



MÉTODO ADAPTATIVO DE CORTE DE CARGA EM REDES DE ENERGIA
ELÉTRICA COM GERAÇÃO CONECTADA POR INVERSORES E SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO

Samuel Souza da Silva Júnior

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Rio de Janeiro
Outubro de 2021

MÉTODO ADAPTATIVO DE CORTE DE CARGA EM REDES DE ENERGIA
ELÉTRICA COM GERAÇÃO CONECTADA POR INVERSORES E SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO

Samuel Souza da Silva Júnior

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

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Aprovada por: Prof^a. Tatiana Mariano Lessa de Assis

Prof. Glauco Nery Taranto

Dr. Thiago José Masseran Antunes Parreiras

Prof. João Alberto Passos Filho

Prof. Rodrigo Andrade Ramos

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

OUTUBRO DE 2021

Silva Júnior, Samuel Souza da

Método Adaptativo de Corte de Carga em Redes de Energia Elétrica com Geração Conectada por Inversores e Sistemas de Armazenamento/ Samuel Souza da Silva Júnior – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

XVIII, 107 p. il.; 29,7 cm

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2021.

Referências Bibliográficas: p. 92-95.

1. Método adaptativo de corte de carga. 2. Proteção de subfrequência. 3. Sistemas de armazenamento. I. Assis, Tatiana Mariano Lessa de. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Para meus pais, Samuel e Maria, e meu amor, Danielle, por tudo que sentem por mim.

Agradecimentos

Aos meus pais, Samuel e Maria, os principais responsáveis pelas minhas conquistas. Sem o amor e o apoio de vocês nada disso seria possível.

À minha esposa, Danielle, pelo amor, compreensão e companheirismo ao longo de todas as etapas da minha vida acadêmica. Agradeço por estarmos juntos em todos os momentos. Obrigado por me proporcionar as maiores alegrias da minha vida.

Às minhas cunhadas, Juliana, Camila e Thamires pelo companheirismo ao longo do desenvolvimento desta tese.

À minha orientadora, professora Tatiana Assis, pelo imenso privilégio de sua orientação. Muito obrigado pelas discussões e sugestões para o enriquecimento deste trabalho e, principalmente, por ter me acompanhado durante toda minha formação sendo o melhor exemplo possível de profissionalismo e de capacidade técnica.

A todos os professores do DEE/POLI e PEE/COPPE da UFRJ, que contribuíram com a minha formação. Em especial, aos professores Glauco Taranto, Sebastião Oliveira, Antonio Lima e Robson Dias pelos ensinamentos, discussões, conselhos e oportunidades ao longo da minha formação.

Às amigas construídas ao longo da graduação, mestrado e doutorado por me apoiarem de forma direta, ou indireta, na realização deste trabalho. Sou extremamente grato por ter cultivado tantas boas relações.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro ao longo do desenvolvimento desta tese.

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

MÉTODO ADAPTATIVO DE CORTE DE CARGA EM REDES DE ENERGIA
ELÉTRICA COM GERAÇÃO CONECTADA POR INVERSORES E SISTEMAS DE
ARMAZENAMENTO

Samuel Souza da Silva Júnior

Outubro/2021

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho propõe uma metodologia adaptativa de alívio de carga por subfrequência. Entendem-se como métodos adaptativos de alívio de carga, esquemas que buscam limitar a rejeição de carga para impedir o afundamento crítico de frequência. O método proposto se mostra adequado para sistemas com alta penetração de fontes renováveis e sistemas de armazenamento. Para tanto, o método considera características como a resposta inercial sintética e o limite de capacidade dos sistemas de armazenamento. Adicionalmente, a abordagem apresentada combina em uma única estratégia, recursos de outras metodologias adaptativas, apresentadas anteriormente na literatura. Diferentes cenários, de uma versão modificada do sistema IEEE *New England*, são utilizados para avaliar o desempenho do método proposto em comparação com outras metodologias de alívio de carga. Os resultados mostram que com a abordagem proposta é possível obter uma melhor estimativa do déficit de potência, levando a um corte de carga mais adequado ao sistema.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

ADAPTIVE METHOD OF LOAD SHEDDING IN ELECTRIC POWER NETWORKS
WITH GENERATION CONNECTED BY INVERTERS AND STORAGE SYSTEMS

Samuel Souza da Silva Júnior

October/2021

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

This work proposes an adaptive underfrequency load shedding methodology. Adaptive load shedding methods are understood to be schemes that seek to limit load shedding to prevent critical frequency sag. The proposed method is suitable for systems with high penetration of renewable sources and storage systems. Therefore, the method considers characteristics such as the synthetic inertial response and the limited capacity of storage systems. Additionally, the presented approach combines in a single strategy, features from other adaptive methodologies, previously presented in the literature. Different scenarios, from a modified version of the IEEE New England system, are used to evaluate the performance of the proposed method in comparison with other load shedding methodologies. The results show that with the proposed approach it is possible to obtain a better estimate of the power deficit, leading to a load shed that is more adequate to the system.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	XI
LISTA DE TABELAS.....	XIV
LISTA DE SIGLAS.....	XV
LISTA DE SÍMBOLOS	XVI
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 MÉTODOS ADAPTATIVOS DE ALÍVIO DE CARGA	3
1.2 OBJETIVOS.....	5
1.3 ARTIGOS RESULTANTES DA PESQUISA.....	6
1.4 ESTRUTURA DO DOCUMENTO	6
CAPÍTULO 2 COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA NOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....	8
2.1 RESPOSTA CLÁSSICA DA FREQUÊNCIA DA REDE ELÉTRICA	9
2.1.1 Resposta Inercial	10
2.1.2 Regulação Própria	11
2.1.3 Controle Primário de Frequência.....	12
2.1.4 Outras Etapas de Regulação	12
2.1.5 Esquema de Alívio de Carga	13
2.2 IMPACTO DA ALTA PENETRAÇÃO DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS SEM INÉRCIA	14
2.3 IMPACTO DA ALTA PENETRAÇÃO DE DISPOSITIVOS ARMAZENADORES COM CONTROLE DE FREQUÊNCIA.....	15
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS	17
CAPÍTULO 3 PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE ALÍVIO DE CARGA POR SUBFREQUÊNCIA PROPOSTA.....	18
3.1 ESTIMAÇÃO INICIAL DO DÉFICIT DE POTÊNCIA	19
3.1.1 Modelo para Estimação do Déficit de Potência.....	19
3.1.2 Frequência de Centro de Inércia pelo Método do Divisor de Frequência	20
3.1.3 Impacto da Natureza da Carga	25
3.2 IMPACTOS DAS FONTES CONECTADAS POR INVERSORES E DISPOSITIVOS ARMAZENADORES.....	27
3.2.1 Imprecisão da Inércia Equivalente	28

3.2.2	Contabilização de Dispositivos Armazenadores	29
3.2.3	Atualização do Déficit de Potência	31
3.3	DISTRIBUIÇÃO DO ALÍVIO DE CARGA	31
3.3.1	Cálculo das Sensibilidades de Geração	32
3.3.2	Cálculo das Sensibilidades da Frequência.....	35
3.4	CONSIDERAÇÃO DA ATUAÇÃO DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA...	38
3.5	VISÃO GERAL DO MÉTODO PROPOSTO	40
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	42
CAPÍTULO 4 CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DA IMPLANTAÇÃO DO MÉTODO ADAPTATIVO DE ALÍVIO DE CARGA PROPOSTO.....		43
4.1	VISÃO GERAL DO CONCEITO.....	44
4.2	REQUISITOS NA MONITORAÇÃO DO SISTEMA	45
4.3	REQUISITOS NA ESTIMAÇÃO DO DÉFICIT DE POTÊNCIA	47
4.4	REQUISITOS NA ATUAÇÃO DO MÉTODO ADAPTATIVO PROPOSTO	48
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	49
CAPÍTULO 5 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL.....		50
5.1	PLATAFORMA DE SIMULAÇÃO	51
5.2	MODELAGEM DE DISPOSITIVOS ARMAZENADORES COM CONTROLE SINTÉTICO DE FREQUÊNCIA	52
5.2.1	Controle do Estado de Carga.....	52
5.2.2	Controle da Resposta Inercial.....	53
5.2.3	Controle Primário de Frequência.....	54
5.3	SISTEMA TESTE	55
5.3.1	Caso Base – (<i>c0</i>).....	55
5.3.2	Caso com Fontes Renováveis Novas – (<i>c1</i>)	56
5.3.3	Caso com Armazenadores – (<i>c2</i>).....	56
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	58
CAPÍTULO 6 RESULTADOS OBTIDOS NA SIMULAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO		59
6.1	AVALIAÇÃO NOS CENÁRIOS DO SISTEMA TESTE.....	60
6.2	CASO BASE – MÁQUINAS SÍNCRONAS	61
6.2.1	Aquisição da Frequência de Centro de Inércia – <i>c0</i>	62
6.2.2	Consideração de Atrasos de Comunicação e Processamento do Método Proposto – <i>c0</i>	65
6.2.3	Impacto do Modelo da Carga do Sistema – <i>c0</i>	66
6.2.4	Impacto de Desvios na Distribuição do Alívio de Carga– <i>c0</i>	69

6.3	CASO COM INÉRCIA REDUZIDA	74
6.3.1	Consideração de Atrasos de Comunicação e Processamento do Método Proposto	
– c1	76	
6.3.2	Impacto do Modelo da Carga do Sistema – c1	77
6.3.3	Impacto de Desvios na Distribuição do Alívio de Carga – c1.....	78
6.4	CASO COM ARMAZENADORES.....	81
6.4.1	Consideração de Atrasos de Comunicação e Processamento do Método Proposto	
– c2	84	
6.4.2	Impacto do Modelo da Carga do Sistema – c2	85
6.4.3	Impacto de Desvios na Distribuição do Alívio de Carga – c2.....	86
6.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	87
CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....		89
7.1	CONCLUSÕES.....	89
7.2	TRABALHOS FUTUROS.....	91
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		92
ANEXO A DADOS DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA IEEE NEW ENGLAND		96
ANEXO B MODELAGEM MATEMÁTICA DOS GERADORES		
ALTERNATIVOS EMPREGADOS NAS SIMULAÇÕES.....		102

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1:	FAIXA DE OPERAÇÃO DE FREQUÊNCIA COM RELAÇÃO AO TEMPO [19].	9
FIGURA 2:	COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA E DO SUPORTE DE POTÊNCIA APÓS A OCORRÊNCIA DE UM DISTÚRBO PARA UM SISTEMA COM GERAÇÃO COMPLETAMENTE SÍNCRONA.	11
FIGURA 3:	COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA E DO SUPORTE DE POTÊNCIA APÓS A OCORRÊNCIA DE UM DISTÚRBO PARA UM SISTEMA COM ALTA PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO SEM INÉRCIA.	15
FIGURA 4:	COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA E DO SUPORTE DE POTÊNCIA APÓS A OCORRÊNCIA DE UM DISTÚRBO PARA UM SISTEMA COM PENETRAÇÃO DE ARMAZENADORES DE ENERGIA COM RESPOSTA INERCIAL E REGULAÇÃO PRIMÁRIA.	16
FIGURA 5:	SISTEMA EXEMPLO IEEE 9 BARRAS.	24
FIGURA 6:	COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE OBTENÇÃO DA FREQUÊNCIA DE CENTRO DE INÉRCIA PARA O SISTEMA IEEE 9 BARRAS.	24
FIGURA 7:	COMPARAÇÃO ENTRE AS DERIVADAS OBTIDAS PARA A FREQUÊNCIA DE CENTRO DE INÉRCIA NO SISTEMA IEEE 9 BARRAS.	25
FIGURA 8:	CONTABILIZAÇÃO DA INÉRCIA SINTÉTICA PELO MÉTODO ADAPTATIVO PROPOSTO.	30
FIGURA 9:	MODELO DA REDE ELÉTRICA COM ACOPLAMENTO MÚTUO ENTRE AS CARGAS.	33
FIGURA 10:	CIRCUITO EQUIVALENTE ACOPLADO DE PORTA SIMPLES.	34
FIGURA 11:	COMPORTAMENTO DO RoCoF DURANTE ATUAÇÃO DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA.	39
FIGURA 12:	FLUXOGRAMA DE EXECUÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO.	41
FIGURA 13:	CONCEITO DE APLICAÇÃO DO MÉTODO ADAPTATIVO PROPOSTO.	44
FIGURA 14:	ESTRUTURA DE DADOS DE UM WAMS	45
FIGURA 15:	AQUISIÇÃO DE DADOS PARA A ESTIMAÇÃO E ATUALIZAÇÃO DO DÉFICIT DE POTÊNCIA.	47
FIGURA 16:	AQUISIÇÃO DE DADOS PARA O MÉTODO DE DISTRIBUIÇÃO DE ALÍVIO DE CARGA.	48
FIGURA 17:	FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO DA INTEGRAÇÃO NO DOMÍNIO DO TEMPO.	51
FIGURA 18:	DIAGRAMA DE BLOCOS DO ARMAZENADOR PARA OS CONTROLES DE ESTADO DE CARGA, RESPOSTA INERCIAL SINTÉTICA E REGULAÇÃO PRIMÁRIA.	52
FIGURA 19:	DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA <i>NEW ENGLAND</i> EM DIFERENTES CENÁRIOS.	55
FIGURA 20:	COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA DO SISTEMA NOS TRÊS CENÁRIOS ANALISADOS PARA A PERDA DA UNIDADE G3.	58

FIGURA 21:	COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA NO CASO COM MÁQUINAS SÍNCRONAS E APLICAÇÃO DE DIFERENTES METODOLOGIAS DE ALÍVIO DE CARGA.	61
FIGURA 22:	COMPARAÇÃO ENTRE OS MÉTODOS DE OBTENÇÃO DA FREQUÊNCIA DE CENTRO DE INÉRCIA PARA O SISTEMA IEEE 39 BARRAS.....	63
FIGURA 23:	COMPARAÇÃO ENTRE AS DERIVADAS OBTIDAS PARA A FREQUÊNCIA DE CENTRO DE INÉRCIA NO SISTEMA IEEE 39 BARRAS.....	64
FIGURA 24:	ALOCAÇÃO DAS PMUS PARA MEDIÇÃO DA FREQUÊNCIA DE CENTRO DE INÉRCIA.	64
FIGURA 25:	FREQUÊNCIA DO CASO BASE COM APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE ACORDO COM O ATRASO DE TEMPO.	67
FIGURA 26:	FREQUÊNCIA DO CASO BASE COM APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE ACORDO COM O MODELO DE CARGA.....	67
FIGURA 27:	TENSÃO MÉDIA NAS CARGAS DO CASO BASE COM APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE ACORDO COM O MODELO DE CARGA.	68
FIGURA 28:	PARCELAS DA ESTIMATIVA INICIAL DO DÉFICIT DE POTÊNCIA PARA O CASO BASE.	69
FIGURA 29:	FATORES DE SENSIBILIDADE DE MUDANÇA DE GERAÇÃO POR CARGA DO IEEE 39 BARRAS PARA O CASO BASE.	71
FIGURA 30:	FATORES DE DISTRIBUIÇÃO PARA AVALIAÇÃO DO CASO $C0$	72
FIGURA 31:	FREQUÊNCIA DO CASO BASE COM APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE ACORDO COM O FATOR DE DISTRIBUIÇÃO.	73
FIGURA 32:	COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA NO CASO COM MÁQUINAS SÍNCRONAS E APLICAÇÃO DE DIFERENTES METODOLOGIAS DE ALÍVIO DE CARGA.	74
FIGURA 33:	TENSÃO MÉDIA NAS CARGAS NA COMPARAÇÃO DO CASO BASE $C0$ COM O CASO COM INÉRCIA REDUZIDA $C1$	75
FIGURA 34:	FREQUÊNCIA DO CASO COM INÉRCIA REDUZIDA COM APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE ACORDO COM O ATRASO DE TEMPO.	76
FIGURA 35:	FREQUÊNCIA DO CASO INÉRCIA REDUZIDA COM APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE ACORDO COM O MODELO DE CARGA.	77
FIGURA 36:	PARCELAS DA ESTIMATIVA INICIAL DO DÉFICIT DE POTÊNCIA PARA O CASO COM INÉRCIA REDUZIDA.	78
FIGURA 37:	FATORES DE SENSIBILIDADE DE MUDANÇA DE GERAÇÃO POR CARGA DO IEEE 39 BARRAS PARA O CASO COM INÉRCIA REDUZIDA.....	80
FIGURA 38:	FATORES DE DISTRIBUIÇÃO PARA AVALIAÇÃO DO CASO $C1$	81
FIGURA 39:	FREQUÊNCIA DO CASO COM INÉRCIA REDUZIDA COM APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE ACORDO COM O FATOR DE DISTRIBUIÇÃO.....	81

FIGURA 40:	COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA NO CASO COM ARMAZENADORES DE ENERGIA E APLICAÇÃO DE DIFERENTES METODOLOGIAS DE ALÍVIO DE CARGA.....	82
FIGURA 41:	INJEÇÃO DE POTÊNCIA E LIMITAÇÃO DO ESTADO DE CARGA DOS ARMAZENADORES PARA O CASO C2, POR ESQUEMA ADAPTATIVO DE ALÍVIO DE CARGA...	83
FIGURA 42:	FREQUÊNCIA DO CASO COM ARMAZENADORES COM APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE ACORDO COM O ATRASO DE TEMPO.	85
FIGURA 43:	FREQUÊNCIA DO CASO COM ARMAZENADORES COM APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE ACORDO COM O MODELO DE CARGA.	86
FIGURA 44:	PARCELAS DA ESTIMATIVA INICIAL DO DÉFICIT DE POTÊNCIA PARA O CASO COM ARMAZENADORES.....	86
FIGURA 45:	FREQUÊNCIA DO CASO COM ARMAZENADORES COM APLICAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO DE ACORDO COM O FATOR DE DISTRIBUIÇÃO.....	87

LISTA DE TABELAS

TABELA 1:	AJUSTES DO ERAC PARA AS REGIÕES SE/CO E S.....	14
TABELA 2:	CENÁRIOS PARA A AVALIAÇÃO DO MÉTODO DE DISTRIBUIÇÃO DE ALÍVIO DE CARGA.	37
TABELA 3:	AJUSTES PARA AS ETAPAS DE CORTE DO MÉTODO PROPOSTO.....	38
TABELA 4:	DESCRIÇÃO DOS PRINCIPAIS TEMPOS RELACIONADOS AOS ATRASOS NOS SISTEMAS WAMS	46
TABELA 5:	IMPACTO DA SUBSTITUIÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS POR FONTES EÓLICA E SOLAR.	56
TABELA 6:	DIMENSIONAMENTO DO ARMAZENADOR PARA O CASO DA PERDA DA UNIDADE G3.	57
TABELA 7:	RESULTADOS PARA OS TRÊS CASOS PARA A PERDA DA UNIDADE G3.....	57
TABELA 8:	AJUSTES DO MÉTODO TRADICIONAL DE ALÍVIO DE CARGA.	60
TABELA 9:	MONTANTE REJEITADO POR ESQUEMA DE ALÍVIO DE CARGA PARA O CASO C0.	62
TABELA 10:	MONTANTE REJEITADO POR ESQUEMA DE ALÍVIO DE CARGA PARA O CASO C1.	75
TABELA 11:	MONTANTE REJEITADO POR ESQUEMA DE ALÍVIO DE CARGA PARA O CASO C2.	83

LISTA DE SIGLAS

COI	Center of Inertia
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
ESS	Energy Storage System
IR	Inertial Response
LS	Load Shedding
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PDC	Phasor Data Concentrator
PFR	Primary Frequency Reserve
PMU	Phasor Measurement Unit
PSAT	Power System Analysis Toolbox
RoCoF	Rate of Change of Frequency
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SOC	State of Charge
WAMPAC	Wide Area Monitoring Protection and Control
WAMS	Wide Area Monitoring System

LISTA DE SÍMBOLOS

H	Constante de inércia, em s
f_0	Frequência de referência, em Hz
$\frac{df}{dt}$	Taxa de variação da frequência, em Hz/s
P_m	Potência mecânica da máquina, em pu
P_e	Potência elétrica da máquina, em pu
f_{SS}	Frequência de regime permanente do sistema, em Hz
f_{min}	Frequência mínima do sistema, em Hz
P_{sys}	Capacidade de regulação do sistema, em MW
H_{sys}	Constante de inércia equivalente, em s
f_{COI}	Frequência de centro de inércia do sistema, em Hz
n	Número de unidades geradoras síncronas
S	Potência aparente nominal, em MVA
N	Número de barras do sistema
I_g	Injeção de corrente dos geradores do sistema, em pu
E_g	Tensão interna dos geradores do sistema, em pu
V_b	Tensão nas barras do sistema, em pu
Y	Matrizes admitância de barra, em pu
B	Parte imaginária da matriz admitância de barra, em pu
P_{mec}	Potência mecânica, em pu
P_L	Potência ativa da carga, em pu
Q_L	Potência reativa da carga, em pu
m	Número de barras de carga no sistema

α	Coeficiente de dependência entre a potência ativa e a tensão na barra de carga
β	Coeficiente de dependência entre a potência reativa e a tensão na barra de carga
P_{shed}	Total de carga rejeitada no estágio de corte, em pu
H_{ESS}	Constante de inércia sintética dos dispositivos armazenadores, em s
q	Número de dispositivos com reposta inercial sintética
H_{new}	Constante de inércia atualizada após alívio de carga, em s
P_{def}	Déficit de potência estimado, em pu
Z_{LL}	Impedância própria de carga, em pu
E_{TH}	Tensão de Thévenin, em pu
Z	Impedância de Thévenin, em pu
C	Razão do incremento de potência por um gerador para uma mudança em uma carga, sobre a potência total que flui para a carga
ΔG	Mudança no despacho do gerador, em pu., em relação à uma mudança na carga
R	Estatismo do gerador
S'_{COI}	Sensibilidade da frequência de centro de inércia para uma variação em uma carga
F_c	Fator de divisão do déficit por carga
P_{IR}	Potência para a resposta inercial, em pu
P_{PFR}	Potência para regulação primária de frequência, em pu
P_{ESS}	Potência de referência do armazenador, em pu

S_{ESS}	Potência nominal do armazenador, em pu
η_d	Eficiência no modo de descarregamento
η_c	Eficiência no modo de carregamento
P_{eff}	Potência efetiva disponibilizada pelo armazenador, em pu
P_{out}	Potência de saída do armazenador, em pu
K_{IR}	Ganho para o controle da resposta inercial
R_{ESS}	Estatismo sintético do armazenador

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A frequência elétrica de um SEE é definida pela velocidade de rotação das máquinas síncronas conectadas no mesmo [1]. Desequilíbrios entre a demanda elétrica no sistema e a potência gerada são refletidos como desbalanços entre os conjugados mecânico e elétrico que atuam sobre os rotores dos geradores síncronos, ocasionando variações de sua velocidade e, por consequência, na frequência elétrica do sistema [2]. Distúrbios no SEE que acarretam sobregeração e, por consequência sobrefrequência, são contornados por meio do redespacho de potência dos geradores [3], não possuindo maiores dificuldades em retomar um ponto de equilíbrio, mesmo que seja necessária a implantação de esquemas de alívio de geração. Em contrapartida, distúrbios que causam sobrecarga ou déficit de geração e, por consequência subfrequência, são mais difíceis de serem resolvidos, principalmente em condições com pouca capacidade de geração e podem acarretar medidas drásticas para a manutenção da estabilidade do SEE.

Em condições normais de operação as variações habituais da carga são atendidas por meio da regulação de frequência do sistema, que se dá pelo controle de velocidade dos geradores síncronos [4]. Contudo, em condições críticas como a perda de um grupo gerador importante, de uma linha de interligação entre subsistemas ou até mesmo um aumento significativo do carregamento, a frequência do sistema pode decair rapidamente devido à insuficiência da regulação e/ou por sua atuação lenta [5]. Nessas situações para impedir a queda da frequência e trazê-la à faixa de valores aceitáveis de operação é crucial para o SEE a ativação de um método de alívio de carga.

O alívio de carga por subfrequência é uma ação extrema, utilizada como último recurso nos SEEs quando surgem afundamentos críticos de frequência. Tais afundamentos são resultados de déficits severos e requerem a rejeição de parte da carga a fim de reestabelecer o equilíbrio entre a carga e a geração, evitando o colapso de todo o sistema. Os esquemas de alívio de carga mais tradicionais [6] se baseiam na instalação de relés automáticos de subfrequência ajustados para diferentes patamares de frequência nos alimentadores de carga. O montante de carga a ser cortado e os locais do corte, por patamar, já são previamente definidos, independentemente do grau do distúrbio que ocasionou o déficit de potência. Essa é uma estratégia bem-sucedida, mas pode resultar em uma rejeição de carga maior do que a necessária [3].

Apesar de sua eficiência, nos últimos anos tem crescido o interesse na revisão dos esquemas tradicionais de alívio de carga, motivado principalmente por dois fatores: o primeiro, econômico, dado pelo crescente consumo de energia e da dificuldade de expansão das redes de geração e transmissão, motivando a busca por métodos de controle e proteção que permitam uma maior exploração dos limites de operação mesmo em condições de contingências no sistema; e o segundo, técnico, proporcionado pela evolução das tecnologias de monitoramento e automação da rede, permitindo um maior grau de observabilidade e controle sobre o sistema. Dentre estas novas tecnologias destaca-se o WAMS, capaz de promover uma monitoração dinâmica e confiável da rede elétrica através de unidades de medição fasorial sincronizadas (do Inglês *Phasor Measurement Unit* - PMU) [7]. O desenvolvimento dos WAMS possibilita a implantação e melhoria de esquemas de controle e proteção do SEE, resultando nos chamados sistemas de proteção e controle em ampla área (do Inglês *Wide-Area Monitoring Protection and Control*- WAMPAC), em contraste com os sistemas especiais de proteção (SEP) [8]. Os SEPs são baseados na execução de ações de

controle e proteção após a detecção direta de estágios pré-definidos do sistema (conforme os esquemas tradicionais de corte de carga). Em contrapartida, os sistemas WAMPAC atribuem medidas de controle e proteção adaptativas, baseadas na monitoração da reposta das variáveis do sistema a distúrbios arbitrários [8].

Estes dois fatores impulsionaram a pesquisa sobre métodos adaptativos de alívio de carga por subfrequência. Estes são métodos que tentam determinar o déficit de potência exato e adaptar a rejeição de carga de acordo com as necessidades reais do sistema [6]. Na literatura técnica, diversos métodos são propostos, grande parte, baseados na constante monitoração do estado dinâmico da rede elétrica.

Estes métodos adaptativos devem ser robustos na estimação do desbalanço para que o alívio de carga cumpra sua principal função que é impedir a queda descontrolada da frequência e o colapso do sistema. Nesse sentido, diversas publicações abordam o impacto das características do sistema na estimação do déficit de geração. Contudo, durante a pesquisa de tese de doutorado foi observada uma lacuna na literatura quando considerado, nos métodos adaptativos de alívio de carga, o impacto da presença de dispositivos armazenadores de energia e de geração renovável nova, caracterizada por fontes conectadas à rede por conversores eletrônicos, como a geração solar e eólica com controle sintético de frequência. Esta é a principal motivação e contribuição desta tese, i.e., propor um método adaptativo de alívio de carga que considere o novo paradigma dos sistemas elétricos de potência.

1.1 Métodos Adaptativos de Alívio de Carga

Diversas publicações na literatura técnica abordam o conceito de proteção adaptativa contra subfrequência. Nesta seção apresenta-se o estado da arte destes métodos de alívio de carga, de forma a elucidar a contribuição pretendida pelo método proposto.

As referências [9]-[13] fazem uso, simplesmente, da equação de oscilação de uma máquina rotativa, estendida a um equivalente agrupado, na estimativa do desequilíbrio de potência ativa. Essa estimativa é feita com base no conhecimento da constante de inércia equivalente do sistema e na taxa de variação da frequência (do Inglês *rate of*

change of frequency – RoCoF) no momento do distúrbio que ocasionou o desbalanço de potência.

No entanto, distúrbios que causam déficits de potência ativa, e.g., a desconexão de um gerador do sistema, são geralmente acompanhados por uma redução da capacidade de suporte de potência reativa, causando afundamentos de tensão. Devido à característica natural da carga [6], esses afundamentos causam redução na potência demandada e, conseqüentemente, levam a uma estimativa menor no déficit de potência calculado pela equação de oscilação. Este efeito é danoso ao alívio de carga, uma vez que durante o processo de corte, há a tendência natural de recuperação da tensão após cada etapa de rejeição, i.e., as demandas das cargas vão sendo reestabelecidas, implicando que o método adaptativo possa falhar se a variação de carga não for considerada. Alguns trabalhos [1][2][6] apresentam uma correção no déficit estimado para tratar essa questão. Em [1], TANG *et al.* apresentam um método adaptativo que leva em consideração tanto a estabilidade de frequência quanto a estabilidade de tensão no corte de carga, abordando também a distribuição do corte de potência reativa por meio do método do rastreamento do fluxo de potência [14]. O corte de potência reativa pode mostrar-se com maior dificuldade em relação ao corte de potência ativa, exigindo a presença de dispositivos de compensação controlados. Em [6], RUDEZ *et al.* apresentam um método adaptativo que considera a dependência da carga com a tensão na estimação do déficit de potência. Um termo que leva em conta a capacidade de aumento de potência pela regulação de frequência do sistema é acrescido ao cálculo do déficit de carga, levando à diminuição do montante rejeitado. Porém, esses métodos apresentados não lidam com os impactos trazidos pela penetração de geradores conectados por dispositivos eletrônicos à rede.

Um importante desafio a ser avaliado na execução bem-sucedida dos métodos adaptativos é a substituição de máquinas síncronas por geradores conectados à rede por meio de conversores eletrônicos, como encontrado em usinas solares e eólicas. Essa substituição leva à imprecisão na estimativa da constante de inércia equivalente do sistema, além de poder provocar déficits adicionais de geração durante a rejeição de carga, devido ao comportamento variável dessas fontes. As referências [5][15][16] apresentam métodos capazes de atualizar os valores de desbalanço, bem como calcular a inércia equivalente ao longo do processo de alívio de carga, aumentando a robustez do esquema, mesmo quando da presença de geração conectada via conversores. Por

exemplo, em [5], KETABI *et al.* tratam de um método adaptativo de alívio de carga que é independente da inércia do sistema e variações de geração durante o corte de carga, na estimação do déficit de potência. Entretanto, estas referências não consideram a dependência da carga com a tensão, podendo acarretar erros consideráveis na estimação do desbalanço de potência, especialmente em sistemas que apresentem afundamentos de tensão durante o distúrbio que originou o desbalanço.

Recentemente, buscando reduzir a necessidade de variáveis observáveis, algumas publicações propuseram esquemas de alívio de carga sem usar a equação de oscilação. RUDEZ *et al.* [17] propõem um método adaptativo baseado na previsão da frequência mínima do sistema em uma situação de déficit de geração. SHAMS *et al.* [18] propõem uma maneira de estimar o desequilíbrio do sistema com base na mudança da potência ativa dos geradores do sistema. No entanto, essas metodologias consideram que apenas máquinas síncronas respondem a uma variação de frequência, o que pode não ser verdade em sistemas com alta penetração de energia renovável nova ou dispositivos armazenadores de energia com recursos de controle de frequência.

1.2 Objetivos

Como evidenciado pelo estado da arte, a pesquisa sobre métodos adaptativos de alívio de carga busca constantemente melhorias para lidar com as mudanças de cenário trazidas pela evolução dos sistemas de energia elétrica, aumentando a exploração dos limites da rede, sem deteriorar a robustez dos esquemas.

Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo, o desenvolvimento de um método adaptativo de alívio de carga por subfrequência adequado aos novos cenários dos sistemas de energia elétrica, i.e., com a presença de fontes de energia renovável nova, e.g., geração solar e eólica, e a integração de dispositivos armazenadores de energia, e.g., baterias, ultracapacitores, volantes inerciais e usinas de bombeamento, ambos podendo possuir resposta inercial sintética e regulação primária de frequência.

O método proposto diferencia-se daqueles existentes na literatura por contabilizar a participação desses dispositivos não-convencionais no controle de frequência, além de

combinar, em um único algoritmo, diferentes características de metodologias adaptativas de alívio de carga anteriormente propostas na literatura técnica.

1.3 Artigos Resultantes da Pesquisa

Durante a pesquisa de tese de doutorado, parte dos estudos realizados resultaram nas seguintes publicações:

- **SILVA JR, SAMUEL S.**; ASSIS, TATIANA M.L., Adaptive underfrequency load shedding in systems with renewable energy sources and storage capability. *ELECTRIC POWER SYSTEMS RESEARCH*, v. 189, p. 106747, 2020.
- **SILVA JR, SAMUEL S.**; ASSIS, TATIANA M.L., “Proposal and evaluation of an adaptive underfrequency load shedding method”, *2018 Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, May. 2018. Niteroi, Brazil.
- **SILVA JR, SAMUEL S.**; ASSIS, T. M. L., Esquema Adaptativo de Alívio de Carga por Subfrequência nos Novos Cenários dos Sistemas de Energia. Em: XV Seminário Técnico de Proteção e Controle (XV STPC), 2021, Rio de Janeiro - Online.
- FALCÃO, DJALMA M.; ASSIS, TATIANA M. L.; Taranto, Glauco N.; MARINHO, JOSÉ M. T.; CARVALHO, ROBERTO C. DE; VALENTINI, TÁLITA M.; **DA SILVA, SAMUEL S.**; DA SILVA, SÁVIO T., Methodology for Generators Protection Studies Based on Electromechanical Dynamic Simulations. *ELECTRIC POWER COMPONENTS AND SYSTEMS*, v. 48, p. 2037-2047, 2021.

