

Valmor Zimmer

**DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE
EVENTOS USANDO SINCROFASORES**

Dissertação submetida ao Programa de
Pós-graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Ildemar Cassana
Decker D.Sc.

Coorientador: Marcelo Neujahr
Agostini D. Eng.

Florianópolis
2013

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

Zimmer, Valmor

Detecção, Identificação e Localização de Eventos Usando Sincrofasores / Valmor Zimmer ; orientador, Ildemar Cassana Decker ; co-orientador, Marcelo Neujahr Agostini. - Florianópolis, SC, 2013.
151 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências

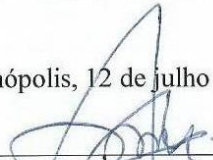
1. Engenharia Elétrica. 2. Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada. 3. Eventos em Sistemas Elétricos. 4. PMU. I. Decker, Ildemar Cassana. II. Agostini, Marcelo Neujahr. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Valmor Zimmer

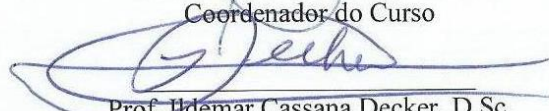
DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE EVENTOS USANDO SINCROFASORES

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina’.


Florianópolis, 12 de julho de 2013.



Prof. Patrick Kuo-Peng, D.Sc.
Coordenador do Curso

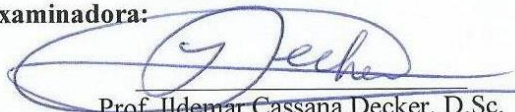


Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.
Orientador



Marcelo Neujahr Agostini, D. Eng.
Coorientador

Banca Examinadora:



Prof. Ildemar Cassana Decker, D.Sc.
Presidente



Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.



Prof. Daniel Dotta, D. Eng.



Prof. Flavio Antonio Becon Lemos, D. Eng.

Ao Deus criador e salvador, que me deu o dom da fé.

À minha esposa Cristiane que me apoia com amor.

Aos meus pais, Arno e Delci, que me educaram no caminho certo e somaram esforços para que eu chegasse até aqui.

*À minha irmã Valquíria que esteve ao meu lado desde
nossa concepção.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus que me abençoou com saúde, ânimo, paciência e sabedoria para superar as dificuldades.

À minha esposa Cristiane Friedrich Wendler, pelo seu amor, paciência e compreensão diante dos problemas que enfrentamos juntos.

Aos meus orientadores, professor Ildemar Cassana Decker e Marcelo Neujahr Agostini, cuja didática e conhecimento foram fundamentais no desenvolvimento deste trabalho.

Aos demais professores da Pós-Graduação, verdadeiros cientistas que visam a melhoria do sistema elétrico brasileiro, bem como da nossa nação.

Aos membros da banca, Antônio José Alves Simões Costa, Daniel Dotta e Flavio Antonio Becon Lemos, pelos comentários pertinentes sobre o trabalho.

Aos meus colegas do Projeto MedFasee, especialmente, Thiago Jeremias, Pedro César Cordeiro Vieira, Rodolfo Bialecki Leandro, Paulo André Sehn da Silva, Marcelo Azevedo Benetti, Fábio Matheus Mantelli e Geyson Brustollin, que direta e indiretamente me ajudaram neste trabalho.

Aos demais colegas de disciplinas do mestrado, bem como do LabPlan, pelo tempo que passamos em sólidas discussões sobre os mais variados temas.

Por fim, agradeço a CAPES pelo apoio financeiro.

“Tudo quanto fizerdes, fazei-o de todo o coração, como para o Senhor e não para homens, cientes de que recebereis do Senhor a recompensa da herança. A Cristo, o Senhor, é que estais servindo”

Colossenses 3.23,24

RESUMO

Na modernização dos sistemas elétricos, alguns conceitos inseridos no contexto de redes elétricas inteligentes tem se destacado. Um destes conceitos é o de Medição Fasorial Sincronizada, que permite a obtenção de medidas elétricas de tensão e corrente, com informações de magnitude e fase, obtidas em altas taxas de aquisição e referenciadas na mesma base de tempo, cuja representação é dada por sincrofases. Esta característica permite o monitoramento da dinâmica de sistemas elétricos, criando um novo paradigma para o monitoramento e controle da operação em tempo real. Na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), no âmbito do projeto MedFasee, implementou-se um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada instalado nas redes de baixa tensão do Brasil. O sistema é composto, atualmente, por 22 pontos de medição, instalados em universidades parceiras, e um concentrador de dados instalado na UFSC. Por meio deste sistema monitora-se o desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional (SIN) sujeito aos inúmeros eventos que o afetam diariamente. Alguns são imperceptíveis aos consumidores, causando apenas pequenas alterações em grandezas elétricas. Outros causam grandes impactos, levando a interrupções de carga, perda de geração e até mesmo blecautes, que resultam em prejuízos financeiros e sociais elevados. A rápida caracterização de eventos pode auxiliar a operação nestas condições, acelerando o diagnóstico e proporcionando uma visão global do problema ao operador. No presente trabalho são abordadas a detecção, a identificação e a localização destes eventos. Para isso, inicialmente são descritas as características dos sistemas de monitoramento de sistemas de energia elétrica e de sistemas de medição fasorial sincronizada, discute-se sobre o fenômeno de propagação de ondas eletromecânicas e são ilustrados os aspectos dos principais tipos de eventos que ocorrem em sistemas de energia elétrica. São descritas três metodologias que fornecem sinais adequados à detecção de eventos por meio da ultrapassagem de patamares preestabelecidos. Terminada a detecção, passa-se para a etapa de identificação de eventos, onde são classificados em perda de geração, interrupção de carga e evento local. Depois disso, é estimada a localização dos eventos sistêmicos por meio de metodologia que considera os atrasos de tempo de propagação e as coordenadas geográficas das PMUs. As metodologias são testadas em simulações e em casos reais. Os resultados demonstram que, para este tipo de análise os modelos devem representar o fenômeno de propagação de ondas

eletromecânicas e, em casos reais, é viável estimar a localização de eventos sistêmicos.

Palavras-chave: PMU, caracterização de eventos.

ABSTRACT

With the modernization of electrical power systems, some concepts of smart grids have been highlighted. Synchronized Phasor Measurement Systems is one of these concepts, which allows obtaining electrical measurements of voltage and current, with magnitude and phase information, obtained at high acquisition rates and referenced to the same time base, whose representation is denominated by Synchrophasors. This feature allows the monitoring of the dynamics of electrical power systems, creating a new paradigm for the monitoring and control of real-time operation. The Federal University of Santa Catarina (UFSC), under the project MedFasee, implemented a Synchronized Phasor Measurement System (SPMS) installed in low voltage networks in Brazil. The system consists currently of 22 measuring points installed at partner universities, and a data concentrator installed at UFSC. Through this system, the dynamic performance of Brazilian Interconnected Power System (BIPS) exposed to several events daily is monitored. Some events are imperceptible to consumers, causing small changes in the electrical quantities. However, other events cause severe impacts leading to load interruptions, generation loss and even blackouts, resulting in high financial and social losses. Thus, the rapid characterization of events can aid operation in these conditions, accelerating diagnosis and providing an overview of the problem to the operator. In this work the detection, identification and locations of events have been approached. Therefore, it initially describes the characteristics of monitoring of electrical power systems, SPMS, electromechanical wave propagation and main events that occur in electrical power systems. Three methodologies that provide appropriate signals to detect events which exceed the pre-established indices have been described. After detection, the events are classified as generation loss, load interruption and local event. Finally, systemic events locations are estimated using methodology that considers the propagation delay and geographical coordinates of PMUs. The methodologies are tested on simulations and real cases. The results demonstrate that, for this analysis, the models should represent the electromechanical wave propagation phenomenon, and that it is possible to estimate the location of systemic events.

Keywords: PMU, events characterization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Estados de operação de SEE (MONTICELLI, 1983)	32
Figura 2.2 – Estrutura básica de um SPMS	40
Figura 2.3 – <i>Site</i> de fasores do SPMS MedFasee BT (www.medfasee.ufsc.br) 42	42
Figura 2.4 – SPMS MedFasee CTEEP	44
Figura 2.5 – Classificação das aplicações de SPMS (SANTOS, 2008)	45
Figura 3.1 – Sistema teste IEEE – 9 barras (ANDERSON; FOUAD, 1977)	52
Figura 3.2 – Frequência durante a simulação de perda de geração	53
Figura 3.3 – Frequência durante a simulação de interrupção de carga	54
Figura 3.4 – Curto-circuito na LT 500 kV Miracema-Colinas.....	56
Figura 3.5 – Curtos-circuitos na LT 440kV Ilha Solteira-Água Vermelha	57
Figura 3.6 – Série de curtos-circuitos na LT 230kV Cabreúva- CBA seguidos de rejeição de carga (aproximadamente 480 MW)	57
Figura 3.7 – (a) Frequência do SIN durante a rejeição de carga no Maranhão (937 MW) (b) Detalhe do início do evento	58
Figura 3.8 – (a) Frequência do SIN durante a rejeição de carga no Rio de Janeiro (1490 MW) (b) Detalhe do início do evento	58
Figura 3.9 – Frequência do SIN durante a rejeição de carga em Minas Gerais (3960 MW) (b) Detalhe do início do evento.....	59
Figura 3.10 – Energia da oscilação sistêmica do SIN	60
Figura 3.11 – Frequência do SIN durante o regime de operação normal	61
Figura 3.12 – Espectro de frequências da oscilação sistêmica do SIN	61
Figura 3.13 – Perda de Geração (UHE Porto Primavera – 1350MW)	62
Figura 3.14 – Perda de Geração (UHE São Simão – 1700MW)	62
Figura 3.15 – Perda de Geração (UTE Candiota III – 215 MW)	63
Figura 3.16 – Desligamento de TR na SE Vila do Conde, PA.....	64
Figura 3.17 – (a) Desligamento da LT 525 kV Peixe 2 / Serra da Mesa 2 (b) Detalhe da oscilação eletromecânica.....	65
Figura 3.18 – Formas modais associadas a oscilação sistêmica.....	66
Figura 3.19 – Formas modais associadas ao modo N-S/SE	66
Figura 3.20 – Principais ilhas elétricas formadas no SIN	68
Figura 3.21 – Ilhamento do subsistema AC-RO (12,917 s)	69
Figura 3.22 – Ilhamento do subsistema AC-RO (15 min)	69
Figura 3.23 – (a) Oscilações sustentadas – UHE Cachoeira Dourada (b) Detalhe do início da oscilação (c) Espectro de frequências	71
Figura 3.24 – Atuações do ERAC do subsistema AC-RO	72
Figura 3.25 – (a) Redução de potência transmitida pelo Elo CC	73
Figura 3.26 – Atuações do ECE – Interligação Nordeste/Sudeste	74
Figura 3.27 – Mudança de tap de transformador ou de regulador de tensão (a) Tensões trifásicas (b) Detalhe da frequência	75
Figura 4.1 – Comportamento do módulo das tensões regime normal	78
Figura 4.2 – Comportamento de diferenças angulares	79
Figura 4.3 – Fluxograma da metodologia de detecção.....	81
Figura 4.4 – Frequência filtrada com FMM de 10 (a) e 20 pontos (b).....	83

Figura 4.5 – Frequência filtrada com FMM de 30 (a) e 40 pontos (b).....	83
Figura 4.6 – (a)Taxa de variação (b)Taxa de variação com janelas deslizantes	85
Figura 4.7 – Metodologia usando dois FMM (FMM-PF).....	86
Figura 4.8 – Resultados do uso do FMM-PF.....	88
Figura 4.9 – Frequências: medida (a) e estimadas com σv igual a 0 (b), 0,005 (c) e 0,05 (d).....	93
Figura 4.10 – Frequência Medida (a), Aceleração Angular estimada com $\alpha = 0.01$ (b), $\alpha = 0.1$ (c) e $\alpha = 1$ (d).....	94
Figura 4.11 – Frequência medida e Aceleração Estimada com $amax = 0.05$ (a), $amax = 0.5$ (b) e $amax = 1$ (c).....	95
Figura 4.12 –Frequência e aceleração angular estimada pelo FK.....	96
Figura 4.13 – Diferença entre a frequência mediada e estimada	97
Figura 4.14 – Frequência Medida e Estimada e Aceleração Angular Estimada	97
Figura 4.15 – Aceleração angular estimada no início da perturbação	98
Figura 4.16 – Frequência Medida (a), Sinais Indicadores fornecido pelo FMM-TV (b), FMM-PF (c) e FK (d).....	99
Figura 4.17 – Fluxograma do algoritmo de identificação de eventos	102
Figura 4.18 – Principais eventos detectados na perturbação.....	105
Figura 4.19 – Problema de Triangularização, adaptado de (TAO et al., 2007)	107
Figura 5.1 – Mapa Eletroenergético (Fonte: ONS).....	115
Figura 5.2 – Frequência e sinal indicador com 15 PMUs -Perda UHE Itaúba.	116
Figura 5.3 – Localização estimada do evento usando 15 PMUs.....	118
Figura 5.4 – Frequência e sinal indicador com 38 PMUs -Perda UHE Itaúba.	119
Figura 5.5 – Localização estimada do evento usando 38 PMUs.....	120
Figura 5.6 – Frequência e sinais indicadores (FK) -Interrupção de carga no MA	121
Figura 5.7 – Localização estimada do evento -Interrupção de carga no MA...	122
Figura 5.8 – Frequência e sinal indicador (FK) -Interrupção de carga no RS..	123
Figura 5.9 – Tensão trifásica na UNIPAMPA durante a interrupção de carga	123
Figura 5.10 – Localização estimada do evento -Interrupção de carga no RS ..	125
Figura 5.11 – Frequência nos instantes iniciais da perda de geração no Sudeste	126
Figura 5.12 – Localização estimada do evento -perda da UHE São Simão.....	127
Figura 5.13 – Frequência e sinal indicador (FMM-TV) -UHE Estreito.....	128
Figura 5.14 – Eventos detectados no sinal indicador (FK)	129
Figura 5.15 – Localização estimada do evento -perda da UHE Estreito.....	131
Figura 5.16 – Frequência nos instantes iniciais da perda da UHE Campos Novos	132
Figura 5.17 – Localização estimada do evento -perda da UHE Campos Novos	133
Figura A1.1 – Epicentros estimados da interrupção de carga em Belém (esquerda = equação) e (direita = incrementos).....	145
Figura A1.2 – Epicentros estimados interrupção de carga no polo-petroquímico	145
Figura A.1 – Modelo contínuo de sistema elétrico (THORP et al. (1998))	147

LISTA DE QUADROS

Quadro 4-1: Dados de saída do Identificador de Eventos	104
Quadro 5-1: Sequência de eventos na simulação da perda de UG da UHE Itaúba com 15 PMUs	117
Quadro 5-2: Sequência de eventos na simulação da perda de UG da UHE Itaúba com 38 PMUs	118
Quadro 5-3: Sequência de eventos na interrupção de carga no MA	121
Quadro 5-4: Sequência de eventos na interrupção de carga no RS	124
Quadro 5-5: Sequência de eventos durante a perda da UHE São Simão	126
Quadro 5-6: Sequência de eventos na perda da UHE Estreito (FMM-TV).....	129
Quadro 5-7: Sequência de eventos na perda da UHE Estreito (FK)	130
Quadro 5-8: Sequência de eventos na perda da UHE Campos Novos	132

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1: Locais com PMUs instaladas.....	42
Tabela 3-1: Caracterização de eventos sistêmicos	51
Tabela 3-2: Interrupções de carga no SIN	60
Tabela 3-3: AMP da abertura da LT entre SE/NE (janela entre 39,5 e 49,5s) ...	65
Tabela 3-4: Ajuste do ERAC no subsistema AC-RO.	73
Tabela 4-1. Parâmetros utilizados na detecção	82
Tabela 4-2: Intensidade das taxas de variação da frequência no instante da perda da UHE Itaipu 60 Hz	84
Tabela 4-3: Intensidade da taxa de variação da frequência no instante da abertura da interligação AC-RO/SIN.....	84
Tabela 4-4: Índices de Eventos	100
Tabela 4-5: Características de observadas na frequência de SPMS	101
Tabela 5-1: Localização da interrupção de carga no Maranhão.....	122
Tabela 5-2: Localização da interrupção de carga no Rio Grande do Sul	124
Tabela 5-3: Localização da perda de geração – UHE São Simão	127
Tabela 5-4: Localização da perda de geração – UHE Estreito	130
Tabela 5-5: Localização da perda de geração – UHE Campos Novos.....	133
Tabela A1-1: Comparação do Critério de Convergência – Carga em Belém ..	145
Tabela A1-2: Comparação do Critério de Convergência – Polo-petroquímico.	146

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- AFM** – Análise de Formas Modais
AMP – Análise pelo Método de Prony
COPPE/UFRJ – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia / Universidade Federal do Rio de Janeiro
DWT – Transformada Wavelet Discreta (*Discrete Wavelet Transform*)
ECE – Esquema de Controle de Emergência
ECS – Esquema de Controle de Segurança
EMS – Sistemas de Gerenciamento de Energia (*Energy Management Systems*)
ERAC – Esquema Regional de Alívio de Carga
FK – Filtro de Kalman
FMM – Filtro de Média Móvel
LabPlan – Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica
LT – Linha de Transmissão
MMQ – Método de Mínimos Quadrados
MN – Método de Newton
OLTC – Transformador com taps variáveis (*On Load Tap Changer*)
ONS – Operador Nacional do Sistema
PDC – Concentrador de Dados Fasoriais (*Phasor Data Concentrator*)
PMU – Unidade de Medição Fasorial (*Phasor Measurement Unit*)
PF – Passa Faixa
SCADA – Controle Supervisório e Aquisição de Dados (*Supervisory Control And Data Acquisition*)
SE – Subestação
SEE – Sistemas de Energia Elétrica
SEP – Sistemas Especiais de Proteção
SIN – Sistema Interligado Nacional
SPMS – Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (*Synchronized Phasor Measurement System*)
TC – Transformador de Corrente
TP – Transformador de Potencial
TV – Taxa de Variação
UFAC – Universidade Federal do Acre
UFAM – Universidade Federal do Amazonas
UFBA – Universidade Federal da Bahia
UFC – Universidade Federal do Ceará
UFJF – Universidade Federal de Juiz de Fora
UFMA – Universidade Federal do Maranhão

UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais
UFMS – Universidade Federal de Mato Grosso do Sul
UFMT – Universidade Federal de Mato Grosso
UFPA – Universidade Federal do Pará
UFPE – Universidade Federal de Pernambuco
UFRGS – Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina
UFT – Universidade Federal do Tocantins
UHE – Usina Hidrelétrica
UNB – Universidade de Brasília
UNIFAP – Universidade Federal do Amapá
UNIFEI – Universidade Federal de Itajubá
UNIPAMPA – Universidade Federal do Pampa
UNIR – Universidade Federal de Rondônia
USP-SC – Universidade de São Paulo – São Carlos
UTFPR – Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VPN – Rede Privada Virtual (*Virtual Private Network*)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	25
1.1	RELEVÂNCIA DA CARACTERIZAÇÃO DE EVENTOS	25
1.2	DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE EVENTOS	26
1.3	OBJETIVOS.....	27
1.4	ESTRUTURA METODOLÓGICA	27
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	28
1.6	LISTA DE PUBLICAÇÕES.....	28
2	MONITORAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA .	31
2.1	OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	31
2.2	MEDIÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	33
2.3	CONTROLE DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	34
2.3.1	<i>Controle de Frequência.....</i>	<i>35</i>
2.3.2	<i>Controle de Tensão</i>	<i>36</i>
2.3.3	<i>Sistemas Especiais de Proteção (SEP).....</i>	<i>37</i>
2.3.4	<i>FACTS</i>	<i>38</i>
2.3.5	<i>Controle Centralizado.....</i>	<i>38</i>
2.4	MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	39
2.4.1	<i>Desenvolvimento de SPMS no Mundo.....</i>	<i>40</i>
2.4.2	<i>Aplicações da Medição Fasorial Sincronizada.....</i>	<i>45</i>
2.4.3	<i>Propagação de Ondas Eletromecânicas</i>	<i>46</i>
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	48
3	EVENTOS EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	49
3.1	DEFINIÇÕES	49
3.2	CARACTERÍSTICAS DINÂMICAS DE EVENTOS.....	50
3.3	SIMULAÇÕES DE EVENTOS SISTÊMICOS	51
3.3.1	<i>Simulação de Perda de Geração</i>	<i>53</i>
3.3.2	<i>Simulação de Interrupção de Carga</i>	<i>53</i>
3.4	EVENTOS MONITORADOS NO SIN.....	54
3.4.1	<i>Curtos-Circuitos e Chaveamentos.....</i>	<i>55</i>
3.4.2	<i>Interrupção de Carga.....</i>	<i>57</i>
3.4.3	<i>Perda de Geração</i>	<i>62</i>
3.4.4	<i>Mudança de Topologia de Rede</i>	<i>63</i>
3.4.5	<i>Ilhamento de Sistemas</i>	<i>67</i>
3.4.6	<i>Oscilações Sustentadas</i>	<i>69</i>
3.4.7	<i>Atuação de Proteções Sistêmicas</i>	<i>71</i>
3.4.8	<i>Regulação de Tensão.....</i>	<i>75</i>

3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	76
4	DESENVOLVIMENTOS METODOLÓGICOS	77
4.1	DETECÇÃO DE EVENTOS	77
4.1.1	<i>Filtro de Média Móvel utilizando Taxa de Variação.....</i>	<i>80</i>
4.1.2	<i>Filtro de Média Móvel Passa Faixa</i>	<i>86</i>
4.1.3	<i>Aceleração Angular Estimada pelo Filtro de Kalman.....</i>	<i>88</i>
4.1.4	<i>Ajuste dos Índices de Detecção</i>	<i>98</i>
4.2	IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS	100
4.2.1	<i>Características de Eventos no SIN</i>	<i>100</i>
4.2.2	<i>Identificador de Eventos</i>	<i>101</i>
4.3	LOCALIZAÇÃO DE EVENTOS	106
4.3.1	<i>Triangularização</i>	<i>106</i>
4.3.2	<i>Solução – Modelo Não-Linear.....</i>	<i>108</i>
4.3.3	<i>Solução – Modelo Linear Aproximado</i>	<i>110</i>
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	113
5	ESTUDOS DE APLICAÇÕES NO SIN.....	115
5.1	SIMULAÇÕES DE EVENTOS	116
5.2	EVENTOS REAIS	120
5.2.1	<i>Interrupção de Carga no Maranhão</i>	<i>120</i>
5.2.2	<i>Interrupção de Carga no Rio Grande do Sul.....</i>	<i>122</i>
5.2.3	<i>Perda da UHE São Simão</i>	<i>125</i>
5.2.4	<i>Perda da UHE Estreito.....</i>	<i>128</i>
5.2.5	<i>Perda da UHE Campos Novos</i>	<i>131</i>
5.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	134
6	CONCLUSÕES	135
6.1	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	137
6.2	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	137
	REFERÊNCIAS.....	139
	APÊNDICE – CRITÉRIO DE CONVERGÊNCIA.....	145
	ANEXO A – MODELO CONTINUO DE SEE	147
	ANEXO B – ELEMENTOS DA MATRIZ Q	151

1 INTRODUÇÃO

1.1 RELEVÂNCIA DA CARACTERIZAÇÃO DE EVENTOS

A ocorrência de eventos em Sistemas de Energia Elétrica (SEE) degrada os seus indicadores de qualidade de tensão e frequência, que são consequências da resposta dinâmica destes sistemas. Os danos causados vão desde a degradação da qualidade da energia elétrica local a grandes blecautes, que podem afetar todo um sistema interligado.

Na ocorrência de um evento, sistemas locais de proteção e controle atuam visando isolar o problema e mitigar os seus impactos. Entretanto, eventos de larga escala causam grandes desequilíbrios entre carga e geração e, mesmo com a atuação destes sistemas de proteção e controle, seus impactos podem ser observados em todo o sistema elétrico, sendo necessárias ações de controle sistêmico para evitar que se alastrem pelo sistema e para corrigir os subsequentes desvios de frequência.

De acordo com ANDERSSON et al. (2005) existem fatores gerais que têm propiciado a ocorrência de perturbações que desencadeiam blecautes. Entre os principais fatores destacam-se a falta de confiança em dados de tempo real, falta de tempo para tomar ações corretivas apropriadas, falhas em equipamentos antigos e falta de controles automatizados e devidamente coordenados para tomar medidas que evitem o efeito cascata.

Além disso, o aumento da demanda de potência nos SEE tem os levado a operar com reservas girantes cada vez menores, tornando necessário aumentar a segurança na operação de tais sistemas. Deste modo, é importante que os operadores dos centros de controle sejam alertados quando ocorrem eventos, seja na sua região ou fora dela, para que ações preventivas possam ser tomadas (BYKHOVSKY; CHOW, 2003).

Entretanto, a plataforma convencional de monitoramento de sistemas elétricos não permite a observação do comportamento dinâmico das perturbações e dos eventos que a compõem. Ela é baseada no Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (*Supervisory Control And Data Acquisition – SCADA*) e no Sistema de Gerenciamento de Energia (*Energy Managment Systems - EMS*), os quais são processos cíclicos cujas taxas de atualização variam de 2 a 10 segundos, o que dificulta a análise *on-line* da dinâmica do sistema elétrico.

Em contrapartida, o avanço tecnológico em diversas áreas da engenharia, associado a restrições econômicas e ambientais, viabilizaram a introdução de novos conceitos no setor elétrico. Dentre estes conceitos destacam-se as redes inteligentes (*SmartGrids*), que basicamente integram as tecnologias de telecomunicação e automação aos sistemas elétricos, e as microrredes e microgerações, as quais permitem que a rede de distribuição que, em geral, possui perfil de rede passiva (carga), assumam perfil de rede ativa (carga e geração).

O principal efeito colateral da inserção massiva de microrredes e microgeração está associado ao aumento da complexidade da operação e do controle dos SEE, pois, tanto a natureza da fonte primária, geralmente fonte renovável, quanto a conexão destes elementos a rede, baseada em conversores estáticos, não são familiares aos engenheiros e operadores do sistema elétrico.

Por sua vez, as redes inteligentes buscam facilitar a operação dos sistemas elétricos. Uma das tecnologias que vem se destacando neste contexto é a dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS – *Synchronized Phasor Measurement Systems*). Os SPMS são plataformas que permitem a obtenção de medidas elétricas de tensão e corrente, com informações de magnitude e fase, obtidas em altas taxas de aquisição e referenciadas na mesma base de tempo, cuja representação é dada por sincrofasores (DECKER et al., 2011). Esta característica dos SPMS permite o monitoramento da dinâmica de sistemas elétricos (DOTTA et al., 2009), criando um novo paradigma para o monitoramento, controle e proteção da operação em tempo real.

Entretanto, ferramentas de análise de sincrofasores devem ser desenvolvidas para que se possa tirar proveito da alta taxa de aquisição de dados dos SPMS.

Uma das aplicações que vêm sendo desenvolvidas empregando essa tecnologia é a caracterização de eventos, cuja relevância tem crescido devido aos impactos econômicos e sociais que podem causar. Sendo assim, a rápida detecção, localização e identificação de eventos é essencial, tanto para a operação normal, quanto para os casos de controle emergencial (ZHONG, 2005).

1.2 DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE EVENTOS

A resposta dinâmica do sistema elétrico é refletida em parâmetros de frequência, magnitude e ângulo da tensão (JINGYUAN et al., 2009) e, em estudos recentes, técnicas de processamento de sinais têm sido

empregadas em sincrofasores para detectar eventos (JIAN et al., 2006; QINGSHENG et al., 2008; WEI et al., 2010).

Além de detectar eventos em SEE, o que pode resultar em listas enormes de sinalizações durante um dia, é necessário identificá-los e classificá-los, pois existem eventos locais, que afetam o sistema localmente, e eventos sistêmicos, que afetam uma área inteira ou até mesmo todo o sistema. Essa classificação pode ser realizada por meio da análise da resposta dinâmica do sistema elétrico considerando as principais características de cada evento (BYKHOVSKY; CHOW, 2003).

Alguns eventos alteram o movimento de rotação de geradores em relação ao seu referencial síncrono (THORP et al., 1998). Essa alteração de movimento ocorre em instantes distintos, em diferentes pontos do sistema elétrico, caracterizando um fenômeno denominado Propagação de Ondas Eletromecânicas. Este fenômeno de propagação não possui natureza clara, e, por não ter natureza elétrica devido à lentidão na propagação, é relacionado à localização geográfica da inércia do sistema elétrico (PHADKE; THORP, 2008). As alterações nos ângulos das tensões internas dos geradores afetam diretamente o ângulo das tensões dos barramentos, que são grandezas monitoradas pelos SPMS. Desta forma, a propagação de ondas eletromecânicas provenientes de um evento pode ser observada em medidas fasoriais e, inclusive, possibilitar a localização geográfica aproximada do evento (JIAN et al., 2007; TAO et al., 2007; WEI et al., 2010).

1.3 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é o estudo, desenvolvimento e aplicação de metodologias para a detecção, identificação e localização de eventos sistêmicos em redes elétricas, para servir de subsídio à análise de perturbações e às estratégias de controle operacional de sistemas elétricos.

1.4 ESTRUTURA METODOLÓGICA

No presente trabalho são associados os seguintes elementos para formar uma ferramenta capaz de auxiliar a operação de sistemas elétricos mediante a ocorrência de eventos sistêmicos:

- Tecnologia de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS), que garante a aquisição de

- medidas elétricas em diversos pontos de um SEE, sincronizadas e em altas taxas de disponibilização;
- Técnicas de processamento de sinais, para a detecção de eventos;
- Conjunto de regras capazes de identificar o tipo de evento;
- Teoria de propagação de ondas eletromecânicas, como subsídio teórico na localização de eventos.

1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

No capítulo 2 é apresentado o atual estado do monitoramento de SEE. Discorre-se sobre as suas estruturas de operação, medição e controle, e seus desafios mediante a inserção de novos conceitos. Um deles é a Medição Fasorial Sincronizada, que permite o monitoramento de propagação de eventos por meio de ondas eletromecânicas.

No capítulo 3 são abordados os diferentes tipos de eventos e suas características, sendo ilustrados por meio de simulações e de dados de eventos ocorridos no SIN.

No capítulo 4 são detalhadas as metodologias implementadas, as quais se dividem em metodologias de detecção, identificação e localização de eventos.

No capítulo 5 são apresentados estudos de aplicação no SIN, os quais abrangem casos simulados e eventos reais.

No capítulo 6 são descritas as conclusões deste trabalho onde são levantados os principais aspectos conclusivos de cada capítulo, discorre-se sobre as suas principais contribuições e são vislumbradas sugestões de trabalhos futuros.

1.6 LISTA DE PUBLICAÇÕES

Durante o período de desenvolvimento deste trabalho foram realizadas as seguintes publicações vinculadas ao tema:

ZIMMER, V.; DECKER, I. C.; AGOSTINI, M.N.. Disturbance Location in the Brazilian Electric Power System using Synchrophasors. In: II IEEE Power Energy Society Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America - II IEEE ISGT LA, 2013, São Paulo - SP.

ZIMMER, V.; JEREMIAS, T.; AGOSTINI, M.N.; DECKER, I. C.. Aplicação de Dados de Medição Fasorial Sincronizada na Análise do Desempenho da

Interligação AC-RO/SIN. In: IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2012, Goiânia - GO. Anais do IV SBSE, 2012.

ZIMMER, V.; JEREMIAS, T.; DECKER, I. C.; AGOSTINI, M.N.. **Deteção de Perturbações Sistêmicas Usando Dados de Medição Fasorial Sincronizada.** In: XIX Congresso Brasileiro de Automática, 2012, Campina Grande - PB. Anais do XIX CBA, 2012.

JEREMIAS, T.; **ZIMMER, V.;** DECKER, I. C.; SILVA, A. S. E. ; AGOSTINI, M.N.. **Ambiente de Desenvolvimento de Aplicativos para o Processamento de Dados Fasoriais Sincronizados do Sistema Elétrico Brasileiro.** In: XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2012, Rio de Janeiro - RJ. Anais do XII SEPOPE, 2012.

