



PROPOSTA E AVALIAÇÃO DE UM MÉTODO ADAPTATIVO DE CORTE DE CARGA

Samuel Souza da Silva Júnior

Dissertação de Mestrado 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 Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Rio de Janeiro

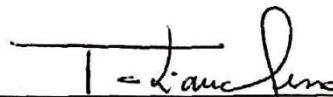
Março de 2017

PROPOSTA E AVALIAÇÃO DE UM MÉTODO ADAPTATIVO DE CORTE DE
CARGA

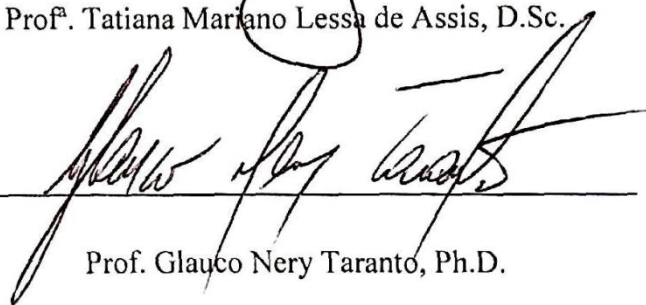
Samuel Souza da Silva Júnior

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

Examinada por:



Prof. Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.



Prof. Glaucio Nery Taranto, Ph.D.



Prof. Daniel Dotta, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2017

Silva Júnior, Samuel Souza da

Proposta e Avaliação de um Método Adaptativo de Corte de Carga/ Samuel Souza da Silva Júnior – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XIII, 111 p. il.; 29,7 cm

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Elétrica, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 101-104.

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

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Samuel e Maria, que com amor e apoio me permitiram chegar até aqui. São os maiores responsáveis por minhas conquistas. Meu amor por vocês é imensurável. Aos meus irmãos, Jaqueline e Roberto (em memória), pelo afeto por mim.

À minha namorada, Danielle, pelo amor, compreensão e companheirismo que foram fundamentais para minha dedicação a esta dissertação. À sua família, em especial, a Juju e a Patrícia, pelos momentos de alegria e carinho.

À minha orientadora, professora Tatiana Mariano Lessa de Assis, pelo privilégio de sua orientação. Obrigado pela confiança, dedicação, paciência, ensinamentos e oportunidades ao longo de toda minha formação acadêmica.

A todos os professores do DEE e PEE da UFRJ, que de alguma maneira contribuíram com minha formação. De modo especial, aos professores Glauco, Sebastião e Toni pelos profundos ensinamentos e amizade.

A todos os meus amigos, de graduação, de mestrado, do LASPOT, que de alguma forma me apoiaram na realização deste trabalho. Meu mais sincero obrigado.

À Fundação Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior, CAPES, pelo suporte financeiro.

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

PROPOSTA E AVALIAÇÃO DE UM MÉTODO ADAPTATIVO DE CORTE DE CARGA

Samuel Souza da Silva Júnior

Março/2017

Orientadora: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho trata da avaliação de métodos adaptativos de alívio de carga. Entendem-se como métodos adaptativos, esquemas de alívio de carga que são capazes de, através da monitoração do estado da rede, estimar o desbalanço entre a carga e a geração do sistema e adaptar o montante de carga a ser rejeitado. São apresentados métodos encontrados na literatura para estimação do déficit de potência, distribuição do corte de carga e as considerações assumidas durante a execução do esquema de alívio de carga. As considerações apresentadas são utilizadas para o desenvolvimento de um novo método adaptativo. Os requisitos e desafios na implantação de uma proteção adaptativa centralizada são comentados, sobretudo, na utilização dos sistemas de medição fasorial sincronizada. Por fim, o método proposto é avaliado em diferentes sistemas *benchmark* IEEE, de forma que a importância de cada consideração apresentada seja ilustrada e sua aplicabilidade em sistemas de diferentes portes seja testada. A simulação é realizada no domínio do tempo, com o uso da *toolbox* do Matlab© para análise de sistema de potência PSAT.

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

PROPOSAL AND EVALUATION OF AN ADAPTIVE LOAD SHEDDING
METHOD

Samuel Souza da Silva Júnior

March/2017

Advisor: Tatiana Mariano Lessa de Assis

Department: Electrical Engineering

This work deals with the evaluation of adaptive methods of load shedding. It is understood as adaptive methods, load shedding schemes that are able, through monitoring the state of the network, to estimate the unbalance between the load and the generation of the system and to adapt the amount of load to be rejected. Methods found in the literature to estimate the power deficit, load cut distribution and the considerations assumed during the execution of the load shedding scheme are presented. The considerations presented are used for the development of a new adaptive method. The requirements and challenges in the implementation of a centralized adaptive protection are discussed, especially, in the use of synchronized phasor measurement systems. Finally, the proposed method is evaluated in different IEEE benchmark systems, so that the importance of each presented consideration is illustrated and its applicability in systems of different sizes is tested. The simulation is performed in the time domain, using the power systems analysis toolbox PSAT for Matlab®.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABELAS.....	XII
LISTA DE ABREVIATURAS.....	XIII
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	1
1.1 MOTIVAÇÃO	1
1.2 OBJETIVO	2
1.3 MÉTODOS ADAPTATIVOS DE ALÍVIO DE CARGA.....	2
1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	5
CAPÍTULO 2 CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	6
2.1 CONTROLE CARGA-FREQUÊNCIA	6
2.2 REGULAÇÃO PRÓPRIA	8
2.3 CONTROLE PRIMÁRIO DE FREQUÊNCIA.....	9
2.3.1 Regulador Isócrono	11
2.3.2 Regulador Com Queda de Velocidade	12
2.4 CONTROLE SECUNDÁRIO DE FREQUÊNCIA.....	16
2.5 ESQUEMA DE ALÍVIO DE CARGA.....	17
CAPÍTULO 3 PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE ALÍVIO DE CARGA POR SUBFREQUÊNCIA	19
3.1 INTRODUÇÃO	19
3.2 AVALIAÇÃO DO DESEQUILÍBRIO CARGA E GERAÇÃO	20
3.2.1 Modelo para Estimação do Déficit de Potência.....	20
3.2.2 Influência do Modelo da Carga	23
3.2.3 Influência das Fontes Alternativas na Execução do Corte de Carga	
26	
3.2.3.1 Imprecisão da Inércia Equivalente.....	26
3.2.3.2 Variações no Déficit de Potência Durante o Corte de Carga.....	28
3.3 DISTRIBUIÇÃO DO ALÍVIO DE CARGA	30

3.3.1	Método de Distribuição Baseado no Afundamento de Tensão	30
3.3.2	Método de Distribuição Baseado no Rastreamento do Fluxo de Potência	31
3.3.3	Método de Distribuição Baseado na Sensibilidade da Frequência.	35
3.3.3.1	Determinação das Mudanças na Geração	35
3.3.3.2	Cálculo dos Fatores de Sensibilidade	39
3.3.4	Exemplo de Avaliação dos Métodos de Rastreamento do Fluxo de Potência e da Sensibilidade.....	40
3.4	CONSIDERAÇÃO DA ATUAÇÃO DOS REGULADORES DE VELOCIDADE	42
3.5	MÉTODO PROPOSTO	46
3.5.1	Monitoração do Limite de Corte por Barra de Carga.....	47
3.5.2	Consideração do Tempo de Recuperação da Frequência	48
3.5.3	Fluxograma Completo do Método Proposto	51
CAPÍTULO 4 REQUISITOS E DESAFIOS NA IMPLANTAÇÃO DOS MÉTODOS ADAPTATIVOS DE ALÍVIO DE CARGA		53
4.1	INTRODUÇÃO	53
4.2	REQUISITOS NA ESTIMAÇÃO DO DÉFICIT DE POTÊNCIA	55
4.3	REQUISITOS NA DISTRIBUIÇÃO DO CORTE DE CARGA	57
CAPÍTULO 5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS		61
5.1	INTRODUÇÃO	61
5.2	APLICAÇÃO NO SISTEMA MODIFICADO IEEE 13 <i>NODE TEST FEEDER</i>	63
5.2.1	Modelagem da Carga.....	65
5.2.2	Ilhamento do Sistema	67
5.2.3	Variações do Despacho Durante o Corte de Carga	70
5.2.3.1	Variação da Geração Solar	71
5.2.3.2	Variação da Geração Eólica.....	72
5.2.4	Imprecisão na Inércia Equivalente do Sistema.....	74
5.2.5	Método Adaptativo <i>Versus</i> Método Tradicional de Alívio de Carga 78	
5.3	APLICAÇÃO NO SISTEMA MODIFICADO IEEE 39 BARRAS	81
5.3.1	Avaliação dos Métodos de Distribuição de Corte de Carga.....	83
5.3.2	Análise do Tempo de Recuperação da Frequência.....	88
5.4	APLICAÇÃO NO SISTEMA MODIFICADO IEEE 118 BARRAS	92

5.5	AVALIAÇÃO DA LATÊNCIA NA ATUAÇÃO DO MÉTODO DE ALÍVIO DE CARGA	95
CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....		98
6.1	CONCLUSÕES.....	98
6.2	TRABALHOS FUTUROS	100
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		101
ANEXO A MODELAGEM MATEMÁTICA DOS GERADORES ALTERNATIVOS EMPREGADOS NAS SIMULAÇÕES.....		
105		
A.1	MODELAGEM PARA O GERADOR EÓLICO.....	105
A.2	MODELAGEM PARA O PAINEL FOTOVOLTAICO	108
A.3	MODELAGEM PARA A CÉLULA A COMBUSTÍVEL	109

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: FAIXA DE OPERAÇÃO DE FREQUÊNCIA [12]	7
FIGURA 2: MALHA DE CONTROLE DE VELOCIDADE	10
FIGURA 3: DIAGRAMA DE BLOCOS DO REGULADOR ISÓCRONO	11
FIGURA 4: RESPOSTA NO TEMPO DO REGULADOR ISÓCRONO	11
FIGURA 5: SISTEMA ELÉTRICO COM REGULAÇÃO ISÓCRONA	12
FIGURA 6: DIAGRAMA DE BLOCOS DO REGULADOR COM QUEDA DE VELOCIDADE	13
FIGURA 7: RESPOSTA NO TEMPO DO REGULADOR COM QUEDA DE VELOCIDADE	13
FIGURA 8: CARACTERÍSTICA EM REGIME PERMANENTE REGULADOR COM ESTATISMO	14
FIGURA 9: DIVISÃO DE CARGA ENTRE DUAS UNIDADES GERADORAS	15
FIGURA 10: MALHAS DE CONTROLE PRIMÁRIO E SECUNDÁRIO DE VELOCIDADE	16
FIGURA 11: CARACTERÍSTICA EM REGIME PERMANENTE DA REGULAÇÃO PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA	17
FIGURA 12: JANELA DE TEMPO DA ESTIMATIVA DO DÉFICIT DE POTÊNCIA.....	21
FIGURA 13: SISTEMA IEEE 9 BARRAS	22
FIGURA 14: FREQUÊNCIAS DO SISTEMA IEEE 9 BARRAS.....	22
FIGURA 15: DERIVADA DAS FREQUÊNCIAS DO SISTEMA IEEE 9 BARRAS	23
FIGURA 16: DERIVADA DA FREQUÊNCIA AO OCORRER UM DÉFICIT DE POTÊNCIA ADICIONAL...	29
FIGURA 17: PRINCÍPIO DO COMPARTILHAMENTO PROPORCIONAL.....	32
FIGURA 18: MODELO DA REDE ELÉTRICA COM ACOPLAMENTO MÚTUO ENTRE AS CARGAS.....	36
FIGURA 19: CIRCUITO EQUIVALENTE ACOPLADO DE PORTA SIMPLES	38
FIGURA 20: SISTEMA EXEMPLO PARA AVALIAÇÃO DOS MÉTODOS RFP E SF	41
FIGURA 21: FREQUÊNCIAS DO SISTEMA IEEE 9 BARRAS PARA DOIS MÉTODOS ADAPTATIVOS DE ALÍVIO DE CARGA	45
FIGURA 22: DERIVADA DA FREQUÊNCIA PARA O SISTEMA IEEE 9 BARRAS COM MÉTODO AR .	46
FIGURA 23: SISTEMA EXEMPLO PARA LIMITAÇÃO DO CORTE DE CARGA.....	47
FIGURA 24: FLUXOGRAMA PARA O LIMITADOR DE CORTE POR BARRA DE CARGA	48
FIGURA 25: PSEUDOCÓDIGO PARA IMPEDIR O RETORNO LENTO DA FREQUÊNCIA	49
FIGURA 26: FILOSOFIA DO CORTE ADICIONAL DE CARGA PARA ACELERAR A RECUPERAÇÃO DE FREQUÊNCIA	50
FIGURA 27: FLUXOGRAMA COMPLETO DO MÉTODO PROPOSTO.....	52
FIGURA 28: ESTRUTURA BÁSICA DE UM WAMS.....	54
FIGURA 29: AQUISIÇÃO DE DADOS PARA A ESTIMATIVA DO DESBALANÇO DE POTÊNCIA	56
FIGURA 30: AQUISIÇÃO DE DADOS PARA A EXECUÇÃO DO MÉTODO AT	57
FIGURA 31: AQUISIÇÃO DE DADOS PARA A EXECUÇÃO DO MÉTODO RFP	58
FIGURA 32: AQUISIÇÃO DE DADOS PARA A EXECUÇÃO DO MÉTODO SF	59

FIGURA 33: FLUXOGRAMA DO BLOCO DE INTEGRAÇÃO NO DOMÍNIO DO TEMPO	62
FIGURA 34: SISTEMA MODIFICADO IEEE 13 <i>NODE TEST FEEDER</i>	64
FIGURA 35: INFLUÊNCIA DO MODELO DA CARGA NA ESTIMAÇÃO DO DÉFICIT	66
FIGURA 36: FREQUÊNCIA DO SISTEMA APÓS O ILHAMENTO.....	68
FIGURA 37: ALOCAÇÃO DO CORTE POR CARGA QUANDO CONSIDERADO MÉTODO SF.	69
FIGURA 38: FREQUÊNCIA E DESPACHO MECÂNICO PARA O CASO DA FIGURA 36	70
FIGURA 39: FREQUÊNCIA DO SISTEMA APÓS O ILHAMENTO E PERDA DE GERAÇÃO SOLAR	71
FIGURA 40: DERIVADA DA FREQUÊNCIA DO SISTEMA APÓS O ILHAMENTO E PERDA DE GERAÇÃO SOLAR	72
FIGURA 41: FREQUÊNCIA DO SISTEMA APÓS O ILHAMENTO E PERDA DE GERAÇÃO EÓLICA.....	73
FIGURA 42: ALOCAÇÃO DO CORTE DE CARGA POR ETAPA PARA O CASO DA FIGURA 41	74
FIGURA 43: FREQUÊNCIA DO SISTEMA COM IMPRECISÃO DA INÉRCIA EQUIVALENTE	75
FIGURA 44: FREQUÊNCIA DO SISTEMA PARA DIFERENTES ESTIMATIVAS DE INÉRCIA EQUIVALENTE	76
FIGURA 45: ETAPAS DE CORTE POR VALOR INICIAL DA INÉRCIA EQUIVALENTE.....	77
FIGURA 46: FREQUÊNCIA DO SISTEMA COM INÉRCIA SUPERESTIMADA	78
FIGURA 47 MÉTODO ADAPTATIVO <i>VERSUS</i> MÉTODO TRADICIONAL APÓS O ILHAMENTO	79
FIGURA 48: MÉTODO ADAPTATIVO <i>VERSUS</i> MÉTODO TRADICIONAL APÓS O ILHAMENTO E PERDA DE GERAÇÃO SOLAR.....	80
FIGURA 49: SISTEMA MODIFICADO IEEE 39 BARRAS	81
FIGURA 50: CARACTERÍSTICA <i>dfdt</i> <i>VERSUS</i> DÉFICIT OBSERVADO.....	82
FIGURA 51: DISTRIBUIÇÃO DO CORTE DE CARGA POR MÉTODO.....	84
FIGURA 52: FREQUÊNCIA DO SISTEMA PARA DIFERENTES DISTRIBUIÇÕES DE CORTE DE CARGA	85
FIGURA 53: FLUXO DE POTÊNCIA NA INTERLIGAÇÃO 1-2	86
FIGURA 54: TENSÃO MÉDIA EM TODAS AS BARRAS DE CARGA	87
FIGURA 55: FREQUÊNCIA DO SISTEMA <i>NEW ENGLAND</i> COM MÉTODO SF.....	88
FIGURA 56: DERIVADA DA FREQUÊNCIA DO SISTEMA <i>NEW ENGLAND</i> COM MÉTODO SF	89
FIGURA 57: DERIVADA DA FREQUÊNCIA DO SISTEMA <i>NEW ENGLAND</i> COM MÉTODO ADAPTATIVO TEMPORIZADO.....	90
FIGURA 58: MÉTODO ADAPTATIVO <i>VERSUS</i> MÉTODO ADAPTATIVO TEMPORIZADO <i>VERSUS</i> MÉTODO TRADICIONAL NO SISTEMA <i>NEW ENGLAND</i>	90
FIGURA 59: SISTEMA MODIFICADO IEEE 118 BARRAS. <i>RETIRADO DE [28]</i>	93
FIGURA 60: FREQUÊNCIA DO SISTEMA MODIFICADO IEEE 118 BARRAS PARA DIFERENTES CASOS	94
FIGURA 61: FREQUÊNCIA DO SISTEMA DA FIGURA 34 PARA DIFERENTES VALORES DE ATRASO	96
FIGURA 62: FREQUÊNCIA DO SISTEMA DA FIGURA 59 PARA DIFERENTES VALORES DE ATRASO	97

LISTA DE TABELAS

TABELA 1: AJUSTES DO ERAC PARA AS REGIÕES SE/CO E S.....	18
TABELA 2: RASTREAMENTO DOS FLUXOS DO SISTEMA DA FIGURA 17.....	32
TABELA 3: CENÁRIOS PARA O SISTEMA EXEMPLO DA FIGURA 20.....	41
TABELA 4: RESULTADOS DOS MÉTODOS NO SISTEMA DA FIGURA 20.....	41
TABELA 5: ETAPAS DO CORTE DE CARGA	43
TABELA 6: RESULTADOS PARA A APLICAÇÃO DOS MÉTODOS ADAPTATIVOS DE ALÍVIO DE CARGA NO SISTEMA IEEE 9 BARRAS	45
TABELA 7: DESLIGAMENTO DAS UNIDADES GERADORAS POR SUBFREQUÊNCIA [12] [24]	49
TABELA 8: INSTANTE DE AQUISIÇÃO DE INFORMAÇÕES POR MÉTODO DE DISTRIBUIÇÃO	59
TABELA 9: CARREGAMENTO DO SISTEMA IEEE 13 <i>NODE TEST FEEDER</i>	65
TABELA 10: RESULTADOS DO ALÍVIO DE CARGA PARA O CASO DA FIGURA 36	68
TABELA 11: RESULTADOS DO ALÍVIO DE CARGA PARA O CASO DA FIGURA 39	72
TABELA 12: RESULTADOS DO ALÍVIO DE CARGA PARA O CASO DA FIGURA 41	73
TABELA 13: RESULTADOS DO ALÍVIO DE CARGA PARA O CASO DA FIGURA 43	75
TABELA 14: VALORES DA CONSTANTE DE INÉRCIA EQUIVALENTE PARA O CASO DA FIGURA 44	77
TABELA 15: RESULTADOS DO ALÍVIO DE CARGA PARA O CASO DA FIGURA 46	78
TABELA 16: AJUSTES PARA O MÉTODO TRADICIONAL	79
TABELA 17: MONTANTE CORTADO POR MÉTODO PARA O CASO DA FIGURA 47	79
TABELA 18: MONTANTE CORTADO POR MÉTODO PARA O CASO DA FIGURA 48	80
TABELA 19: DESBALANÇO DE POTÊNCIA E MONTANTE CORTADO POR MÉTODO DE DISTRIBUIÇÃO DE ALÍVIO DE CARGA	85
TABELA 20: CARREGAMENTO INICIAL E FINAL PARA O CASO DA FIGURA 52.....	87
TABELA 21: RESULTADOS DO CORTE DE CARGA PARA O CASO DA FIGURA 58.....	91
TABELA 22: RESULTADOS PARA APLICAÇÃO DO MÉTODO ADAPTATIVO TEMPORIZADO NO SISTEMA <i>NEW ENGLAND</i>	92
TABELA 23: MONTANTE CORTADO E DESBALANÇO ESTIMADO PARA O CASO DA FIGURA 60	95
TABELA A.1: PARÂMETROS DO GERADOR SÍNCRONO DIRETAMENTE CONECTADO.....	108
TABELA A.2: PARÂMETROS DO PAINEL FOTOVOLTAICO.....	109
TABELA A.3: PARÂMETROS DA CÉLULA A COMBUSTÍVEL	111

LISTA DE ABREVIATURAS

AT	Método de Distribuição Baseado no Afundamento de Tensão, p. 30
CAG	Controle Automático de Geração, p. 16
CB	Carregamento Base, p. 66
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga, p. 18
GD	Geração Distribuída, p. 64
PDC	<i>Phasor Data Concentrator</i> , p. 54
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i> , p. 1
PSAT	<i>Power System Analysis Toolbox</i> , p. 61
RFP	Método de Distribuição Baseado no Rastreamento do Fluxo de Potência, p. 30
ROCOF	<i>Rate of Change of Frequency</i> , p. 56
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> , p. 55
SEP	Sistemas Especiais de Proteção, p. 2
SF	Método de Distribuição Baseado na Sensibilidade da Frequência, p. 30
WAMPAC	<i>Wide-Area Monitoring Protection and Control</i> , p. 2
WAMS	<i>Wide-Area Monitoring System</i> , p. 1

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Como consequência do aumento do consumo de energia e da dificuldade de expansão da rede de transmissão e da geração, os sistemas elétricos de potência estão operando cada vez mais próximos de seus limites de estabilidade [1]. Este fato introduz a necessidade de revisão dos esquemas clássicos de proteção, tais quais os esquemas tradicionais de alívio de carga, buscando além de garantir uma operação segura, uma maior exploração dos limites da rede elétrica.

A implantação dos sistemas de monitoramento em ampla área (do Inglês *Wide-Area Monitoring Systems* - WAMS) apresenta-se como uma evolução dos sistemas de aquisição de dados da rede. Os WAMS utilizam as unidades de medição fasorial sincronizadas (do Inglês *Phasor Measurement Unit* - PMU) na obtenção de informações da rede elétrica. As PMUs são capazes de medir fasores de corrente e tensão sincronizados com alta precisão, por meio de uma referência comum provida por sistemas de posicionamento global (GPS) [2].

O WAMS é capaz de promover uma monitoração dinâmica e confiável da rede elétrica, possibilitando a implantação e melhoria de esquemas de controle e proteção dos sistemas de potência, 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).

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 resposta das variáveis do sistema a distúrbios arbitrários [3].

A principal motivação deste trabalho é a elaboração de um sistema de proteção em ampla área na implantação de um esquema adaptativo de alívio de carga, protegendo o sistema contra subfrequência.

1.2 Objetivo

O objetivo deste trabalho é propor um método de alívio de carga que seja capaz de proteger sistemas de grande porte e sistemas ilhados. O método deve considerar as variações de carga ocasionadas pela mudança na tensão, a presença de fontes de geração sem inércia e as variações de potência durante a sua execução.

É almejada a reprodução e avaliação de características de métodos adaptativos de corte de carga presentes na literatura, passando pelas diferenças e desafios na estimação do déficit de potência, assim como da alocação do corte de carga.

1.3 Métodos Adaptativos de Alívio de Carga

A frequência de um sistema de energia elétrica é determinada pela velocidade de rotação dos geradores síncronos conectados ao mesmo [4]. Qualquer desbalanço entre a potência mecânica de entrada de um gerador síncrono e sua potência elétrica de saída (excetuando as perdas da máquina) ocasionará variações em sua velocidade, resultando em variações na frequência elétrica [4]. Distúrbios que acarretam sobregeração, por consequência sobrefrequência, são contornados por meio do redespacho de potência dos geradores [5], 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, por consequência subfrequência, são mais difíceis de serem resolvidos e podem acarretar blecautes de grandes proporções.

Em condições normais de operação, as variações da carga são atendidas por meio dos reguladores de velocidade dos geradores síncronos [6]. Entretanto, ao ocorrer um déficit de potência significativo, tal qual a perda de um gerador de grande porte, de linha de interligação ou um aumento repentino da carga, a frequência do sistema pode decair rapidamente, impossibilitando a atuação dos reguladores de velocidade em tempo hábil, devido à sua operação relativamente lenta [7]. Nessas situações, para interromper a queda da frequência e trazê-la à faixa de valores aceitáveis de operação, é indispensável a utilização de um método de alívio de carga, para a manutenção da integridade do sistema.

O método de alívio de carga mais comumente utilizado nos sistemas de energia elétrica, denominado na literatura como método tradicional [8], se baseia na instalação de relés automáticos de subfrequência, ajustados para diferentes patamares de frequência, nos alimentadores das subestações. O montante de carga a ser cortado e os locais do corte, por patamar de frequência, já são previamente definidos, independentemente do grau do distúrbio que ocasionou o déficit de potência [5]. O problema com esse esquema é que o montante pré-estabelecido de carga a ser cortado, muitas vezes, pode não ser igual ao déficit de potência real do sistema. Portanto, a frequência pode continuar caindo, caso o valor pré-estabelecido para rejeição de carga seja menor que o real, ou apresentar um sobressinal, caso o valor pré-estabelecido seja maior que o real [5].

Para contornar os problemas supracitados do esquema tradicional, garantindo a manutenção da estabilidade de frequência e visando o mínimo de corte de carga possível, avançou-se no desenvolvimento dos chamados métodos adaptativos de alívio de carga. Os métodos adaptativos são capazes de, em sua maioria, a partir da monitoração da taxa de variação da frequência, estimar o déficit de potência real do sistema e adaptar o alívio de carga ao desbalanço determinado, tendendo a minimizar o montante de carga a ser cortado. Portanto, a elaboração de métodos adaptativos de alívio de carga representa uma evolução nos conceitos de proteção, monitoração e controle da rede elétrica.

Este trabalho trata da avaliação destes métodos adaptativos, abordando principalmente os desafios e requisitos na estimação do déficit de potência e na distribuição do corte de carga no sistema.

1.4 Revisão Bibliográfica

O conceito de proteção adaptativa contra subfrequência não é recente na literatura. Uma concisa revisão bibliográfica é apresentada, com algumas importantes publicações sobre o assunto.

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. 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, dificultando o processo.

Em [5], GIRGIS *et al.* tratam da estimação da frequência de um sistema elétrico e de sua taxa de variação em sobrecargas instantâneas de potência. É proposto um filtro de *Kalman* adaptativo, de forma que a frequência e a sua taxa de variação média possam ser estimadas na presença de harmônicos, distorções e oscilações de sincronismo nas amostras da forma de onda da tensão.

Em [7], 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, a dependência da carga com a tensão não é considerada, 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.

Em [8], 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, o método apresentado não lida com imprecisões na estimativa da constante de inércia do sistema, nem com variações de geração durante a execução do corte de carga.

Em [9], ANDERSON *et al.* propõem o ajuste dos relés de subfrequência do sistema de maneira adaptativa ao distúrbio. O corte de carga só é realizado para desbalanços de potência maiores que os distúrbios que não causem afundamento crítico de frequência. Tais valores de distúrbios são definidos com base na resposta do sistema com modelo reduzido, e o montante de carga a ser rejeitado é definido com base na taxa de variação da frequência. Um fator dificultoso para a aplicação do método é a definição do distúrbio “aceitável”, que não ocasione o afundamento da frequência abaixo dos valores limites de operação transitória, uma vez que o valor deve ser calculado a priori para diferentes configurações de estado da rede.

Em [10], TERZIJA apresenta um método adaptativo baseado na determinação do desbalanço de potência através de duas etapas: a determinação da frequência e sua taxa de variação por meio de um algoritmo de Newton não recursivo e a determinação do desbalanço de potência através do modelo linearizado reduzido do sistema. Os resultados evidenciam que a frequência e sua taxa de variação podem ser obtidas através de amostras da forma de onda da tensão dos geradores e aplicadas na estimação do déficit de potência, todavia, uma análise do efeito da distribuição do corte de carga no sistema não é realizada.

1.5 Estrutura da Dissertação

Essa dissertação está dividida em 6 capítulos. No Capítulo 2, apresentam-se, sucintamente, os artifícios utilizados para o controle de frequência elétrica em um sistema de potência. No Capítulo 3, a fundamentação teórica dos métodos adaptativos de alívio de carga é apresentada. Os conceitos de estimação do déficit de potência e alocação do corte de carga são explorados e utilizados na proposta de um novo método adaptativo. No Capítulo 4 os requisitos e desafios necessários para a implantação do método proposto são discutidos. No Capítulo 5, o método proposto é avaliado considerando sistemas *benchmark IEEE* com diferentes características. No Capítulo 6, as conclusões gerais e trabalhos futuros são apresentados.

CAPÍTULO 2

CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Controle Carga-Frequência

O controle da frequência de um sistema de energia elétrica é primordial para a sua manutenção da operação. Os equipamentos presentes em um sistema de potência são especificados para trabalharem com frequência próxima à nominal da rede elétrica (60 Hz, no caso brasileiro). A operação fora dos limites aceitáveis (Figura 1), mais especificamente para casos de subfrequência, pode ocasionar danos como: esforços torcionais excessivos em turbinas e geradores, aumento da corrente de magnetização em transformadores e motores de indução [11], *etc.* O controle da frequência elétrica do sistema é essencial, tanto para manter a frequência próxima de seu valor nominal, promovendo adequada qualidade de energia e operação da rede, quanto para prevenir desligamentos em cascata, ocasionados pela atuação da proteção individual dos equipamentos.