1.4 Estrutura do Documento

Este documento é dividido em 7 capítulos. O Capítulo 2 apresenta a caracterização do comportamento da frequência elétrica dos SEEs de maneira clássica e frente às mudanças trazidas pelas novas tecnologias de geração, como a fotovoltaica e a eólica,

assim como pela penetração de dispositivos de armazenamento de energia, e o seus respectivos impactos nas proteções adaptativas de alívio de carga.

O Capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica da metodologia proposta para alívio de carga adaptativo por subfrequência. É apresentada a base matemática para estimação do desbalanço de potência, contabilizando a participação das fontes de energia renovável nova e dispositivos armazenadores com recursos de suporte de frequência. Além disso, é discutida a obtenção da frequência de centro de inércia, e sua derivada, por meio de medidas fasoriais, a forma de atualização da constante de inércia equivalente do sistema e a distribuição do corte de carga entre as barras do sistema.

O Capítulo 4 apresenta uma discussão sobre os requisitos e desafios existentes na implantação do método adaptativo de alívio de carga proposto. São discutidos os graus de observabilidade e controlabilidade requeridos, assim como as possíveis limitações impostas pela aplicação da metodologia nos sistemas de energia.

O Capítulo 5 descreve a implementação computacional da metodologia proposta. É descrita a plataforma de simulação utilizada, a modelagem de um dispositivo armazenador genérico com serviços de controle, tais como resposta inercial sintética e regulação primária de frequência, assim como a descrição do sistema teste utilizado e a caracterização dos cenários de estudo.

O Capítulo 6 apresenta os resultados obtidos nas simulações, com a implementação do método proposto nos cenários do sistema teste.

Por fim, o Capítulo 7, mostra as conclusões obtidas no desenvolvimento da tese, bem como discute algumas propostas para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

COMPORTAMENTO DA FREQUÊNCIA NOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Este capítulo apresenta uma análise qualitativa sobre a mudança do comportamento da frequência elétrica e do suporte de potência nos SEEs, em condições de distúrbios, com predominância de geradores síncronos, com alta penetração de fontes renováveis de energia e de dispositivos de armazenamento de energia. O capítulo também apresenta uma discussão sobre o impacto das mudanças observadas na resposta da frequência, nos novos cenários dos SEEs, para a atuação de métodos adaptativos de alívio de carga.

2.1 Resposta Clássica da Frequência da Rede Elétrica

O controle da frequência elétrica é primordial para a operação adequada da rede dentro de seus limites aceitáveis de funcionamento [19]. Conforme ilustrado na Figura 1, o controle de frequência é importante tanto para garantir a proximidade com o valor nominal de operação, promovendo fornecimento com adequada qualidade de energia, evitando danos físicos aos equipamentos do SEE e aos consumidores, quanto para prevenir desligamentos em cascatas, em virtude da desconexão de geradores de energia pela atuação da proteção em situações críticas de subfrequência.

De maneira clássica, o controle de frequência é baseado na estrita relação entre esta grandeza e a velocidade de rotação elétrica das máquinas síncronas, sendo numericamente iguais quando consideradas em valor por unidade (pu) e consideradas sinônimas ao longo desta tese.

Por sua vez, o controle de velocidade é baseado na equação de oscilação de uma máquina rotativa que governa seu comportamento eletromecânico, conforme descrito, em valor pu, por (2.1).

$$\frac{2H_i}{f_0} \frac{df_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \quad (2.1)$$

Sendo H_i a constante de inércia da máquina i , em s; $\frac{df_i}{dt}$ a taxa de variação da velocidade da máquina i , em Hz/s; f_0 a frequência de referência do sistema, em Hz; P_{mi} a potência mecânica da máquina i , em pu; e P_{ei} a potência elétrica da máquina i , em pu.

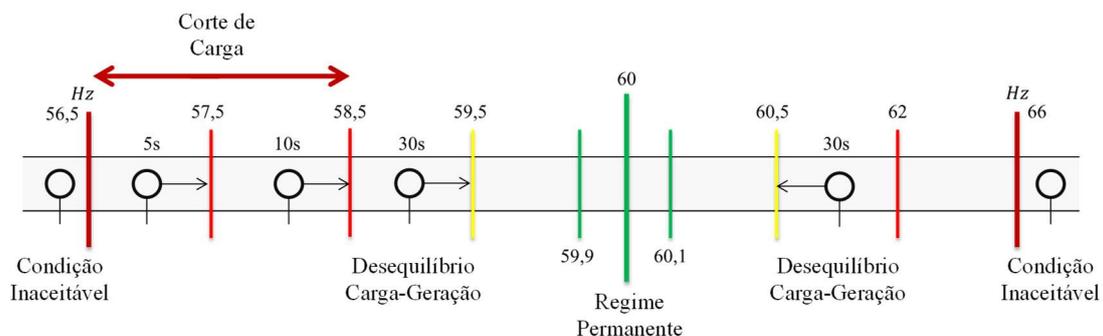


Figura 1: Faixa de operação de frequência com relação ao tempo [19].

Para a manutenção da frequência em seu valor nominal é necessário que exista o balanço entre o conjugado elétrico e o conjugado mecânico aplicados à máquina, descritos pela potência elétrica e pela potência mecânica em (2.1), respectivamente. Em outras palavras, é necessário que a geração seja igual à carga.

No SEE, o raciocínio construído para uma única máquina pode ser estendido para um modelo equivalente de todo o sistema, onde o controle de frequência da rede se dá pelo controle do balanço entre a carga e a geração. Este balanço é denominado um quase equilíbrio [20], pois a demanda elétrica está continuamente mudando, necessitando que os geradores do sistema possuam um controle de geração, alterando sua potência mecânica, de forma a manter o equilíbrio e controlar a frequência elétrica em seu valor nominal.

Importante salientar que as cargas de um sistema elétrico de potência possuem tanto uma parcela ativa de potência quanto uma parcela reativa. É evidente que o equilíbrio entre carga e geração deve ser estabelecido para ambas as parcelas, todavia, a frequência do sistema é mais sensível às variações de potência ativa das cargas [20]. Entretanto, deve-se destacar que, devido à dependência das cargas com a tensão, há um acoplamento entre as potências ativa e reativa [6].

Este tipo de controle de geração pode ser denominado como o controle clássico de frequência em sistemas com alta inércia associada, onde o equilíbrio de potências em (2.1) é propiciado pela mudança da potência mecânica, de acordo com as variações na potência elétrica.

Portanto, para um maior entendimento do controle de frequência e suas implicações nos sistemas, nas próximas seções, os principais conceitos que caracterizam o comportamento da frequência elétrica da rede em condições de distúrbio serão analisados, como a resposta inercial, a regulação própria, a regulação primária, outras etapas posteriores de regulação e os esquemas de alívio de carga.

2.1.1 Resposta Inercial

A Figura 2 apresenta o comportamento típico da frequência de um sistema de energia elétrica, com predominância de geração síncrona, após a ocorrência de um distúrbio que ocasionou um desbalanço entre a carga e a geração do sistema.

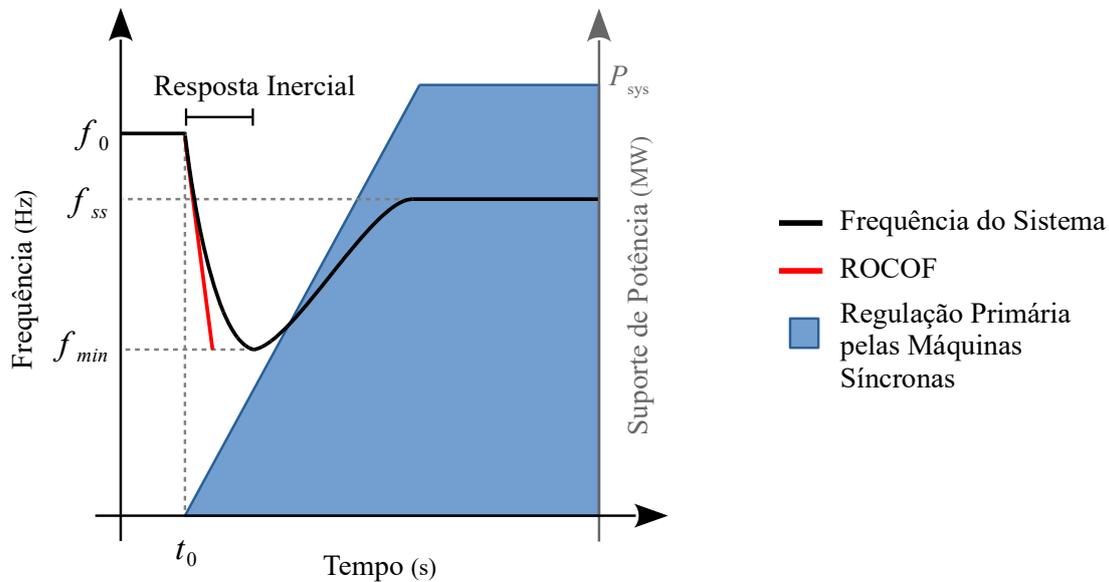


Figura 2: Comportamento da frequência e do suporte de potência após a ocorrência de um distúrbio para um sistema com geração completamente síncrona.

Imediatamente após a ocorrência do déficit de potência, em t_0 , o decaimento da frequência é determinado pela resposta inercial do sistema, promovida pela energia cinética das máquinas síncronas, que pode ser quantificada pela constante de inércia equivalente. A constante de inércia tem grande influência nesta etapa [21]. Quanto maior o seu valor, menores serão os valores do RoCoF e do afundamento da frequência (f_{min}), caracterizando um sistema menos sensível às variações de potência [22].

De fato, o RoCoF observado no momento de um distúrbio é extremamente relacionado com o grau do desbalanço e com a constante de inércia do sistema. Esta relação é a base de muitos métodos adaptativos de alívio de carga que utilizam a equação de oscilação para a estimação do déficit de geração.

2.1.2 Regulação Própria

A regulação própria do sistema diz respeito à sua capacidade inerente de alcançar um novo ponto de equilíbrio carga-geração, ou seja, a capacidade de se autorregular. Este fato deve-se à dependência da carga com a frequência, onde observa-se, em geral, uma tendência natural de diminuição da potência ativa da carga com o decaimento da frequência [23]. Contudo, os valores deste amortecimento propiciado pela carga são reduzidos, fazendo com que um ponto de equilíbrio estável só seja alcançado para baixas variações de carregamento.

2.1.3 Controle Primário de Frequência

Apesar da resposta inercial das máquinas síncronas e da regulação própria das cargas do sistema, a rede elétrica deve possuir um sistema de controle automático ativo que aumente a potência gerada pelas máquinas, diminuindo o déficit de potência e por consequência o afundamento de frequência.

Este controle é conhecido como regulação primária do sistema, que se dá através da atuação dos reguladores de velocidade dos geradores síncronos [23]. Os reguladores de velocidade são responsáveis por atuarem ao observarem uma variação entre a frequência medida e a frequência de referência (f_0), transformando tal variação em um sinal de comando para o sistema de admissão de água ou vapor da turbina de unidades hidrelétricas ou térmicas, respectivamente. Como resultado do comando dos reguladores de velocidade, aumenta-se ou diminui-se a potência mecânica fornecida pela turbina para o gerador, de forma a corrigir os eventuais desvios de frequência.

Uma vez que a regulação primária envolve a atuação de dispositivos mecânicos, a ativação do suporte de potência pela regulação primária (P_{sys}), conforme ilustrado na Figura 2, pode ser lenta e insuficiente quando da ocorrência de desvios severos de frequência, especialmente em sistemas com inércia reduzida.

2.1.4 Outras Etapas de Regulação

O controle de frequência possui outras etapas de regulação além da primária, como a regulação secundária e terciária [23]. Essas são etapas de controle mais lentas, com atuação automática e/ou manual, sendo utilizadas para a eliminação do desvio entre a frequência de regime permanente (f_{ss}), após a atuação da regulação primária, e a frequência nominal de operação (f_0), conforme ilustrado na Figura 2.

Devido à elevada constante de tempo de atuação das regulações secundária e terciária, elas não são consideradas no estudo dos métodos de alívio de carga.

2.1.5 Esquema de Alívio de Carga

Os SEEs possuem características naturais e serviços de controle que atuam para responder às variações de carga. Porém, em distúrbios severos que ocasionam déficit significativo de potência, a frequência pode cair rapidamente, de forma que a atuação dos reguladores, geralmente com resposta lenta [5], seja insuficiente para garantir a estabilidade de frequência. Até mesmo desbalanços carga-geração menos graves podem provocar a instabilidade de frequência em sistemas com capacidade de regulação reduzida.

Nesses cenários, o alívio ou corte de carga é o último e mais custoso recurso de proteção do sistema contra a instabilidade de frequência [24]. Seu alto custo remete ao fato de, conceitualmente, sua atuação ir contra a principal função de um sistema de energia elétrica, que é fornecer energia para as cargas. Portanto, a rejeição destas é considerada uma medida extremamente drástica e custosa.

De maneira prática, para impedir que a frequência continue a cair, provocando a atuação da proteção de subfrequência de turbinas e geradores e, por consequência, desligamentos em cascata e o colapso total do sistema, os esquemas de alívio de carga buscam restabelecer o equilíbrio entre a carga e a geração.

No sistema elétrico brasileiro, o esquema de corte de carga é conhecido como Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). A sua filosofia é baseada na rejeição de cargas em estágios graduais, com montantes e locais previamente estabelecidos, independentemente da magnitude do distúrbio causador do déficit de potência. A atuação do corte de carga é sensibilizada pelo cruzamento da frequência por valores absolutos pré-estabelecidos e/ou pela sua taxa de variação, sendo papel dos agentes de distribuição a indicação das cargas disponíveis para o esquema em relação ao horário e carregamento (leve, média e pesada), assim como, o seu corte isonômico [25].

Como exemplo, a Tabela 1 apresenta os ajustes do ERAC para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul do sistema brasileiro retirados de [25].

Tabela 1: Ajustes do ERAC para as regiões SE/CO e S.

Estágio	Sudeste/CO		Sul	
	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)
1º	58,5	7	58,5	7,5
2º	58,2	7	58,2	7,5
3º	57,9	7	57,9	10
4º	57,7	7	57,6	15
5º	57,5	7	57,3	15

2.2 Impacto da Alta Penetração de Fontes de Energia Renováveis sem Inércia

O contínuo aumento na demanda de energia elétrica, juntamente com as restrições ambientais e econômicas para a expansão de usinas convencionais, impulsionou o desenvolvimento das fontes de energia renováveis novas, e.g. solar e eólica, de forma a promover a diversificação das matrizes energéticas. Contudo, a substituição de geradores síncronos convencionais por usinas solares e eólicas traz desafios ao controle de frequência, uma vez que as novas tecnologias não apresentam inércia, por serem geradores estáticos, como no caso da geração solar, ou por serem conectadas à rede por meio de conversores eletrônicos, como no caso de turbinas eólicas. Dessa forma, há uma redução natural na resposta inercial do sistema.

Outro impacto significativo no controle de frequência diz respeito à redução da capacidade de regulação primária, que atua aumentando a potência mecânica disponível nos geradores síncronos. Com a substituição das máquinas convencionais pela geração sem inércia, ocorre a redução natural desse suporte, o que se agrava quando considerado que a geração renovável nova opera no rastreamento do ponto de máxima transferência de potência (do Inglês *maximum power point tracking* – MPPT). Ou seja, essas fontes convertem a potência máxima disponível na fonte primária, sendo incapazes de aumentar o despacho de energia em condições de subfrequência (desconsiderando a presença de recursos de controle de frequência), além de serem sensíveis à variação da fonte primária.

A Figura 3 mostra que o sistema com alta penetração de fontes de geração sem inércia é mais sensível às variações de potência, apresentando um maior RoCoF e um menor nadir¹ de frequência, devido à deterioração da resposta inercial. Da mesma forma, apresenta um pior comportamento no estágio de recuperação [21], devido à redução de P_{sys} , resultando em uma menor frequência de regime permanente (f_{ss}) quando comparado com o sistema da Figura 2.

Estes impactos evidenciam que os métodos adaptativos, quando aplicados aos sistemas desse tipo, devem ser capazes de lidar com as imprecisões trazidas na constante de inércia e nos desvios adicionais causados pela variação das novas fontes de geração.

2.3 Impacto da Alta Penetração de Dispositivos Armazenadores com Controle de Frequência

Com o aumento da participação das fontes renováveis, foi necessário o desenvolvimento de recursos para que essas fontes pudessem auxiliar no controle de frequência. Uma primeira alternativa é estabelecer que essas fontes possam operar fora do MPPT, garantindo uma reserva de energia a ser usada em casos de subfrequência.

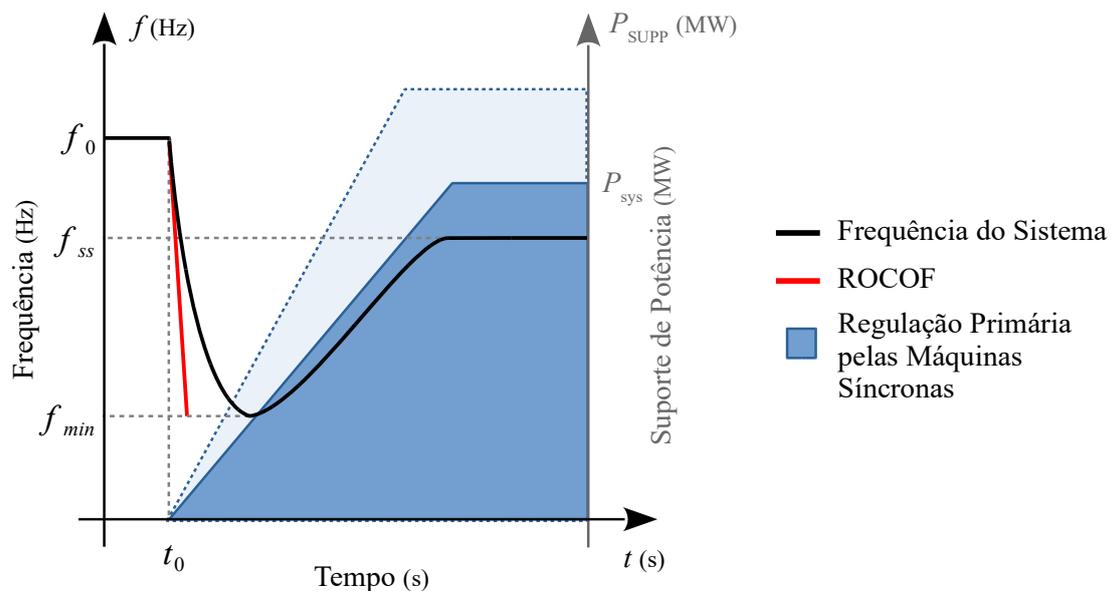


Figura 3: Comportamento da frequência e do suporte de potência após a ocorrência de um distúrbio para um sistema com alta penetração de geração sem inércia.

¹ Nadir é o termo utilizado para se referir ao valor mínimo de frequência observado.

Esta alternativa não tira o máximo proveito energético da fonte primária, que é renovável, de baixo custo e não poluente. Fornecida pela evolução das tecnologias de armazenamento, e a fim de alcançar uma melhor utilização da energia limpa, uma segunda alternativa é usar os dispositivos armazenadores de energia no suporte de frequência. Para isso, são incorporados a esses dispositivos controles adicionais, tais como a resposta inercial sintética e a regulação primária de frequência [21]. Além disso, os armazenadores podem operar sozinhos ou em conjunto com as usinas de geração, trabalhando no MPPT. Neste caso, os armazenadores se encarregariam de responder a qualquer variação de frequência no sistema.

A Figura 4 mostra o comportamento da frequência do sistema quando considerada a presença dos armazenadores de energia com resposta inercial e regulação primária. O suporte de energia inercial sintético é disponibilizado quase instantaneamente ao ocorrer um distúrbio, reduzindo o RoCoF e o afundamento da frequência do sistema. O suporte de potência para regulação primária é disponibilizado de acordo com o desvio de frequência do sistema, sendo mais rápido que a ativação da potência mecânica pelos reguladores de velocidade dos geradores síncronos. O armazenador ajuda a recuperar a frequência ao longo de um período de tempo limitado, eliminando gradualmente o seu apoio com o aumento da geração convencional.

Os métodos adaptativos de alívio de carga devem considerar a presença destes

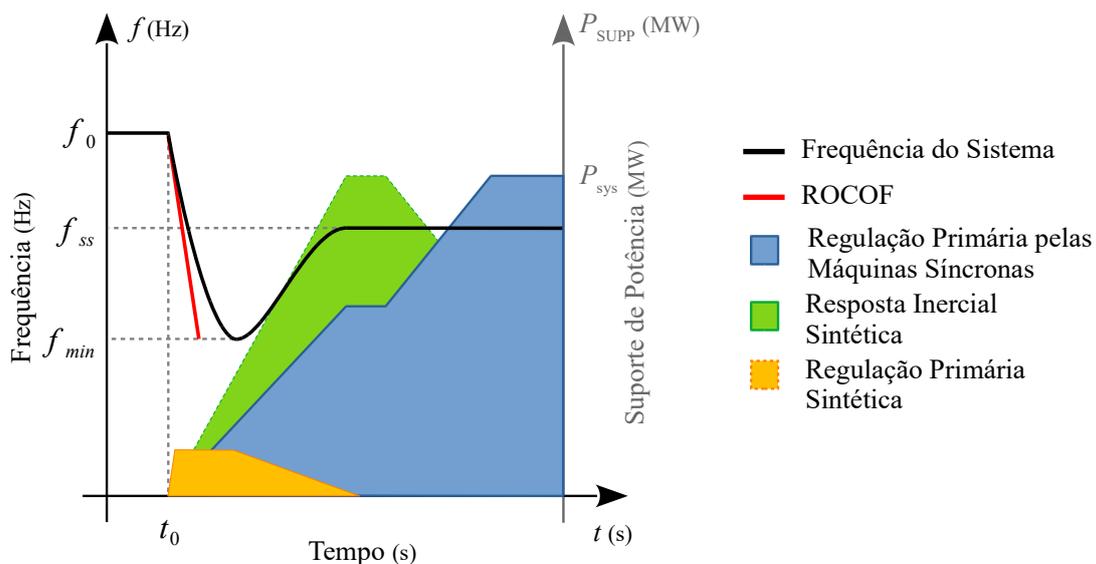


Figura 4: Comportamento da frequência e do suporte de potência após a ocorrência de um distúrbio para um sistema com penetração de armazenadores de energia com resposta inercial e regulação primária.

dispositivos, uma vez que o RoCoF e a inércia do sistema não são mais determinados apenas pela reação das máquinas síncronas à perturbação. Além disso, estes dispositivos de armazenamento têm capacidade limitada e podem, repentinamente, interromper o suporte de potência, gerando déficits adicionais na recuperação da frequência.

2.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou uma análise qualitativa do comportamento da frequência elétrica nos SEEs. Foram apresentadas as principais características e controle, durante distúrbios, em um sistema elétrico com alta inércia associada, como: a resposta inercial; a regulação primária; e os esquemas de alívio de carga, utilizados em última opção para impedir o afundamento de frequência.

Essas características e controles também foram analisadas sob o impacto das mudanças trazidas pelos novos cenários dos sistemas elétricos de potência. Foi apresentado que a massiva penetração de fontes alternativas conectadas por meio de conversores, sem qualquer recurso sintético de suporte de frequência, deprecia a resposta inercial dos SEEs, além de diminuir sua capacidade de regulação.

Em seguida, foi apresentado o impacto da massiva proliferação de dispositivos de armazenamento de energia, com resposta inercial sintética e suporte de regulação primária. A aplicação destes dispositivos mostra-se como uma solução para mitigar os desafios trazidos pela massiva penetração de fontes alternativas. No entanto estes dispositivos são limitados pela sua capacidade de armazenamento de energia.

Este capítulo evidenciou as mudanças graduais observadas no comportamento da frequência nos SEEs, que devem ser consideradas na elaboração dos métodos adaptativos. Portanto, no Capítulo 3, uma metodologia adaptativa para alívio de carga por subfrequência será apresentada, com todas as considerações assumidas para lidar com tais mudanças.

CAPÍTULO 3

PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE ALÍVIO DE CARGA POR SUBFREQUÊNCIA PROPOSTA

Este capítulo apresenta os principais fundamentos da metodologia proposta para alívio de carga adaptativo por subfrequência. São apresentados e descritos os principais pontos do método como: a estimação inicial do déficit de potência do sistema, a atualização da inércia equivalente e do déficit estimado considerando o impacto dos dispositivos com controles sintéticos de frequência, a distribuição da rejeição de carga entre as barras do sistema e a consideração da atuação da regulação primária. Ao final do capítulo, uma visão geral do método é apresentada, contemplando todos os aspectos descritos.

3.1 Estimação Inicial do Déficit de Potência

Esta seção trata do cerne do método adaptativo proposto, i.e., sua capacidade de estimar o desbalanço entre a geração e a carga do sistema no momento de uma perturbação, e por consequência, limitar a rejeição de carga na proteção do sistema contra afundamentos críticos de frequência.

3.1.1 Modelo para Estimação do Déficit de Potência

O modelo para estimação do déficit de potência é o de ordem reduzida para resposta de frequência [26]. O modelo é assim caracterizado, pois desconsidera os fenômenos eletromagnéticos e de dinâmica muito lenta, restringindo o estudo aos fenômenos observáveis, de influência e de interesse [4].

Considerando o modelo de ordem reduzida e a ocorrência de um distúrbio em t_0 , o desvio de potência (ΔP) é dado por (3.1).

$$\Delta P = \frac{2H_{\text{sys}}}{f_0} \cdot \left. \frac{df_{\text{COI}}}{dt} \right|_{t_0^+} \quad (3.1)$$

Sendo H_{sys} a constante de inércia equivalente inicial do sistema em uma base comum, em s; e f_{COI} a frequência de centro de inércia do sistema (do Inglês *center of inertia* – COI), em t_0^+ , i.e., imediatamente após a ocorrência do distúrbio, em Hz/s.

A definição do instante “imediatamente após a ocorrência do distúrbio” deve ser analisada com cuidado, pois (3.1) é válida na janela de tempo dos fenômenos eletromecânicos [4]. Imediatamente após a ocorrência de um distúrbio na rede, a potência elétrica é fornecida pelo campo magnético do gerador, em seguida pela inércia das máquinas e por último pela reação dos reguladores [3]. Para a validade de (3.1), é utilizada a janela de medição de 0,5s na monitoração do desvio de frequência do sistema [21].

Em (3.1), a constante de inércia equivalente e a frequência de centro de inércia podem ser calculadas por (3.2) e (3.3), respectivamente.

$$H_{\text{sys}} = \frac{\sum_{g=1}^n H_g S_g}{\sum_{g=1}^n S_g} \quad (3.2)$$

$$f_{\text{COI}} = \frac{\sum_{g=1}^n H_g f_g}{\sum_{g=1}^n H_g} \quad (3.3)$$

Sendo H_g a constante de inércia do g -ésimo gerador, em s; S_g a potência aparente nominal do g -ésimo gerador, em MVA; f_g a frequência do g -ésimo gerador, em Hz; e n o número de unidades geradoras síncronas no sistema.

A equação (3.1) é baseada na equação de oscilação de uma máquina rotativa (2.1), assumindo que os geradores do sistema são representados por um equivalente agrupando todas as máquinas, a partir de (3.2) e (3.3). Utilizando a frequência de centro de inércia, em (3.1), é possível filtrar as oscilações transitórias de sincronismo entre os geradores, que aumentam a imprecisão da estimativa do déficit de potência. Entretanto, a estimativa dessa frequência, e sua derivada, nos sistemas reais, é uma tarefa desafiadora, uma vez que é necessário o conhecimento da velocidade das máquinas em operação e suas respectivas constantes de inércia. Portanto, para superar este desafio, neste trabalho é utilizada a estimativa da frequência de centro de inércia, e sua derivada, por meio de técnicas baseadas na aplicação de PMUs, sem a necessidade de se conhecer a velocidade de rotação das máquinas síncronas [27][28], em contrapartida, para a aplicação destas técnicas é necessário o conhecimento da topologia do SEE em análise em tempo real, que também mostra-se uma tarefa desafiadora.

3.1.2 Frequência de Centro de Inércia pelo Método do Divisor de Frequência

Em [27], é apresentado um método para se estimar a frequência das barras de um sistema elétrico conhecendo-se as velocidades de rotação das máquinas síncronas do mesmo. Este método é denominado Divisor de Frequência [27], onde a rede elétrica é tratada como um meio contínuo de propagação de frequência, onde as condições de contorno, especificadas pelas frequências das máquinas síncronas, devem ser atendidas. O método é desenvolvido para a análise de transitórios eletromecânicos, portanto, assume-se que a onda de propagação é mais rápida que os modos eletromecânicos das máquinas, negligenciando-se os efeitos eletromagnéticos na rede.

Como ponto de partida, assume-se que a representação de uma rede, com N barras, pode ser feita considerando-se a inclusão das impedâncias internas das máquinas síncronas na matriz admitância, conforme (3.4).

$$\begin{bmatrix} I_g \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{gg} & Y_{gb} \\ Y_{bg} & Y_{bb} + Y_{b0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_g \\ V_b \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Sendo I_g um vetor de fasores de injeção de corrente dos geradores do sistema, $n \times 1$, em pu; E_g um vetor de fasores da tensão interna, atrás da impedância, dos geradores do sistema, $n \times 1$, em pu; V_b um vetor de fasores da tensão nas barras do sistema, $N \times 1$, em pu; Y_{bb} , a matriz admitância de barra padrão, $N \times N$, em pu; Y_{gg} , $n \times n$, Y_{gb} , $n \times N$, e Y_{bg} , $N \times n$, as matrizes admitância de barra com inserção das impedâncias internas das máquinas síncronas, em pu; e Y_{b0} matriz diagonal com as impedâncias internas das máquinas síncronas do sistema, $N \times N$, em pu.

A equação (3.4) desconsidera o carregamento da rede elétrica. Com isso, as tensões nas barras podem ser expressas conforme (3.5).

$$V_b = -(Y_{bb} + Y_{b0})^{-1} Y_{bg} E_g = \bar{D} E_g \quad (3.5)$$

Considerando um regime fasorial quase permanente devido à hipótese de variações “lentas” de frequência pelos transitórios eletromecânicos [27]. A derivada temporal de um fasor de tensão pode ser expressa, aproximadamente, conforme (3.6).

$$\frac{dV_b}{dt} = j\Delta f_b V_b \quad (3.6)$$

Sendo Δf_g um vetor com o desvio de frequência da barra de geração em relação a frequência de referência, $n \times 1$.

Aplicando-se o conceito de (3.6) em (3.5), obtém-se a relação entre as frequências nas barras do sistema e nas máquinas síncronas durante transitórios eletromecânicos.

$$\frac{dV_b}{dt} = \frac{d\bar{D} E_g}{dt} \quad (3.7)$$

$$j \text{diag}(\Delta f_b) V_b = j\bar{D} \text{diag}(\Delta f_g) E_g \quad (3.8)$$

Sendo Δf_g o desvio de frequência da barra de geração em relação a frequência de referência, $n \times 1$.

Considerando as tensões do sistema iguais a 1 pu, e que as condutâncias nas matrizes de admitância de rede sejam desconsideradas, a frequência nas barras do sistema pelo método do Divisor de Frequência é dada por

$$f_{b_{N,1}} = \mathbf{1}_{N,1} + D(f_{g_{n,1}} - \mathbf{1}_{n,1}) \quad (3.9)$$

Sendo:

$$D = -(\mathbf{B}_{bb} + \mathbf{B}_{b0})^{-1} \mathbf{B}_{bg} \quad (3.10)$$

Sendo \mathbf{B}_{bb} , \mathbf{B}_{b0} e \mathbf{B}_{bg} as partes imaginárias das matrizes admitância de barra com inserção das impedâncias internas das máquinas síncronas, em pu;

A equação (3.9) descreve o comportamento da frequência de barra em todas os pontos do sistema elétrico a partir do conhecimento da topologia da rede e da frequência dos geradores. No entanto, no WAMS, a frequência de uma determinada barra é uma grandeza conhecida por meio da monitoração sincronizada, i.e., a partir dos dados obtidos pelas PMUs pode-se estimar a frequência de centro de inércia sem a necessidade de conhecer a velocidade de rotação das máquinas síncronas [28].

Primeiramente, (3.3) pode ser reescrita conforme (3.11).

$$f_{COI} = \frac{\sum_{g=1}^n H_g f_g}{\sum_{g=1}^n H_g} = \mathbf{h}^T f_{g_{n,1}} \quad (3.11)$$

Sendo:

$$\mathbf{h}_g = \frac{H_g}{\sum_{g=1}^n H_g} \quad (3.12)$$

Sendo \mathbf{h} um vetor $n \times 1$, com as constantes de inércia, de cada máquina, normalizadas.