GAVIOLI, G. A.; CAPANO JR, J. M. M.; DECKER, I. C.; MEDEIROS, A. D. R.; SILVA, A. S. E. ; **ZIMMER, V. . Utilização de Medição Fasorial Sincronizada na Validação de Modelos do Sistema Interligado Nacional.** In: XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2012, Rio de Janeiro - RJ. Anais do XII SEPOPE, 2012

JEREMIAS, T.; **ZIMMER, V.;** DECKER, I. C.; SILVA, A. S. E; AGOSTINI, M.N. . **Estudo de Oscilações Eletromecânicas no Sistema Elétrico Brasileiro Utilizando Mediadas Fasoriais Sincronizadas.** In: XIX Congresso Brasileiro de Automática, 2012, Campina Grande - PB. Anais do XIX CBA, 2012.

JEREMIAS, T.; **ZIMMER, V.;** DECKER, I. C.; SILVA, A. S. E.; AGOSTINI, M.N.. **Aplicação de técnicas de processamento de dados ambientes para identificação de oscilações eletromecânicas no sistema elétrico brasileiro utilizando medição fasorial sincronizada.** In: XI - Seminário Técnico de Proteção e Controle, 2012, Florianópolis, SC, Brasil. Anais do XI - STPC, 2012.

2 MONITORAMENTO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O objetivo deste capítulo é a contextualização do presente trabalho no ambiente de monitoramento dos sistemas de energia elétrica. Inicialmente, descreve-se o estado atual da operação, medição e controle de SEE. Na sequência, discorre-se sobre os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada, são detalhados os principais equipamentos que o compõem, suas aplicações e seu estado de desenvolvimento no mundo. Por fim, descreve-se a teoria de propagação de ondas eletromecânicas, a qual fornece embasamento teórico para a localização de eventos sistêmicos.

2.1 OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O paradigma do controle e operação dos sistemas elétricos está associado à capacidade de analisar estes sistemas em tempo real. Até meados da década de 1950, eram empregados esquemas de controle local que consistiam basicamente na regulação da tensão e velocidade, chaveamentos e proteção. A ampliação dos sistemas elétricos levou à construção de grandes linhas de transmissão para interligar sistemas isolados. Com isso, surgiu o conceito de operação centralizada, consolidado na década de 1960 com a implantação do controle suplementar, também chamado de Controle Automático da Geração (CAG) (SIMÕES COSTA; SALGADO, 2011).

Com a evolução dos computadores e dos meios de telecomunicação, as dificuldades na operação foram reduzidas, pois, com eles, permitiu-se o desenvolvimento de funções ligadas a monitoração e análise de segurança. Aplicativos de análise de redes elétricas, caracterizados como “tempo real”, foram desenvolvidos e passaram a ser denominados como Sistemas de Gerenciamento de Energia (*Energy Management Systems – EMS*). Neste ambiente, ferramentas como configurador de rede, estimador de estados, análise de contingência e fluxo de potência, simulam o desempenho do sistema com os dados provindos do SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition – SCADA*) (DOTTA, 2009).

No que se refere às condições de operação de SEE, pode-se caracterizá-la em três estados de operação: normal, emergência e restaurativo (LIACCO, 1974). Esta caracterização é realizada utilizando o estado atual de restrições de carga, operação e segurança do sistema. Atualmente esta classificação divide ainda o estado normal em seguro e

alerta, formando assim uma classificação com quatro estados (MONTICELLI, 1983):

Seguro: são atendidas todas as restrições de carga, operação e segurança.

Alerta: são atendidas as restrições de carga e operação, mas nem todas as restrições de segurança são obedecidas. Se uma contingência possível ocorrer poderá levar o sistema ao estado de emergência.

Emergência: há violação de restrições de operação como o desligamento de LT ou gerador.

Restaurativo: é atingido quando uma emergência é eliminada, as restrições operacionais são atendidas, porém, o sistema não está todo restabelecido (cargas não atendidas ou ilhamentos).

Os estados de operação e as transições entre eles podem ser visualizados na Figura 2.1.

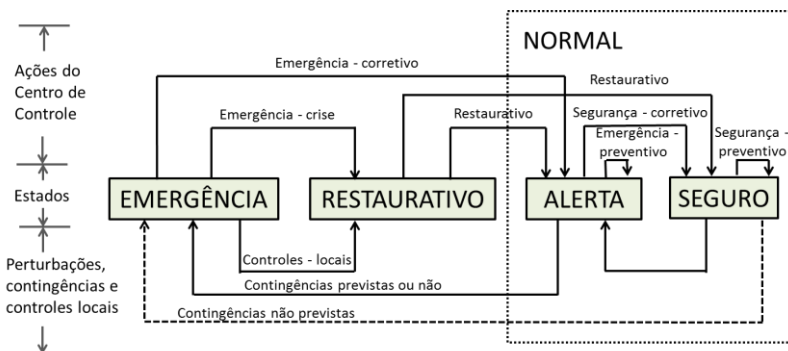


Figura 2.1 – Estados de operação de SEE (MONTICELLI, 1983)

Os sistemas de monitoramento EMS/SCADA são processos cíclicos, cujo período depende do tamanho do sistema (comumente de 2 a 10 segundos). Basicamente, o processo é iniciado com o sistema SCADA que obtêm o estado atual de chaves e os módulos de tensão e potências das barras, por meio de Unidades de Terminal Remota (UTR) instaladas nas subestações. Por sua vez, o EMS realiza análises em tempo real nos dados obtidos, emite alarmes na tela do operador e realiza algumas ações de controle, e, por fim, o operador toma as decisões adequadas aos alarmes apresentados. Contudo, devido ao elevado tempo de atualização, o sistema EMS/SCADA é incapaz de monitorar a dinâmica do sistema elétrico.

Além disso, modelos atualizados do sistema elétrico devem ser fornecidos ao EMS para que simulações sejam executadas

adequadamente. Eventos significativos ocorridos no sistema elétrico norte-americano, tais como os blecautes que afetaram a costa oeste dos Estados Unidos em 1996 (Califórnia – Oregon) e o que afetou o nordeste norte-americano em 2003, demonstraram a necessidade da reavaliação e constante atualização dos modelos existentes (KOSTEREV; DAVIES, 2010).

A inserção massiva de micro-fontes e microrredes, cujo acoplamento à rede elétrica é dada, em sua maioria, por conversores estáticos que podem se conectar ou desconectar da rede em milésimos de segundo, torna esta questão extremamente delicada, visto que faltas no sistema podem desconectar montantes expressivos de carga e geração. Um evento que exemplifica isto ocorreu no leste da Alemanha devido a grande inserção de geração distribuída, onde a queda de tensão a menos de 85% do valor nominal, dada por um curto-circuito trifásico, desconectou 2,7GW de geração eólica (SCHWARZ et al., 2006). Eventos como este podem causar problemas de instabilidade em sistemas elétricos.

Com isso, sistemas de monitoramento que empreguem novas tecnologias devem ser capazes de monitorar além do estado atual do sistema, sua dinâmica e a influência de microrredes, micro-fontes e geração distribuída.

2.2 MEDIÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

A medição de grandezas elétricas é fundamental para a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Eles dependem da exatidão destas medidas para que apresentem bons desempenhos. Atualmente, sistemas de medição são divididos em faturamento, supervisão e controle, e proteção, nos quais são empregados equipamentos que possuem características próprias de exatidão a cada um deles.

Uma estrutura convencional de medição de subestações é constituída por: Transformadores de Instrumentos (TIs), dados pelos Transformadores de Corrente (TCs) e pelos Transformadores de Potencial (TPs), pelos instrumentos de painel, e pelos cabos de controle que interligam os TI's aos instrumentos, sendo que os TIs e cabos de controle são denominados também como Canais de Instrumentação (CIs).

Transformadores de Corrente convencionais são eletromagnéticos e, em geral, possuem enrolamentos com classes de exatidão diferente. Os enrolamentos com classe de exatidão maior são utilizados em

funções de monitoramento. Já os enrolamentos com menor exatidão são empregados em proteção, pois, embora possuam maior erro, são projetados para suportar correntes de até 20 vezes a corrente nominal sem saturar o núcleo do TC, o que garante a medida da corrente elétrica dos possíveis curtos-circuitos aos relés de proteção.

Transformadores de Potencial convencionais, cujo nível de tensão medido é superior a 69kV, empregam, em geral, além do acoplamento eletromagnético, colunas capacitivas para reduzir o nível da tensão, sendo estes denominados por TPCs (Transformador de Potencial Capacitivo). Diferente dos TCs, nos TP's utiliza-se o mesmo enrolamento para medição e proteção.

Os TIs convencionais são consagrados pela sua baixa taxa de falha e robustez. Contudo, necessitam manutenção por serem isolados a óleo ou gás SF₆ e possuem problemas conhecidos como baixa exatidão em carga leve, não linearidade, influência de harmônicas e outros (KITAKAWA, 2010).

Problemas em TIs, seja por erro de medida ou problemas que impossibilitem a operação de LTs, podem causar prejuízos ao sistema elétrico. A busca pela redução destes problemas fez com que fossem desenvolvidos novos TIs que utilizam outras tecnologias para mensurar grandezas elétricas, como os baseados em bobina Rogowski e fibra óptica. Essas novas tecnologias solucionam problemas vinculados à precisão, manutenção e saturação dos TCs convencionais e oferecem conexão fácil com IEDs (DOS SANTOS, 2012), podendo ainda reduzir o número de falhas e possibilitar a união dos sistemas de medição para monitoramento e para proteção.

Um estudo recente que demonstra a influência dos CIs na exatidão das medidas de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS), aponta a necessidade de avaliação desses circuitos, dada a presença de erros significativos causados pelos CIs no cálculo de fasores (LIRA, 2010). Assim, vislumbra-se que, com a popularização dos SPMS nos sistemas elétricos onde funções de monitoramento que empregam diferenças angulares serão utilizadas, a modernização dos CIs se tornará inevitável.

2.3 CONTROLE DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Os controladores de tensão e frequência têm por objetivo manter o sistema no estado normal de operação (Figura 2.1) através do controle de tensão nas barras terminais dos geradores e da sua frequência (E SILVA; SIMÕES COSTA, 2004). O balanço de potência ativa está

associado diretamente ao controle da frequência, e o nível de tensão está associado ao controle da potência reativa.

Além disso, outros esquemas e dispositivos são empregados no controle de sistemas elétricos, tais como o controle de excitação, Sistemas Especiais de Proteção (SEP), FACTS, e outros. E este panorama tem se tornado mais complexo à medida que são inseridas novas lógicas de automação de redes e geração distribuída.

2.3.1 Controle de Frequência

As mudanças constantes de carregamento impostas a sistemas elétricos de potência afetam diretamente sua frequência de operação. Atualmente, existem normas que definem limites operacionais para a frequência, sendo necessário controlá-la de forma rápida e estável.

A utilização de mecanismos de controle nas fontes geradoras vem sendo empregada com sucesso há décadas no controle de carga e frequência. Sendo essencialmente dividida em regulação primária e secundária, ela age no sentido de limitar os desvios de frequência. O aumento de carga faz com que o controle primário, mais rápido, atenda a carga com o aumento da geração e decréscimo na frequência. Por sua vez, o controle secundário corrige os desvios de frequência resultantes.

2.3.1.1 Regulação Primária

Em essência, o controle primário monitora a velocidade do eixo do conjunto turbina-gerador e controla o torque mecânico da turbina, adaptando a potência elétrica gerada às variações de carga.

A análise estática de reguladores de velocidade com estatismo, cuja característica estática do regulador causa desvios permanentes na frequência, relaciona-se aos desvios de frequência entre o ponto de equilíbrio inicial e o final, se existir. Já a análise dinâmica se refere ao comportamento da regulação no decorrer do tempo existente entre esses pontos de equilíbrio.

O procedimento que geralmente é adotado para o projeto de reguladores de velocidade considera a condição de sistema isolado, que impõe os requisitos mais severos de operação e que garante que em caso de ilhamento a estabilidade seja mantida (E SILVA; SIMÕES COSTA, 2004).

2.3.1.2 Regulação Secundária

Em virtude da degradação da frequência causada pela regulação primária, é necessária a existência de um controle suplementar que leve a frequência ao valor nominal. Restrições operativas impossibilitam a operação em subfrequência e sobrefrequência, pois isto leva ao aumento na fadiga das unidades geradoras e, conseqüentemente, a redução de vida útil destes equipamentos, bem como de cargas críticas controladas por processos síncronos (VIEIRA FILHO, 1984).

A estratégia utilizada para corrigir o Erro de Controle de Área (ECA), composto pelos desvios de frequência e intercâmbio no caso de uma área não isolada, e apenas desvio de frequência no caso de uma área isolada, é o emprego de uma malha PI (Proporcional – Integral) conhecida como Controle Automático de Geração (CAG).

O desempenho dinâmico da malha de regulação secundária depende do ajuste do ganho proporcional, o qual deve ser ajustado de modo a garantir a estabilidade do sistema. Em geral, a ordem de tempo da regulação secundária se dá na escala de minutos.

2.3.2 Controle de Tensão

O controle de tensão é classicamente dividido em 3 níveis hierárquicos, o primário que é constituído de ações locais automáticas que ocorrem em escala de segundos, o secundário que coordena os recursos do nível primário dentro de uma área de controle, agindo em escala de minutos, e o terciário que abrange ações a nível sistêmico, o qual coordena o nível secundário empregando ferramentas de otimização em termos de economia e confiabilidade, com ações na escala de horas (ALBUQUERQUE, 2002). Os elementos empregados no controle de tensão são descritos a seguir.

2.3.2.1 Controle de Excitação

A função primordial do sistema de excitação é manter a tensão interna dos geradores síncronos. Esta função é desempenhada pelo Regulador Automático de Tensão (*Automatic Voltage Regulator – AVR*). Além disso, a este sistema são incorporadas funções que o tornam de suma importância nos atuais sistemas elétricos, das quais citam-se a compensação de potência reativa e a adição de amortecimento a modos oscilatórios (*Power System Stabilizer – PSS*).

2.3.2.2 Compensação de Potência Reativa

A compensação de potência reativa consiste na utilização de equipamentos que forneçam ou absorvam a energia reativa necessária para manter as tensões do sistema próximas de seus valores nominais. Os principais equipamentos utilizados são os capacitores shunt, capacitores série, reatores shunt, compensadores síncronos e equipamentos FACTS (*Flexible AC Transmission System*).

2.3.2.3 Transformadores com TAP variável (OLTC)

Com o objetivo de manter a tensão dentro de limites aceitáveis, e evitar que as variações de tensão se propaguem pelo sistema elétrico, são utilizados os transformadores com comutadores de derivações em carga (*On Load Tap Changer – OLTC*). Os OLTC controlam a tensão do sistema elétrico baseados na mudança da relação de transformação dos transformadores através de comutadores, permitindo que a tensão na barra controlada (barra onde quer se controlar o nível de tensão) seja mantida dentro dos limites operacionais aceitáveis. Os OLTC podem fazer com que o sistema opere em níveis de tensão aceitáveis mesmo em níveis de carregamento muito próximos do colapso de tensão. Para isso, realizam comutações discretas com variações comuns entre 1,25% e 0,625%, o que pode contribuir para a instabilidade de tensão (ALBUQUERQUE, 2002).

2.3.2.4 Regulador de Tensão

O regulador de tensão é constituído basicamente por um autotransformador com relação de transformação nominal de 1:1. São empregados em larga escala nos sistemas de distribuição, sendo instalados ao longo de alimentadores e normalmente não admitem fluxo inverso. Em geral, possibilitam o controle de tensão através de comutações de derivações (taps) em uma faixa de $\pm 10\%$ da tensão nominal.

2.3.3 Sistemas Especiais de Proteção (SEP)

No Brasil os SEP são definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e englobam os Esquemas de Controle de Emergência (ECE) e os Esquemas de Controle de Segurança (ECS).

Eles são sistemas de controle implementados nas subestações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com o objetivo de permitir uma melhor utilização dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, aumentar a confiabilidade da operação do SIN, prover proteção adicional a componentes do sistema elétrico, e melhorar a segurança do sistema, evitando tanto a propagação de desligamentos em cascata quanto de distúrbios de grande porte (ONS., 2009).

Um dos SEP de maior importância, por abranger todas as áreas do sistema é o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC). Ele é constituído pelo desligamento automático e escalonado de blocos de carga. Para isso são utilizados relés de frequência que são ajustados pela taxa de variação da frequência e pela frequência absoluta. A retirada de cargas busca adequar a demanda à geração perdida na perturbação, onde cada área geo-elétrica possui ajustes específicos que rejeitam seus montantes de carga característicos.

2.3.4 FACTS

Os FACTS (*Flexible AC Transmission System*) são dispositivos eletrônicos de alta potência que empregam controle digital para flexibilizar o controle de sistemas elétricos de corrente alternada. Suas aplicações abrangem proteção, com os limitadores de corrente de falta e pára-raios de alta energia; compensação de reativos e controle de tensão, com compensadores estáticos de potência reativa; controle de fluxo por defasadores eletrônicos; e aplicações de proteção dinâmica, dada por amortecedores de ressonância subsíncrona e de ferroressonância.

2.3.5 Controle Centralizado

Sob o ponto de vista do controle dinâmico do sistema, a ideia de controle centralizado, concebida há muitos anos, tem sido revivida atualmente. Abandonado devido a limitações práticas relacionadas à rede de comunicação e a sincronização de dados, o controle centralizado teve essas limitações vencidas por sistemas modernos, como as redes de fibra óptica e o Sistema de Posicionamento Global (GPS).

O GPS é formado por uma rede de satélites que orbitam a Terra. Seu objetivo principal é fornecer dados de coordenadas de posição a equipamentos de navegação. Além disso, os satélites transmitem um sinal de pulso por segundo, com precisão da ordem de 1 μ s, que pode ser recebido em equipamentos em qualquer ponto do planeta (PHADKE, 1993).

Por meio de equipamentos de medição, acoplados a relógios sincronizados pelo sistema GPS, possibilita-se sincronizar medidas obtidas em locais distantes, proporcionando o surgimento de plataformas denominadas Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (*Synchronized Phasor Measurement Systems – SPMS*). Estas plataformas permitem a monitoração da dinâmica do sistema elétrico e direcionam pesquisas à implantação de controladores centralizados, entre outras aplicações.

2.4 MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

Um dos grandes desafios enfrentados durante a evolução dos sistemas de monitoramento e controle dos sistemas elétricos é a sincronização temporal de medidas elétricas. Os atrasos de comunicação sempre foram empecilhos na obtenção de medidas sincronizadas. A distância entre as principais subestações pode, em geral, superar algumas centenas de quilômetros, e um sistema elétrico pode abranger países e continentes inteiros.

A disponibilização à sociedade civil dos sinais do Sistema de Posicionamento Global (*Global Positioning System – GPS*) proporcionou uma nova estrutura de sincronização de medidas elétricas, levando ao desenvolvimento dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS), que constituem um dos elementos base para a implementação de redes elétricas inteligentes.

Além disso, o desenvolvimento tecnológico nas áreas de telecomunicação e eletrônica digital, somado a atual regulamentação e a expansão do sistema elétrico, ensejaram a inserção de novas tecnologias nos sistemas de transmissão. Equipamentos que agregam funções de monitoração, proteção, comando e controle, conhecidos por IED (*Intelligent Electronic Devices*), gradativamente estão eliminando relés eletromecânicos, eletrônicos e um volume significativo de cabos de controle (FALCÃO, 2010).

Neste ambiente, a funcionalidade de unidade de medição fasorial (*Phasor Measurement Unit - PMU*) também é adicionada aos IEDs e aos registradores de perturbação, possibilitando que os SPMS sejam empregados na monitoração de grandes áreas. Originando, assim, os sistemas de monitoramento de grandes áreas, comumente conhecidos pela sigla inglesa WAMS (*Wide Area Measurement System*).

Um SPMS é constituído basicamente por Unidades de Medição Fasorial (*Phasor Measurement Unit – PMU*), sistema de sincronização

temporal, canais de comunicação e Concentrador de Dados Fasoriais (*Phasor Data Concentrator – PDC*), como ilustrado na Figura 2.2.

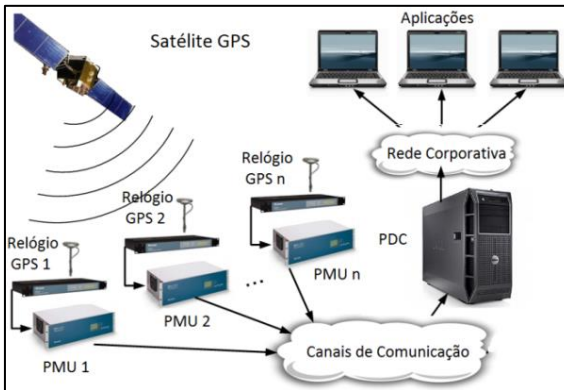


Figura 2.2 – Estrutura básica de um SPMS

A PMU é o equipamento responsável pela medição de tensões e correntes diretamente na forma de fasores sincronizados no tempo, também denominados sincrofasores, e pelo seu envio ao PDC através de canais de comunicação. Um sistema de sincronização temporal, cuja função é sincronizar o processo de cálculo dos fasores, é conectado à PMU, o qual, normalmente, usa como referência o Sistema de Posicionamento Global (*Global Positioning System – GPS*), permitindo que a sincronização possua exatidão de tempo maior ou igual a um microssegundo.

O PDC recebe, organiza, disponibiliza e distribui os dados de medição fasorial às aplicações em tempo real, *on-line* e para estudos *off-line*.

2.4.1 Desenvolvimento de SPMS no Mundo

Os SPMS são vistos como a quebra de um paradigma na operação e monitoramento dos SEE, sendo que em muitos países já são empregados em larga escala, como por exemplo:

- China: mais de 1000 PMUs instaladas até 2010, incluído todas as subestações (SE) com tensão igual ou maior do que 500 kV e todas as plantas geradoras com capacidade maior do que 100 MW (BI, 2010).
- Estados Unidos: aproximadamente 200 PMUs monitorando SE de tensão igual ou superior a 500 kV, principais

interligações, grandes centros de carga, plantas de geração com potência igual ou superior a 500 MW e parques eólicos e solares (FLUKE, 2010).

- México: 292 PMUs monitorando inclusive as interligações com os Estados Unidos e Guatemala (MARTINEZ, 2012).

No Brasil destaca-se o Projeto MedFasee, empreendido pela Universidade Federal de Santa Catarina, descrito na subseção seguinte, e alguns projetos desenvolvidos de modo autônomo por empresas do setor elétrico, como:

- Projeto Furnas: 14 PMUs que monitoram essencialmente a região sudeste do Brasil, na área de atuação da Eletrobrás Furnas (FILHO et al., 2010).
- ELETRONORTE: 3 PMUs que monitoram SE da região norte do Brasil, nas proximidades da UHE Tucuruí (MOUTINHO; MARTINS, 2012).

Além destes projetos, o ONS possui um projeto de caráter mais sistêmico. Nele planeja-se a instalação de PMUs nas principais subestações do Brasil (MORAES; VOLSKIS, 2006).

2.4.1.1 Projeto MedFasee

O projeto MedFasee tem como objetivos principais a pesquisa, o desenvolvimento e a difusão da tecnologia de medição fasorial sincronizada e suas aplicações (DECKER et al., 2010). No âmbito deste projeto, foram implementados três SPMS: O primeiro, denominado SPMS MedFasee BT, teve início com o monitoramento das tensões trifásicas na baixa tensão das três capitais dos estados do Sul do Brasil (DECKER et al., 2005). O segundo constituiu-se de um protótipo de SPMS que monitorava a rede de 525 kV da Eletrosul, denominado SPMS MedFasee Eletrosul (DECKER et al., 2009). E, por fim, o SPMS MedFasee CTEEP, que monitora a rede de 440 kV da CTEEP.

2.4.1.1.1 SPMS MedFasee BT

O SPMS MedFasee BT é constituído, atualmente, por 22 PMUs instaladas em universidades, cobrindo as cinco regiões geográficas brasileiras como ilustrado na Figura 2.3 (MEDFASEE, 2013) e descrito na Tabela 2-1.

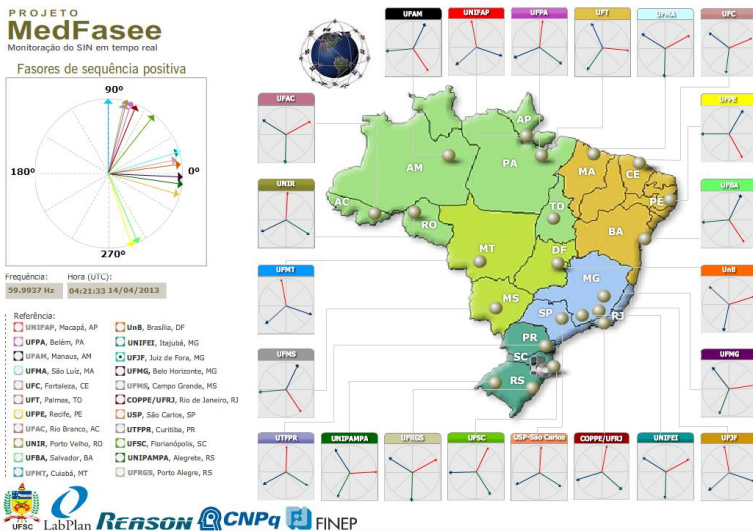


Figura 2.3 – Site de fasores do SPMS MedFasee BT (www.medfasee.ufsc.br)

Tabela 2-1: Locais com PMUs instaladas

Região	Estado	Cidade	Universidade
Sul	Rio Grande do Sul	Alegrete	UNIPAMPA
		Porto Alegre	UFRGS
	Santa Catarina	Florianópolis	UFSC
	Paraná	Curitiba	UTFPR
Sudeste	São Paulo	São Carlos	USP
	Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	UFRJ – COPPE
		Itajubá	UNIFEI
		Minas Gerais	Juiz de Fora
		Belo Horizonte	UFMG
Centro-Oeste	Mato Grosso do Sul	Campo Grande	UFMS
	Mato Grosso	Cuiabá	UFMT
	Distrito Federal	Brasília	UNB
Norte	Rondônia	Porto Velho	UNIR
	Pará	Belém	UFPA
	Acre	Rio Branco	UFAC
	Amazonas	Manaus	UFAM
	Amapá	Macapá	UNIFAP
	Tocantins	Palmas	UFT
Nordeste	Pernambuco	Recife	UFPE
	Maranhão	São Luís	UFMA
	Bahia	Salvador	UFBA
	Ceará	Fortaleza	UFC

As PMUs utilizadas operam com taxa de amostragem de 15.360 Hz, 256 amostras por ciclo da rede elétrica. A partir dessas amostras, é feito o cálculo do fasor, cuja exatidão deve atender requisitos da norma IEEE Std. C37.118.1-2011. No caso do SPMS MedFasee BT, cada PMU calcula e transmite ao PDC 60 fasores por segundo, relativos a cada uma das tensões trifásicas medidas.

O sistema de aquisição de dados está equipado com uma estrutura hierárquica de PDCs, denominada Sistema de Concentradores de Dados Fasoriais (*Phasor Data Concentrator System – PDCS*) (FÜRSTENBERGER, 2010), desenvolvida também no âmbito do projeto e instalada no Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica – LabPlan, na Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, em Florianópolis – SC.

A infraestrutura de comunicação empregada é a Internet, sendo que o tráfego de dados é realizado por meio de Redes Privadas Virtuais (*Virtual Private Network – VPN*) entre as PMUs e o PDCS.

2.4.1.1.2 SPMS MedFasee CTEEP

O SPMS MedFasee CTEEP é fruto de um projeto de pesquisa desenvolvido em parceria entre LabPlan/UFSC e CTEEP. O objetivo do projeto é desenvolver e implementar um protótipo de sistema de monitoração e análise do desempenho dinâmico do sistema elétrico, baseado em medidas fasoriais sincronizadas, na rede de transmissão da CTEEP (DECKER et al., 2011).

O SPMS desenvolvido é formado por cinco PMUs, instaladas em três subestações (SE) da CTEEP, e um PDCS instalado em Bom Jardim. As SE monitoradas são Ilha Solteira, Bauru e Cabreúva, proporcionando o monitoramento do corredor 440 kV que liga a UHE Ilha Solteira a região metropolitana de São Paulo.

Na Figura 2.4 é ilustrado este sistema, onde quatro circuitos são monitorados:

- Ilha Solteira – Bauru C1;
- Ilha Solteira – Bauru C2;
- Bauru – Cabreúva C1;
- Cabreúva – Bom Jardim.

No primeiro monitoram-se somente as tensões e correntes do terminal da SE Ilha Solteira, sem redundância nas correntes de TCs de Proteção e Medição. Já no segundo e terceiro são monitorados ambos os terminais através das tensões e corrente, tendo redundância na leitura das correntes de TCs de proteção e medição. No último circuito é monitorado somente o terminal de Cabreúva através das tensões e correntes redundantes.

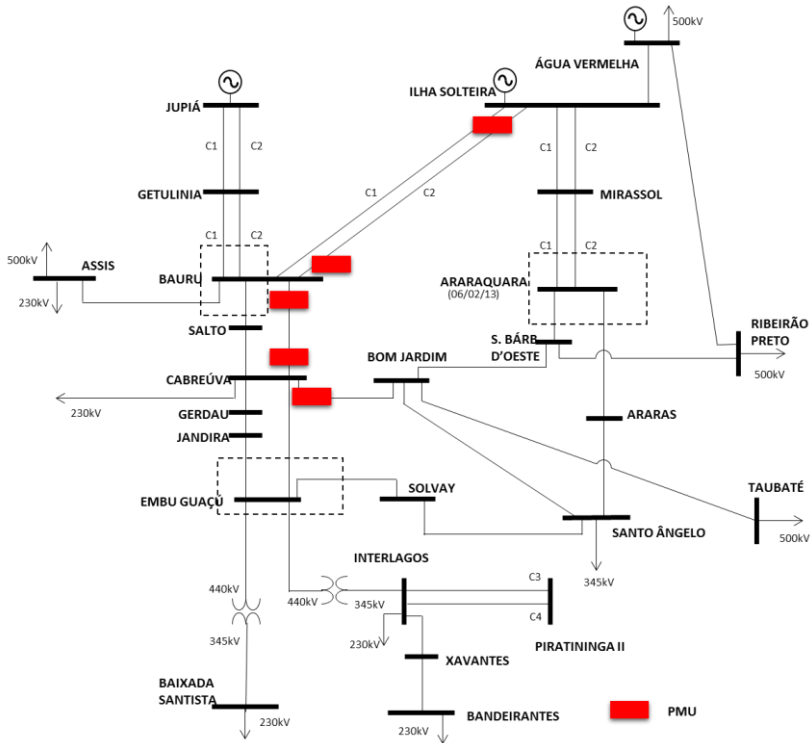


Figura 2.4 – SPMS MedFasee CTEEP

Além do protótipo de SPMS, foram desenvolvidos aplicativos de monitoramento e um PDC hierárquico. A evolução deste projeto gerou um novo projeto de pesquisa, que envolve o desenvolvimento de um sistema piloto de avaliação automática da segurança dinâmica em tempo real, empregando regiões de segurança e dados de medição fasorial sincronizada (DECKER et al., 2013).

2.4.2 Aplicações da Medição Fasorial Sincronizada

As aplicações dos SPMS tem sido classificadas em básicas, de monitoramento, especiais e de controle e proteção, conforme ilustrado na Figura 2.5. (SANTOS, 2008; XIAORONG et al., 2006).

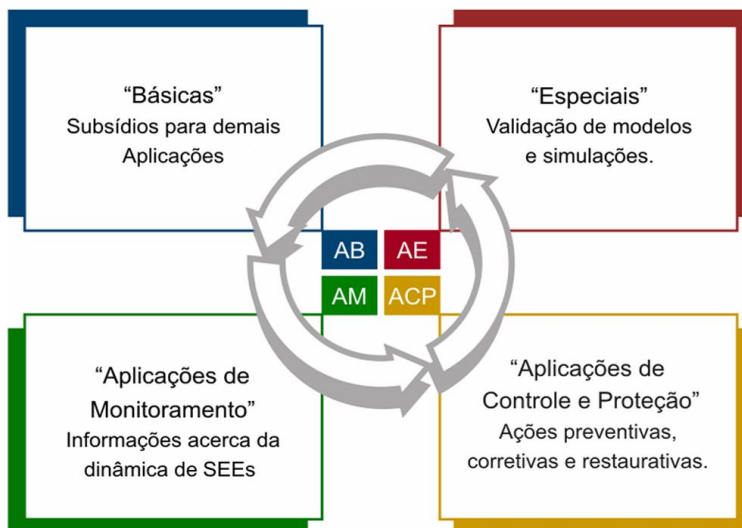


Figura 2.5 – Classificação das aplicações de SPMS (SANTOS, 2008)

As aplicações básicas constituem a estrutura para o desenvolvimento das demais aplicações, sendo compostas basicamente por (JEREMIAS; ZIMMER; et al., 2012a; MOUTINHO; MARTINS, 2012):

- Plataforma integrada de dados fasoriais;
- Monitoramento e visualização da dinâmica do SEE;
- Registro e reprodução de eventos.