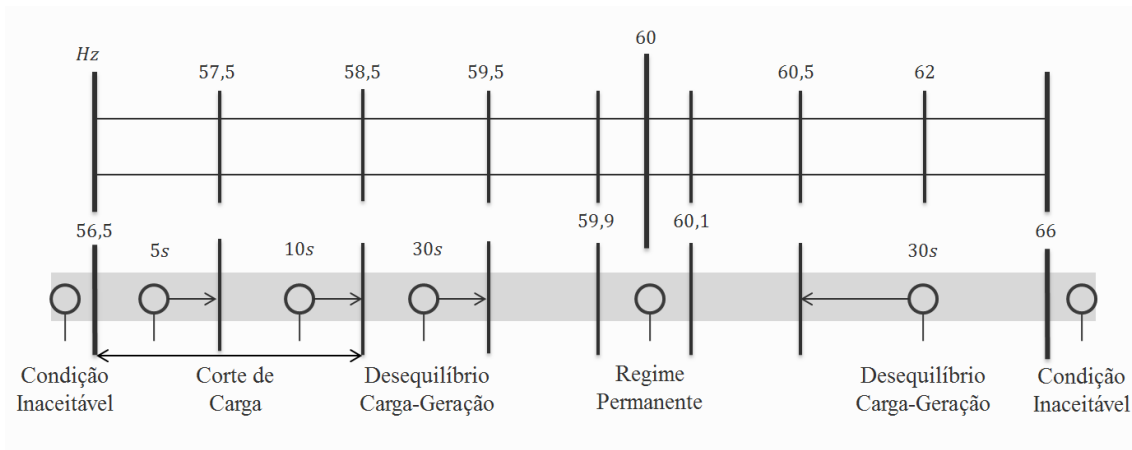


Figura 1: Faixa de operação de frequência [12]

A frequência do sistema elétrico é estritamente relacionada com o balanço entre a carga e a geração, e determinada pela velocidade de rotação elétrica dos geradores síncronos. Quando consideradas em valores por unidade (pu), as grandezas de velocidade de rotação e frequência elétrica da máquina são numericamente iguais [11], sendo consideradas sinônimos neste texto.

A equação de oscilação da máquina síncrona (2.1) descreve o seu comportamento eletromecânico [11]. Para o equilíbrio do sistema, ou seja, para que a frequência mantenha-se constante, com derivada nula, é necessário que a potência mecânica seja igual à potência elétrica das cargas. Em outras palavras, é necessário que a geração seja igual à carga, mais as eventuais perdas do sistema.

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

Sendo:

H_i – Constante de inércia da máquina i, em s;

$\frac{df_i}{dt}$ – Taxa de variação da velocidade da máquina i, em pu/s;

P_{mi} – Potência mecânica da máquina i, em pu;

P_{ei} - Potência elétrica da máquina i, em pu.

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 [6]. Entretanto, deve-se destacar que, devido à dependência das cargas com a tensão, há um acoplamento entre as potências ativa e reativa [8].

O balanço entre a geração e carga no sistema é denominado um quase equilíbrio [5], 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.

Este tipo de controle de geração pode ser denominado um controle clássico de frequência, onde o equilíbrio de potências da equação (2.1) é propiciado pela mudança da potência mecânica, de acordo com as variações na potência elétrica, ou seja, a geração tende a seguir a carga. Entretanto com o avanço das chamadas redes e cargas inteligentes, a manutenção do balanço carga-geração pela resposta da demanda surge como um novo paradigma no controle de frequência [13].

Contudo, nesta seção são abordados, concisamente, os artifícios utilizados para o controle de frequência tradicional em um sistema de potência, ou seja, o controle realizado pelas máquinas síncronas. Os conceitos de regulação própria, regulação primária, regulação secundária e alívio de carga são apresentados.

2.2 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 [14].

A potência elétrica da carga, quando considerada sua dependência com a frequência, é dada pela equação (2.2).

$$P_{ei} = P_{Li} + D\Delta f \quad (2.2)$$

Sendo:

P_{Li} – Parcela da carga invariante com a frequência, em pu;

D – Constante de amortecimento de carga, em %;

Δf – Variação de frequência, em pu.

Valores típicos para a constante de amortecimento estão na faixa de 1% a 2% [14]. Um valor de 2% significa que, para cada 1% de mudança na frequência, a carga do sistema irá sofrer uma variação de 2%. Portanto, caso o sistema não possua um controle de velocidade ativo, sua resposta a uma mudança no carregamento dependerá apenas de sua constante de inércia e de sua constante de amortecimento, limitando a manutenção da estabilidade de frequência às pequenas variações de carga.

2.3 Controle Primário de Frequência

Para contornar a limitação da regulação própria do sistema, os geradores contam com mecanismos automáticos que atuam ao enxergar um desbalanço de potência, conduzindo o sistema a um novo ponto de equilíbrio. Tais mecanismos são denominados reguladores de velocidade e compreendem a chamada Regulação Primária ou Controle Primário de Frequência [14].

Os reguladores de velocidade atuam no controle da potência mecânica dos geradores. Ao observarem um desvio na frequência do sistema causado por um desbalanço de potência, os reguladores atuam no sentido de contrabalanceá-lo. Por exemplo, uma derivada positiva de frequência indica que o segundo termo da igualdade da equação (2.1) é positivo, ou seja, a potência mecânica é maior que a carga elétrica, ocasionando o aumento de velocidade da máquina. Os reguladores de velocidade nesse caso atuam no sentido de diminuir a potência mecânica nas turbinas, corrigindo o valor da frequência. O mesmo pensamento pode ser estendido para o caso onde a potência elétrica é maior que a mecânica, fazendo com que os reguladores aumentem o despacho para prevenir que a frequência caia.

Para os estudos de estabilidade de frequência, pode-se assumir que a taxa de variação da frequência é diretamente proporcional ao desbalanço de potência e inversamente proporcional à constante de inércia da máquina [9]. Para um mesmo valor de desbalanço, a taxa de variação da frequência será menor quanto maior a constante de inércia da máquina. A equação (2.1) é elaborada para uma única máquina, porém conforme será descrito na Seção 3.2.1, esta pode ser aplicada para um equivalente de

todas as máquinas síncronas de um sistema, ficando a análise da influência do tamanho do sistema semelhante à influência do tamanho da inércia da máquina.

A Figura 2 apresenta o esquema simplificado dos principais componentes de uma malha de controle de velocidade de um gerador síncrono.

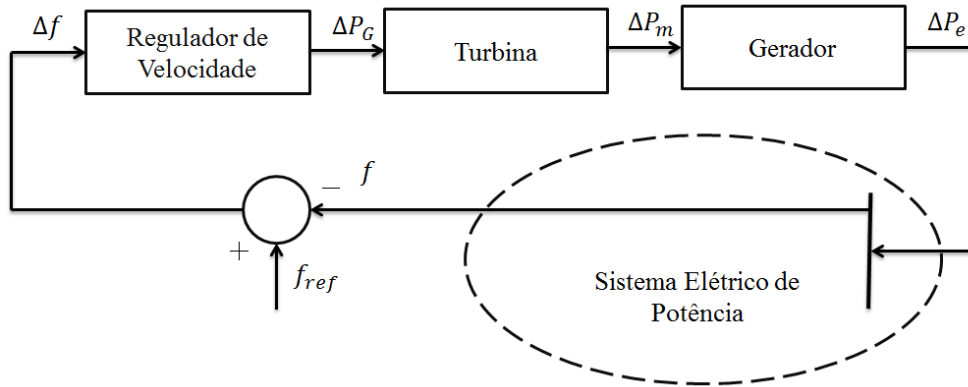


Figura 2: Malha de controle de velocidade

Sendo:

f – Frequência elétrica, em pu;

f_{ref} – Frequência de referência, em pu;

ΔP_G – Sinal de variação de potência para a turbina, em pu;

ΔP_m – Variação de potência mecânica, em pu;

ΔP_e – Variação de potência elétrica, em pu.

Os reguladores de velocidade são responsáveis por atuarem ao observarem uma variação entre a velocidade da máquina e a frequência ajustada como referência, transformando tal variação em um sinal de comando para o sistema de admissão de água ou vapor da turbina, aumentando ou diminuindo o despacho de potência mecânica para o gerador, de forma a manter o equilíbrio entre potências da equação (2.1) e corrigir os eventuais desvios de frequência. Portanto, apresentam papel importante no desempenho tanto em regime permanente quanto transitório do controle primário de frequência. As seções seguintes descrevem sucintamente modelos elementares de tais reguladores.

2.3.1 Regulador Isócrono

O diagrama de blocos simplificado de um regulador isócrono é apresentado na Figura 3.

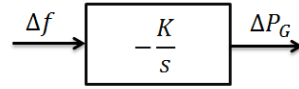


Figura 3: Diagrama de blocos do regulador isócrono

Sendo:

K – Ganho do regulador isócrono.

O regulador isócrono é um integrador matemático, portanto, a saída do sinal de controle do bloco somente será zero quando a entrada do bloco for nula [14], ou seja, quando o erro de velocidade da máquina for zero, implicando que a frequência retornou ao seu valor nominal. A Figura 4 ilustra a característica no tempo de um regulador de velocidade isócrono.

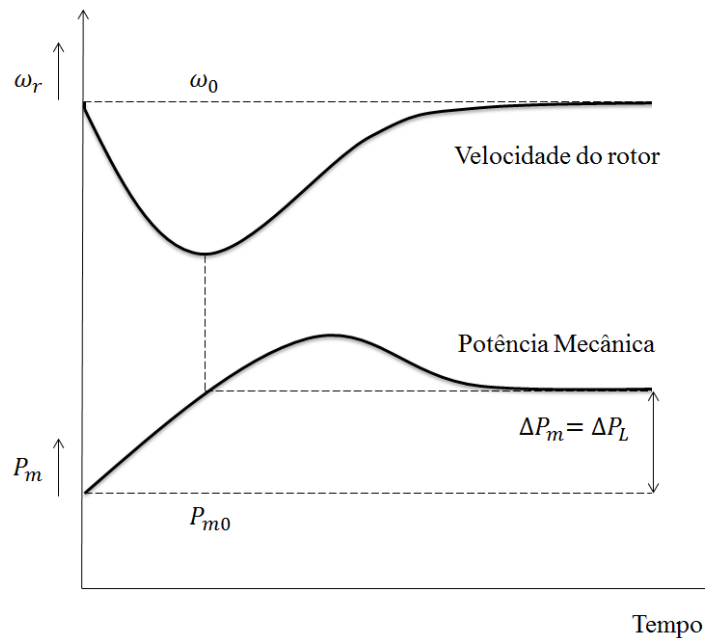


Figura 4: Resposta no tempo do regulador isócrono

Apesar de garantir que o erro de regime permanente da frequência seja igual à zero (caso o sistema seja estável), o regulador isócrono piora a estabilidade transitória do

sistema [14]. Sua aplicação só é viável no caso particular onde um único gerador com regulação supre toda a carga do sistema, conforme ilustrado na Figura 5.

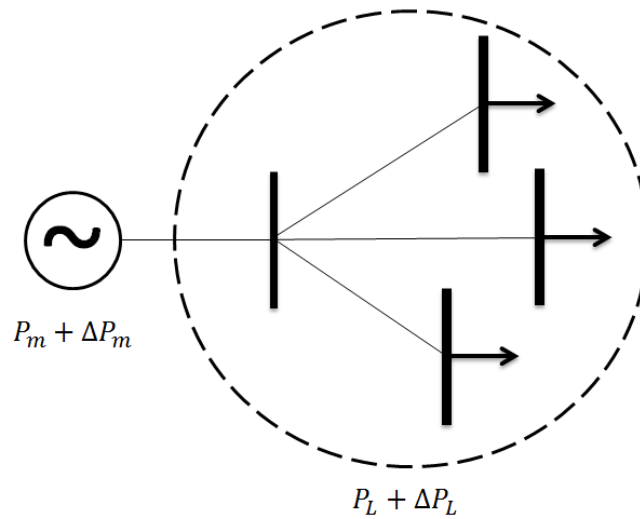


Figura 5: Sistema elétrico com regulação isócrona

Um acréscimo de carga ΔP_L no sistema será acompanhado por um acréscimo de ΔP_m no despacho do gerador, ou seja, a máquina com regulador isócrona de velocidade tende a assumir toda a variação de carga. A repartição da variação de carga entre os geradores, em um sistema multimáquina com reguladores isócronos, é indeterminada [14]. Por consequência, os reguladores não alcançam um ponto de equilíbrio devido à sua natureza integradora, ocasionando uma instabilidade. Este fato impede a utilização de reguladores isócronos em sistemas onde múltiplas máquinas exercem a regulação de velocidade.

2.3.2 Regulador Com Queda de Velocidade

Para contornar a limitação dos reguladores isócronos em sistemas com mais de uma unidade geradora exercendo a regulação de velocidade, utilizam-se os reguladores com queda de velocidade ou estatismo [14].

O diagrama de blocos simplificado de um regulador com estatismo é apresentado na Figura 6.

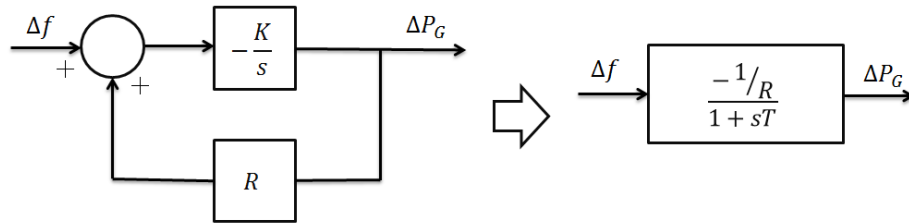


Figura 6: Diagrama de blocos do regulador com queda de velocidade

Sendo:

R – Estatismo, em %;

$T = 1/(R * K)$ – Constante de tempo do regulador com estatismo, em s.

A inserção do termo R na realimentação do regulador isócrono (Figura 3) permite a repartição estável da variação de carga entre os geradores com regulação com estatismo de um sistema elétrico de potência. Em contrapartida, este tipo de regulação apresenta um erro em regime permanente, conforme ilustrado na Figura 7.

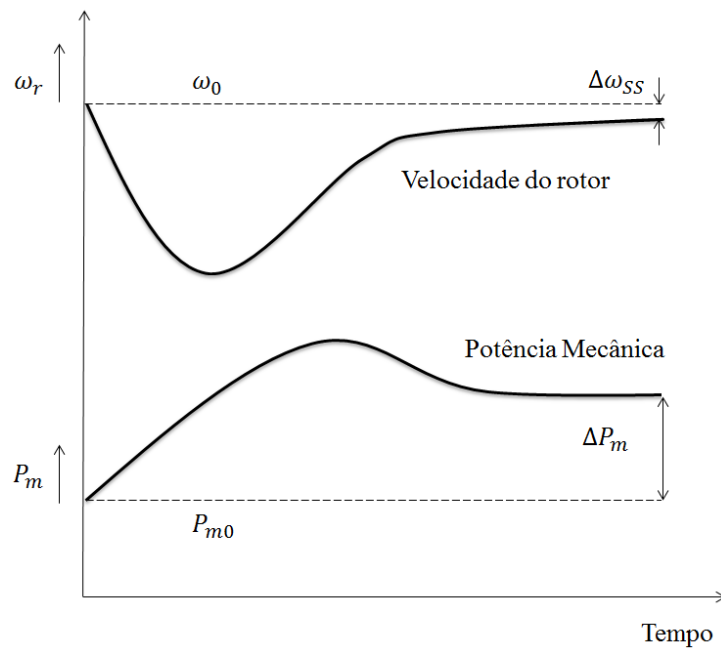


Figura 7: Resposta no tempo do regulador com queda de velocidade

Sendo:

$\Delta\omega_{SS}$ – Erro em regime permanente, em pu.

Considerando o sistema estável e aplicando o teorema do valor final à função de transferência da Figura 6, conforme apresentado na equação (2.3), obtém-se o erro em regime permanente do bloco de controle, dado pela equação (2.4).

$$\lim_{s \rightarrow 0} \left(\frac{\Delta P_G}{\Delta f} \right) = -\frac{1}{R} \quad (2.3)$$

$$\Delta \omega_{SS} = \Delta f_{SS} = -R \Delta P_{GSS} \quad (2.4)$$

A equação (2.4) pode ser reescrita na forma da equação (2.5), que representa o comportamento em regime permanente do regulador com estatismo. O lugar geométrico da equação (2.5) corresponde à reta da Figura 8.

$$P_G - P_{G0} + \frac{1}{R}(f - f_0) = 0 \quad (2.5)$$

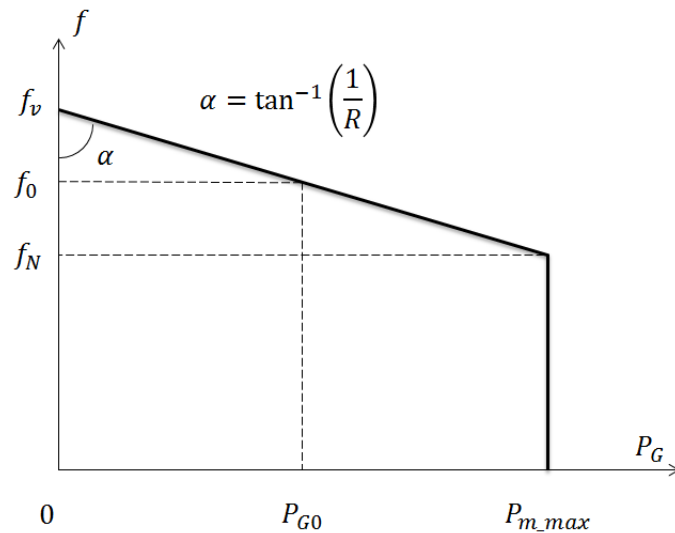


Figura 8: Característica em regime permanente regulador com estatismo

Sendo:

P_{G0} – Despacho inicial, em pu;

f_0 – Frequência inicial, em pu;

f_N – Frequência à plena carga, em pu;

f_v – Frequência a vazio, em pu;

P_{m_max} – Despacho máximo, em pu.

O entendimento do funcionamento em regime permanente do regulador com queda de velocidade para uma única máquina pode ser expandido para o caso com mais de uma unidade geradora regulando a frequência.

A Figura 9 apresenta a característica em regime permanente de duas unidades geradoras ao repartir um acréscimo de carga ΔP_L .

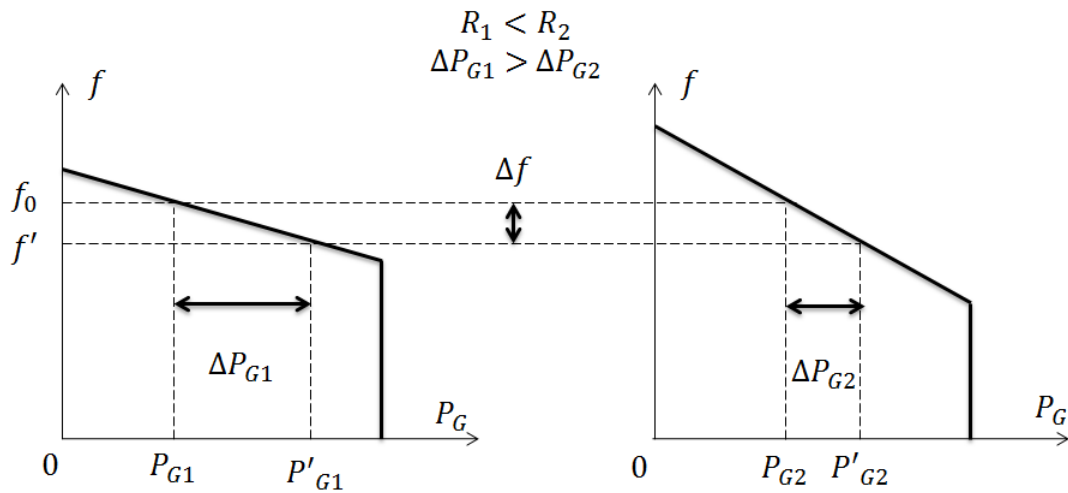


Figura 9: Divisão de carga entre duas unidades geradoras

Cada unidade responde individualmente ao aumento de carga segundo suas características, conforme as equações (2.6) e (2.7).

$$\Delta P_{G1} = -\frac{\Delta f}{R_1} \quad (2.6)$$

$$\Delta P_{G2} = -\frac{\Delta f}{R_2} \quad (2.7)$$

Sendo:

$$\Delta P_{G1} + \Delta P_{G2} = \Delta P_L \quad (2.8)$$

É importante salientar que as relações estabelecidas nesta seção foram feitas com base em valores por unidade das grandezas. O estatismo normalmente é estabelecido em relação à potência nominal da máquina associada ao regulador. Portanto, para uma análise coerente, os valores devem ser colocados em uma mesma base de potência (geralmente a base do sistema).

A parcela que cada gerador assume do aumento de carga é inversamente proporcional ao seu estatismo, permitindo uma divisão estável do incremento de potência [14]. O erro

em regime permanente introduzido pelo regulador é corrigido através de mais uma etapa de regulação, denominada regulação secundária.

2.4 Controle Secundário de Frequência

A regulação secundária, ou Controle Automático da Geração (CAG) [14], corrige o erro de frequência deixado pela regulação primária através da inserção de um sinal de referência no regulador de velocidade da máquina.

Devido à necessidade de anular o erro de frequência, um controlador com caráter integrador é utilizado para adicionar o sinal de referência na malha de controle primário de frequência [14], conforme ilustrado na Figura 10.

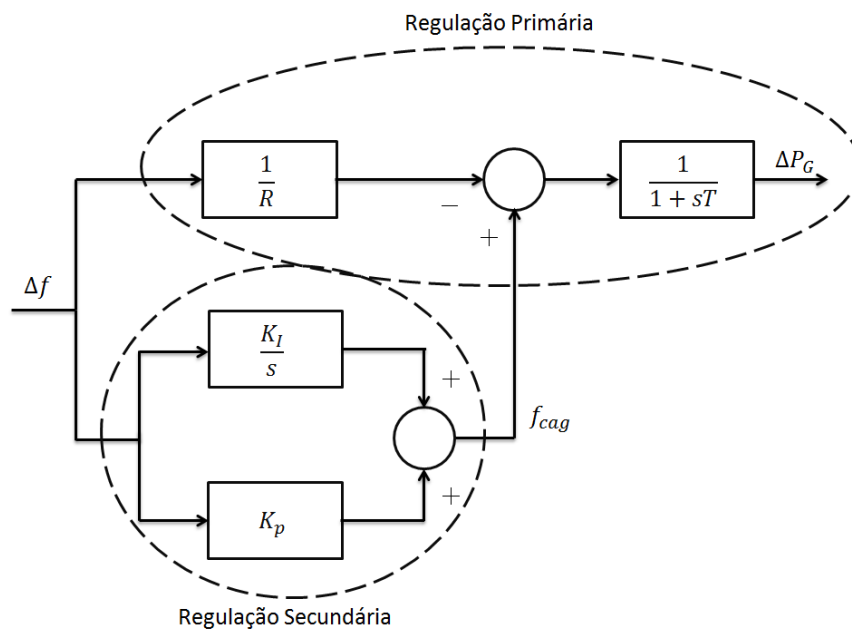


Figura 10: Malhas de controle primário e secundário de velocidade

Sendo:

K_I – Ganho integral do controlador PI da malha do CAG;

K_p – Ganho proporcional do controlador PI da malha do CAG;

f_{cag} – Sinal de referência da malha do CAG.

A regulação secundária é denominada de “regulação quase-estática”, devido ao fato do seu tempo de atuação ser na ordem de minutos [11], de forma a assegurar que a regulação primária já se encontra em regime permanente.

A Figura 11 representa a relação entre a frequência e o despacho de uma máquina com regulação primária e secundária ao ocorrer um incremento de carga.

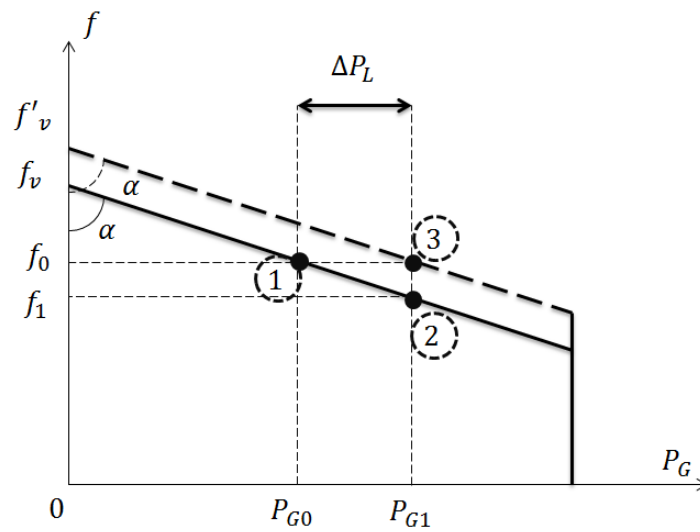


Figura 11: Característica em regime permanente da regulação primária e secundária

O sistema inicialmente opera em equilíbrio no ponto 1. Ao ocorrer um incremento de carga ΔP_L , a regulação primária atua ocasionando uma queda de velocidade, levando o sistema para o ponto de equilíbrio 2. Em seguida, a regulação secundária atua mudando a referência de velocidade da máquina, corrigindo o erro e levando o sistema para o ponto 3, de volta à frequência nominal. Nota-se que a regulação secundária não altera as características de estatismo do gerador (inclinação da reta).

A regulação secundária é um controle sistêmico, centralizado [11]. Utilizando o conceito de área de controle, esta é utilizada, além do controle de frequência, para aplicações como a regulação de intercâmbio entre áreas e despacho econômico, conceitos que não fazem parte do escopo deste trabalho.

2.5 Esquema de Alívio de Carga

O alívio ou corte de carga é a última e mais custosa proteção do sistema contra a instabilidade de frequência [15]. Seu alto custo remete ao fato de que a principal função de um sistema de energia elétrica é fornecer energia para as cargas, portanto, a rejeição destas é considerada uma medida drástica.

Como apresentado neste capítulo, os sistemas elétricos são providos de reguladores que atuam para responder às variações de carga. Porém, em distúrbios que ocasionam déficit

significativo de potência, tais como a perda de um grande bloco de geração, a perda da interligação entre áreas ou aumentos súbitos de carga, a frequência pode cair rapidamente, de forma que a atuação dos reguladores, geralmente com resposta lenta [7], seja insuficiente para garantir a estabilidade de frequência. Outro cenário crítico de decaimento de frequência seria a operação próxima ao limite de capacidade do sistema, onde a capacidade de regulação é reduzida, possibilitando que simples desbalanços carga-geração provoquem instabilidade de frequência.

Nestes cenários, se torna crucial um esquema de alívio de carga (adaptativo ou tradicional), para impedir que a frequência continue a cair, provocando a atuação da proteção de subfrequência de turbinas e geradores e por consequência a perda total do sistema.

No sistema brasileiro, o esquema de corte de carga tradicional é conhecido como ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga). 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 o levantamento das cargas disponíveis para o esquema em relação ao horário e carregamento (leve, média e pesada), assim como, o seu corte isonômico [16].

A Tabela 1 apresenta os ajustes do ERAC, para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul do sistema brasileiro obtidos na referência [16].

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

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

CAPÍTULO 3

PROTEÇÃO ADAPTATIVA DE ALÍVIO DE CARGA POR SUBFREQUÊNCIA

3.1 Introdução

Este capítulo apresenta alguns conceitos encontrados na literatura sobre a elaboração de esquemas de proteção adaptativa de alívio de carga por subfrequência. São abordados os seguintes pontos:

- Avaliação do desequilíbrio entre a carga e geração no sistema, visando aumentar a robustez da estimativa do déficit de potência pelo método adaptativo;
- Distribuição do alívio de carga, apresentando diferentes métodos de seleção de cargas para a rejeição;
- Consideração do incremento de potência proporcionado pela atuação dos reguladores de velocidade, buscando reduzir o montante total rejeitado pelo esquema adaptativo;
- Proposta de um método adaptativo, englobando os conceitos apresentados e características sugeridas.

3.2 Avaliação do Desequilíbrio Carga e Geração

Esta seção trata do cerne dos métodos adaptativos de alívio de carga: a sua capacidade de estimar o déficit de potência real do sistema [9], visando restringir o montante de carga que será rejeitado ao menor valor possível, de forma a promover a proteção do sistema contra afundamentos críticos de frequência.

O modelo do sistema para estudos de estimação de déficit de potência, assim como a influência da modelagem da carga, da presença de fontes de geração intermitentes e sem inércia são discutidos nas próximas seções.

3.2.1 Modelo para Estimação do Déficit de Potência

Conhecendo-se o problema que deve ser analisado, a parte inicial de qualquer estudo ou análise é tentar definir o modelo matemático do sistema, restringindo-o aos fenômenos observáveis, de influência e de interesse na janela de tempo do estudo [6].

No estudo de estimação do déficit de potência, o modelo de ordem reduzida para reposta de frequência [17] é utilizado. O modelo é denominado de ordem reduzida, pois desconsidera os fenômenos eletromagnéticos e de dinâmica muito lenta [17].

Portanto, o déficit de potência, no momento do distúrbio, pode ser estimado pela equação (3.1).

$$P_{def} = 2H_{eq} \left. \frac{df_{COI}}{dt} \right|_{t_0^+} \quad (3.1)$$

Sendo:

P_{def} – Déficit de potência no momento do distúrbio, em pu;

H_{eq} – Constante de inércia equivalente na base comum, em s;

$\frac{df_{COI}}{dt}$ – Derivada da frequência do centro de inércia do sistema no momento do distúrbio, em pu/s.