Reescrevendo-se (3.11), e aplicando-se (3.9).

$$f_{COI} - 1 = \mathbf{h}^T (f_{g_{n,1}} - \mathbf{1}_{n,1}) \quad (3.13)$$

$$f_{\text{COI}} - 1 = -\mathbf{h}^T \mathbf{B}_{\text{bg}}^+ (\mathbf{B}_{\text{bb}} + \mathbf{B}_{\text{b0}}) (f_{b_{N,1}} - \mathbf{1}_{N,1}) \quad (3.14)$$

Sendo:

$$\mathbf{B}_{\text{bg}}^+ = (\mathbf{B}_{\text{bg}}^T \mathbf{B}_{\text{bg}})^{-1} \mathbf{B}_{\text{bg}}^T \quad (3.15)$$

Sendo \mathbf{B}_{bg}^+ a matriz inversa a esquerda de \mathbf{B}_{bg} .

Portanto, a frequência de centro de inércia do sistema pode ser obtida por meio da topologia da rede, das constantes de inércia das máquinas e das medidas de frequência das barras do sistema [28], conforme mostrado em (3.17).

$$f_{\text{COI}} = -\mathbf{h}^T \mathbf{B}_{\text{bg}}^+ (\mathbf{B}_{\text{bb}} + \mathbf{B}_{\text{b0}}) (f_{b_{N,1}} - \mathbf{1}_{N,1}) + 1 \quad (3.16)$$

$$f_{\text{COI}} = \xi^T (f_{b_{N,1}} - \mathbf{1}_{N,1}) + 1 \quad (3.17)$$

Sendo ξ um vetor que caracteriza o peso de uma determinada frequência de barra na frequência de centro de inércia do sistema.

3.1.2.1 Exemplo de Aplicação do Divisor de Frequência

O sistema IEEE 9 Barras [29] é utilizado para a exemplificação do conceito de divisor de frequência em um SEE. Para a avaliação da dinâmica eletromecânica da rede é considerado o incremento de 10%, proporcionalmente distribuído, da carga ativa total do sistema no instante $t=1s$ e sua retirada no instante $t=3s$.

Considerando os dados de topologia da rede e de constantes de inércia, presentes em [29], o vetor ξ^T é dado por:

$$\xi^T = [1,6946; 0,6847; 0,4260; -0,9793; 0; 0; -0,4910; 0; -0,3349]$$

Pela análise do vetor ξ^T observa-se que há elementos nulos, i.e., não é necessário a monitoração da frequência em todas as barras do sistema. A alocação das PMUs seria necessária nas barras 1,2,3,4,7 e 9, associadas com os índices não-nulos do vetor ξ^T , conforme ilustrado pela Figura 5.

A tendência natural pelo método divisor de frequência é que a monitoração seja necessária nas barras mais próximas aos geradores do sistema [28], ocasionando que

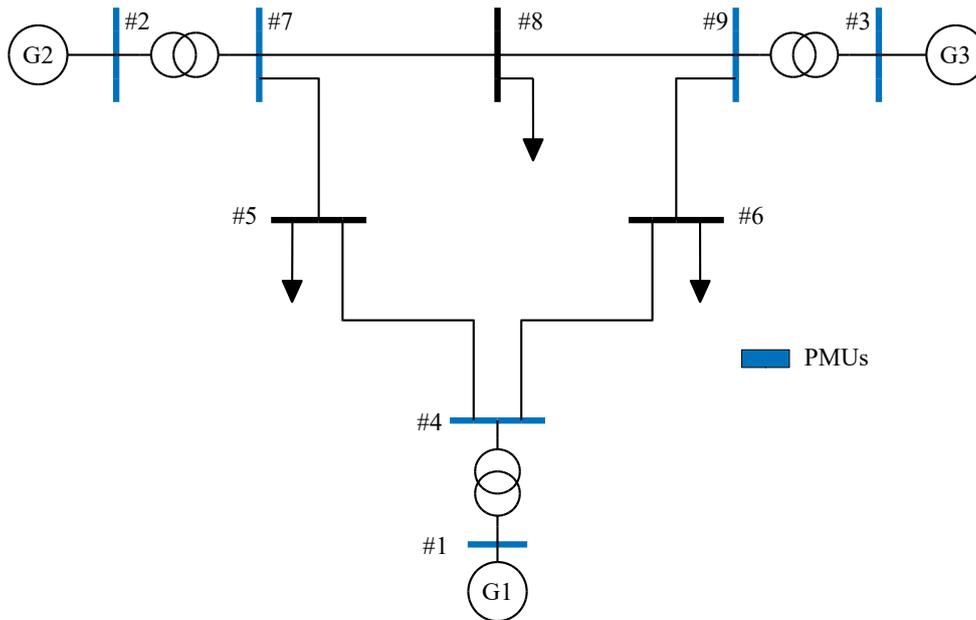


Figura 5: Sistema exemplo IEEE 9 Barras.

haja uma diminuição proporcional em grandes SEEs com alta quantidade de barras de transmissão.

Para o evento supracitado, a Figura 6 apresenta o comportamento da frequência de centro de inércia por (3.3) e por (3.17).

O comportamento da frequência de centro de inércia obtida por (3.17) é, satisfatoriamente, similar ao comportamento obtido pela média das rotações mecânicas das máquinas por (3.3). No entanto, no método adaptativo proposto, a estimação da derivada da frequência é mais importante para a estimação e execução do alívio de

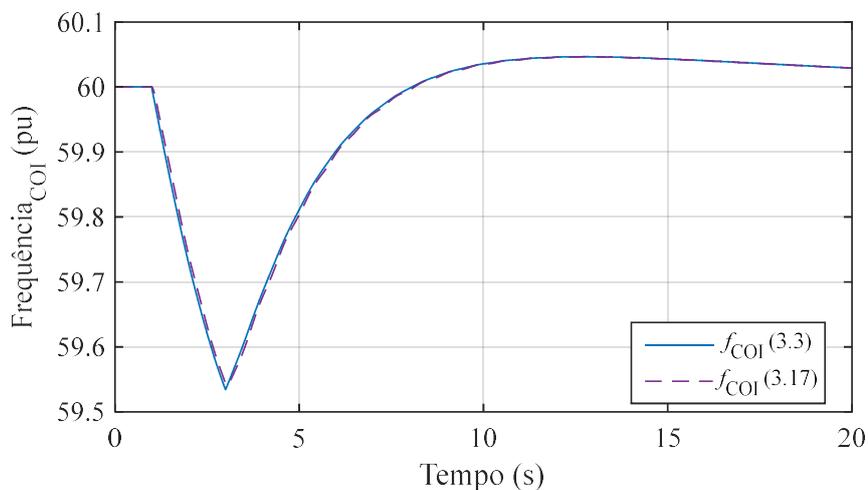


Figura 6: Comparação entre os métodos de obtenção da frequência de centro de inércia para o sistema IEEE 9 Barras.

carga.

A Figura 7 ilustra o comportamento da derivada da frequência de centro de inércia para o caso exemplificado.

Analisando-se o caso da Figura 7, a diferença percentual obtida entre as derivadas, no momento de estimação, foi menor que 5%. Considerando-se as descontinuidades presentes nas medidas de ângulo elétrico das tensões de barra em comparação com as mudanças de velocidade mecânica, esta diferença percentual foi considerada adequada para a aplicação, no ambiente de simulação, do método do Divisor de Frequência.

3.1.3 Impacto da Natureza da Carga

O desvio de potência calculado em (3.1) reflete o desbalanço entre a carga e geração no momento de estimação. Negligenciando-se as perdas no sistema e a atuação dos reguladores de velocidade, o desvio de potência pode ser definido como em (3.18).

$$\begin{aligned} \Delta P &= P_{mec} - P_L = (P_{mec0} + \Delta P_{mec}) - (P_{L0} + \Delta P_L) \\ &= P_{mec0} - P_{L0} - \Delta P_L \end{aligned} \quad (3.18)$$

Sendo P_{mec0} a potência mecânica do sistema antes do distúrbio, em pu; ΔP_{mec} a variação da potência mecânica do sistema entre o momento do distúrbio e de estimação, em pu; P_{L0} a potência ativa da carga do sistema antes do distúrbio, em pu; e ΔP_L a variação do carregamento do sistema entre o momento do distúrbio e de estimação, em pu.

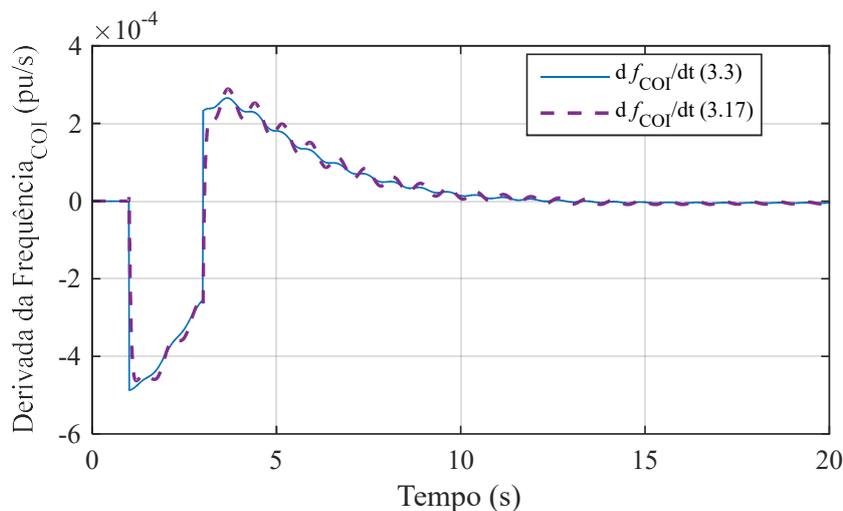


Figura 7: Comparação entre as derivadas obtidas para a frequência de centro de inércia no sistema IEEE 9 Barras.

O valor do desbalanço estimado por (3.1) precisa ser corrigido pela variação da carga, uma vez que a mesma é impactada com o distúrbio. Por exemplo, a redução da tensão no momento de um distúrbio resultará naturalmente em uma diminuição da carga. Entretanto, à medida em que o processo de rejeição avança, o valor da carga é restabelecido, o que pode levar o sistema a colapsar.

Na literatura técnica, diversos modelos são propostos para a representação matemática do comportamento das cargas elétricas de um sistema de energia, tanto para representação de sua parcela ativa quanto de sua parcela reativa. O modelo adotado nos estudos de proteção de subfrequência [30], assume a dependência das potências ativa e reativa da carga, tanto com a frequência da rede elétrica quanto com a tensão do sistema.

No entanto, devido à inércia dos geradores, as variações de frequência entre o momento da perturbação e o momento da estimativa têm um impacto insignificante na carga. Por outro lado, por ser uma variável elétrica, a tensão pode promover uma rápida mudança na carga [6]. Essa dependência das parcelas ativa e reativa, do carregamento de uma barra, com a tensão pode ser matematicamente modelada de acordo com (3.19) e (3.20), respectivamente.

$$P_L = \sum_{l=1}^m P_{L_{0,l}} \cdot \left(\frac{V_{L_l}}{V_{L_{0,l}}} \right)^{\alpha_l} \quad (3.19)$$

$$Q_L = \sum_{l=1}^m Q_{L_{0,l}} \cdot \left(\frac{V_{L_l}}{V_{L_{0,l}}} \right)^{\beta_l} \quad (3.20)$$

Sendo m o número de barras de carga no sistema; $P_{L_{0,l}}$ a parcela ativa das cargas na l -ésima barra no momento do distúrbio, em pu; $Q_{L_{0,l}}$ a parcela reativa das cargas na l -ésima barra no momento do distúrbio, em pu; V_{L_l} a tensão na l -ésima barra de carga no momento da estimação; $V_{L_{0,l}}$ a tensão na l -ésima barra de carga no momento do distúrbio; α_l o coeficiente de dependência entre a potência ativa e a tensão na l -ésima barra de carga; e β_l o coeficiente de dependência entre a potência reativa e a tensão na l -ésima barra de carga.

Aplicando-se (3.19) em (3.18), obtém-se (3.21).

$$P_L = P_{L_0} + \Delta P_L = \sum_{l=1}^m P_{L_{0,l}} \cdot \left(\frac{V_{L_l}}{V_{L_{0,l}}} \right)^{\alpha_l} \quad (3.21)$$

Onde a potência ativa da carga do sistema antes do distúrbio é dada por (3.22)

$$P_{L_0} = \sum_{l=1}^m P_{L_{0,l}} \quad (3.22)$$

Portanto, a variação da carga com dependência da tensão é contabilizada por (3.23).

$$\Delta P_L|_{t_0^+} = \sum_{l=1}^m P_{L_{0,l}} \cdot \left[\left(\frac{V_{L_l}}{V_{L_{0,l}}} \right)^{\alpha_l} - 1 \right] \quad (3.23)$$

Corrigindo-se a variação da carga, a estimativa inicial para o desbalanço de potência no momento do distúrbio (P_{def_0}) é dada por (3.24).

$$P_{\text{def}_0} = \frac{2H_{\text{sys}}}{f_0} \cdot \left. \frac{df_{\text{COI}}}{dt} \right|_{t_0^+} + \sum_{l=1}^m P_{L_{0,l}} \cdot \left[\left(\frac{V_{L_l}}{V_{L_{0,l}}} \right)^{\alpha_l} - 1 \right] \quad (3.24)$$

Apesar de (3.24) considerar apenas a potência ativa na estimação do déficit de potência, a sua dependência com a tensão, segundo (3.19), incorpora o impacto da parcela reativa do carregamento na estimação do déficit de potência.

3.2 Impactos das Fontes Conectadas por Inversores e Dispositivos Armazenadores

A relação entre a taxa de variação da frequência de centro de inércia e a constante de inércia equivalente do sistema, dada por (3.1), é amplamente utilizada em diversos métodos adaptativos de alívio de carga propostos na literatura. Uma condição imposta é que o SEE possua pelo menos uma máquina síncrona conectada ao mesmo, de forma que as grandezas de centro de inércia possam ser calculadas.

Contudo, o aumento da penetração das fontes renováveis de geração, especialmente as conectadas por meio de conversores eletrônicos e que operam no rastreamento da máxima transferência de potência pode ser um complicador para a utilização de (3.1).

Uma vez que estas fontes acarretam dois principais desafios na execução dos métodos adaptativos: a imprecisão na constante de inércia equivalente e a necessidade de atualização de desvios adicionais ocasionados pela intermitência da fonte primária de energia [5].

Um desafio adicional, presente na evolução dos cenários dos SEEs, para os métodos adaptativos de alívio de carga é a massiva penetração de dispositivos armazenadores operando com serviços de suporte de frequência. Esses dispositivos modificam a estrita relação entre o RoCoF do sistema e a inércia das máquinas, uma vez que podem possuir recursos sintéticos de reposta inercial. Esse fato pode ser um complicador em cenários com armazenadores com baixo estado de carga, uma vez que reduziriam a taxa de variação da frequência monitorada pelos métodos adaptativos, mas poderiam limitar seu suporte durante a execução do alívio de carga.

Os impactos trazidos por esses novos cenários são discutidos nas próximas seções.

3.2.1 Imprecisão da Inércia Equivalente

A imprecisão da constante de inércia inicial (H_{sys}) é contornada atualizando-se o seu valor após cada etapa de rejeição de carga, conforme (3.25).

$$H_{\text{new}_{i+1}} = \frac{f_0 (P_{\text{shed}_i} - \Delta P_{L_i})}{2 \left(\left. \frac{df_{\text{COI}}}{dt} \right|_{t_i^+} - \left. \frac{df_{\text{COI}}}{dt} \right|_{t_i^-} \right)} + \sum_{e=1}^q H_{\text{ESS}_e} \quad (3.25)$$

Sendo $H_{\text{new}_{i+1}}$ o valor da constante de inércia atualizado após a aplicação do estágio de corte i , em s; P_{shed_i} o total de carga rejeitada no final do estágio de corte i , em pu; ΔP_{L_i} a variação de carga devido à mudança na tensão após a aplicação do corte de carga, em pu; $\left. \frac{df_{\text{COI}}}{dt} \right|_{t_i^+}$ o RoCoF após a aplicação do estágio de corte i , em Hz/s; $\left. \frac{df_{\text{COI}}}{dt} \right|_{t_i^-}$ o RoCoF antes da aplicação do estágio de corte i , em Hz/s; H_{ESS_e} o valor da inércia do e -ésimo dispositivo com resposta sintética, em s; e q o número de dispositivos com reposta inercial sintética.

A constante de inércia é atualizada monitorando-se a variação do RoCoF e do carregamento do sistema para um distúrbio conhecido, i.e., o montante de carga rejeitado.

Para a correta atualização, (3.25) deve contabilizar a participação de dispositivos com resposta inercial sintética. Estes dispositivos atuam ao observarem um desvio na frequência do sistema, reduzindo o RoCoF e a estimação do déficit de potência por (3.24). Isto pode ser um fator complicador em dispositivos com armazenamento de energia, onde o suporte de potência pode ser limitado pelo estado de carga. Portanto, estes dispositivos podem ocasionar o detrimento da proteção adaptativa de alívio de carga por subfrequência, uma vez que a limitação durante a execução do método irá resultar em déficits adicionais de potência.

3.2.2 Contabilização de Dispositivos

Armazenadores

O método adaptativo proposto considera a participação dos dispositivos armazenadores de energia, com suporte de frequência, através da contabilização da inércia sintética desses dispositivos, que são dependentes do RoCoF do sistema e do estado de carga (do Inglês *state of charge* – SOC).

Cada tecnologia de armazenamento de energia e seu controle associado, impactam em diferentes características da inércia sintética desses dispositivos, e devem ser consideradas no método proposto.

Por exemplo, a Figura 8, apresenta a contabilização da inércia sintética, de um dispositivo genérico de armazenamento de energia, que será descrito com detalhes na Seção 5.2, e a filosofia de contabilização do respectivo armazenador como déficit de potência.

A curva da Figura 8 é descrita por algumas características. Na literatura [21][22], assume-se que os armazenadores não devem responder as variações de frequência quando estes apresentarem estado de carga entre 0-10% e 90-100% de sua capacidade nominal. Este limite serve para proteger os dispositivos contra descarregamentos

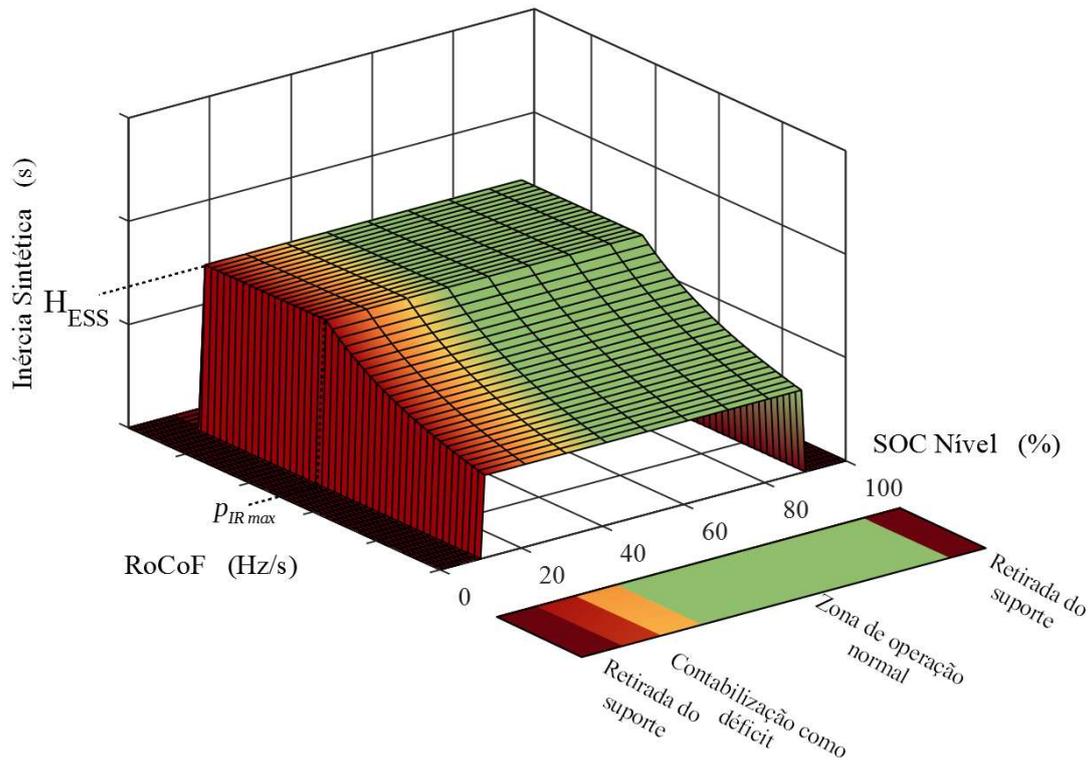


Figura 8: Contabilização da inércia sintética pelo método adaptativo proposto.

completos de energia ou sobrecarregamentos [22]. Portanto a inércia sintética nesses intervalos, naturalmente, é desconsiderada pela filosofia de controle dos dispositivos.

No intervalo entre 20-80% da capacidade nominal do armazenador, este irá responder as variações de frequência da rede, refletindo em injeções de potência, conforme o RoCoF observado. Esta injeção de potência caracteriza duas regiões de operação para a inércia sintética. Uma constante, onde a injeção de potência na rede é proporcional ao RoCoF, e limitada, pela capacidade de suporte de potência do armazenador, caracterizada na Figura 8 por p_{IRmax} , i.e., a potência máxima para a resposta inercial (do Inglês *inertial response* – IR). Acima da potência máxima do armazenador, a injeção é limitada, fazendo com que a inércia sintética assuma a característica de ser inversamente proporcional ao RoCoF, como observado na Figura 8.

Nesta tese propõe-se que caso o nível de carga se encontre entre 10-20% [22], o suporte do armazenador é considerado perigoso para a execução do alívio de carga e, portanto, considerado como um déficit de potência, através de (3.25). Nesta região, o armazenador ainda é capaz de funcionar por sua lógica de controle, mas o estado de carga reduzido pode comprometer a atuação do método adaptativo de alívio de carga.

Além da presença dos dispositivos com resposta sintética, uma estimativa inicial errada para a constante de inércia equivalente também resultaria em uma estimativa errada para o déficit de potência por (3.24). Portanto, após a atualização por (3.25), o déficit inicial é atualizado conforme (3.26).

$$\Delta P_{\text{def}} = P_{\text{def}_0} \cdot \left[\left(\frac{H_{\text{new}}}{H_{\text{sys}}} \right) - 1 \right] \quad (3.26)$$

Sendo ΔP_{def} o desvio causado pela imprecisão da constante de inércia inicial, em pu.

3.2.3 Atualização do Déficit de Potência

Os desvios de potência ocasionados pela variação das fontes de geração são contornados através da atualização do déficit de potência ao longo do processo de alívio de carga, por meio da monitoração do RoCoF do sistema. Déficits adicionais são observados como degraus negativos no RoCoF e, conseqüentemente, podem ser contabilizados por (3.27).

$$P_{\text{def}_i} = (P_{\text{def}_0} + \Delta P_{\text{def}}) + \Delta P_L|_{t_k} + \frac{2H_{\text{new}}}{f_0} \Delta \left. \frac{df_{\text{COI}}}{dt} \right|_{t_k} \quad (3.27)$$

Sendo P_{def_i} o déficit de potência estimado, em pu; e $\Delta df_{\text{COI}}/dt$ a variação do RoCoF antes e após a observação de um degrau negativo no instante t_k , em Hz/s.

O déficit final estimado pelo método proposto, conforme (3.27), considera as variações de carga no momento da estimativa, imprecisões na constante de inércia, variações ao longo do processo de alívio de carga, a presença de dispositivos com resposta inercial sintética e a limitação da capacidade de carga dos armazenadores de energia.

3.3 Distribuição do Alívio de Carga

Após a determinação do déficit de potência do sistema, uma importante decisão a ser tomada diz respeito ao local onde ocorrerá o alívio de carga, em outras palavras, quais cargas serão rejeitadas durante o processo de recuperação da frequência.

Na maioria dos sistemas de energia elétrica, as cargas são ranqueadas por sua importância técnica e/ou econômica [5]. Naturalmente, cargas menos importantes são desligadas antes de cargas mais importantes. No método adaptativo proposto, é utilizada uma metodologia para a distribuição do alívio de carga com base na sensibilidade da frequência de centro de inércia em relação às cargas. Essa distribuição, apresentada em [11], tem como objetivo determinar as cargas cuja rejeição resultará no melhor benefício do ponto de vista da recuperação da frequência.

A partir da topologia da rede, dos fasores de tensão dos geradores e suas características de regulação, é determinada a sensibilidade da frequência em relação à determinada carga [11]. O processo de distribuição é realizado em duas etapas: uma de determinação da sensibilidade da geração devida às variações na carga e outra do cálculo da sensibilidade da frequência de centro de inércia também em relação à carga.

3.3.1 Cálculo das Sensibilidades de Geração

A metodologia empregada para a determinação das sensibilidades na geração é derivada da apresentada em [31], originalmente proposta para estudos de estabilidade de tensão.

Considerando, primeiramente, a representação do SEE dada pela Figura 9, onde as barras de geração e de carga são consideradas fora da rede elétrica, pode-se modelar o seu comportamento através de (3.28).

$$\begin{bmatrix} -I_L \\ 0 \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{LL} & Y_{LT} & Y_{LG} \\ Y_{TL} & Y_{TT} & Y_{TG} \\ Y_{GL} & Y_{GT} & Y_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L \\ V_T \\ V_G \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Sendo I_L e I_G vetores com os fasores das correntes das cargas e dos geradores, respectivamente, em pu; V_L , V_T e V_G os vetores com os fasores das tensões nas barras de carga, transmissão e geração, respectivamente, em pu; e Y_{XX} as submatrizes de admitâncias da rede.

Observa-se por (3.28) que as barras denominadas de transmissão, não possuem geração ou carga, portanto não apresentam injeções ou absorções de corrente associadas, podendo ser eliminadas do equacionamento através da redução de Kron [32]. Aplicando-se a redução, o equacionamento resultante é dado por (3.29).

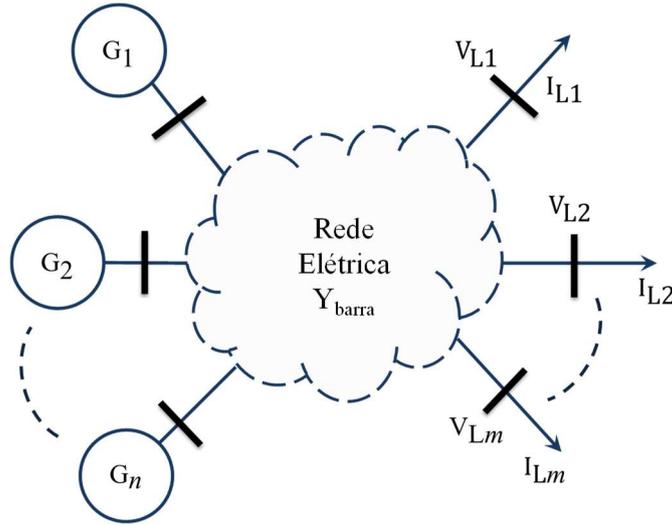


Figura 9: Modelo da rede elétrica com acoplamento mútuo entre as cargas.

$$\begin{bmatrix} -I_L \\ I_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{LL} - Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TL} & Y_{LG} - Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TG} \\ Y_{GL} - Y_{GT}Y_{TT}^{-1}Y_{TL} & Y_{GG} - Y_{GT}Y_{TT}^{-1}Y_{TG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L \\ V_G \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

A partir de (3.29), pode-se definir a matriz de impedância própria da de carga, conforme (3.30).

$$Z_{LL} = (Y_{LL} - Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TL})^{-1} \quad (3.30)$$

Sendo Z_{LL} a matriz de impedância própria de carga, $m \times m$, em pu.

Considerando (3.29) e (3.30), pode-se definir a matriz de transformação de tensões, conforme (3.31).

$$K = Z_{LL}(Y_{LT}Y_{TT}^{-1}Y_{TG} - Y_{LG}) \quad (3.31)$$

Sendo K a matriz de combinação entre os fasores de tensão dos geradores, $m \times n$.

Utilizando (3.29), (3.30) e (3.31) o vetor de fasores de tensão nas barras de carga pode ser representado conforme (3.32).

$$V_L = KV_G - Z_{LL}I_L \quad (3.32)$$

Para uma carga qualquer situada na l -ésima barra, (3.32) assume a forma mostrada em (3.33).

$$V_{Ll} = [KV_G]_{l,:} - Z_{LLll}I_{Ll} - \sum_{j=1, j \neq l}^m Z_{LLlj}I_{Lj} = E_{THl} - Z_l I_{Ll} \quad (3.33)$$

Sendo:

$$Z_l = \frac{Z_{LLll}I_{Ll} + \sum_{j=1, j \neq l}^m Z_{LLlj}I_{Lj}}{I_{Ll}} \quad (3.34)$$

$$E_{THl} = [KV_G]_{l,:} \quad (3.35)$$

Sendo Z_l é a impedância de Thévenin da rede para a l -ésima barra, em pu; e E_{THl} a tensão de Thévenin vista da l -ésima barra, em pu.

A tensão de Thévenin E_{THl} representa a contribuição de todos os geradores do sistema para a carga, assim como a impedância equivalente Z_l representa o impacto de todas as outras cargas na l -ésima barra [32].

A partir da representação matemática de (3.33), a rede elétrica apresentada na Figura 9, pode ser representada por um circuito equivalente acoplado de porta simples [31], conforme apresentado na Figura 10.

A equação (3.35) pode ser estendida conforme (3.36).

$$E_{THl} = K_{l1}V_{G1} + K_{l2}V_{G2} + \dots + K_{ln}V_{Gn} \quad (3.36)$$

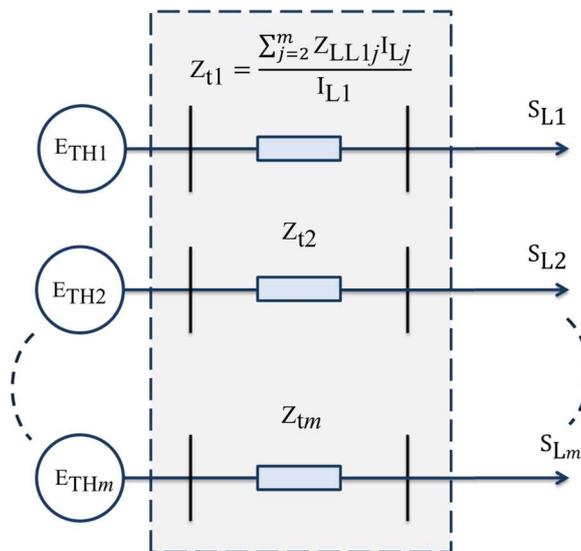


Figura 10: Circuito equivalente acoplado de porta simples.

A equação (3.36) representa a contribuição de cada tensão de barra de geração na tensão equivalente de Thévenin de uma l -ésima barra de carga.

A partir de (3.36), a razão do incremento de potência pelo g -ésimo gerador para uma mudança na l -ésima carga, sobre a potência total que flui para l -ésima barra de carga (C_{lg}), em pu, pode ser dada por (3.37) [32].

$$C_{lg} = \frac{|K_{lg} V_{Gg}|}{|E_{THl}|} \cos \theta_{gl} \quad (3.37)$$

Sendo θ_{gl} a diferença angular entre $K_{lg} V_{Gg}$ e E_{THl} .

Portanto, a mudança no despacho do g -ésimo gerador (ΔG_{lg}), em pu., em relação à uma mudança na l -ésima carga (ΔP_l), em pu, é dada por (3.38).

$$\Delta G_{lg} = \frac{(C_{lg} \Delta P_l)}{(\sum_{g=1}^n C_{lg})} = r_{lg} \Delta P_l \quad (3.38)$$

3.3.2 Cálculo das Sensibilidades da Frequência

Após a determinação das sensibilidades dos geradores para uma variação na carga, é necessário o cálculo da sensibilidade da frequência em relação à mesma variação de carga.

Seja o desvio de geração, ocasionada pela variação de carga, dado por (3.38). A mudança na velocidade da máquina (Δf_{lg}) pode ser obtida considerando suas características de regulação primária de frequência, conforme (3.39).

$$\Delta f_{lg} = R_g \Delta G_{lg} \quad (3.39)$$

Sendo R_g o estatismo do g -ésimo gerador, em pu, na base comum.

O desvio ocasionado na frequência de centro de inércia (Δf_{COI}) pode ser obtido pela média dos desvios individuais de todos os geradores do sistema, conforme (3.40).

$$\Delta f_{COI} = \frac{\sum_{g=1}^n H_g \Delta f_{lg}}{\sum_{g=1}^n H_g} \quad (3.40)$$

Utilizando (3.38) e (3.39) em (3.40), a sensibilidade da frequência de centro de inércia para uma variação em uma carga l ($S_l^{f_{COI}}$), pode ser estimada por (3.41).

$$S_l^{f_{COI}} = \frac{\Delta f_{COI}}{\Delta P_l} = \frac{\sum_{g=1}^n H_g R_g r_{lg}}{\sum_{g=1}^n H_g} \quad (3.41)$$

Finalmente, (3.42) apresenta o cálculo do fator de divisão do déficit por carga (F_c), quando considerado o método da sensibilidade da frequência em relação ao corte de carga.

$$F_{c_l} = \frac{S_l^{f_{COI}}}{\sum_{l=1}^m S_l^{f_{COI}}} \quad (3.42)$$

O método de distribuição do alívio de carga é baseado na resposta dos geradores que participam do controle primário de frequência ao responderem a uma variação de carga. Em regime permanente, a divisão da tomada de cargas é realizada com base no estatismo de cada máquina. Transitoriamente, a resposta às variações depende da proximidade elétrica ao distúrbio [11]. O método estima essa proximidade pela utilização de (3.37) e estima a influência de cada máquina na frequência de centro de inércia. Resumidamente, o método tende a cortar as cargas eletricamente mais próximas aos geradores que acarretam a maior mudança na frequência do centro de inércia.