As aplicações de monitoramento permitem avaliar a segurança do sistema em tempo real, sendo elas (BEZ; SIMÕES COSTA, 2012; JEREMIAS, 2012):

- Análise de oscilações de baixa frequência em tempo real;
- Estimacão de estados híbrida e distribuída;
- Monitoramento da estabilidade de tensão;
- Monitoramento do estado de operação de geradores.

As aplicações de controle e proteção tem a função de melhorar a operação do sistema por meio de ações preventivas, corretivas e restaurativas. Tais aplicações compreendem (BRUSTOLIN et al., 2012; ZIMMER; JEREMIAS; DECKER; et al., 2012):

- Estrutura de predição para esquema de controle emergencial;
- Predição e alarme de instabilidade angular;
- Identificação de eventos;
- Controle automático de tensão.

As aplicações especiais avaliam a confiabilidade dos resultados de simulações e contribuem na modelagem de novos sistemas e equipamentos, visando a redução de imprecisões nas simulações dinâmicas, dentre as quais podem ser citadas (GOMEZ et al., 2011; TREVISAN, 2011):

- Validação de modelos de simulações;
- Identificação de parâmetros e modelos;

A aplicação de identificação de eventos, citada nas aplicações de controle e proteção, utiliza o fenômeno de propagação de ondas eletromecânicas em sistemas elétricos para estimar a localização do evento. Este fenômeno de propagação é descrito em sequência.

2.4.3 Propagação de Ondas Eletromecânicas

Há muito tempo que os engenheiros de sistemas de energia reconheceram que eventos eletromecânicos se propagam na rede elétrica com velocidade finita. Porém, só nos últimos anos, com a medição simultânea de ângulos de rotores por meio dos SPMS, que o monitoramento de perturbações confirmou a existência de uma velocidade de propagação bem menor do que a da luz (THORP et al., 1998).

Quando um gerador é subitamente retirado de operação, ou um bloco de carga ou uma LT são desligados, o desbalanço de potência causa súbitas mudanças na frequência do sistema (YONG JIA et al., 2012), a qual está atrelada a equação de oscilação de sistemas elétricos.

$$M\ddot{\delta} + D\dot{\delta} = P_m - P_e = P_a \quad (2.1)$$

onde M é a constante de inércia do rotor, que é dada por $M = \omega J$ sendo que ω é a frequência angular do rotor do gerador e J é momento de

inércia do rotor ($M = 2H$). D é a constante de amortecimento mecânico e P_e , P_m e P_a são as potências elétrica, mecânica e acelerante, respectivamente.

A diferença entre a potência elétrica e a potência mecânica é a potência acelerante, que provoca alterações de velocidade no rotor dos geradores.

Em THORP et al. (1998) o fenômeno de propagação de ondas eletromecânicas é deduzido mediante a abordagem de um sistema de potência distribuído usando a equação de oscilação. Nele os parâmetros do sistema são funções das coordenadas espaciais que, no caso do sistema elétrico, são coordenadas geográficas, esta dedução é reproduzida no ANEXO A.

No mesmo artigo, o fenômeno de propagação de ondas eletromecânicas é exemplificado mediante um exemplo numérico, que é dado por um gerador conectado por uma linha cuja defasagem angular é de $\theta \approx \pi/2$ e a magnitude de tensão V é igual a $1,0 pu$. A potência base é $S_{base} = 100 MVA$ e a tensão base é de $500 kV$, resultando na impedância base de $Z_{base} = 500^2/100 = 2500 \Omega$. A constante de inércia é de $6 s$ e a impedância da linha é $|z| = 0,8/2500 = 3,2 \times 10^{-4} pu$ por milha. Com isso, a velocidade de propagação pode ser calculada diretamente pela equação (A.10) do ANEXO A:

$$v = \sqrt{\frac{2\pi f \times 1^2 \times \text{sen}(\pi/2)}{2 \times 6 \times 3,2 \times 10^{-4}}} = 313 \text{ milhas/s} = 500 \text{ km/s}$$

Segundo THORP et al. (1998) esta velocidade é compatível com a propagação de eventos monitorados no sistema elétrico norte-americano. Entretanto, SHU-JEN et al. (2007) analisaram eventos reais neste sistema, onde foram observadas velocidades de propagação da ordem de 1000 km/s . Esta diferença pode ser associada a diferença existente na análise de um sistema real que, em geral, é malhado, e um sistema radial como o utilizado no exemplo.

Este fenômeno de propagação mostra que um evento eletromecânico que ocorre em um determinado ponto do sistema elétrico demora um tempo finito a se propagar por todo o sistema. Assim, diferentes PMUs vão observar o início do evento em instantes distintos, o que pode ser utilizado na localização do evento.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas as estruturas atuais de medição, operação e controle de SEE. Tais estruturas realizam o monitoramento de SEE a décadas. Contudo, os avanços tecnológicos, vinculado as restrições econômicas e ambientais, e a exigência por maior confiabilidade dos SEE inseriu novos conceitos no setor. Dentre eles destacam-se a geração distribuída (GD), bem como as microgerações e microrredes, e as redes elétricas inteligentes.

A inserção maciça de GD, associada a fontes renováveis e conectadas à rede por conversores, faz com que os atuais sistemas EMS/SCADA, instalados nos centros de operação do SIN, sejam menos confiáveis devido à sua lentidão frente as características dinâmicas das GD. Portanto, novas tecnologias que possibilitem maior rapidez no monitoramento devem tomar os rumos da operação dos sistemas elétricos.

Por fim, discorreu-se sobre a medição fasorial sincronizada, que é uma das plataformas para a inserção das redes inteligentes, pois viabiliza o monitoramento da dinâmica de SEE. Foram apresentadas a estrutura física que a compõem, o seu atual estado de desenvolvimento no mundo, com destaque aos SPMS instalados no Brasil, e suas funcionalidades destacando a identificação de eventos, que utiliza o fenômeno de propagação de ondas eletromecânicas como subsídio teórico para a localização de eventos.

3 EVENTOS EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O objetivo deste capítulo é abordar os eventos que afetam os SEE e os seus impactos. Inicialmente, são definidos os principais termos empregados no estudo de perturbações em SEE. Em sequência, discorre-se sobre resultados presentes na literatura que tratam sobre as características dinâmicas dos sistemas elétricos quando sujeitos a eventos. São apresentadas simulações que ilustram o comportamento dinâmico de um sistema elétrico sujeito a perdas de carga e geração. Por fim, são detalhadas as características dos principais tipos de eventos que ocorrem no Sistema Interligado Nacional (SIN). Tais eventos são ilustrados por meio de sinais de frequência obtidos pelo SPMS MedFasee BT.

3.1 DEFINIÇÕES

A primeira definição importante a ser descrita antes da análise de eventos é a definição de frequência de sistemas elétricos. Existem duas definições para a frequência. A primeira diz que a frequência é um parâmetro da tensão que pode ser estimado e a outra diz que a frequência é um parâmetro do sistema. A diferença entre estas duas definições é que a frequência do sistema é a velocidade de rotação dos geradores, que deveria ser exatamente a mesma, mas na prática existem pequenas variações. Esta frequência é utilizada em simulações, mas não pode ser medida facilmente (BOLLEN; GU, 2006).

Por outro lado, a frequência como parâmetro da tensão é calculada diretamente na forma da onda da tensão, em qualquer local do sistema, e na maior parte do tempo a frequência medida da tensão é semelhante a frequência do sistema. Com estas definições assume-se que o sistema elétrico possui a mesma frequência em toda a sua abrangência, mas durante a ocorrência de eventos ocorrem diferenças significativas na frequência entre locais diferentes (BOLLEN; GU, 2006).

A frequência medida pelos SPMS é a frequência como parâmetro da tensão, que está sujeita as variações angulares que ocorrem durante a ocorrência de eventos. Estas variações causam saltos no sinal de frequência, que são definidos aqui como saltos na frequência, ou simplesmente **saltos**.

Os termos utilizados na descrição das perturbações observadas no SIN são baseados nos Procedimentos de Rede elaborados pelo ONS,

com a participação dos agentes e aprovados pela ANEEL. Dentre os termos definidos destacam-se:

Sequência de eventos: apresentação cronológica dos desligamentos automáticos e manuais e da recomposição do sistema.

Perturbação: ocorrência no SIN caracterizada pelo desligamento forçado de um ou mais de seus componentes, que acarreta quaisquer das seguintes consequências: corte de carga, desligamento de outros componentes do sistema, danos em equipamentos ou violação de limites operativos.

Baseado nestas definições, neste trabalho o termo “**evento**” refere-se a qualquer distúrbio ocorrido em SEE, seja ele um fenômeno eletromagnético ou eletromecânico, independente da dimensão de seu impacto. Já o termo “**perturbação**” é considerado um conjunto de eventos que caracteriza um distúrbio de grande impacto no sistema elétrico. Assim, pode-se dizer que uma perturbação é formada por uma sequência de eventos.

3.2 CARACTERÍSTICAS DINÂMICAS DE EVENTOS

Diferentes tipos de perturbações ocorrem nos sistemas elétricos, e, em geral, a origem destas perturbações são curtos-circuitos, chaveamentos e defeitos em equipamentos.

Pequenos eventos, como mudanças de taps de transformadores e manobras de compensadores reativos, afetam o sistema localmente, podendo ser melhor observados em medidas do módulo de tensão.

Grandes eventos alteram as condições de operação de geradores, causando desequilíbrios entre carga e geração e afetando várias áreas de um SEE. Este tipo de evento pode ser bem observado não só no módulo da tensão como também na frequência e na defasagem angular entre as tensões de barra no sistema elétrico.

A caracterização automática de eventos sistêmicos tem sido considerada uma forma de aumentar a segurança na operação dos SEE. Deste modo, em BYKHOVSKY; CHOW (2003) alguns eventos foram caracterizados mediante o comportamento do sistema elétrico sujeito a eles. As variáveis observadas são a frequência, a derivada da frequência e a alteração no fluxo de potência das linhas de transmissão (LT) próximas do evento.

Na Tabela 3-1 é descrita essa caracterização. Como a classificação é realizada basicamente com as características do comportamento da frequência, são analisados apenas os eventos que alteram a topologia do sistema ou o balanço de potência pela perda de

carga ou de geração. Neste trabalho, esses eventos são denominados como **eventos sistêmicos**, pois são observados em todo o sistema elétrico.

Tabela 3-1: Caracterização de eventos sistêmicos

Tipo de Evento	Alteração na Frequência	Alteração na Derivada da Frequência	Alteração no Fluxo da LT
Perda de Geração Próxima	Negativa	Salto	Grande
Perda de Geração Distante	Negativa	Moderado	Desprezível
Perda de Carga	Positiva	Moderado	Detectável
Fechamento de LT	Desprezível	Salto	Grande
Oscilações Eletromecânicas	Desprezível	Pequeno	Oscilações

Fonte: BYKHOVSKY; CHOW (2003).

Na Tabela 3-1 observa-se que as alterações na frequência dadas pela perda de carga e perda de geração tem comportamento contrário. Isto é representado matematicamente pela potência acelerante (3.1), onde a perda de potência elétrica (P_e) ou de carga causa aumento da potência acelerante, e a perda de potência mecânica (P_m) ou de geração torna a potência acelerante negativa.

$$P_a = P_m - P_e \quad (3.1)$$

Observe-se, também, que outros eventos como mudanças topológicas e oscilações eletromecânicas causam alterações desprezíveis na frequência, mas, causam alterações observáveis na sua derivada e melhor ainda no fluxo de potência de LTs próximas destes eventos.

Além disso, em todos os casos há variações observáveis na derivada da frequência, o que indica que este sinal é um bom indicador para a detecção de eventos.

3.3 SIMULAÇÕES DE EVENTOS SISTÊMICOS

No modelo contínuo de sistemas elétricos, descrito no ANEXO A, toma-se como premissa básica o fato dos modelos de simulação existentes não conseguirem representar fielmente o fenômeno da propagação de oscilações eletromecânicas. Desta forma, no modelo contínuo os geradores, cargas e demais elementos possuem coordenadas espaciais, representando não só os seus parâmetros elétricos como também a sua localização geográfica. Por meio dessa formulação PARASHAR et al. (2004) desenvolveram um modelo contínuo para um sistema teste de 27 barras baseado no sistema New England.

Entretanto, em SHU-JEN et al. (2007) são realizadas simulações usando modelos tradicionais de sistemas elétricos. Os resultados são comparados com o desempenho real do sistema, obtido por meio de sincrofasores, e a velocidade de propagação dos eventos é analisada através de um modelo contínuo aproximado.

As simulações foram realizadas usando os sistemas leste (EUS) e oeste (WECC127) dos Estados Unidos, as quais resultaram em diferentes respostas de frequência, sendo que, nas áreas com maior densidade de geração, há um retardo maior na propagação de eventos. Constatou-se que os eventos se propagam mais rapidamente nas regiões com menor densidade de geração. Além disso, observou-se que, para o caso estudado, a frente de onda causada pelo evento viaja a uma velocidade maior no sistema oeste do que no sistema leste norte-americano.

Para exemplificar o comportamento de um sistema elétrico sujeito a eventos sistêmicos, representado pelo seu modelo tradicional, foram simulados eventos no sistema IEEE – 9 barras no programa ANATEM, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Originalmente, o sistema IEEE – 9 barras (Figura 3.1) é constituído por três usinas geradoras (barras 1, 2 e 3), três blocos de carga (barras 5, 6 e 8) e nove elementos, entre os quais três transformadores e seis linhas de transmissão, que interligam as nove barras do sistema.

Para realizar as simulações considerou-se que cada usina é constituída de um grupo de 5 máquinas, o que possibilita simular a perda de unidades de geração. Foram adicionados 20 MW de carga na barra 9, de modo que se possa relacionar interrupções de carga com áreas mais próximas de uma planta de geração.

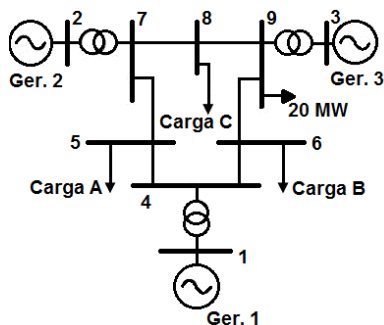


Figura 3.1 – Sistema teste IEEE – 9 barras (ANDERSON; FOUAD, 1977)

3.3.1 Simulação de Perda de Geração

Na Figura 3.2 é apresentada a resposta da frequência do sistema a perda de um dos cinco geradores conectados à barra 2, que gerava 32,6 MW, representando 9,62% da geração total (338,9 MW). Observa-se que:

- O evento afeta todas as barras do sistema;
- As barras com geração (1 e 3), mesmo não sendo as barras mais distantes eletricamente do evento, são as barras cuja frequência demora mais a sofrer o impacto do evento. Observe que a barra 6 é a mais distante eletricamente do evento (medida a partir da impedância equivalente).

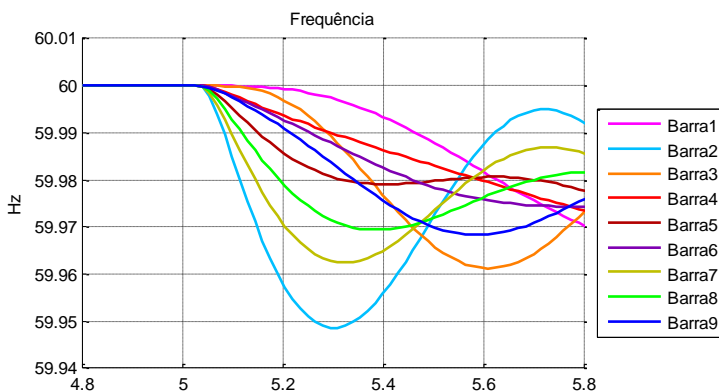


Figura 3.2 – Frequência durante a simulação de perda de geração

3.3.2 Simulação de Interrupção de Carga

Na Figura 3.3 é apresentada a resposta da frequência do sistema quando sujeito a uma interrupção de carga de 20 MW na barra 9, representando 5,97% da carga total (335 MW). Observa-se que:

- Embora o evento tenha ocorrido na barra 9, a barra mais afetada é a barra 3, pois ela é a barra de geração mais próxima do evento, e, portanto, quem tem maior influência na frequência da barra em que ocorreu a rejeição de carga;
- Do mesmo modo que na perda de geração, as últimas barras a serem afetadas foram as barras de geração.

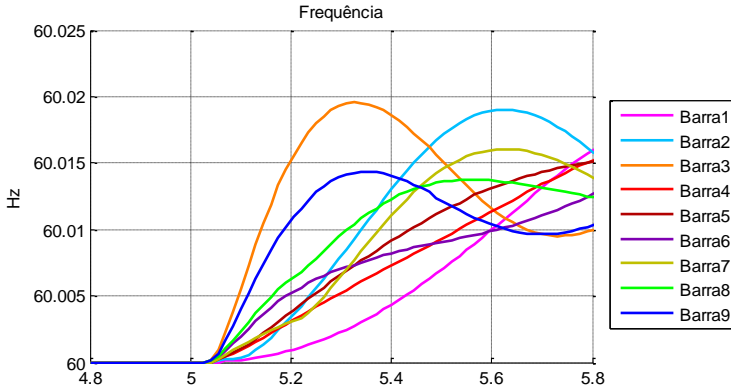


Figura 3.3 – Frequência durante a simulação de interrupção de carga

Por meio da análise dessas simulações observa-se que ocorrem atrasos na propagação dos eventos, mesmo utilizando modelos tradicionais. Isto ocorre devido às características elétricas do sistema, em especial às inércias das máquinas envolvidas. Entretanto, com essas simulações não se pode representar fielmente a propagação de eventos, pois, os modelos não consideram a localização geográfica dos elementos da rede, que são representados no modelo contínuo.

3.4 EVENTOS MONITORADOS NO SIN

Desde a concepção do SPMS MedFasee BT são observadas perturbações no SIN, incluindo grandes blecautes, tais como:

Blecaute Sudeste/Centro-Oeste 2009: ocorreu no dia 10 de novembro de 2009, afetou diretamente as regiões Sudeste e Centro-Oeste e ocasionou a interrupção de aproximadamente 28.800 MW no Brasil e 980 MW no Paraguai (ONS, 2001 - 2012).

Blecaute Norte/Nordeste 2010: ocorreu no dia 10 de fevereiro de 2010, afetou principalmente as regiões Norte e Nordeste com a interrupção de aproximadamente 3860 MW (ONS, 2001 - 2012).

Blecaute Nordeste 2011: ocorreu no dia 04 de fevereiro de 2011, afetou diretamente a região Nordeste com a interrupção de aproximadamente 5600 MW de carga (ONS, 2001 - 2012).

Blecaute Sul/Sudeste/Centro-Oeste 2012-1: ocorreu no dia 03 de outubro de 2012 devido a perda de UHE Itaipu 60 Hz, causou a interrupção de aproximadamente 3600 MW de carga nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste (ONS, 2001 - 2012).

Blecaute Norte/Nordeste 2012: ocorreu no dia 26 de outubro de 2012, afetou principalmente as regiões Norte com a interrupção de 9500 MW e Nordeste com 3400 MW (ONS, 2001 - 2012).

Blecaute Sul/Sudeste/Centro-Oeste 2012-2: ocorreu no dia 15 de dezembro de 2012, afetou diretamente as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste além dos estados de Goiás, Rondônia e Acre. Causou a interrupção de aproximadamente 8166 MW (ONS, 2001 - 2012).

Além destas grandes perturbações, o SPMS MedFasee BT tem sido de grande valia na análise de eventos que afetam o SIN diariamente. Nas seções seguintes são ilustrados alguns destes eventos, sendo destacadas as características de cada um no sinal de frequência proveniente de SPMS.

Algumas características qualitativas de eventos foram descritas na seção 3.2. Entretanto, na presente seção elas são exploradas com mais detalhes, sendo também abordadas algumas características quantitativas.

A análise quantitativa é realizada através da Análise pelo Método de Prony (AMP), abordada no projeto MedFasee por SANTOS (2008) JEREMIAS (2012) e PRIOSTE (2011). O método de Prony é amplamente utilizado na identificação de sinais, buscando reconstruir um sinal por meio de um somatório de funções senoidais amortecidas. Por meio dele, decompõe-se o sinal em um somatório de sinais, e assim pode-se analisar a frequência de oscilação, taxa de amortecimento, amplitude e fase dos seus componentes com maior energia.

O método de Prony apresenta resultados melhores quando empregado em janelas de 10 a 20 segundos e taxa de atualização de 60 fasores por segundo (JEREMIAS; ZIMMER; DECKER; E SILVA; AGOSTINI; et al., 2012). Deste modo, nas AMP dos eventos descritos a seguir, são utilizados 20 segundos de dados com taxa de 60 fasores por segundo, os quais correspondem ao período inicial de cada perturbação. A AMP é realizada usando sua formulação multissinais, ou seja, todos os sinais de frequência são analisados de uma só vez, o que resulta em componentes de mesma frequência e amortecimento para todos os sinais, porém com fase, amplitude e energia diferentes em cada sinal.

3.4.1 Curtos-Circuitos e Chaveamentos

Quando ocorre a redução abrupta na impedância em algum ponto da rede elétrica, em relação a terra ou entre fases, a tal ponto que é rompida a rigidez dielétrica, ocorre um curto-circuito. A magnitude da corrente de curto-circuito depende de vários fatores, e, por ser de grande

intensidade, é um dos sinais utilizados na proteção dos circuitos envolvidos.

Em geral, os curtos-circuitos são rapidamente eliminados mediante a atuação dos sistemas de proteção e, dependendo do nível de tensão em que ocorrem, causam pouco impacto no restante do sistema. Quanto maior o nível de tensão, maior o impacto causado pelo evento.

Chaveamentos de linhas de transmissão, reatores, bancos de capacitores e outros elementos, também impactam os circuitos próximos a eles, mas com menor intensidade que os curtos-circuitos.

Tanto os curtos-circuitos como os chaveamentos causam transitórios eletromagnéticos que se propagam pelo sistema em velocidades próximas da velocidade da luz, o que dificulta a análise usando sincrofasores.

O comportamento abrupto das correntes e tensões das barras próximas aos curtos-circuitos e chaveamentos é refletido nas frequências calculadas pelas PMUs, resultando em saltos no sinal de frequência, tal como ilustrado nas figuras seguintes.

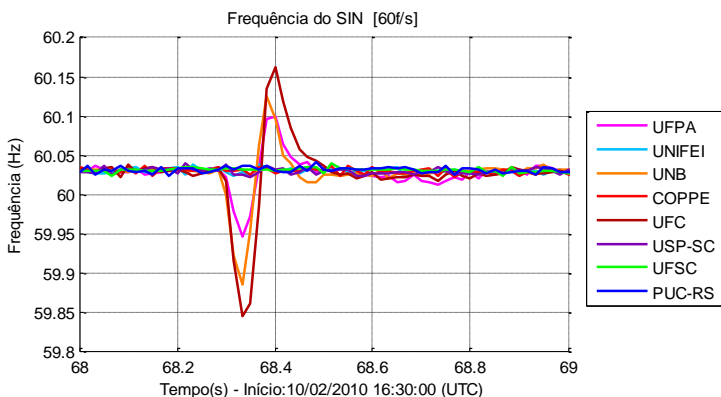


Figura 3.4 – Curto-circuito na LT 500 kV Miracema-Colinas

Observa-se que o impacto destes eventos se alastra instantaneamente nos terminais próximos a ele. Geralmente, esses eventos causam mudanças topológicas no sistema e, algumas vezes, causam interrupções de carga e/ou perda de geração. Desta forma, é difícil determinar automaticamente o instante em que o evento deixa de ser local (chaveamento e curto-circuito) e torna-se sistêmico (perda de carga ou geração).

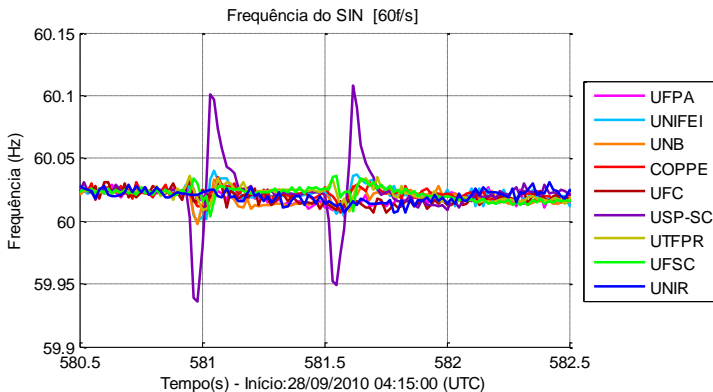


Figura 3.5 – Curtos-circuitos na LT 440kV Ilha Solteira-Água Vermelha

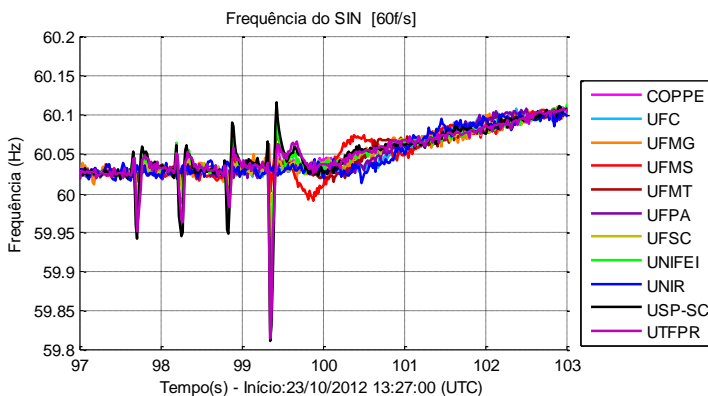


Figura 3.6 – Série de curtos-circuitos na LT 230kV Cabreúva- CBA seguidos de rejeição de carga (aproximadamente 480 MW)

Além disso, verifica-se que os curtos-circuitos e chaveamentos têm baixo impacto nos terminais distantes. Desta forma, é plausível dizer que, na detecção de um evento que não se alastra pelo restante do sistema, ocorreu um chaveamento na região da PMU atingida, ou um curto-circuito na área mais afetada, sendo que o sinal mais afetado indica a PMU mais próxima do evento.

3.4.2 Interrupção de Carga

Em geral as interrupções de carga ocorrem devido a indisponibilidade de elementos a montante do bloco de carga, dada principalmente pela atuação da proteção de circuitos de subestações que

alimentam regiões metropolitanas e áreas industriais. No gráfico da Figura 3.7 é ilustrado o comportamento da frequência durante uma interrupção de aproximadamente 937 MW de carga, ocorrida no dia 18 de outubro de 2011 no estado do Maranhão.

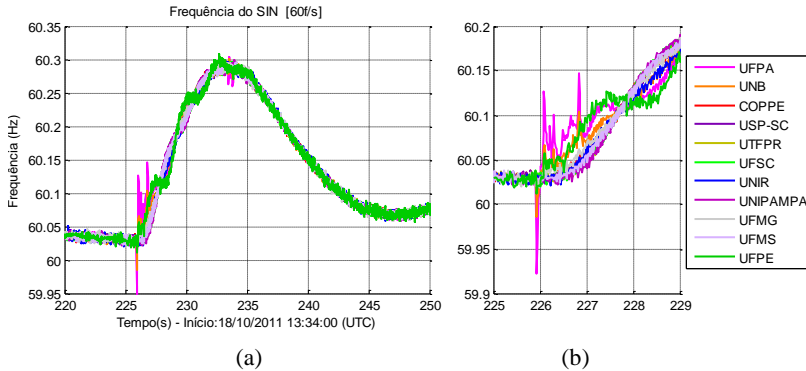


Figura 3.7 – (a) Frequência do SIN durante a rejeição de carga no Maranhão (937 MW) (b) Detalhe do início do evento

Outro exemplo de interrupção de carga ocorreu no estado do Rio de Janeiro no dia 24 de janeiro de 2012. Ela ocorreu devido a atuação de uma das lógicas de conservação de cargas da área Rio de Janeiro e Espírito Santo, devido ao desligamento de algumas linhas de transmissão no estado do Rio de Janeiro. Este evento causou a interrupção de aproximadamente 1490 MW e é ilustrado na Figura 3.8.

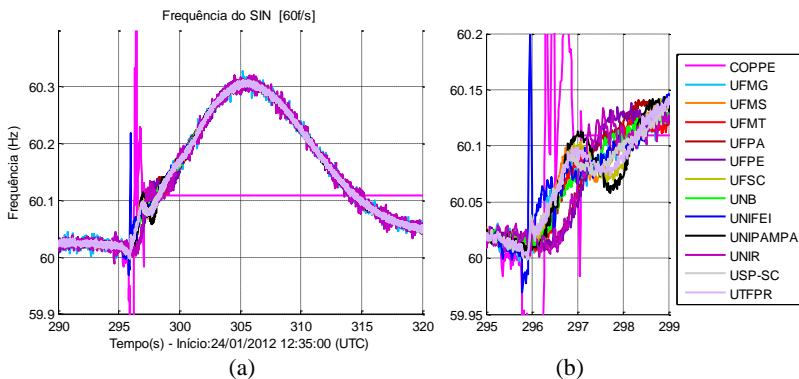


Figura 3.8 – (a) Frequência do SIN durante a rejeição de carga no Rio de Janeiro (1490 MW) (b) Detalhe do início do evento

Um caso mais grave de interrupção de carga aconteceu nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo no dia 11 de Outubro de 2011, onde aproximadamente 3960 MW de carga foram interrompidos. A Figura 3.9 ilustra o comportamento da frequência durante a perturbação e o detalhe do seu início.

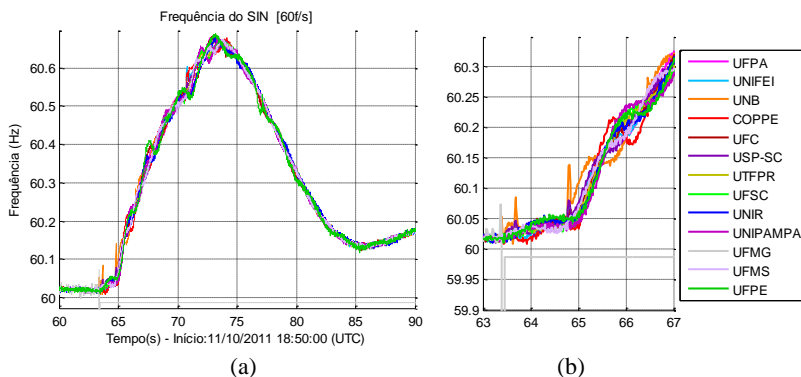


Figura 3.9 – Frequência do SIN durante a rejeição de carga em Minas Gerais (3960 MW) (b) Detalhe do início do evento

Observe-se que, em todas as interrupções de carga, ocorre sobrefrequência no SIN, resultado do aumento da velocidade angular dos geradores síncronos, causado pelo desbalanço entre a potência elétrica e mecânica.

Os saltos iniciais nas frequências, mais evidentes na primeira e na segunda perturbação (Figura 3.7 e Figura 3.8), são característicos de curtos-circuitos e chaveamentos, prováveis eventos que causaram as interrupções de carga. Durante o período em que ocorrem estes saltos, o sistema não está estacionário, ou seja, estão ocorrendo mudanças topológicas severas devido a aberturas de LTs nas proximidades destes terminais.