A definição do “momento do distúrbio” deve ser analisada com cuidado, pois a equação (3.1) somente é válida na janela de tempo dos fenômenos eletromecânicos [6]. 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 [5], conforme ilustrado na Figura 12.

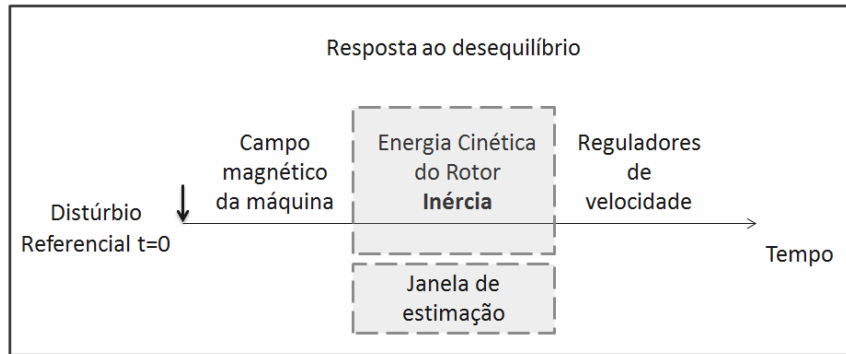


Figura 12: Janela de tempo da estimativa do déficit de potência

A equação (3.1) deriva da equação de oscilação para uma única máquina (2.1). Os geradores do sistema são substituídos por um equivalente que agrupa todas as inércias das máquinas síncronas do sistema, através da equação (3.2).

$$H_{eq} = \sum_1^N H_i \quad (3.2)$$

Sendo:

N – Número de máquinas síncronas no sistema.

Outro importante conceito diz respeito à frequência do centro de inércia definida pela equação (3.3).

$$f_{COI} = \frac{\sum_1^N H_i f_i}{\sum_1^N H_i} \quad (3.3)$$

Em regime permanente a frequência é a mesma em todo o sistema elétrico, todavia, ao ocorrer um distúrbio no balanço entre carga e geração, os geradores respondem individualmente de acordo com a equação (2.1). Portanto, durante o regime transitório as frequências de cada gerador não são necessariamente as mesmas, ocasionando oscilações de sincronismo que dependem da inércia de cada máquina e de sua proximidade elétrica ao local do distúrbio [8]. A utilização da frequência de centro de

inércia permite que tais oscilações sejam filtradas e representadas através da média ponderada das frequências das máquinas.

Por exemplo, seja o sistema IEEE 9 Barras, apresentado na Figura 13, submetido a um aumento de carregamento na Barra 3. A Figura 14 mostra a evolução das frequências de cada máquina, assim como a frequência de centro de inércia.

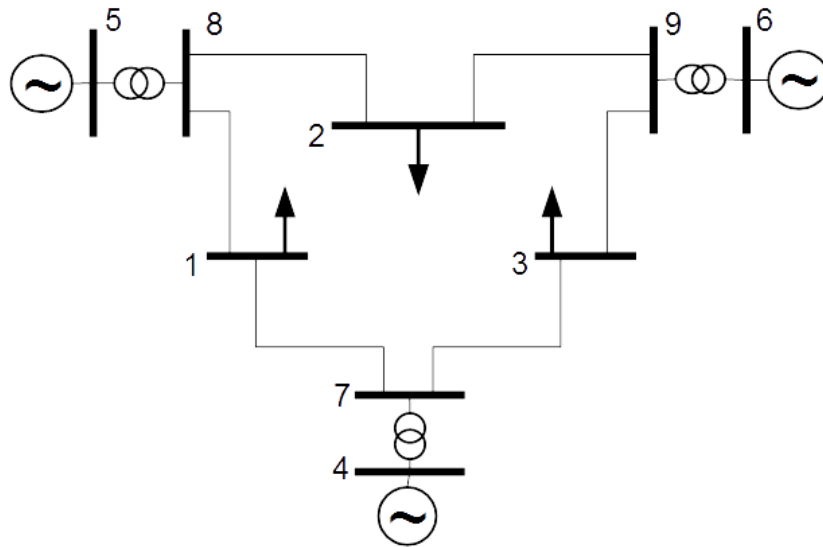


Figura 13: Sistema IEEE 9 Barras

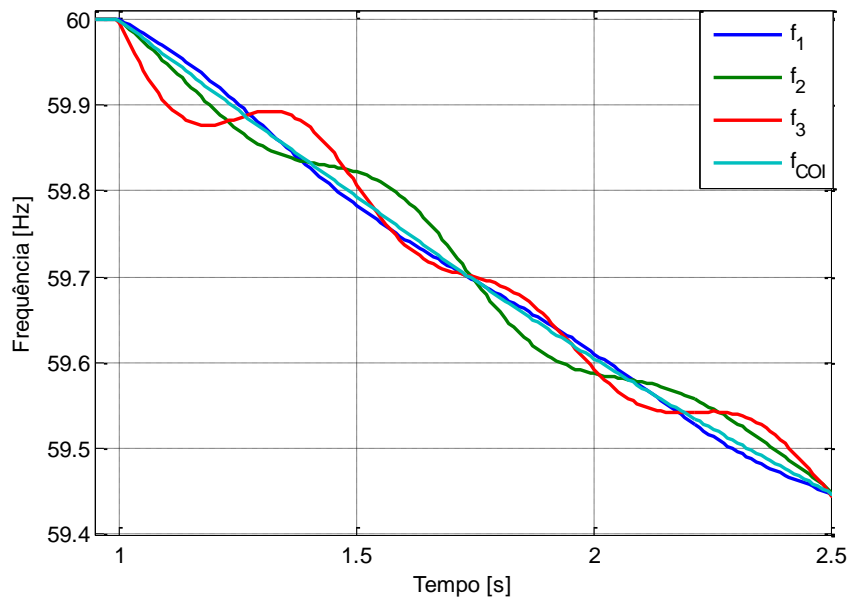


Figura 14: Frequências do sistema IEEE 9 Barras

A principal vantagem de se filtrar as oscilações de sincronismo reside na estimação do déficit de potência [8]. Conforme apresentado em (3.1), o déficit é estimado com a

utilização da taxa de variação da frequência de centro de inércia, ou seja, sua derivada. A Figura 15 ilustra o comportamento das derivadas das frequências das máquinas e da derivada da frequência de centro de inércia.

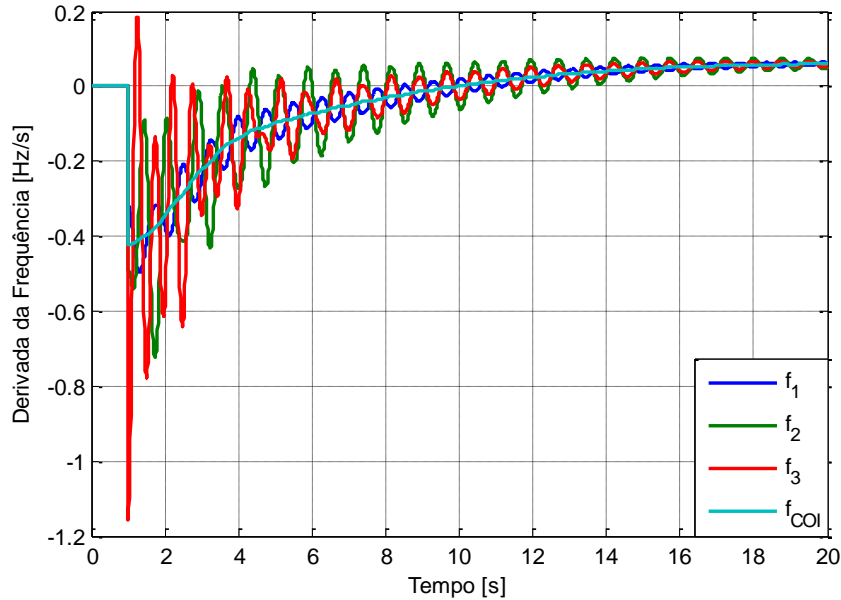


Figura 15: Derivada das frequências do sistema IEEE 9 Barras

Observa-se que as derivadas das frequências das máquinas apresentam variações bruscas de sinal e amplitude, ocasionadas pelas oscilações de sincronismo. Tais variações ocasionam estimativas pouco acuradas para o déficit de potência do sistema, diferentemente da estimativa realizada com a taxa de variação da frequência do centro de inércia.

3.2.2 Influência do Modelo da Carga

Em [8] é apresentado um estudo sobre a exatidão do desbalanço de potência estimado pela equação (3.1). RUDEZ *et al.* [8] evidenciam que a modelagem da carga é um fator de fundamental influência na estimativa do déficit de potência.

Existem na literatura diversas modelagens propostas tanto para a potência ativa quanto para a potência reativa da carga. Modelos para motores de indução, para cargas termostáticas, para elos CC, modelos polinomiais, *etc.* são utilizados de acordo com o estudo de interesse [11]. A utilização de um modelo matemático que represente o comportamento físico das cargas de um sistema elétrico deve estar de acordo com a análise realizada. Portanto, para estudos de proteção contra subfrequência, o IEEE [18]

propõe que o modelo utilizado para as potências ativa e reativa da carga, seja dependente tanto da frequência quanto da tensão do sistema, conforme as equações (3.4) e (3.5).

$$P_{ei} = P(f, V) \quad (3.4)$$

$$Q_{ei} = Q(f, V) \quad (3.5)$$

Adaptando-se os modelos ao estudo de estimação do desequilíbrio de potência, os termos dependentes da frequência em (3.4) e (3.5) podem ser omitidos [8]. A frequência considerada nas equações (3.4) e (3.5) é uma variável de estado mecânica, apresentando variações lentas e de pequenas amplitudes. O desvio de frequência no momento do distúrbio não acarreta grandes variações de potência ativa e reativa. Em contrapartida, a tensão é uma variável algébrica elétrica, podendo apresentar variações rápidas e de grandes amplitudes na janela de tempo de estimação, ocasionando variações nas potências ativa e reativa [8]. Portanto, o desvio de potência causado pela tensão deve ser corrigido na equação (3.1).

O déficit de potência estimado pela equação (3.1) pode ser estendido conforme a equação (3.6).

$$P_{def} = P_m - P_e = (P_{m0} + \Delta P_{m0}) - (P_{e0} + \Delta P_{e0}) \quad (3.6)$$

Sendo:

P_m - Potência mecânica no momento da estimação, em pu;

P_e - Potência elétrica ativa no momento da estimação, em pu;

P_{m0} - Potência mecânica no momento do distúrbio, em pu;

ΔP_{m0} - Variação da potência mecânica entre o momento do distúrbio e da estimação, em pu;

P_{e0} - Potência elétrica ativa no momento do distúrbio, em pu;

ΔP_{e0} - Variação da potência elétrica ativa entre o momento do distúrbio e da estimação, em pu.

Assumindo a dinâmica lenta dos reguladores de velocidade e dos atuadores das turbinas, a variação da potência mecânica em (3.6) pode ser considerada nula.

A carga pode ter sua dependência com a tensão matematicamente modelada conforme as equações (3.7) e (3.8).

$$P_e = \sum_{i=1}^n P_{ei0} \times \left(\frac{V_{Li}}{V_{L0i}} \right)^{\alpha_i} \quad (3.7)$$

$$Q_e = \sum_{i=1}^n Q_{ei0} \times \left(\frac{V_{Li}}{V_{L0i}} \right)^{\beta_i} \quad (3.8)$$

Sendo:

n – Número de barras de carga;

V_{Li} – Tensão da Barra de carga i no momento da estimação, em pu;

V_{L0i} – Tensão da Barra de carga i no momento do distúrbio, em pu;

α_i – Coeficiente de dependência da potência ativa com a tensão;

Q_e - Potência reativa no momento da estimação, em pu;

Q_{ei0} – Potência reativa no momento do distúrbio, em pu;

β_i – Coeficiente de dependência da potência reativa com a tensão.

Aplicando (3.7) em (3.6), obtém-se (3.9).

$$P_{e0} + \Delta P_{e0} = \sum_{i=1}^n P_{ei0} \times \left(\frac{V_{Li}}{V_{L0i}} \right)^{\alpha_i} \quad (3.9)$$

Considerando a potência ativa conforme (3.10).

$$P_{e0} = \sum_{i=1}^n P_{ei0} \quad (3.10)$$

Portanto, o erro na estimação do déficit de potência ocasionado pela variação de tensão é dado por (3.11).

$$\Delta P_{e0} = \sum_{i=1}^n P_{ei0} \times \left[\left(\frac{V_{Li}}{V_{L0i}} \right)^{\alpha_i} - 1 \right] \quad (3.11)$$

E o déficit de potência corrigido é dado por (3.12).

$$P_{\text{def cor}} = P_{\text{def}} + \Delta P_{e0} = 2H_{eq} \frac{df_{COI}}{dt} \Big|_{t0^+} + \sum_{i=1}^n P_{ei0} \times \left[\left(\frac{V_{Li}}{V_{L0i}} \right)^{\alpha_i} - 1 \right] \quad (3.12)$$

Uma observação importante acerca do modelo da carga é que apesar da equação (3.1) levar em consideração apenas a potência ativa na estimação do déficit de potência, a sua dependência com a tensão conforme (3.7) acopla as grandezas ativa e reativa [8].

3.2.3 Influência das Fontes Alternativas na Execução do Corte de Carga

A equação (3.1) é amplamente utilizada na estimação do déficit de potência em muitos métodos adaptativos presentes na literatura [1][5][7][8][10]. Um pré-requisito considerado em sua utilização é que o sistema em análise possua pelo menos uma máquina síncrona, de forma que a frequência do centro de inércia e a inércia equivalente possam ser calculadas.

Em [7] é apresentado um método adaptativo que trata da influência do aumento da inserção de fontes alternativas na execução do alívio de carga. Uma dificuldade significativa na estimação do déficit de potência nesse cenário é a presença de fontes de geração sem inércia, especialmente no cálculo da inércia equivalente do sistema e das variações de potência durante o corte de carga. Esses pontos são discutidos nas próximas seções.

3.2.3.1 Imprecisão da Inércia Equivalente

O aumento da inserção de fontes alternativas no sistema, sobretudo as conectadas à rede por meio de conversores eletrônicos, tais como: painéis solares, geradores eólicos (*full converter*), células a combustível, *etc.* ocasiona uma redução da inércia equivalente do sistema [7]. Hipoteticamente, um sistema alimentado apenas por fontes conectadas à rede via conversores eletrônicos é um sistema sem inércia.

A redução da inércia torna o sistema mais susceptível às variações de frequência. Como mencionado na Seção 3.2.1, as amplitudes das variações de frequência são inversamente proporcionais à inércia do mesmo, ocasionando com que sistemas com alta penetração de fontes alternativas, conectadas por meio de conversores, sejam mais sensíveis aos desbalanços no equilíbrio carga-geração.

Juntamente com a redução da inércia, a presença das fontes alternativas leva à imprecisão no cálculo da inércia equivalente do sistema, fator determinante na estimação do desvio de potência.

Assumindo-se uma imprecisão inicial no valor da inércia do sistema, a equação (3.1) pode ser reescrita conforme (3.13).

$$P_{def_0} = 2H_{eq_0} \left. \frac{df_{COI}}{dt} \right|_{t_0^+} \quad (3.13)$$

Sendo:

P_{def_0} – Déficit de potência inicial no momento do distúrbio, em pu;

H_{eq_0} – Constante de inércia equivalente inicial na base comum, em s.

A imprecisão no valor real da inércia do sistema ocasiona uma estimativa errada para o déficit de potência. Portanto, tanto o valor da inércia quanto do desbalanço precisam ser corrigidos.

Como dito na Seção 3.2.1, na janela de determinação do desequilíbrio carga-geração, a taxa de variação da frequência é relacionada com o desvio de potência que o sistema apresenta e à sua inércia. Conseqüentemente, conhecendo-se certo desequilíbrio ao qual o sistema foi exposto e a taxa de variação da frequência pode-se determinar o valor da inércia equivalente do sistema conforme a equação (3.14).

$$H_{eq_new} = \frac{\Delta P_d}{2\Delta f'_{COI}} \quad (3.14)$$

Sendo:

H_{eq_new} – Constante de inércia atualizada do sistema, em s;

ΔP_d – Desequilíbrio de potência no sistema, em pu;

$\Delta f'_{COI}$ - Variação da derivada da frequência de centro de inércia antes e após a aplicação do desequilíbrio, em pu/s.

Portanto, para a atualização da inércia do sistema é necessário o conhecimento de ΔP_d e $\Delta f'_{COI}$. O valor de $\Delta f'_{COI}$ é obtido através da monitoração da taxa de variação da frequência do sistema. O valor de ΔP_d é obtido através da própria atuação do método de alívio de carga sobre o sistema, ou seja, após a realização de um corte de carga. O montante rejeitado, assim como a variação da derivada da frequência são medidos e utilizados para atualizar o valor da constante de inércia, conforme apresentado em (3.15).

$$H_{eq_new} = \frac{P_{shed_i}}{2(f'_{a_i} - f'_{b_i})} \quad (3.15)$$

Sendo:

P_{shed_i} – Montante de carga rejeitado na etapa i , em pu;

f'_{a_i} – Derivada da frequência de centro de inércia após a aplicação do corte de carga, em pu/s;

f'_{b_i} - Derivada da frequência de centro de inércia antes da aplicação do corte de carga, em pu/s.

Com o valor de H_{eq_new} atualizado, pode-se corrigir o valor de P_{def_0} através de (3.16).

$$P_{def_new} = \left(\frac{H_{eq_new} \times P_{def_0}}{H_{eq_0}} \right) + \Delta P_{e0} \quad (3.16)$$

Para a implementação de (3.15), o conceito de etapa de corte de carga deve ser introduzido. Tal abordagem é realizada na Seção 3.4.

3.2.3.2 Variações no Déficit de Potência Durante o Corte de Carga

O caráter intermitente de algumas fontes de energia alternativas, como a geração fotovoltaica e eólica [7], ocasiona uma adversidade nos esquemas adaptativos, principalmente durante a execução do corte de carga, após a estimativa inicial do déficit de potência.

A variação no despacho de potência ocasionada pela intermitência da fonte primária de energia faz com que haja a necessidade de que o método seja capaz de atualizar o desbalanço de potência em ocasiões de déficit de geração. Tais variações de despacho são observadas como degraus negativos na taxa de variação da frequência [7], conforme mostra a Figura 16.

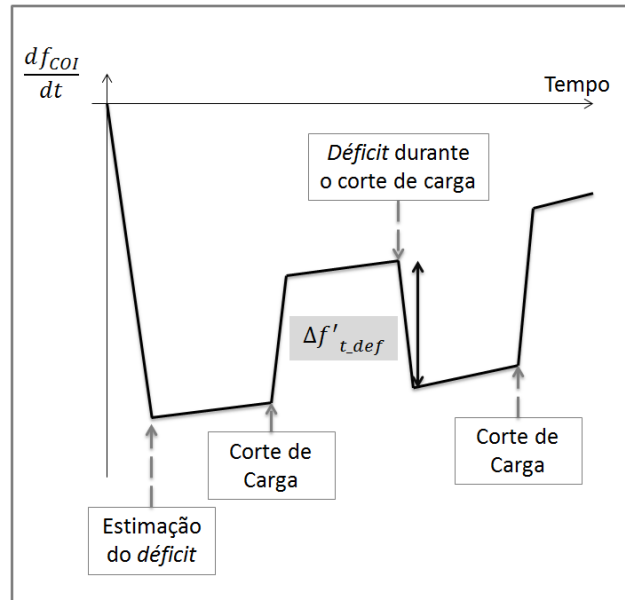


Figura 16: Derivada da frequência ao ocorrer um déficit de potência adicional

Conseqüentemente, através da monitoração da derivada da frequência, podem-se corrigir desvios adicionais, após a estimativa inicial de desequilíbrio, utilizando-se a equação (3.17).

$$P_{def_end} = P_{def_new} + 2H_{eq_new} \times \Delta f'_{t_def} \quad (3.17)$$

Sendo:

P_{def_end} – Déficit de potência corrigido, em pu;

$\Delta f'_{t_def}$ – Variação da derivada da frequência de centro de inércia antes e após o déficit adicional, em pu/s.

O déficit estimado em (3.17) leva em consideração a variação das cargas com a tensão, a imprecisão da inércia do sistema e possíveis desbalanços de potência durante o corte de carga. Após a determinação do montante a ser cortado, a próxima etapa dos métodos adaptativos diz respeito à distribuição da rejeição de carga.

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 [7]. Naturalmente, cargas menos importantes são cortadas antes de cargas mais importantes.

Neste trabalho, três métodos de distribuição do alívio de carga no sistema serão comparados entre si. Os métodos avaliados podem ser identificados na literatura como: baseado no afundamento da tensão (AT) [15], baseado no rastreamento do fluxo de potência (RFP) [19] e baseado na sensibilidade da frequência (SF) [20]. Os métodos utilizados são baseados apenas em diretrizes técnicas referentes à operação de sistemas elétricos, portanto, análises de aspectos econômicos não serão tratadas neste texto.

Um importante aspecto considerado neste trabalho diz respeito à capacidade de corte de uma carga específica. Ou seja, as cargas serão tratadas como grandezas contínuas. Assim, uma carga de 1pu de potência poderá ter seu corte atribuído entre qualquer valor racional entre 0 e 1pu. Tal consideração tende afastar os métodos de distribuição empregados da realidade discreta das cargas. Esta idealização pode ser tornar menos imprópria se for considerada uma visão macroscópica do sistema, como a rede de transmissão, onde um barramento de carga pode significar todo um sistema de distribuição, permitindo um corte de carga contínuo.

3.3.1 Método de Distribuição Baseado no Afundamento de Tensão

Esse método de distribuição, apresentado em [15], advoga que o corte de carga deve ser maior, relativamente, nas barras de carga com maiores afundamentos de tensão, na ocorrência do déficit de potência.

Os geradores do sistema usualmente operam fornecendo tanto potência ativa quanto reativa para a rede elétrica. Contingências que resultem na perda da geração, por consequência, irão originar déficit de potência ativa, acarretando um decaimento da

frequência, e de potência reativa, ocorrendo afundamentos de tensão. Portanto, ao priorizar o corte de carga nas barras com maiores afundamentos relativos de tensão, tende-se a limitar o corte de carga próximo à região de ocorrência do distúrbio, evitando a piora no perfil de tensões, a sobrecarga de linhas de transmissão e a redução do fator de potência [15].

A equação (3.18) apresenta o cálculo do fator de divisão do déficit por carga, quando considerado o método de afundamento da tensão.

$$f_{c_{Vi}} = \frac{\Delta V_{Li}}{\sum_{i=1}^n \Delta V_{Li}} \quad (3.18)$$

Sendo:

$f_{c_{Vi}}$ – Fator de distribuição de corte de carga, baseado no afundamento da tensão;

n – Número de barras de carga do sistema;

ΔV_{Li} – Diferença entre os valores de tensão imediatamente após e antes do distúrbio, na Barra de carga i .

3.3.2 Método de Distribuição Baseado no Rastreamento do Fluxo de Potência

Este método de distribuição é baseado no princípio do rastreamento do fluxo de potência em um sistema elétrico [21]. Originalmente proposto em [21] para aplicações no mercado de energia, o método propõe traçar o fluxo de potência, tanto ativa quanto reativa, em um sistema elétrico malhado, de forma a permitir a estimação da origem de potência em cada nó do sistema.

A eletricidade é indistinguível no sistema elétrico, ou seja, o fluxo de potência se distribui na rede com base em sua topologia e gradiente de tensão e, portanto, não é possível definir com certeza para onde cada pu de potência irá fluir. O método apresenta uma estimativa de como os fluxos se distribuem em um sistema malhado, com base no princípio do compartilhamento proporcional. BIALEK [21] afirma que o princípio do compartilhamento proporcional promove uma suposição do traçado do fluxo de potência, não podendo ser provado ou refutado matematicamente.

Este princípio é baseado nas leis das correntes de Kirchhoff, atribuindo aos fluxos de saída proporcionalidade aos fluxos de entrada. Seja o sistema exemplo com cinco nós da Figura 17.

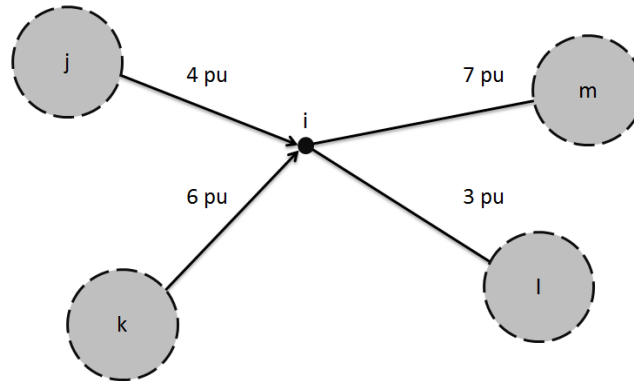


Figura 17: Princípio do compartilhamento proporcional

O nó **i** é suprido com 10pu de potência pelos nós **j** e **k**, sendo 40% suprido pelo nó **j** e 60% suprido pelo nó **k**. O princípio do compartilhamento proporcional diz que os fluxos de saída irão carregar as informações de proporcionalidade do fluxo de entrada, consequentemente, os fluxos de saída serão rastreados conforme a Tabela 2.

Tabela 2: Rastreamento dos fluxos do sistema da Figura 17.

Interligação	Fluxo vindo de j	Fluxo vindo de k
i-m	40% de 7pu = 2,8pu	60% de 7pu = 4,2pu
i-l	40% de 3pu = 1,2pu	60% de 3pu = 1,8pu

A aplicação do método RFP na distribuição do corte de carga no sistema será descrita sucintamente a seguir. É importante salientar que as perdas na rede de transmissão não são consideradas na aplicação deste método no trabalho.

A potência de entrada em um nó “**g**” genérico pode ser dada pela equação (3.19).

$$P_g = \sum_{h \in D_g} |P_{hg}| + P_{Gg} \quad (3.19)$$

Sendo:

P_g – Potência de entrada do nó “**g**”, em pu;

h – Nó de origem “ h ”;

D_g – Conjunto de todos os nós eletricamente conectados com o nó “ g ”;

P_{hg} – Fluxo de potência no sentido de “ $h - g$ ”, em pu;

P_{Gg} – Potência gerada no nó “ g ”, em pu.

Reajustando os termos, obtém-se (3.20).

$$P_g + \sum_{h \in D_g} -\frac{|P_{hg}|}{P_h} P_h = P_{Gg} \quad (3.20)$$

Sendo:

P_h – Potência de entrada do nó “ h ”, em pu.

Considerando todos os nós do sistema a equação (3.20) pode ser escrita como (3.21).

$$[A_d] \times P = P_G \quad (3.21)$$

Sendo:

A_d – Matriz de distribuição, $M \times M$;

P – Vetor com as potências de entrada em todos os nós, $M \times 1$, em pu;

P_G – Vetor com a geração em todos os nós, $M \times 1$, em pu;

M – Número de barras do sistema.

A matriz de distribuição é definida para todos os nós do sistema como (3.22).

$$[A_d] = \begin{cases} 1, & \text{se } h = g \\ -\frac{|P_{hg}|}{P_h}, & \text{se } h \in D_g \\ 0, & \text{se diferente} \end{cases} \quad (3.22)$$

A contribuição de cada nó que possua geração para uma determinada potência de saída de uma barra qualquer do sistema pode ser obtida por (3.23).

$$P = [A_d]^{-1} \times P_G \quad (3.23)$$

Especificando a equação (3.23) para a potência fornecida por um gerador na Barra g a uma carga presente na Barra i , obtém-se (3.24).

$$P_{Gg,Li} = \frac{P_{Gg}P_{Li}}{P_g} \times e_g^T A_d^{-1} e_i \quad (3.24)$$

Sendo:

$P_{Gg,Li}$ – Potência fornecida pelo gerador na Barra g para a carga na Barra i , em pu;

P_{Li} – Carga da Barra i , em pu;

e_g – Vetor onde o elemento referente à Barra g é um e o restante é zero, $M \times 1$;

e_i – Vetor onde o elemento referente à Barra i é um e o restante é zero, $M \times 1$.

Correspondentemente, a potência fornecida por uma linha de interligação $g - h$ a uma carga na Barra i pode ser estimada por (3.25).

$$P_{gh,Li} = \frac{|P_{gh}|P_{Li}}{P_g} \times e_g^T A_d^{-1} e_i \quad (3.25)$$

Sendo:

$P_{gh,Li}$ – Potência fornecida pela interligação $g - h$ para a carga na Barra i , em pu.

Definindo a potência recebida pela carga i pelos geradores e linhas em falha em (3.26).

$$P_{rastreio_i} = \sum_{g \in \{\text{geradores em falha}\}} P_{Gg,Li} + \sum_{gh \in \{\text{linhas em falha}\}} P_{gh,Li} \quad (3.26)$$

Sendo:

$P_{rastreio_i}$ – Potência fornecida para a Barra i pelos geradores e linhas em falha, em pu.

Portanto, a equação (3.27) apresenta o cálculo do fator de divisão o déficit por carga, quando considerado o método RFP.

$$f_{CRi} = \frac{P_{rastreio_i}}{\sum_{i=1}^n P_{rastreio_i}} \quad (3.27)$$

Sendo:

f_{CRi} – Fator de distribuição de corte de carga, baseado no rastreamento do fluxo de potência.

O método RFP na distribuição do corte de carga propõe a rejeição das cargas que eram alimentadas pelos geradores e/ou linhas que ocasionaram o desbalanço de potência, ou seja, contingências que resultem numa redução da capacidade de geração ou transmissão de potência [19], não sendo possível sua aplicação em casos de aumento súbito de carregamento.

3.3.3 Método de Distribuição Baseado na Sensibilidade da Frequência

Em [20] é apresentado um método de distribuição baseado na sensibilidade da frequência de centro de inércia em relação às mudanças nas cargas.