A metodologia implementada é baseada em premissas técnicas para distribuir o alívio de carga, contudo esta pode ser modificada através de (3.42), para incorporar aspectos não-técnicos como fatores econômicos e cargas prioritárias, promovendo uma distribuição mista. Todavia, esta análise não é abordada neste trabalho.

3.3.2.1 Exemplo de Aplicação do Método de Distribuição

Para a exemplificação da filosofia do método de distribuição de alívio de carga, baseado na sensibilidade de mudança da frequência de centro de inércia, utiliza-se, novamente, o sistema IEEE 9 Barras da Figura 5. Contudo, para um melhor entendimento da filosofia, considera-se que as máquinas utilizam os mesmos modelos de reguladores de velocidade e faz-se uso de algumas modificações topológicas, conforme apresentado nos cenários da Tabela 2.

Tabela 2: Cenários para a avaliação do método de distribuição de alívio de carga.

Fator de Distribuição	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
	$H_1 = H_2 = H_3$	$H_1 = 5H_2 = 5H_3$	$H_1 = 5H_2 = 5H_3$
	Todas as linhas iguais	Todas as linhas iguais	LT 7-3 desligada
$F_{c\#5}$	0,33	0,37	0,50
$F_{c\#6}$	0,33	0,37	0,23
$F_{c\#8}$	0,33	0,26	0,27

Conforme observado pela Tabela 2, no Cenário 1, o método de distribuição divide, igualmente, o alívio de carga no sistema, uma vez que as distâncias elétricas entre as cargas do sistema e os geradores são iguais, além do fato, do impacto sobre a recuperação da frequência de centro de inércia ser o mesmo, pois as máquinas possuem a mesma constante de inércia.

No Cenário 2, a etapa de sensibilidade de geração é a mesma do cenário 1, uma vez que a topologia e o ponto de operação se mantêm. Contudo, o fator de distribuição altera-se devido a mudança na capacidade da máquina 1. Pela etapa de sensibilidade da frequência, o método de distribuição vai alocar um alívio de carga maior, e igual, nas barras 5 e 6, que são eletricamente equidistantes do gerador 1.

Por fim, o Cenário 3 apresenta o caso em que o método alocará a maior parte da rejeição na barra 5, pois devido a abertura da linha 4-6, a carga na barra 6 não impactará na sensibilidade de geração da máquina 1 e, portanto, diminuirá seu impacto na recuperação da frequência de centro de inércia.

Deve-se salientar que o método de distribuição não considera a condição de carregamento da barra pré-evento. Portanto, durante o alívio de carga, deve-se contabilizar tal variável e caso, eventualmente, o montante alocado para corte em uma determinada barra seja maior que o possível, a diferença é distribuída, segundo os próprios fatores do método de sensibilidade, entre as barras que não foram superadas.

3.4 Consideração da Atuação da Regulação Primária de Frequência

O método proposto busca atingir dois objetivos: o primeiro, e principal, é ser robusto na proteção do sistema contra afundamentos críticos de frequência, o segundo procura minimizar a intervenção sobre a rede, i.e., o montante de carga rejeitado no processo. Esta seção trata exclusivamente do segundo objetivo, buscando maneiras de se minimizar o alívio de carga no sistema. Para atender a essa necessidade, o método deve, principalmente, ser capaz de considerar o aumento de potência dos geradores convencionais, devido à atuação da regulação primária.

Uma primeira medida é realizar o alívio em etapas, de maneira que, após a rejeição de carga em cada etapa, a taxa de variação da frequência diminua, dando tempo para o incremento de geração no sistema através da atuação dos reguladores de velocidade. A definição do número de etapas e as condições de corte possuem uma pequena influência na execução do método adaptativo [2][6] e são determinadas, arbitrariamente, dentro da faixa de valores aceitáveis de operação. O número de etapas, usualmente, é compreendido entre 4 e 6 [2], de maneira a propiciar o incremento de geração e tempo de atuação entre etapas consecutivas de corte, respectivamente. Por sua vez, as condições de corte devem estar situadas na faixa de operação transitória da frequência, entre os valores aceitáveis de regime permanente e o nadir de frequência.

No método adaptativo proposto são utilizados os ajustes apresentados na Tabela 3, que indica o número de etapas de corte, o montante a ser rejeitado em cada etapa e as condições de ativação. Tais ajustes foram determinados com base no apresentado em [2].

Tabela 3: Ajustes para as etapas de corte do método proposto.

Etapa	Montante Rejeitado (MW)	Frequência Limite (Hz)
1	35% de P_{def0}	58,50
2	30% de P_{def}	58,20
3	20% de P_{def}	57,90
4	15% de P_{def}	57,30

O alívio de carga é realizado em 4 etapas, sendo sensibilizado pelo cruzamento da frequência pelos valores absolutos de condição de corte. O montante a ser rejeitado por etapa é determinado percentualmente em relação ao valor do déficit de potência estimado por (3.24), para a primeira etapa, e por (3.27), para as demais.

A segunda medida é considerar o aumento de geração pela regulação primária através da monitoração do RoCoF do sistema. Seja (3.43) a descrição matemática da condição de parada do corte de carga pelo critério do aumento de geração do sistema.

$$P_{\text{def}_i} - P_{\text{shed}_i} \geq P_{\text{def}|t_i} \quad (3.43)$$

Sendo P_{shed_i} o déficit de potência estimado para corte, ao fim da etapa i , em pu; e $P_{\text{def}|t_i}$ o déficit observado antes do corte na etapa i , em pu.

Se a inequação (3.43) for verdadeira, o processo de rejeição deve ser interrompido. A inequação (3.43) estabelece que, se o déficit em uma etapa qualquer do corte, for menor que o déficit atual menos o montante cortado até o momento da avaliação, não há mais necessidade de rejeição adicional de carga. Isto implica que o aumento de geração proveniente da regulação primária é capaz de levar o sistema para um mesmo estado ao qual o corte de carga levaria. Esta condição é visualizada na Figura 11, os instantes t_1 , t_2 e t_3 indicam os instantes de cruzamento da frequência pelos limites impostos para corte de carga, pela Tabela 3. Nos instantes t_1 e t_2 o alívio de carga é executado normalmente,

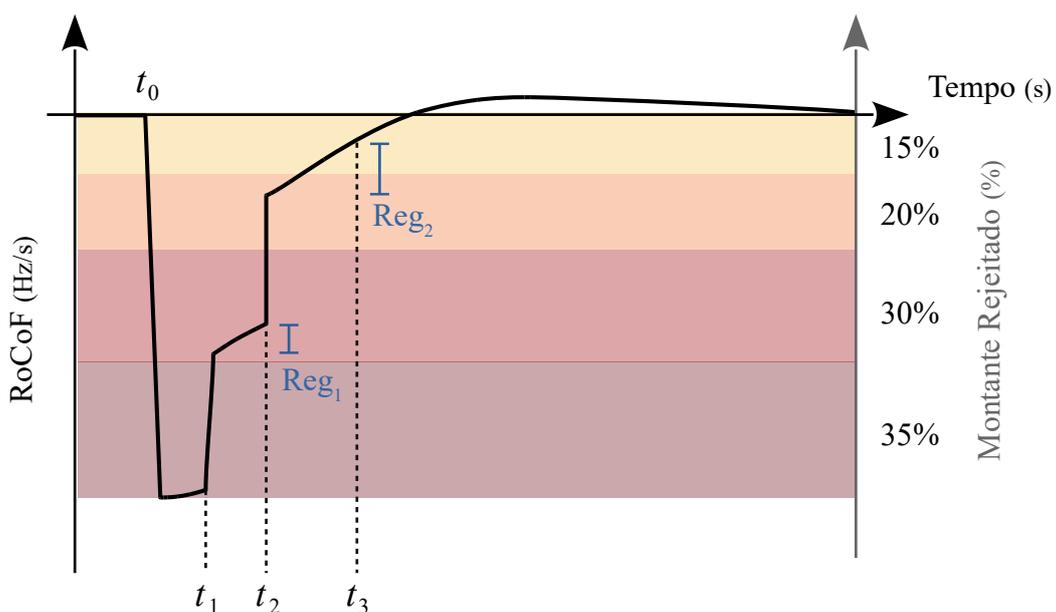


Figura 11: Comportamento do RoCoF durante atuação da regulação primária.

no entanto, pela atuação da regulação primária, no instante t_3 o alívio é abortado. Observa-se que em t_3 , o RoCoF do sistema se encontra em uma região, 15% do déficit estimado em t_0 , para o qual a terceira etapa o deveria levar, portanto, o corte de 20% do déficit estimado é desnecessário, uma vez, que o sistema, por meio do incremento de geração ($\text{Reg}_1 + \text{Reg}_2$) foi capaz de se autorregular.

3.5 Visão Geral do Método Proposto

O método adaptativo proposto é projetado para ser uma proteção centralizada, altamente dependente dos sistemas de monitoramento em ampla área (WAMS) para promover a aquisição de dados e garantir a observabilidade necessária para a execução do esquema [8].

A sensibilização de partida do processo se dá através da detecção de um distúrbio, caracterizado por um RoCoF negativo. Para evitar a ativação desnecessária do esquema para variações normais do carregamento, o sinal do RoCoF deve passar por uma banda morta. Ocorrendo a sensibilização, o processo é disparado e segue o fluxograma da Figura 12. Deve-se salientar que o valor limite da taxa de variação de frequência ajustado para a banda morta é dependente das características elétricas do sistema. Sistemas com alta constante de inércia equivalente apresentam variações reduzidas em comparação com sistemas com baixa capacidade instalada para as mesmas variações absolutas de carregamento. Portanto, o ajuste da banda morta deve ser adaptativo às condições do sistema.

A execução do método é inicializada para a primeira etapa de alívio de carga ($i=1$), com o déficit estimado para corte calculado por (3.24). Em seguida, o montante a ser cortado na etapa i é calculado com base nos ajustes da Tabela 3. Com o valor determinado para a rejeição de carga, deve-se avaliar se a frequência monitorada encontra-se abaixo dos valores definidos para a ativação do alívio de carga. Caso seja afirmativo, avalia-se o aumento da geração do sistema por (3.43), sendo insuficiente, ocorre o a distribuição do alívio de carga com base na sensibilidade da frequência, e por consequência o corte de carga programado para a etapa i .

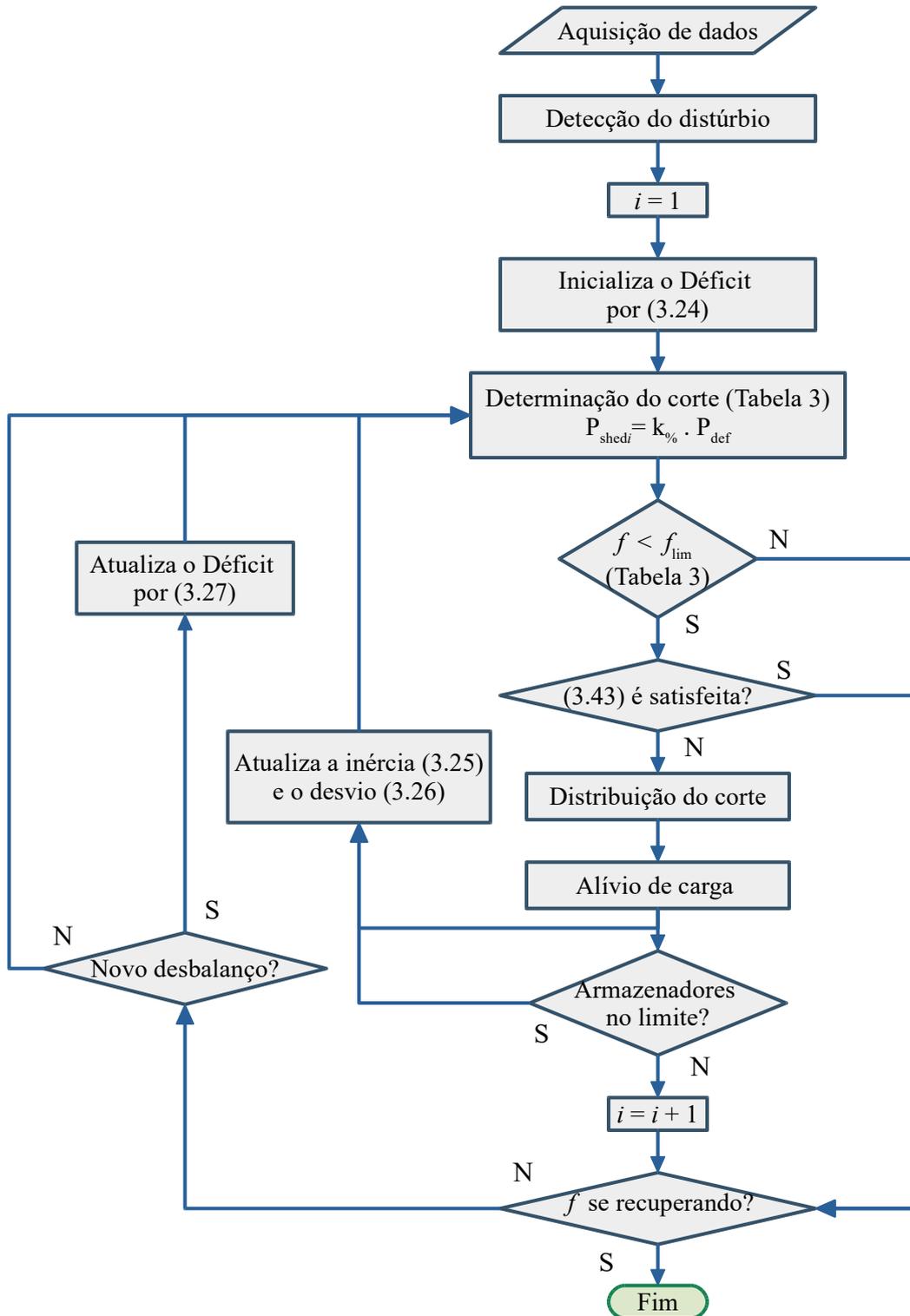


Figura 12: Fluxograma de execução do método proposto.

Caso a frequência não se encontre abaixo dos valores determinados pela Tabela 3 ou o incremento de geração pela regulação primária seja suficiente, o corte na etapa i é cancelado e é avaliada a recuperação da frequência. Após o corte de carga, os valores da constante de inércia e do desvio ocasionado pela sua imprecisão são atualizados por (3.25) e (3.26), respectivamente. Após o alívio, também é considerada a operação dos

armazenadores de energia próximos aos seus limites de carga, caso algum dispositivo esteja próximo, a inércia e o desvio são atualizados, caso contrário, a etapa de alívio de carga é atualizada ($i=i+1$). A não consideração da presença de dispositivos com regulação inercial sintética na primeira etapa de alívio de carga não reduz a robustez do esquema, uma vez, que desconsiderar esses dispositivos, em um primeiro momento, acarreta valores de corte mais elevados, dando um caráter conservador ao primeiro estágio. Por fim, a recuperação da frequência é avaliada, caso o sistema apresente um RoCoF maior ou igual a zero, e a frequência se encontre acima dos valores ajustados da Tabela 3 a execução é interrompida, caso contrário a execução continua e contabiliza-se a atualização do déficit de potência, por (3.27), caso tenha ocorrido novo desbalanço durante a execução.

3.6 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os principais fundamentos da metodologia adaptativa de alívio de carga por subfrequência, como: a estimação do déficit inicial, com a correção do modelo das cargas elétricas; a obtenção da frequência de centro de inércia pelo divisor de frequência; a atualização da inércia e dos desvios de potência, considerando fontes alternativas e dispositivos de armazenamento com suporte sintético de frequência; o método de distribuição de alívio de carga baseado na sensibilidade da frequência; e a consideração da atuação da regulação primária durante o alívio de carga. Ao final do capítulo, foi apresentada uma visão geral da metodologia como um único fluxograma.

Como evidenciado neste Capítulo 3, o método proposto é, altamente, dependente de um elevado grau de observabilidade e controlabilidade do SEE. Portanto, no Capítulo 4, as principais considerações a respeito da implantação do método adaptativo de alívio de carga proposto serão analisadas.

CAPÍTULO 4

CONSIDERAÇÕES A RESPEITO DA IMPLANTAÇÃO DO MÉTODO ADAPTATIVO DE ALÍVIO DE CARGA PROPOSTO

Este capítulo apresenta uma discussão acerca da implantação do método adaptativo de alívio de carga proposto. São abordados os requisitos técnicos necessários nas etapas de monitoração do sistema, de estimação do déficit de potência, de distribuição da carga a ser cortada, assim como os desafios e limitações encontrados em cada etapa.

4.1 Visão Geral do Conceito

A Figura 13 apresenta o conceito básico de aplicação da metodologia de alívio de carga proposta em um sistema elétrico de potência. As principais etapas podem ser visualizadas, assim como sua cadeia de execução.

A filosofia central do método é baseada no fato que imprecisões nos dados de entrada são inevitáveis, ocasionando estimativas de desbalanços e cortes de carga imprecisos. Por isso, o conceito é elaborado para ser aplicado em um laço fechado e executado em tempo real, significando que as ações futuras são coordenadas de acordo com a monitoração constante do sistema e, principalmente, atualizadas de acordo com as ações correntes, aumentando a robustez do processo.

A metodologia proposta depende de um alto grau de observabilidade da rede, precisando de sistemas com monitoração em tempo real e fornecimento elevado de informações, sendo dividida em várias etapas. Cada uma é discutida a seguir.

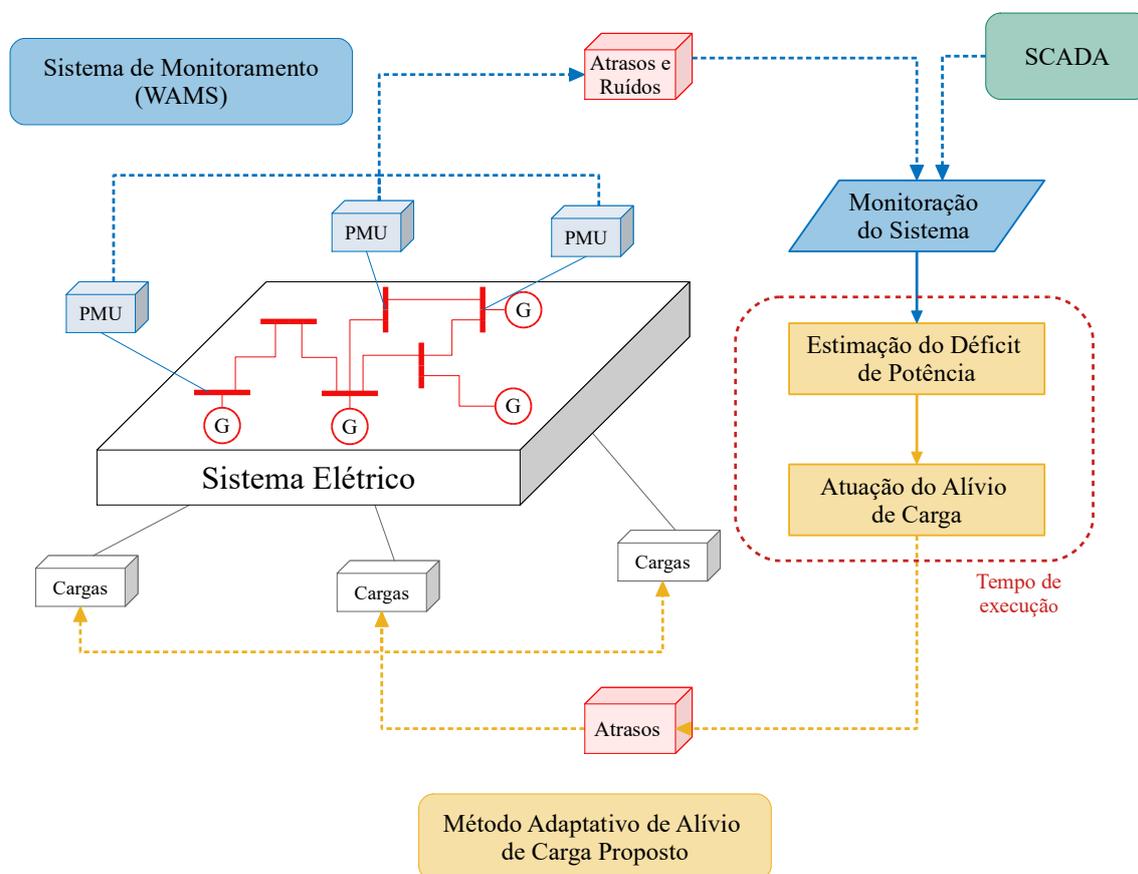


Figura 13: Conceito de aplicação do método adaptativo proposto.

4.2 Requisitos na Monitoração do Sistema

A metodologia proposta é altamente dependente dos sistemas WAMS para o acompanhamento do estado dinâmico da rede, provendo medidas sincronizadas de tensão e frequência. A indisponibilidade de um grande volume de medidas, proporcionalmente ao tamanho do sistema, pode fazer com que a metodologia seja incapaz de operar. Portanto, deve ser considerado a presença de sistemas de aquisição de dados redundantes para que haja o aumento da confiabilidade da execução do método proposto e alternativas de *backup*, como o alívio de carga tradicional, para atuação em condições de depreciação da metodologia adaptativa.

A Figura 14 apresenta, simplificada, a estrutura de aquisição de medidas, concentração de dados e envio ao centro de controle.

As PMUs são responsáveis pela medição de frequência de cada barra necessária para o cálculo da frequência de centro de inércia, além da monitoração da tensão nas barras do

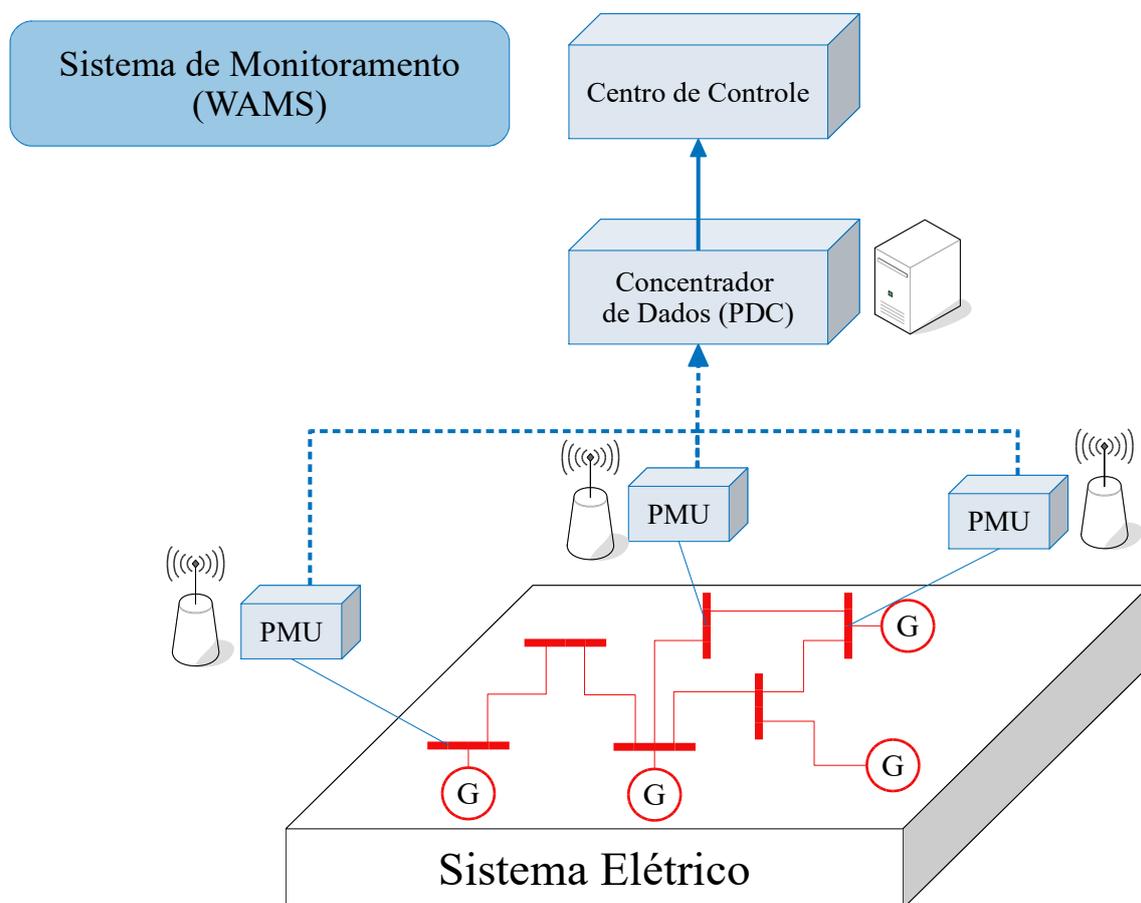


Figura 14: Estrutura de dados de um WAMS

sistema. Essas medidas são sincronizadas por meio de um referencial de tempo comum provido por um sistema de posicionamento global [33]. O sistema de monitoração da metodologia proposta pode fazer uso de PMUs já existentes no sistema para outras aplicações, aumentando-se a confiabilidade do processo.

Após a aquisição de medidas pelas PMUs, estas são transferidas para o concentrador de dados (do Inglês *Phasor Data Concentrator* - PDC). O PDC é responsável por recolher as informações provenientes das PMUs, rejeitar dados incorretos, alinhar a aquisição com o tempo e criar um registro coerente de dados do sistema de potência [34]. Por fim, após o PDC, os dados são disponibilizados ao centro de controle.

O sistema ilustrado pela Figura 14, é uma premissa extremamente necessária para a implantação do método proposto. Contudo, essa estrutura apresenta alguns desafios impostos pela limitação física do sistema de monitoramento. Os dados transmitidos são sujeitos a ruídos, atrasos no tempo de coleta de medição, atrasos no tempo de comunicação, etc. A Tabela 4 apresenta a ordem de grandeza dos principais problemas relacionados a atrasos nos sistemas WAMS [17].

Tabela 4: Descrição dos principais tempos relacionados aos atrasos nos sistemas WAMS

Descrição	Tempo máximo	Descrição	Tempo máximo
Atraso na medição	100 ms	Comunicação I/O	30 ms
Filtragem de medição	100 ms	Processamento PDC	2ms – 2s
Processamento PMU	30 ms	Correção de erros PDC	0,05 ms – 8s
Saída da PMU	20 ms	Comunicação 1000 km	6 ms

O sistema WAMS é fundamental para a monitoração do estado dinâmico da rede, contudo, o método adaptativo também faz uso do sistema de supervisão e aquisição de dados (do Inglês *Supervisory Control and Data Acquisition* - SCADA), não necessitando de medição sincronizada. O sistema SCADA é utilizado somente na estimativa inicial dos valores, sua latência de comunicação é da ordem de 2s - 4s [35].

4.3 Requisitos na Estimação do Déficit de Potência

Os requisitos necessários para o processo de estimação e atualização do déficit de potência podem ser visualizados de maneira simplificada pela Figura 15.

O desbalanço inicial estimado por (3.24), necessita das informações da derivada da frequência de centro de inércia, da constante de inércia equivalente do sistema, do carregamento inicial e da variação de tensão nas barras de carga do sistema.

Como visto na Seção 3.1.2, para se obter a derivada da frequência de centro de inércia é necessária a aquisição das frequências de barra, de acordo com (3.17), da topologia da rede e da inércia das máquinas do sistema.

Para se atualizar a constante de inércia do sistema e os desvios de potência, por (3.25) e (3.26), respectivamente, é necessário o conhecimento do estado de carga inicial dos armazenadores para assim se obter a característica de inércia sintética dos mesmos, conforme apresentado na Figura 8.

Com o desbalanço de potência estimado no sistema, a próxima etapa é a atuação do

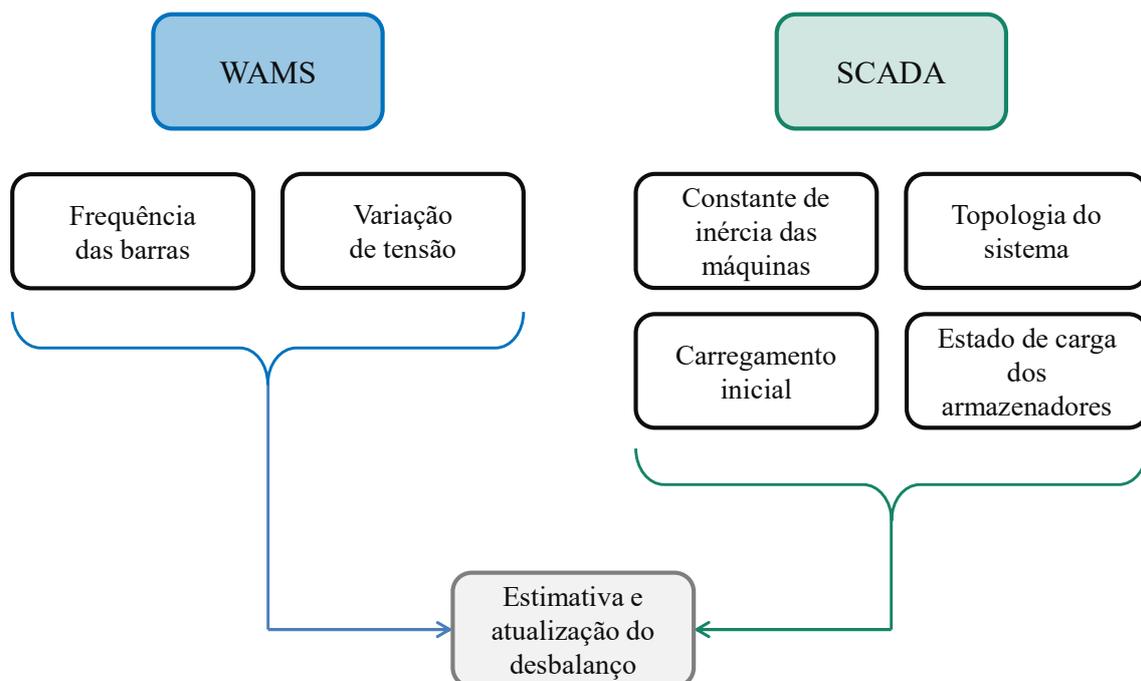


Figura 15: Aquisição de dados para a estimação e atualização do déficit de potência.

método adaptativo, i.e., calcular os locais de rejeição e, efetivamente, enviar o sinal de comando para alívio das cargas.

4.4 Requisitos na Atuação do Método Adaptativo Proposto

A Figura 16 apresenta a topologia do esquema de aquisição de dados para elaboração do método de distribuição baseado na sensibilidade da mudança da frequência de centro de inércia.

O sistema SCADA fornece a topologia da rede para o cálculo da matriz de impedância própria Z_{LL} , dada por (3.30), e da matriz de transformação K , dada por (3.31), além das máquinas em operação, juntamente com suas características de regulação e inércia. As PMUs são utilizadas para aquisição da tensão nos terminais dos geradores. Com os dados obtidos é possível o cálculo dos fatores de sensibilidade e de distribuição do alívio de carga.

Após a seleção dos locais de corte, o próximo passo é enviar o sinal de comando para os

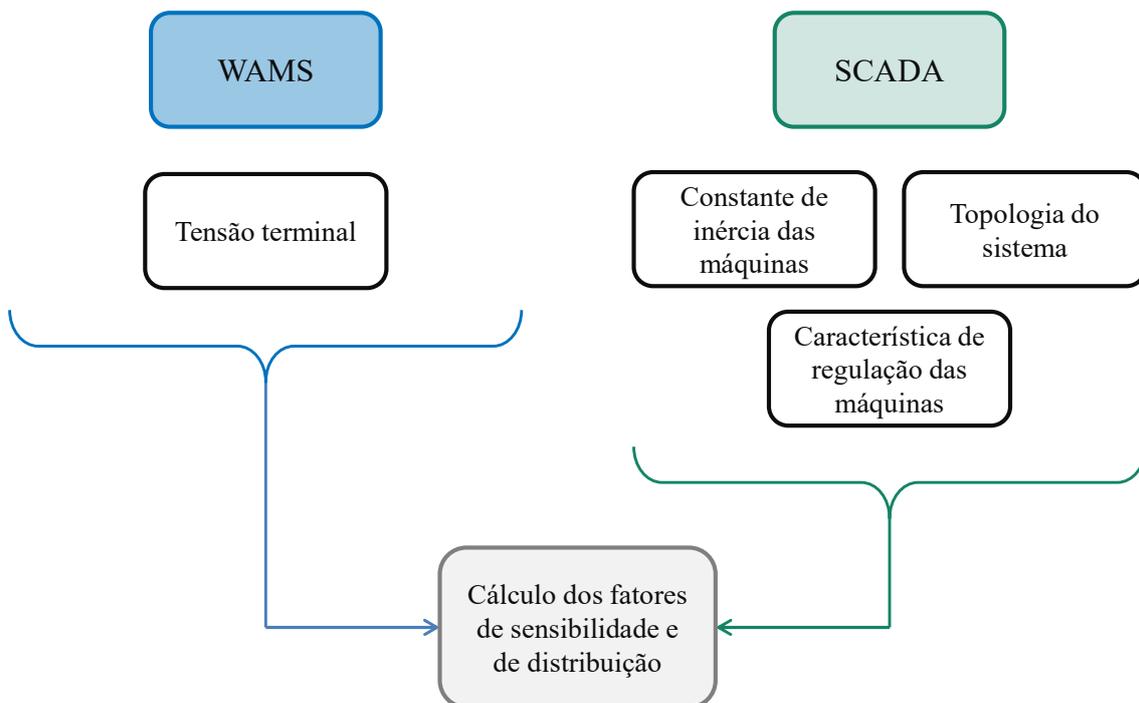


Figura 16: Aquisição de dados para o método de distribuição de alívio de carga.

alimentadores que farão a rejeição. Essa etapa apresenta os mesmos problemas supracitados dos meios de comunicação, com os atrasos de comunicação sendo o grande fator prejudicial para o correto funcionamento da metodologia. Outro fator que deve ter seu tempo contabilizado, é o tempo de atuação dos comandos mecânicos dos disjuntores que farão a abertura dos circuitos e por consequência a desconexão das cargas.