A AMP de um histórico de interrupções de cargas registradas pelo SPMS MedFasee BT é apresentada na Tabela 3-2. O intuito desta análise visa relacionar a intensidade da interrupção de carga (montante de carga interrompida) com a energia da componente principal deste sinal (energia da oscilação sistêmica), dada pela componente correspondente à oscilação sistêmica que possui frequência entre 0,03 e 0,05 Hz.

Tabela 3-2: Interrupções de carga no SIN

Data	Local	Potência (MW)	Oscilação Sistêmica		
			Freq.(Hz)	Energia (Hz.s)	Ampl. (Hz)
29/07/2012	SP	306	0,052	0,750	0,034
18/03/2010	MG	340	0,040	0,988	0,039
05/10/2010	RJ	350	0,037	0,751	0,022
01/09/2012	GO	395	0,039	0,633	0,035
09/05/2012	PA	400	0,047	0,632	0,042
11/06/2012	RJ	437	0,049	0,640	0,038
22/11/2010	SP	440	0,047	0,293	0,015
16/03/2010	DF	450	0,043	1,570	0,044
23/10/2012	SP	480	0,048	0,553	0,031
05/08/2012	SP	550	0,044	0,882	0,061
29/02/2012	MA	600	0,046	1,092	0,043
16/02/2010	RJ	640	0,038	3,034	0,060
29/02/2012	MA	896	0,046	2,950	0,069
12/03/2012	RJ	900	0,044	2,817	0,092
17/01/2012	SP	915	0,046	2,949	0,057
18/10/2011	MA	937	0,049	3,819	0,085
10/10/2012	RS	984	0,046	3,230	0,083
08/02/2011	SP	1100	0,044	4,031	0,082
06/08/2010	MA	1205	0,042	4,771	0,111
24/01/2012	RJ	1490	0,051	4,864	0,073
10/09/2010	PA	1720	0,046	8,729	0,151
11/10/2011	MG/ES	3960	0,046	18,273	0,150

Na Figura 3.10 é ilustrada uma aproximação linear existente entre o montante de carga interrompida com a energia da oscilação sistêmica observada no SIN.

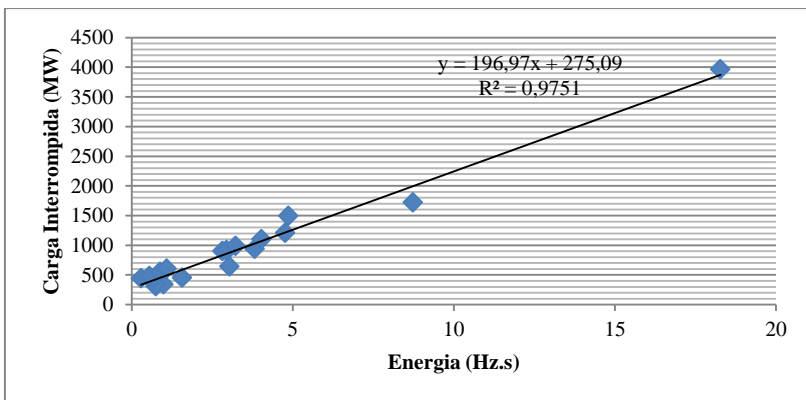


Figura 3.10 – Energia da oscilação sistêmica do SIN

Observe-se que existe uma relação linear aproximada entre a energia da oscilação do SIN e o montante de carga interrompida. Contudo, necessita-se de um número maior de perturbações para enriquecer este estudo, e, além disso, de uma análise mais detalhada que considere o percentual de carga interrompida. Esta análise poderia fornecer resultados mais promissores, levando a uma ferramenta que possa estimar o montante de carga interrompida e, do mesmo modo, o montante de geração perdida.

As oscilações sistêmicas observadas nesta análise consistem, basicamente, da atuação do Controle Automático de Geração (CAG). A este controle, o SIN apresenta como resposta uma oscilação sistêmica bem amortecida, cuja frequência está compreendida entre 0,03 Hz e 0,05 Hz. Durante a operação normal, o SIN apresenta oscilações sistêmicas na ordem de 0,02 Hz, como pode ser observado na Figura 3.11, que ilustra o comportamento normal de operação do SIN durante 12 minutos, e na Figura 3.12, que ilustra o espectro de frequências deste mesmo período.

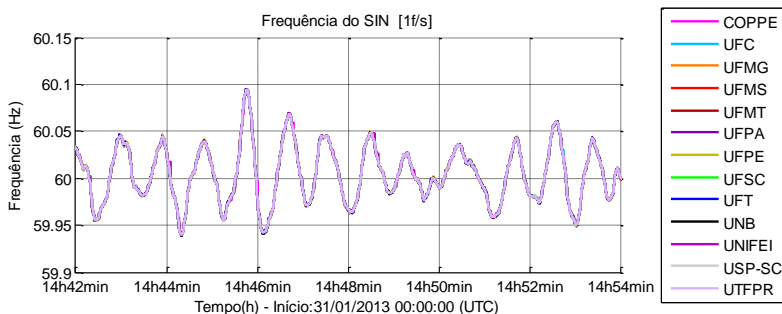


Figura 3.11 – Frequência do SIN durante o regime de operação normal

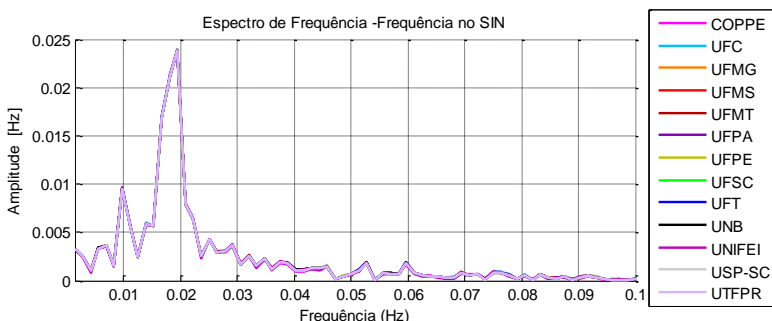


Figura 3.12 – Espectro de frequências da oscilação sistêmica do SIN

3.4.3 Perda de Geração

A perda de geração tem comportamento contrário à interrupção de carga. Do mesmo modo que na interrupção de carga, a magnitude do desvio da frequência deve-se principalmente a magnitude da potência envolvida.

Exemplos de perda de geração no SIN ocorreram nos dias 23 de junho de 2010, com a perda da UHE Porto Primavera, localizada na divisa entre os estados de São Paulo (SP) e Mato Grosso do Sul (MS), que gerava aproximadamente 1350 MW (Figura 3.13); e no dia 22 de março de 2011, com a perda da UHE São Simão, localizada na divisa entre os estados de Minas Gerais (MG) e Goiás (GO), que gerava aproximadamente 1700 MW (Figura 3.14).

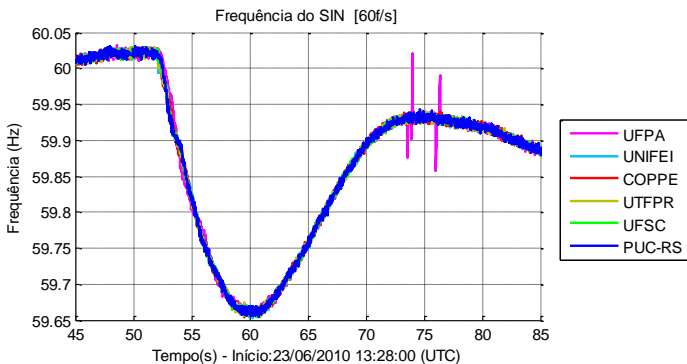


Figura 3.13 – Perda de Geração (UHE Porto Primavera – 1350MW)

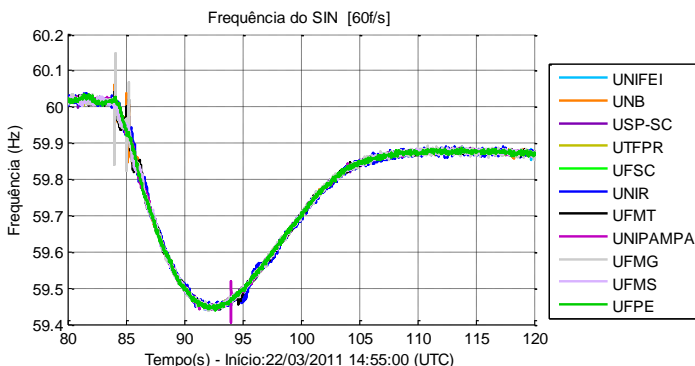


Figura 3.14 – Perda de Geração (UHE São Simão – 1700MW)

Na Figura 3.15 é ilustrada a perda da Usina Termelétrica (UTE) Candiota III, localizada no Rio Grande do Sul (RS), que gerava aproximadamente 215 MW. Observe-se que o afundamento da frequência do SIN é pequeno, e ocorrem oscilações na frequência da PMU instalada na UNIPAMPA.

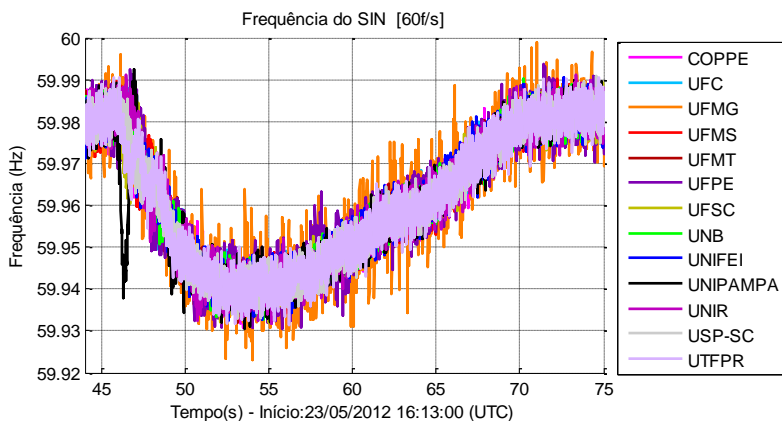


Figura 3.15 – Perda de Geração (UTE Candiota III – 215 MW)

3.4.4 Mudança de Topologia de Rede

Neste trabalho considera-se que mudanças de topologia de rede são constituídas apenas por aberturas ou fechamentos de linhas de transmissão e de transformadores de potência, que não causam a rejeição de carga ou perda de geração.

O comportamento característico da frequência durante esses eventos é dado por variações abruptas, seguidas de pequenas oscilações entre áreas do sistema (modos inter-áreas) ou entre usinas da mesma área (modos locais).

A Figura 3.16 ilustra o comportamento da frequência durante o desligamento de um transformador (TR) de 500/230 kV na subestação (SE) Vila do Conde no estado do Pará (PA).

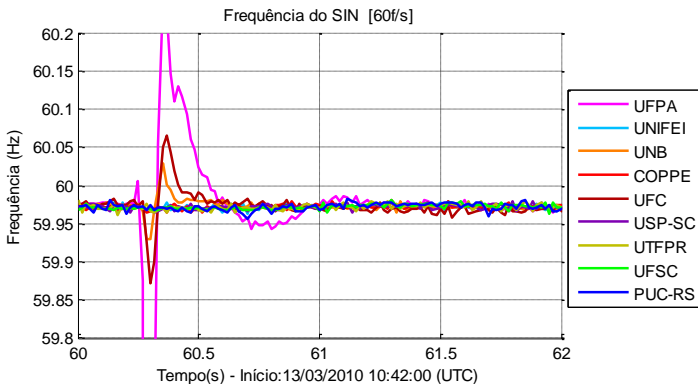
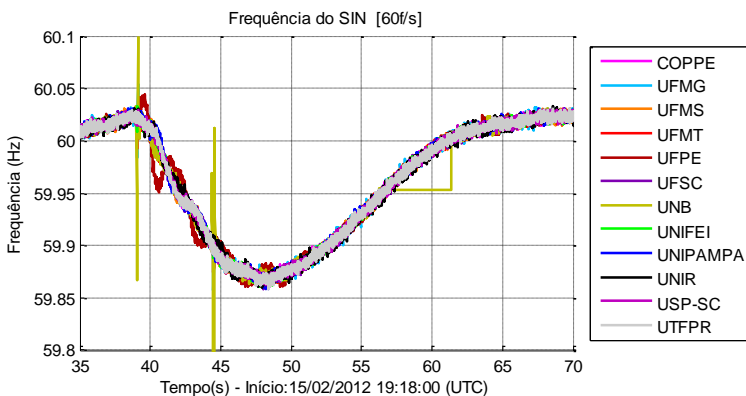


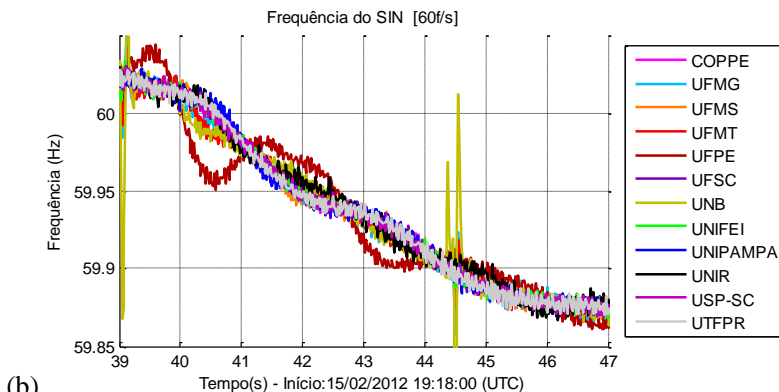
Figura 3.16 – Desligamento de TR na SE Vila do Conde, PA

Observa-se pouco impacto na frequência do SIN e evidencia-se a localização do evento, pois ocorreram saltos na frequência da PMU mais próxima do evento, localizada na UFPA, em Belém, PA.

Todavia, quando ocorre a abertura de uma LT de interligação entre duas áreas com intercâmbio expressivo, ocorre uma mudança considerável no ponto de operação dos geradores de todo o sistema. Em alguns casos existem esquemas de controle cuja atuação pode causar afundamento na frequência do sistema. Este caso é ilustrado na Figura 3.17, que apresenta o comportamento da frequência mediante a abertura da LT 525 kV Peixe 2/Serra da Mesa 2, que é uma das LTs da interligação entre as áreas Nordeste e Sudeste do SIN, ocorrida no dia 15 de fevereiro de 2012.



(a)



Nesta perturbação observa-se prontamente a presença de modos inter-áreas juntos à oscilação sistêmica, os quais são observados na AMP apresentada na Tabela 3-3.

Tabela 3-3: AMP da abertura da LT entre SE/NE (janela entre 39,5 e 49,5s)

Modo	Tipo	Autovalores	Frequência	Amortecimento
1	Sistêmico	$-0,1694 \pm j 0,3254$	0,0518 Hz	46,165 %
2	Inter-área	$-0,2685 \pm j 2,1200$	0,3374 Hz	15,566 %

Outra ferramenta de análise de oscilações é a Análise das Formas Modais (AFM), mais comumente conhecidos pelo termo em inglês *mode-shapes*. A AFM fornece informações sobre “quem está oscilando contra quem”, ou seja, quais áreas estão interagindo em um determinado modo de oscilação.

A Figura 3.18 ilustra que na frequência de 0,0518 Hz todos os terminais estão juntos, demonstrando que o sistema inteiro oscila nesta frequência, como o próprio comportamento da frequência indica. Já na Figura 3.19 verifica-se que na frequência de 0,3374 Hz há uma interação entre as áreas Norte/Nordeste com Sul/Sudeste.

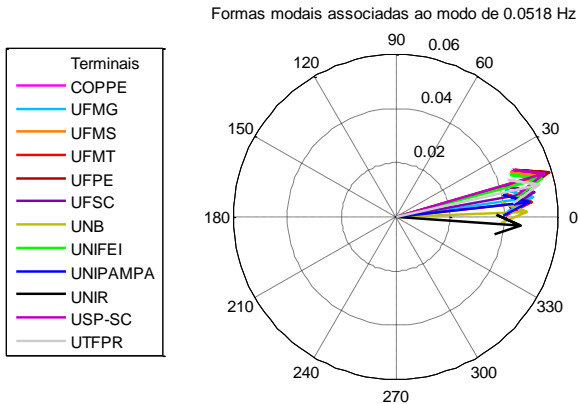


Figura 3.18 – Formas modais associadas a oscilação sistêmica

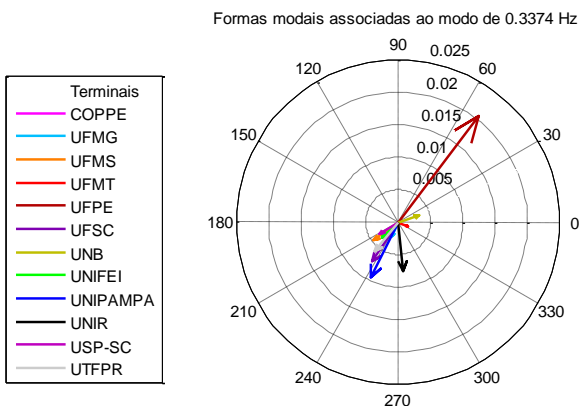


Figura 3.19 – Formas modais associadas ao modo N-S/SE

As mudanças de topologia, que neste trabalho não integram a perda de geração e interrupção de carga, ocorrem diversas vezes ao dia e, como seu impacto é pequeno, não são descritas no Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO), publicado pelo ONS. Entretanto, algumas mudanças topológicas podem levar a condições adversas de operação. Como verificado em dois estudos realizados pelo ONS, que visaram identificar o surgimento de oscilações eletromecânicas sustentadas observadas pelo SPMS MedFasee BT:

UHE Cachoeira Dourada: durante o dia 06 de Março de 2012 foram observadas oscilações sustentadas com maior intensidade nas

PMUs instaladas na UFMT, UFMG, UNIR e UNB. A origem destas oscilações foi identificada na UHE Cachoeira Dourada, localizada no estado de Goiás. Esta usina passou a operar em modo oscilatório na condição de barramento seccionado, que interliga os dois grupos de máquinas que a constituem, devido a restrições de transmissão ocorridas neste dia.

UTE Santa Luzia I: durante os dias 05 a 08 de Maio de 2012 foram observadas oscilações sustentadas com frequência de 0,6 Hz na região do estado do Mato Grosso do Sul. A origem das oscilações foi identificada como a unidade geradora 3 da UTE Santa Luzia I que estava sendo comissionada no período em que as oscilações foram identificadas.

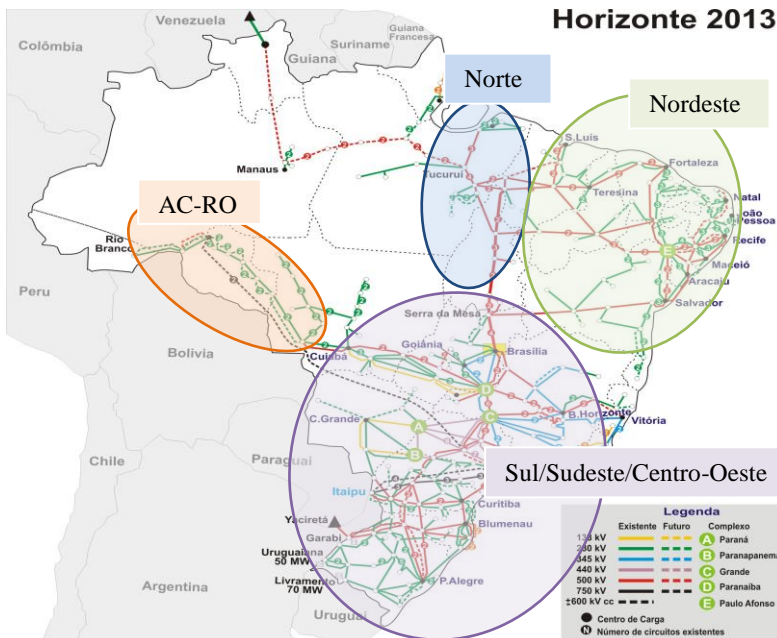
3.4.5 Ilhamento de Sistemas

Quando ocorre o desligamento de LTs que interligam subsistemas, diversos esquemas de proteção atuam visando minimizar o impacto destes eventos.

Com a atuação desses esquemas, muitas vezes o sistema acaba se dividindo em ilhas elétricas, que, geralmente, não estão em equilíbrio de carga e geração, levando a variações na frequência e consequentes perdas de carga e/ou geração em ambas as ilhas.

Nos últimos dois anos os casos mais comuns de ilhamento de sistemas no SIN ocorreram devido ao desligamento das LTs que interligam o subsistema Acre/Rondônia (AC/RO) ao SIN, que atualmente compõe um trecho radial de LTs de 230 kV com aproximadamente 1400 km de extensão, ilustrado em laranja na Figura 3.20. Algumas das principais perturbações na interligação AC-RO/SIN, bem como, o desempenho deste subsistema durante o período de ilhamento, são detalhados em ZIMMER; JEREMIAS; AGOSTINI; et al. (2012).

Em geral, quando ocorrem blecautes o SIN se divide naturalmente devido a atuação das proteções. Este comportamento ocorreu em alguns dos blecautes citados anteriormente, por exemplo, no blecaute de 04/02/2011 onde a região Nordeste ficou ilhada do restante do SIN, e no blecaute de 10/02/2010 onde o Norte, Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste formaram três ilhas elétricas. A Figura 3.20 ilustra as principais ilhas elétricas formadas no SIN.



A Figura 3.21 ilustra a frequência durante um ilhamento do subsistema AC-RO, que sofre um afundamento considerável. O subsistema foi reconectado ao SIN em 12,917 segundos, devido a um esquema de religamento automático, que possui o seguinte procedimento: ocorrida a abertura da interligação, o religamento automático inicia pela energização da LT, através de um terminal líder. Transcorrido o tempo morto (aproximadamente 5 segundos), é iniciada a fase de verificação de sincronismo no terminal seguidor, onde são verificados os valores de defasagem angular, desvio de frequência e diferença de tensão, com relação aos ajustes do relé.

Este esquema foi implementado na interligação AC-RO/SIN para garantir a continuidade de serviço e consequente aumento da confiabilidade (ONS, 2010), devido as frequentes aberturas desta interligação.

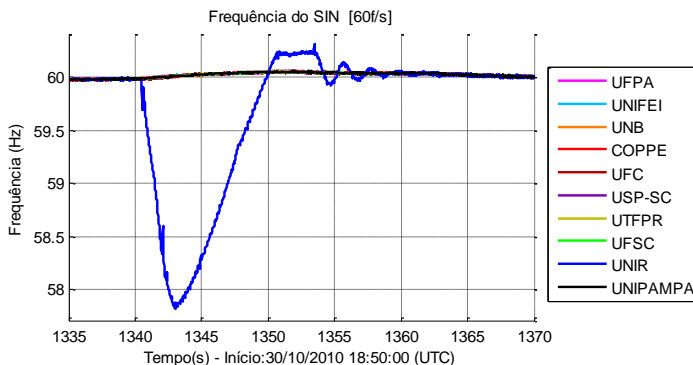


Figura 3.21 – Ilhamento do subsistema AC-RO (12,917 s)

Já na Figura 3.22 é apresentado outro ilhamento onde o mesmo subsistema permanece ilhado por aproximadamente 15 minutos.

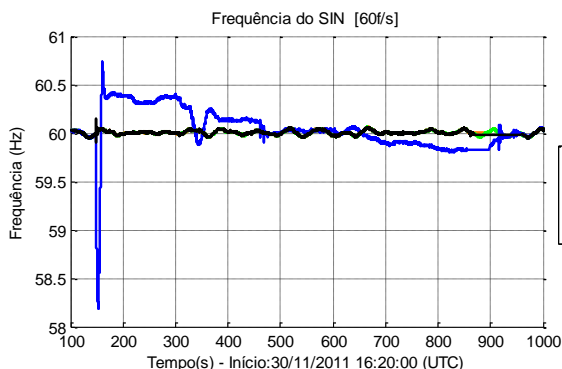


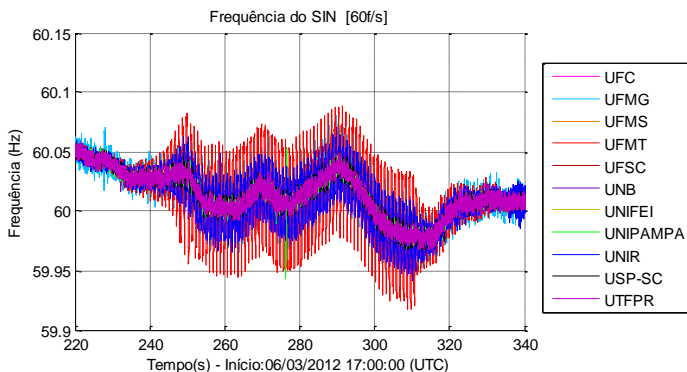
Figura 3.22 – Ilhamento do subsistema AC-RO (15 min)

3.4.6 Oscilações Sustentadas

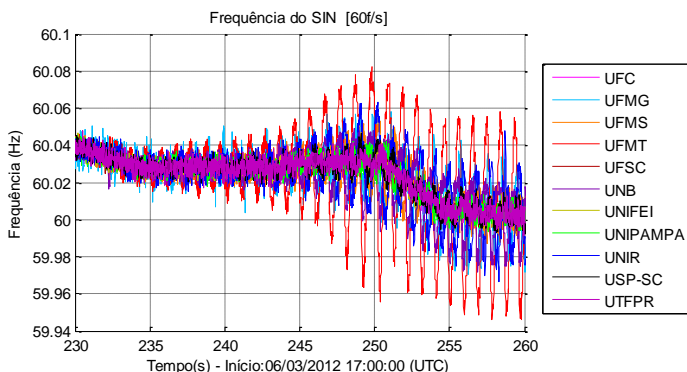
As oscilações sustentadas em SEE têm origem nas oscilações eletromecânicas de máquinas do sistema, que podem ser entre máquinas da mesma usina (intra-planta), da mesma área (locais), ou de diferentes áreas (inter-áreas). A análise deste tipo de evento é explorada nos trabalhos de PRIOSTE et al. (2011) e JEREMIAS; ZIMMER; et al. (2012b). Nesses trabalhos são descritas metodologias para a detecção e identificação de oscilações eletromecânicas em regime normal de

operação. Tais oscilações não são de fácil identificação, necessitando de metodologias cuja abordagem foge do escopo deste trabalho.

Entretanto, quando um modo oscilatório de baixo amortecimento é excitado a tal ponto de ocorrem oscilações sustentadas, elas são observáveis no sinal da frequência. A Figura 3.23 (a) ilustra uma oscilação sustentada no sinal da PMU da UFMT que durou aproximadamente 80 segundos. A causa dessas oscilações, descrita na seção 3.4.4, fez com que a UHE Cachoeira Dourada operasse sob condições adversas, já que ajustes dos PSS (*Power Stabilizer System*) de algumas máquinas não eram eficazes. Na Figura 3.23 (b) é apresentado o detalhe do início deste evento, na Figura 3.23 (c) é ilustrado o espectro de frequências dos sinais de frequência entre o segundo 250 e 300, o qual detalha a frequência do modo predominante na oscilação. Observe que a PMU mais afetada é a do estado do estado do Mato Grosso.



(a)



(b)

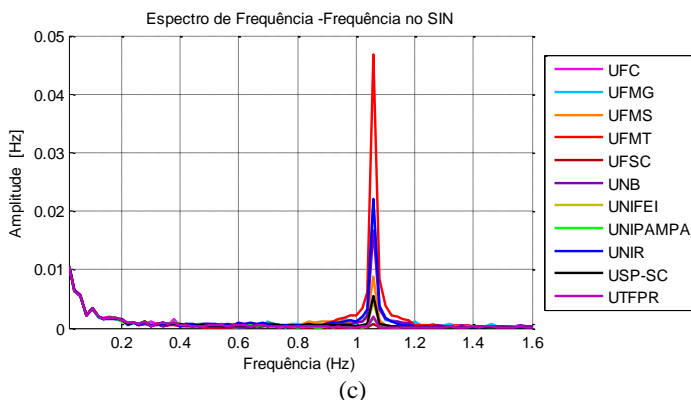


Figura 3.23 – (a) Oscilações sustentadas – UHE Cachoeira Dourada (b) Detalhe do início da oscilação (c) Espectro de frequências

3.4.7 Atuação de Proteções Sistêmicas

Proteções Sistêmicas são esquemas projetados para detectar condições anormais e tomar ações corretivas automáticas com o objetivo de manter a integridade de sistemas elétricos, garantido o suprimento de energia de forma aceitável à maior parte possível do sistema (ALMEIDA, 2002).

A atuação de proteções sistêmicas visa manter a estabilidade angular, de frequência, de tensão e evitar desligamentos em cascata. As proteções sistêmicas englobam os SEP, descritos na seção 2.3.3, e outros esquemas como: aberturas de interligações devido a Proteção para Perda de Sincronismo (PPS), chaveamento de reatores e capacitores em derivação, chaveamento de resistores de freio, bloqueio de derivações (tap) de transformadores, alterações rápidas na potência de elos de corrente contínua (Elo CC) e outras ações de controle de geração, como o controle rápido em válvulas de turbinas a vapor, ações no CAG e partida de turbinas a gás. Algumas ações relacionadas à atuação de proteções sistêmicas monitorados pelo SPMS MedFasee são:

3.4.7.1 Esquema Regional de Alívio de Carga

O Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) atua quando ocorrem perdas de geração que degradam excessivamente a frequência do sistema. Sua ação consiste do simples corte de carga mediante a observação do sinal da frequência.

A atuação do ERAC pode ocorrer por frequência absoluta ou por taxa de variação. Como os cortes são realizados de modo abrupto, por meio de aberturas de circuitos, a característica das atuações do ERAC na frequência é semelhante a dos chaveamentos, mas podem ser diferenciados por ocorrerem em frequências específicas, ou depois de ter sofrido uma variação considerável.

Na Figura 3.24 são ilustradas atuações do ERAC do subsistema Acre-Rondônia (AC-RO), o qual, nestes casos, operava ilhado em relação ao SIN. No primeiro caso atuaram apenas dois estágios do ERAC, e no segundo atuaram três estágios previstos para este esquema.

A atuação do ERAC deste subsistema é realizada somente por frequência absoluta (Tabela 3-4). Uma análise sobre os tempos de atuação deste esquema, usando sincrofasores provenientes do SPMS MedFasee BT, é apresentado em ZIMMER; JEREMIAS; AGOSTINI; et al. (2012).

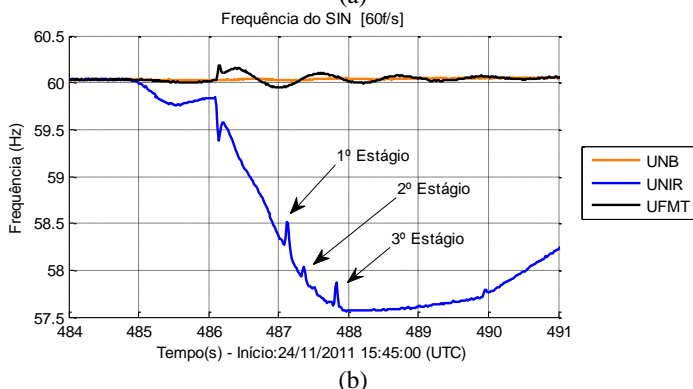
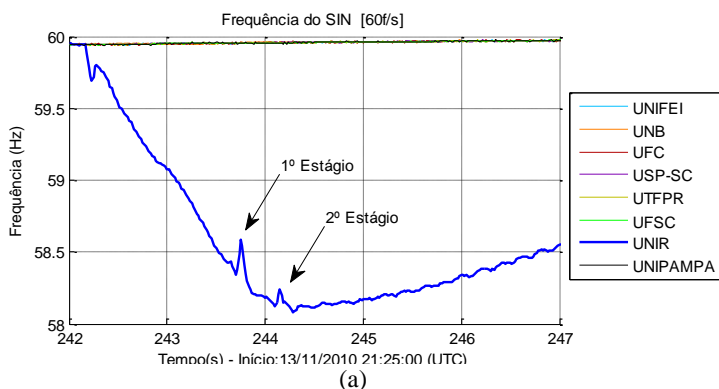


Figura 3.24 – Atuações do ERAC do subsistema AC-RO

Tabela 3-4: Ajuste do ERAC no subsistema AC-RO.

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

Fonte: ONS (2009).