A partir da topologia da rede, dos fasores de tensão dos geradores e suas características de regulação, o método estima a sensibilidade da frequência em relação à mudança em determinada carga, de forma a estabelecer o corte nas cargas que façam com que a frequência se recupere mais rapidamente [20].

O método de distribuição é proposto em duas etapas: uma de determinação das mudanças na geração devido às variações na carga e outra do cálculo da sensibilidade da frequência de centro de inércia.

3.3.3.1 Determinação das Mudanças na Geração

A metodologia empregada para a determinação das mudanças na geração é derivada da apresentada em [22]. WANG *et al.* apresentam um modelo do sistema denominado circuito equivalente acoplado de porta simples, originalmente empregado em estudos de estabilidade de tensão.

Seja o sistema elétrico em estudo representado pela Figura 18, onde as barras de geração e de carga são consideradas fora da rede.

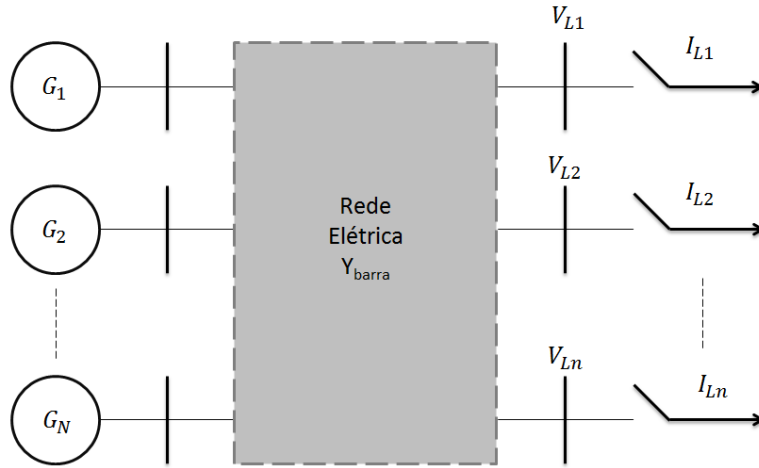


Figura 18: Modelo da rede elétrica com acoplamento mútuo entre as cargas

A rede elétrica da Figura 18 pode ter seu comportamento descrito matematicamente pela equação (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 – Vetor com os fasores de corrente das cargas, $n \times 1$, em pu;

I_G - Vetor com os fasores de corrente dos geradores, $N \times 1$, em pu;

V_L – Vetor com os fasores de tensão das cargas, $n \times 1$, em pu;

V_T – Vetor com os fasores de tensão das barras de ligação, $(M - N - n) \times 1$, em pu;

V_G - Vetor com os fasores de tensão dos geradores, $N \times 1$, em pu;

Y_{xx} – Submatriz de admitâncias, em pu.

As barras de ligação não possuem geração ou carga, portanto não possuem injeção de corrente. Aplicando-se a redução de Kron de modo a eliminar a linha referente à injeção de corrente pelas barras de ligação, obtém-se a equação (3.29).

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

Definindo-se a impedância própria de carga em (3.30).

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

Sendo:

Z_{LL} – Matriz de impedância própria de carga, $n \times n$, em pu.

Definindo-se a matriz de transformação de tensões em (3.31).

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

Sendo:

K – Matriz de combinação entre fasores de tensão dos geradores, $n \times N$.

O vetor de fasores de tensão nas barras de carga pode ser dado por (3.32).

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

Para uma carga na Barra i a equação (3.32) se apresenta como.

$$V_{Li} = [KV_G]_i - Z_{LLii}I_{Li} - \sum_{j=1, j \neq i}^n Z_{LLij}I_{Lj} = E_{eqi} - Z_i I_{Li} \quad (3.33)$$

Sendo:

$$Z_i = \frac{Z_{LLii}I_{Li} + \sum_{j=1, j \neq i}^n Z_{LLij}I_{Lj}}{I_{Li}} \quad (3.34)$$

$$E_{eqi} = [KV_G]_i \quad (3.35)$$

Sendo:

Z_i – Impedância de Thévenin da rede para a Barra i , em pu;

E_{eqi} – Tensão de Thévenin vista da Barra i , em pu.

A tensão de Thévenin E_{eqi} representa a contribuição de todos os geradores do sistema para a carga, assim como a impedância equivalente Z_i representa o impacto de todas as outras cargas na Barra i [23]. Utilizando esses parâmetros, a representação da rede vista como na Figura 18, pode ser substituída pelo circuito equivalente acoplado de porta simples, conforme ilustrado na Figura 19.

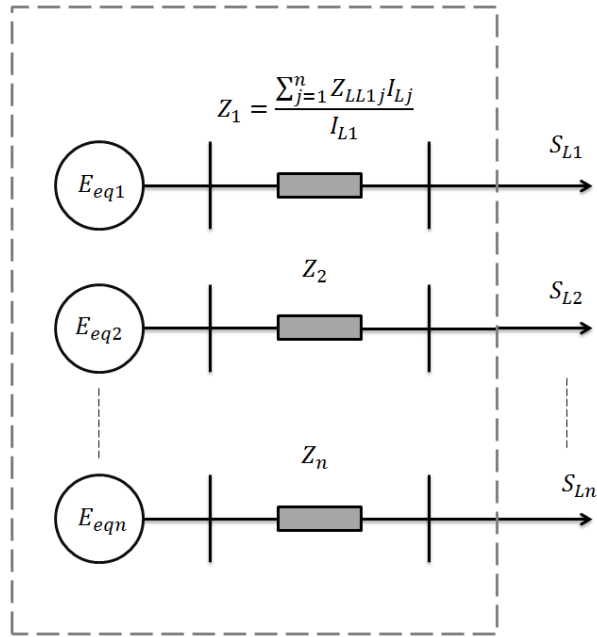


Figura 19: Circuito equivalente acoplado de porta simples

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

$$E_{eqi} = K_{i1}V_{G1} + K_{i2}V_{G2} + \dots + K_{iN}V_{GN} \quad (3.36)$$

A equação (3.36) representa a contribuição de cada tensão de barra de geração na tensão equivalente de Thévenin de uma Barra de carga i . A partir de (3.36), REDDY *et al.* [20] estabelecem que a razão do incremento de potência gerada por um gerador na Barra g para uma mudança na carga da Barra i , sobre a potência total que flui para a Barra i pode ser dada pela equação (3.37).

$$C_{ig} = \frac{|K_{ig}V_{Gg}|}{|E_{eqi}|} \cos\theta_{gi} \quad (3.37)$$

Sendo:

C_{ig} – Contribuição do gerador g no aumento de potência de uma Barra i ;

θ_{gi} – Diferença angular entre E_{eqi} e $K_{ig}V_{Gg}$.

Portanto, a mudança no despacho de um gerador g em relação à mudança em uma carga i é dada pela equação (3.38).

$$\Delta G_{ig} = \frac{(C_{ig} \Delta P_i)}{(\sum_{g=1}^N C_{ig})} = r_{ig} \Delta P_i \quad (3.38)$$

Sendo:

ΔG_{ig} – Mudança no despacho de potência pelo gerador g , em pu;

ΔP_i – Mudança de potência na carga i , em pu.

3.3.3.2 Cálculo dos Fatores de Sensibilidade

Após a determinação da mudança de despacho dos geradores para uma variação na carga, é necessário o cálculo da sensibilidade da frequência em relação à devida variação.

Seja o desvio de geração, ocasionada pela variação de carga, dada por (3.38). A mudança na velocidade da máquina pode ser obtida considerando suas características de regulação primária de velocidade, conforme a equação (3.39).

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

Sendo:

Δf_{ig} – Mudança na velocidade da máquina g , ocasionada pela mudança na geração, em pu;

R_g – Estatismo do gerador g , em pu na base comum.

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

$$\Delta f_{COI} = \frac{\sum_1^N H_g \Delta f_{ig}}{\sum_1^N H_g} \quad (3.40)$$

Utilizando (3.38) e (3.39) em (3.40), a sensibilidade da frequência de centro de inércia para uma variação em uma carga i , pode ser estimada pela equação (3.41).

$$S_i^{f_{COI}} = \frac{\Delta f_{COI}}{\Delta P_i} = \frac{\sum_1^N H_g R_g r_{ig}}{\sum_1^N H_g} \quad (3.41)$$

Sendo:

$S_i^{f_{COI}}$ – Fator de sensibilidade da frequência em relação à mudança na carga i .

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

$$f_{C_{Si}} = \frac{S_i^{f_{COI}}}{\sum_{i=1}^n S_i^{f_{COI}}} \quad (3.42)$$

Sendo:

$f_{C_{Si}}$ – Fator de distribuição de corte de carga, baseado na sensibilidade da frequência.

O método SF é baseado na resposta dos geradores que participam do controle primário de frequência, conseqüentemente trata das máquinas síncronas, 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 [20]. O método estima essa proximidade pela utilização da equação (3.37) e estima a influência de cada máquina na frequência de centro de inércia. Basicamente, o método tende a cortar as cargas eletricamente mais próximas aos geradores que acarretam a maior mudança na frequência de centro de inércia.

3.3.4 Exemplo de Avaliação dos Métodos de Rastreamento do Fluxo de Potência e da Sensibilidade

Diferentemente do método baseado no afundamento da tensão, onde apenas a variação da tensão na barra de carga determina os fatores de distribuição do corte, os métodos de distribuição do corte de carga RFP e SF possuem etapas que se propõem a estimar o quanto da potência de determinada carga é suprida ou será atendida por determinados geradores. Assim, esta seção visa exemplificar as diferenças conceituais entres ambos.

A diferença entre os dois métodos reside no instante de sua consideração. O método RFP estima a origem, por gerador, da potência fluindo entre os ramos do sistema em regime permanente. Em contrapartida, o método SF estima a origem da potência que irá atender uma determinada variação de carga, em regime transitório eletromecânico.

O sistema ilustrado na Figura 20 é utilizado para exemplificar as diferenças entre os métodos RFP e SF, sobretudo na estimação do atendimento da carga, em três cenários distintos, conforme a Tabela 3. A carga do sistema L é igual à 3pu de potência ativa, considerando fator de potência unitário e o sistema sem perdas.

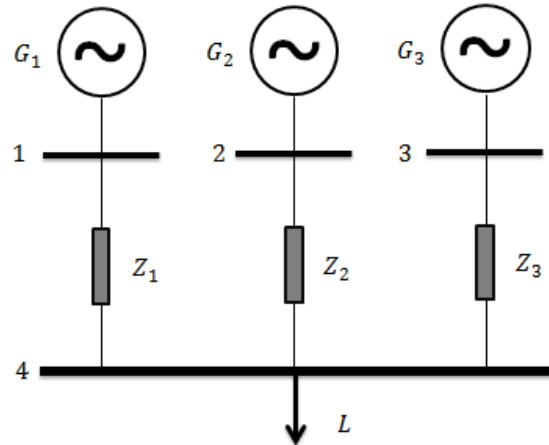


Figura 20: Sistema exemplo para avaliação dos métodos RFP e SF

Tabela 3: Cenários para o sistema exemplo da Figura 20.

Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3		
Potência	Impedância	Potência	Impedância	Potência	Impedância	
G_1	1pu Z_1	0,01pu	G_1 1pu Z_1	0,01pu	G_1 1,5pu Z_1	0,01pu
G_2	1pu Z_2	0,01pu	G_2 1pu Z_2	0,01pu	G_2 1pu Z_2	0,01pu
G_3	1pu Z_3	0,01pu	G_3 1pu Z_3	0,02pu	G_3 0,5pu Z_3	0,01pu

A Tabela 4 apresenta os resultados da estimação da origem de potência segundo os métodos RFP e SF.

Tabela 4: Resultados dos métodos no sistema da Figura 20.

	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
	RFP	SF	RFP	SF	RFP	SF
G_1	0,33	0,33	0,33	0,40	0,5	0,33
G_2	0,33	0,33	0,33	0,40	0,33	0,33
G_3	0,33	0,33	0,33	0,20	0,17	0,33

A partir dos resultados pode-se afirmar que o método RFP estima a contribuição de cada gerador para a carga baseado no resultado do fluxo de potência (regime

permanente), e o método SF estima a contribuição de cada gerador para uma variação na carga baseada na proximidade elétrica.

3.4 Consideração da Atuação dos Reguladores de Velocidade

Um método adaptativo de corte de carga efetivo deve obedecer a duas regras gerais [8]:

- Minimizar o corte de carga no sistema;
- Manter a frequência do sistema dentro dos limites aceitáveis de operação.

Para atender a necessidade de minimizar o corte de carga, o método deve ser capaz de considerar o aumento de potência dos geradores, devido à atuação da regulação primária, durante a sua execução. RUDEZ *et al.* [4] propõem a realização do corte 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.

RUDEZ *et al.* [4] afirmam que três fatores principais devem ser estudados na atuação do corte de carga no sistema:

- Definição do número de etapas de corte;
- Definição do montante rejeitado por etapa de corte;
- Condição de ativação para cada etapa de corte.

A definição do número de etapas e as condições de corte possuem uma pequena influência na execução do método adaptativo [4][9] e são determinadas, arbitrariamente, dentro da faixa de valores aceitáveis de operação.

O número de etapas, usualmente, é compreendido entre 4 a 6 passos [9], não sendo muito reduzido e nem elevado, 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 (Figura 1), entre os valores aceitáveis de regime permanente e limite de afundamento de frequência.

Em contrapartida, o montante a ser cortado por etapa pode influenciar no total de carga rejeitada pelo método. Assumindo-se que ocorra um déficit de potência que ocasione

uma grande taxa de variação inicial para a frequência, concentrar um corte maior nas primeiras etapas pode reduzir o total rejeitado em comparação com esquemas com corte reduzidos nos primeiros passos, mesmo que para um desbalanço estimado igual. Isto se deve a uma maior redução da derivada da frequência ao cortar mais carga, possibilitando tempo de atuação para a regulação primária, evitando a sensibilização pela próxima condição de corte [4]. O contrário é observado na ocorrência de um déficit de potência reduzido, esquemas que cortem menos cargas podem apresentar um total rejeitado menor. Em [4], é apresentado um estudo sobre a distribuição do montante a ser cortado por etapa, de forma a minimizar o valor rejeitado total. Tal abordagem não é realizada neste trabalho.

Os ajustes, para o número de etapas de corte, o montante a ser rejeitado e as condições de ativação, assumidos para a execução do método adaptativo de alívio de carga proposto, são oriundos da referência [8] e apresentados na Tabela 5.

Tabela 5: Etapas do corte de carga

Etapa	Montante a ser cortado	Condição de corte
1	35% do Déficit Estimado	0,980 pu – 58,80 Hz
2	30% do Déficit Estimado	0,975 pu – 58,50 Hz
3	20% do Déficit Estimado	0,972 pu ~ 58,32 Hz
4	15% do Déficit Estimado	0,968 pu ~ 58,08 Hz

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 pela equação (3.17).

Apesar da realização do corte em etapas possibilitar o incremento de geração no sistema, esta por si só não garante que o montante cortado será menor que o déficit estimado. O método deve possuir um termo que considere que o incremento ocasionado durante a execução do alívio de carga é capaz de prevenir a queda de frequência e retorná-la à faixa aceitável de operação, e por consequência interromper qualquer corte de carga programado.

Seja a inequação (3.43) a descrição matemática da condição de parada do corte de carga pelo critério do aumento de geração do sistema.

$$P_{def} - P_{shed,k} \geq P_{def,k} \quad (3.43)$$

Sendo:

$P_{shed,k}$ – Somatório da carga rejeitada até a etapa k , em pu;

$P_{def,k}$ – Déficit de potência na etapa k , em pu.

Se a inequação (3.43) for verdadeira, o método deve interromper qualquer corte programado de carga. A inequação (3.43) estabelece que, se o déficit em uma etapa qualquer do corte, for menor que o déficit inicial menos o montante cortado até o momento da avaliação, o método deve parar. Isto implica que o aumento de geração proveniente da regulação primária é capaz de levar o sistema para um mesmo estado no qual o corte de carga levaria.

Reajustando os termos da inequação (3.43).

$$\frac{\frac{P_{def}}{2H} - \frac{P_{def,k}}{2H}}{\frac{P_{def}}{2H}} \geq \frac{P_{shed,k}}{P_{def}} \quad (3.44)$$

$$\frac{f_0' - f_k'}{f_0'} \times 100 \geq TLS_k \quad (3.45)$$

Portanto, para a parada do corte de carga pelo incremento de potência do sistema, os critérios da inequação (3.46) têm que ser atendidos.

$$\frac{f_0' - f_k'}{f_0'} * 100 \geq TLS_k \quad \& \quad f_k' < 0 \quad (3.46)$$

Sendo:

f_0' - Derivada da frequência no momento do distúrbio, em pu/s;

f_k' - Derivada da frequência no momento da etapa de corte k , em pu/s;

TLS_k – Total percentual de carga que será cortado no fim da etapa k , em %.

Por exemplo, seja o sistema IEEE 9 Barras da Figura 13 submetido a um aumento de carga ativa de 1,1pu. A Figura 21 ilustra o comportamento da frequência do centro de inércia para dois métodos adaptativos de corte de carga distintos: um que leva em

consideração o aumento de potência promovido no sistema durante a execução do corte de carga (atuação da regulação - AR) e outro que não considera (S/AR).

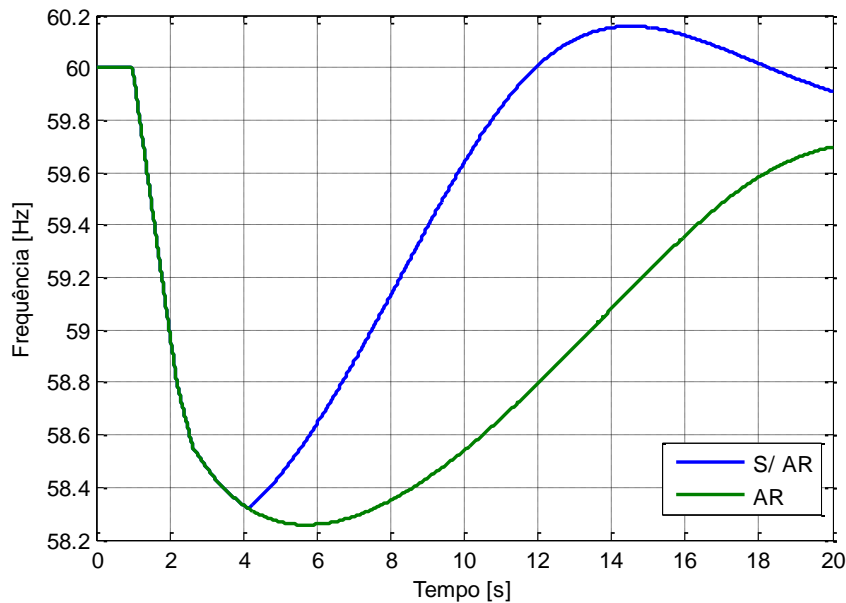


Figura 21: Frequências do sistema IEEE 9 Barras para dois métodos adaptativos de alívio de carga

A Tabela 6 apresenta os valores estimados para o déficit de potência e os respectivos cortes de carga por etapa.

Tabela 6: Resultados para a aplicação dos métodos adaptativos de alívio de carga no sistema IEEE 9 Barras

Esquema	Déficit estimado (pu)	1º Etapa de corte (pu)	2º Etapa de corte (pu)	3º Etapa de corte (pu)
S/ AR	1,1278	0,3947	0,3383	0,2256
AR	1,1278	0,3947	0,3383	----

Observa-se que os dois métodos evitaram a 4º etapa de corte devido ao reestabelecimento da frequência. Entretanto o método AR evitou um corte desnecessário de carga (3º etapa) através da condição (3.46).

A Figura 22 mostra a evolução da derivada da frequência do centro de inércia para o caso com método AR.

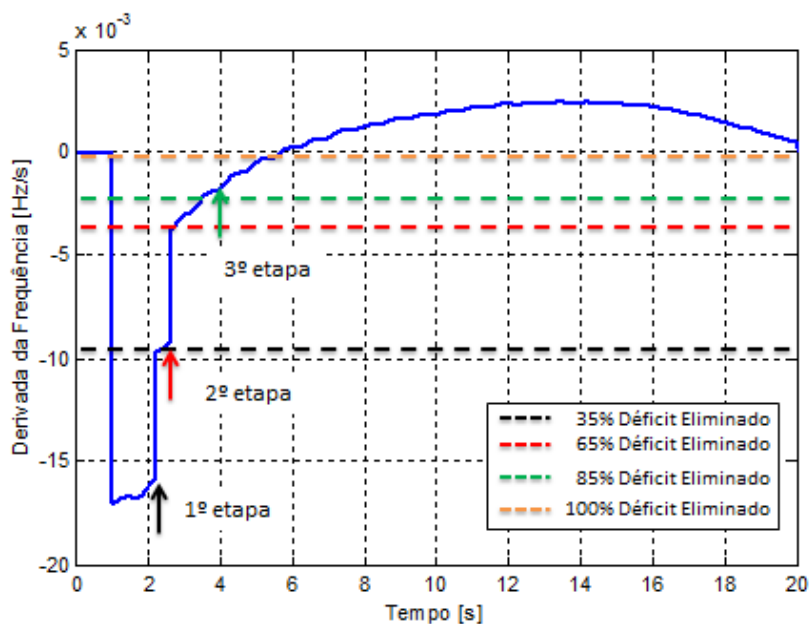


Figura 22: Derivada da frequência para o sistema IEEE 9 Barras com método AR

A condição (3.46) pode ser interpretada visualmente pelos limites estabelecidos na Figura 22. Antes da realização do corte em cada etapa, é verificado se a derivada da frequência já se encontra em uma posição igual ou inferior a que se encontraria em uma eventual etapa posterior do corte de carga. Em caso afirmativo, o corte de carga é interrompido, conforme observado na Figura 22, com a 3ª etapa.

3.5 Método Proposto

Após a introdução dos conceitos de estimação do déficit de potência, de distribuição do corte de carga no sistema e da avaliação da atuação dos reguladores de velocidade, esta seção vai tratar das considerações assumidas no método adaptativo de alívio de carga proposto e empregado nas análises deste trabalho.

O método desenvolvido neste trabalho trata da junção dos métodos propostos em [7] e [8], no tocante à estimação do déficit de potência, dos métodos propostos em [15], [19] e [20], no que diz respeito à distribuição do corte de carga no sistema e da consideração do aumento de potência introduzido pela regulação primária durante a execução do alívio de carga, visando diminuir o montante de carga que será rejeitado, conforme apresentado em [8].

Além disso, algumas considerações adicionais ao método são inseridas, destacando-se a consideração de um termo que visa a monitorar o limite físico de corte por barra de carga e um termo que avalia o tempo de retorno da frequência à sua faixa aceitável de operação. Tais considerações adicionais são discutidas nas próximas seções.

3.5.1 Monitoração do Limite de Corte por Barra de Carga

Os métodos de distribuição AT e SF possuem o empecilho de não considerarem o limite de corte na barra de carga. Basicamente, os fatores de distribuição (3.18) e (3.42) podem alocar um corte de carga maior do que o carregamento existente na barra.

Seja o sistema exemplo da Figura 23.

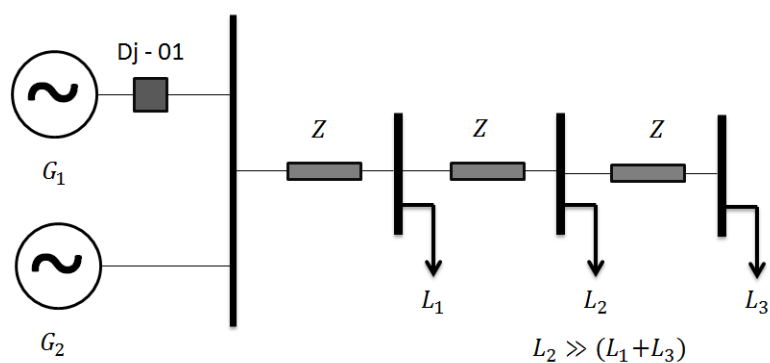


Figura 23: Sistema exemplo para limitação do corte de carga

Supondo a abertura do disjuntor Dj - 01 e que o gerador G_2 não tenha a capacidade de assumir todo o carregamento, um método de alívio de carga é necessário para manutenção da estabilidade de frequência. O método do afundamento da tensão irá tender a concentrar o corte na carga L_3 (considerando-se a “radialidade” do sistema, a passividade das cargas e fator de potência unitário) sem considerar o seu carregamento inicial. Por sua vez, o método da sensibilidade irá tender a concentrar o corte na carga L_1 , devido à proximidade elétrica ao gerador G_2 , novamente sem considerar o limite permitido de corte.

Para corrigir o problema supramencionado o método desenvolvido nesse trabalho conta com um termo que considera o limite físico permitido por corte em determinada barra, seguindo a lógica descrita no fluxograma da Figura 24.

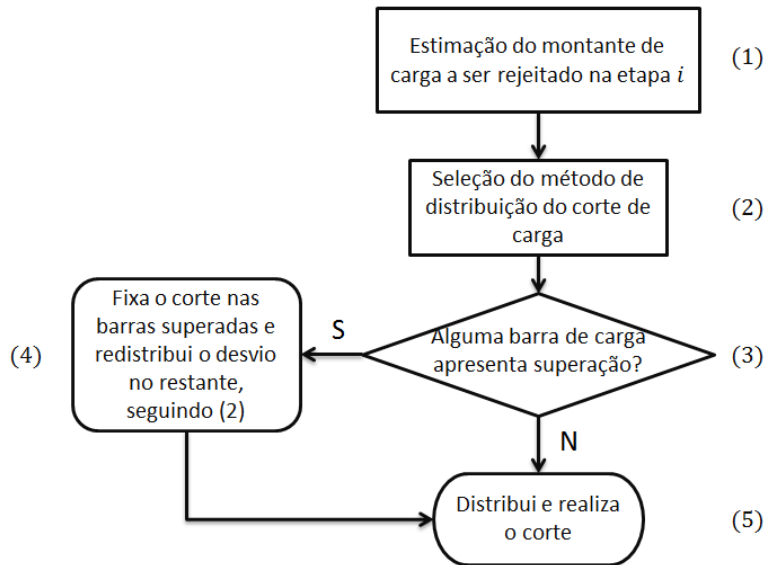


Figura 24: Fluxograma para o limitador de corte por barra de carga

3.5.2 Considerao do Tempo de Recuperao da Frequência

Os métodos adaptativos reproduzidos e encontrados na literatura [1][5][7][8][10] objetivam impedir o decaimento da frequência e retorná-la aos limites aceitáveis de regime permanente, buscando realizar o menor corte de carga possível. Porém, estes métodos no consideram o tempo de retorno da frequência  sua faixa aceitável de operao.

A aplicao dos métodos adaptativos em sistemas ilhados e/ou com alta penetrao de fontes alternativas conectadas por conversores eletrônicos (sem inércia) no apresenta lentido na recuperao da frequência aps o corte de carga. Todavia a aplicao em sistemas de grande porte (alta inércia equivalente) e/ou em sistemas com alto carregamento, quase sem capacidade de regulao, pode apresentar uma lentido considerável no retorno da frequência ao valor nominal.

A Tabela 7 foi construída com base nas faixas aceitáveis de frequência de operao das unidades geradoras no sistema [12] [24].

Tabela 7: Desligamento das unidades geradoras por subfrequência [12] [24]

Tipo de Geração	Frequência (Hz)	Desligamento por subfrequência
Hidrelétrica/ Térmica	58,5	Acima de 10s
	57,5	Acima de 5s
	57,0	Instantâneo
Eólica	58,5	Acima de 10s
	56,5	Instantâneo
Geração Distribuída	58,5	Acima de 10s
	57,5	Acima de 5s
	56,5	Instantâneo

Observa-se que a frequência não pode se manter abaixo de determinados valores durante um intervalo definido de tempo. A não consideração destes valores no corte de carga resultaria no desligamento destes geradores e por consequência em uma falha sistêmica.

Conforme apresentado na Tabela 7, a frequência apresenta um intervalo de tempo permitido para valores abaixo de 58,5Hz e 57,5Hz. Todavia, como apresentado na Tabela 5, o valor limite de ativação de uma etapa do corte de carga é 58,08Hz, consequentemente, o método implementado deve possuir um termo que monitore, apenas, o intervalo de tempo que a frequência se encontra abaixo de 58,5Hz.

O pseudocódigo apresentado na Figura 25 é implementado na execução do método adaptativo de alívio de carga proposto para impedir que a frequência se encontre abaixo do valor de 58,5 Hz (0,975 pu) durante 10s.

```

(1) Se  $f_{cot} < 0.975$  e  $int_t = 9s$ 
(2)    $desvio_{freq} = 0.975 - f_t$ 
(3)   Se  $deriv_t < desvio_{freq}$  e  $i \neq 2$ 
(4)      $P_{def\_adic} = 2H_{eq\_new} * (desvio_{freq} - deriv_t)$ 
(5)   fim
(6) fim

```

Figura 25: Pseudocódigo para impedir o retorno lento da frequência

Sendo:

int_t – Intervalo de tempo no qual a frequência se encontra abaixo de 58,5Hz (0,975 pu), em s;

f_t – Frequência do sistema quando o intervalo abaixo de 58,5Hz é de 9s, em pu;

$desvio_{freq}$ – Desvio de frequência entre 58,5Hz e f_t , em pu;

$deriv_t$ – Derivada da frequência no instante de medição de f_t , em pu/s;

i – Etapa do corte de carga;

P_{def_adic} – Corte adicional de carga para que a frequência não se encontre abaixo de 58,5Hz durante 10s, em pu.

A Figura 26 apresenta a filosofia utilizada na formulação do pseudocódigo da Figura 25.