O tempo de processamento das etapas intrínsecas da metodologia, como, por exemplo, o tempo computacional para a estimação do desbalanço e distribuição do alívio de carga também se mostra como um desafio técnico a ser superado pelo método proposto.

4.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os principais requisitos e desafios técnicos, presentes na implantação da metodologia de alívio de carga proposta, nos sistemas elétricos de potência.

Para a avaliação da metodologia, a implementação computacional, presente no Capítulo 5, deve contabilizar os atrasos presentes nas diferentes etapas do conceito exposto na Figura 13.

CAPÍTULO 5

IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

Este capítulo apresenta os detalhes da implementação computacional para a simulação da metodologia de alívio de carga por subfrequência proposta. São apresentados: a plataforma computacional utilizada como base, tanto para a simulação da rede elétrica quanto para a implementação do método de alívio de carga e dos modelos de dispositivos armazenadores; o modelo genérico utilizado para armazenadores de energia com resposta inercial sintética e suporte de frequência; e por fim, a rede elétrica utilizada para a simulação com a construção de seus respectivos cenários.

5.1 Plataforma de Simulação

A plataforma computacional utilizada como base para a realização das simulações foi a *toolbox* para análises de sistemas de potência – PSAT (do Inglês *Power System Analysis Toolbox*) do MATLAB®. O PSAT é um *software* que utiliza modelagem em sequência positiva e fasorial da rede, possuindo rotinas de fluxo de potência, análise de bifurcação, fluxo de potência ótimo, análise a pequenas perturbações, simulação no domínio do tempo, entre outras [36].

A metodologia, caracterizada pelo fluxograma da Figura 12, é inserida durante o processo de integração numérica da simulação no domínio do tempo do PSAT, conforme exemplificado de maneira simplificada na Figura 17.

Através desta implementação a metodologia de alívio de carga é processada durante cada passo de integração da simulação no tempo, atribuindo ações no sistema dependentes da monitoração das variáveis elétricas de interesse.

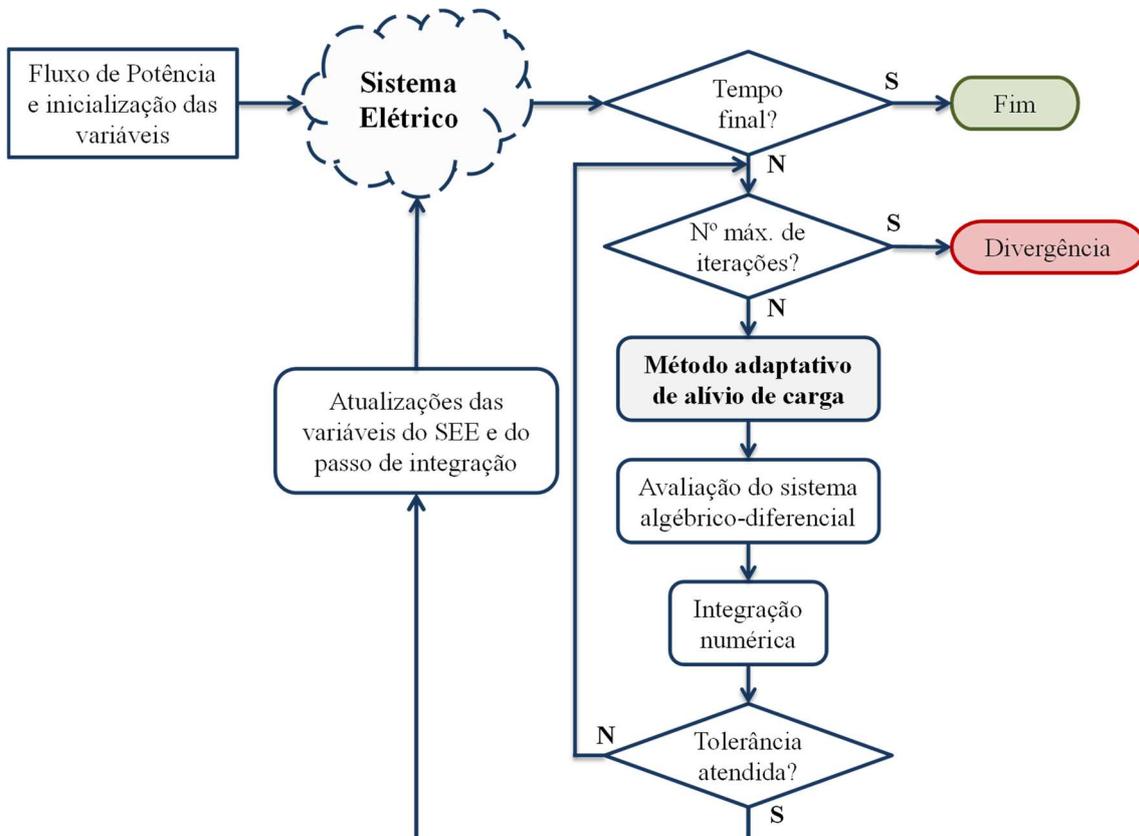


Figura 17: Fluxograma simplificado da integração no domínio do tempo.

5.2 Modelagem de Dispositivos

Armazenadores com Controle Sintético de Frequência

A metodologia proposta é bem aplicada independentemente do tipo de tecnologia de armazenamento. Dessa forma, é adotado um modelo genérico de sistemas de armazenamento de energia (do Inglês *energy storage system* – ESS), proposto em [21], que contém controles de resposta inercial sintética e regulação primária.

5.2.1 Controle do Estado de Carga

O diagrama de blocos do controle do armazenador pode ser dividido em três partes principais: duas malhas individuais que controlam a potência de saída do sistema de armazenamento em relação ao desvio e à derivada da frequência monitorada; e um controle baseado no estado de carga (SOC) armazenada, como mostrado na Figura 18.

A referência de potência do armazenador (P_{ESS}) pode ser dada por (5.1).

$$P_{ESS} = S_{ESS} \cdot (p_{IR} + p_{PFR}) \quad (5.1)$$

Sendo S_{ESS} a potência nominal do armazenador, em pu; p_{IR} a potência para a resposta inercial (do Inglês *inertial response* – IR), em pu; e p_{PFR} a potência para o serviço de regulação, ou reserva, primária de frequência (do Inglês *primary frequency reserve* –

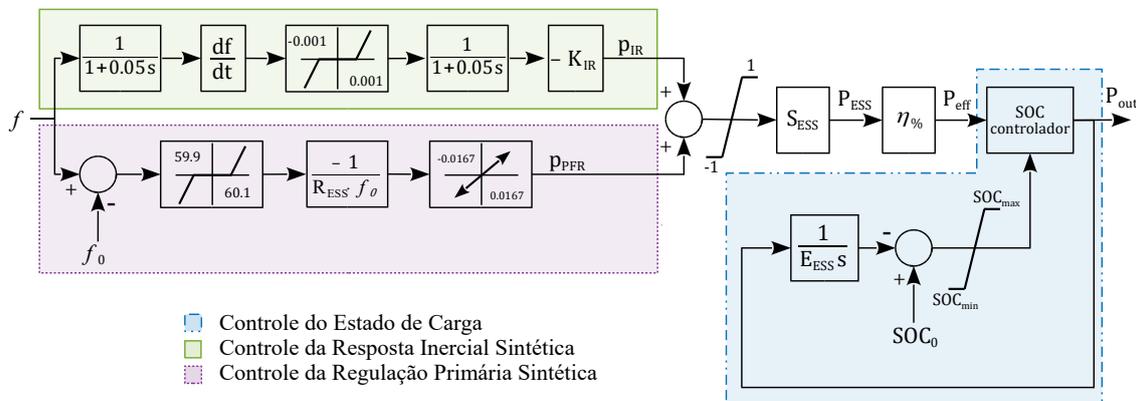


Figura 18: Diagrama de blocos do armazenador para os controles de estado de carga, resposta inercial sintética e regulação primária.

PFR), em pu.

A potência efetiva (P_{eff}), disponibilizada pelo armazenador, depende da eficiência do seu modo de operação, sendo dada por (5.2).

$$P_{\text{eff}} = \begin{cases} \frac{P_{\text{ESS}}}{\eta_d}, & \text{se } P_{\text{ESS}} > 0 \\ P_{\text{ESS}} \cdot \eta_c, & \text{se } P_{\text{ESS}} < 0 \end{cases} \quad (5.2)$$

Sendo η_d a eficiência no modo de descarregamento; e η_c a eficiência no modo de carregamento, ambas em valores percentuais.

A potência de saída (P_{out}) ajustada pelo controlador do estado de carga é dada por (5.3).

$$P_{\text{out}} = \begin{cases} P_{\text{eff}}, & \text{se } \text{SOC}_{\text{min}} \leq \text{SOC} \leq \text{SOC}_{\text{max}} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5.3)$$

Sendo SOC_{min} o limite inferior aceitável para o estado de carga; e SOC_{max} o limite superior aceitável para o estado de carga, ambos em valores percentuais.

Portanto, o suporte de potência fornecido pelos armazenadores para o controle de frequência, conforme mostrado na Figura 4, pode ser limitado pelo estado de carga do sistema de armazenamento.

5.2.2 Controle da Resposta Inercial

O sinal de controle para a resposta inercial sintética é proporcional à derivada da frequência. Os filtros passa-baixa são utilizados para reduzir os ruídos e descontinuidades do sinal derivativo. A zona morta é utilizada para prevenir a operação do controle para pequenos valores de RoCoF, evitando ciclos de carga e descarga em variações normais da frequência.

Negligenciando as constantes de tempo dos filtros e o efeito da zona morta, a potência de saída para a resposta inercial (p_{IR}) é dada por (5.4).

$$p_{\text{IR}} \approx K_{\text{IR}} \cdot \frac{df}{dt} \quad (5.4)$$

Sendo K_{IR} o ganho para o controle da resposta inercial.

A representação da inércia sintética do armazenador pode ser feita de maneira similar à de uma máquina rotativa, de acordo com a equação de oscilação, conforme (5.5).

$$H_{\text{ESS}} = \frac{p_{\text{IR}} f_0}{2} \cdot \left(\frac{df}{dt} \right)^{-1} \quad (5.5)$$

Sendo H_{ESS} a inércia sintética do armazenador.

A inércia calculada por (5.5) pode ser dividida em duas zonas: uma região onde o valor de H_{ESS} se mantém constante, devido ao fato de p_{IR} ser menor que a potência nominal do armazenador, e uma segunda região onde o valor de H_{ESS} é inversamente proporcional ao valor medido de df/dt , uma vez que p_{IR} é limitado e mantido constante no valor nominal do armazenador. Com estas considerações e substituindo (5.4) em (5.5), o valor de H_{ESS} é dado por (5.6).

$$H_{\text{ESS}} \approx \begin{cases} \frac{K_{\text{IR}} f_0}{2}, & \text{se } |p_{\text{IR}}| \leq 1 \\ \frac{f_0}{2} \cdot \left(\frac{df}{dt} \right)^{-1}, & \text{se } |p_{\text{IR}}| \geq 1 \end{cases} \quad (5.6)$$

5.2.3 Controle Primário de Frequência

O controle para a regulação primária de frequência opera quando ocorre um desvio entre a frequência medida e o sinal de referência. O sinal de erro passa por uma banda morta de 0,1 Hz para prevenir a operação do controle para variações aceitáveis de frequência dentro da faixa de operação para regime permanente.

Negligenciando o efeito da banda morta, a p_{PFR} é dada por (5.7).

$$p_{\text{PFR}} \approx - \frac{(f - f_0)}{f_0 R_{\text{ESS}}} \quad (5.7)$$

Sendo R_{ESS} o estatismo sintético do armazenador.

A malha de regulação primária disponibiliza ao sistema, o valor da potência nominal do armazenador ($p_{\text{PFR}} = 1\text{pu}$), quando o desvio de frequência, em pu, for igual ao estatismo sintético ajustado, ocasionando uma variação linear no intervalo entre os valores maiores que a banda morta e menores que o desvio nominal.

5.3 Sistema Teste

Uma versão modificada do sistema IEEE 39 Barras *New England* [29] é utilizada para demonstrar a aplicabilidade do método adaptativo de alívio de carga proposto em diferentes cenários, como mostrado na Figura 19. As unidades de geração indicadas nas barras #30, #35 e #36 são adaptadas para cada cenário estudado, conforme descrito nas próximas seções.

5.3.1 Caso Base – ($c0$)

O caso base ($c0$) é caracterizado pela geração do sistema ser composta completamente por plantas convencionais, i.e., máquinas síncronas. Os dados do sistema, como: parâmetros do circuito, modelos dos geradores, dos reguladores de velocidade e tensão foram retirados de [29] e podem ser encontrados no ANEXO A.

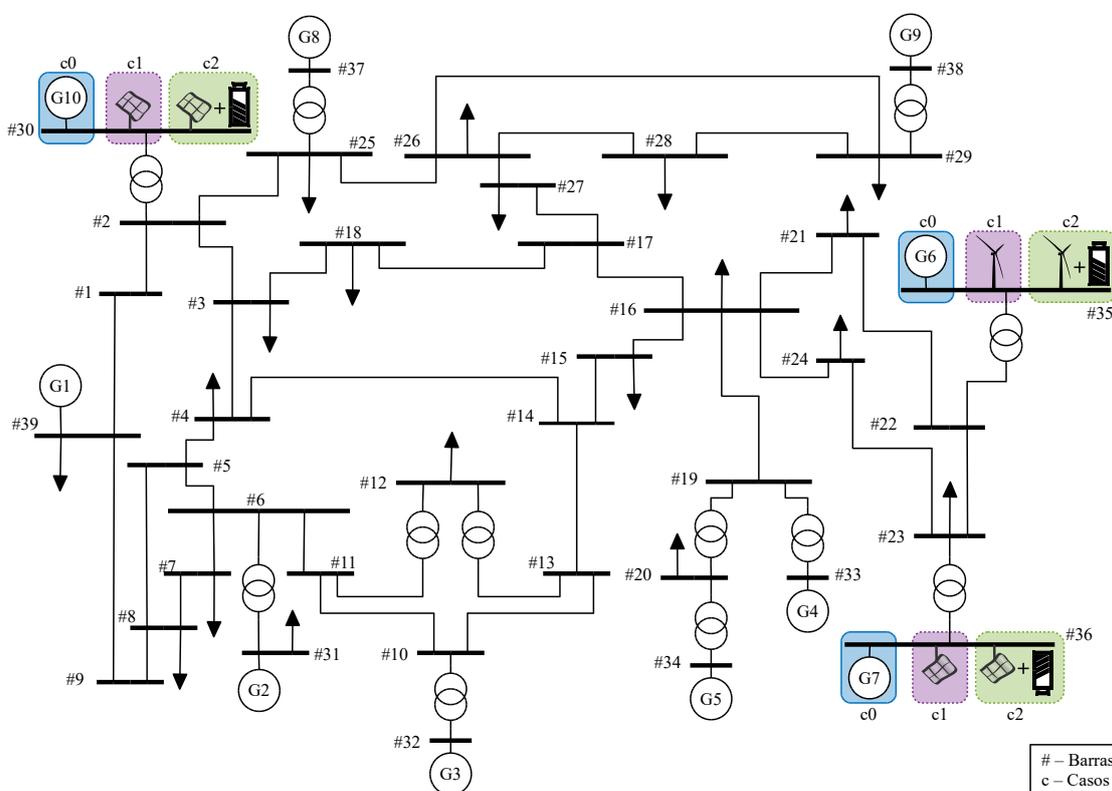


Figura 19: Diagrama unifilar do sistema *New England* em diferentes cenários.

5.3.2 Caso com Fontes Renováveis Novas – (c1)

Um segundo cenário (*c1*) é caracterizado pela substituição das unidades síncronas dos geradores G6, G7 e G10 por geração eólica (G6) e geração fotovoltaica (G7 e G10).

A turbina eólica utiliza geradores síncronos com conversores plenos (Tipo VI, *full converter generators*) e a planta fotovoltaica é do tipo potência constante com controle de tensão terminal. Ambos os modelos matemáticos e parâmetros foram extraídos da biblioteca de modelos do PSAT [36] e podem ser encontrados no ANEXO B.

As plantas eólicas e solares que caracterizam o caso *c1* não possuem controle sintético para resposta inercial e regulação primária. A Tabela 5 sintetiza o impacto da substituição de máquinas síncronas por essas fontes, analisando-se a inércia equivalente do sistema e a capacidade de suporte de potência.

Tabela 5: Impacto da substituição de geradores síncronos por fontes eólica e solar.

Casos	H _{sys} (s)	P _{sys} (MVA)
<i>c0</i>	213.4	2226
<i>c1</i>	155.6	1426

5.3.3 Caso com Armazenadores – (c2)

O terceiro cenário (*c2*) é caracterizado pela inserção de dispositivos armazenadores de energia com resposta inercial e regulação primária sintéticas para mitigar os problemas causados pela substituição de plantas de geração convencional, em *c0*, por fontes renováveis novas, em *c1*.

O dispositivo armazenador é dimensionado de acordo com a metodologia apresentada em [21], e projetado para emular a resposta da frequência em *c0*, para perda do gerador G3, que tem despacho inicial de 650 MW. Dessa forma, deseja-se que o sistema com armazenadores possua o mesmo RoCoF, diretamente dependente da regulação inercial, e a mesma frequência de regime permanente, diretamente dependente da reserva primária de frequência, do caso *c0*.

O valor dimensionado para o sistema de armazenamento de energia é distribuído igualmente em três unidades menores, alocadas nas barras onde se encontram as fontes

eólica e solar (#30, #35 e #36), resultando nos valores de potência, energia, inércia e estatismo sintéticos presentes na Tabela 6.

Tabela 6: Dimensionamento do armazenador para o caso da perda da unidade G3.

Potência (MW)	Energia (MWh)	H _{ESS} (s)	R _{ESS} (%)
97	24,25	20	5

A potência dos armazenadores é calculada utilizando [21], sendo o valor atribuído para H_{ESS} determinado de forma a fornecer uma inércia equivalente que resulte no RoCoF desejado. A energia é calculada considerando que o armazenador deverá fornecer a sua potência nominal por quinze minutos. Por fim, o estatismo descreve para qual desvio de frequência o armazenador deverá injetar a sua potência nominal, no caso, considerado o valor de 0,4 Hz.

A Tabela 7 e a Figura 20 apresentam os resultados obtidos para os três cenários quando o sistema é submetido à perda do gerador G3.

Tabela 7: Resultados para os três casos para a perda da unidade G3.

Caso	RoCoF (Hz/s)	f_{ss} (Hz)	f_{min} (Hz)
<i>c0</i>	-0.6533	59.62	58.61
<i>c1</i>	-0.7524	-	-
<i>c2</i>	-0.6066	59.42	58.84

As diferenças encontradas entre os valores de *c0* e *c2*, na Tabela 7, devem-se ao fato do dimensionamento do armazenador ter sido feito para um déficit de 650MW. No caso, ao ocorrer a perda da unidade G3, o déficit é reduzido pela variação do carregamento do sistema, ocasionando um impacto menor, sendo o cenário previsto no dimensionamento mais conservador. A Figura 20 evidencia o impacto na frequência, no caso *c1*, ao substituir as máquinas síncronas por geração renovável sem capacidade de controle.

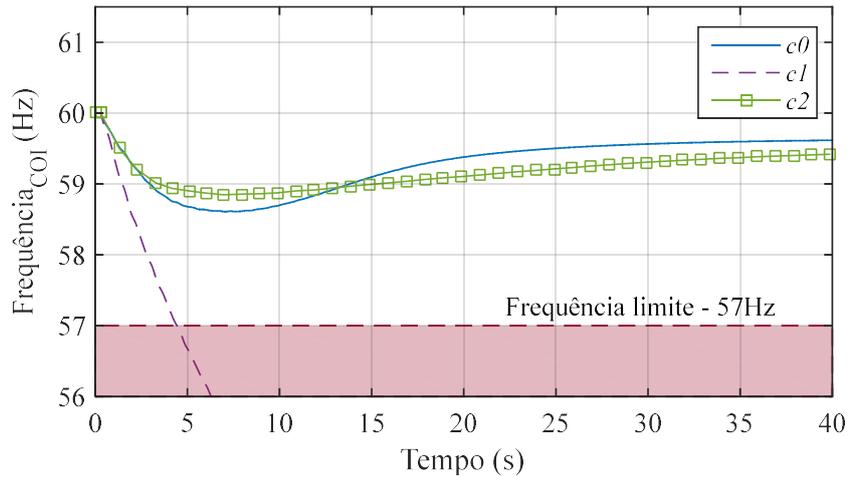


Figura 20: Comportamento da frequência do sistema nos três cenários analisados para a perda da unidade G3.

O valor de 57 Hz foi utilizado como a frequência limite para o colapso do sistema, uma vez que frequências abaixo desse valor ocasionariam a atuação de proteções de subfrequência das unidades geradoras, e por consequência, desligamentos em cascata.

5.4 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a implementação computacional realizada para as simulações do método adaptativo de alívio de carga proposto. Foi apresentado a plataforma computacional utilizada para a simulação eletromecânica no domínio do tempo do sistema elétrico e da metodologia proposta. Assim como, a modelagem do controle do dispositivo armazenador de energia com recursos de inércia sintética e regulação primária de frequência utilizado nas simulações. Por fim, os cenários construídos utilizando como base o sistema IEEE 39 Barras *New England* foram apresentados.

Com a fundamentação da implementação computacional deste capítulo, o Capítulo 6 irá apresentar os resultados obtidos na simulação da aplicação da metodologia de alívio de carga proposta nos cenários do sistema teste.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS OBTIDOS NA SIMULAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO

Este capítulo apresenta os resultados obtidos na simulação da metodologia de alívio de carga por subfrequência proposta nos cenários do sistema teste apresentados no Capítulo 5. A metodologia proposta é avaliada, em comparação com dois outros métodos adaptativos, bem referenciados na literatura a respeito do tema, assim como um método de alívio de carga tradicional. Adicionalmente, o desempenho do método proposto é avaliado frente às limitações existentes em suas diversas etapas, como o impacto do atraso de comunicação e processamento em sua execução, o impacto do desconhecimento do modelo exato da carga do sistema e os eventuais desvios nos fatores de distribuição do alívio de carga.

6.1 Avaliação nos Cenários do Sistema Teste

O método adaptativo de alívio de carga proposto, apresentado na Figura 12, é simulado e comparado com dois outros métodos adaptativos, apresentados em [6] e [5], referenciados no texto e nas simulações como LS1 e LS2, respectivamente.

LS1 é um método proposto na literatura, com grande destaque, por especificar um termo de correção para contabilizar as variações da carga no momento de estimação do déficit de potência, da maneira apresentada em (3.24). Da mesma forma, LS2, diferencia-se na literatura, por apresentar o conceito de atualização da constante de inércia equivalente, do desbalanço inicial de potência e de desvios adicionais ao longo do alívio de carga, de maneira similar, excetuando-se os termos relacionados à correção da carga e dos dispositivos armazenadores, à apresentada em (3.25) e (3.27).

Além disso, o método proposto tem seu desempenho avaliado em relação a um método tradicional, inspirado no ERAC brasileiro [25], com os montantes de rejeição e frequência limite de ativação por patamar, especificados na Tabela 8.

Tabela 8: Ajustes do método tradicional de alívio de carga.

Etapa	Montante Rejeitado (MW)	Frequência Limite (Hz)
1	14,5% da carga total	58,50
2	14,5% da carga total	58,20
3	17,0% da carga total	57,90
4	17,0% da carga total	57,30

As simulações serão realizadas com base no sistema modificado IEEE 39 Barras *New England*, ilustrado na Figura 19. A contingência principal, que será utilizada nos estudos dos três cenários, refere-se a perda da linha de interligação entre as barras #16 e #19, tal contingência acarreta o desligamento das unidades de geração G4 e G5, que somadas injetavam 1.140 MW de potência ativa no caso base, assim como, a perda do carregamento na barra #20, que no caso base consumia 628 MW de potência ativa. Portanto, descontando-se as perdas, é esperado um déficit de potência de 512 MW no sistema.

6.2 Caso Base – Máquinas Síncronas

A Figura 21 apresenta o comportamento da frequência do sistema para o caso base $c0$, i.e., a geração do sistema é completamente realizada por máquinas síncronas, quando o evento de perda de interligação das barras #16 e #19 ocorre no instante de tempo $t = 0,3s$.

Como observado na Figura 21, todos os esquemas de alívio de carga empregados são capazes de impedir o afundamento da frequência abaixo da linha crítica estipulada, com frequência limite de 57 Hz. No entanto, o desempenho dinâmico e o montante cortado por método são levemente diferentes entre eles, sobretudo, quando comparado o método tradicional com os demais métodos adaptativos.

O método tradicional realiza uma rejeição de carga excessiva caracterizada pelo sobressinal observado na curva da frequência do sistema. O método LS2 não considera o termo corretivo devido à variação da carga com a tensão do sistema no momento da contingência, portanto, naturalmente, as cargas seguem a tendência de afundamento da tensão, fazendo com que a estimativa do déficit pelo método, seja menor quando comparada com os métodos adaptativos, proposto e LS1, que reajustam o déficit estimado. O fato de cortar menos carga neste cenário, não pode ser considerado benéfico, uma vez que esta situação pode levar o sistema ao colapso em cenários onde o

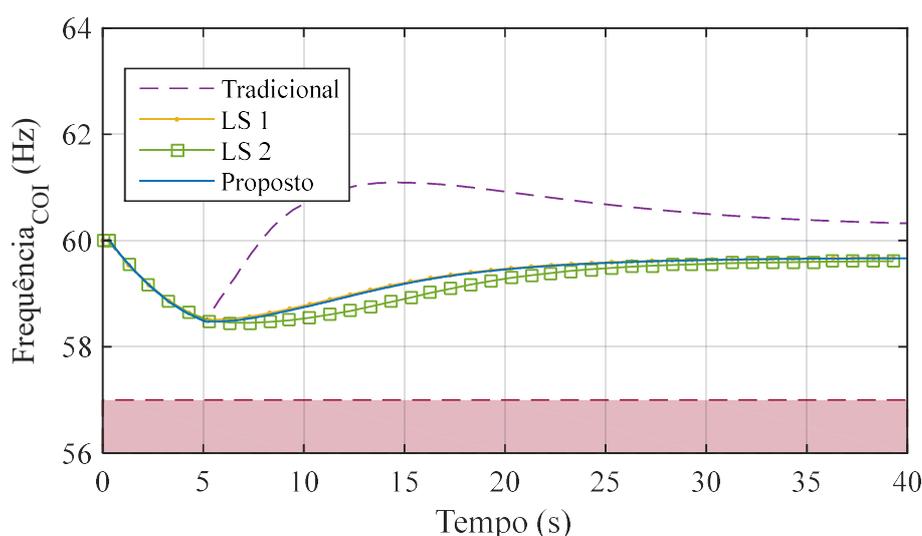


Figura 21: Comportamento da frequência no caso com máquinas síncronas e aplicação de diferentes metodologias de alívio de carga.

afundamento de tensão é mais acentuado. Por não apresentar variações significativas de potência ao longo do processo de alívio de carga e a constante de inércia ser uma grandeza conhecida, o método proposto e o método LS1 apresentam um desempenho dinâmico, e de montante de carga rejeitado, de maneira similar.

A Tabela 9 descreve o montante de carga rejeitado por cada esquema para o caso da Figura 21.

Tabela 9: Montante rejeitado por esquema de alívio de carga para o caso $c0$.

Caso	Montante de Carga Rejeitado (MW)			
	Tradicional	LS1	LS2	Proposto
$c0$	881,66	171,89	105,05	172,19

Algumas importantes observações devem ser feitas a respeito dos resultados, da Figura 21, como a aquisição da frequência de centro de inércia, a consideração de atrasos no método proposto, a modelagem utilizada para a carga e o impacto de desvios no método de distribuição.

6.2.1 Aquisição da Frequência de Centro de Inércia – $c0$

A frequência de centro de inércia observada e utilizada para sensibilização, para todos os esquemas de alívio de carga foi levantada através de (3.17).

A Figura 22 ilustra a comparação da frequência obtida pela média, ponderada pelas constantes de inércia, das velocidades das máquinas síncronas, (3.3) e pelo divisor de frequência, (3.17), para o caso base com aplicação do método proposto após a abertura da interligação entre as barras #16 e #19. Observa-se que a frequência obtida por (3.17), apresenta aspecto, similarmente satisfatório, a calculada a partir das velocidades das máquinas, sendo empregada em todos os esquemas de alívio de carga, até mesmo nos métodos LS1 e LS2, que originalmente empregam a frequência vinda das máquinas, esta decisão deve-se ao fato de procurar analisar os resultados do método proposto com os outros de maneira igualitária. (3.17) também será utilizada para a representação do

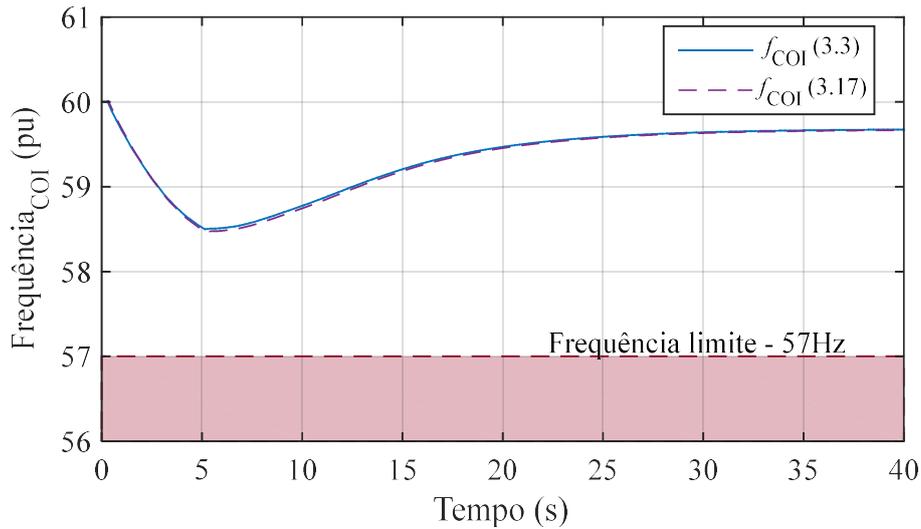


Figura 22: Comparação entre os métodos de obtenção da frequência de centro de inércia para o sistema IEEE 39 Barras.

comportamento da frequência de centro de inércia em todos as simulações e cenários seguintes.

Contudo, como mencionado na Seção 3.1.2, é necessário que além da frequência de centro de inércia, a derivada, dada por (3.17), tenha que ter um comportamento similar ao apresentado pela derivada obtida pela velocidade mecânica. Este fato é ligeiramente mais complicado, pois pela sua característica elétrica, a frequência de barra apresenta um comportamento mais variável que a grandeza mecânica de velocidade das máquinas, ocasionando descontinuidades mais acentuadas em sua taxa de variação. Este fato é atenuado pelo momento de aquisição das grandezas para estimação do déficit de potência, uma vez que há a tendência das curvas se aproximarem antes da tomada de dados em 50ms [21]. Este comportamento pode ser visualizado pela Figura 23, onde que no momento da estimação o desvio percentual entre as curvas é de 4,6%.

As barras com necessidade de monitoração, para o sistema IEEE *New England*, para aquisição da frequência de centro de inércia, estão ilustradas na Figura 24.

Como observado, as PMUs tendem a ser alocadas nas barras próximas aos geradores do sistema, fazendo com que um número reduzido de barras precise ser monitorado em sistemas com uma rede de transmissão extensa.