3.4.7.2 Mudança de potência de Elo CC

No dia 06 de julho de 2010 ocorreu uma perturbação no SIN que causou a redução de potência transmitida pelo Elo CC (LT 600 kV Foz do Iguaçu - Ibiuna), que traz a energia das unidades geradoras de 50 Hz da UHE Itaipu para o Sudeste do Brasil, passando de 5300 MW para 4400 MW e alguns segundos mais tarde para 3500 MW. Na Figura 3.25 este evento é ilustrado, o qual é semelhante a uma perda de geração.

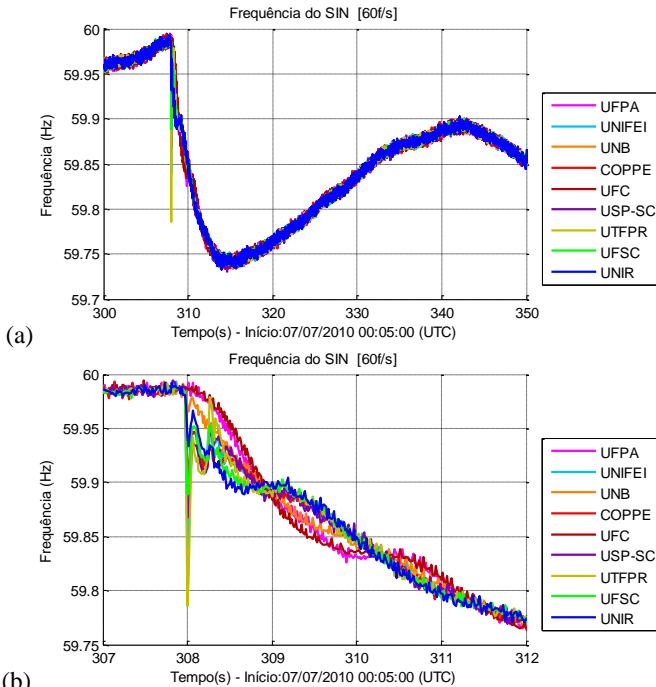


Figura 3.25 – (a) Redução de potência transmitida pelo Elo CC
(b) Detalhe do evento

3.4.7.3 Abertura Controlada de Interligações

Os Esquemas de Controle de Emergência são sistemas especiais de proteção que visam, a partir da detecção de uma condição anormal de operação, realizar ação automática com a finalidade de preservar a integridade de equipamentos e linhas de transmissão (ONS., 2009).

Um destes ECE, implementado na SE Serra da Mesa, realiza a abertura da interligação Nordeste-Sudeste (NE-SE) quando ocorre a abertura da interligação Norte-Sul/Sudeste (N-S/SE). Na Figura 3.26 são ilustrados registros de atuações deste ECE. Observa-se que os período entre as aberturas está em torno de 400 ms.

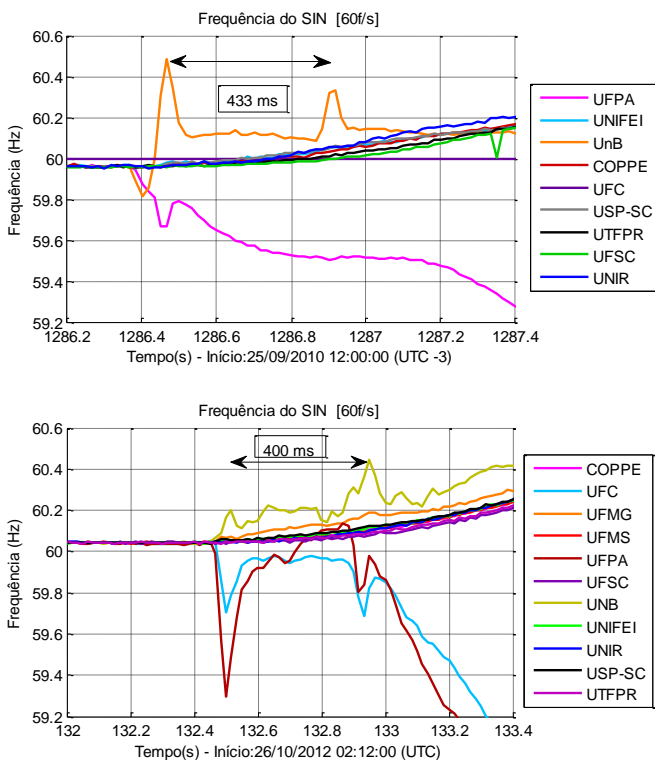


Figura 3.26 – Atuações do ECE – Interligação Nordeste/Sudeste

3.4.8 Regulação de Tensão

As mudanças de derivações (tap) de transformadores em carga (*On Load Tap Changed - OLTC*) e de reguladores de tensão são eventos que alteram o módulo da tensão de forma gradual, em passos que dependem do número de taps do equipamento, geralmente estes passos são de 0,00625 pu (32 taps). Como estas alterações causam mudanças essencialmente no módulo da tensão, sem causarem efeitos significativos no ângulo, elas não tem efeitos perceptíveis na frequência calculada pelas PMUs (Figura 3.27).

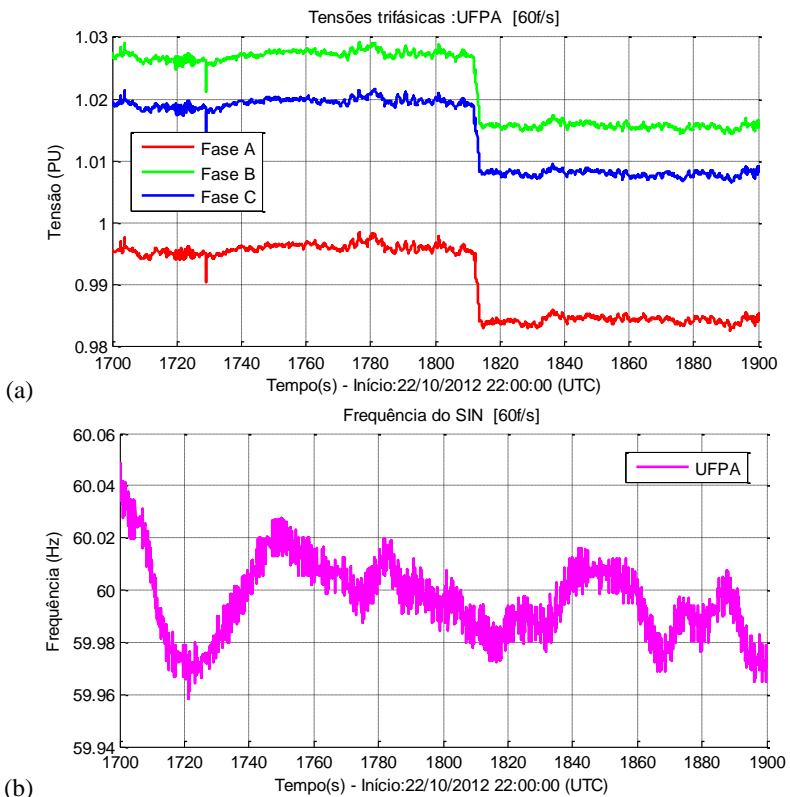


Figura 3.27 – Mudança de tap de transformador ou de regulador de tensão (a) Tensões trifásicas (b) Detalhe da frequência

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentados exemplos de eventos que ocorrem em SEE, buscando apresentar suas características e impactos.

Inicialmente, definiu-se que um evento é qualquer distúrbio que ocorre em um SEE, tendo ele características eletromagnéticas ou eletromecânicas. Além disso, definiu-se que uma perturbação é composta por uma série de eventos.

Foram apresentadas algumas características dinâmicas de eventos sistêmicos, as quais indicam que a taxa de variação da frequência é um sinal que pode ser utilizado para indicar a ocorrência de eventos.

Simulações utilizando um sistema teste de 9 barras confirmam que, com os modelos utilizados, as características de atraso na propagação são coerentes com a presença de geração nas barras, onde a inércia das máquinas tende a atenuar o impacto do evento nos seus instantes iniciais. Observou-se, também, que os modelos de simulação utilizados não consideram a localização geográfica dos elementos da rede e, portanto, não conseguem representar fielmente a propagação de ondas eletromecânicas.

Por fim, foi realizada uma análise ampla de eventos ocorridos no SIN e registrados pelo SPMS MedFasee BT. Desta análise ressaltam-se as interrupções de carga e as perdas de geração, que são os principais eventos que se propagam no sistema elétrico por meio de ondas eletromecânicas, sendo estes os principais objetos de estudo deste trabalho.

4 DESENVOLVIMENTOS METODOLÓGICOS

Neste capítulo são descritas as metodologias de detecção, identificação e localização de eventos. Primeiramente são abordadas algumas metodologias de detecção, sendo essas avaliadas mediante sincrofasores provenientes do SPMS MedFasee BT. Discorre-se sobre o processo de identificação e classificação de eventos mediante a análise da resposta dinâmica do sistema elétrico. Por fim, apresentam-se metodologias de estimação da localização de perturbações, que usam o Método de Newton ou Mínimos Quadrados.

4.1 DETECÇÃO DE EVENTOS

Eventos em sistemas elétricos ocorrem diversas vezes por dia, o que torna inviável a análise detalhada do desempenho destes sistemas mediante cada um destes eventos. Além disso, nem todos os eventos são relevantes a ponto de necessitarem ser avaliados por uma equipe de engenheiros de sistemas de potência. Com a disponibilidade de SPMS coletando dados de inúmeras barras do sistema elétrico, torna-se relevante o desenvolvimento de metodologias de detecção e classificação automática de eventos significativos para análise detalhada.

Em geral, a detecção de eventos vem sendo realizada através de técnicas de processamento de sinais. Desta forma, busca-se eliminar a presença de ruído e outros fenômenos que prejudicam a qualidade do sinal utilizado.

Em equipamentos de análise de qualidade da energia elétrica e de registro de perturbações, a detecção é realizada por diferentes metodologias. Os métodos de sinalização (*triggering*) detectam a presença de um evento e, em muitos casos, os instantes de início e fim. Entretanto, eles são voltados, principalmente, à detecção de eventos que afetam a qualidade da tensão, sinalizando afundamentos e elevações dos níveis de tensão.

Métodos simples detectam eventos diretamente na forma de onda ou na sequência de dados de medidas de valores eficazes. Porém, quando as alterações não ocorrem tão obviamente, são necessários métodos mais sofisticados. (BOLLEN; GU, 2006)

Em geral, eventos abruptos, tais como: faltas em linhas de transmissão (SILVEIRA, 2001); atuações de Esquemas Regionais de Alívio de Carga – ERAC (BRUSTOLIN et al., 2012) e surtos de tensão (BOLLEN; GU, 2006), podem ser detectados utilizando a Transformada

Wavelet Discreta (*Discrete Wavelet Transform – DWT*), que decompõe o sinal em componentes de frequência, em função do tempo, e identifica pontos singulares nas discontinuidades do sinal, que geralmente ocorrem em eventos.

Contudo, eventos sistêmicos, com característica de resposta dinâmica lenta, não são detectados com facilidade pela DWT, e outros métodos devem ser utilizados.

As grandezas medidas pelas PMUs são o módulo e ângulo das tensões e correntes, que, naturalmente, são afetadas quando ocorrem perturbações. No caso do SPMS MedFasee BT, o sistema de medição está instalado na rede de baixa tensão, monitorando apenas grandezas de tensão.

O módulo das tensões é muito suscetível a mudanças de cargas, taps e outros chaveamentos, o que inviabiliza a sua utilização como sinal indicador. O comportamento do módulo de tensão de sequência positiva durante um dia de operação é apresentado na Figura 4.1.

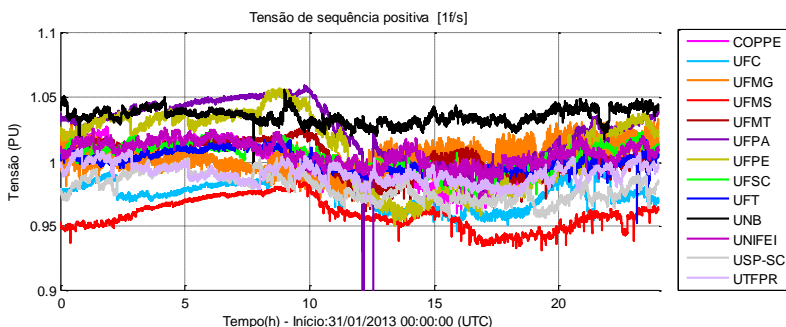


Figura 4.1 – Comportamento do módulo das tensões regime normal

Já o ângulo, que é menos sensível a estes eventos, depende da escolha de uma referência, que pode ser uma das barras do sistema elétrico. No caso de um evento local próximo a esta barra, todos os ângulos serão afetados, gerando uma sinalização errada. Além disso, caso a PMU de referência esteja indisponível, não serão observados eventos nas demais PMUs, como ilustrado na Figura 4.2.

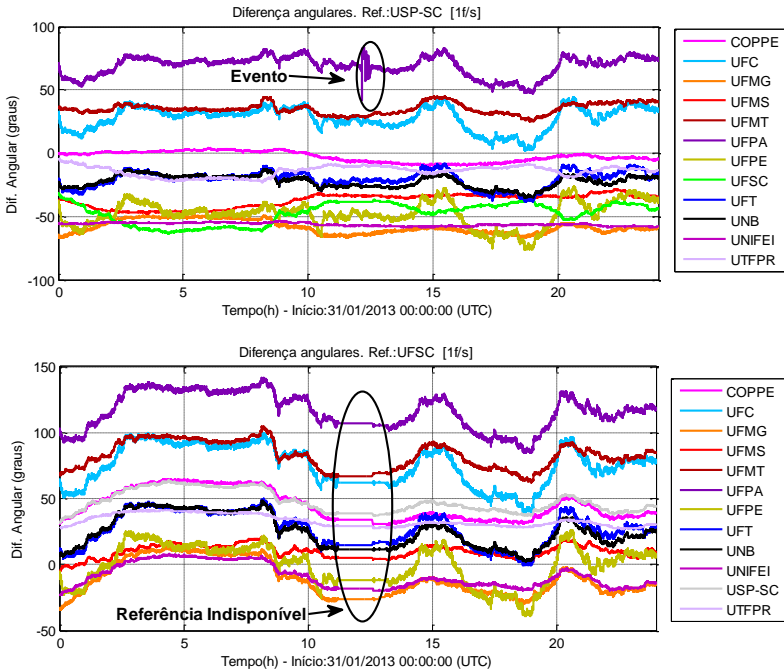


Figura 4.2 – Comportamento de diferenças angulares

Por outro lado, o sinal de frequência, que é derivado dos ângulos absolutos medidos nas PMU, apresenta como comportamentos predominantes excursões lentas (ilustradas na Figura 3.11) e saltos, sendo estes últimos indesejados, caso sejam provenientes da rede elétrica de distribuição.

Deste modo, neste trabalho emprega-se o sinal de frequência como sinal base para a detecção de eventos. Atualmente, técnicas de processamento de sinais têm sido empregadas na detecção de eventos usando como base o sinal de frequência, destacando o uso de filtro de média móvel e o cálculo da taxa de variação da frequência (JIAN et al., 2006), filtro de Kalman (QINGSHENG et al., 2008), e filtro de média móvel adaptativo (WEI et al., 2010). Tais técnicas são empregadas em aplicações, *off-line* e em tempo real, de detecção de eventos usando sincrofasores.

Nas seções seguintes são apresentados estudos de aplicações dessas metodologias, que foram implementadas em Matlab® no ambiente laboratorial DFAM, ambiente de desenvolvimento do Projeto MedFasee, destinado para testes de métodos que utilizem dados de

medição fasorial sincronizada. Atualmente, o DFAM abrange aplicações relacionadas a: visualização de grandezas no tempo, análise de oscilações eletromecânicas, qualidade de energia elétrica, entre outras (JEREMIAS; ZIMMER; et al., 2012a). Para testá-las utilizam-se dados de perturbações registradas no histórico do SPMS MedFasee BT.

4.1.1 Filtro de Média Móvel utilizando Taxa de Variação

JIAN et al. (2006) propuseram uma metodologia de detecção de eventos utilizando o sinal de frequência que consiste basicamente de duas etapas: filtragem e detecção do evento.

A filtragem consiste da utilização de um Filtro de Média Móvel de 10 pontos para filtrar os ruídos presentes no sinal de frequência. Já a detecção baseia-se no cálculo da Taxa de Variação da Frequência, sinal que é utilizado na detecção de eventos. Uma variável que representa a quantidade total de PMUs afetadas é inserida no cálculo, de modo que somente eventos sistêmicos são detectados.

Para a aplicação desta metodologia, em dados do SPMS MedFasee BT, são necessárias algumas modificações, dado que, originalmente, a metodologia foi empregada no projeto FNET, desenvolvido nos Estados Unidos da América (EUA). Este projeto possuía, em 2006, aproximadamente 30 Registradores de Distúrbios na Frequência (*Frequency Disturbance Recorders – FDRs*), que registravam a frequência, o módulo e ângulo da tensão, e enviavam os dados a uma taxa de 10 medidas por segundo.

Conforme mencionado, o SPMS MedFasee BT possui PMUs instaladas em 22 universidades, cobrindo as 5 regiões geográficas do Brasil e, conseqüentemente do SIN. Como a quantidade de PMUs é pequena e é desejável que eventos locais também sejam detectados, optou-se pela utilização desta metodologia sem o esquema de detecção em várias PMUs, possibilitando que eventos que atingem apenas uma PMU possam ser contabilizados. Isto é justificável, visto que o sistema elétrico brasileiro é menos malhado (possui menos interligações) que o sistema elétrico norte-americano.

Devido às diferenças mencionadas, dadas pelo número de PMUs e pelo sistema elétrico, e outras dificuldades, causadas pela presença de ruído nos sinais, perda de dados e perda de comunicação, foram necessários ajustes na metodologia, bem como o desenvolvimento de um algoritmo capaz de detectar e validar os eventos, resultando em uma metodologia composta por três etapas:

- Filtragem;

- Cálculo da taxa de variação da frequência;
- Algoritmo de detecção e validação de eventos.

O fluxograma da Figura 4.3 ilustra o processo e suas etapas são descritas nas subseções seguintes.

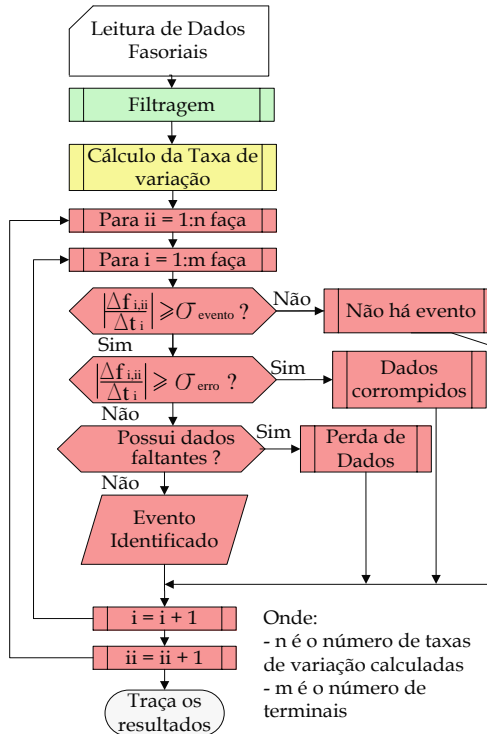


Figura 4.3 – Fluxograma da metodologia de detecção

4.1.1.1 Filtragem

A filtragem do sinal utiliza um Filtro de Média Móvel (FMM). Esse filtro usa uma janela móvel de amostras para calcular a média de uma sequência de dados a cada instante de tempo. Ele tem um baixo custo computacional, permitindo ser empregado em algoritmos em tempo real. A banda passante do filtro é função do tamanho da janela, sendo que quanto maior a janela menor a frequência de corte (COELHO, 2009).

Como as PMUs do SPMS MedFasee BT enviam uma taxa de dados a 60 fasores por segundo, torna-se necessário avaliar a ordem do filtro utilizado. Na seção 4.1.1.4 são apresentados resultados sobre a utilização deste filtro.

4.1.1.2 Cálculo da Taxa de Variação da Frequência

A taxa de variação da frequência é calculada segundo a equação (4.1).

$$\frac{\Delta f}{\Delta t} = \frac{f_{t+\Delta t} - f_t}{\Delta t} \quad (4.1)$$

O Δt utilizado foi determinado de modo heurístico e, como se deseja detectar eventos sistêmicos que possuem natureza lenta, verificou-se que o valor de 1 segundo (60 pontos) propicia bons resultados na detecção destes eventos.

4.1.1.3 Algoritmo de Detecção

A detecção de eventos é realizada quando a taxa de variação da frequência ultrapassa um limite definido de modo heurístico, denominado índice de evento (σ_{evento}).

Contudo, podem existir dados corrompidos, que possuem valores muito distintos de dados válidos, e perdas de dados, causadas pela falha de comunicação. Ambos causam saltos de grande amplitude na taxa de variação de frequência. Desta forma é necessário distinguir os limites para detecção de eventos, que são mais baixos daqueles ocasionados por dados corrompidos. Assim, para se evitar sinalizações falsas, emprega-se um índice de erro (σ_{erro}), que verifica a presença de dados corrompidos.

Mediante a análise de diversas perturbações registradas pelo SPMS MedFasee BT foram definidos os seguintes parâmetros para o índice de evento e para o índice de erro.

Tabela 4-1. Parâmetros utilizados na detecção

Parâmetro	Valor
Índice de Evento (σ_{evento})	$> \pm 0,012$ Hz/s
Índice de Erro (σ_{erro})	$> \pm 4$ Hz/s

Para reduzir o esforço computacional, tanto a comparação com o limite superior como a verificação de dados faltantes é realizada somente quando a taxa de variação ultrapassa o índice de evento.

Quando o processo de detecção é concluído, são traçados gráficos com os eventos identificados, diferindo apenas no formato do símbolo utilizado (circulo para evento, quadrado para dados faltantes e asterisco para dados corrompidos).

4.1.1.4 Ordem do Filtro de Média Móvel

Para ajustar a ordem do FMM, aplicou-se a metodologia descrita anteriormente em um estudo de caso e, utilizando como índice de evento o valor de $0,012\text{Hz/s}$, alterou-se a ordem do filtro para avaliar o seu desempenho. A Figura 4.4 ilustra a aplicação do filtro com janela de 10 pontos (166,67ms) e 20 pontos (333,33ms).

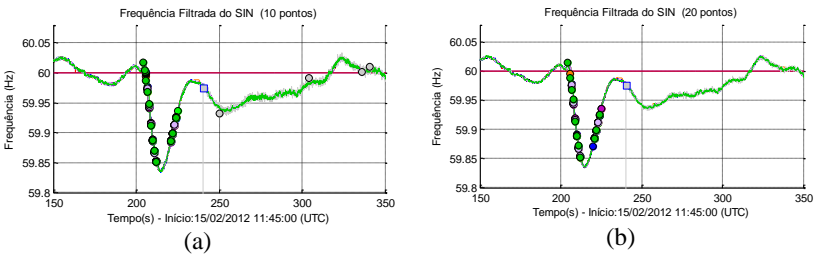


Figura 4.4 – Frequência filtrada com FMM de 10 (a) e 20 pontos (b)

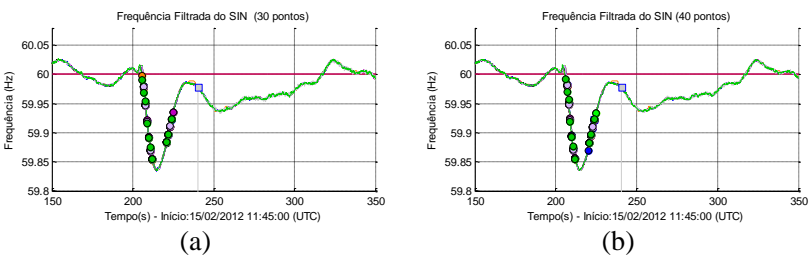


Figura 4.5 – Frequência filtrada com FMM de 30 (a) e 40 pontos (b)

No gráfico (a) da Figura 4.4 observa-se que o filtro não consegue atenuar suficientemente o ruído presente na frequência de um dos terminais, o que leva a falsas sinalizações de eventos próximos do segundo 350.

No gráfico (b) da Figura 4.4 pode-se observar que o filtro consegue atenuar suficientemente os ruídos presentes naquele terminal.

Nos gráficos da Figura 4.5 são ilustrados os resultados da aplicação do FMM com janelas de 30 e 40 pontos (500ms e 666,67ms). Pode-se observar que diminuem as sinalizações de eventos no período afetado pelo evento (200-250s), dado que os filtros atenuam inclusive o efeito do evento nos sinais de frequência, dificultando a detecção pela taxa de variação da frequência. Com janelas maiores (30 e 40 pontos) o evento foi detectado dois segundos mais tarde que com o FMM de 20 pontos.

4.1.1.5 Janelas Deslizantes

Em ZIMMER; JEREMIAS; DECKER; et al. (2012) observa-se que a metodologia descrita acima dá indícios da localização de eventos pela magnitude das taxas de variação no instante inicial do evento, como apresentado na Tabela 4-2 e na Tabela 4-3.

Tabela 4-2: Intensidade das taxas de variação da frequência no instante da perda da UHE Itaipu 60 Hz

Terminal	Intensidade (Hz/s)	Região
UNIFEI	-0,0205	Sudeste
COPPE	-0,0192	Sudeste
UTFPR	-0,0165	Sul
USP-SC	-0,0142	Sudeste
UFMG	-0,0098	Sudeste
UFMS	-0,0074	Centro-Oeste
UFSC	0,0057	Sul
UNIPAMPA	-0,0038	Sul
UFMT	0,0035	Centro-Oeste
UFPE	0,0022	Nordeste
UNIR	0,0020	AC-RO
UNB	0,0016	Centro-Oeste
UFC	0,0006	Nordeste
UFPA	0,0004	Norte

Tabela 4-3: Intensidade da taxa de variação da frequência no instante da abertura da interligação AC-RO/SIN

Terminal	Intensidade (Hz/s)	Região
UNIR	-0,0524	AC-RO
UFMT	0,0170	Centro-Oeste
UFC	0,0066	Nordeste
UFPA	0,0064	Norte
UFPE	0,0058	Nordeste

UNB	0,0056	Centro-Oeste
UFMG	0,0046	Sudeste
USP-SC	0,0035	Sudeste
UNIFEI	0,0031	Sudeste
COPPE	0,0030	Sudeste
UFMS	0,0028	Centro-Oeste
UTFPR	0,0025	Sul
UFSC	0,0015	Sul
UNIPAMPA	0,0010	Sul

Entretanto, este algoritmo não consegue identificar a propagação do evento no sistema elétrico.

Com este intuito, a taxa de variação foi implementada em janelas deslizantes de 1 segundo variando de ponto a ponto. A Figura 4.6 ilustra a melhoria obtida com o uso desta técnica.

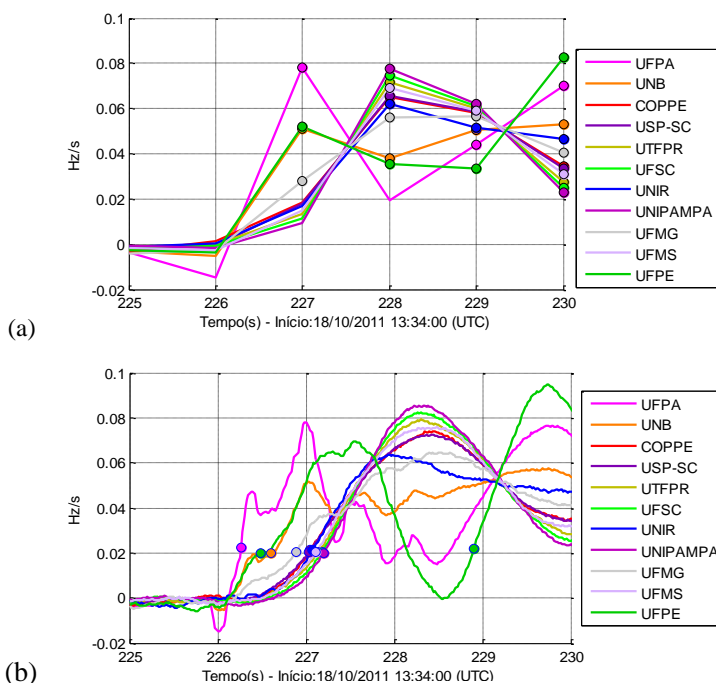


Figura 4.6 – (a)Taxa de variação (b)Taxa de variação com janelas deslizantes

Em ambos os casos ilustrados na Figura 4.6 foi utilizado o índice de eventos de 0,02 Hz/s.

Observe-se que a vantagem de utilizar janelas deslizantes está em detectar não só a existência do evento como a sua propagação ao longo do sistema, de acordo com a sequência de PMUs atingidas. Assim, o algoritmo de detecção descrito na seção 4.1.1.3 deve sofrer alterações devido a este novo objetivo, que é o de detectar a propagação do evento no sistema elétrico.

Na seção 4.2, que trata da identificação de eventos, é descrito o algoritmo utilizado nos sinais indicadores resultantes das metodologias de detecção.

4.1.2 Filtro de Média Móvel Passa Faixa

WEI et al. (2010) apresentam uma metodologia baseada em um FMM adaptativo, cujo tamanho da janela é alterado durante o processo de filtragem, para a detecção *on-line* do início de eventos. Esse filtro tem como objetivo eliminar os saltos na frequência provenientes de interferência nos equipamentos.

Como os equipamentos utilizados no SPMS MedFasee BT são equipamentos comerciais, que seguem as normas vigentes, não são observados saltos como os encontrados nesta referência, além de que os saltos registrados no SPMS MedFasee BT geralmente são associados a eventos reais que ocorrem no SIN.

Entretanto, uma das dificuldades, impostas pelo sinal de frequência na detecção de eventos é que o sinal de frequência oscila em torno da frequência nominal (60 Hz), como ilustrado na seção 3.4.2 (0,02 Hz). Para contornar isso foram empregados dois FMM. Um para filtrar o ruído do sinal e outro para filtrar oscilações eletromecânicas provenientes de eventos. Com isso pode-se comparar os sinais resultantes desta filtragem. A Figura 4.7 ilustra este processo de filtragem.

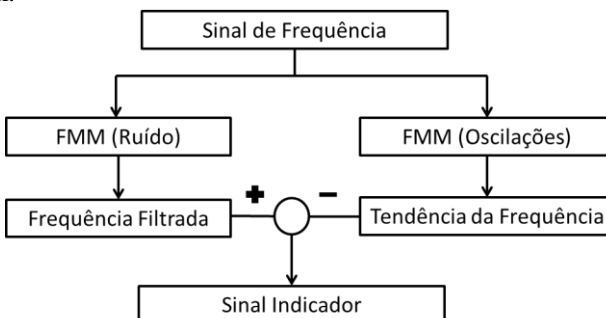


Figura 4.7 – Metodologia usando dois FMM (FMM-PF)

O processo funciona como um filtro passa faixa, onde a banda passante é a faixa de frequências de oscilações eletromecânicas.

4.1.2.1 Ajuste de Parâmetros

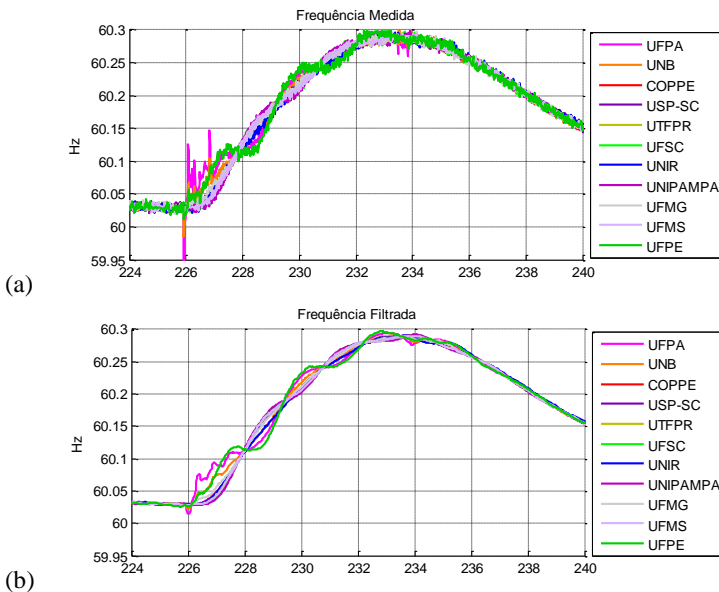
As oscilações eletromecânicas causadas por eventos em SEE ocorrem em frequências que variam de 0,2 Hz a 3 Hz. Assim, utilizam-se estas duas frequências para definir as ordens dos filtros utilizando a equação (4.2), que define a ordem (janela) dos FMM de acordo com a frequência de corte desejada.

$$Janela = \frac{1}{freq.de\ corte} \cdot amostragem \quad (4.2)$$

onde *Janela* (ordem) é o número de pontos do filtro, *freq.de corte* é a frequência mínima que se deseja filtrar (3 e 0,2 Hz) e *amostragem* é a taxa de fasores por segundo (60 f/s).