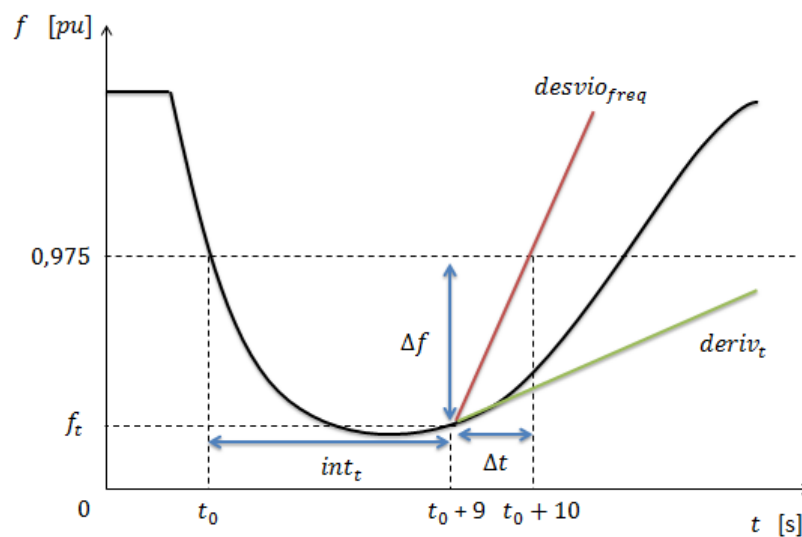


Figura 26: Filosofia do corte adicional de carga para acelerar a recuperação de frequência

Sendo:

t_0 – Instante que a frequência cruza o valor de 0,975pu, em s;

$t_0 + 9$ – Instante que a frequência sensibiliza a possível atuação de um corte adicional de carga, em s;

$t_0 + 10$ – Instante idealizado para o cruzamento da frequência para que as proteções de subfrequência dos geradores não atuem, em s.

Se a frequência de centro de inércia for menor que 58,5Hz (0,975 em pu) durante um intervalo de tempo igual a 9s, um corte de carga adicional para acelerar o crescimento da frequência pode ser executado. O cruzamento da frequência no instante desejado para que as proteções de subfrequência dos equipamentos não atuem é aproximado linearmente, ou seja, o sistema deve apresentar uma derivada que possibilite a eliminação do desvio de frequência ($desvio_{freq}$) em 1s. O corte adicional de carga só é realizado se a derivada observada ($deriv_t$) for menor que o desvio de frequência ($desvio_{freq}$) e se a segunda etapa de corte já foi realizada (ajuste de 58,5Hz), evitando rejeições desnecessárias de carga e uma ordem prioritária de atuação. Portanto, o corte adicional de carga é utilizado para mudar a derivada da frequência e acelerar sua recuperação, sendo desnecessário para impedir que a frequência continue a cair.

3.5.3 Fluxograma Completo do Método Proposto

As considerações apresentadas ao longo deste capítulo foram utilizadas para a proposta de um novo método adaptativo de alívio de carga.

O método proposto assume, simultaneamente, diferentes considerações apresentadas na literatura na elaboração de métodos adaptativos de alívio de carga, além de apresentar dois novos termos na execução do esquema, como a monitoração do limite de corte por barra de carga, assim como, a consideração do tempo de recuperação da frequência a sua faixa aceitável de operação.

A Figura 27 apresenta o fluxograma do método adaptativo de alívio de carga proposto com todas as considerações discutidas nas seções anteriores.

CAPÍTULO 4

REQUISITOS E DESAFIOS NA IMPLANTAÇÃO DOS MÉTODOS ADAPTATIVOS DE ALÍVIO DE CARGA

4.1 Introdução

Este capítulo trata dos requisitos necessários para a aplicação do método adaptativo de alívio de carga apresentado na Seção 3.5.3.

A utilização do conceito de sistema de monitoramento em ampla área (WAMS) é fundamental na implementação de esquemas de controle adaptativos, tais como os de alívio de carga. A Figura 28 apresenta uma estrutura básica de um WAMS.

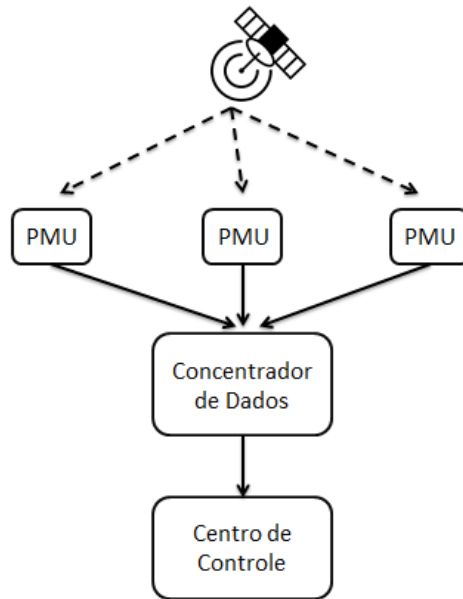


Figura 28: Estrutura básica de um WAMS

As unidades de medição fasorial (PMUs) são capazes de fornecer a magnitude e o ângulo de fase das correntes e tensão (de sequência positiva), em um referencial de tempo comum, no ponto de instalação. Os PMUs possibilitam a realização da monitoração da dinâmica da rede elétrica [2].

O concentrador de dados (do inglês *Phasor Data Concentrator* - 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 [25]. Os PDCs, através do processamento e do gerenciamento das informações, criam uma latência na comunicação. O intervalo de tempo entre a aquisição de medidas pelas PMUs, a comunicação e o processamento de dados pelos PDCs é da ordem de 30ms – 80ms [26].

Por fim, a aquisição dos dados pelo centro de controle permite a execução dos esquemas centralizados adaptativos de alívio de carga.

As PMUs devem promover a observabilidade total do sistema. Isto significa a possibilidade de estimação do módulo e do ângulo de fase das tensões e correntes em todas as barras e ramos da rede elétrica, respectivamente. A alocação das PMUs em todas as barras do sistema resultaria num custo elevado e em uma redundância de medição, portanto, propõe-se a utilização de técnicas de minimização associadas com estimação de estados, onde, simplificadamente, a função a ser minimizada é o número

de PMUs instaladas e a função restrição é que o sistema se mantenha totalmente observável [25].

O método adaptativo de corte de carga é uma proteção centralizada, sendo o desbalanço de potência e o local de corte calculados por meio dos dados de entrada do sistema de monitoração. Por outro lado, a rejeição de carga é realizada nos alimentadores das subestações, de forma que o controle centralizado deve possuir a capacidade de enviar o sinal de rejeição das cargas para os relés presentes nas subestações, exigindo um sistema de automação e comunicação, rápido, robusto e eficiente.

Os requisitos na utilização do WAMS na estimação do déficit de potência e dos métodos de distribuição do corte de carga são apresentados e analisados nas seções seguintes.

4.2 Requisitos na Estimação do Déficit de Potência

Os requisitos para a estimação do desbalanço de potência, segundo a equação (3.17), compreendem a monitoração da frequência de centro de massa, sua taxa de variação, a inércia das máquinas e a modelagem da carga.

O desbalanço estimado considera a taxa de variação da frequência de centro de inércia. Segundo as equações (3.2) e (3.3), é necessário saber quais máquinas síncronas estão em funcionamento, suas constantes de inércia, possibilitando o cálculo tanto da inércia equivalente quanto da frequência de centro de massa.

A estimativa das máquinas síncronas em operação, e as suas respectivas constantes de inércia, pode se dar por um sistema de monitoração, como o 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 na comunicação, na ordem de 2s - 4s [27], inviabiliza a sua utilização durante a execução do esquema de alívio de carga.

A frequência utilizada na equação (3.3) corresponde à velocidade de rotação das máquinas síncronas, medidas individualmente e sincronizadas, portanto o sistema WAMS é utilizado.

Os PMUs são capazes de estimar a frequência e a sua taxa de variação (do inglês *Rate of Change of Frequency* - ROCOF) na barra em que estão instalados, porém, um fator complicador é que quando considerado o sistema de medição fasorial, a frequência é definida como a velocidade de rotação dos fasores, sendo calculada como a derivada primeira do ângulo da barra [2]. Por consequência, a ROCOF é calculada como a derivada segunda. As medições são sensíveis à presença de conteúdo harmônico e ruído na forma de onda da tensão, e de descontinuidades provocadas pelas mudanças de estado na rede, como curtos-circuitos, abertura de linhas, ações de controle e proteção [26]. Existem na literatura [25] técnicas capazes de filtrar os sinais indesejados e de lidar com as descontinuidades na estimação da frequência e da ROCOF pelas PMUs, não sendo objetos de estudo neste texto.

As PMUs nas barras de carga podem ser utilizadas para monitorar as correntes e tensões no barramento, de forma a promover a modelagem da carga de acordo com a variação da tensão [8], permitindo a definição dos coeficientes α_i e β_i das equações (3.7) e (3.8) respectivamente, e monitorar a variação de tensão para a correção do desbalanço estimado.

A Figura 29 ilustra simplificada a aquisição de dados para a estimação do déficit de potência.

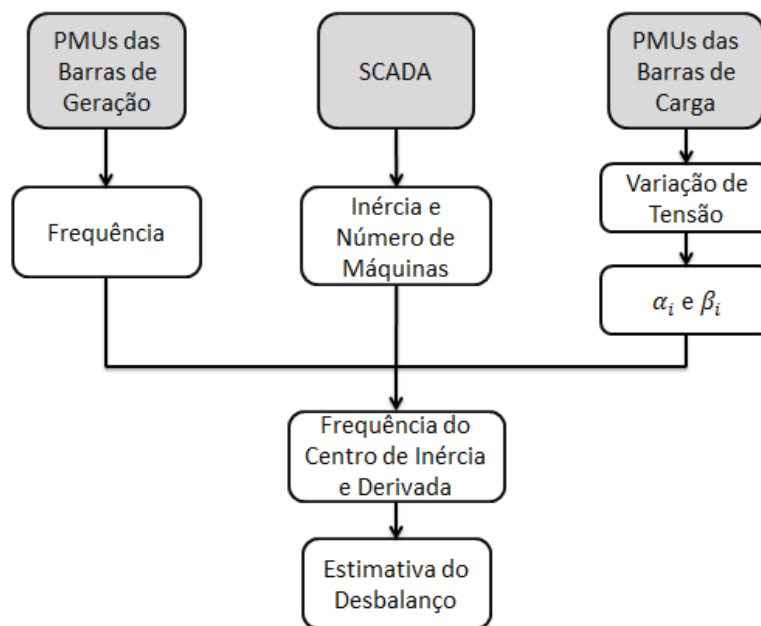


Figura 29: Aquisição de dados para a estimativa do desbalanço de potência

4.3 Requisitos na Distribuição do Corte de Carga

Nesta seção os requisitos da aquisição de dados para a implementação dos métodos de distribuição de alívio de carga, apresentados na Seção 3.3, são descritos.

A Figura 30 ilustra o esquema simplificado da aquisição de dados para a execução do método de distribuição AT.

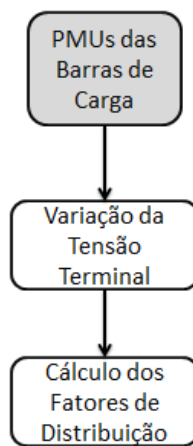


Figura 30: Aquisição de dados para a execução do método AT

A implantação do método AT é relativamente simples, quando comparada com os métodos RFP e SF. Para o cálculo dos fatores de distribuição do corte de carga é necessário o conhecimento da variação da tensão, antes e pós-distúrbio, nos terminais dos barramentos de carga, sendo tal informação provida pelas PMUS.

A Figura 31 apresenta a sequência esquemática para aquisição de dados para a implementação do método de distribuição RFP.

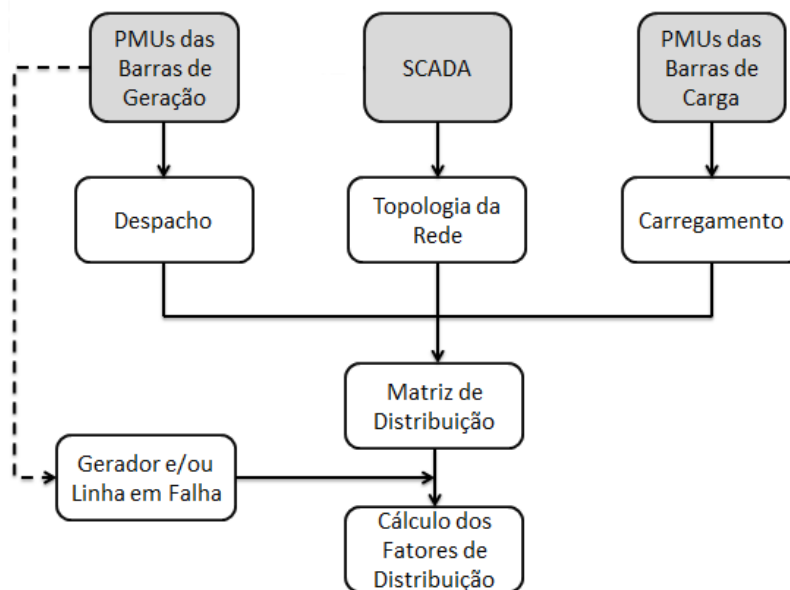


Figura 31: Aquisição de dados para a execução do método RFP

O sistema SCADA é utilizado em conjunto com o WAMS. O SCADA fornece os dados da topologia da rede, basicamente, as interligações existentes e o fluxo de potência. As PMUs das barras de geração e das barras de carga fornecem o despacho e o consumo de potência, respectivamente, por meio da monitoração dos fasores de tensão e corrente. O processamento dos dados permite a elaboração da matriz de distribuição de fluxos. As PMUS das barras de geração fornecem o estado da rede, informando a possível perda de geração (ou linha de interligação). Por fim, os fatores de distribuição podem ser calculados.

A Figura 32 apresenta a topologia do esquema de aquisição de dados para elaboração do método de distribuição SF.

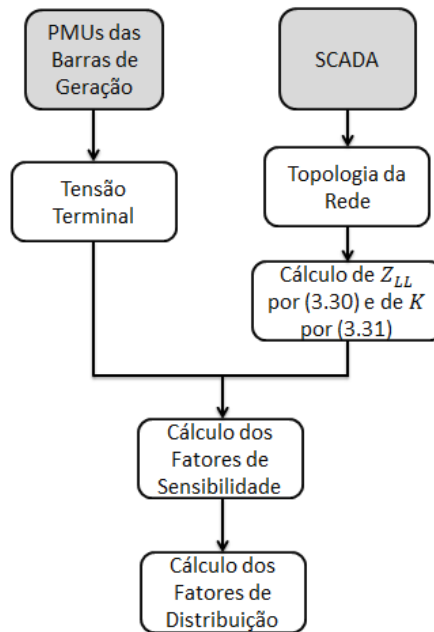


Figura 32: Aquisição de dados para a execução do método SF

O sistema SCADA fornece a topologia da rede para o cálculo da impedância própria Z_{LL} e da matriz de transformação K , 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.

Uma importante análise a ser realizada diz respeito ao instante de obtenção de cada informação, em relação ao instante de ocorrência do distúrbio t_0 , na execução dos métodos de distribuição, conforme apresentado na Tabela 8.

Tabela 8: Instante de aquisição de informações por método de distribuição

Método	Instante de Aquisição de Informações
AT	t_0^- e t_0^+
RFP	t_0^-
SF	t_0^+

O método AT necessita das informações da rede elétrica pré e pós-distúrbio para a sua execução. O método RFP necessita das informações da rede em um instante anterior ao evento que ocasionou desbalanço de potência. O método SF é utilizado após o distúrbio de potência, com a configuração da rede no momento do corte de carga.

Com relação à aquisição de dados, o método AT se mostra como o de mais simples execução, pois os métodos RFP e SF necessitam de informações em conjunto entre o sistema SCADA e WAMS, lidando com um processamento de dados maior e operações matemáticas mais custosas computacionalmente.

Com relação ao instante de aquisição de dados, o método SF se mostra com vantagem sobre os demais, necessitando de armazenamento menor de informações. O método AT e, principalmente, o RFP precisam armazenar dados da rede elétrica constantemente, para serem empregados no caso de um possível distúrbio.

CAPÍTULO 5

SIMULAÇÕES E RESULTADOS

5.1 Introdução

A implementação do método apresentado na Figura 27 foi realizada na *toolbox* para análises de sistemas de potência – PSAT (do inglês *Power System Analysis Toolbox*) do Matlab®. O PSAT é um *software* gratuito e *open source*, com ampla utilização acadêmica em diversos países [28], contando com rotinas de fluxo de potência, análise de bifurcação, fluxo de potência ótimo, análise a pequenas perturbações, simulação no domínio do tempo, entre outras [28].

A justificativa pela escolha do PSAT deve-se a sua possibilidade de permitir ao usuário que reproduza uma lógica de programação, baseada em “condições e ações” no domínio do tempo, através de um carregamento de um arquivo de perturbação.

A Figura 33 ilustra o fluxograma simplificado do bloco de integração no domínio do tempo do PSAT.

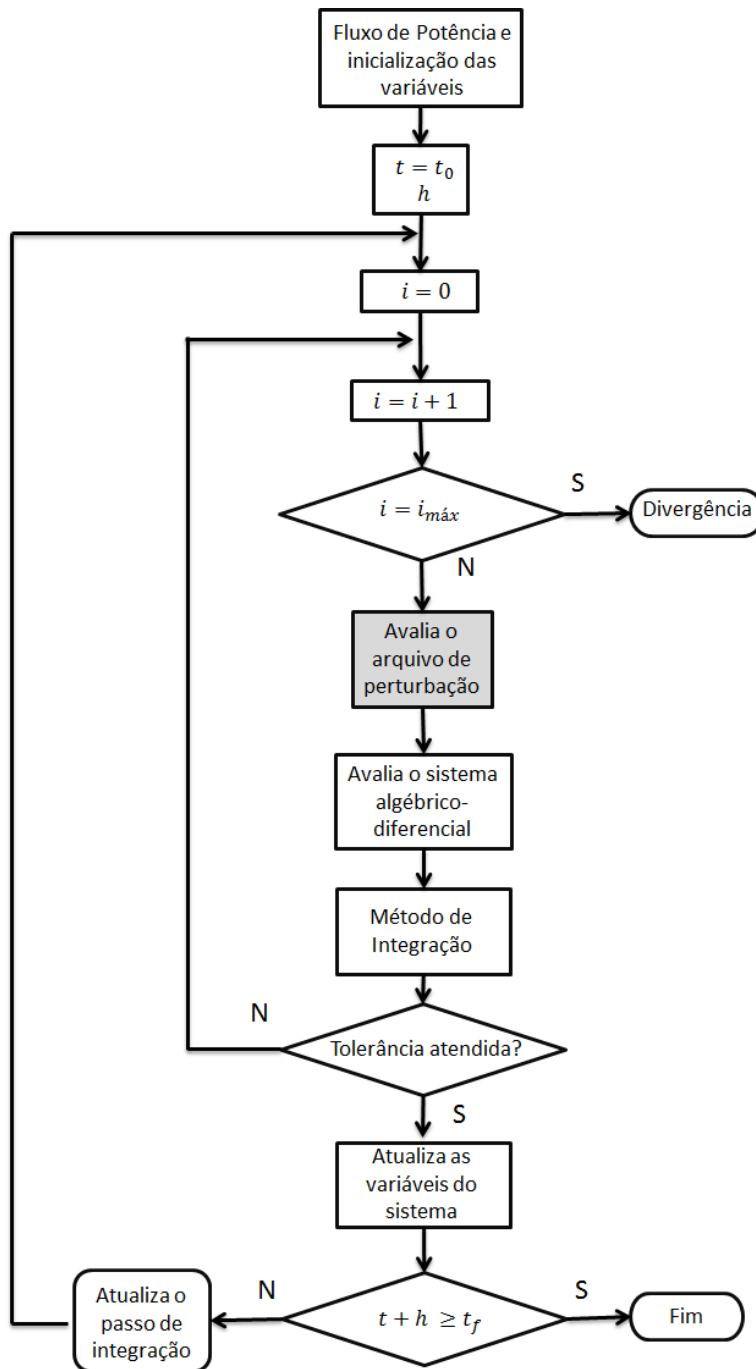


Figura 33: Fluxograma do bloco de integração no domínio do tempo

Sendo:

t – Instante de tempo, em s;

h – Passo de integração, em s;

t_f – Instante de tempo final da simulação, em s;

i – Interação do processo de resolução do sistema;

$i_{m\acute{a}x}$ – Número máximo de interaces do processo de resolução do sistema.

Como observado na Figura 33, o arquivo de perturbação é avaliado a cada passo de integração, permitindo ao usuário a aquisição das variáveis da rede elétrica e a liberdade de elaboração de diversas lógicas de atuação, dentre elas, métodos adaptativos de alívio de carga.

Como mencionado na Seção 3.5, o método adaptativo de alívio de carga proposto nesta dissertação compreende uma junção de métodos existentes na literatura e com algumas novas considerações. A importância de cada consideração apresentada no Capítulo 3, e assumida no fluxograma da Figura 27, será avaliada em três diferentes sistemas, sendo eles:

- Microrrede, baseada no sistema modificado IEEE 13 *Node Test Feeder* [7];
- Sistema modificado IEEE 39 Barras *New England* [29];
- Sistema modificado IEEE 118 Barras [29].

5.2 Aplicação no Sistema Modificado IEEE 13 *Node Test Feeder*

O diagrama unifilar do sistema modificado IEEE 13 *Node Test Feeder*  apresentado na Figura 34.

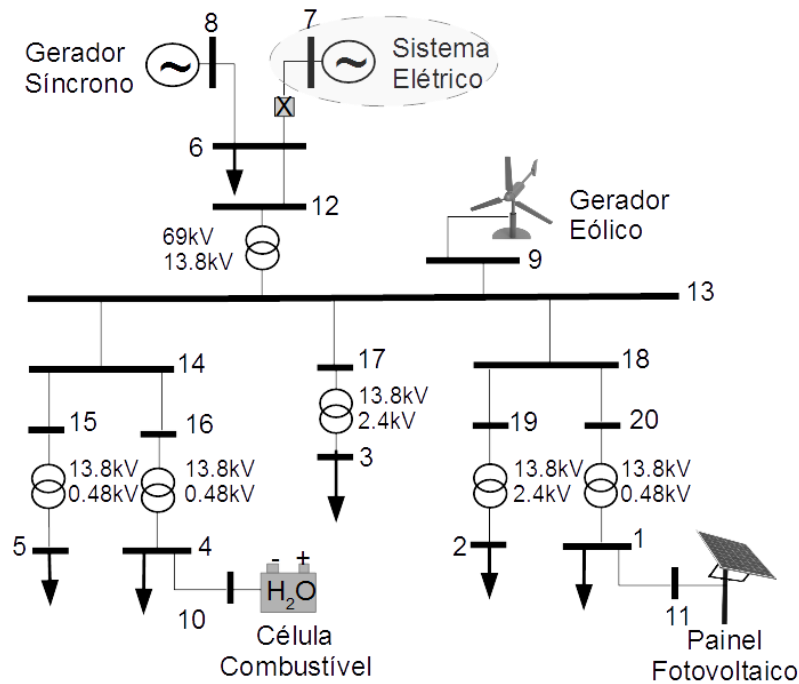


Figura 34: Sistema Modificado IEEE 13 Node Test Feeder

O objetivo da utilização deste sistema na análise dos métodos adaptativos de alívio de carga é demonstrar os desafios encontrados na manutenção da frequência em sistemas com geração distribuída (GD), após um possível ilhamento da rede principal.

Sistemas de distribuição ilhados, geralmente apresentam baixa inércia devido ao possível número reduzido de máquinas síncronas e do tipo de geração dos empreendimentos de GD. Conforme mencionado na Seção 3.2, sistemas com baixa inércia são mais sensíveis às variações de potência na rede elétrica, fator complicador quando associado à intermitência da geração das fontes alternativas empregadas em GD, sobretudo a geração fotovoltaica e eólica. Portanto, neste cenário de alta sensibilidade às variações de frequência, a aplicação de um método de alívio de carga rápido, robusto e confiável pode ser essencial para a manutenção da frequência frente a distúrbios que ocasionem déficit de geração.

A Tabela 9 apresenta o carregamento do sistema em regime permanente.

Tabela 9: Carregamento do sistema IEEE 13 Node Test Feeder

Resultados do fluxo de carga				
Barra	Pgen (MW)	Qgen (MVAR)	Pload (MW)	Qload (MVAR)
Carga 1	-	-	0,3	0,17
Carga 2	-	-	1,5	0,6
Carga 3	-	-	3,2	1,0
Carga 4	-	-	0,7	0,3
Carga 5	-	-	1,5	-
Carga 6	-	-	4,0	-
Sistema Elétrico 7	3,0	1,24	-	-
Gerador Síncrono 8	4,534	1,24	-	-
Gerador Eólico 9	2,0	0	-	-
Célula Combustível 10	0,5	0,14	-	-
Painel Solar 11	1,5	0	-	-

Os parâmetros da rede elétrica (dados de linhas e transformadores) foram retirados da referência [7]. Os dados dinâmicos do gerador síncrono (17,5MVA), seu regulador de tensão e de velocidade podem ser encontrados em [6]. Os modelos elétricos para simulação dinâmica do gerador eólico, do painel fotovoltaico e da célula a combustível foram retirados da biblioteca de modelos do PSAT [28] e se encontram no Anexo A desta dissertação.

Apenas o gerador síncrono (Barra 8) exerce controle de frequência na microrrede. A turina eólica, o painel fotovoltaico e a célula a combustível operam com potência constante durante a simulação dinâmica.

5.2.1 Modelagem da Carga

Para efeitos de simulação, a carga possui suas parcelas, ativa e reativa, modeladas como impedância constantes. Implicando que os coeficientes α_i e β_i , das equações (3.7) e (3.8) respectivamente, sejam numericamente iguais a dois.

A Figura 35 ilustra o comportamento do déficit estimado pela equação (3.1) e o déficit corrigido pela equação (3.12), quando considerada a carga como impedância constante, ao ocorrer o ilhamento do sistema. O ilhamento é simulado por meio da abertura do

disjuntor de acoplamento da microrrede com o sistema equivalente, que liga as Barras 6 e 7 na Figura 34.

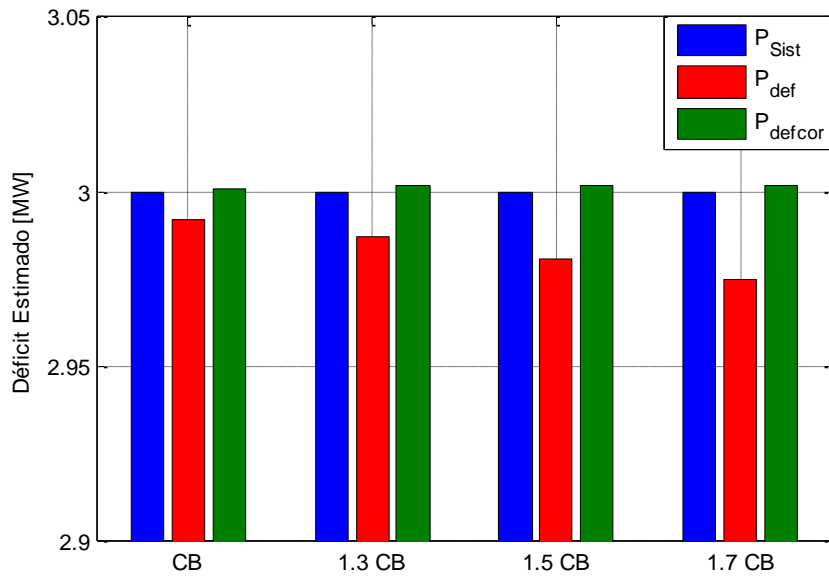


Figura 35: Influência do modelo da carga na estimação do déficit

Sendo:

P_{Sist} – Potência pré-distúrbio, fornecida pelo sistema, em MW;

P_{def} – Déficit estimado pela equação (3.1), em MW;

P_{defcor} – Déficit corrigido pela equação (3.12), em MW.

O resultado da Figura 35 foi obtido considerando o aumento do carregamento base (CB) do sistema com fator de potência constante, e intercâmbio de potência ativa pré-ilhamento invariável (o aumento de potência afundamento de tensão ocasionando ativa é provido pelo gerador síncrono). Ao ocorrer o ilhamento, o déficit de potência reativa provoca a queda do valor das cargas. Com o carregamento diminuído, a frequência apresenta uma taxa de variação menor. Este fato é nocivo à estimação do desvio de potência por (3.1), uma vez que o desequilíbrio estimado será menor que o real, e com a atuação do esquema de alívio de carga há a tendência do reestabelecimento das tensões pré-distúrbio e por consequência o aumento do carregamento, podendo tornar a atuação do corte de carga ineficaz.

A atuação do esquema de alívio de carga na microrrede será realizada para os seguintes casos, descritos em detalhes nas seções subsequentes:

- Ilhamento do sistema;
- Ilhamento do sistema seguido pela variação de despacho dos geradores de fontes alternativas;
- Ilhamento do sistema considerando a imprecisão da inércia equivalente do sistema;
- Ilhamento do sistema considerando atuação do método adaptativo de corte de carga *versus* método tradicional de alívio de carga.

O método de distribuição de corte de carga empregado em todas as simulações foi o método baseado na sensibilidade da frequência (SF).

5.2.2 Ilhamento do Sistema

O método proposto tem sua aplicação avaliada quando considerado o ilhamento da microrrede do sistema principal, ou seja, a abertura do disjuntor entre as Barras 6 e 7. Originalmente, o ponto de operação é caracterizado pela importação de 3MW pela microrrede.

A Figura 36 ilustra o comportamento da frequência de centro de inércia após o ilhamento no instante $t=0,1s$.