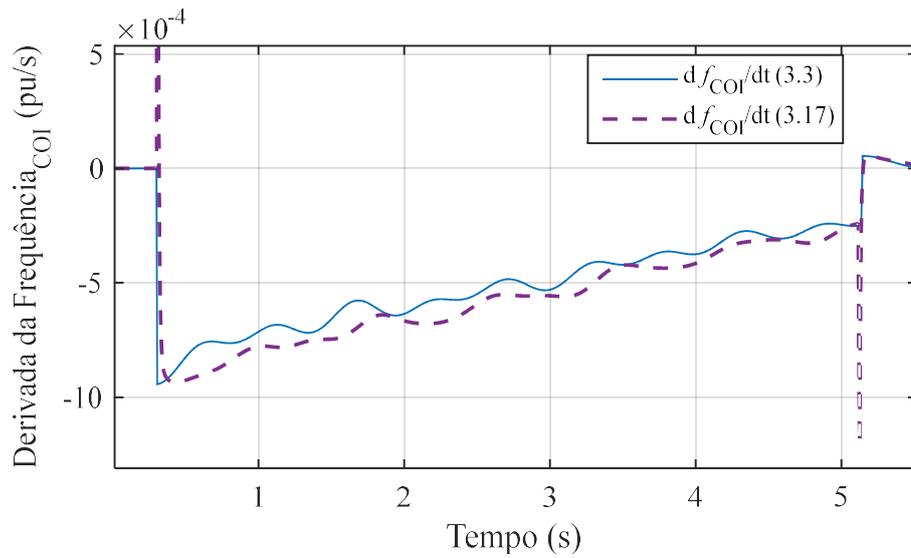


Figura 23: Comparação entre as derivadas obtidas para a frequência de centro de inércia no sistema IEEE 39 Barras.

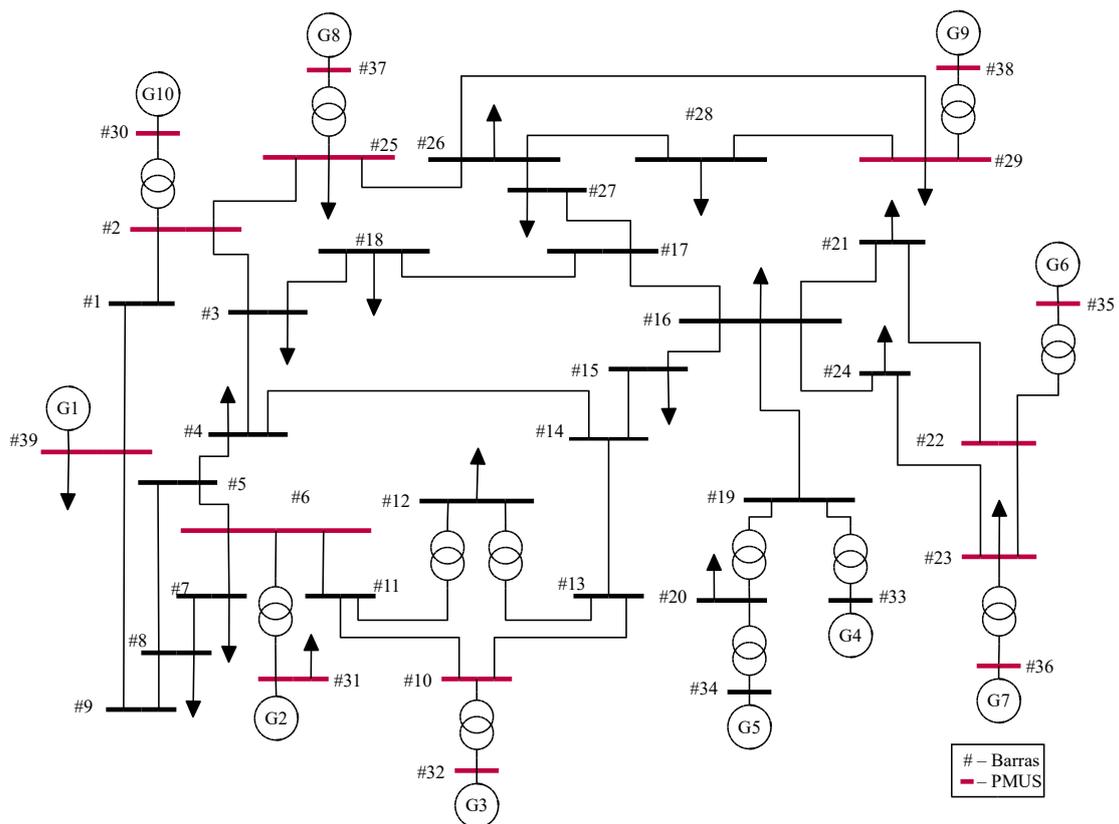


Figura 24: Alocação das PMUs para medição da frequência de centro de inércia.

6.2.2 Consideração de Atrasos de Comunicação e Processamento do Método Proposto – $c0$

Os resultados apresentados na Figura 21 não consideram a presença de atrasos de comunicação e processamento na execução do alívio de carga.

Como mencionado no Capítulo 4, a implantação do método proposto é extremamente dependente de um elevado grau de observabilidade da rede elétrica. Esse requisito, é considerado superado pela utilização dos sistemas de monitoramento WAMS e SCADA. Contudo um importante aspecto, inerente aos sistemas de comunicação e que deve ser considerado na simulação do método de adaptativo proposto, é o atraso de tempo ocasionado pela comunicação e processamento.

A Tabela 4 apresentou a ordem de grandeza dos principais tempos de atraso envolvidos no sistema de monitoramento WAMS, necessário em tempo real para a execução do método. RUDEZ *et al.*, em [17], afirmam que, considerando as escalas de tempo da Tabela 4, o intervalo de atraso total de um sistema de monitoramento pode ser considerado em torno de 300ms [17]. Adicionalmente a este tempo, devem ser considerados o tempo de comando e abertura dos disjuntores, em torno de 50ms, e o tempo de processamento da metodologia. Nas análises realizadas na plataforma computacional, o tempo de execução da metodologia, considerando todas as suas etapas, permaneceu abaixo de 5ms, evidentemente esse valor é dependente da dimensão do sistema elétrico analisado, em sistemas reais com elevado número de barras e componentes, esse valor deve ser reavaliado. Portanto, para análise do impacto do atraso de comunicação e processamento no método proposto, serão incrementados atrasos da ordem de 0 até 400ms durante a sua execução.

Importante salientar, que o atraso neste trabalho será implementado de uma forma conceitualmente simples. As variáveis na simulação no domínio do tempo, no PSAT, são armazenadas em vetores e alocadas na memória de maneira correspondente ao passo de integração. Conforme o fluxograma da Figura 17, o PSAT executa a lógica de atuação do método adaptativo e resolve o sistema algébrico-diferencial no mesmo passo de integração. Para simular a atuação do atraso de comunicação e processamento, as variáveis adquiridas pela metodologia sofrerão um atraso, proporcional ao passo de

integração, assim como a atuação da metodologia sobre o sistema também sofrerá um retardo proporcional ao passo de integração.

A Figura 25 ilustra o comportamento da frequência de centro de inércia do caso base, na aplicação do método proposto, quando considerados diferentes ordens de grandeza para o atraso de comunicação e processamento.

O atraso de tempo impacta no momento de atuação da metodologia sobre o sistema elétrico, conforme observado na região ampliada da Figura 25. Contudo, até mesmo para o pior caso simulado (400ms), esta característica, para o caso base, não causou a falha de execução do alívio de carga. A deterioração causada pelo afundamento de frequência observado, devido ao atraso na execução entre o caso com 0ms e o com 400ms, foi, em valores percentuais, menor que 0,1%. Este resultado demonstra que, considerando o atraso esperado na execução de 400ms, a metodologia proposta é bem aplicada a esse cenário. Contudo, ressalta-se que essa característica, deve-se a alta resposta inercial desse cenário, em situações com inércia reduzida, espera-se um maior impacto depreciativo pelo atraso de tempo.

6.2.3 Impacto do Modelo da Carga do Sistema – *c0*

Como supracitado, outra consideração importante assumida nos resultados da Figura 21, é sobre o modelo de carga utilizado nas simulações e, por consequência, seu impacto na correção do desvio de potência.

Nas simulações, a carga foi assumida como do tipo impedância (Z) constante para todos os esquemas de alívio de carga. Assim, o fator de correção da carga com a variação de tensão, dado por (3.23), teve seu valor de coeficiente, α_l , considerado igual a 2. Contudo, a determinação das cargas em um SEE, onde cada barra pode possuir um modelo específico, é extremamente complexa [20]. Portanto, é necessário avaliar o impacto da carga, quando considerado um modelo diferente na correção do desvio de potência.

Nas simulações, o método adaptativo será avaliado considerando a totalidade das cargas do sistema como impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante

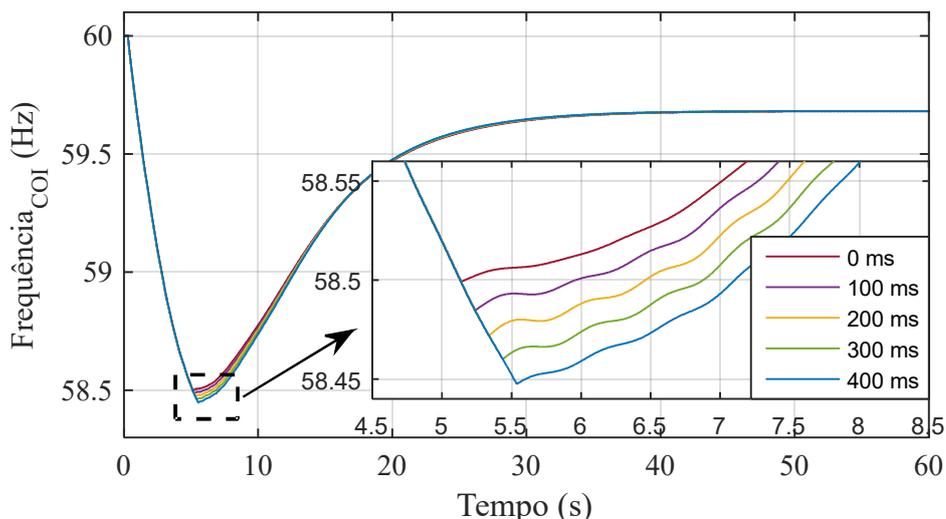


Figura 25: Frequência do caso base com aplicação do método proposto de acordo com o atraso de tempo.

(P), e o fator de correção, para todas as simulações, irá considerar a carga como impedância constante, i.e., $\alpha_l = 2$. Como mencionado, essa consideração, da totalidade da carga por um modelo específico, afasta os cenários simulados do ambiente real dos SEEs, contudo, esses cenários descrevem os maiores impactos depreciativos sobre a estimativa do déficit de potência, conforme apresentado na Figura 26.

Conforme observado na Figura 26, o comportamento da frequência do sistema com as cargas com modelo potência constante (P) apresenta o maior RoCoF, seguido do modelo com corrente constante (I) e do modelo com impedância constante (Z). Contudo, independentemente do modelo assumido para a carga no sistema elétrico, o

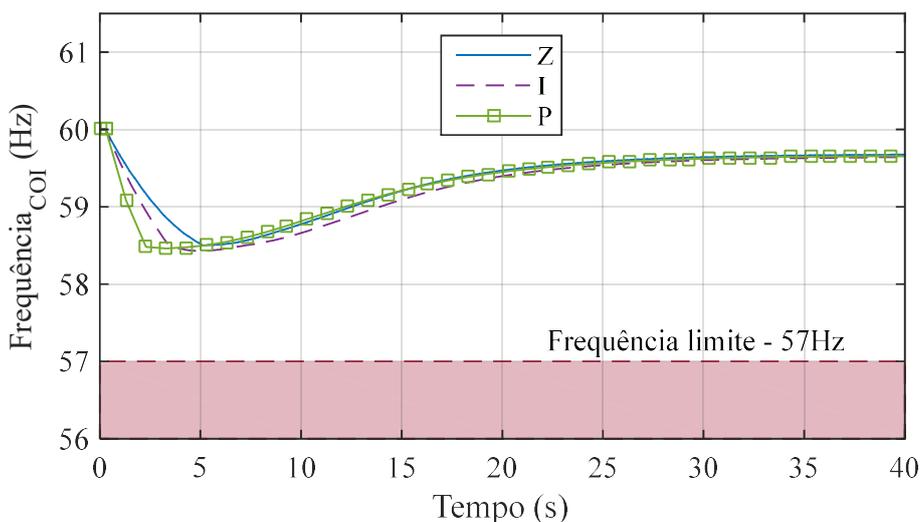


Figura 26: Frequência do caso base com aplicação do método proposto de acordo com o modelo de carga.

método adaptativo proposto, com a consideração de uma carga como impedância, consegue impedir o afundamento crítico da frequência no caso base. Isto é explicado pela consideração da correção da carga feita em (3.23).

A correção realizada é diretamente proporcional ao desvio de tensão, conforme ilustrado pela tensão média nas cargas na Figura 27. Como observado, a tensão no caso com potência constante (P) apresenta o maior afundamento, uma vez que as cargas se mantêm durante a contingência, seguido do modelo corrente constante (I), onde as cargas caem de maneira linear com a tensão e, por fim, o modelo impedância constante (Z) onde as cargas se reduzem de maneira quadrática com a tensão.

Como a correção do método é escolhida como impedância constante (Z), considerando o desconhecimento da carga, esse desvio de tensão maior, irá resultar também em um déficit corrigido maior. Esse aspecto vai contra a filosofia adaptativa do método, de buscar restringir o corte ao mínimo necessário, mas traz robustez a execução quando o modelo real da carga for desconhecido. Esses aspectos podem ser visualizados pela Figura 28.

Na Figura 28 pode-se observar os impactos trazidos pelo desconhecimento do modelo da carga e a consideração da correção ser fixada como o modelo impedância constante (Z).

Para o caso Z, o desvio calculado pela equação de oscilação, dado por (3.1), somado a

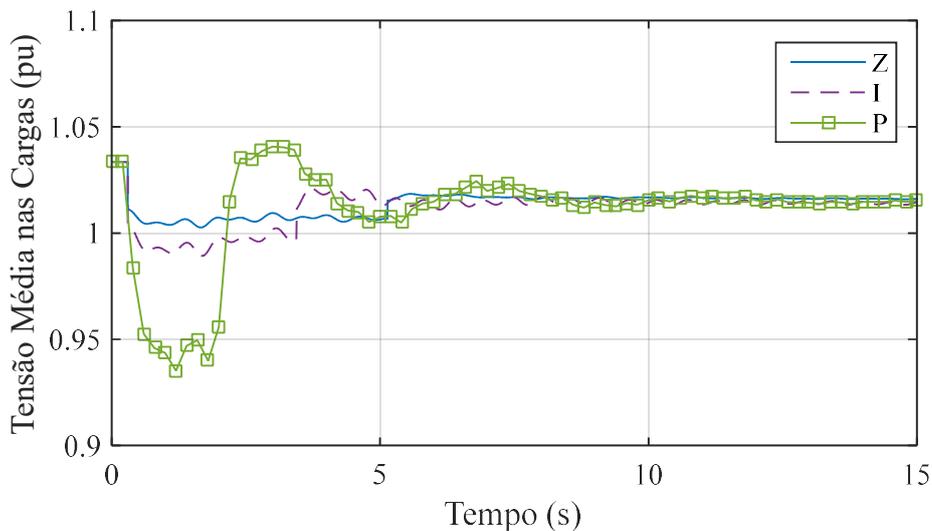


Figura 27: Tensão média nas cargas do caso base com aplicação do método proposto de acordo com o modelo de carga.

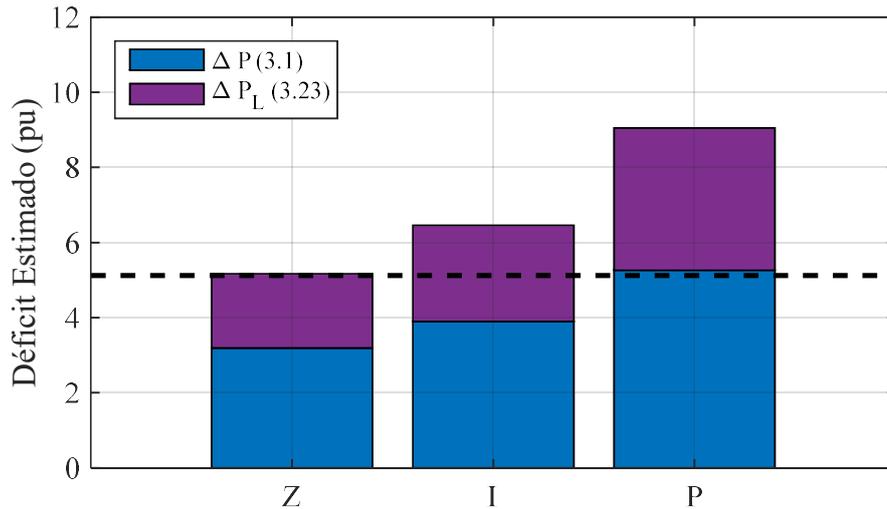


Figura 28: Parcelas da estimativa inicial do déficit de potência para o caso base.

correção da carga com a tensão, dada por (3.23), é, aproximadamente, igual ao déficit de potência do sistema (linha tracejada na Figura 28). Este resultado era o esperado, uma vez que modelo de carga e correção associada são compatíveis.

Para o caso I, o desvio calculado por (3.1) é maior que o anterior, uma vez que, como explicado, as cargas possuem uma redução menor em relação ao modelo de impedância constante, logo, o RoCoF observado é maior, e por consequência, (3.1) é maior. Para a correção da carga, como o modelo considerado é de impedância, a maior variação de tensão acarretará um desvio corrigido maior, acima do déficit real do sistema.

Para o caso P, como as cargas não se alteram, o desvio calculado por (3.1) é, aproximadamente, igual ao déficit real do sistema. A correção do modelo da carga irá, assim como no caso I, ocasionar em uma maior estimativa para o déficit inicial de potência.

6.2.4 Impacto de Desvios na Distribuição do

Alívio de Carga— $c0$

Por fim, uma questão adicional a ser considerar a respeito dos resultados da Figura 21, é sobre a distribuição do alívio de carga entre as barras do sistema. Conforme apresentado na Seção 3.3, o método de distribuição adotado é baseado na sensibilidade da frequência de centro de inércia de acordo com a mudança em uma determinada carga da rede. Na

Figura 21, para avaliação dos esquemas entre si, todos foram implementados considerando essa mesma metodologia de divisão.

Para que os fatores finais de distribuição possam ser calculados, primeiramente, é calculada a sensibilidade da mudança de geração de uma determinada máquina com relação à mudança de uma carga. A Figura 29 apresenta essa sensibilidade para cada carga do sistema IEEE *New England*, determinadas a partir de (3.38), considerando uma variação de carga de 1pu, após a ocorrência do evento de abertura da linha #16-#19.

A Figura 29 permite a análise de alguns cenários. Por exemplo, ao ocorrer a variação de carga na barra #18, todos os geradores do sistema, exceto G4 e G5, irão sensibilizar suas gerações em amplitudes de maneira, quase, uniforme. Na barra #20, a mesma variação será atendida, aproximadamente, em 40% por G4 e 60% por G5. Estes fatores indicam que esse subsistema está isolado do restante da rede, e a barra #20 está eletricamente mais próxima ao G5, conforme observado na Figura 19. A proximidade elétrica também explica o fato de quase a totalidade do incremento de carga na barra #39 ser atendido pelo gerador G1.

Sabendo quanto cada gerador é sensibilizado através da mudança em uma determinada carga, o impacto de tal variação na frequência de centro de inércia pode ser calculada por (3.41), e por consequência, os fatores de distribuição do alívio de carga são calculados por (3.42).

Entretanto, algumas observações devem ser feitas a respeito do método de distribuição utilizado e, por consequência, deve-se analisar o impacto de eventuais desvios, no desempenho do método de alívio de carga proposto. A primeira consideração é sobre a aquisição dos dados necessários ao cálculo da sensibilidade de geração e da mudança da frequência de centro de inércia. Conforme apresentado na Seção 4.4, e ilustrado na Figura 16, o algoritmo de execução de distribuição do alívio de carga faz uso dos sistemas WAMS e SCADA, para aquisição dos dados de entrada necessários. Contudo a latência, sobretudo do SCADA, pode inviabilizar a atualização dos dados durante a execução do alívio de carga. Para simular o impacto deste desafio no desempenho do método proposto, é realizado o cálculo dos fatores de distribuição considerando a topologia da rede e as máquinas em operação da condição pré-distúrbio.

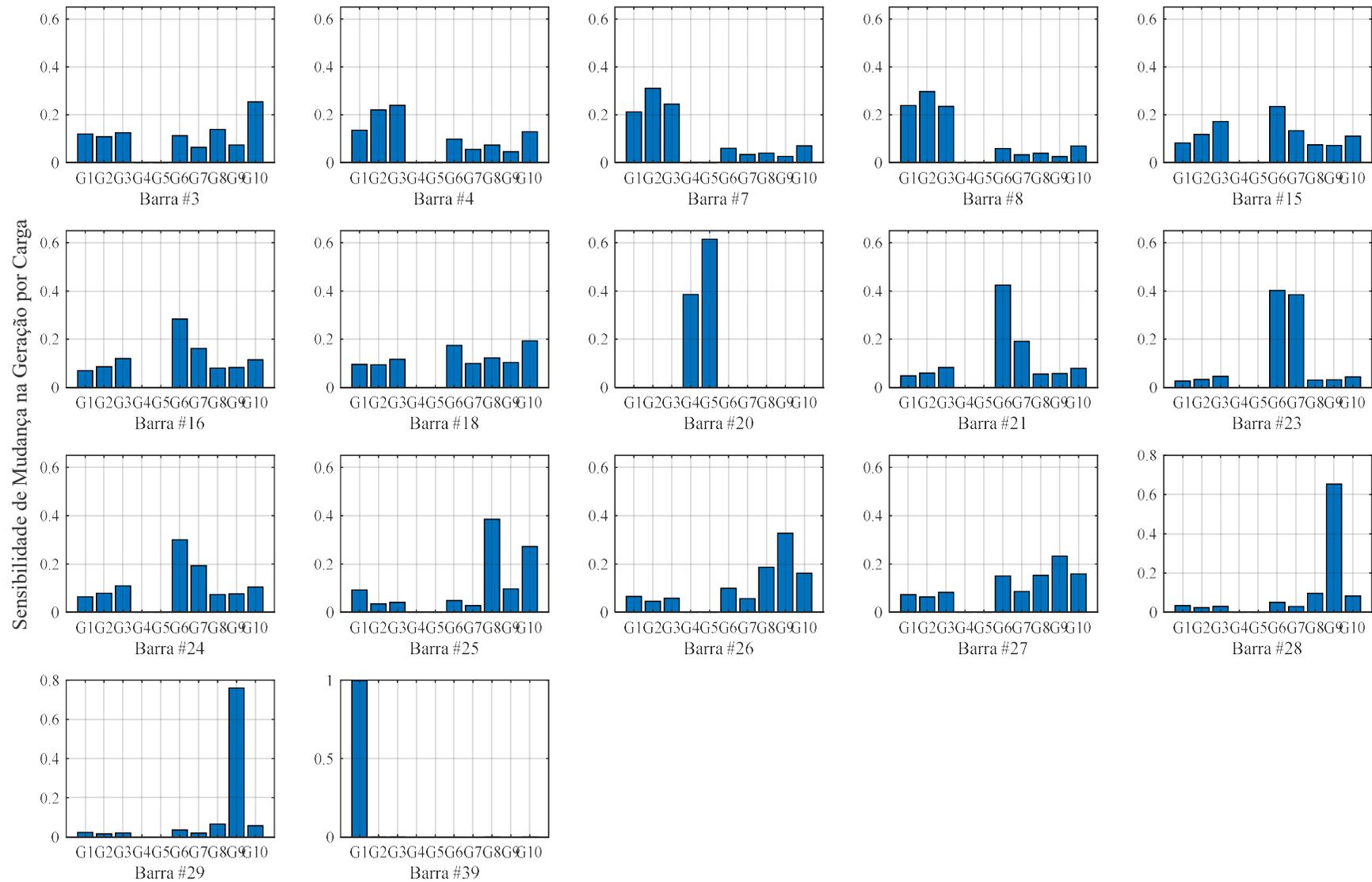


Figura 29: Fatores de sensibilidade de mudança de geração por carga do IEEE 39 Barras para o caso base.

A segunda diz respeito à não consideração da capacidade de suporte dos geradores do sistema no cálculo da sensibilidade de geração. Geradores operando nos seus limites de geração não possuem capacidade de regulação, portanto, o impacto dessa não linearidade no desempenho do alívio de carga, deve ser analisada.

A Figura 30 apresenta os fatores utilizados para avaliar a resposta da frequência do sistema em diferentes condições de distribuição de carga. O “Caso base” corresponde ao fator de distribuição utilizado nos resultados da Figura 21, com a aquisição correta da topologia da rede e das características de regulação das máquinas. O caso “Carregamento” corresponde à distribuição do alívio de carga de maneira proporcional ao montante de carga em cada barra, e é utilizado para avaliar, principalmente, a característica proposta pela distribuição do “Caso base”, de acelerar a recuperação da frequência de centro de inércia. O terceiro caso “ Y_{barra} passada” representa a distribuição de alívio de carga considerando a topologia da rede e as características de regulação, anteriormente à aplicação da contingência. O último caso, “G9 limitado” apresenta os mesmos fatores de distribuição do “Caso base”. Esse caso é construído limitando-se a capacidade do gerador G9 ao seu despacho no fluxo de potência e redistribuindo a reserva original entre as máquinas do sistema. O gerador G9 é escolhido por, no caso simulado, apresentar a segunda maior constante de inércia do sistema.

A Figura 31 apresenta o comportamento da frequência do sistema, para o caso $c0$, após a ocorrência da contingência de perda de interligação #16-#19 em $t = 0,3s$.

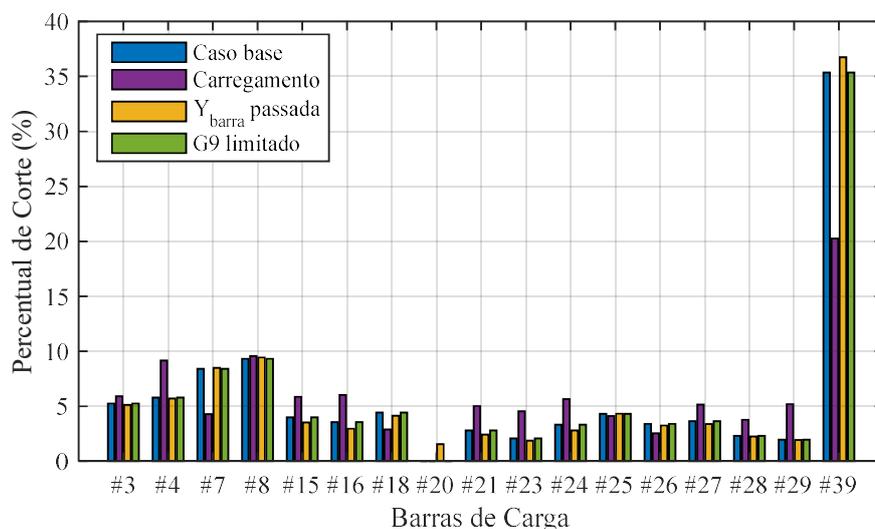


Figura 30: Fatores de distribuição para avaliação do caso $c0$.

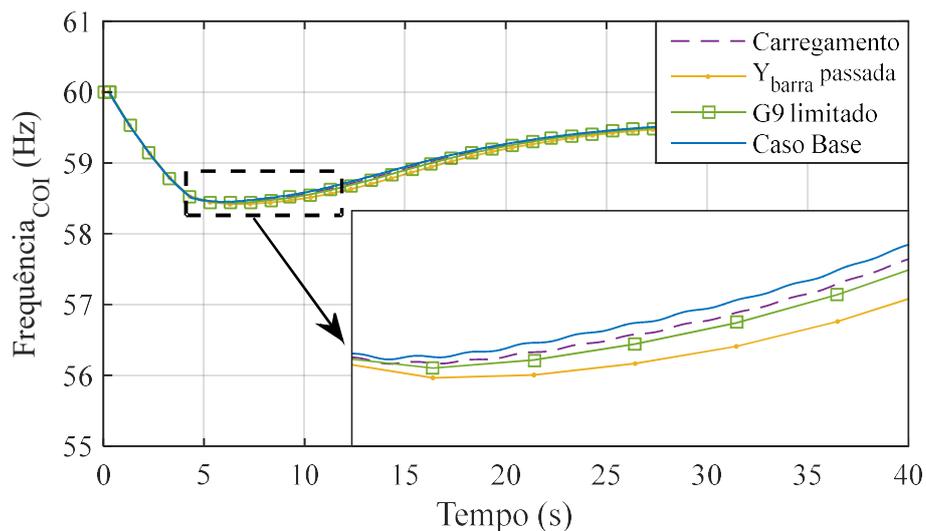


Figura 31: Frequência do caso base com aplicação do método proposto de acordo com o fator de distribuição.

Conforme observado, os quatro casos simulados não depreciam a capacidade do método proposto em impedir o afundamento crítico da frequência. Contudo, ressalta-se que esse resultado é válido, somente, para o caso simulado. Observa-se no detalhe da Figura 31, que os fatores calculados com a topologia desatualizada ($Y_{\text{barra}} \text{ passada}$) promovem um maior afundamento da frequência, uma vez que contabilizam o corte em uma barra (#20) que está isolada da rede principal. Esse fato pode ser extremamente depreciativo em redes com inércia reduzida, ou em situações em que uma determinada barra com relativa alocação de rejeição, na situação pré-contingência, seja desconectada do sistema principal. Ainda sobre a análise da Figura 31, observa-se que a limitação do gerador G9, de fato, deprecia o desempenho do alívio de carga, porém, ao contrário da situação do caso “ $Y_{\text{barra}} \text{ passada}$ ”, esta depreciação não pode incapacitar a recuperação da frequência, uma vez que o alívio de carga de fato ocorre nas barras do sistema. O impacto negativo ocorre sobre sua característica de recuperação acelerada da frequência, como pode-se observar em comparação com os métodos de distribuição “Carregamento” e “Caso base”.

6.3 Caso com Inércia Reduzida

O próximo cenário avaliado é o caso *c1*. Conforme descrito na Seção 5.3.2, o caso é construído com a substituição de parte da geração síncrona do caso base por fontes renováveis novas, sem nenhum tipo de suporte de frequência.

A Figura 32 apresenta o comportamento da frequência do sistema para a perda do mesmo circuito simulado no cenário *c0*, em $t = 0.3$ s. Entretanto, neste cenário *c1* é considerada a presença e a intermitência das fontes renováveis. Para isso, é simulada uma contingência adicional, a variação negativa de 360 MW da geração fotovoltaica presente na barra #36, no instante $t = 5$ s. Essa é uma situação esperada em sistema com alta penetração de geração fotovoltaica, onde variações bruscas de gerações podem ocorrer ao longo do dia.

Diferentemente dos resultados da Figura 21, nem todos os métodos de alívio de carga, empregados no cenário com inércia reduzida e intermitência das fontes renováveis, foram capazes de prevenir o afundamento crítico da frequência. Dentre os esquemas, ambos os métodos adaptativos LS1 e LS2 são incapazes de lidar com a presença da geração renovável nova e prevenir o colapso de frequência no sistema. O método LS1 não contabiliza as variações de potência ocorridas durante a execução do alívio de carga, naturalmente, é incapaz de lidar com a variação observada na geração solar do sistema. Por sua vez, apesar do método LS2 apresentar a capacidade de atualização do

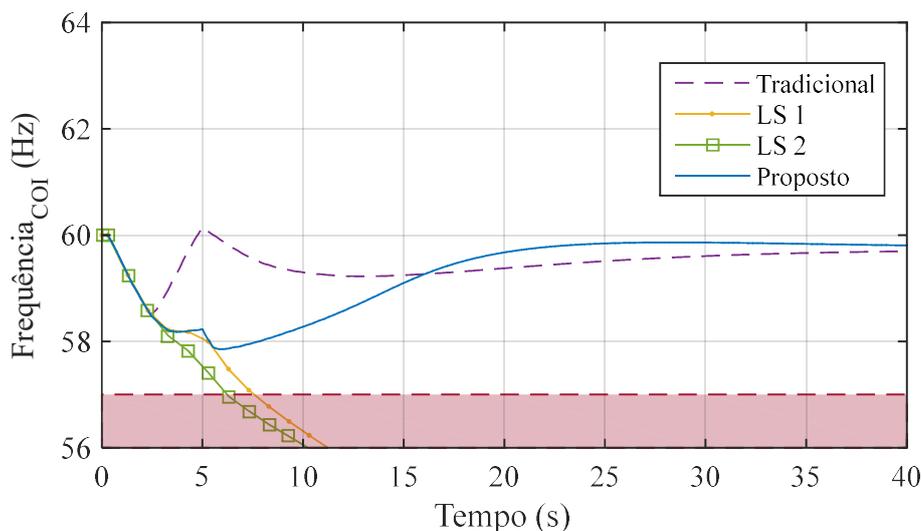


Figura 32: Comportamento da frequência no caso com máquinas síncronas e aplicação de diferentes metodologias de alívio de carga.

déficit de potência, este é incapaz de prevenir o afundamento da frequência, devido ao fato de não contabilizar a variação da carga no momento de estimação, onde nesse cenário, em comparação com o caso base, o afundamento da tensão é maior, conforme apresentado na Figura 33. Dentre os esquemas com êxito, o método tradicional, novamente, realiza um corte de carga excessivo no sistema, sendo que o sobressinal característico na curva da frequência é suavizado pela variação da geração solar. O método proposto supera as questões que provocaram a ineficiência dos métodos LS1 e LS2, simultaneamente, resultando em um bom desempenho dinâmico, robustez e uma rejeição de carga menor do que aquele produzida pelo método tradicional, como apresentado na Tabela 10.