A partir disso obtêm-se as janelas de 20 pontos para o FMM de ruído e de 300 pontos para o FMM de oscilações.

A Figura 4.8 ilustra a frequência medida, a frequência filtrada, a tendência da frequência e o sinal indicador resultante da diferença entre o sinal filtrado e a tendência da frequência.



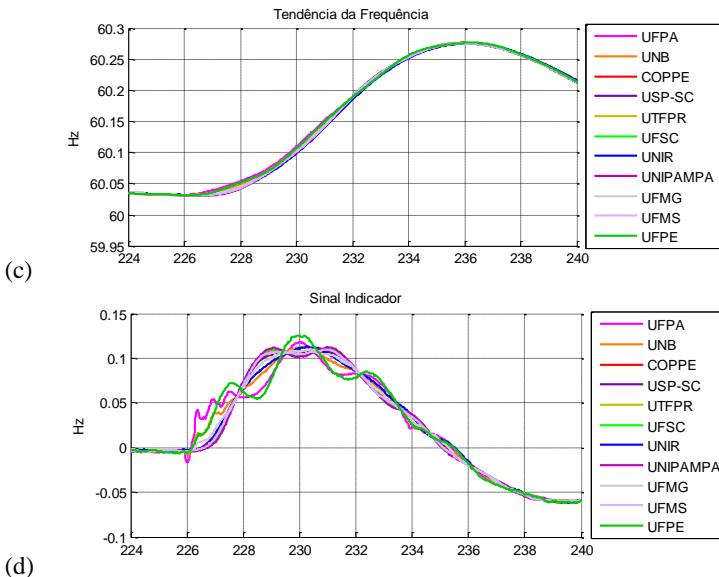


Figura 4.8 – Resultados do uso do FMM-PF

4.1.3 Aceleração Angular Estimada pelo Filtro de Kalman

O filtro de Kalman (FK), desenvolvido por Rudolf Emil Kalman em 1960, pode ser definido como um conjunto de equações matemáticas utilizadas para estimar os estados de um sistema, minimizando o erro médio quadrático da estimativa (BIANCO, 2005). A estimação dos estados é realizada por meio de um modelo dinâmico, entradas de controle e observações sob a forma de medidas.

As equações abaixo modelam um sistema dinâmico discreto sob a forma de variáveis de estado.

$$\text{Equação de Estado} \quad x_{k+1} = \Phi_k x_k + w_k \quad (4.3)$$

$$\text{Equação de Observação} \quad y_k = H_k x_k + v_k \quad (4.4)$$

onde x_k é o vetor de estados no instante k , x_{k+1} é o vetor de estados no instante $k + 1$, Φ_k é a matriz de transição de estados que relaciona os estados k com $k + 1$. A medida y_k é obtida pela matriz de observação H_k , que relaciona os estados com as medidas. Os termos independentes w_k e v_k são os ruídos do modelo e da medida, respectivamente.

O processo de estimação possui duas etapas: a etapa de atualização de tempo e a etapa de atualização do estado.

A etapa de atualização de tempo, também conhecida como propagação e previsão, fornece projeções dos estados do sistema (equação (4.5)) e da covariância do erro (equação (4.6)), que é uma medida estimada da incerteza, ou seja, de dispersão na projeção dos estados.

- **Projeção do Estado a Priori**

$$x_{k+1|k} = \Phi_k x_{k|k} + w_k \quad (4.5)$$

- **Projeção da Covariância do Erro a Priori**

$$P_{k+1|k} = \Phi_k P_{k|k} \Phi_k' + Q_k \quad (4.6)$$

onde Q_k é a matriz de covariância de ruído do processo, ou seja, do modelo utilizado.

A etapa de atualização do estado, também chamada de etapa de correção, inicia com o cálculo do ganho ótimo de Kalman (K_{k+1}), o qual fornece uma ponderação entre a projeção do estado e a medida, de modo que as estimativas possuam o mínimo erro quadrático. O ganho ótimo de Kalman é calculado pela equação (4.7).

- **Ganho de Kalman**

$$K_{k+1} = P_{k+1|k} H_{k+1}' (H_{k+1} P_{k+1|k} H_{k+1}' + R_{k+1})^{-1} \quad (4.7)$$

onde R_{k+1} é a covariância do ruído de observação, também chamado de ruído da medida, considerado como branco, gaussiano, de média zero e covariância R_{k+1} .

Por fim, emprega-se o ganho de Kalman para atualizar os estados e a covariância do erro, descritos nas equações (4.8) e (4.9).

- **Atualização do Estado**

$$x_{k+1|k+1} = x_{k+1|k} + K_{k+1} (y_k - H_{k+1} x_{k+1|k}) \quad (4.8)$$

- **Atualização da Covariância do Erro**

$$P_{k+1|k+1} = (I - K_{k+1} H_{k+1}) P_{k+1|k} \quad (4.9)$$

4.1.3.1 Emprego do FK na detecção de eventos

Em QINGSHENG et al. (2008) é apresentada uma metodologia para o emprego do FK na detecção do início de excursões na frequência.

Para isto utiliza-se um modelo estatístico introduzido por ZHOU, H. (1981), que apresenta alta eficiência no rastreamento de alvos em movimento (ZHOU, H. R. et al., 1991). Na metodologia descrita o FK é utilizado para estimar a aceleração angular mediante a observação do sinal de frequência. Para isto, emprega-se um modelo típico de função correlação associado a aceleração angular:

$$r(\tau) = E(a(t)a(t - \tau)) = \sigma_a^2 e^{-\alpha|\tau|}, \alpha > 0 \quad (4.10)$$

Uma função correlação representa a semelhança existente entre variáveis distintas ou, como é o caso, entre a mesma variável em instantes diferentes (autocorrelação). Na equação (4.10) σ_a^2 é a variância da aceleração angular, α é o inverso da constante de tempo da perturbação e τ é o deslocamento do sinal, o modelo de correlação com o tempo é dado por:

$$\ddot{x}(t) = a(t) \quad (4.11)$$

$$\dot{a}(t) = -\alpha a(t) + w(t) \quad (4.12)$$

onde $w(t)$ é um ruído branco com média zero e covariância $2\alpha\sigma_a^2$.

Considerando \bar{a} a média da aceleração atual, um valor diferente de zero: $a(t) = \tilde{a}(t) + \bar{a}(t)$. Sendo que $\tilde{a}(t)$ a aceleração equação (4.11), a representação no espaço de estados do modelo é

$$\ddot{x}(t) = a(t) \quad (4.13)$$

$$\dot{a}(t) = -\alpha a(t) + \alpha \bar{a}(t) + w(t) \quad (4.14)$$

O modelo contínuo em espaço de estados é dado por:

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ \dot{\tilde{x}} \\ \dot{\tilde{x}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x \\ \tilde{x} \\ \tilde{x} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \alpha \end{bmatrix} \bar{a}(t) + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} w(t) \quad (4.15)$$

onde x é o deslocamento angular, \dot{x} é a velocidade angular e \ddot{x} a aceleração angular. As matrizes de transição de estados e de entrada da representação discreta em espaço de estados podem ser expressas por:

$$\Phi(k+1, k) = \begin{bmatrix} 1 & T & (-1 + \alpha T + e^{-\alpha T})/\alpha^2 \\ 0 & 1 & (1 - e^{-\alpha T})/\alpha \\ 0 & 0 & e^{-\alpha T} \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

$$U(k) = \begin{bmatrix} \left(-T + \frac{\alpha T^2}{2} + \frac{(1 - e^{-\alpha T})}{\alpha} \right) / \alpha \\ T - (1 - e^{-\alpha T})/\alpha \\ 1 - e^{-\alpha T} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

a equação de espaço de estados discreta é dada por:

$$X(k+1) = \Phi(k+1, k)X(k) + U(k)\bar{a}(k) + W(k) \quad (4.18)$$

onde, $W(k)$ é uma sequência de ruído branco com covariância $Q(k) = 2\alpha\sigma_a^2 q$, sendo que q é uma matriz de constantes relacionada com α e T , cujos elementos são definidos em ZHOU, H. (1981) e apresentados no ANEXO B.

A equação de observação é dada por:

$$Y(k) = H(k)X(k) + V(k) \quad (4.19)$$

onde $H = [0 \ 1 \ 0]$ e $V(k)$ é um ruído branco com covariância $R(k) = \sigma_v^2$.

Para calcular a probabilidade atual da variância da aceleração angular (σ_a^2) utiliza-se a função de densidade de probabilidade de Rayleigh modificada, dada por:

$$\sigma_a^2 = \frac{4 - \pi}{\pi} (a_{max} - |\ddot{x}(k|k-1)|)^2 \quad (4.20)$$

onde a_{max} é o limite de aceleração angular.

O modelo proposto por ZHOU, H. R. et al. (1991), descrito na equação (4.15), possui uma matriz de entrada ($U(k)$) que utiliza a aceleração estimada no passo anterior como o valor de entrada para a estimação dos estados no passo atual.

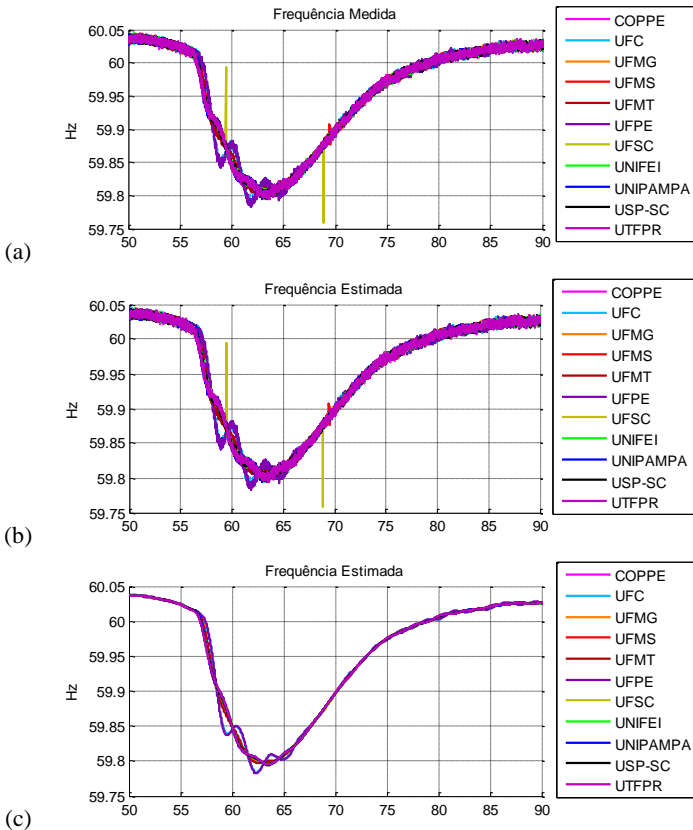
4.1.3.2 Ajuste dos Parâmetros

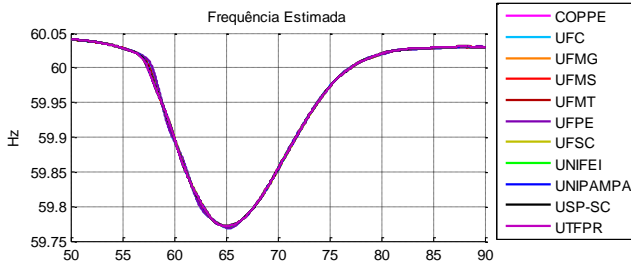
Os parâmetros do modelo utilizado foram ajustados com base nos parâmetros citados por QINGSHENG et al. (2008). Entretanto, os

eventos que ocorrem no SIN, registrados pelo SPMS MedFasee BT, apresentam variações mais severas do que os verificados no sistema elétrico norte-americano, bem como níveis diferentes de ruído.

Os ajustes foram realizados mediante a análise de diversas perturbações. Em sequência, são apresentados gráficos que ilustram o impacto de cada parâmetro nos estados estimados.

Desvio padrão do ruído da medida (σ_v): É uma medida de dispersão do valor medido em relação ao valor real da grandeza, que neste caso é a frequência. Caso σ_v for muito grande a estimação confiará mais no modelo do que na medida. Já se for igual a zero, o FK confiará apenas na medida desprezando o modelo. Isto é ilustrado na Figura 4.9, onde se observa que em (d) são filtradas, inclusive, as oscilações eletromecânicas presentes no evento. Assim, utilizou-se neste trabalho $\sigma_v = 0,005$.

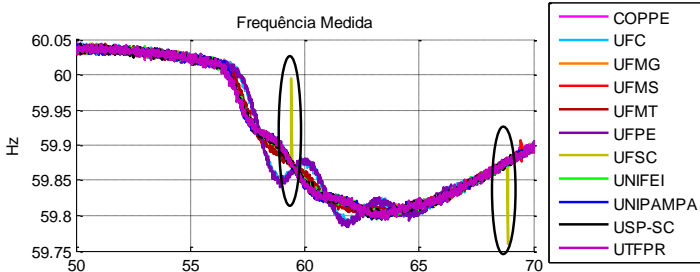




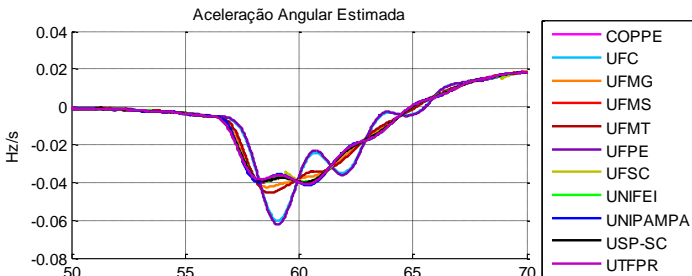
(d)

Figura 4.9 – Frequências: medida (a) e estimadas com σ_v igual a 0 (b), 0,005 (c) e 0,05 (d).

Inverso da constante da perturbação (α): Caracteriza a dinâmica dos eventos existentes e está relacionada à banda passante do filtro. Observa-se, na Figura 4.10, que com o aumento de α , a aceleração angular estimada não filtra os chaveamentos que ocorrem durante a perturbação, ou seja, quanto maior α menor é a atenuação de altas frequências. Assim, utilizou-se neste trabalho $\alpha = 0,01$.



(a)



(b)

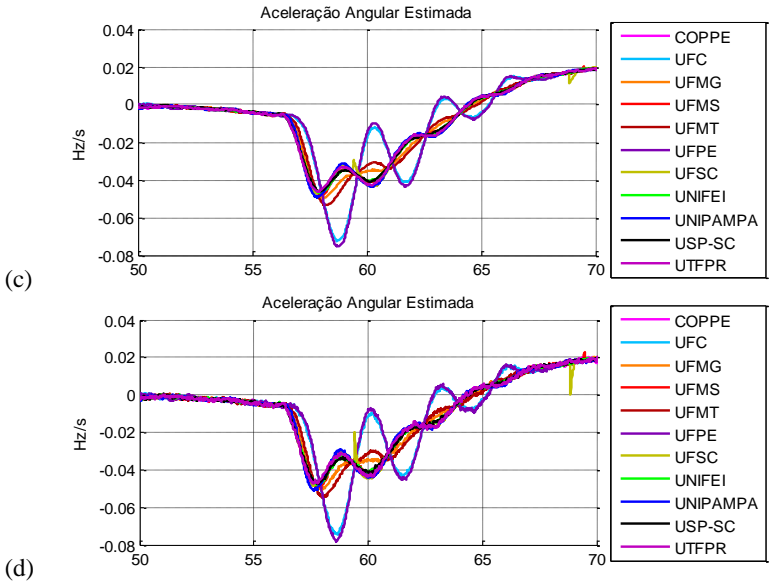
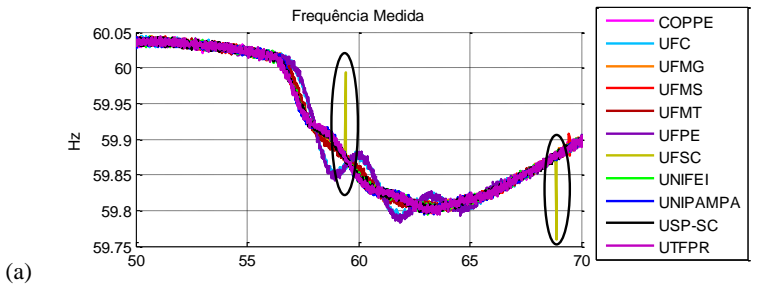


Figura 4.10 – Frequência Medida (a), Aceleração Angular estimada com $\alpha = 0.01$ (b), $\alpha = 0.1$ (c) e $\alpha = 1$ (d)

Limite de aceleração angular (a_{max}): Caracteriza o limite da aceleração angular e, conseqüentemente, a dinâmica deste estado. Como a_{max} afeta a variância dos erros do modelo, ela afeta a importância do modelo dinâmico e das medidas no resultado da filtragem. Observa-se, na Figura 4.11, que, com o aumento de a_{max} , a aceleração estimada adquire traços mais característicos da derivada da frequência. Assim, utilizou-se neste trabalho $a_{max} = 1$.



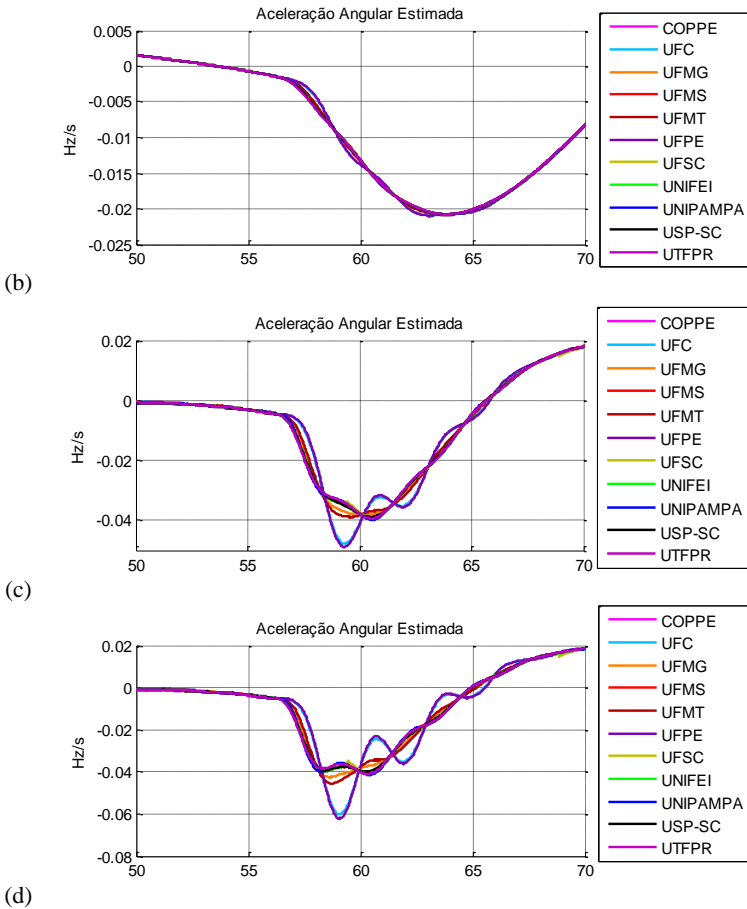


Figura 4.11 – Frequência medida e Aceleração Estimada com $a_{max} = 0.05$ (a), $a_{max} = 0.5$ (b) e $a_{max} = 1$ (c).

A partir desta parametrização é ilustrada na Figura 4.12 a aplicação do FK no sinal de frequência do terminal de medição instalado na UFPA em Belém – PA, durante uma perturbação que resultou na interrupção de aproximadamente 937 MW de carga no estado do Maranhão.

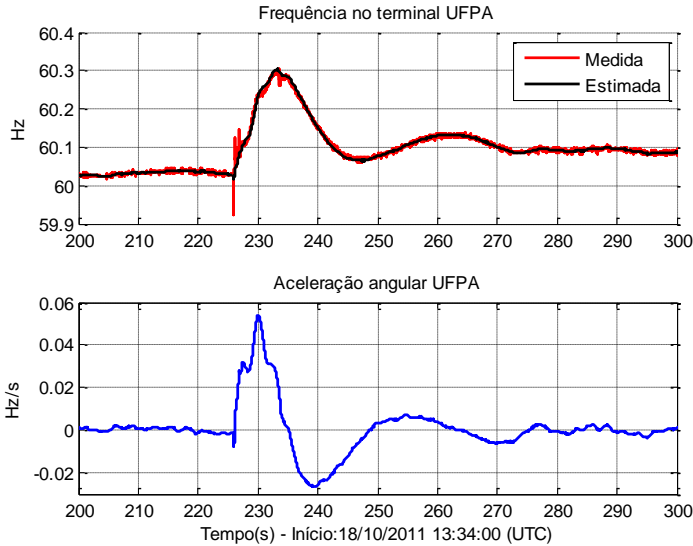


Figura 4.12 –Frequência e aceleração angular estimada pelo FK

O gráfico superior da Figura 4.12 ilustra a excursão da frequência medida, a qual atinge aproximadamente 0,3 Hz acima da frequência nominal de operação. Neste mesmo gráfico pode-se observar que a frequência estimada acompanha a frequência medida, tanto no regime normal quanto durante a perturbação.

No gráfico inferior da Figura 4.12 é ilustrada a aceleração angular estimada pelo FK, que possui valores próximos de zero durante a operação normal e sofre excursões positivas e negativas durante a perturbação. As excursões positivas caracterizam o aumento da frequência durante a perturbação, já as excursões negativas e as oscilações seguintes caracterizam as ações de controle que buscam corrigir os desvios na frequência.

A Figura 4.13 ilustra a diferença entre o sinal de frequência medida e estimada do terminal instalado em Belém – PA. Nela pode-se observar que, além de filtrar o ruído no período de operação normal, os saltos que ocorrem no início da perturbação também são atenuados, favorecendo assim a detecção da propagação de ondas eletromecânica.

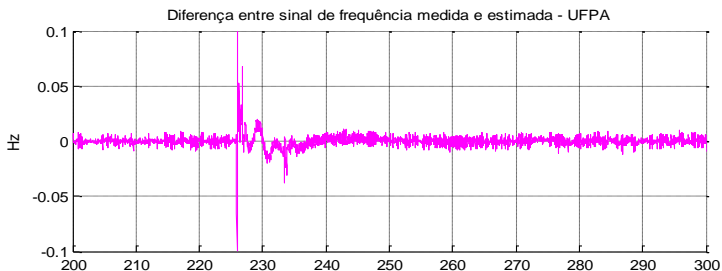


Figura 4.13 – Diferença entre a frequência mediada e estimada

A Figura 4.14 ilustra a frequência medida, a frequência estimada e a aceleração angular desta mesma perturbação vista em todos os terminais monitorados. Na Figura 4.15 são ilustrados somente os instantes iniciais da perturbação, onde se observa a propagação do evento eletromecânico, que atinge inicialmente o terminal da UFPA, depois UNB, UFPE e o restante do SIN, caracterizando a área onde ocorreu o evento.

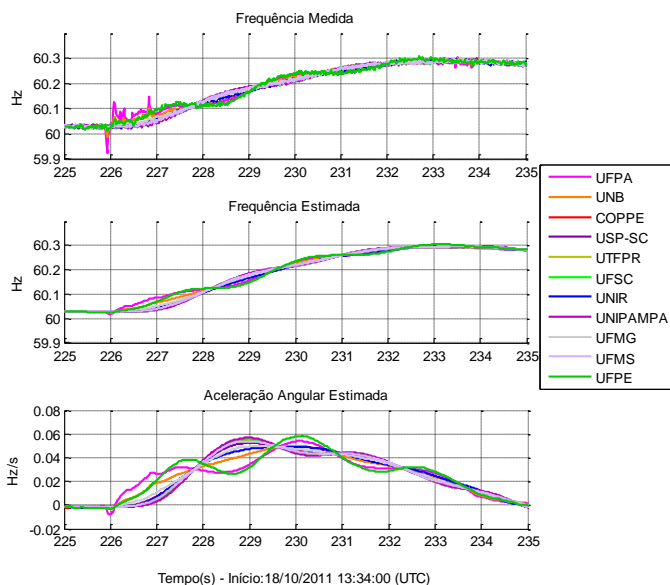


Figura 4.14 – Frequência Medida e Estimada e Aceleração Angular Estimada

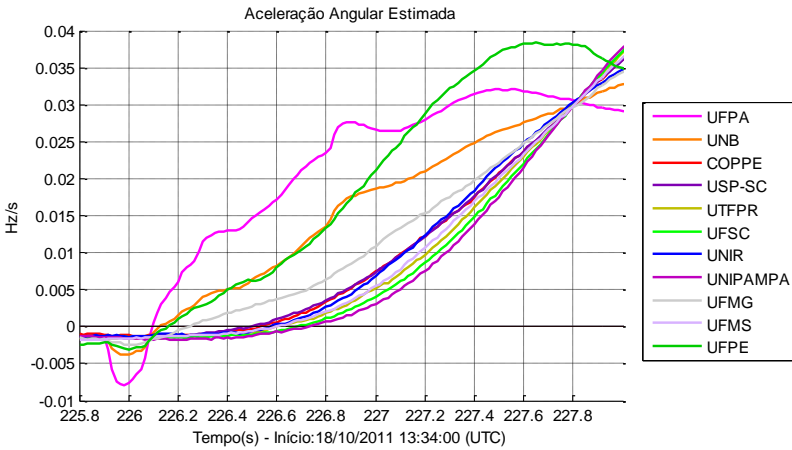


Figura 4.15 – Aceleração angular estimada no início da perturbação

4.1.4 Ajuste dos Índices de Detecção

Todas as metodologias de detecção apresentadas neste trabalho buscam, através do sinal de frequência, um sinal imune às variações lentas e ao ruído presentes na frequência, denominado como sinal indicador. Quando ocorre um evento no sistema elétrico ocorrem variações na frequência que, neste novo sinal, devem ser detectáveis utilizando limites de sinalização denominados índices de evento.

Entretanto, quando são aplicados filtros no sinal da frequência acaba-se atenuando não só o ruído, mas também as respostas do sistema à perturbação. Isto ocorre principalmente nos eventos transitórios dados por chaveamentos e curtos-circuitos, o que é conveniente no caso de estudos de eventos com resposta lenta.

Neste trabalho foram comparados os sinais indicadores das metodologias implementadas. Consequentemente, foram ajustados os índices de evento de cada uma delas. Para isso, utilizaram-se perturbações reais ocorridas no SIN.

Nesta seção apresentam-se os resultados para o desligamento das LTs 230 kV Cabreúva/CBA (C. 1 e C. 2), resultando na rejeição de 480 MW de carga do consumidor industrial CBA – Companhia Brasileira de Alumínio (Figura 4.16 (a)).

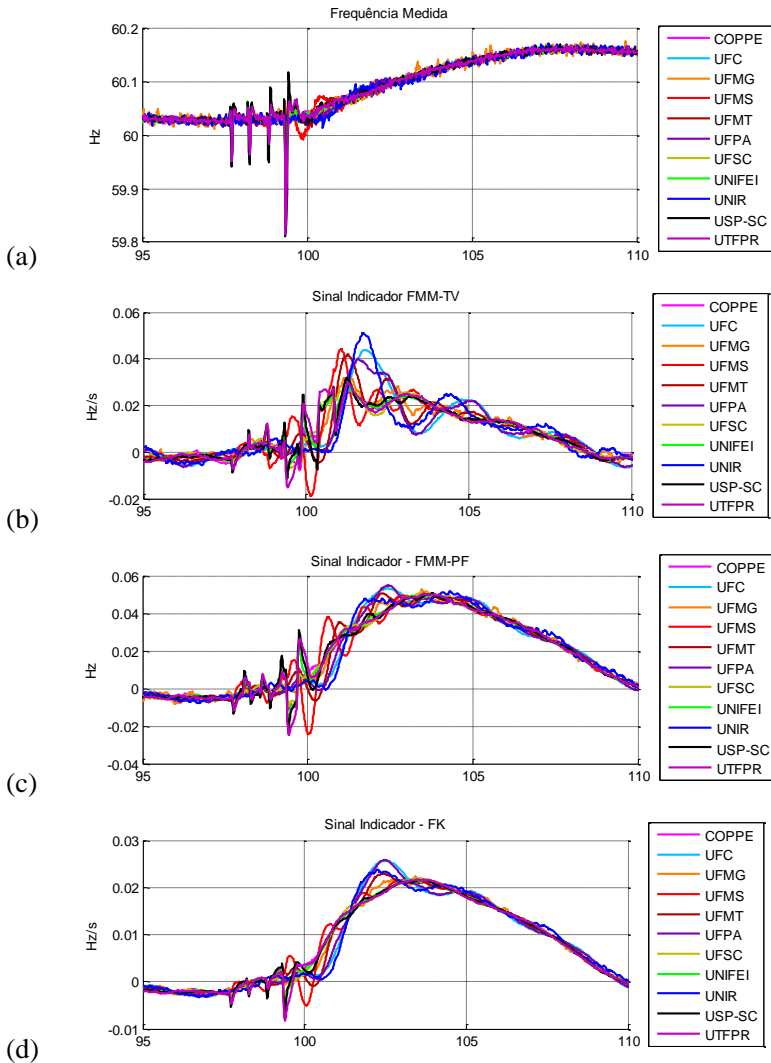


Figura 4.16 – Frequência Medida (a), Sinais Indicadores fornecido pelo FMM-TV (b), FMM-PF (c) e FK (d).

Observe-se que em todas as metodologias os sinais indicadores apresentam saltos no momento em que ocorrem os eventos iniciais. Verifica-se também que os sinais obtidos pelo FK são menos ruidosos e os saltos, causados por curtos-circuitos e chaveamentos, são melhor

atenuados que nos demais, facilitando a observação do atraso na propagação de eventos.

Tomando como base estes resultados, e mais uma série de testes com diversas perturbações (que não são apresentados neste texto), os índices de eventos definidos para cada metodologia são:

Tabela 4-4: Índices de Eventos

Metodologia	Valor empregado
FMM-TV	$\pm 0,02$ Hz/s
FMM-PF	$\pm 0,015$ Hz
Filtro de Kalman	$\pm 0,006$ Hz/s

4.2 IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS

Nesta seção são descritas de forma resumida as características dos eventos que ocorrem no SIN, baseadas na análise apresentada na seção 3.4, e discorre-se sobre o modo que estes eventos são classificados automaticamente.

4.2.1 Características de Eventos no SIN

As características do comportamento da frequência medida pelo SPMS MedFasee BT, durante os principais eventos no SIN, são sintetizadas abaixo:

Chaveamento: causa saltos em poucas PMUs.

Curto-Circuito: quando ocorrem no sistema de transmissão apresentam comportamento similar ao chaveamento, porém com intensidade maior, podendo atingir diversas PMUs. Quando ocorrem na rede de distribuição causam saltos somente na PMU próxima do evento.

Mudança de Topologia: causa saltos devido aos chaveamentos iniciais e, se alterar o intercâmbio entre áreas, ocorrem oscilações inter-áreas. Podendo ocorrer excursões de frequência caso hajam ações de controle vinculadas a perda de interligação.

Interrupção de Carga: caracteriza-se pelo aumento da frequência e pode ocorrer com ou sem a presença de chaveamentos.

Perda de Geração: leva a um afundamento da frequência. Em alguns casos o afundamento é precedido de chaveamentos.

Ilhamento: caracteriza-se pela perda de sincronismo entre áreas. Enquanto áreas importadoras de energia sofrem afundamento de frequência, as áreas exportadoras sofrem elevação.