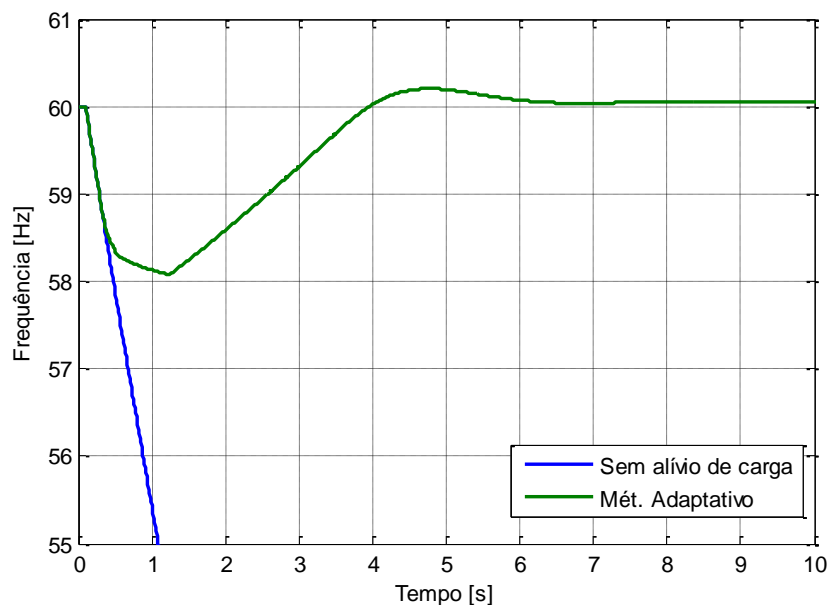


Figura 36: Frequência do sistema após o ilhamento

A Figura 36 mostra que após o ilhamento, a microrrede não possui a capacidade de manter a frequência do sistema sem um esquema de alívio de carga.

A Tabela 10 apresenta os resultados para a atuação do método adaptativo de alívio de carga.

Tabela 10: Resultados do alívio de carga para o caso da Figura 36

Déficit estimado (MW)	Erro Relativo (%)	1º Etapa de corte (MW)	2º Etapa de corte (MW)	3º Etapa de corte (MW)	4º Etapa de corte (MW)	Montante de carga rejeitado (MW)
2,977	0,7667	1,042	0,912	0,576	0,447	2,977

A Figura 37 ilustra o fator de distribuição de rejeição de carga na microrrede, quando considerado o método SF.

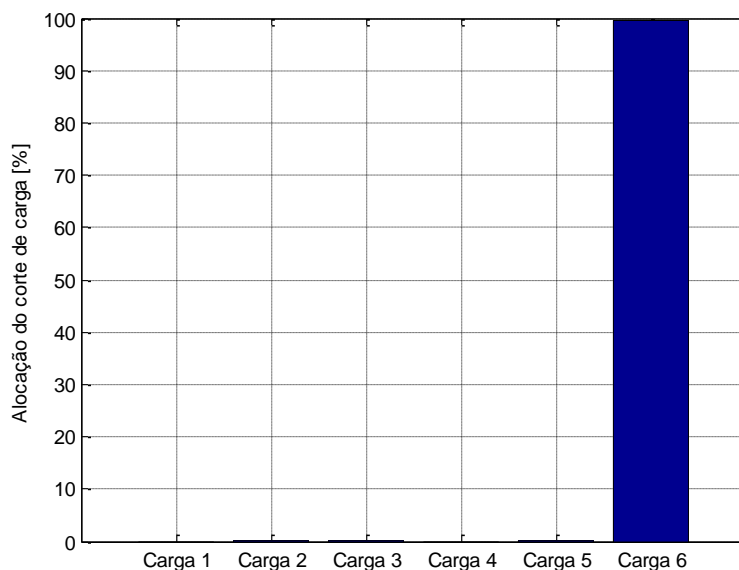


Figura 37: Alocação do corte por carga quando considerado método SF.

Praticamente todo o corte (99,52%) tende a ser alocado na carga presente na Barra 6, devido à sua proximidade elétrica ao único gerador (Barra 8) responsável pelo controle de frequência no sistema.

A resposta da frequência na Figura 36, para o caso com alívio de carga, apresenta um pequeno sobressinal. Esse fato mostra que o corte de carga foi maior que o necessário para manter a frequência dentro da faixa aceitável da Figura 1. O método proposto possui uma consideração do aumento de potência ocasionado pela geração do sistema, portanto, este sobressinal não deveria acontecer. Esta divergência é explicada pela inércia do sistema, que é drasticamente reduzida após a desconexão da microrrede com o sistema principal. Assim, ocorre o rápido decaimento da frequência e por consequência a atuação do método de alívio de carga. A atuação rápida do método de alívio de carga (~1,2s –Figura 36) não consegue observar o incremento de potência do regulador de velocidade do gerador síncrono, devido a sua atuação lenta, conforme apresentado na Figura 38.

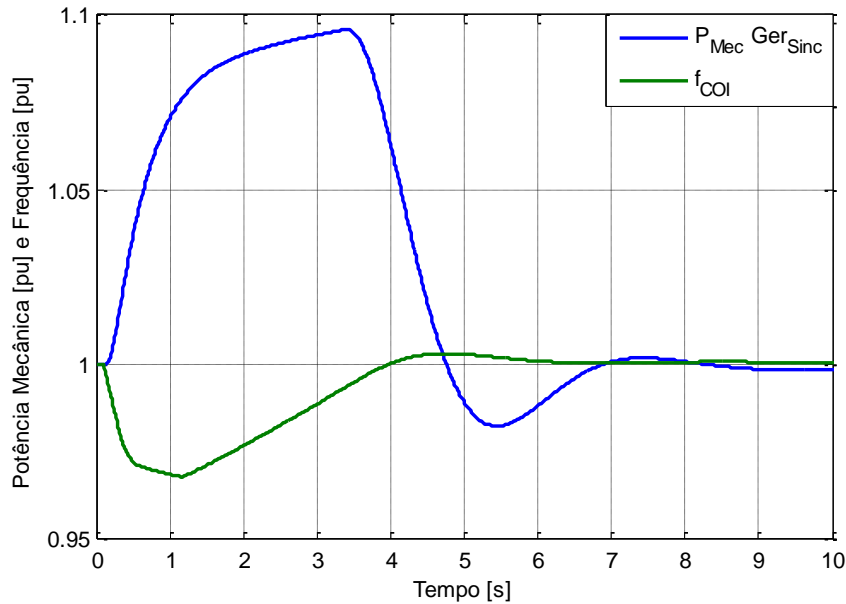


Figura 38: Frequência e despacho mecânico para o caso da Figura 36

Ao final da quarta etapa de corte ($t=1,19s$) do método adaptativo de alívio de carga, o regulador de velocidade do gerador síncrono aumentou, aproximadamente, 8% o valor da potência mecânica em relação ao despacho no momento do distúrbio, sendo incapaz de interromper o alívio de carga.

5.2.3 Variações do Despacho Durante o Corte de Carga

As considerações assumidas na Seção 3.2.3.2 com relação às variações do despacho ocasionadas pelas fontes alternativas de energia com fonte primária de potência intermitente são avaliadas nessa seção.

O distúrbio de inicialização do esquema de alívio de carga continuará sendo representado pelo ilhamento do sistema no instante $t=0,1s$. São representadas as variações de potência dos geradores eólico e solar, sem simultaneidade, durante a execução do método no instante $t=0,45s$.

Para ilustrar a importância da atualização do déficit de potência durante a execução do esquema de alívio de carga, dois métodos serão reproduzidos:

- Método similar ao apresentado em [8], ou seja, não considera variações do déficit estimado durante o corte de carga e nem sequer imprecisões no valor da inércia equivalente, denominado nas simulações LS1;
- Método proposto no fluxograma da Figura 27, denominado nas simulações como LS2.

5.2.3.1 Variação da Geração Solar

A Figura 39 ilustra o comportamento da frequência do centro de inércia da microrrede, quando utilizado dois métodos adaptativos distintos de corte de carga. No instante $t=0,45s$ ocorre a perda de $0,75MW$ de geração solar na Barra 11.

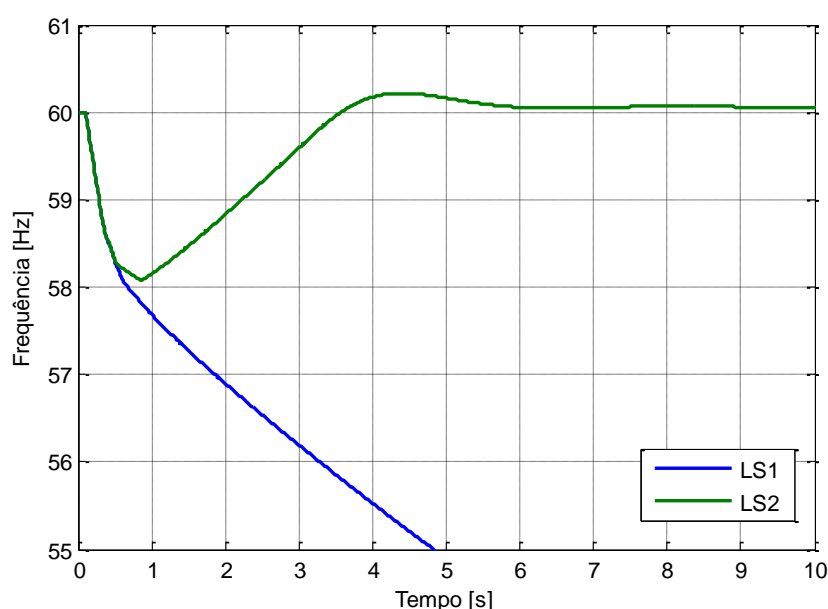


Figura 39: Frequência do sistema após o ilhamento e perda de geração solar

Conforme observado na Figura 39, o método LS1, que não considera variações do déficit estimado, é incapaz de proteger o sistema contra o afundamento da frequência. Em contrapartida o método LS2, através da monitoração da derivada da frequência, consegue observar, estimar e atualizar o valor de novos desequilíbrios durante a execução do corte de carga.

A Figura 40 apresenta a derivada da frequência para o caso da Figura 39. Observa-se a existência de um degrau negativo no instante $t=0,45s$ devido à redução da geração solar.

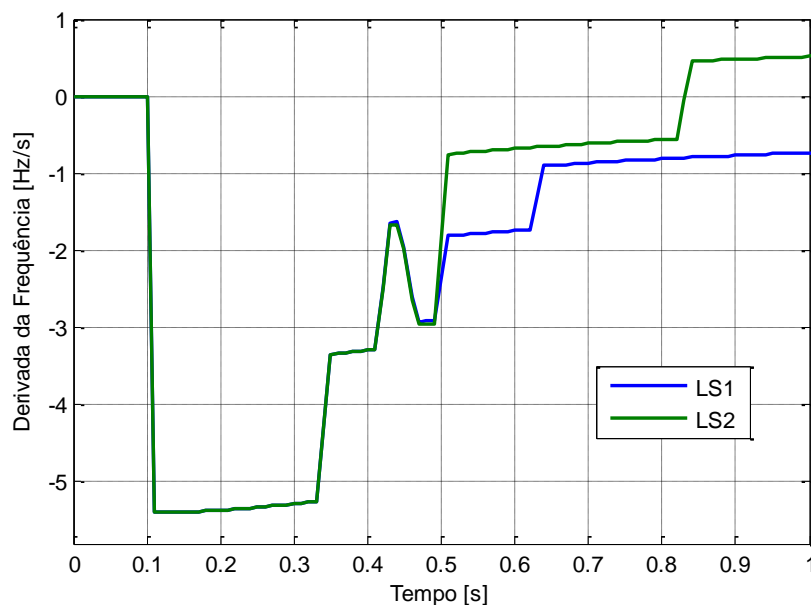


Figura 40: Derivada da frequência do sistema após o ilhamento e perda de geração solar

A Tabela 11 apresenta o resultado de execução do corte de carga para o caso da Figura 39.

Tabela 11: Resultados do alívio de carga para o caso da Figura 39

Esquema	Déficit estimado inicial (MW)	Déficit estimado atualizado (MW)	1º Etapa de corte (MW)	2º Etapa de corte (MW)	3º Etapa de corte (MW)	4º Etapa de corte (MW)
LS1	2,977	----	1,042	0,893	0,595	0,447
LS2	2,977	3,834	1,042	0,912	1,2685	0,6105

Como observado pela Figura 40 e pela Tabela 11 o déficit de potência ocasionado pela redução da geração solar ocorre entre a segunda e a terceira etapa do corte de carga. Até o instante de aplicação do evento de mudança da geração solar os métodos são relativamente iguais.

5.2.3.2 Variação da Geração Eólica

A Figura 41 apresenta o comportamento da frequência da microrrede ao ocorrer a perda total da geração eólica presente na Barra 9 (2MW) no instante $t=0,45s$, após o ilhamento do sistema.

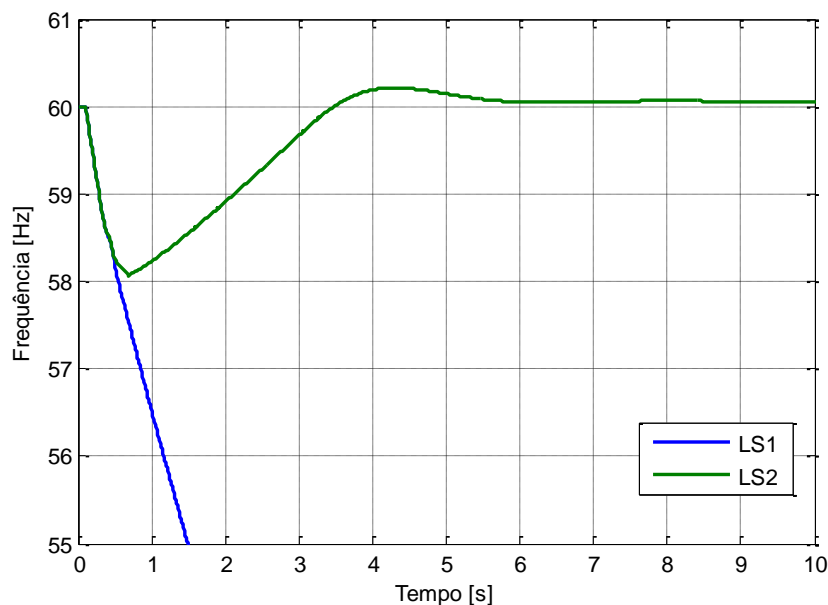


Figura 41: Frequência do sistema após o ilhamento e perda de geração eólica

Observa-se que o método adaptativo de alívio de carga LS2 é capaz de proteger o sistema contra o afundamento crítico de frequência.

A Tabela 12 apresenta o resultado de execução do corte de carga para o caso da Figura 41.

Tabela 12: Resultados do alívio de carga para o caso da Figura 41

Esquema	Déficit estimado inicial (MW)	Déficit estimado atualizado (MW)	1º Etapa de corte (MW)	2º Etapa de corte (MW)	3º Etapa de corte (MW)	4º Etapa de corte (MW)
LS1	2,977	---	1,042	0,893	0,595	0,447
LS2	2,977	5,133	1,042	0,912	2,356	0,823

Conforme apresentado na Figura 37, utilizando-se o método de distribuição SF, praticamente todo o corte deveria ser realizado na carga da Barra 6. Para o caso da Figura 41, o déficit estimado (5,133MW) é maior que a carga presente na barra (4MW), portanto, a utilização do limitador proposto na Seção 3.5.1 é essencial. A Figura 42 apresenta a alocação do corte de carga por etapa para o caso da Figura 41.

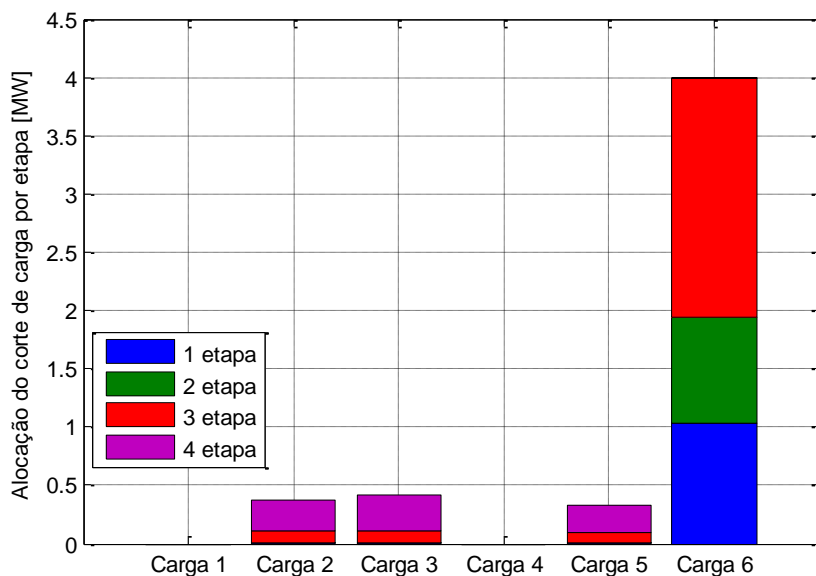


Figura 42: Alocação do corte de carga por etapa para o caso da Figura 41

5.2.4 Imprecisão na Inércia Equivalente do Sistema

O parâmetro do sistema elétrico com maior influência sobre a estimação do déficit de potência é a inércia equivalente das máquinas [7]. Portanto, é avaliada a consequência de uma consideração pouco acurada para o valor da inércia equivalente na estimativa do déficit de potência. Novamente, os métodos LS1 e LS2 serão comparados.

O comportamento da frequência de centro de inércia, quando considerada uma estimativa inicial para a inércia equivalente do sistema de metade do valor real, pode ser observado na Figura 43.

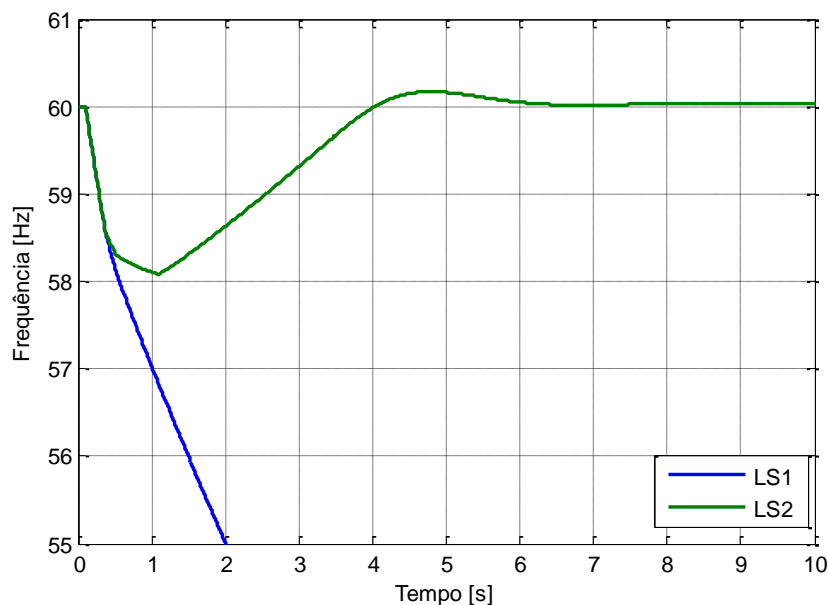


Figura 43: Frequência do sistema com imprecisão da inércia equivalente

O método LS1 não prevê a atualização e correção, tanto do valor da inércia do sistema quanto do déficit estimado. Por outro lado, o método LS2 é capaz de corrigir o valor da inércia após a aplicação de uma etapa de corte de carga, através de (3.15), e atualizar o valor do desvio de potência, através de (3.16).

A Tabela 13 apresenta o resultado de execução do corte de carga para o caso da Figura 43.

Tabela 13: Resultados do alívio de carga para o caso da Figura 43

Esquema	Déficit	Déficit	1° Etapa de corte (MW)	2° Etapa de corte (MW)	3° Etapa de corte (MW)	4° Etapa de corte (MW)
	estimado inicial (MW)	estimado atualizado (MW)				
LS1	1,489	---	0,521	0,446	0,298	0,224
LS2	1,489	2,953	0,521	1,392	0,594	0,446

Conforme observado na Tabela 13, ao considerar o valor da inércia equivalente a metade do valor real, o déficit estimado pelo esquema LS1 também será 50% menor, propagando o erro para as etapas seguintes do corte, invalidando a utilização do esquema. O método LS2 utiliza o valor inicial para uma primeira estimativa do desequilíbrio e, após o primeiro corte, o valor é corrigido. As etapas seguintes são

corrigidas de modo a obedecer ao critério estabelecido pela Tabela 5, onde a primeira etapa deve eliminar 35% do déficit estimado, a segunda 65%, a terceira 85% e por último todo o déficit estimado.

A Figura 44 apresenta o comportamento da frequência do sistema quando o método adaptativo de corte de carga LS2 é empregado considerando-se diferentes estimativas iniciais para a inércia do sistema.

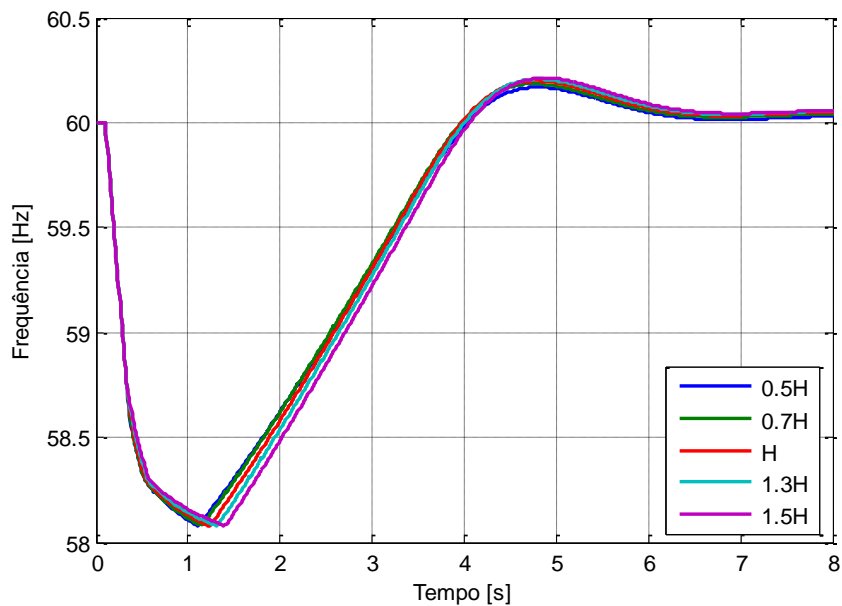


Figura 44: Frequência do sistema para diferentes estimativas de inércia equivalente

Pode-se afirmar, através da observação da Figura 44, que a eficácia do método LS2 é independente das variações da inércia do sistema.

A Tabela 14 apresenta os valores dados como estimativa inicial para a constante de inércia equivalente do sistema, para o caso da Figura 44, os valores atualizados pelo método adaptativo durante a execução do alívio de carga e o erro relativo em relação ao valor real da constante de inércia equivalente.

Tabela 14: Valores da constante de inércia equivalente para o caso da Figura 44

Estimativa para Constante de Inércia Equivalente (s)	Correção da Constante de Inércia Equivalente (s)	Erro Relativo (%)	
0,3H	1,26	2,5014	0,7395
0,5H	1,7639	2,5039	0,6373
H	2,52	2,5061	0,5531
1,3H	3,2761	2,5085	0,457
1,5H	3,78	2,51	0,3968

Os resultados apresentados na Tabela 14 ilustram a robustez do método em relação às variações da constante de inércia equivalente.

O corte de carga por etapa para o caso da Figura 44 é ilustrado na Figura 45.

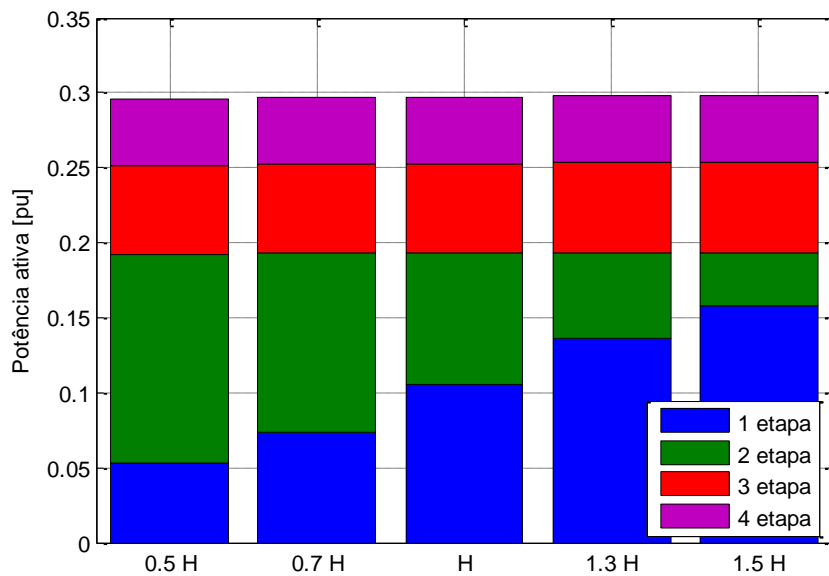


Figura 45: Etapas de corte por valor inicial da inércia equivalente

Observa-se que o método tende a manter a soma do montante das duas primeiras etapas de corte fixa (65% do déficit estimado). Valores de inércia menores que o real levam a um corte menor que o necessário na primeira etapa (déficit estimado menor). Em contrapartida, superestimar o valor da inércia acarreta um corte maior na primeira etapa. Uma estimativa relativamente excessiva para a inércia inicial pode levar a eliminação das etapas sucessivas de corte de carga e, em um caso mais extremo, a rejeição desnecessária de carga, conforme apresentado na Figura 46.

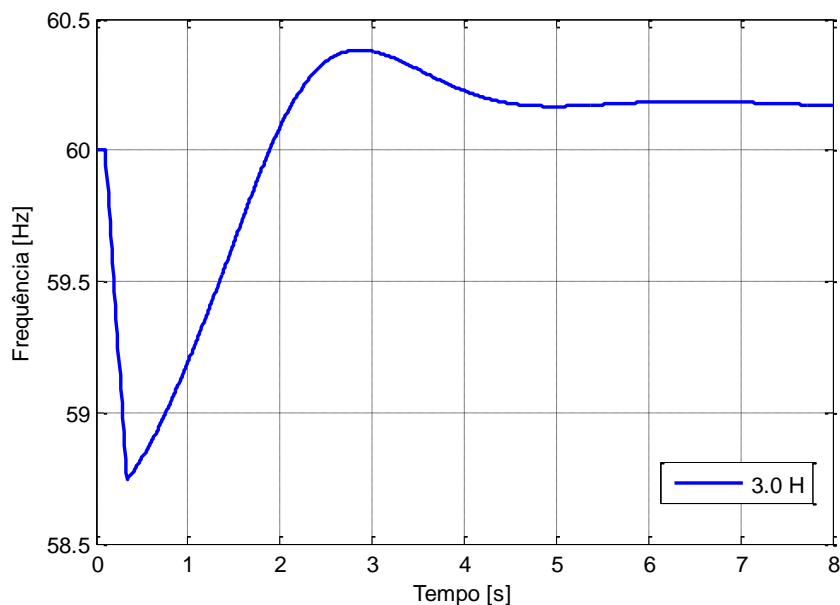


Figura 46: Frequência do sistema com inércia superestimada

A Tabela 15 apresenta o resultado de execução do corte de carga para o caso da Figura 46.

Tabela 15: Resultados do alívio de carga para o caso da Figura 46

Déficit estimado (MW)	1º etapa de corte (MW)
8,976	3,145

O método LS2 estima um déficit de potência aproximadamente três vezes maior que o real. Por consequência, na primeira etapa, é realizado um corte de carga maior que o necessário e a frequência do sistema apresenta um sobressinal.

5.2.5 Método Adaptativo *Versus* Método Tradicional de Alívio de Carga

O método adaptativo proposto nessa dissertação (Figura 27) foi comparado com um método tradicional de alívio de carga baseado nos ajustes do ERAC para as regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul do sistema brasileiro, conforme a Tabela 16.

Tabela 16: Ajustes para o método tradicional

Etapa	Ajuste (Hz)	Carga Rejeitada (%)
1°	58,5	14,5
2°	58,2	14,5
3°	57,9	17
4°	57,7	22
5°	57,5	22

A Figura 47 ilustra o comportamento da frequência do sistema quando aplicados os métodos de alívio de carga, após o ilhamento da microrrede, no instante $t=0,1s$.

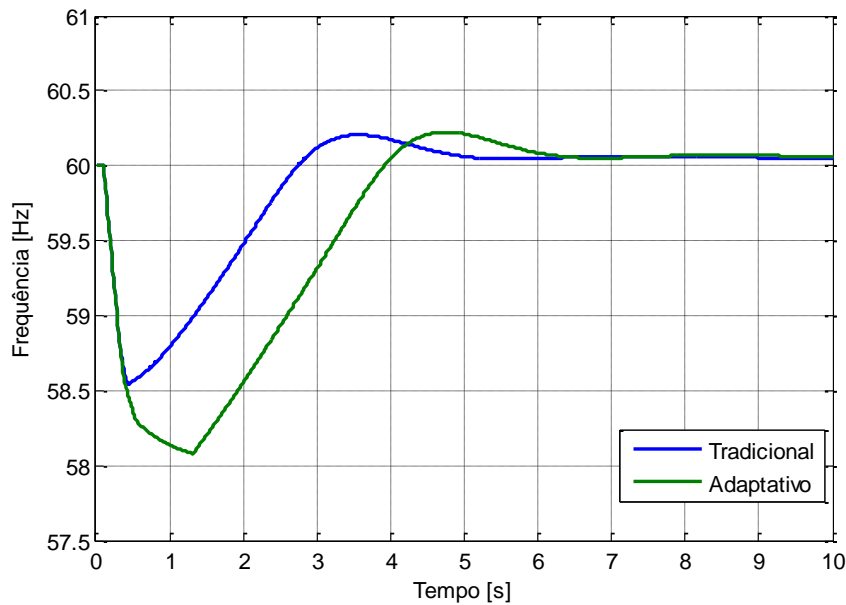


Figura 47 Método adaptativo versus método tradicional após o ilhamento

Ambos os métodos são capazes de proteger o sistema contra o afundamento da frequência. A Tabela 17 apresenta o montante de carga rejeitado nos dois esquemas.