Tabela 10: Montante rejeitado por esquema de alívio de carga para o caso *c1*.

Caso	Montante de Carga Rejeitado (MW)			
	Tradicional	LS1	LS2	Proposto
<i>c1</i>	881,66	564,54	521,84	757,28

Assim como na análise do caso base, é necessário realizar a avaliação do método proposto, no cenário com inércia reduzida, frente às limitações levantadas do tempo de atraso de comunicação e processamento, do impacto da modelagem da carga e, por fim, o impacto de desvios no método de distribuição do alívio de carga.

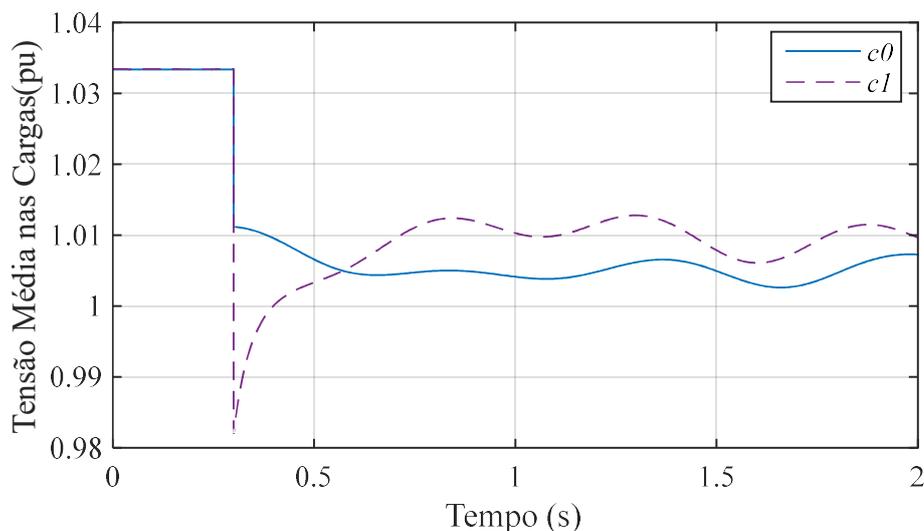


Figura 33: Tensão média nas cargas na comparação do caso base *c0* com o caso com inércia reduzida *c1*.

6.3.1 Consideração de Atrasos de Comunicação e Processamento do Método Proposto – *c1*

De forma similar as análises apresentadas na Seção 6.2.2, os impactos do atraso de tempo no desempenho do método adaptativo de alívio de carga devem ser analisados para a aplicação no cenário com inércia reduzida.

A Figura 34 ilustra os resultados obtidos para o comportamento da frequência elétrica do caso com inércia reduzida, com aplicação do método proposto, de acordo com o atraso de tempo. O evento simulado é o mesmo utilizado anteriormente, abertura da interligação #16-#19 em $t = 0.3$ s, contudo, nesta análise não é considerada a intermitência da geração solar.

Conforme esperado, o atraso na atuação da metodologia sobre o sistema é mais depreciativo no caso com inércia reduzida do que no caso com o sistema elétrico composto predominantemente por máquinas síncronas. Conforme ilustrado no detalhe da Figura 34, o afundamento de frequência, percentual, entre a curva sem a consideração do atraso e o valor máximo considerado de 400ms foi de, aproximadamente, 0,23%, ou $\sim 2,5$ vezes maior. No entanto, como observado tal impacto ainda não é suficiente para ocasionar a inviabilização do método proposto no cenário em estudo.

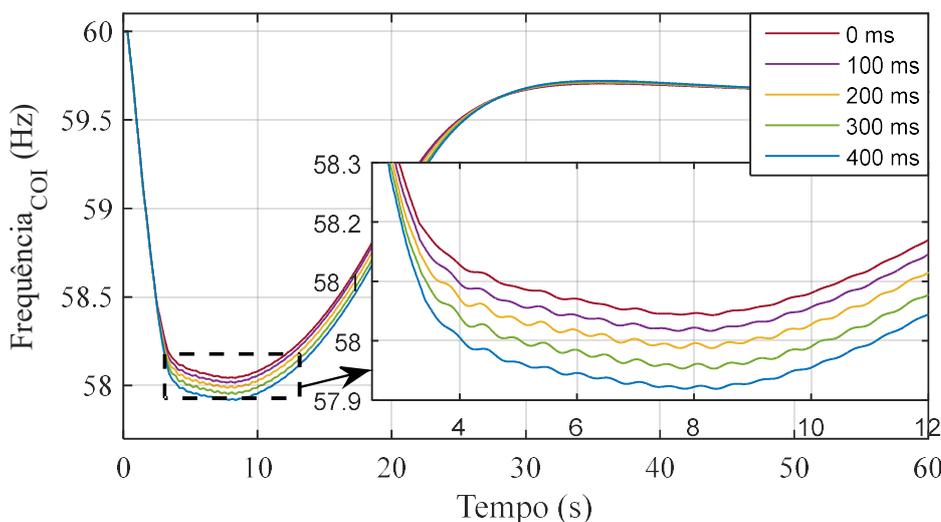


Figura 34: Frequência do caso com inércia reduzida com aplicação do método proposto de acordo com o atraso de tempo.

6.3.2 Impacto do Modelo da Carga do Sistema – *c1*

Com a mesma motivação de levantar os impactos do desconhecimento do modelo da carga na execução do método proposto, sobretudo, em sua etapa de correção do déficit de potência em decorrência da variação da carga com a tensão, esta seção apresenta as simulações do cenário com inércia reduzida frente aos diferentes modelos de carregamento.

As condições, assumidas para as simulações, são as mesmas utilizadas anteriormente, i.e., o método adaptativo será avaliado considerando a totalidade das cargas do sistema como impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P), e o fator de correção, para todas as simulações, irá considerar a carga como impedância constante, i.e., $\alpha = 2$. Além disso, o evento simulado é a abertura da interligação #16-#19 em $t = 0.3$ s.

A Figura 35 ilustra o comportamento da frequência para o caso com inércia reduzida, aplicação da metodologia proposta e com modelos diferentes para a carga. Ao contrário do caso da Figura 26, o cenário com carga potência constante (P) apresentou divergência durante o processo de integração numérica. O que era esperado, uma vez que o sistema elétrico apresenta uma redução da capacidade instalada, e após a contingência, torna-se inviável a obtenção da convergência com as cargas mantidas constantes. Adicionalmente, observa-se que para os dois modelos que foram simulados, de impedância constante (Z) e

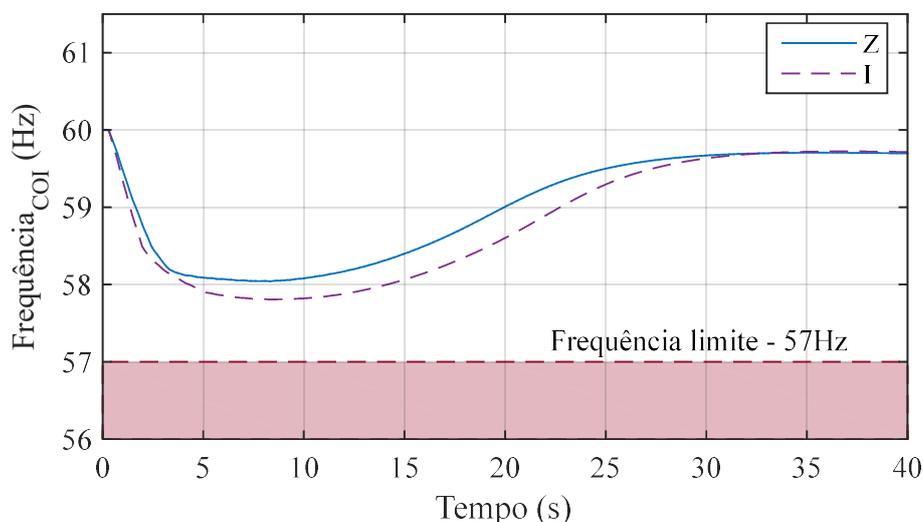


Figura 35: Frequência do caso inércia reduzida com aplicação do método proposto de acordo com o modelo de carga.

corrente constante (I), o sistema apresenta tanto um maior RoCoF quanto um maior tempo de retorno da frequência do que o apresentado na Figura 26, isto é, respectivamente, explicado pelas diminuições da resposta inercial e da capacidade de regulação primária do sistema. Além disso, o resultado do caso com corrente constante (I) mostra que o método proposto foi capaz de impedir o afundamento da frequência do sistema, mesmo considerando um modelo de carga errado na correção do déficit estimado, como ilustrado pela Figura 36.

Uma importante observação é que mesmo considerando o modelo de carga corretamente, o método proposto apresentou um desvio de 9,47% na estimativa do déficit inicial de potência para o caso com impedância constante (Z).

Esse desvio é explicado pelas rápidas oscilações transitórias de tensão apresentadas no sistema, devido à alta penetração de dispositivos conectados por conversores, conforme ilustrado na Figura 33 pelo comportamento médio das tensões nas cargas. Essas variações de tensão acabam trazendo imprecisões na correção do déficit de potência por (3.23).

6.3.3 Impacto de Desvios na Distribuição do Alívio de Carga – $c1$

Nesta seção, o desempenho do método proposto, no cenário com inércia reduzida, será

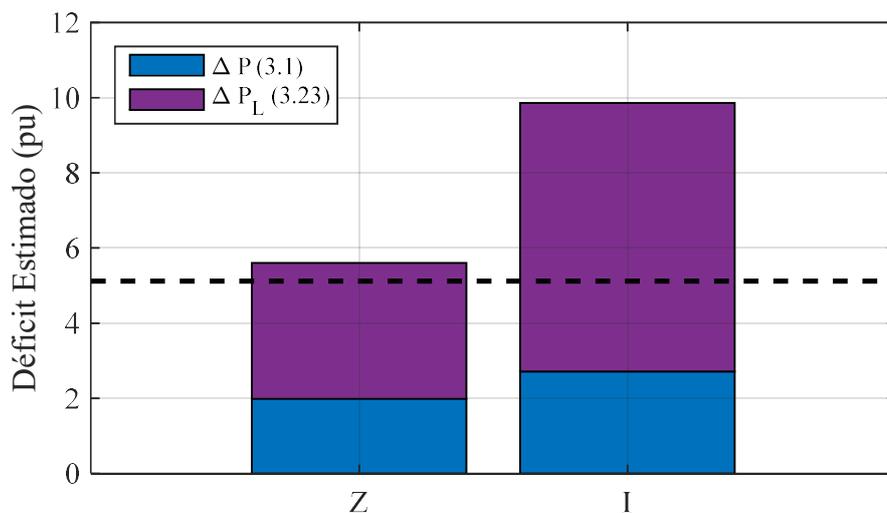


Figura 36: Parcelas da estimativa inicial do déficit de potência para o caso com inércia reduzida.

avaliado frente aos desvios existentes na distribuição de alívio de carga.

Com a substituição das máquinas síncronas do sistema do caso *c0*, por fontes renováveis novas, sem suporte de frequência, para a confecção do caso *c1*, é necessário que os fatores de sensibilidade de geração sejam recalculados, uma vez que a penetração das novas unidades de geração G6, G7 e G10, respectivamente nas barras #35, #36 e #30, não possuem características de regulação.

A Figura 37 apresenta essa sensibilidade para cada carga do sistema IEEE *New England*, determinadas a partir de (3.38), para o cenário com inércia reduzida, considerando uma variação de carga de 1pu, após a ocorrência do evento de abertura da linha #16-#19.

Para avaliar o desempenho do método proposto utilizando a metodologia de distribuição de alívio de carga, três diferentes fatores de distribuição de alívio de carga serão utilizados, conforme ilustrado na Figura 38. O primeiro, denominado “Inércia reduzida”, é calculado utilizando-se os fatores de sensibilidade de geração apresentados na Figura 37. Esse cenário considera a topologia da rede após o distúrbio e as características de regulação dos geradores síncronos que permanecem no sistema. O segundo, denominado “Caso base”, é o mesmo apresentado na Figura 30. Busca-se com esse cenário avaliar o impacto no método de distribuição em contabilizar, ou não, a presença de geração com capacidade de regulação. O terceiro, denominado “ Y_{barra} passada”, é calculado considerando-se que a topologia da rede não pode ser atualizada pelo sistema SCADA. Nesse cenário não é considerada a contingência de abertura da linha #16-#19, portanto, a carga na barra #20 e os geradores G4 e G5 permanecem no sistema.

Como observado na Figura 39, os fatores de distribuição simulados não depreciam a capacidade do método proposto em impedir o afundamento crítico da frequência. Contudo, novamente, ressalta-se que esse resultado é válido, somente, para o caso simulado, pois, especificamente, para esta situação, mesmo com a topologia desatualizada, o corte alocado na barra excluída do sistema não foi significativo. Comparando os resultados entre a distribuição específica para o caso com inércia reduzida e o reaproveitamento dos fatores calculados para o caso base, observa-se um

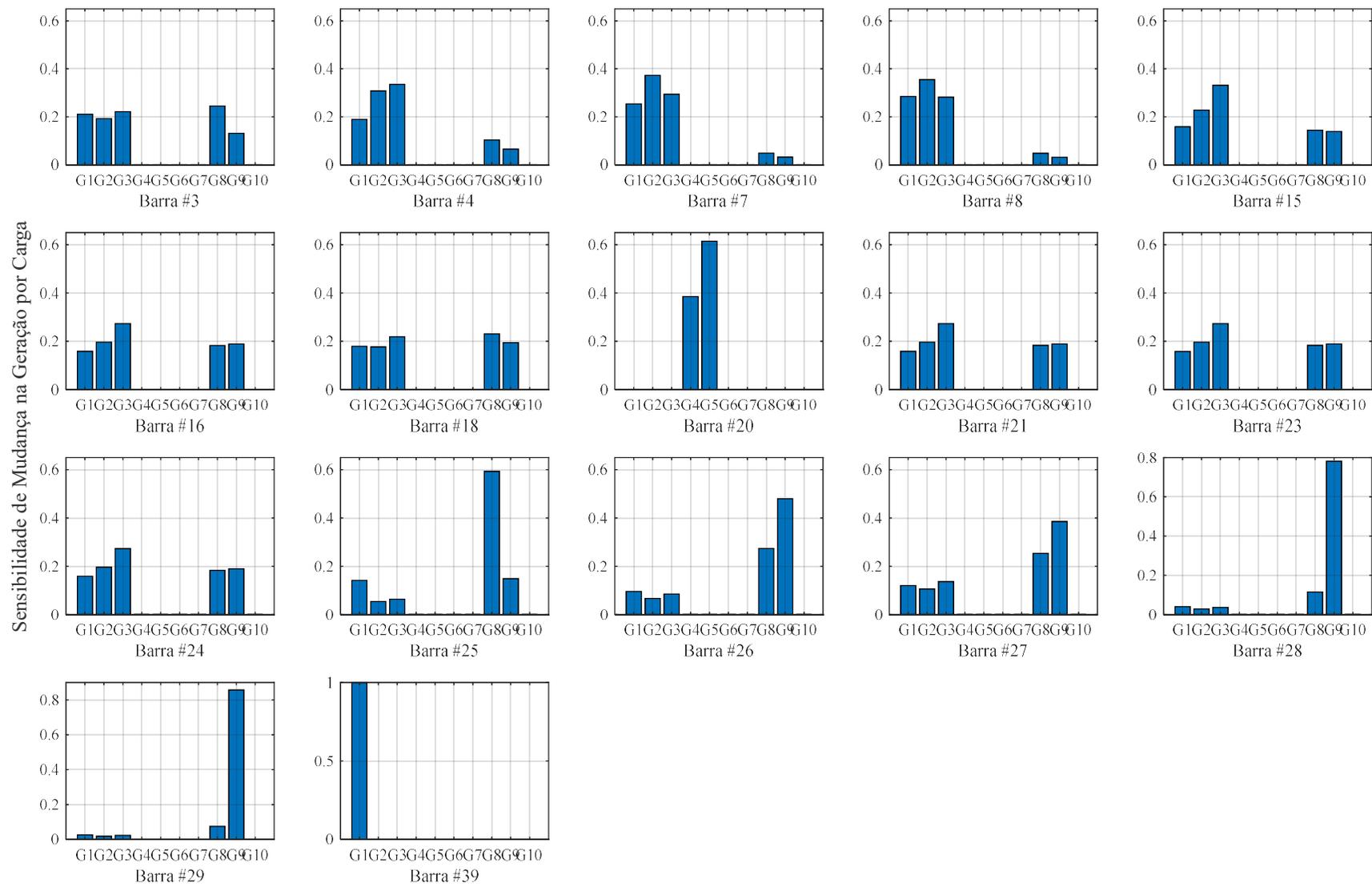


Figura 37: Fatores de sensibilidade de mudança de geração por carga do IEEE 39 Barras para o caso com inércia reduzida.

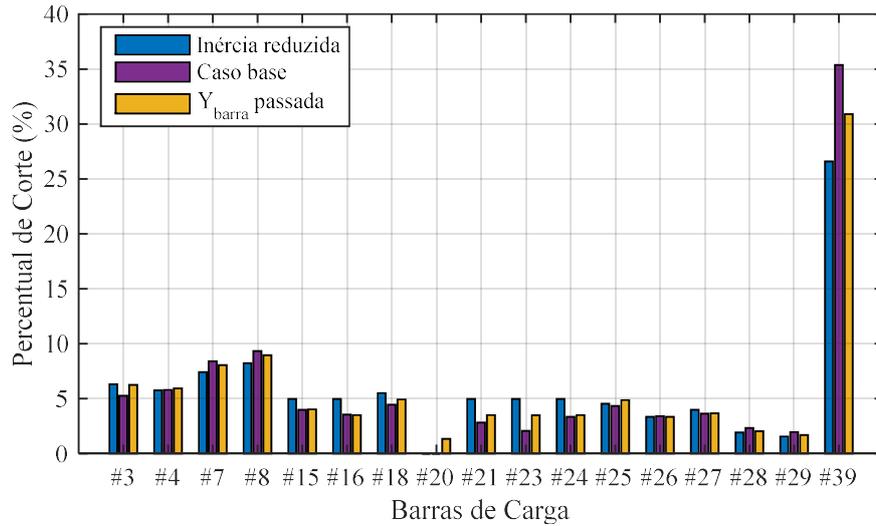


Figura 38: Fatores de distribuição para avaliação do caso *c1*.

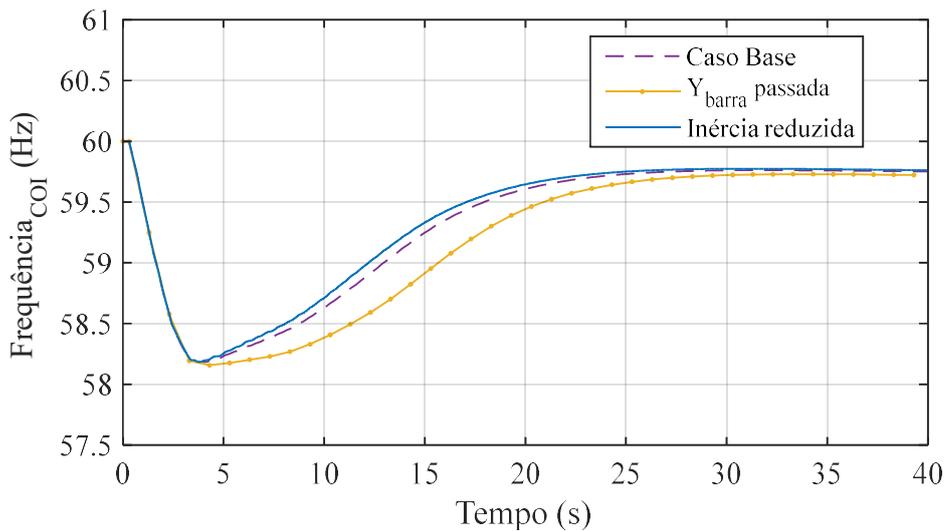


Figura 39: Frequência do caso com inércia reduzida com aplicação do método proposto de acordo com o fator de distribuição.

melhor desempenho dinâmico na recuperação da frequência para o caso “Inércia reduzida”, em comparação com o mesmo montante rejeitado.

6.4 Caso com Armazenadores

O último cenário simulado, é caracterizado pela aplicação de dispositivos armazenadores de energia, com suporte sintético de frequência, para mitigar os

problemas causados pela redução da constante de inércia do sistema com a substituição de máquinas síncronas por fontes renováveis novas.

A Figura 40 apresenta o comportamento da frequência do sistema para o cenário *c2* quando ocorre a perda da linha entre as barras #16 e #19, em $t = 0.3$ s. Entretanto, é simulada a limitação do estado de carga dos armazenadores durante o processo de alívio de carga. O objetivo é mostrar como essa limitação pode impactar na recuperação da frequência do sistema.

Como observado, o método tradicional é imune à limitação do estado de carga no cenário simulado devido à rejeição excessiva de carga. Essa rejeição excessiva provoca um sobressinal na frequência, fazendo com que os armazenadores se coloquem no estado de carregamento.

Em contrapartida, a limitação do estado de carga é extremamente prejudicial aos métodos adaptativos devido à resposta inerentemente mais lenta, já que buscam minimizar o montante de carga rejeitado. Dessa forma, os armazenadores acabam operando por um tempo maior no estágio de descarga e, eventualmente, atingindo seu limite de estado de carga, conforme ilustrado na Figura 41.

Como ilustrado na Figura 40, o método LS1 é incapaz de impedir a instabilidade de frequência do sistema, devido ao fato da retirada do suporte do armazenador não se contabilizada como um déficit adicional. Embora o método LS2 leve em consideração

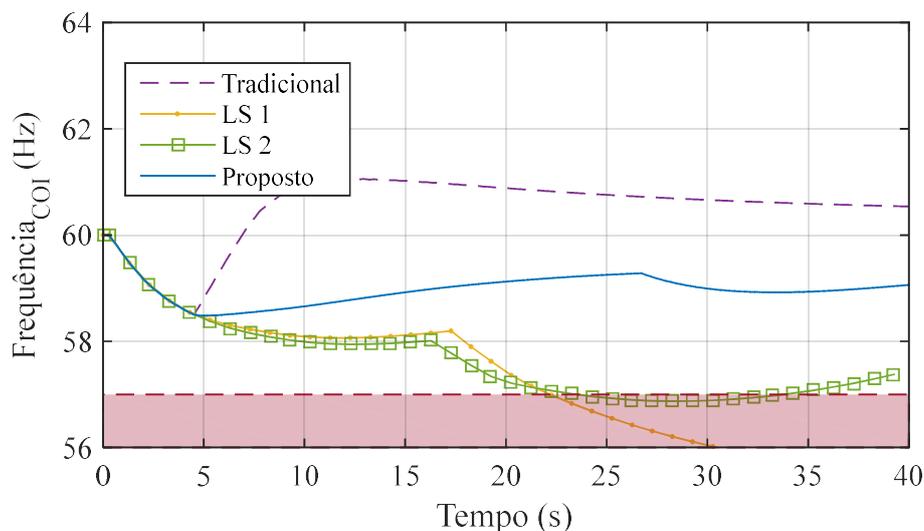


Figura 40: Comportamento da frequência no caso com armazenadores de energia e aplicação de diferentes metodologias de alívio de carga.

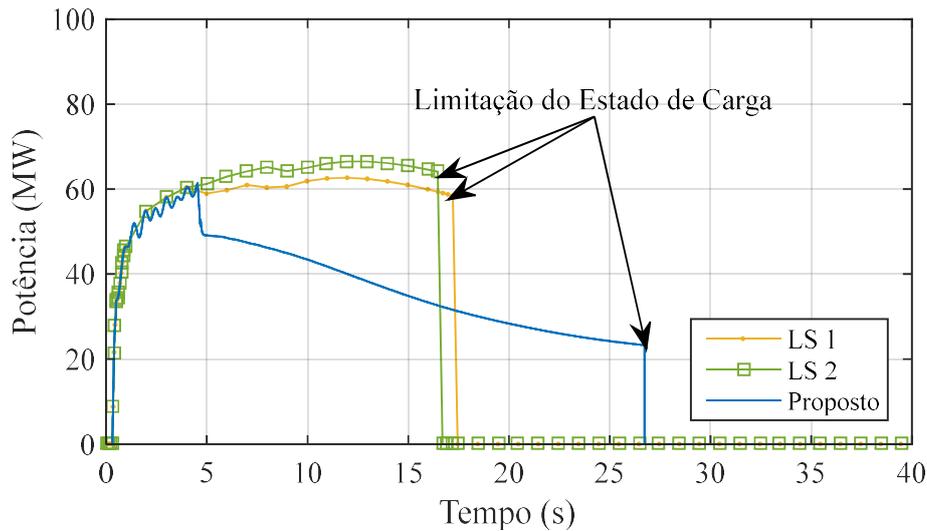


Figura 41: Injeção de potência e limitação do estado de carga dos armazenadores para o caso c2, por esquema adaptativo de alívio de carga.

as variações de potência ao longo da execução, ele apresenta uma estimativa de déficit inicial ruim, por não contabilizar as alterações da carga em relação à queda de tensão. Além disso, o método LS2 fornece uma atualização imprecisa da constante de inércia equivalente devido à presença da inércia sintética, o que afeta o processo de rejeição de carga e por consequência o desempenho da frequência. Por outro lado, o método proposto é robusto às variações do sistema, mesmo com as imprecisões trazidas pelos dispositivos com regulação sintética, rejeitando menos carga que o método tradicional, conforme apresentado na Tabela 11.

Tabela 11: Montante rejeitado por esquema de alívio de carga para o caso c2.

Caso	Montante de Carga Rejeitado (MW)			
	Tradicional	LS1	LS2	Proposto
<i>C1</i>	881,66	411,27	416,78	452,39

Assim como os casos anteriores, é necessário realizar a avaliação do método frente às limitações do tempo de atraso, do impacto da modelagem da carga e do impacto de desvios no método de distribuição do alívio de carga.

6.4.1 Consideração de Atrasos de Comunicação e Processamento do Método Proposto – *c2*

Seguindo as etapas de análise anteriormente descritas, esta seção apresenta os impactos do atraso de tempo no desempenho do método adaptativo de alívio de carga para a aplicação no cenário com armazenadores de energia.

A Figura 42 ilustra os resultados obtidos para o comportamento da frequência elétrica do caso com armazenadores, com aplicação do método proposto, de acordo com o atraso de tempo. O evento simulado é o mesmo utilizado anteriormente, abertura da interligação #16-#19 em $t = 0.3$ s, com limitação do estado de carga dos armazenadores durante o processo de rejeição de carga.

Como observado no detalhe inferior da Figura 42, a presença dos armazenadores de energia mitiga o afundamento de frequência causado pelo atraso na execução da metodologia de alívio de carga em comparação com o caso com inércia reduzida. O desvio observado é de 0,12%, sendo mais próximo ao observado no caso base (0.08%), porém, levemente, de maior amplitude devido ao fato dos armazenadores apresentarem um leve atraso para responderem ao desvio de frequência, conforme ilustrado conceitualmente pela Figura 4.

O detalhe superior, mostra que o tempo de atraso acaba impactando na limitação do estado de carga, uma vez que, naturalmente, quanto mais lenta for a ação do método sobre o sistema, maior o afundamento de frequência e, por consequência, a injeção de potência pelo armazenador. Portanto, quanto maior o atraso mais cedo ocorrerá a limitação do estado de carga.

De maneira geral, apesar da consideração do atraso de tempo de execução de processamento, o método proposto foi capaz de prevenir o afundamento crítico de frequência, assim como, nos outros cenários simulados anteriormente.

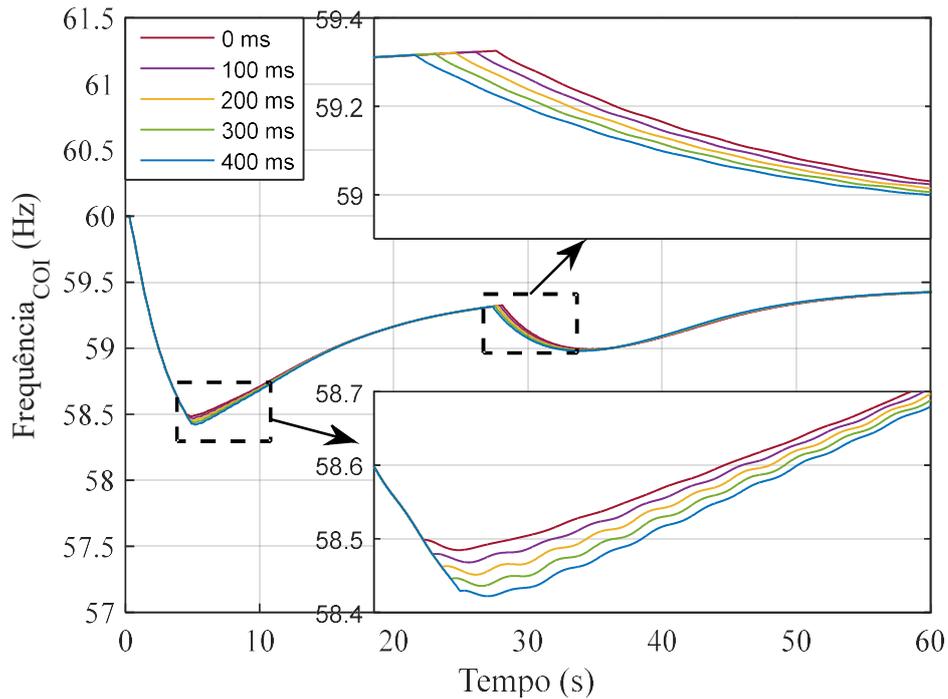


Figura 42: Frequência do caso com armazenadores com aplicação do método proposto de acordo com o atraso de tempo.

6.4.2 Impacto do Modelo da Carga do Sistema – *c2*

Esta seção apresenta os impactos de diferentes modelos de carga na execução do método proposto, seguindo as mesmas diretrizes discutidas anteriormente.

A Figura 43 ilustra o comportamento da frequência para o caso com armazenadores, aplicação da metodologia proposta e com modelos diferentes para a carga.

Similarmente ao caso da Figura 35, apenas os cenários com carga tipo impedância constante (Z) e corrente constante (I) puderam ser simulados. Conforme esperado, a carga corrente constante (I) expõe o sistema a um RoCoF mais elevado do que em comparação ao observado com carga tipo impedância constante (Z). Adicionalmente, pode-se observar que a retomada da frequência no caso com corrente constante (I) é mais acelerada. Isto pode ser entendido por dois fatores principais. O primeiro é devido ao montante cortado na primeira etapa ser maior, uma vez que o déficit estimado é maior pela correção equivocada da carga com a tensão, conforme apresentado na Figura 44. O segundo é devido ao fato dessa rejeição mais acentuada propiciar uma “folga” nos

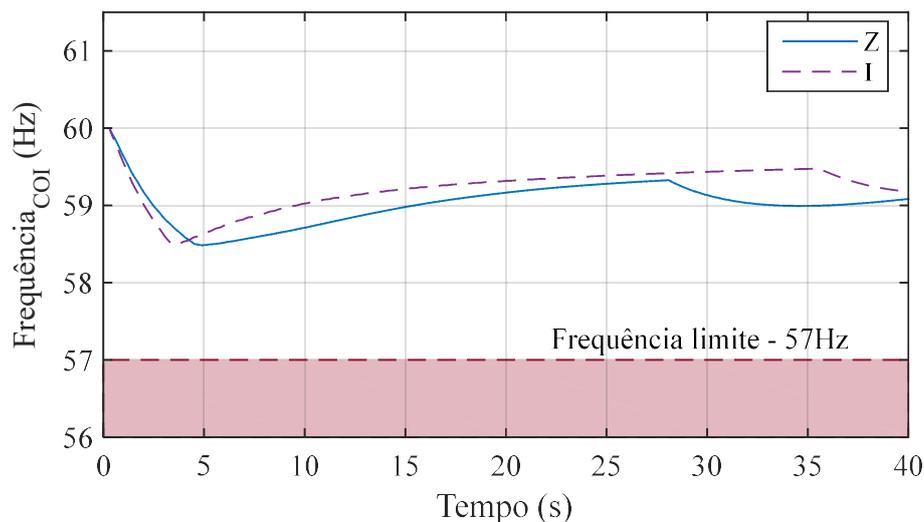


Figura 43: Frequência do caso com armazenadores com aplicação do método proposto de acordo com o modelo de carga.

sistemas de armazenamento, permitindo que estes auxiliem o processo de retomada da frequência por um tempo maior que o caso com impedância constante (Z).

6.4.3 Impacto de Desvios na Distribuição do Alívio de Carga – c2

Nesta seção, o cenário com penetração de armazenadores com recursos de suporte de frequência será analisado mediante a diferentes fatores de distribuição no alívio de

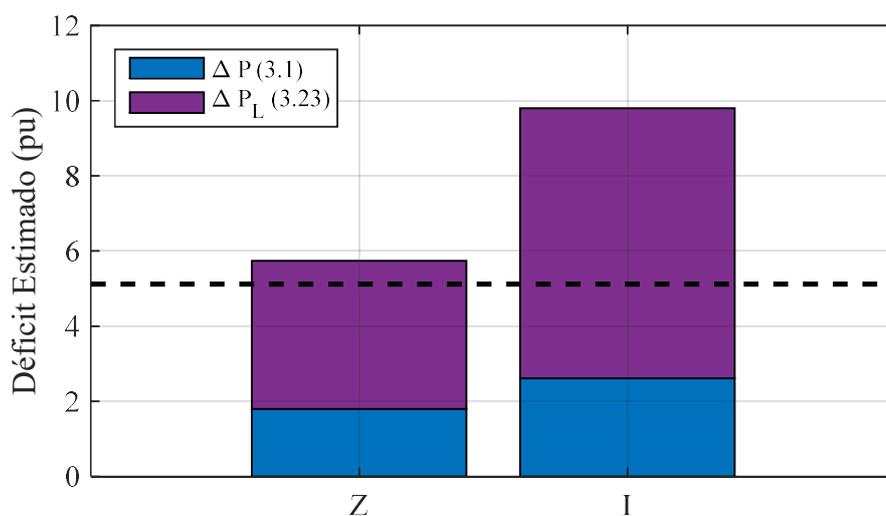


Figura 44: Parcelas da estimativa inicial do déficit de potência para o caso com armazenadores.

carga.