Oscilação Sustentada: caracteriza-se por oscilações eletromecânicas em uma banda específica de frequência, comumente entre 0,2 e 2 Hz, e são melhor observadas nas diferenças angulares entre as áreas afetadas.

Atuação de ERAC: é caracterizado por saltos durante o afundamento progressivo da frequência.

A Tabela 4-5 resume as características dos eventos observados.

Tabela 4-5: Características de observadas na frequência de SPMS

Classificação	Tipo de Evento	Salto na frequência	Modos Oscilatórios	Oscilação Sistêmica
Eventos Sistêmicos	Interrupção de carga	NÃO	SIM	SIM
	Perda de Geração	NÃO	SIM	SIM
Eventos Locais	Chaveamento	SIM	NÃO	NÃO
	Curto-circuito	SIM	PODEM OCORRER	NÃO
	Mudança Topológica	SIM	PODEM OCORRER	PODE OCORRER
Outros Eventos	Ilhamento	PODE OCORRER	SIM	SIM
	Oscilação Sustentada	NÃO	SIM	NÃO
	Atuação de ERAC	SIM	PODEM OCORRER	NÃO

Oscilações sustentadas são eventos de difícil detecção. Atualmente a identificação destes eventos se dá por metodologias de análise de dados ambientes (JEREMIAS, 2012), onde são analisadas a frequência e o amortecimento de modos oscilatórios ao longo do tempo. Já as atuações de ERAC são estudadas e detectadas usando, por exemplo, a transformada Wavelet (BRUSTOLIN et al., 2012). Como uma das prioridades deste trabalho é a localização de eventos que envolvam a perda de geração e interrupções de carga, toma-se como premissa a identificação destes eventos, conforme descrito na seção seguinte.

4.2.2 Identificador de Eventos

Depois de obtido os sinais indicadores, proveniente das metodologias de detecção, estes sinais são analisados pelo algoritmo identificador de eventos, que foi desenvolvido baseado nas considerações seguintes:

Signalização: os eventos devem ser sinalizados quando o sinal indicador ultrapassa o índice de evento previamente definido;

Classificação: os eventos devem ser classificados em subfrequência, sobrefrequência e salto de acordo com o desempenho do sistema elétrico;

Duplicidade na sinalização: cada evento deve ser sinalizado uma única vez, para que se possa formar um relatório com uma seqüência de eventos coerente;

Propagação do evento: para avaliar a propagação de eventos devem-se agrupar as sinalizações das diferentes PMUs em eventos comuns.

Buscando atender estas considerações implementou-se o algoritmo apresentado no fluxograma da Figura 4.17 e descrito em seqüência.

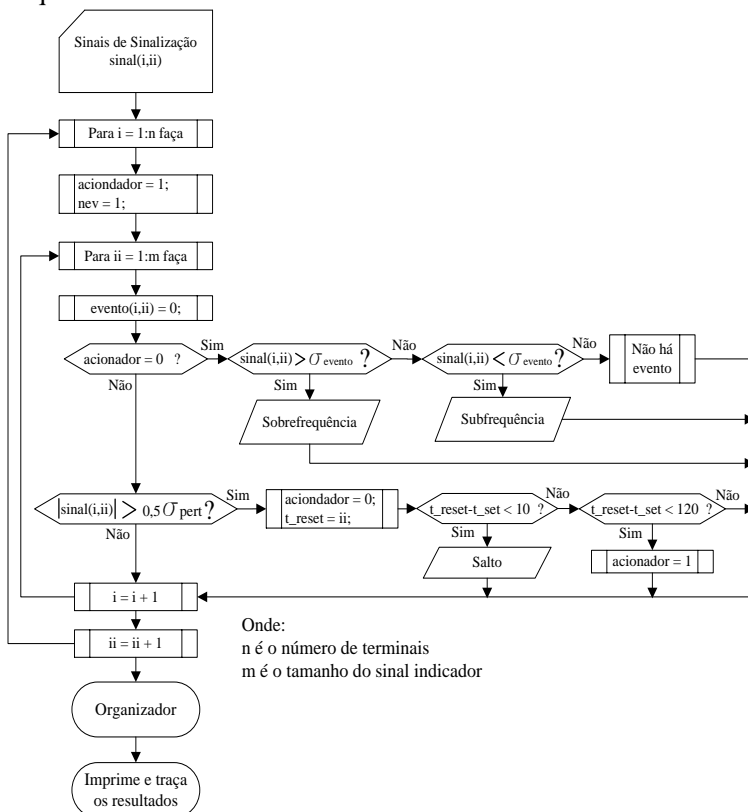


Figura 4.17 – Fluxograma do algoritmo de identificação de eventos

O algoritmo de identificação é dividido em dois módulos. O **Módulo Classificador**, representado pelos dois laços no fluxograma e o **Módulo Organizador**.

O Módulo Classificador analisa o sinal indicador ($signal(i, ii)$) de cada PMU, verificando a existência de eventos e classificando-os de acordo com suas características.

Neste processo, o tempo de duração do evento é avaliado, buscando identificar se o evento é um salto. Esta classificação utiliza as regras seguintes:

- Se o sinal indicador retornar a normalidade em menos de 10 pontos (aproximadamente 167 ms fasores) o evento é considerado um salto. Neste caso, o algoritmo poderá indicar um novo evento se o sinal indicador ultrapassar os índices de eventos novamente;
- Se o sinal indicador continuar fora da normalidade é mantida sua classificação inicial, realizada na primeira etapa do processo. Neste caso, uma nova sinalização somente ocorrerá depois de transcorridos 2 segundos da detecção do evento. Pois eventos de interrupção de carga e perda de geração apresentam resposta lenta.

Depois disso, as sinalizações de cada PMU são organizadas em eventos comuns, o que possibilita descrever a sequência de PMUs atingidas em cada evento.

Este processo é realizado no **Módulo Organizador**, que analisa os resultados do Módulo Classificador, que apresenta como resultado duas matrizes:

Matriz evento: aloca a sequência de eventos ocorrida em cada terminal. Ela é reordenada de modo que eventos sinalizados em vários terminais sejam agrupados em um mesmo evento.

Matriz tipo: caracteriza o tipo de evento (rejeição de carga, perda de geração ou salto).

Por sua vez, o Módulo Organizador organiza as detecções de modo que seja possível observar a propagação do evento em listas sequenciais. Para isso o programa percorre todos os elementos não nulos da **Matriz evento** classificando-os como descrito abaixo:

- Inicialmente é verificado se o número do evento atual é **menor** do que o evento anterior, caso isso ocorra o valor do evento atual deve ser igual ao valor do evento anterior. Isto é realizado para que, no caso em que um terminal seja atingido por inúmeros

eventos, os eventos que atingirem poucos terminais estejam alocados no evento correto.

- Depois disso, é avaliado se o número do evento atual é **maior** do que valor do anterior. Caso isto ocorra é identificado um novo evento, sendo necessário armazenar o instante de seu início, reiniciar o vetor que organiza o atraso de tempo de cada terminal em relação ao instante inicial e o total de terminais atingidos. Caso o evento não for maior ele faz parte do evento atual e seu atraso em relação ao instante inicial é armazenado no vetor de atrasos.
- Uma análise **temporal do evento** é realizada. A duração total de um evento não pode ser superior a 2 segundos e o atraso de tempo de propagação entre dois terminais não pode ser superior a um segundo, o que, nestes casos, faz com que seja iniciado um novo evento.
- Por fim analisa-se a **duplicidade de sinalização em eventos**, onde é verificado se o terminal já foi atingido por aquele evento, caso isto ocorra, a sinalização é desconsiderada.

No Quadro 4-1 é apresentado um exemplo dos dados de saída do processo de identificação de eventos. Nesta análise utilizaram-se dados do SPMS MedFasee BT e do SPMS MedFasee CTEEP. Os primeiros cinco eventos desta análise são ilustrados na Figura 4.18.

Quadro 4-1: Dados de saída do Identificador de Eventos

DADOS DE SAÍDA DA DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS			
Disparo de Evento com: 0.006 Hz/s			
Evento 1	salto no terminal CAV-BOJ-M	aos 97.700 s	atraso de 0.000
Evento 2	salto no terminal CAV-BOJ-M	aos 98.250 s	atraso de 0.000
Evento 3	salto no terminal CAV-BOJ-M	aos 98.800 s	atraso de 0.000
Evento 4	salto no terminal CAV-BOJ-M	aos 99.333 s	atraso de 0.000
Evento 4	salto no terminal UTFPR	aos 99.367 s	atraso de 0.033
Evento 4	salto no terminal USP-SC	aos 99.383 s	atraso de 0.050
Evento 4	salto no terminal UNIFEI	aos 99.400 s	atraso de 0.067
Evento 5	sobrefrequência no terminal CAV-BOJ-M	aos 99.633 s	atraso de 0.000
Evento 5	sobrefrequência no terminal UFMS	aos 100.433 s	atraso de 0.800
Evento 5	sobrefrequência no terminal COPPE	aos 100.450 s	atraso de 0.817
Evento 5	sobrefrequência no terminal UTFPR	aos 100.450 s	atraso de 0.817
Evento 5	sobrefrequência no terminal ILS-BAU-C1-M	aos 100.467 s	atraso de 0.833
Evento 5	sobrefrequência no terminal ILS-BAU-C2-M	aos 100.467 s	atraso de 0.833
Evento 5	sobrefrequência no terminal UFSC	aos 100.467 s	atraso de 0.833
Evento 5	sobrefrequência no terminal BAU-ILS-C2-M	aos 100.483 s	atraso de 0.850
Evento 5	sobrefrequência no terminal BAU-CAV-C1-M	aos 100.483 s	atraso de 0.850
Evento 5	sobrefrequência no terminal UNIFEI	aos 100.483 s	atraso de 0.850
Evento 5	sobrefrequência no terminal USP-SC	aos 100.483 s	atraso de 0.850
Evento 5	sobrefrequência no terminal UFMG	aos 100.617 s	atraso de 0.983
Evento 5	sobrefrequência no terminal UFMT	aos 100.700 s	atraso de 1.067
Evento 5	sobrefrequência no terminal UFPA	aos 100.867 s	atraso de 1.233
Evento 5	sobrefrequência no terminal UFC	aos 100.967 s	atraso de 1.333

Evento 5	sobrefrequência no terminal UNIR	aos 101.050 s	atraso de 1.417
Evento 6	subfrequência no terminal UFMG	aos 112.150 s	atraso de 0.000
Evento 6	subfrequência no terminal UFC	aos 112.283 s	atraso de 0.133
Evento 6	subfrequência no terminal UFMT	aos 112.317 s	atraso de 0.167
Evento 6	subfrequência no terminal COPPE	aos 112.350 s	atraso de 0.200
Evento 6	subfrequência no terminal UFPA	aos 112.417 s	atraso de 0.267
Evento 6	subfrequência no terminal ILS-BAU-C1-M	aos 112.450 s	atraso de 0.300
Evento 6	subfrequência no terminal ILS-BAU-C2-M	aos 112.500 s	atraso de 0.350
Evento 6	subfrequência no terminal UNIFEI	aos 112.500 s	atraso de 0.350
Evento 6	subfrequência no terminal BAU-CAV-C1-M	aos 112.550 s	atraso de 0.400
Evento 6	subfrequência no terminal UFMS	aos 112.550 s	atraso de 0.400
Evento 6	subfrequência no terminal BAU-ILS-C2-M	aos 112.567 s	atraso de 0.417
Evento 6	subfrequência no terminal USP-SC	aos 112.583 s	atraso de 0.433
Evento 6	subfrequência no terminal UTFPR	aos 112.600 s	atraso de 0.450
Evento 6	subfrequência no terminal CAV-BOJ-M	aos 112.633 s	atraso de 0.483
Evento 6	subfrequência no terminal UFSC	aos 112.700 s	atraso de 0.550
Evento 6	subfrequência no terminal UNIR	aos 112.783 s	atraso de 0.633

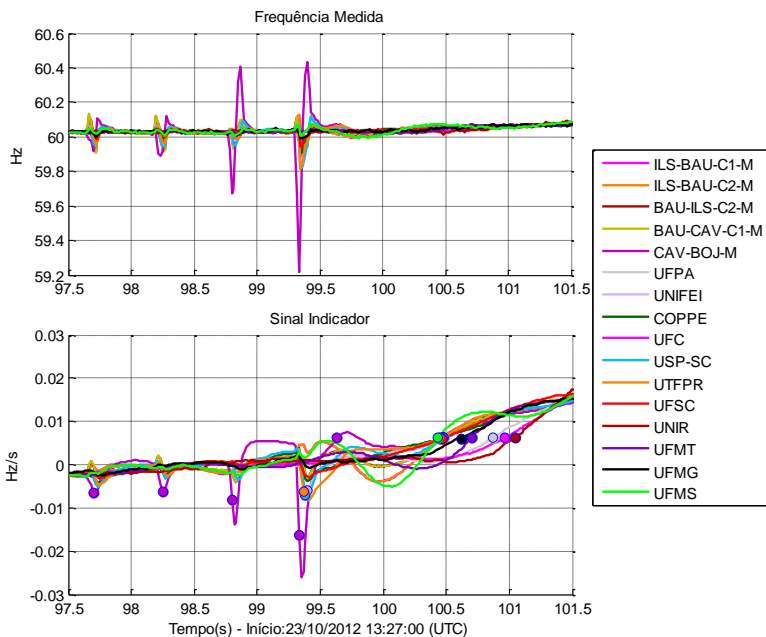


Figura 4.18 – Principais eventos detectados na perturbação

4.3 LOCALIZAÇÃO DE EVENTOS

Em alguns casos, principalmente em eventos sistêmicos, não é clara a localização da região onde ocorreu o evento. Assim, uma ferramenta que possa estimar esta localização de modo rápido e automático, pode agilizar a tomadas de decisões e a própria análise de perturbações.

Para implementar uma ferramenta desta natureza considera-se que:

- O sistema elétrico é um meio homogêneo de propagação, ou seja, a transmissão de ondas eletromecânicas não sofre influências de diferenças topológicas da rede;
- A curvatura da Terra é desprezada;
- A velocidade de propagação do evento é a mesma em todas as direções.

A partir dessas hipóteses a rede elétrica pode ser desprezada e apenas grandezas temporais (atrasos na propagação) e geográficas (coordenadas) são consideradas.

Analogamente, pode-se considerar o sistema elétrico como um lago, cuja superfície está em repouso. O evento é um corpo que atinge a superfície deste lago, provocando ondas que se deslocam em todas as direções.

Em TAO et al. (2007) são citadas duas metodologias de localização de eventos, que utilizam o conceito de propagação de ondas eletromecânicas e consideram as premissas citadas acima: uma é baseada no método de Newton, e a outra no método de Mínimos Quadrados. Ambas utilizam informações da localização geográfica dos terminais e o tempo acumulado da chegada da frente de onda em cada PMU, formulando um problema de triangularização.

4.3.1 Triangularização

Após as etapas de detecção e identificação, descritas nas seções anteriores, são conhecidas as localizações geográficas das PMUs e o atraso de tempo em que cada PMU é atingida pela propagação do evento, relativos a primeira PMU afetada. Porém, não se tem conhecimento do quão distante da primeira PMU afetada está o evento. Isto pode ser solucionado por meio da triangularização do evento, (Figura 4.19).

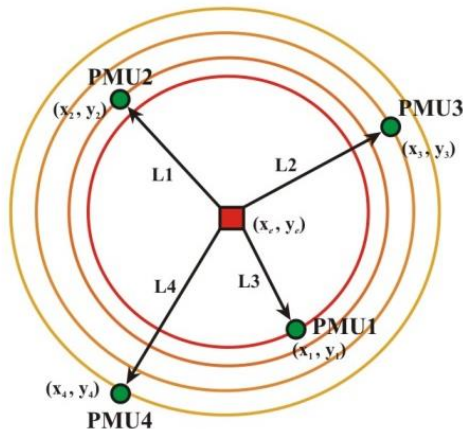


Figura 4.19 – Problema de Triangularização, adaptado de (TAO et al., 2007)

Observe-se que as PMUs circundam o evento e com um número maior de PMUs o resultado de estimação da localização tende a ser mais exato.

A equação (4.21) define a distância entre dois pontos em um plano, e a equação (4.22) define a distância em função da velocidade e do tempo.

$$L_i = \sqrt{(x_i - x_e)^2 + (y_i - y_e)^2} \quad (4.21)$$

$$i = 1, 2, \dots, n^{\circ}PMUs$$

onde L_i é a distância entre os terminais e o evento, x_i e y_i são as coordenadas dos terminais e x_e e y_e são as coordenadas do evento.

$$L_i = V_e \cdot \Delta t \quad (4.22)$$

onde V_e é a velocidade de propagação e $\Delta t = t_i + t_e$. O algoritmo de identificação considera t_i igual a zero no primeiro terminal atingido.

Por meio das equações (4.21) e (4.22), encontra-se a equação (4.23) que é não-linear.

$$V_e^2 (t_i + t_e)^2 = (x_i - x_e)^2 + (y_i - y_e)^2 \quad (4.23)$$

$$i = 1, 2, \dots, n^{\circ}PMUs$$

A equação (4.23) relaciona a localização de cada PMU com a localização do evento, sua respectiva velocidade de propagação e os instantes em que ocorreu e que atingiu cada terminal.

4.3.2 Solução – Modelo Não-Linear

Como o problema descrito é não-linear, ele pode ser solucionado pelo Método de Newton (MN). Tem-se quatro incógnitas (x_e , y_e , V_e e t_e) para resolver, sendo, portanto, necessário que o evento tenha atingido pelo menos quatro PMUs.

Em TAO et al. (2007) são utilizadas apenas as informações dos primeiros quatro terminais para a estimação da localização do evento. Entretanto, visando a aplicação nos dados do SPMS MedFasee BT, implementou-se um algoritmo capaz de processar as informações de todos os terminais atingidos. Desta forma a matriz Jacobiana resultante é retangular, sendo necessário utilizar a pseudo-inversa (4.27) para realizar a inversão deste sistema. Se o algoritmo não convergir são desconsiderados os dados da última PMU atingida, e é reiniciado o processo iterativo.

O algoritmo geral do método de Newton consiste na realização de iterações utilizando a equação (4.24):

$$p^{(k)} = p^{(k-1)} - [J(p^{(k-1)})]^{-1}F(p^{(k-1)}) \quad (4.24)$$

onde $p^{(k)}$ e $p^{(k-1)}$ são vetores das incógnitas x_e , y_e , V_e e t_e , nas iterações k e $k - 1$, $J(p^{(k-1)})$ é a matriz Jacobiana (4.26) e $F(p^{(k-1)})$ é a função (4.25), ambas utilizando as incógnitas da iteração $(k - 1)$.

$$F_i(x_e, y_e, t_e, V_e) = (x_i - x_e)^2 + (y_i - y_e)^2 - V_e^2(t_i + t_e)^2 \quad (4.25)$$

$i = 1, 2, \dots, n^{PMUs}$

$$J(x_e, y_e, t_e, V_e) = \begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x_e} & \frac{\partial F_1}{\partial y_e} & \frac{\partial F_1}{\partial t_e} & \frac{\partial F_1}{\partial V_e} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x_e} & \frac{\partial F_2}{\partial y_e} & \frac{\partial F_2}{\partial t_e} & \frac{\partial F_2}{\partial V_e} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial F_n}{\partial x_e} & \frac{\partial F_n}{\partial y_e} & \frac{\partial F_n}{\partial t_e} & \frac{\partial F_n}{\partial V_e} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

onde n é o total de terminais atingidos. Caso n for maior do que 4 utiliza-se a pseudo-inversa (J^\dagger) no lugar da inversa da matriz jacobiana, de acordo com a equação (4.27).

$$J(p^{(k-1)})^\dagger = [J(p^{(k-1)})' J(p^{(k-1)})]^{-1} J(p^{(k-1)})' \quad (4.27)$$

As derivadas parciais da matriz jacobiana são:

$$\frac{\partial F_i}{\partial x_e} = 2x_e - 2x_i \quad (4.28)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial y_e} = 2y_e - 2y_i \quad (4.29)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial t_e} = -2t_e V_e^2 - 2t_i V_e^2 \quad (4.30)$$

$$\frac{\partial F_1}{\partial V_e} = -2V_e(t_i + t_e)^2 \quad (4.31)$$

Por meio dos resultados desta metodologia pode-se simular a propagação do evento estimado. Para isso, isola-se t_i da equação (4.23):

$$t_i = \sqrt{\frac{(x_i - x_e)^2 + (y_i - y_e)^2}{V_e^2}} - t_e \quad (4.32)$$

A partir desta equação fixam-se as variáveis do tempo estimado do início do evento (t_e), a velocidade de propagação (V_e) e a localização estimada do evento (x_e e y_e) nos valores estimados, e evolui-se a equação nas variáveis x_i e y_i de modo que se possa traçar um gráfico com curvas de nível centradas na coordenada onde foi estimado o início do evento.

4.3.2.1 Aspectos da Implementação

Como o Método de Newton é um método iterativo, é necessário definir condições iniciais e um critério de convergência. Assim, fazem-se as seguintes considerações acerca das variáveis a serem estimadas

(localização, tempo inicial e velocidade de propagação), as quais foram definidas a partir da experiência adquirida no presente trabalho:

- Considera-se que a localização do evento, para o início do processo iterativo, é o ponto médio entre a posição geográfica dos dois terminais que foram atingidos mais rapidamente;
- Considera-se que o evento ocorreu a 0,1 segundo antes de atingir a primeira PMU;
- O processo é iniciado com a velocidade de propagação de 2000 km/s;
- Inicialmente o critério de convergência adotado era o atendimento a equação (4.23), dentro de uma tolerância preestabelecida. Entretanto, estudos de casos apresentaram melhores resultados utilizando como critério de convergência os incrementos das incógnitas x_e , y_e , t_e e V_e (APÊNDICE), sendo utilizado o valor de 0,01 para as variáveis de localização, cujo valor representa 50 metros, 0,01 segundo para a variável de tempo, e 0,1 para a velocidade cujo valor representa 0,5 km/s.

Além disso, verifica-se que, em alguns casos, o método diverge, o que ocorre em perturbações cujos eventos abruptos iniciais perduram ao longo da rejeição de carga ou perda de geração. Verificou-se também que existem casos onde o tempo de propagação do evento pode superar 2 segundos.

Adotou-se o número máximo de 20 iterações para o Método de Newton, pois observou-se que quando o processo não converge em menos de 20 iterações ele não convergirá mais. Desta forma, o processo é iniciado utilizando os dados de todos os terminais atingidos. Quando o número de iterações atingir 20, sem que ocorra a convergência, elimina-se o último terminal atingido. Reinicia-se, então, o processo de estimação, que é concluído com a convergência ou quando o limite mínimo de quatro terminais é atingido.

4.3.3 Solução – Modelo Linear Aproximado

Esta modelagem considera que a velocidade de propagação de eventos é fixa, e não precisa ser estimada (TAO et al., 2007). Entretanto, é necessário definir uma velocidade de propagação para que se possa

estimar a localização do evento. Utiliza-se então a velocidade de acordo com a velocidade de propagação de perturbações conhecidas.

Esta metodologia parte da equação (4.23) que modela a distância entre o terminal i e o local do evento. Ela pode ser reescrita da seguinte forma:

$$(x_i - x_e)^2 + (y_i - y_e)^2 - V^2(t_i + t_e)^2 = 0 \quad (4.33)$$

$$i = 1, 2, \dots, n^{\circ}PMUs$$

Ao evoluir os quadrados dos termos entre parênteses encontra-se:

$$(x_i^2 - 2x_ix_e + x_e^2) + (y_i^2 - 2y_iy_e + y_e^2) - V^2t_i^2 - 2V^2t_it_e - V^2t_e^2 = 0 \quad (4.34)$$

As mesmas equações são deduzidas para o terminal $i + 1$:

$$(x_{i+1} - x_e)^2 + (y_{i+1} - y_e)^2 - V^2(t_{i+1} + t_e)^2 = 0 \quad (4.35)$$

$$(x_{i+1}^2 - 2x_{i+1}x_e + x_e^2) + (y_{i+1}^2 - 2y_{i+1}y_e + y_e^2) - V^2t_{i+1}^2 - 2V^2t_{i+1}t_e - V^2t_e^2 = 0 \quad (4.36)$$

Fazendo a equação (4.34) menos a equação (4.36) resulta em:

$$2(x_{i+1} - x_i)x_e + 2(y_{i+1} - y_i)y_e + 2V^2(t_{i+1} - t_i)t_e = [V^2(t_i^2 - t_{i+1}^2) + x_{i+1}^2 + y_{i+1}^2 - x_i^2 - y_i^2] \quad (4.37)$$

que pode ser reescrita da seguinte forma:

$$(x_{i+1} - x_i)x_e + (y_{i+1} - y_i)y_e + V^2(t_{i+1} - t_i)t_e = \frac{1}{2}[V^2(t_i^2 - t_{i+1}^2) + x_{i+1}^2 + y_{i+1}^2 - x_i^2 - y_i^2] \quad (4.38)$$

e da forma matricial, cobrindo n PMUs:

$$Hx = C \quad (4.39)$$

onde:

$$H^\dagger = \begin{bmatrix} (x_2 - x_1) & (y_2 - y_1) & V^2(t_2 - t_1) \\ (x_3 - x_2) & (y_3 - y_2) & V^2(t_3 - t_2) \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ (x_1 - x_n) & (y_1 - y_n) & V^2(t_1 - t_n) \end{bmatrix} \quad (4.40)$$

$$x = \begin{bmatrix} x_e \\ y_e \\ t_e \end{bmatrix} \quad (4.41)$$

$$C = \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ \vdots \\ C_n \end{bmatrix} \quad (4.42)$$

onde:

$$C_i = \frac{1}{2} [V^2(t_i^2 - t_{i+1}^2) + x_{i+1}^2 + y_{i+1}^2 - x_i^2 - y_i^2]$$

$$i = 1, 2, \dots, n^{\circ}PMUs$$

Como existem mais equações do que incógnitas, resolve-se o problema ($x = H^\dagger C$) usando a pseudo-inversa definida por:

$$H^\dagger = (H'H)^{-1}H' \quad (4.43)$$

Que é uma solução direta pelo Método de Mínimos Quadrados.

4.3.3.1 Aspectos da Implementação

Em TAO et al. (2007) são citadas a rapidez obtida pelo método de mínimos quadrados na detecção de evento, por ser um método direto, e a sua exatidão, mesmo utilizando velocidade de propagação fixa. Entretanto, nos casos estudados neste trabalho, que baseia-se no SIN, não foram obtidos bons resultados, o que está associado a quantidade reduzida de PMUs instaladas no SIN e a distribuição geográfica destes equipamentos, propriedades que dificultam a obtenção de uma velocidade de propagação fixa antes de estimar a localização do evento.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas as metodologias de detecção, identificação e localização de eventos, estudadas neste trabalho. Inicialmente descreveram-se os problema nos sinais disponíveis para a detecção, sendo necessário decidir qual sinal deve ser utilizado e quais tratamentos devem ser realizados neste sinal. Definido o sinal de frequência como sinal base para a detecção, foram descritas três metodologias.

A primeira (FMM-TV) utiliza um filtro de média móvel para atenuar os ruídos e chaveamentos e calcula a taxa de variação da frequência, que é empregada como sinal indicador.

A segunda (FMM-PF) emprega dois filtros de média móvel, um para atenuar o ruído do sinal e outro para atenuar não só o ruído como as oscilações eletromecânicas. Os sinais filtrados resultantes são subtraídos um do outro e utiliza-se o sinal resultante para a detecção de eventos, o qual é composto predominantemente por oscilações eletromecânicas.

A terceira metodologia emprega o filtro de Kalman (FK) na estimação da aceleração angular, que é, em essência, a derivada da frequência. Para isso, utiliza-se um modelo de correlação e o algoritmo de estimação do FK.

Em sequência foram definidos valores para os índices de eventos em cada uma das metodologias, os quais foram testados usando dados de perturbações no SIN.

A metodologia de identificação de eventos utiliza o comportamento dinâmico dos eventos na frequência para classificá-los. Eles são classificados em saltos, subfrequência (perda de geração) e sobrefrequência (interrupção de carga). Esta classificação emprega o tempo de retorno da sinal indicador à normalidade para estimar em qual tipo de evento a sinalização deve ser classificada.

Por fim, apresentaram-se as metodologias de localização de eventos através da triangularização, que utiliza a localização geográfica das PMUs e o atraso de tempo observado na propagação do evento para estimar o local do evento. A primeira metodologia apresenta a solução pelo método de Newton e a segunda por Mínimos Quadrados. Destaca-se o bom desempenho dos resultados obtidos pelo método de Newton, que são detalhados no capítulo seguinte, e as dificuldades enfrentadas pelo método dos Mínimos Quadrados em virtude da baixa quantidade de PMUs e principalmente pela dificuldade em especificar uma velocidade fixa antes de estimar a localização do evento.

5 ESTUDOS DE APLICAÇÕES NO SIN

Nesta seção são apresentados estudos de casos sob a forma de simulações de eventos, utilizando o programa de análise de transitórios eletromecânicos ANATEM do Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL) e, também, por meio de dados reais de perturbações registradas pelo SPMS MedFasee BT.

Nestas análises as seguintes hipóteses são consideradas:

- A curvatura da Terra é desprezada;
- O mapa utilizado é o Mapa Eletroenergético disponibilizado pelo ONS (Figura 5.1). Ele possui projeção Policônica e a escala é de 1:5.000.000 (1 cm-50 km);
- A localização real dos eventos é obtida diretamente no posicionamento no mapa eletroenergético;



Figura 5.1 – Mapa Eletroenergético (Fonte: ONS)

5.1 SIMULAÇÕES DE EVENTOS

O programa ANATEM é utilizado na realização de estudos de estabilidade à frequência fundamental, tanto na operação como no planejamento de sistemas elétricos de potência. Para isso, o programa simula o comportamento dinâmico de sistemas elétricos submetidos a perturbações (CEPEL, 2011). O modelo do SIN utilizado neste trabalho é o caso base de carga média de Novembro de 2011, fornecido no site do ONS.

O caso simulado é composto pela perda de geração (comando *RMGR*). A simulação possui 40 segundos discretizados em passos de 0,005 segundos sendo utilizado um ponto a cada 0,015 segundos, próximo de um ciclo de 60 Hz (0,01667 s).

Inicialmente é simulado um caso com 15 PMUs, nas subestações mais próximas dos locais onde atualmente o SPMS MedFasee BT possui PMUs.

Simula-se a perda de duas UG das quatro existentes na UHE Itaúba, totalizando 250 MW, no estado do Rio Grande do Sul. Na Figura 5.2 são apresentadas a frequência simulada, o sinal indicador e as sinalizações da propagação do evento.

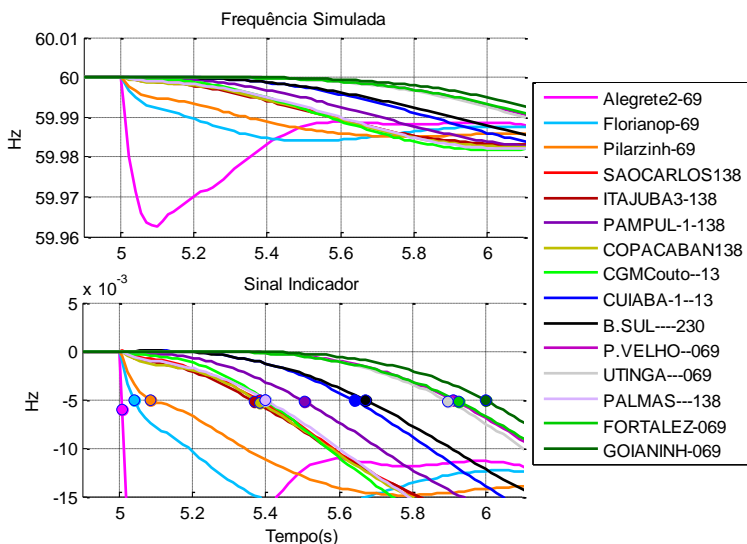


Figura 5.2 – Frequência e sinal indicador com 15 PMUs -Perda UHE Itaúba

Como as simulações são imunes a ruído é desnecessário a utilização de metodologias de filtragem para obter sinais indicadores. A detecção é realizada quando são ultrapassados limites na frequência, sendo utilizado o desvio de 0,005 Hz para sinalizar um evento. Assim, os sinais indicadores são compostos pela frequência simulada menos a frequência fundamental (60 Hz).

