL BRAZILIAN ENERGY BALANCE**. Disponível em: < <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-675/topico-638/BEN2022.pdf> >.

[2] **ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico**. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: < http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20220715_Energia_eolica_registra_seu_primeiro_recorde_geracao_instantanea_do_ano.aspx > . Acesso em: 1 nov. 2022.

[3] **ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico**. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em < <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20211027-nordeste-registra-dois-recordes-de-geracao-solar.aspx> > . Acesso em: 1 nov. 2022.

[4] SOKOLOWSKI, P. **Primary Frequency Response Requirement**. AEMC. Disponível em: < https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2019-09/Primary%20frequency%20response%20rule%20changes%20-%20Consultation%20paper%20-%20FOR%20PUBLI..._1.pdf > Link. Acesso em: 5 Nov. 2022.

[5] **Energy Explained Frequency Control**. Aemo. Disponível em: < <https://aemo.com.au/learn/energy-explained/energy-101/energy-explained-frequency-control> > . Acesso em: 3 nov. 2022.

[6] HATZIARGYRIOU, Nikos; MILANOVIC, Jovica; RAHMANN, Claudia; *et al.* Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 36, n. 4, p. 3271–3281, 2021. Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/9286772> > . Acesso em: 10 nov. 2022.

[7] Kundur, P., **Power System Control and Stability**. ed. USA, EPRI-Power System Engineering Series McGraw-Hill Inc., 1994

[8] SOUZA, C. A. et al. **Uma Contribuição a Estabilidade de Frequência por Meio de Recursos Energéticos Distribuídos**, 2020.

[9] BRYANT, J. Et al. **Frequency control challenges in power systems with renewable power generation: An Autralian Perspective**. RMIT University. 2019.

[10] JUNIOR, E. Z. **Contribuição Para a Regulação de Frequência do Sistema Elétrico Através da Emulação de Inércia em Centrais Geradoras Eólicas**. UFSC. 2018

[11] ALMEIDA, L. P. **Análise do Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão**. UFRJ. 2004

[12] GUILLAMÓN, A. F. Et al. **Power System With High Renewable Energy Sources: A Review of Inertia and Frequency Control Strategies Over Time**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019.

[13] SU, Lining; QIN, Xiaohui; ZHANG, Shang; *et al.* Fast frequency response of inverter-based resources and its impact on system frequency characteristics. **Global Energy Interconnection**, v. 3, n. 5, p. 475–485, 2020. Disponível em: < <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2096511720301146?token=91ED8AB72120DEA00B1B74D3FC23460D1F1BD944AA48F9DCAF3D30C98886E1976495EB9F60E666AF3205928EED8073EA&originRegion=us-east-1&originCreation=20230123055429> >. Acesso em: 5 jan. 2023.

[14] CHEREVATSKIY, S; SPROUL, S; ZABIHI, S; *et al.* **Grid Forming Energy Storage System addresses challenges of grids with high penetration of renewables (A case study)**. [s.l.: s.n., s.d.]. Disponível em: < <https://www.electranet.com.au/wp-content/uploads/2021/02/CIGRE48-Grid-Forming-BESS-Case-Study-August-2020.pdf> >.

[15] GLASSMIRE, John; CHEREVATSKIY, Stanislav; ANTONOVA, Galina; *et al.* Using Virtual Synchronous Generators to Resolve Microgrid Protection Challenges. **2021 74th Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)**, 2021. Disponível em: < [https://ieeexplore.ieee.org/document/9429835?figureId=fig2#fig2%20\(GLASSMIRE,%20J.%20et%20al,%202021\)](https://ieeexplore.ieee.org/document/9429835?figureId=fig2#fig2%20(GLASSMIRE,%20J.%20et%20al,%202021)) >. Acesso em: 13 jan. 2023.

[16] LAWDER, Matthew T.; SUTHAR, Bharatkumar; NORTHROP, Paul W. C.; *et al.* Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications. **Proceedings of the IEEE**, v. 102, n. 6, p. 1014–1030, 2014. Disponível em: < https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6811152?casa_token=H19QF0CGx0gAAAAA:viMUeX6o7eemAkIIW77OOpYFGMsvJdshVVLnVGHGHWFTe2k6FP75vBMrQBhvjP0iZBPj6SVo-Q >. Acesso em: 13 jan. 2023.

[18] ERIKSSON, Robert; MODIG, Niklas ; ELKINGTON, Katherine. Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition. **IET Renewable Power Generation**, v. 12, n. 5, p. 507–514, 2017. Disponível em: < <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-rpg.2017.0370> >. Acesso em: 13 jan. 2023.

- [19] HARISHA, K ; JAYASANKAR, V N. Virtual Inertia Controller for the Grid Interfacing Inverter of Wind Energy System. **2021 Asian Conference on Innovation in Technology (ASIANCON)**, 2021. Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/9544950/authors#authors> >. Acesso em: 13 jan. 2023.
- [20] SAKIMOTO, K.; MIURA, Y. ; ISE, T. Stabilization of a power system with a distributed generator by a Virtual Synchronous Generator function. **8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia**, 2011. Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/5944492/authors#authors> >. Acesso em: 13 jan. 2023.
- [21] FRACK, Pablo F.; MERCADO, Pedro E. ; MOLINA, Marcelo G. Extending the VISMA concept to improve the frequency stability in Microgrids. **2015 18th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP)**, 2015. Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7325530/authors#authors> >. Acesso em: 13 jan. 2023.
- [22] RAKHSHANI, Elyas ; RODRIGUEZ, Pedro. Inertia Emulation in AC/DC Interconnected Power Systems Using Derivative Technique Considering Frequency Measurement Effects. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 5, p. 3338–3351, 2017. Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/document/7797125/authors#authors> >. Acesso em: 13 jan. 2023.
- [23] D'ARCO, Salvatore ; SUUL, Jon Are. Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids. **2013 IEEE Grenoble Conference**, 2013. Disponível em: < <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6652456/authors#authors> >. Acesso em: 13 jan. 2023.
- [24] WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F., **Power Generation, Operation, and Control**. Second edition, 1996.
- [25] ZANLORENSI, E.; COSTA, S., **Contribuição da Inércia Sintética para a Regulação de frequência de Sistemas Elétricos de Potência**, 2021.
- [26] **ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico**. ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: < <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais> >. Acesso em: 13 jan. 2023.