Os fatores de distribuição simulados são os mesmos dos já apresentados na Figura 38, uma vez que o método proposto para a distribuição não considera a penetração de dispositivos com suporte sintético de frequência.

A Figura 45 apresenta os resultados para a simulação dos casos. Como visualizado, os fatores de distribuição não ocasionam a depreciação do método no sentido de um afundamento crítico de frequência, i.e., abaixo do limite de 57HZ. Novamente, o fator denominado “ $Y_{\text{barra}} \text{ passada}$ ” apresenta um maior afundamento e retorno mais lento da frequência do sistema. A distribuição “Caso base” apresentou-se como melhor método de distribuição para este caso. Tal fato é explicado pela presença dos armazenadores com suporte sintético de frequência nas barras que, anteriormente, eram de geração síncrona, fazendo com que a distribuição “Caso base” se aproxime mais do idealizado pelo método proposto em [11], do que a distribuição “Inércia reduzida” que considera que as unidades G6, G7 e G10 não respondem às variações de potência da rede.

6.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a aplicação da metodologia adaptativa de alívio de carga proposta. Foram apresentados os resultados obtidos com a simulação do sistema IEEE

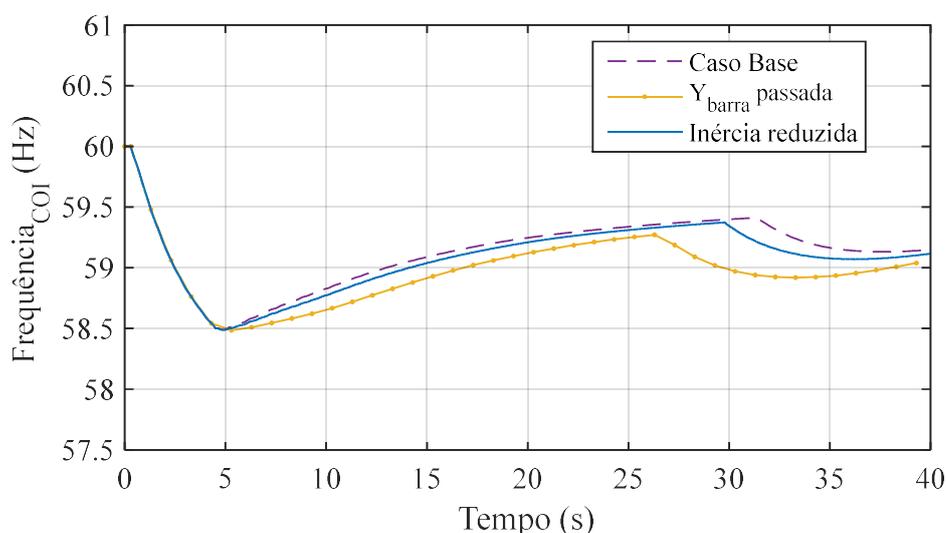


Figura 45: Frequência do caso com armazenadores com aplicação do método proposto de acordo com o fator de distribuição.

New England em diferentes cenários.

Os resultados indicam que o método proposto apresenta maior robustez quando comparado a outros métodos adaptativos, apresentados na literatura técnica, sem deteriorar sua principal característica, que é estimar de forma mais precisa o déficit de potência e diminuir a rejeição de carga do sistema, evidenciada pela comparação com o método tradicional.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

7.1 Conclusões

Os métodos adaptativos se apresentam como possíveis evoluções dos esquemas tradicionais de alívio de carga por subfrequência. A partir da monitoração do estado dinâmico da rede, tais métodos são capazes de estimar o desequilíbrio entre a carga e a geração do sistema e restringir o corte de carga. Contudo, os sistemas elétricos de potência vêm experimentando profundas mudanças devido ao aumento da penetração de novas fontes de energia, que impactam o comportamento da frequência elétrica. Estes fatos evidenciam que os métodos adaptativos devam contabilizar essas mudanças.

Esse trabalho propõe um método adaptativo de alívio de carga, projetado para os novos cenários dos sistemas elétricos de potência, onde há a massiva penetração de fontes renováveis novas conectadas à rede por conversores, como a solar e a eólica, e dispositivos sintéticos de suporte de frequência, como os armazenadores de energia.

Os resultados apresentados vão ao encontro dos objetivos expostos na Seção 1.2, i.e., propor um método que seja capaz de ter um bom desempenho nos novos cenários.

A avaliação nos casos $c0$, $c1$ e $c2$, do sistema teste evidenciou a importância de se considerar a presença dos dispositivos armazenadores, assim como sua limitação de suporte durante a execução do alívio de carga, o que se mostra como uma das principais contribuições do método proposto. Adicionalmente, os resultados mostram que a abordagem proposta também se destaca pelo fato de considerar em um único processo centralizado, diferentes recursos presentes em múltiplos métodos adaptativos. Além disso, a avaliação do desempenho da metodologia evidenciou que, para os casos estudados, as questões avaliadas de tempo de atraso de comunicação e processamento, desconhecimento do modelo da carga e eventuais desvios no método de distribuição do alívio de carga não causou a falha da execução da metodologia.

A avaliação do tempo de atraso mostrou que a latência na atuação do método de alívio de carga provoca um afundamento na frequência do sistema. Em condições críticas, com pouca capacidade de regulação de frequência ou cenários com inércia muito reduzida, o atraso considerado pode ser crucial para a inviabilidade da metodologia proposta. Outra condição analisada, o impacto do desconhecimento do modelo da carga, mostrou que considerar o carregamento sempre com a correção fixa, no caso simulado de impedância constante, pode trazer robustez ao processo, contudo, desvia o método adaptativo de sua premissa de adaptar o montante de corte ao necessário para a manutenção da estabilidade do sistema. Por fim, a análise do desempenho do método frente às variações e não linearidades do método de distribuição evidenciou que a disponibilidade da topologia no momento do distúrbio é importante para a correta divisão de cargas. Trabalhar com a topologia desatualizada pode ocasionar a alocação da rejeição em locais indevidos. O impacto de não linearidades, tais como a limitação do despacho de potência de um gerador durante a simulação, mostrou um aspecto depreciativo na velocidade de retomada da frequência, sem impactar na capacidade de retorno.

Por fim, destaca-se que o sistema IEEE *New England* utilizado e a reprodução no PSAT apresentaram a possível aplicabilidade, com sucesso, do método adaptativo proposto para alívio de carga. Todavia, a análise da filosofia da atuação em tempo real evidencia a necessidade de um maior aprofundamento em análises futuras.

7.2 Trabalhos Futuros

Durante o desenvolvimento desta tese, alguns pontos e questionamentos não puderam ser respondidos ou avaliados, ficando as suas análises como sugestões para trabalhos futuros. Assim, abaixo são citadas algumas sugestões para a continuidade do trabalho apresentado:

- Consideração da presença de ruídos nos sinais de comunicação;
- Aprofundamento sobre o impacto do atraso com modelagem matemática mais completa;
- Análise do impacto de medidas ausentes ou pouco acuradas;
- Avaliação da redução do nível de observabilidade requerido;
- Melhoria na metodologia de distribuição de carga, considerando a presença de dispositivos com regulação sintética;
- Melhoria na consideração dos dispositivos armazenadores na execução do alívio de carga;
- Avaliação do método proposto em sistemas de grande porte.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] TANG, J., LIU, J., PONCI, F., *et al* “Adaptive Load Shedding Based on Combined Frequency and Voltage Stability Assessment Using Synchrophasor Measurements”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 2, pp. 2035-2047, May. 2013.
- [2] RUDEZ, U., MIHALIC, R., “Monitoring the First Frequency Derivative to Improve Adaptive Underfrequency Load-Shedding Schemes”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 2, pp. 839-846, May. 2011.
- [3] GIRGIS, A.A., PETERSON, W.L., “Adaptive Estimation of Power System Frequency Deviation and its Rate of Change for Calculating Sudden Power System Overloads”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 2, pp. 585-594, April. 1990.
- [4] ANDERSON, P.M., FOUAD, A.A., *Power System Control and Stability*, 2 ed. NJ, John Wiley & Sons, Inc. 2003.
- [5] KETABI, A., FINI, M.H., “An Underfrequency Load Shedding Scheme for Hybrid and Multiarea Power Systems”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 1, pp. 82-91, Jan. 2015.
- [6] RUDEZ, U., MIHALIC, R., “Analysis of Underfrequency Load Shedding Using a Frequency Gradient”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 26, n. 2, pp. 565-575, April. 2011.
- [7] PHADKE, A.G., KASZTENNY, B., “Synchronized phasor and frequency measurement under transient conditions”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 89–95, Jan. 2009.
- [8] TAYLOR, C.W., ERICKSON, D.C., MARTIN, K.E., *et al* “WACS – Wide – Area Stability and Voltage Control System: R&D and Online Demonstration”, *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 892-906, May 2005.

- [9] ANDERSON, P.M., MIRHEYDAR, M., “An Adaptive Method for Setting Underfrequency Load Shedding Relays”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 7, n. 2, pp. 647-655, May. 1992.
- [10] TERZIJA, V.V., “Adaptive Underfrequency Load Shedding Based on the Magnitude of the Disturbance Estimation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 21, n. 3, pp. 1260-1266, Aug. 2006.
- [11] REDDY, C.P., CHAKRABARTI, S., SRIVASTAVA, S.C., “A Sensitivity-Based method for Under-Frequency Load-Shedding”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 2, pp. 984-985, March. 2014.
- [12] TOFIS, Y., TIMOTHEOU, S., KYRIAKIDES, E., “Minimal load shedding using the swing equation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 3, pp. 2466-2467, May. 2017.
- [13] LAGHARI, J. A., MOKHLIS, H., KARIMI, M., *et al*, “A new under-frequency load shedding technique based on combination of fixed and random priority of loads for smart grid applications,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2507-2515, Sep. 2015.
- [14] NIU, R., ZENG, Y., CHENG, M., *et al* “Study on Load-shedding Model Based on Improved Power Flow Tracing Method in Power System Risk Assessment”, in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power technologies (DRPT), 2011 4th International Conference on IEEE*, 2011, pp45-50
- [15] JALLAD, J., MEKHILEF, MOKHLIS, S., H., *et al*, “Improved UFLS with consideration of power deficit during shedding process and flexible load selection,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, iss. 5, pp. 565-575, 2018.
- [16] GU, W., LIU, W., SHEN, C., *et al*, “Multi-stage underfrequency load shedding for islanded microgrid with equivalent inertia constant analysis,” *Int. J. Electr. Power and Energy Syst.*, vol. 46, pp. 36-39, Mar. 2013.
- [17] RUDEZ, U., MIHALIC, R., “WAMS-based underfrequency load shedding with short-term frequency prediction,” *IEEE Transactions. on Power Delivery*, vol. 31, no. 4, pp. 1912-1920, Aug. 2016.

- [18] SHAMS, N., WALL, P., TERZIJA, V., “Active power imbalance detection, size and location estimation using limited PMU measurements,” *IEEE Trans. on Power Syst*, vol. 34, no. 2, pp. 1362-1372, Mar. 2019.
- [19] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist, Módulo 8 – Qualidade de Energia, Versão vigente: Revisão 7, 2016.
- [20] KUNDUR, P.S., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc. 1994.
- [21] KNAP, V. *et al.*, “Sizing of an energy storage system for grid inertial response and primary frequency reserve,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 3447-3456, Sep. 2016.
- [22] FANG, J., LI, H., TANG, Y., *et al.*, “Distributed power system virtual inertia implemented by grid-connected power converters,” *IEEE Transactions. on Power Electronics*, vol. 33, no. 10, pp. 8488-8499, Oct. 2018.
- [23] VIEIRA, X.F., *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração*, 1 ed. RJ, Editora Campus. 1984
- [24] HOSEINZADEH, B., SILVA, F.M.F., BAK, C.L., “Adaptive Tuning of Frequency Thresholds Using Voltage Drop Data in Decentralized Load Shedding”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 30, n. 4, pp. 2055-2062, July. 2015.
- [25] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Acompanhamento do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC, NOS RE-3-055-2011. Disponível em: http://www.ons.com.br/download/operacao/sep/erac/RE-3-055-2011_Rev1.pdf. Acesso em: Set. 2019
- [26] ANDERSON, P.M., MIRHEYDAR, M., “A Low-Order System Frequency Response Model”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 2, pp. 720-729, Aug. 1990.
- [27] MILANO F., ORTEGA, A., “Frequency Divider,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 2, pp. 1493-1501, Mar. 2017.

- [28] MILANO F., “Rotor speed-free estimation of the frequency of the center of inertia,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 1153-1155, Jan. 2018.
- [29] TEXAS A&M UNIVERSITY ELETRIC GRID DATASETS – Electric Grid Test Cases. Disponível em: <https://electricgrids.engr.tamu.edu/>. Acesso em: Set. 2021.
- [30] IEEE, *Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration*, IEEE Std. C37.117-2007, Aug. 2007.
- [31] WANG, Y., PORDANJANI, I.R., LI, W., *et al* “Voltage Stability Monitoring Based on the Concept of Coupled Single-Port Circuit”, *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 4, pp. 2154-2163, Nov. 2011
- [32] WANG, Y., PORDANJANI, I.R., LI, W., *et al* “Strategy to Minimise the Load Shedding Amount for Voltage Collapse Prevention”, *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 5, Iss. 3, pp. 307-313, 2011
- [33] PHADKE, A.G., THORP, J.S., *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. NY, USA: Springer, 2008
- [34] IEEE, *Synchrophasor Data Transfer for Power Systems Std*, IEEE Std. C37.118.2-2011, 2011.
- [35] BLUME, S.W., *Electric Power System Basics for the Nonelectrical Professional*, Second Edition. IEEE, Inc. John Wiley & Sons, Inc. 2017
- [36] PSAT – Power System Analysis Toolbox, Documentation for PSAT, version 2.1.8, Jan. 2013.

ANEXO A

DADOS DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA IEEE NEW ENGLAND

Este anexo apresenta os dados de simulação utilizados para o sistema IEEE NEW ENGLAND.

São apresentados os dados de:

- Carregamento;
- Circuito;
- Ponto de operação;
- Modelos dinâmicos.

A.1 Dados de Carregamento

A Tabela A.1 apresenta os dados de carregamento para as barras do sistema IEEE NEW ENGLAND.

Tabela A.1: Dados de potência ativa e reativa para as barras do sistema na tensão inicial

Barra	Carregamento		Barra	Carregamento		Barra	Carregamento	
	P (MW)	Q (MVar)		P (MW)	Q (MVar)		P (MW)	Q (MVar)
1	0	0	12	7.5	88	22	0	0
2	0	0	13	0	0	23	247,5	84,6
3	322	2,4	14	0	0	24	308,6	-92
4	500	184	15	320	153	25	224	47,2
5	0	0	16	329	32,3	26	139	17
6	0	0	17	0	0	27	281	75,5
7	233,8	84	18	158	30	28	206	27,6
8	522	176	19	0	0	29	283,5	26,9
9	0	0	20	628	103	31	9,2	4,6
10	0	0	21	274	115	39	1104	250
11	0	0						

A.2 Dados de Circuito

A Tabela A.2 apresenta os dados de circuito para o sistema IEEE NEW ENGLAND.

Tabela A.2: Dados de circuito para o sistema IEEE NEW ENGLAND

Barra		Barra			Barra		Barra		
DE	PARA	R (pu)	X(pu)	B(pu)	DE	PARA	R (pu)	X(pu)	B(pu)
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	16	24	0,0003	0,0059	0,0068
1	39	0,001	0,0025	0,0075	17	18	0,0007	0,0082	0,1319
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	17	27	0,0013	0,0173	0,3216
2	25	0,007	0,0086	0,0146	21	22	0,0008	0,0014	0,2565
3	4	0,0013	0,0213	0,2214	22	23	0,0006	0,0096	0,1846
3	18	0,0011	0,0133	0,2138	23	24	0,0022	0,0035	0,0361
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	25	26	0,0032	0,0323	0,0513
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	26	27	0,0014	0,0147	0,2396
5	6	0,0002	0,0026	0,0434	26	28	0,0043	0,0474	0,7802
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	26	29	0,0057	0,0625	0,1029
6	7	0,0006	0,0092	0,0113	28	29	0,0014	0,0151	0,0249
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	12	11	0,0016	0,0435	0
7	8	0,0004	0,0046	0,0078	12	13	0,0016	0,0435	0
8	9	0,0023	0,0363	0,3804	6	31	0	0,0025	0
9	39	0,0001	0,0025	0,0012	10	32	0	0,0002	0
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	19	33	0,0007	0,0142	0
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	20	34	0,0009	0,0018	0
13	14	0,0009	0,0101	0,1723	22	35	0	0,0143	0
14	15	0,0018	0,0217	0,0366	23	36	0,0005	0,0272	0
15	16	0,0009	0,0094	0,0171	25	37	0,0006	0,0232	0
16	17	0,0007	0,0089	0,1342	2	30	0	0,0181	0
16	19	0,0016	0,0195	0,0304	29	38	0,0008	0,0156	0
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	19	20	0,0007	0,0138	0

A.3 Ponto de Operação

A Tabela A.3 apresenta os dados de ponto de operação para o sistema IEEE NEW ENGLAND.

Tabela A.3: Dados de ponto de operação para o sistema IEEE NEW ENGLAND

Barra	Tensão (pu)	Ângulo (°)	Líquido		Carga		Geração		
			P	Q	P	Q	P	Q	Unidade
1	1,0474	-8,44	0	0	0	0	-	-	-
2	1,0487	-5,75	0	0	0	0	-	-	-
3	1,0302	-8,6	-322	-2,4	-322	-2,4	-	-	-
4	1,0039	-9,61	-500	-184	-500	-184	-	-	-
5	1,0053	-8,61	0	0	0	0	-	-	-
6	1,0077	-7,95	0	0	0	0	-	-	-
7	0,997	-10,12	-233,8	-84	-233,8	-84	-	-	-
8	0,996	-10,62	-522	-176	-522	-176	-	-	-
9	1,0282	-10,32	0	0	0	0	-	-	-
10	1,0172	-5,43	0	0	0	0	-	-	-
11	1,0127	-6,28	0	0	0	0	-	-	-
12	1,0002	-6,24	-7,5	-88	-7,5	-88	-	-	-
13	1,0143	-6,1	0	0	0	0	-	-	-
14	1,0117	-7,66	0	0	0	0	-	-	-
15	1,0154	-7,74	-320	-153	-320	-153	-	-	-
16	1,0318	-6,19	-329	-32,3	-329	-32,3	-	-	-
17	1,0336	-7,3	0	0	0	0	-	-	-
18	1,0309	-8,22	-158	-30	-158	-30	-	-	-
19	1,0499	-1,02	0	0	0	0	-	-	-
20	0,9912	-2,01	-628	-103	-628	-103	-	-	-
21	1,0318	-3,78	-274	-115	-274	-115	-	-	-
22	1,0498	0,67	0	0	0	0	-	-	-
23	1,0448	0,47	-247,5	-84,6	-247,5	-84,6	-	-	-
24	1,0373	-6,07	-308,6	92,2	-308,6	92,2	-	-	-
25	1,0576	-4,36	-224	-47,2	-224	-47,2	-	-	-
26	1,0521	-5,53	-139	-17	-139	-17	-	-	-
27	1,0377	-7,5	-281	-75,5	-281	-75,5	-	-	-
28	1,0501	-2,01	-206	-27,6	-206	-27,6	-	-	-
29	1,0499	0,74	-283,5	-26,9	-283,5	-26,9	-	-	-
30	1,0475	-3,33	250	146,16			250	146,16	10
31	0,982	0	511,61	19,365	-9,2	-4,6	520,81	198,25	2
32	0,9831	2,57	650	205,14	-	-	650	205,14	3
33	0,9972	4,19	632	109,91	-	-	632	109,91	4
34	1,0123	3,17	508	165,76	-	-	508	165,76	5
35	1,0493	5,63	650	212,41	-	-	650	212,41	6
36	1,0635	8,32	560	101,17	-	-	560	101,17	7

Barra	Tensão (pu)	Ângulo (°)	Líquido		Carga		Geração		
			P	Q	P	Q	P	Q	Unidade
37	1,0278	2,42	540	0,44	-	-	540	0,44	8
38	1,0265	7,81	830	22,84	-	-	830	22,84	9
39	1,03	-10,05	-104	-161,7	-1104	-250	1000	88,28	1

A.4 Modelos dos Geradores Síncronos

A Tabela A.4 apresenta os dados dos geradores síncronos utilizados nas simulações do sistema NEW ENGLAND.

Tabela A.4: Dados dos geradores síncronos para o sistema IEEE NEW ENGLAND

Gerador	Barra	Ordem	x_l (pu)	x_d (pu)	x_d' (pu)	T_d' (s)	x_q (pu)	x_q' (pu)	T_q' (s)	H (s)
1	39	3	0,003	0,02	0,006	7	0,019	0,008	0,7	22,65
2	31	4	0,035	0,295	0,0697	6,56	0,282	0,17	1,5	22,06
3	32	4	0,0304	0,2495	0,0531	5,7	0,237	0,0531	1,5	22,06
4	33	4	0,0295	0,262	0,0436	5,69	0,258	0,0436	1,5	22,06
5	34	4	0,054	0,67	0,132	5,4	0,62	0,132	0,44	22,06
6	35	4	0,0224	0,254	0,05	7,3	0,241	0,05	0,4	22,06
7	36	4	0,0322	0,295	0,049	5,66	0,292	0,049	1,5	22,06
8	37	4	0,028	0,29	0,057	6,7	0,28	0,057	0,41	22,06
9	38	4	0,0298	0,2106	0,057	4,79	0,205	0,057	1,96	22,65
10	30	4	0,0125	0,1	0,031	10,2	0,069	0,031	1,5	13,68

A.5 Modelos dos Reguladores de Velocidade

A Tabela A.5 apresenta os dados dos reguladores de velocidade utilizados nas simulações do sistema NEW ENGLAND.

Tabela A.5: Dados dos reguladores de velocidade para o sistema IEEE NEW ENGLAND

Gerador	V_{ref} (pu)	R	P_{max}^G (MW)	P_{min}^G (MW)	T_S ($10^{-3}s$)	T_C (s)	T_3 (s)	T_4 (s)	T_5 (s)
1	1	0,02	1200	300	0,1	0,02	0,006	0	7
2	1	0,02	1624	156	2,7	0,295	0,07	0	6,56
3	1	0,02	780	195	0,386	0,2495	0,053	0	5,7
4	1	0,02	756	190	0,222	0,262	0,044	0	5,69

Gerador	V_{ref} (pu)	R	P_{max}^G (MW)	P_{min}^G (MW)	T_S ($10^{-3}s$)	T_C (s)	T_3 (s)	T_4 (s)	T_5 (s)
5	1	0,02	612	153	0,14	0,67	0,132	0	5,4
6	1	0,02	812	203	6,15	0,254	0,05	0	7,3
7	1	0,02	672	168	0,268	0,295	0,049	0	5,66
8	1	0,02	650	163	0,686	0,29	0,057	0	6,7
9	1	0,02	998	250	0,3	0,2106	0,057	0	4,79
10	1	0,02	301	75	0,14	0,1	0,031	0	10,2

Sendo T_S a constante de tempo do regulador; T_C a constante de tempo do servo-motor; T_3 a constante de tempo de ganho transitório; T_4 a constante de tempo de fração de potência e T_5 a constante de tempo de reaquecimento.

A.6 Modelos dos Reguladores de Velocidade

A Tabela A.6 apresenta os dados dos reguladores de tensão utilizados nas simulações do sistema NEW ENGLAND.

Tabela A.6: Dados dos reguladores de velocidade para o sistema IEEE NEW ENGLAND

Gerador	V_r^{max} (pu)	V_r^{min} (pu)	K_a	T_a (s)	K_f	T_f (s)	T_e (s)	T_r (s)	A_e	B_e
1	10,5	-10,5	40	0,02	0,03	0,1	1,4	0,001	0,0039	1,555
2	5	-5	6	0,05	0,06	0,05	0,41	0,001	0,0039	1,555
3	5	-5	5	0,06	0,08	0,1	0,5	0,001	0,0039	1,555
4	5	-5	5	0,06	0,08	0,1	0,5	0,001	0,0039	1,555
5	30	-10	40	0,02	0,03	0,1	0,785	0,001	0,0039	1,555
6	5	-5	5	0,02	0,08	0,125	0,471	0,001	0,0039	1,555
7	6,5	-6,5	40	0,02	0,03	0,1	0,73	0,001	0,0039	1,555
8	5	-5	5	0,02	0,09	0,126	0,528	0,001	0,0039	1,555
9	10,5	-10,5	5	0,02	0,03	0,1	0,5	0,001	0,0039	1,555
10	5	-5	5	0,06	0,04	0,1	0,25	0,001	0,0039	1,555

Sendo K_a o ganho de amplificação; T_a a constante de tempo de amplificação; K_f o ganho de estabilização; T_f a constante de tempo de estabilização; T_e a constante de tempo do circuito de campo; T_r a constante de tempo de medidas; A_e e B_e os coeficientes de saturação.

ANEXO B

MODELAGEM MATEMÁTICA DOS GERADORES ALTERNATIVOS EMPREGADOS NAS SIMULAÇÕES

Este anexo trata da modelagem matemática para a simulação dinâmica das unidades geradoras, de fontes alternativas, empregadas na tese e presentes na biblioteca de dados do PSAT. São apresentados os sistemas algébrico-diferenciais utilizados na modelagem dos seguintes dispositivos:

- Gerador eólico;
- Painel fotovoltaico.

B.1 Modelagem para o Gerador Eólico

O modelo utilizado para gerador eólico foi o síncrono conectado à rede por meio de conversores. Assumindo-se as equações elétricas do gerador em regime permanente, a tensão pode ser dada no eixo d-q conforme:

$$v_{ds} = -r_s i_{ds} + \omega_m x_q i_{qs} \quad (\text{B.1})$$

$$v_{qs} = -r_s i_{qs} - \omega_m (x_d i_{ds} - \psi_p) \quad (\text{B.2})$$

Onde o fluxo de campo permanente ψ_p é utilizado para representar o circuito do rotor. As potências ativa e reativa no estator podem ser dadas como:

$$p_s = v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs} \quad (\text{B.3})$$

$$q_s = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs} \quad (\text{B.4})$$

Enquanto, que a potência ativa e reativa injetadas na rede dependem somente das correntes do lado da rede do conversor, conforme:

$$p_c = v_{dc} i_{dc} + v_{qc} i_{qc} \quad (\text{B.5})$$

$$q_c = v_{qc} i_{dc} - v_{dc} i_{qc} \quad (\text{B.6})$$

As tensões do conversor são funções do módulo e fase das tensões da rede, conforme:

$$v_{dc} = -v \operatorname{sen}\theta \quad (\text{B.7})$$

$$v_{qc} = v \operatorname{cos}\theta \quad (\text{B.8})$$

Assumindo um conversor sem perdas e fator de potência unitário, as potências de saída do gerador podem ser dadas por:

$$p_s = p_c \quad (\text{B.9})$$

$$q_s = 0 \quad (\text{B.10})$$

A potência reativa injetada na rede é controlada pelo conversor por meio da corrente i_{dc}

$$i_{qc} = \frac{p_s + v i_{dc} \text{sen}\theta}{v \text{cos}\theta} \quad (\text{B.11})$$

$$q_c = v(i_{dc} \text{cos}\theta + i_{qc} \text{sen}\theta) \quad (\text{B.12})$$

As equações (B.9) - (B.12) são as equações algébricas do gerador diretamente conectado, enquanto v , θ , i_{ds} e i_{qs} são as variáveis algébricas.

A equação eletromecânica do gerador é dada como:

$$\dot{\omega}_m = \frac{\tau_m - \tau_e}{2H_m} \quad (\text{B.13})$$

$$\tau_e = \psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds} \quad (\text{B.14})$$

A relação entre os fluxos no estator e as correntes no gerador pode ser dada como:

$$\psi_{ds} = -x_d i_{ds} + \psi_p \quad (\text{B.15})$$

$$\psi_{qs} = -x_q i_{qs} \quad (\text{B.16})$$

O torque mecânico é modelado conforme:

$$\tau_m = \frac{p_w}{\omega_m} \quad (\text{B.17})$$

A potência extraída do vento é dada por:

$$p_w = \frac{n_g \rho}{2S_n} c_p(\lambda, \theta_p) A_r v_w^3 \quad (\text{B.18})$$

O coeficiente de potência c_p é aproximado conforme:

$$c_p = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\theta_p - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda_i}} \quad (\text{B.19})$$

Com:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\theta_p} - \frac{0,035}{\theta_p^3 + 1} \quad (\text{B.20})$$

Devido à sua velocidade em relação aos transitórios eletromecânicos, a dinâmica do conversor é simplificada, sendo modelado como uma fonte de corrente ideal, onde i_{qs} e i_{dc} são as variáveis de estado e utilizadas para o controle da velocidade do rotor e do controle de tensão e potência reativa, respectivamente.

As equações diferenciais do conversor são:

$$i_{qs} \dot{=} \frac{i_{qsref} - i_{qs}}{T_{\epsilon p}} \quad (\text{B.21})$$

$$i_{dc} \dot{=} \frac{K_V(v_{ref} - v) - i_{dc}}{T_V} \quad (\text{B.22})$$

Sendo:

$$i_{qsref} = \frac{p_w^*(\omega_m)}{\omega_m(\psi_p - x_d i_{ds})} \quad (\text{B.23})$$

Sendo $p_w^*(\omega_m)$ a característica potência-velocidade que maximiza a captura de potência do vento pelo aerogerador.

Finalmente, o controle do ângulo de *pitch* é realizado pela equação diferencial abaixo:

$$\theta_p \dot{=} \frac{K_p \phi(\omega_m - \omega_{ref}) - \theta_p}{T_p} \quad (\text{B.24})$$

A Tabela B.1 apresenta os parâmetros utilizados na modelagem do gerador síncrono diretamente conectado por meio de conversores.

Tabela B.1: Parâmetros do gerador síncrono diretamente conectado

Parâmetro	Descrição	Unidade
r_s	Resistência do estator	p.u.
x_d	Reatância de eixo direto	p.u.
x_q	Reatância de eixo em quadratura	p.u.

Parâmetro	Descrição	Unidade
ψ_p	Fluxo de campo permanente	p.u.
H_m	Inércia do rotor	kWs/kVA
K_p	Ganho do controle de <i>pitch</i>	-
T_p	Constante de tempo do controle de <i>pitch</i>	s
K_V	Ganho do controle de tensão	-
T_V	Constante de tempo do controle de tensão	s
$T_{\epsilon p}$	Constante de tempo do controle de potência ativa	s

B.2 Modelagem para o Painel Fotovoltaico

O modelo utilizado para painel fotovoltaico nas simulações é com controle da tensão terminal. A tensão terminal é controlada segundo:

$$0 = v_0^{ref} - v^{ref} \quad (B.25)$$

$$\dot{x}_v = K_i(v^{ref} - v) \quad (B.26)$$

$$0 = x_v + K_p(v^{ref} - v) - q^{ref} \quad (B.27)$$

A tensão na conexão com a rede é dada por:

$$v_d = -v \operatorname{sen}\theta \quad (B.28)$$

$$v_q = v \operatorname{cos}\theta \quad (B.29)$$

A injeção de potência no sistema é dada por:

$$p = v_d i_d + v_q i_q \quad (B.30)$$

$$q = v_q i_d - v_d i_q \quad (B.31)$$

O ponto de operação das correntes é definido com base nas referências de potência ativa e reativa, conforme:

$$\begin{bmatrix} i_d^{ref} \\ i_q^{ref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_d & v_q \\ v_q & -v_d \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} p^{ref} \\ q^{ref} \end{bmatrix} \quad (\text{B.32})$$

As equações diferenciais do conversor são:

$$\dot{i}_d = \frac{i_d^{ref} - i_d}{T_d} \quad (\text{B.33})$$

$$\dot{i}_q = \frac{i_q^{ref} - i_q}{T_q} \quad (\text{B.34})$$

A Tabela B.2 apresenta os parâmetros utilizados na modelagem do painel fotovoltaico com controle de tensão terminal.

Tabela B.2: Parâmetros do painel fotovoltaico

Parâmetro	Descrição	Unidade
p^{ref}	Potência ativa de referência	MW.
v_0^{ref}	Tensão de referência	p.u.
T_d	Constante de tempo do eixo-d do inversor	s
T_q	Constante de tempo do eixo-q do inversor	s
K_p	Ganho proporcional do controle de tensão	-
K_i	Ganho do integrador do controle de tensão	-