Tabela 17: Montante cortado por método para o caso da Figura 47

Esquema	Montante Cortado (MW)
Tradicional	3,013
Adaptativo	3,086

Os dois métodos apresentaram pouca diferença entre os totais de carga rejeitados, sem significar que o método tradicional possua alguma capacidade de estimar o desbalanço

de potência. Este fato deve-se a proximidade de valores entre o déficit causador do afundamento de frequência e da carga cortada pelo método tradicional. O método adaptativo apresenta um maior afundamento de frequência, devido ao fato do montante estimado ser cortado em etapas, de forma a permitir que a regulação primária atue (impossibilitada na microrrede, ver Figura 38), ou seja, busca-se reduzir a atuação sobre o sistema.

A Figura 48 apresenta a comparação entre os métodos, adaptativo e tradicional, quando considerado o caso do ilhamento da microrrede seguido da perda de 0,75MW de geração solar na Barra 11, no instante $t=0,45s$.

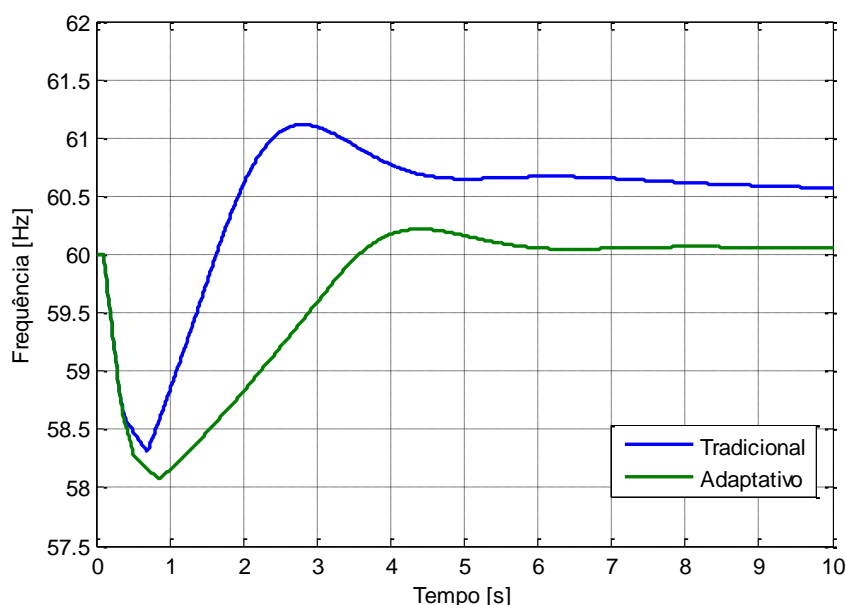


Figura 48: Método adaptativo versus método tradicional após o ilhamento e perda de geração solar

Observa-se novamente a capacidade de ambos os métodos de prevenirem o colapso de frequência. Entretanto, conforme apresentado na Tabela 18, o método adaptativo apresenta um corte de carga cerca de 13% menor sobre o sistema, diminuindo o sobressinal da frequência.

Tabela 18: Montante cortado por método para o caso da Figura 48

Esquema	Montante Cortado (MW)
Tradicional	4,405
Adaptativo	3,834

5.3 Aplicação no Sistema Modificado IEEE 39 Barras

Barras

A Figura 49 apresenta o diagrama unifilar do sistema modificado IEEE 39 Barras, também conhecido como *New England*. Este sistema é utilizado para a avaliação da aplicabilidade dos métodos adaptativos de corte de carga em um equivalente de rede de transmissão [29].

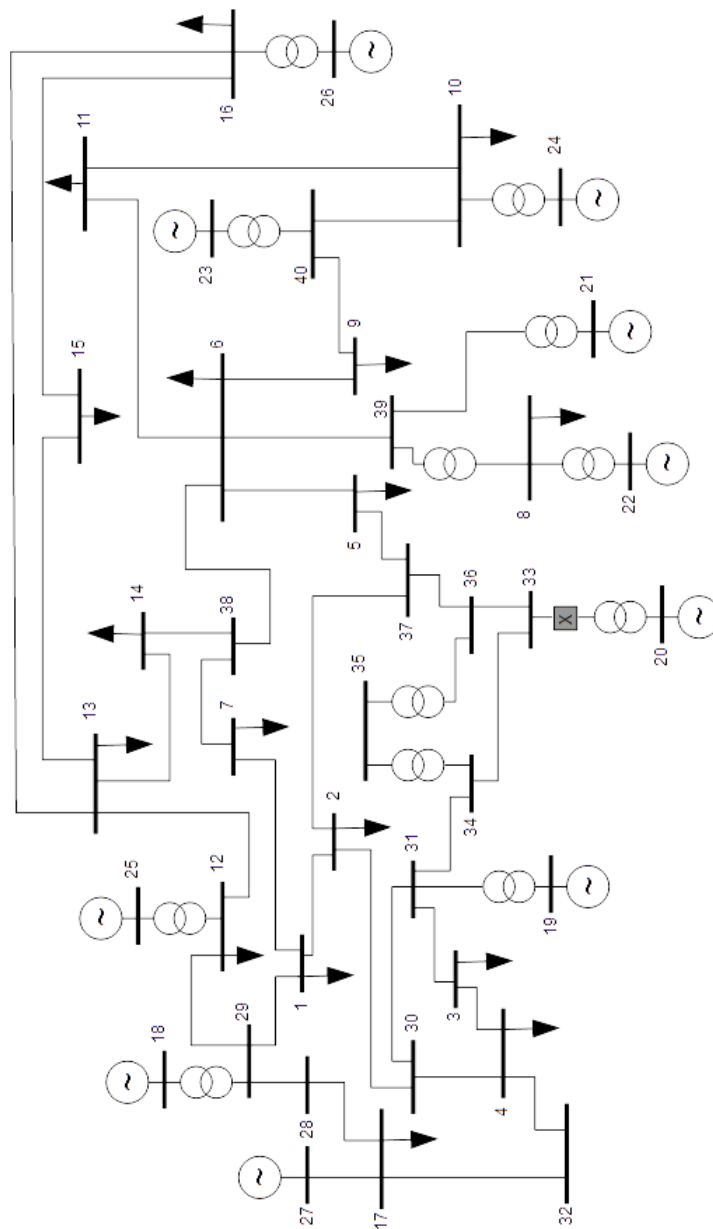


Figura 49: Sistema Modificado IEEE 39 Barras

A variação de frequência em um sistema de transmissão é completamente diferente da observada em sistemas ilhados, como a microrrede da Figura 34. Por trata-se de um sistema multimáquina, a inércia equivalente do sistema *New England* é maior do que a apresentada pelo sistema *IEEE 13 Node Test Feeder*, provocando excursões de frequências menores no sistema de transmissão do que na microrrede, para um mesmo desbalanço de potência. A Figura 50 ilustra o comportamento do desvio de frequência com relação ao déficit observado para o sistema *New England* e para a microrrede.

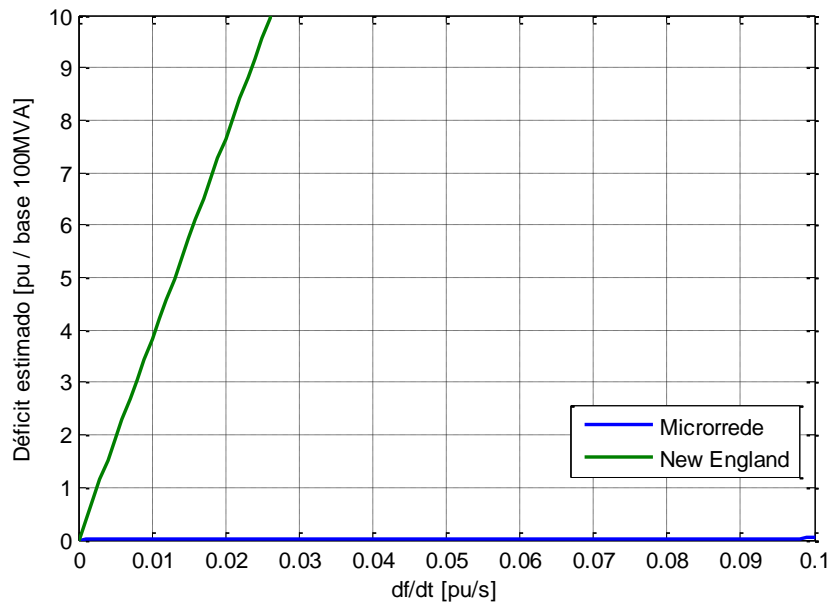


Figura 50: Característica $\frac{df}{dt}$ versus déficit observado

A Figura 50 foi obtida considerando-se a equação (3.1), ou seja, a dependência das cargas com a tensão conforme (3.12) é ignorada. Portanto, a relação entre o déficit observado em um sistema e a sua taxa de variação da frequência apresentada é proporcional à inércia do mesmo.

Os dados de fluxo de potência, parâmetros da rede elétrica e os dados para simulação dinâmica dos geradores, reguladores de tensão e velocidade foram retirados da referência [29]. O sistema IEEE 39 Barras original foi modificado para a aplicação simplificada do método de distribuição SF. A topologia e a numeração das barras foram alteradas, de tal forma que a equação da rede se apresente conforme (3.28), ou seja, com sub-redes de geração, carga e barras de interligação. Para isto, as barras que compartilhassem geração e carga foram separadas por meio da criação de barras fictícias e conectadas por meio de linhas com reatância desprezível, de maneira que o

resultado do fluxo de carga original não fosse alterado. Tal modificação aumentou o número de barras do sistema para 40.

O evento simulado, para ocorrência de subfrequência no sistema, foi a perda do gerador conectado à Barra 20 (Figura 49) no instante $t=0,1s$. No ponto de operação inicial, o gerador fornecia 650MW de potência ativa, aproximadamente 11% de toda a carga do sistema. Para que o sistema *New England* apresente um afundamento crítico de frequência, o caso base do fluxo de carga foi alterado de forma que o sistema apresente-se com carregamento próximo ao nominal do sistema, com capacidade de regulação de, aproximadamente, 316 MW.

O método proposto no fluxograma da Figura 27 é avaliado, sobretudo na utilização dos diferentes métodos de distribuição do alívio de carga no sistema. Em seguida, é analisada a necessidade de se monitorar o tempo de retorno da frequência à sua faixa de valores aceitáveis para regime transitório.

5.3.1 Avaliação dos Métodos de Distribuição de Corte de Carga

Nesta seção, almeja-se traçar as influências e diferenças, entre os métodos de distribuição do alívio de carga, nas grandezas elétricas do sistema.

A Figura 51 apresenta os fatores de distribuição de corte por barra de carga no sistema *New England*, quando aplicado os métodos apresentados na Seção 3.3, para o evento de perda do gerador da Barra 20.

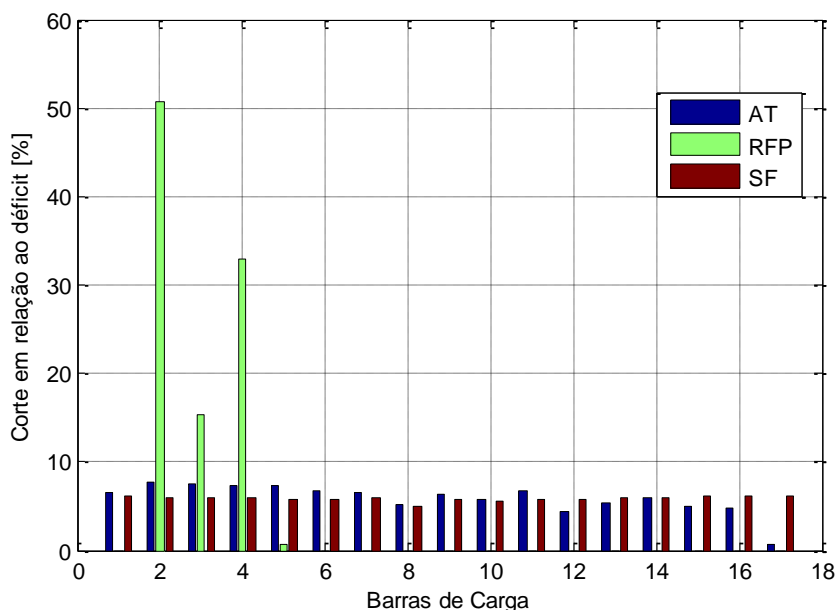


Figura 51: Distribuição do corte de carga por método

Conforme apresentado, o método de distribuição baseado no afundamento de tensão (AT) prioriza o corte nas barras com maiores variações relativas de tensão, buscando limitar o corte de carga na região próxima ao distúrbio. O método baseado no rastreamento do fluxo de potência (RFP) tende a concentrar o alívio nas cargas que eram alimentadas pelo gerador que causou o desbalanço de potência. Por sua vez, o método baseado na sensibilidade da frequência (SF) procura estabelecer o corte nas cargas eletricamente mais próximas aos geradores com as maiores capacidade de regulação de frequência.

Conforme observado na Figura 51, o método AT distribui o corte nas cargas de maneira quase uniforme, devido à severidade do evento ocasionar variações em todas as barras de carga. O método RFP concentra o corte somente nas Barras 2, 3, 4 e 5, por serem as barras alimentadas pelo gerador em falha, motivo pelo qual o corte pelo método AT ser ligeiramente maior nestas barras de carga. Assim como o método AT, o método SF distribui o corte de carga de maneira quase uniforme, porém diferentemente do método AT, isto se deve a similaridade assumida entre os modelos de geradores e reguladores de velocidade.

A Figura 52 ilustra o comportamento da frequência de centro de inércia do sistema quando o método de alívio de carga da Figura 27 é aplicado.

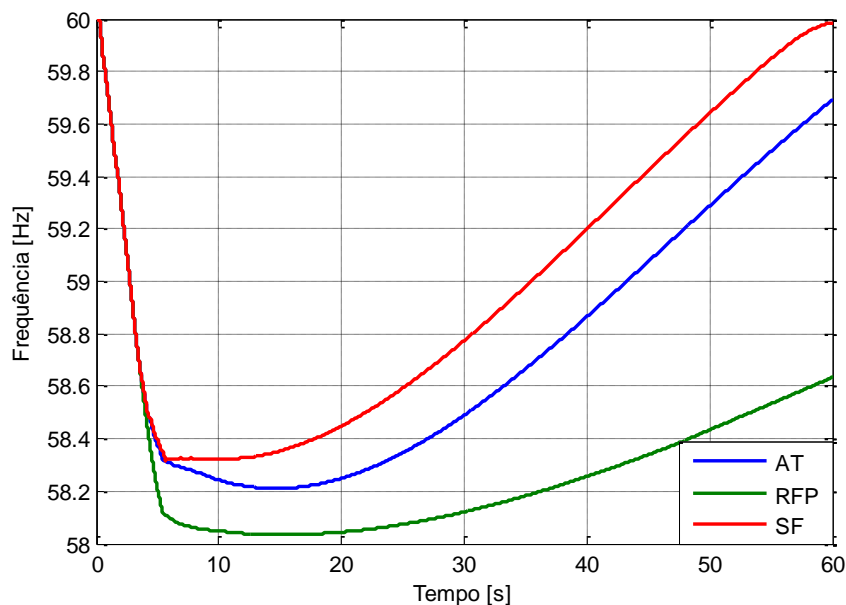


Figura 52: Frequência do sistema para diferentes distribuições de corte de carga

O déficit de potência estimado por todos os métodos é igual. A diferença observada na Figura 52 reside no montante cortado por cada método, conforme apresentado na Tabela 19.

Tabela 19: Desbalanço de potência e montante cortado por método de distribuição de alívio de carga

Método de Distribuição	Déficit Estimado (MW)	Montante Cortado (MW)
AT	666,24	566,30
RFP	666,24	666,24
SF	666,24	566,30

Os métodos AT e SF não necessitam cortar todo o déficit estimado para impedir o decaimento da frequência, devido à recuperação da frequência pelo incremento de potência do sistema. Pode-se observar que para o mesmo montante cortado, a frequência do sistema apresenta uma recuperação mais rápida para o caso com método SF, confirmando as considerações assumidas para o mesmo. O método RFP além de necessitar rejeitar todo o montante estimado como desbalanço para impedir o afundamento da frequência, apresenta a recuperação mais lenta dentre os três métodos avaliados. Para entender melhor este fenômeno, é interessante a análise de outras grandezas elétricas da rede. Por exemplo, a Figura 53 apresenta o fluxo de potência ativa entre as Barras 1 e 2 do sistema *New England* durante a execução dos esquemas de

alívio de carga. Segundo o método RFP, esta interligação é o principal elo de fornecimento de potência dos geradores conectados as Barras 18 e 25 para a carga na Barra 2.

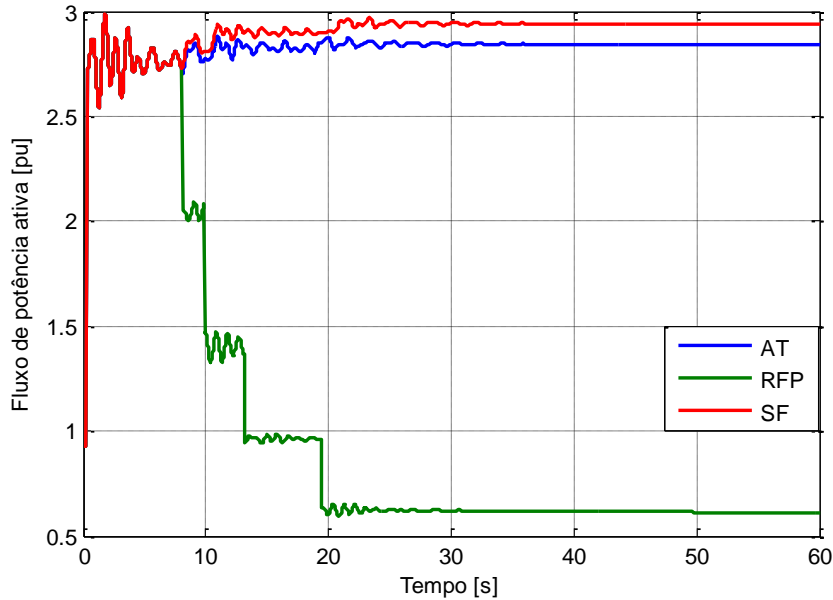


Figura 53: Fluxo de potência na interligação 1-2

Ao ocorrer a perda do gerador da Barra 20, o fluxo de potência ativa na interligação 1-2 tende a aumentar. Com a atuação do esquema com método RFP, o fluxo é reduzido pela rejeição da carga conectada à Barra 2. Este raciocínio pode ser estendido às outras barras de carga que são priorizadas na distribuição pelo método RFP (Barras 3, 4 e 5).

A redução do carregamento das linhas de interligação, em associação com a rejeição excessiva em algumas barras de carga provoca a elevação das tensões, conforme demonstrado na Figura 54.

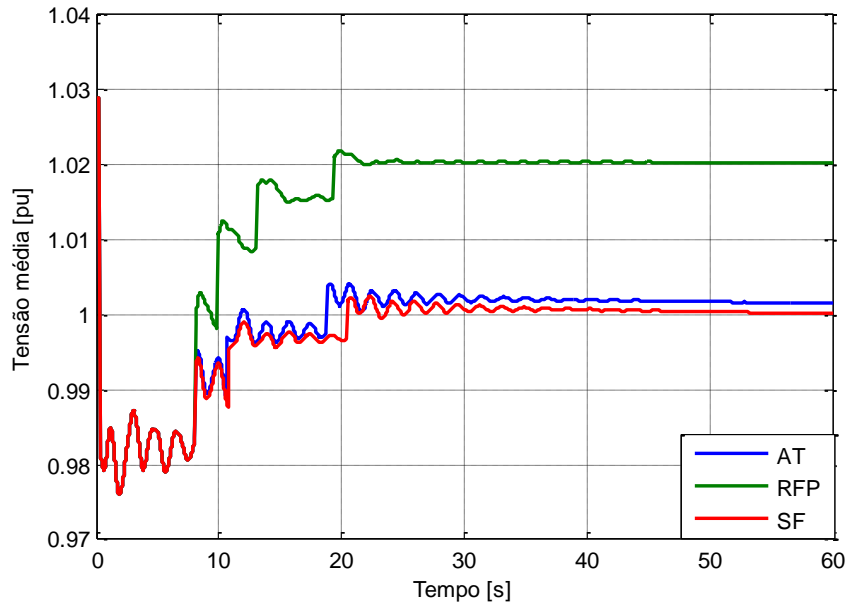


Figura 54: Tensão média em todas as barras de carga

A Figura 54 apresenta a tensão média das barras de carga no sistema *New England* quando aplicados o método adaptativo de alívio de carga com diferentes métodos de distribuição de carga. Observa-se que o método RFP promove uma elevação das tensões nas barras de carga. A dependência da carga com a tensão conforme (3.7) e (3.8) acarreta o crescimento do carregamento do sistema. Com isso, o método RFP necessita de um corte maior de carga para impedir o decaimento da frequência e apresenta uma recuperação mais lenta de frequência.

O fato da tensão, após a execução do esquema de alívio de carga com método RFP, se apresentar mais elevada que nos outros dois métodos de distribuição provoca uma ambiguidade na análise de qual método apresenta menor corte de carga para impedir o afundamento da frequência. Os valores apresentados na Tabela 19 foram obtidos somando-se os cortes de carga em cada etapa por método. A Tabela 20, por sua vez, apresenta uma análise por carregamento final.

Tabela 20: Carregamento inicial e final para o caso da Figura 52

Método de Distribuição	Carregamento Inicial (MW)	Carregamento Final (MW)	Diferença (MW)
AT	6080,4	5480,23	600,17
RFP	6080,4	5559,50	520,90
SF	6080,4	5466,03	614,37

Como os pontos de operação após a execução dos métodos não são os mesmos, considera-se o resultado apresentado na Tabela 19 como o mais aceitável para a análise de montante cortado por método.

5.3.2 Análise do Tempo de Recuperação da Frequência

Na Figura 52 pode-se observar que o método SF foi o que apresentou melhor resultado quando comparado o tempo de recuperação da frequência. A Figura 55 reproduz novamente o resultado obtido apenas para o método mencionado.

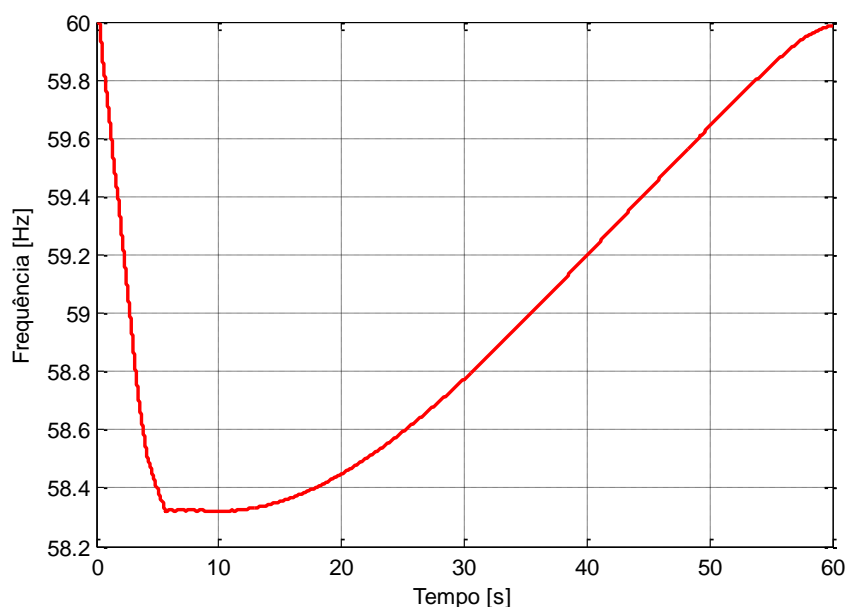


Figura 55: Frequência do sistema *New England* com método SF

Apesar de apresentar o menor tempo de retorno à faixa aceitável de operação (Figura 1) e impedir que o sistema entre em colapso pelo afundamento da frequência, o método adaptativo não possui uma consideração que aumente a taxa de variação da frequência caso esta apresente um retorno lento. Conforme apresentado na Tabela 7, caso a frequência do sistema se mantenha transitoriamente abaixo de 58,5Hz por 10s, as unidades de geração são desligadas por meio de suas proteções de subfrequência, ocasionando uma falha sistêmica. Para corrigir o problema supracitado, um corte de carga adicional é elaborado conforme descrito no pseudocódigo da Figura 25.

A Figura 56 ilustra o comportamento da derivada da frequência para o caso da Figura 55.

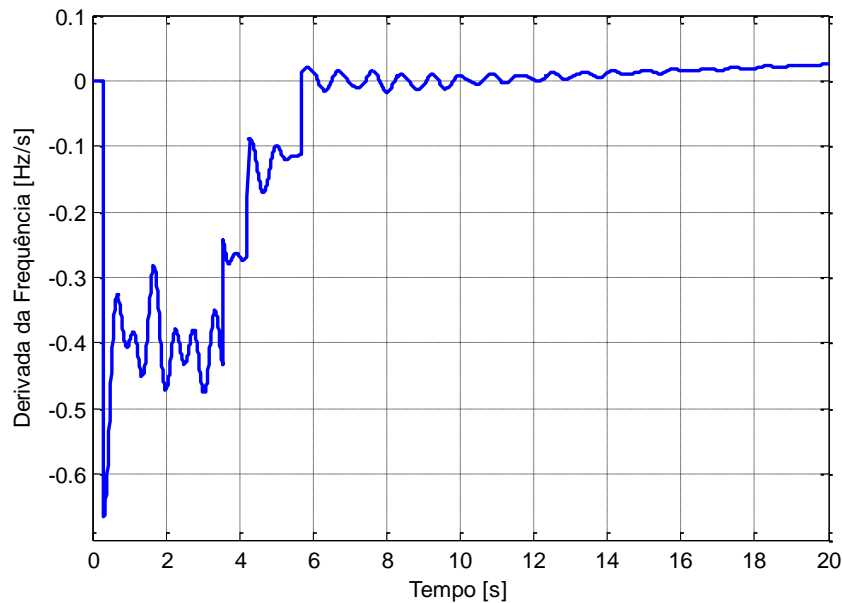


Figura 56: Derivada da frequência do sistema *New England* com método SF

Observa-se que, aproximadamente no instante $t=6s$, o método adaptativo foi capaz de anular a derivada de frequência do sistema e impedir o seu afundamento crítico. Todavia, devido à alta inércia e capacidade de regulação reduzida do sistema, o incremento positivo da taxa de variação é demorado, acarretando uma recuperação lenta da frequência.

Aplicando-se o método adaptativo da Figura 27 com o pseudocódigo da Figura 25 implementado, a derivada da frequência apresenta-se conforme ilustrado na Figura 57.

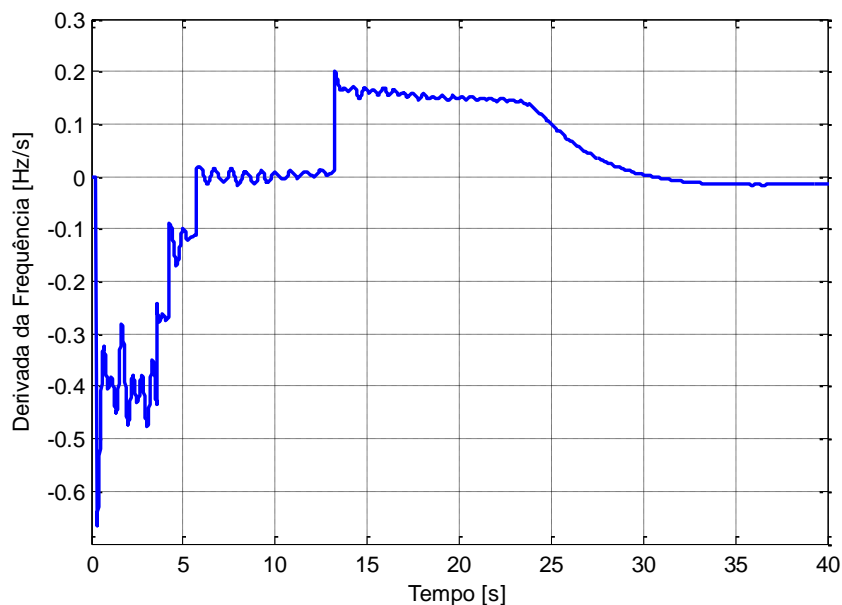


Figura 57: Derivada da frequência do sistema *New England* com método adaptativo temporizado

A Figura 58 apresenta a comparação da recuperação da frequência, quando considerada a perda do gerador da Barra 20, entre os esquemas de alívio de carga adaptativo, adaptativo temporizado (com consideração do tempo de recuperação) e tradicional.

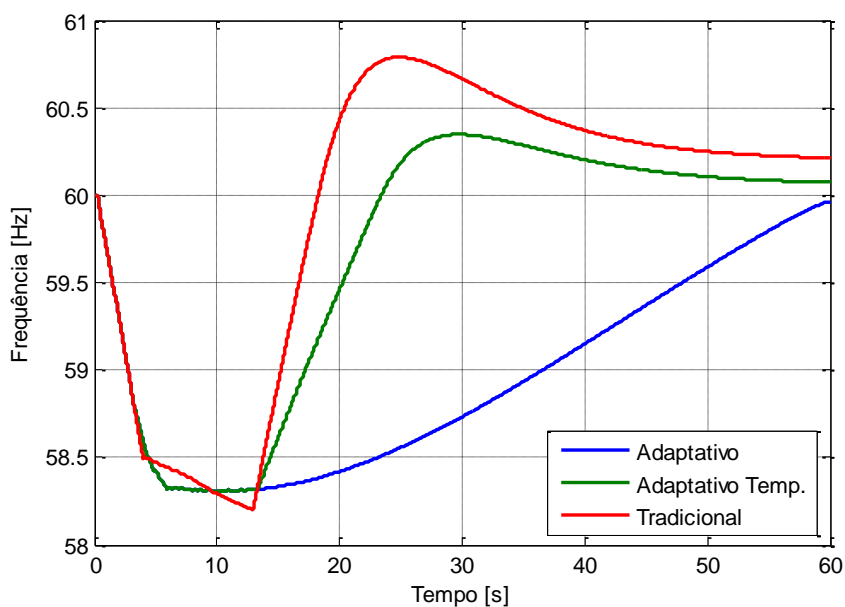


Figura 58: Método adaptativo *versus* método adaptativo temporizado *versus* método tradicional no sistema *New England*

A Tabela 21 apresenta os resultados do corte de carga para o caso da Figura 58.

Tabela 21: Resultados do corte de carga para o caso da Figura 58

Esquema	Montante Cortado (MW)	Sobressinal (%)
Adaptativo	566,30	0
Adaptativo Temp.	615,36	0,5786
Tradicional	821,46	1,3139

O método adaptativo temporizado apresenta-se em um meio termo entre o método adaptativo e o método tradicional. Se a condição de tempo de retorno não for sensibilizada, os métodos adaptativos e temporizado são iguais, conforme visto na Figura 58.

O corte de carga proposto é denominado adicional e adaptativo, pois:

- Corte adicional ao esquema de alívio de carga, desnecessário para impedir o afundamento da frequência;
- Adaptativo a qualquer contingência ou sistema.

A Tabela 22 apresenta os resultados da aplicação do método adaptativo com consideração do tempo abaixo de 58,5Hz, quando considerada a perda de cada gerador do sistema *New England* (sem simultaneidade), em comparação com método adaptativo sem o pseudocódigo da Figura 25.

Tabela 22: Resultados para aplicação do método adaptativo temporizado no sistema *New England*

Perda de geração	Adaptativo (s)	Adap. Temp. (s)
Gerador 2	22,90	10,08
Gerador 3	18,58	9,99
Gerador 4	15,86	9,94
Gerador 5	11,82	10,00
Gerador 6	15,74	10,00
Gerador 7	33,07	9,92
Gerador 8	23,93	9,95
Gerador 9	30,95	9,84

Observa-se a capacidade do corte proposto de preservar o sistema de desligamentos das unidades geradoras pela atuação de suas proteções de subfrequência.

5.4 Aplicação no Sistema Modificado IEEE 118 Barras

A Figura 59 apresenta o sistema modificado IEEE 118 Barras. Este sistema é utilizado para ilustrar a robustez e eficiência da aplicação do método adaptativo de alívio de carga em um sistema de médio porte [29].

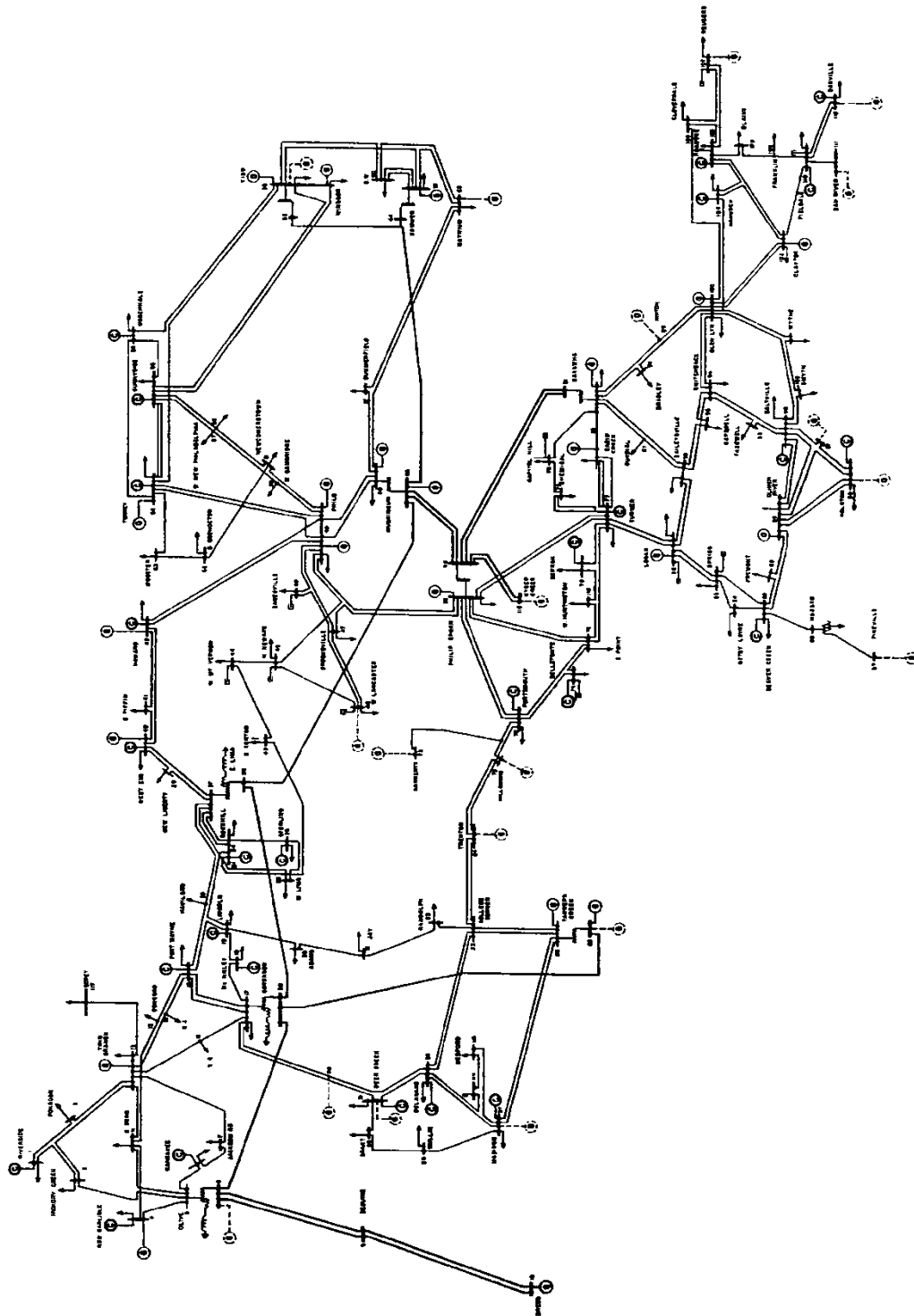


Figura 59: Sistema Modificado IEEE 118 Barras. Retirado de [29]

O sistema 118 Barras apresenta 19 geradores síncronos. Seus dados de ponto de operação, parâmetros da rede elétrica e modelos para estudos dinâmicos foram retirados da referência [29]. Conforme o sistema *New England*, o sistema 118 Barras foi modificado para a simplificação da atuação do método SF. As mesmas considerações

apresentadas para o caso do sistema 39 Barras foram realizadas, resultando no aumento do número de barras do sistema para 136, todavia sem alterar o ponto de operação original.

O evento causador do desbalanço de potência é a perda dos geradores conectados às Barras 25 e 26 no instante $t=0,1s$. O déficit de potência causado pelo distúrbio é igual a 640,8MW. Os geradores restantes do sistema apresentam uma capacidade de regulação de frequência igual a 817,1MW.

O comportamento da frequência do sistema após o distúrbio é avaliado sem considerar nenhum método de alívio de carga (S/LS), a atuação de um método adaptativo sem o termo que monitora a regulação primária de frequência (S/AR – Seção 3.4), a atuação de um método adaptativo com o termo que monitora a atuação da regulação (AR) e a atuação do método adaptativo completo (AR & Temp), apresentado na Seção 3.5.3.

A Figura 60 apresenta os resultados obtidos para a frequência do sistema, quando considerados os métodos mencionados acima.

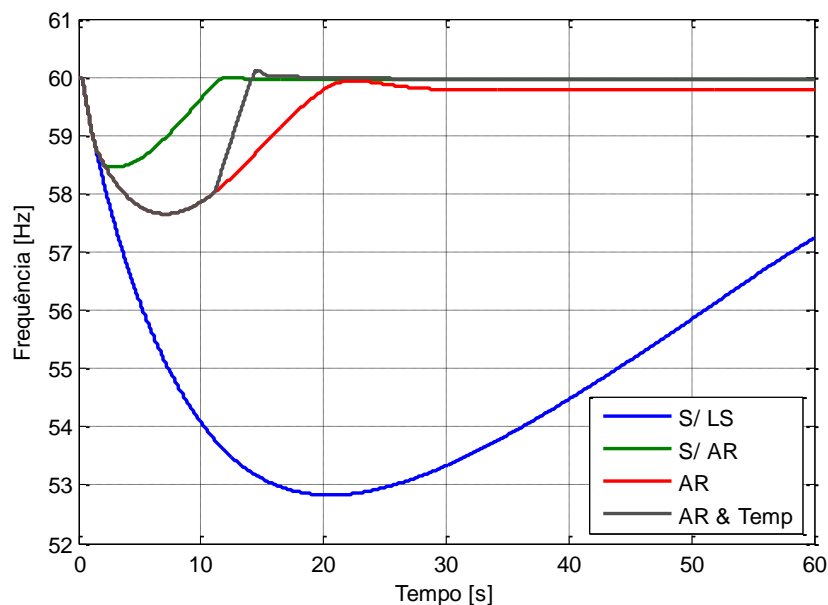


Figura 60: Frequência do sistema modificado IEEE 118 Barras para diferentes casos

Apesar dos geradores do sistema apresentarem a capacidade de aumentarem os seus despachos e compensarem o desbalanço provocado pelo distúrbio, é observado que o sistema sem um esquema de alívio de carga (S/LS) apresenta um afundamento transitório crítico de frequência (abaixo de 57Hz [12]), ocasionado pela severidade do

desequilíbrio e a resposta lenta dos reguladores de velocidade. A aplicação do método adaptativo, sem as considerações de monitoração da atuação da regulação primária (S/AR), mostrou-se capaz de proteger o sistema contra o afundamento da frequência, porém o montante cortado pode ser reduzido. O método adaptativo com as considerações realizadas na Seção 3.4 (AR) mostra-se capaz de proteger o sistema contra subfrequência e reduzir o corte de carga realizado em relação ao método anterior (S/AR), todavia o intervalo de tempo permitido, abaixo dos valores de frequência instituídos em [12] é violado. O método apresentado na Seção 3.5.3 (AR & Temp) mostrou-se capaz de impedir o colapso do sistema pela perda da estabilidade de frequência, contudo o valor do montante rejeitado de carga teve que ser aumentado para contorna-se o empecilho do tempo de retorno. A Tabela 23 apresenta o total da carga cortada por esquema empregado e o desbalanço estimado no caso da Figura 60.

Tabela 23: Montante cortado e desbalanço estimado para o caso da Figura 60

Esquema	Montante cortado (MW)
Sem alívio de carga	0
S/ AR	390,39
AR	232,48
AR & Temp	312,93
Déficit “Real” (MW)	640,8
Déficit Estimado (MW)	600,6

5.5 Avaliação da Latência na Atuação do Método de Alívio de Carga

As simulações realizadas nas seções anteriores consideraram a atuação instantânea do método adaptativo de alívio de carga. Conforme o fluxograma da Figura 33, o PSAT “lê” a lógica de atuação do método adaptativo e resolve o sistema algébrico-diferencial no mesmo passo de integração. Tal procedimento afasta a simulação realizada de um ambiente real de controle, uma vez que a atuação do método é sujeita a certa latência, conforme: o atraso de comunicação entre as PMUs e o centro de controle, o tempo de processamento das considerações assumidas na execução do método, o tempo de comunicação entre o centro de controle e as subestações e por último, o tempo de operação dos disjuntores dos alimentadores. Para simular esta latência é inserida uma

lógica de atuação com retardo em relação aos passos de integração da simulação no domínio do tempo.

A influência desse atraso será avaliada para dois sistemas distintos: a microrrede e o sistema IEEE 118 Barras.

Os eventos causadores do distúrbio de potência, para ambos os sistemas, são os mesmos apresentados nas análises em suas respectivas seções.

A Figura 61 e a Figura 62 ilustram o comportamento da frequência da microrrede e do sistema 118 Barras, respectivamente, quando considerado diferentes valores de atraso na atuação do método adaptativo de alívio de carga.

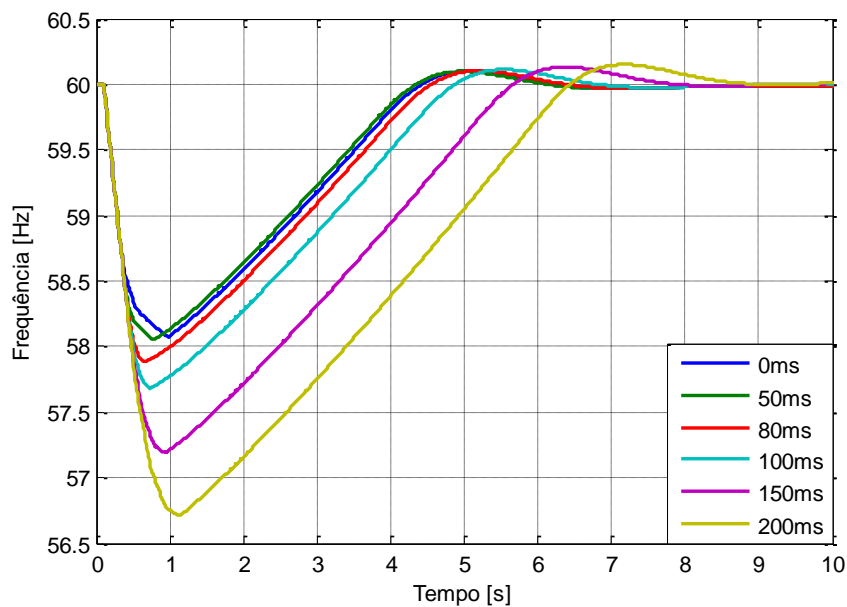


Figura 61: Frequência do sistema da Figura 34 para diferentes valores de atraso

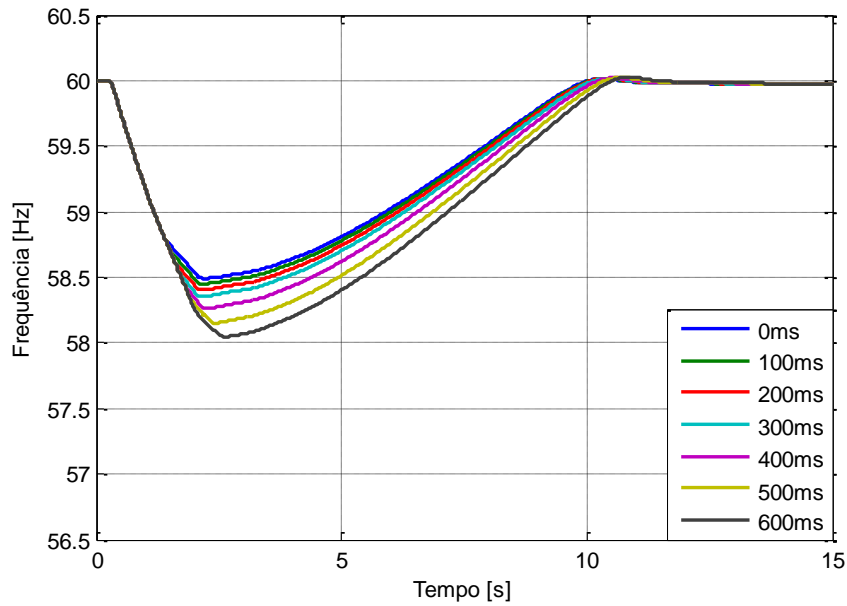


Figura 62: Frequência do sistema da Figura 59 para diferentes valores de atraso

A microrrede mostra-se com maior sensibilidade ao tempo de atuação do método de alívio de carga devido à sua maior sensibilidade às variações de frequência do que o sistema 118 Barras, devido à sua inércia reduzida.

A microrrede apresentou um tempo crítico (frequência acima de 57Hz) de latência na ordem de ~160ms, enquanto o sistema 118 Barras apresentou um tempo crítico na ordem de ~1800ms.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões

A proteção adaptativa de alívio de carga mostra-se como uma possível melhoria dos esquemas clássicos de corte de carga. A evolução dos sistemas de monitoração e aquisição de dados da rede elétrica, conforme o WAMS, capazes de acompanhar e reproduzir informações do estado dinâmico do sistema elétrico de potência, propiciam a atuação de esquemas de alívio de corte que exploram os limites de estabilidade da rede.

Os resultados obtidos neste trabalho vão de encontro ao objetivo almejado no Capítulo 1. Foi realizada a implementação, com sucesso, de um método adaptativo de alívio de carga, baseado em diferentes diretrizes presentes na literatura a respeito do estudo. A importância de cada consideração assumida na elaboração do método foi avaliada, através da simulação no domínio do tempo em diferentes sistemas.

A utilização do sistema modificado IEEE 13 *Node Test Feeder*, com inserção de fontes alternativas, foi essencial para exemplificar a atuação do método reproduzido em redes

com alta sensibilidade de frequência. A importância da correção do desbalanço de potência devido à dependência da carga com a tensão foi visualizada através da análise do cálculo do déficit de potência para diferentes carregamentos do sistema.

Os efeitos da possível mudança no déficit de potência durante a execução do corte de carga, exemplificadas pela intermitência das fontes alternativas, assim como a imprecisão da inércia equivalente puderam ser analisados, evidenciando a necessidade de o método adaptativo corrigir tais situações.

A limitação do alívio de potência por barra de carga proposta mostrou-se eficiente. A comparação entre o método adaptativo desenvolvido e um esquema tradicional de alívio de carga evidenciou o caráter mitigatório do método adaptativo em relação ao método tradicional, sobretudo na atuação sobre o sistema (corte de carga). Além de ilustrar a robustez e eficiência do método adaptativo, similar ao esquema tradicional.

O sistema modificado IEEE 39 Barras ou *New England* foi utilizado para exemplificar a reprodução do método adaptativo em um sistema equivalente de transmissão. Com a estimação do desbalanço de potência já consolidada através da aplicação do método na microrrede, o sistema *New England* foi utilizado para ilustrar as diferenças ocasionadas pelos métodos de distribuição do alívio de carga, apresentados na literatura. A afirmação de qual método de distribuição de alívio de carga apresenta o melhor desempenho técnico depende das grandezas elétricas em estudo. O método baseado no afundamento da tensão (AT) mostrou-se eficiente e robusto quando aplicado no sistema, possuindo um desempenho mediano entre os outros dois métodos simulados. O método baseado no rastreamento do fluxo de potência (RFP) mostrou-se com o pior resultado quando considerado o tempo de retomada da frequência, contudo apresentou o melhor perfil de tensões após a execução do esquema de alívio de carga, sendo indicado para aplicações de corte de carga baseado em subfrequência e subtensão. O método baseado na sensibilidade da frequência (SF), em relação às mudanças nas cargas, mostrou-se com o melhor tempo de recuperação da frequência. Contudo, ao se considerar a simplicidade de implantação, menor esforço computacional e processamento de dados, o método AT mostra-se com superioridade em relação aos demais métodos.

A análise do tempo de recuperação da frequência evidencia a necessidade da existência do corte de carga adicional. A consideração proposta mostrou-se adaptativa a diferentes distúrbios no sistema.

A aplicação do método reproduzido no sistema modificado IEEE 118 Barras ilustrou a importância das considerações assumidas de: atuação da regulação primária e do tempo de subida da frequência.

Os sistemas IEEE utilizados e a reprodução no PSAT apresentaram a possível aplicabilidade, com sucesso, do método adaptativo de alívio de carga em sistemas de diferentes portes. Todavia, a análise da filosofia da atuação em tempo real evidencia a necessidade de melhoria nos sistemas de comunicação e processamento para a implementação do método, sobretudo em redes com alta sensibilidade de variação de frequência.

6.2 Trabalhos Futuros

Alguns pontos e questionamentos, na execução e aplicação dos métodos adaptativos, encontrados durante a elaboração deste trabalho não puderam ser respondidos ou avaliados, ficando as suas análises para trabalhos posteriores. Assim, propõem-se como trabalhos futuros os seguintes assuntos:

- Extensão dos métodos de distribuição do alívio de potência considerando a descontinuidade no corte de carga;
- Extensão dos métodos de distribuição do alívio de potência considerando indicadores econômicos e técnicos;
- Avaliação e elaboração de esquemas adaptativos de proteção em conjunto, como subtensão-subfrequência;
- Análise das variações transitórias na forma de onda da tensão na estimativa da frequência pelos PMUs;
- Avaliação da aplicação do método adaptativo de corte de carga proposto, em um ambiente de controle e proteção em tempo real.

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] 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.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] ANDERSON, P.M., FOUAD, A.A., *Power System Control and Stability*, 2 ed. NJ, John Wiley & Sons, Inc. 2003.
- [7] 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.
- [8] 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.

- [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] KUNDUR, P.S., *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, Inc. 1994.
- [12] 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.
- [13] PALENSKY, P., DIETRICH, D., “Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads”, *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 7, n. 3, pp. 381-388, Aug. 2011.
- [14] VIEIRA, X.F., *Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração*, 1 ed. RJ, Editora Campus. 1984
- [15] 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.
- [16] 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: Out. 2016
- [17] 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.
- [18] IEEE, *Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration*, IEEE Std. C37.117-2007, Aug. 2007.

- [19] 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
- [20] 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.
- [21] BIALEK, J., “Tracing the Flow of Electricity”, *IEE Proceedings-Generation Transmission Distribution*, v. 143, n. 4, pp. 313-320, July. 1996.
- [22] 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
- [23] 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
- [24] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, Procedimentos de Rede – Módulo 3 – Acesso às Instalações de Transmissão – Submódulo 3.6 – Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão, Versão vigente: Revisão 1.1, 2010.
- [25] PHADKE, A.G., THORP, J.S., *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. NY, USA: Springer, 2008
- [26] IEEE, *Synchrophasor Data Transfer for Power Systems Std*, IEEE Std. C37.118.2-2011, 2011.
- [27] BLUME, S.W., *Electric Power System Basics for the Nonelectrical Professional*, Second Edition. IEEE, Inc. John Wiley & Sons, Inc. 2017
- [28] PSAT – Power System Analysis Toolbox, Documentation for PSAT, version 2.1.8, Jan. 2013.
- [29] KIOS – Center for Intelligent systems & Networks, *Dynamic IEEE Test Systems*. Disponível em:

<http://www.kios.ucy.ac.cy/testsystems/index.php/dynamic-ieee-test-systems>.

Acesso em: Set. 2016.

ANEXO A

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 dissertação e presentes na biblioteca de dados do PSAT. São apresentados os sistemas algébrico-diferenciais utilizados na modelagem dos seguintes dispositivos:

- Gerador eólico;
- Painel fotovoltaico;
- Célula a combustível.

A.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:

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

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

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:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

A equação eletromecânica do gerador é dada como:

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

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

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

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

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

O torque mecânico é modelado conforme:

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

A potência extraída do vento é dada por:

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

O coeficiente de potência c_p é aproximado conforme:

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

Com:

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

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:

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

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

Sendo:

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

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:

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

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

Tabela A.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.
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

A.2 Modelagem para o Painel Fotovoltaico

O modelo utilizado para painel fotovoltaico nas simulações não possui controle da tensão terminal. A tensão na conexão com a rede é dada por:

$$v_d = -v \operatorname{sen}\theta \quad (\text{A.25})$$

$$v_q = v \operatorname{cos}\theta \quad (\text{A.26})$$

A injeção de potência no sistema é dada por:

$$p = v_d i_d + v_q i_q \quad (\text{A.27})$$

$$q = v_q i_d - v_d i_q \quad (\text{A.28})$$

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

$$\begin{bmatrix} i_d^{ref} \\ i_q^{ref} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_d & v_q \\ v_q & -v_d \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} p^{ref} \\ q^{ref} \end{bmatrix} \quad (\text{A.29})$$

As equações diferenciais do conversor são:

$$\dot{i}_d = \frac{i_d^{ref} - i_d}{T_d} \quad (\text{A.30})$$

$$\dot{i}_q = \frac{i_q^{ref} - i_q}{T_q} \quad (\text{A.31})$$

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

Tabela A 2: Parâmetros do painel fotovoltaico

Parâmetro	Descrição	Unidade
p^{ref}	Potência ativa de operação	MW
q^{ref}	Potência reativa de operação	Mvar
T_d	Constante de tempo do inversor de eixo d	s
T_q	Constante de tempo do inversor de eixo q	s

A.3 Modelagem para a Célula a Combustível

O funcionamento da célula a combustível é modelado através das equações abaixo:

$$\dot{p}_{H_2} = \left(\frac{q_{H_2} - 2K_r I_{dc}}{K_{H_2}} - p_{H_2} \right) / T_{H_2} \quad (\text{A.32})$$

$$\dot{p}_{H_2O} = \left(\frac{2K_r I_{dc}}{K_{H_2O}} - p_{H_2O} \right) / T_{H_2O} \quad (\text{A.33})$$

$$\dot{p}_{O_2} = \left(\frac{q_{H_2} - K_r I_{dc}}{K_{O_2}} - p_{O_2} \right) / T_{O_2} \quad (\text{A.34})$$

$$\dot{q}_{H_2} = \left(\frac{2K_r I_{dc}}{U_{opt}} - q_{H_2} \right) / T_f \quad (\text{A.35})$$

$$V_{dc} = (-V_{dc} - R_{dc}I_{dc} + N_0 \left(E_0 + \frac{R\Theta}{2F} \ln \left(\frac{p_{H_2} \sqrt{p_{O_2}}}{p_{H_2O}} \right) \right)) / T_\varepsilon \quad (A.36)$$

Utilizando a célula a combustível com controle de potência constante, a corrente I_{dc} é dada por:

$$I_{dc} = \left(\frac{S_n p_{ref}}{V_{dc}} - I_{dc} \right) / T_e \quad (A.37)$$

A conexão com a rede é assumida ser feita por um conversor ideal e por um transformador com reatância x_T . A tensão do lado CA é regulada pela modulação de amplitude m do inversor, conforme:

$$\dot{m} = \frac{K_m(v_{ref} - v) - m}{T_m} \quad (A.38)$$

As potências na rede CA são dadas por:

$$p = \frac{v_t v}{x_T} \text{sen}(\theta_t - \theta) = \frac{V_{dc} I_{dc}}{P_b} \quad (A.39)$$

$$q = \frac{v_t v}{x_T} \text{cos}(\theta_t - \theta) - \frac{v^2}{x_T} \quad (A.40)$$

Sendo:

$$v_t = \frac{k m V_{dc}}{V_b} \quad (A.41)$$

$$k = \sqrt{\frac{3}{8}} \quad (A.42)$$

Portanto:

$$\theta_t = \theta + \text{asin} \left(\frac{x_T I_{dc} V_b / P_b}{k m v} \right) \quad (A.43)$$

Finalmente:

$$q = -\frac{v^2}{x_T} + \frac{v_t v}{x_T} \sqrt{1 - \left(\frac{x_T I_{dc} V_b / S_b}{k m v} \right)^2} \quad (A.44)$$

A tensão de referência v_{ref} e o valor inicial da modulação de amplitude do inversor m_0 são inicializados com base no resultado do fluxo de potência, conforme:

$$m_0 = \frac{x_T}{v^0 k V_{dc} / V_b} \sqrt{p^{02} + \left(q^0 + \frac{v^{02}}{x_T}\right)^2} \quad (\text{A.45})$$

$$v_{ref} = v^0 + \frac{m}{K_m} \quad (\text{A.46})$$

A Tabela A 3 apresenta os parâmetros utilizados na modelagem da célula a combustível.

Tabela A 3: Parâmetros da célula a combustível

Parâmetro	Descrição	Unidade
T_e	Constante de tempo de resposta elétrica	s
T_{H_2}	Constante de tempo de resposta do fluxo de hidrogênio	s
K_{H_2}	Constante molar do hidrogênio	-
K_r	Constante	-
T_{H_2O}	Constante de tempo de resposta do fluxo de água	s
K_{H_2O}	Constante molar da água	-
T_{O_2}	Constante de tempo de resposta do fluxo de oxigênio	s
K_{O_2}	Constante molar do oxigênio	-
r_{HO}	Razão entre hidrogênio e oxigênio	-
T_f	Constante de tempo do processo de combustível	s
U_{opt}	Utilização ótima de combustível	-
R_{dc}	Resistência de perdas ôhmicas	Ω
N_0	Número de células em série	p.u.
E_0	Potencial padrão ideal	V
R	Constante dos gases	J/(mol K)
Θ	Temperatura absoluta do gás	K
F	Constante de Faraday	C/mol
T_ε	Constante de tempo de dinâmica da célula	s
p^{ref}	Potência de referência	p.u.
v^{ref}	Tensão de referência	p.u.
P_b	Potência CC base	MW
V_b	Tensão CC base	kV
x_T	Reatância do transformador	p.u.
K_m	Ganho do controle de tensão	-
T_m	Constante de tempo do controle de tensão	s