No Quadro 5-1 é descrita a sequência de PMUs atingidas pelo evento. Observe que o evento se propaga de forma coerente partindo das PMUs da região Sul e indo em direção à região Norte do Brasil.

Quadro 5-1: Sequência de eventos na simulação da perda de UG da UHE Itaúba com 15 PMUs

DADOS DE SAIDA DA DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS						
Disparo de Evento com: 0.005 Hz						
Evento 1	subfrequência	em Alegrete2-69	aos	5.010 s	atraso de	0.000
Evento 1	subfrequência	em Florianop-69	aos	5.040 s	atraso de	0.030
Evento 1	subfrequência	em Pilarzinh-69	aos	5.085 s	atraso de	0.075
Evento 1	subfrequência	em ITAJUBA3-138	aos	5.370 s	atraso de	0.360
Evento 1	subfrequência	em SAOCARLOS138	aos	5.385 s	atraso de	0.375
Evento 1	subfrequência	em COPACABAN138	aos	5.385 s	atraso de	0.375
Evento 1	subfrequência	em CGMCouto--13	aos	5.400 s	atraso de	0.390
Evento 1	subfrequência	em PALMAS---138	aos	5.400 s	atraso de	0.390
Evento 1	subfrequência	em PAMPUL-1-138	aos	5.505 s	atraso de	0.495
Evento 1	subfrequência	em CUIABA-1--13	aos	5.640 s	atraso de	0.630
Evento 1	subfrequência	em B.SUL---230	aos	5.670 s	atraso de	0.660
Evento 1	subfrequência	em UTINGA---069	aos	5.895 s	atraso de	0.885
Evento 1	subfrequência	em P.VELHO--069	aos	5.910 s	atraso de	0.900
Evento 1	subfrequência	em FORTALEZ-069	aos	5.925 s	atraso de	0.915
Evento 1	subfrequência	em GOIANINH-069	aos	6.000 s	atraso de	0.990

Na Figura 5.3 é ilustrada a localização estimada do evento. As coordenadas da UHE no mapa utilizado são 468,5 (X) e 119 (Y).

A mesma simulação é realizada com um número maior de PMUs, totalizando 38 pontos de medição. No Quadro 5-2 é descrita a sequência de PMUs atingidas e na Figura 5.4 são ilustradas a frequência simulada e os sinais indicadores de cada ponto de medição.

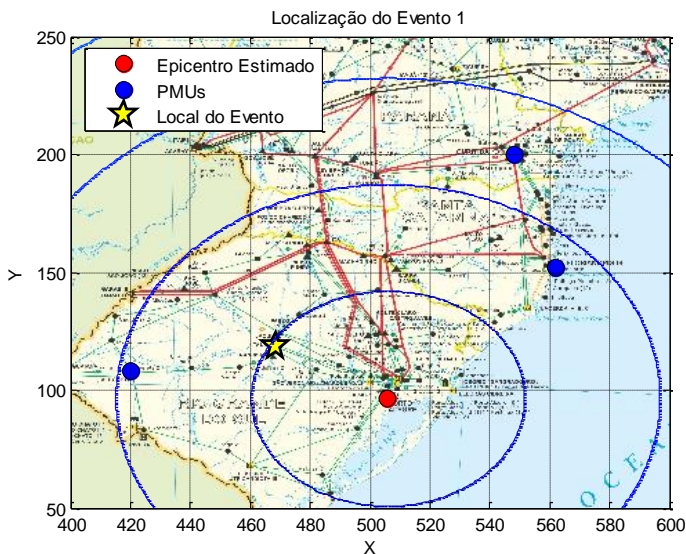


Figura 5.3 – Localização estimada do evento usando 15 PMUs

Quadro 5-2: Sequência de eventos na simulação da perda de UG da UHE Itaúba com 38 PMUs

DADOS DE SAIDA DA DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS					
Disparo de Evento com: 0.005 Hz					
Evento 1	subfrequência	em Alegrete2-69	aos	5.010 s	atraso de 0.000
Evento 1	subfrequência	em PAlegre6-230	aos	5.025 s	atraso de 0.015
Evento 1	subfrequência	em Ita-----5GR	aos	5.040 s	atraso de 0.030
Evento 1	subfrequência	em Florianop-69	aos	5.040 s	atraso de 0.030
Evento 1	subfrequência	em Pilarzinh-69	aos	5.085 s	atraso de 0.075
Evento 1	subfrequência	em IVAIPORA-765	aos	5.265 s	atraso de 0.255
Evento 1	subfrequência	em ITAJUBA3-138	aos	5.370 s	atraso de 0.360
Evento 1	subfrequência	em Maracaju--13	aos	5.370 s	atraso de 0.360
Evento 1	subfrequência	em SAOCARLOS138	aos	5.385 s	atraso de 0.375
Evento 1	subfrequência	em COPACABAN138	aos	5.385 s	atraso de 0.375
Evento 1	subfrequência	em CGMCouto--13	aos	5.400 s	atraso de 0.390
Evento 1	subfrequência	em PALMAS---138	aos	5.400 s	atraso de 0.390
Evento 1	subfrequência	em VITORIA--345	aos	5.460 s	atraso de 0.450
Evento 1	subfrequência	em MARIMBON-500	aos	5.490 s	atraso de 0.480
Evento 1	subfrequência	em PAMPUL-1-138	aos	5.505 s	atraso de 0.495
Evento 1	subfrequência	em RIBEIRAO-500	aos	5.625 s	atraso de 0.615
Evento 1	subfrequência	em CUIABA-1--13	aos	5.640 s	atraso de 0.630
Evento 1	subfrequência	em JAURU----500	aos	5.655 s	atraso de 0.645
Evento 1	subfrequência	em B. SUL----230	aos	5.670 s	atraso de 0.660
Evento 1	subfrequência	em VILHENA--230	aos	5.685 s	atraso de 0.675
Evento 1	subfrequência	em JIPARAN--230	aos	5.760 s	atraso de 0.750
Evento 1	subfrequência	em GURUPI---500	aos	5.775 s	atraso de 0.765

Evento 1	subfrequência	em	SSALVADO-230	aos	5.775	s	atraso	de	0.765
Evento 1	subfrequência	em	COLINAS--500	aos	5.835	s	atraso	de	0.825
Evento 1	subfrequência	em	BJLAPAI-500	aos	5.835	s	atraso	de	0.825
Evento 1	subfrequência	em	S.LUISIII230	aos	5.865	s	atraso	de	0.855
Evento 1	subfrequência	em	P.DUTRA--500	aos	5.865	s	atraso	de	0.855
Evento 1	subfrequência	em	MARABA---500	aos	5.880	s	atraso	de	0.870
Evento 1	subfrequência	em	TERESINA-230	aos	5.880	s	atraso	de	0.870
Evento 1	subfrequência	em	UTINGA---069	aos	5.895	s	atraso	de	0.885
Evento 1	subfrequência	em	RUROP.---230	aos	5.895	s	atraso	de	0.885
Evento 1	subfrequência	em	P.VELHO--069	aos	5.910	s	atraso	de	0.900
Evento 1	subfrequência	em	RIO-ACRE--02	aos	5.910	s	atraso	de	0.900
Evento 1	subfrequência	em	S.J.PIAUI500	aos	5.910	s	atraso	de	0.900
Evento 1	subfrequência	em	FORTALEZ-069	aos	5.925	s	atraso	de	0.915
Evento 1	subfrequência	em	MILAGRES-500	aos	5.955	s	atraso	de	0.945
Evento 1	subfrequência	em	NATAL-II-230	aos	5.985	s	atraso	de	0.975
Evento 1	subfrequência	em	GOIANINH-069	aos	6.000	s	atraso	de	0.990

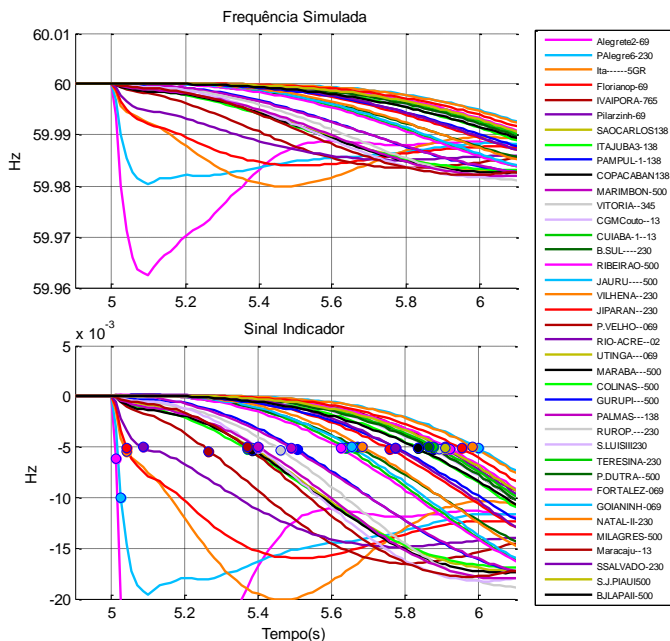


Figura 5.4 – Frequência e sinal indicador com 38 PMUs -Perda UHE Itaúba

No mapa da Figura 5.5 é ilustrada a estimação da localização do evento. Observe-se que não apresenta melhorias significativas, o que é justificável, pois, os modelos desta simulação não representam o fenômeno de propagação de ondas eletromecânicas e a estratégia de

utilizar dados de diversos pontos de medição prejudica a estimação da localização.

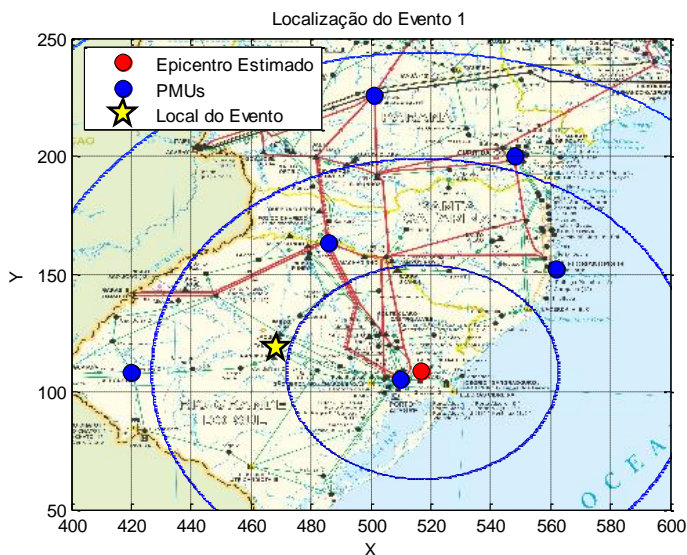


Figura 5.5 – Localização estimada do evento usando 38 PMUs

5.2 EVENTOS REAIS

Nesta seção é apresentada uma série de análises de perturbações registradas pelos SPMS MedFasee BT. São avaliadas as metodologias que geram os sinais indicadores, e destacadas as dificuldades na classificação de eventos. As informações complementares, tais como: sequência de eventos, montante de carga e local do evento foram obtidas por meio do Informativo Preliminar Diário da Operação (IPDO) e por meio de informações obtidas diretamente com o ONS.

5.2.1 Interrupção de Carga no Maranhão

No dia 18 de outubro de 2011, as 11h:38min, ocorreram desligamentos automáticos de uma série de LTs de 500 kV e 230 kV, que alimentam São Luís, MA, bem como a região norte do mesmo estado. Como consequência, ocorreu a interrupção de aproximadamente 937 MW de carga. A Figura 5.6 ilustra o comportamento da frequência

durante o início da perturbação, os sinais indicadores de cada PMU e as sinalizações de eventos.

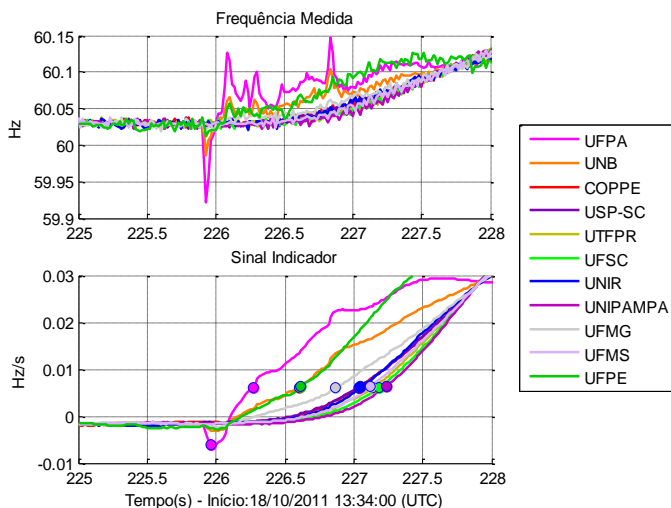


Figura 5.6 – Frequência e sinais indicadores (FK) -Interrupção de carga no MA

No Quadro 5-3 é apresentada a sequência de eventos identificados. Observa-se que a primeira sinalização (evento 1) é classificada como um salto no terminal UFPA, já as demais (evento 2) como sobrefrequência, características de interrupção de carga.

Quadro 5-3: Sequência de eventos na interrupção de carga no MA

DADOS DE SAÍDA DA DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS			
Disparo de Evento com: 0.006 Hz/s			
=====			
Evento 1	salto no terminal UFPA	aos 225.967 s	atraso de 0.000
Evento 2	sobrefrequência no terminal UFPA	aos 226.267 s	atraso de 0.000
Evento 2	sobrefrequência no terminal UNB	aos 226.600 s	atraso de 0.333
Evento 2	sobrefrequência no terminal UFPE	aos 226.617 s	atraso de 0.350
Evento 2	sobrefrequência no terminal UFMG	aos 226.867 s	atraso de 0.600
Evento 2	sobrefrequência no terminal COPPE	aos 227.033 s	atraso de 0.767
Evento 2	sobrefrequência no terminal USP-SC	aos 227.033 s	atraso de 0.767
Evento 2	sobrefrequência no terminal UNIR	aos 227.050 s	atraso de 0.783
Evento 2	sobrefrequência no terminal UFMS	aos 227.117 s	atraso de 0.850
Evento 2	sobrefrequência no terminal UTFPR	aos 227.133 s	atraso de 0.867
Evento 2	sobrefrequência no terminal UFSC	aos 227.183 s	atraso de 0.917
Evento 2	sobrefrequência no terminal UNIPAMPA	aos 227.233 s	atraso de 0.967

A área mais afetada pelo evento é constituída na região entre 600 e 680 da coordenada X e entre 640 e 710 da coordenada Y. Na Tabela

5-1 são descritos os parâmetros de localização estimados. O erro foi calculado usando a Norma Euclidiana considerando a origem o local conhecido do evento, neste caso a São Luís, MA localizada em $X=670$ e $Y=710$.

Tabela 5-1: Localização da interrupção de carga no Maranhão

Metodologia de Detecção	X	Y	Vel.(km/s)	t_0 (s)	Erro (km)
FMM-TV	669	651	2078,33	0,2330	295,04
FMM-PF	634	612	1581,58	0,4355	522,02
FK	650	642	2107,09	0,1817	354,40
Média	651	635	1922,33	0,2834	390,49
Desvio Padrão	17,52	20,42	295,45	0,1342	117,71

Na Figura 5.7 é ilustrado o epicentro estimado do evento e as PMUs cujos dados foram utilizados na estimação.

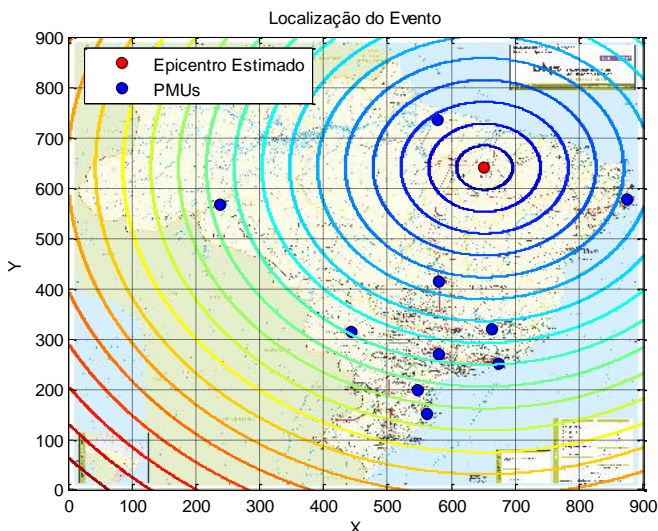


Figura 5.7 – Localização estimada do evento -Interrupção de carga no MA

5.2.2 Interrupção de Carga no Rio Grande do Sul

Às 8h:27min do dia 10 de outubro de 2012 ocorreu o desligamento da subestação 230 kV Polo Petroquímico, da CEEE-GT, no estado do Rio Grande do Sul (RS), levando a uma rejeição de 166

MW de carga alimentada por esta subestação e a redução de 818 MW de carga devido a subtensão em todo o estado, a Figura 5.8 ilustra a frequência nos instantes iniciais da perturbação, os sinais indicadores e as sinalizações da propagação do evento.

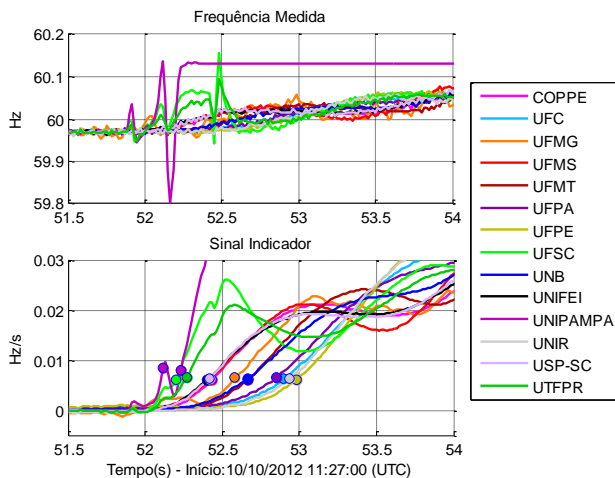


Figura 5.8 – Frequência e sinal indicador (FK) -Interrupção de carga no RS

Observa-se que a frequência da PMU da UNIPAMPA permanece em uma frequência fixa depois de sofrer saltos. Isto se deu em função da provável falta de energia ou desligamento de algum equipamento da rede de comunicação, o que resultou na perda de comunicação com o PDC localizado na UFSC, em Florianópolis. Na Figura 5.9 é ilustrado o afundamento de tensão nas três fases da PMU instalada na cidade de Alegrete, que chega atingir $0,8pu$ antes de cair a comunicação entre a PMU e o PDC.

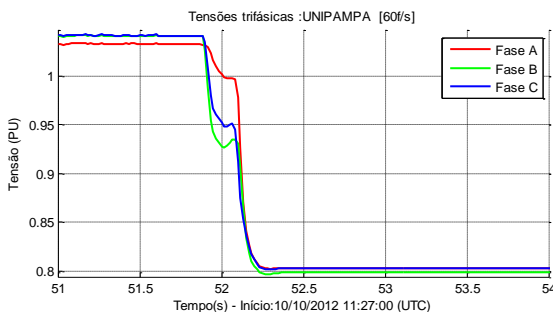


Figura 5.9 – Tensão trifásica na UNIPAMPA durante a interrupção de carga

No Quadro 5-4 é descrita a sequência de eventos classificados nesta perturbação. Observe-se que a primeira sinalização (evento 1) é classificada como um salto na PMU UNIPAMPA, e as demais (evento 2) são classificadas como sobrefrequência em todas as PMUs, o que caracteriza uma interrupção de carga de grande impacto no SIN.

Quadro 5-4: Sequência de eventos na interrupção de carga no RS

DADOS DE SAÍDA DA DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS	
Disparo de Evento com: 0.006 Hz/s	
Evento 1 salto no terminal UNIPAMPA aos 52.117 s atraso de 0.000	
Evento 2 sobrefrequência no terminal UFSC	aos 52.200 s atraso de 0.000
Evento 2 sobrefrequência no terminal UNIPAMPA	aos 52.233 s atraso de 0.033
Evento 2 sobrefrequência no terminal UTFPR	aos 52.267 s atraso de 0.067
Evento 2 sobrefrequência no terminal UNIFEI	aos 52.400 s atraso de 0.200
Evento 2 sobrefrequência no terminal UFMS	aos 52.417 s atraso de 0.217
Evento 2 sobrefrequência no terminal USP-SC	aos 52.417 s atraso de 0.217
Evento 2 sobrefrequência no terminal COPPE	aos 52.433 s atraso de 0.233
Evento 2 sobrefrequência no terminal UFMG	aos 52.583 s atraso de 0.383
Evento 2 sobrefrequência no terminal UFMT	aos 52.667 s atraso de 0.467
Evento 2 sobrefrequência no terminal UNB	aos 52.667 s atraso de 0.467
Evento 2 sobrefrequência no terminal UFPA	aos 52.850 s atraso de 0.650
Evento 2 sobrefrequência no terminal UFC	aos 52.900 s atraso de 0.700
Evento 2 sobrefrequência no terminal UNIR	aos 52.933 s atraso de 0.733
Evento 2 sobrefrequência no terminal UFPE	aos 52.983 s atraso de 0.783

As localizações estimadas do epicentro do evento são apresentadas na Tabela 5-2. O erro foi calculado em relação a localização da SE Polo Petroquímico (X=504 e Y=104).

Tabela 5-2: Localização da interrupção de carga no Rio Grande do Sul

Metodologia de Detecção	X	Y	Vel.(km/s)	t_0 (s)	Erro (km)
FMM-TV	498	131	2196,68	0,1772	138,29
FMM-PF	489	165	2033,71	0,1289	314,09
FK	500	150	2235,05	0,2075	230,87
Média	495,67	148,67	2155,15	0,1712	227,75
Desvio Padrão	5,86	17,04	106,90	0,0396	87,94

Observe-se que neste caso todas as variáveis estimadas, em todas as metodologias de detecção, apresentaram baixos desvios padrão relativos.

Na Figura 5.10 é apresentada a localização estimada do evento usando os sinais indicadores provenientes do FK.

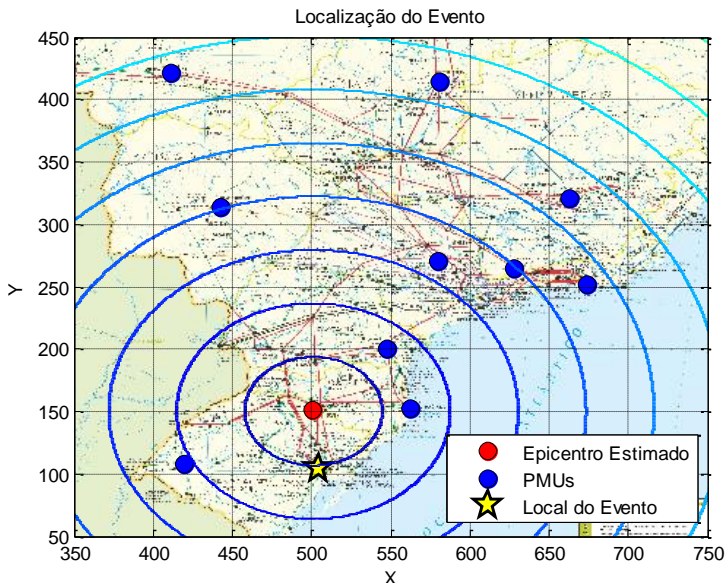


Figura 5.10 – Localização estimada do evento -Interrupção de carga no RS

5.2.3 Perda da UHE São Simão

No dia 22 de março de 2011 às 11h56min ocorreu uma perturbação na subestação de 500 kV da Usina Hidrelétrica São Simão, que levou ao desligamento total da usina, com capacidade de 1710 MW. A perturbação causou afundamento na frequência do SIN, que chegou a 59,45 Hz. A frequência durante os instantes iniciais da perturbação, os sinais indicadores e as sinalizações são ilustrados na Figura 5.11.

Os chaveamentos que ocorreram no início da perturbação causaram dificuldades na classificação dos eventos, principalmente utilizando FMM-PF, o qual não fornece sinais indicadores de qualidade, dificultando a etapa de identificação, que não consegue formar uma sequência de eventos adequada. As outras duas metodologias foram capazes de atenuar os saltos, priorizando as oscilações eletromecânicas.

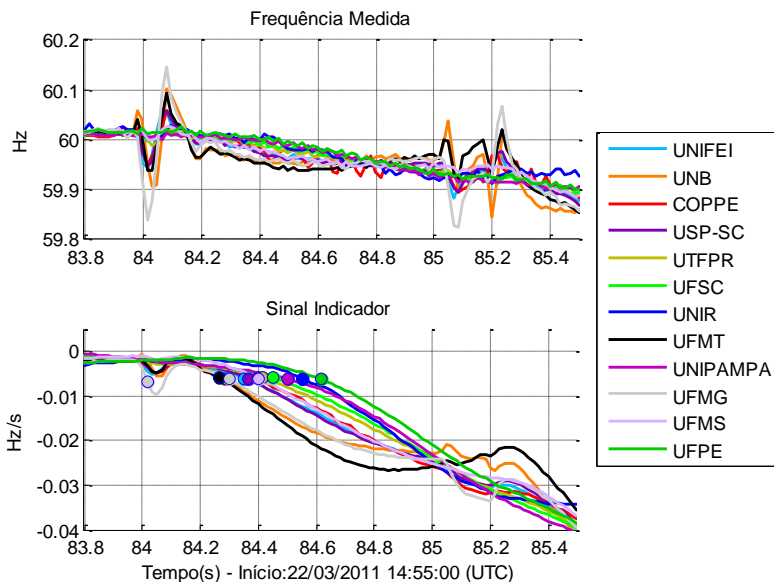


Figura 5.11 – Frequência nos instantes iniciais da perda de geração no Sudeste

No Quadro 5-5 é descrita a classificação dos eventos da perturbação. Observe que a primeira sinalização é classificada como um salto na PMU UFMG (evento 1), e as demais sinalizações são classificadas como subfrequência em todas as PMUs, característica de uma perda de geração (evento 2).

Quadro 5-5: Sequência de eventos durante a perda da UHE São Simão

DADOS DE SAÍDA DA DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS			
Disparo de Evento com: 0.006 Hz/s			
Evento 1 salto no terminal UFMG	aos 84.017 s	atraso de	0.000
Evento 2 subfrequência no terminal UFMT	aos 84.267 s	atraso de	0.000
Evento 2 subfrequência no terminal UNB	aos 84.283 s	atraso de	0.017
Evento 2 subfrequência no terminal UFMG	aos 84.300 s	atraso de	0.033
Evento 2 subfrequência no terminal UNIFEI	aos 84.350 s	atraso de	0.083
Evento 2 subfrequência no terminal USP-SC	aos 84.367 s	atraso de	0.100
Evento 2 subfrequência no terminal COPPE	aos 84.400 s	atraso de	0.133
Evento 2 subfrequência no terminal UFMS	aos 84.400 s	atraso de	0.133
Evento 2 subfrequência no terminal UTFPR	aos 84.417 s	atraso de	0.150
Evento 2 subfrequência no terminal UFSC	aos 84.450 s	atraso de	0.183
Evento 2 subfrequência no terminal UNIPAMPA	aos 84.500 s	atraso de	0.233
Evento 2 subfrequência no terminal UNIR	aos 84.550 s	atraso de	0.283
Evento 2 subfrequência no terminal UFPE	aos 84.617 s	atraso de	0.350

Na Tabela 5-3 são apresentados os resultados da estimação da localização do evento. O erro foi calculado em relação à localização da UHE São Simão ($X=527$ e $Y=345$).

Tabela 5-3: Localização da perda de geração – UHE São Simão

Metodologia de Detecção	X	Y	Vel.(km/s)	t_0 (s)	Erro (km)
FMM-TV	544	378	2825,2	0,1876	185,61
FK	527	385	4969,7	0,0530	200,00
Média	535,50	381,5	3897,45	0,1203	192,80
Desvio Padrão	12,02	4,95	1516,39	0,0952	10,18

Observe-se que devido as diferentes sinalizações, provenientes dos sinais indicadores das metodologias de detecção, resultam velocidades e tempos iniciais com diferenças consideráveis. Contudo, as coordenadas do epicentro estimado do evento são muito próximas em ambas as metodologias.

Na Figura 5.12 é ilustrada a localização estimada do epicentro evento, as PMUs cujas informações foram utilizadas na estimação e o local da UHE São Simão.

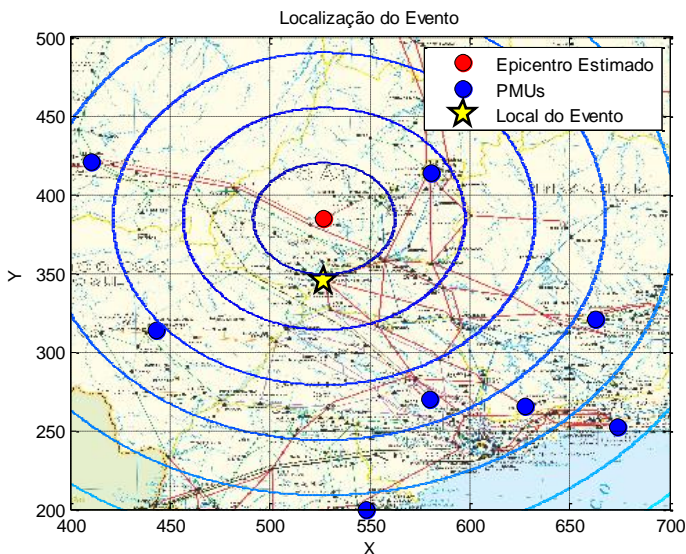


Figura 5.12 – Localização estimada do evento -perda da UHE São Simão

5.2.4 Perda da UHE Estreito

Às 14h19min do dia 21 de setembro de 2012 ocorreu o desligamento automático da LT 500 kV Açailândia-Marabá e simultaneamente ocorreu o desligamento de cinco unidades geradoras da UHE Estreito, totalizando 450 MW. Os detalhes iniciais do evento são ilustrados na Figura 5.13, onde se evidenciam os saltos nas frequências das PMUs da UFPA e UFC, o que, de modo semelhante ao evento analisado na seção anterior, dificulta a etapa de identificação e classificação de eventos.

Na Figura 5.13 são também ilustrados os sinais indicadores provenientes da metodologia FMM-TV e as sinalizações de eventos detectados.

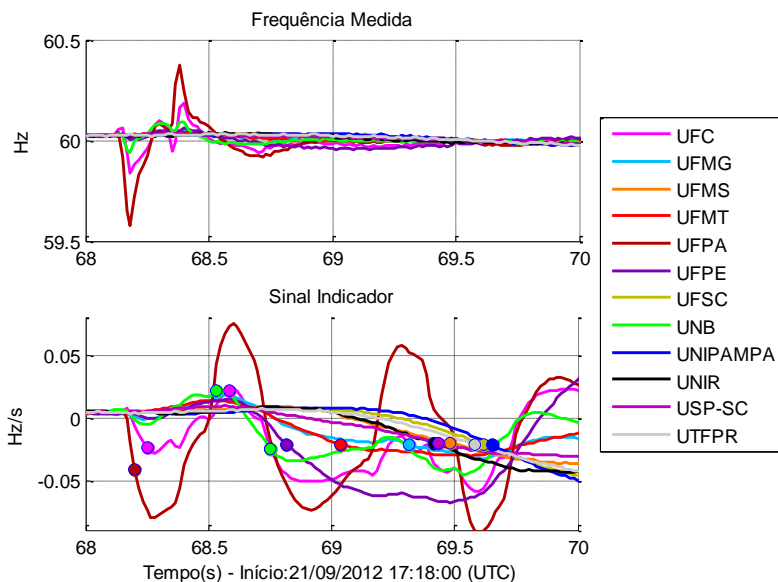


Figura 5.13 – Frequência e sinal indicador (FMM-TV) -UHE Estreito

A classificação dos eventos é apresentada no Quadro 5-6, onde se observa a dificuldade que a etapa de identificação apresenta na classificação e organização dos eventos da perturbação.

Observe-se que foram identificados dois saltos antes da oscilação eletromecânica, que é detectada no mesmo instante nas PMUs da UFC e UNB, e se propaga no restante do SIN.

Quadro 5-6: Sequência de eventos na perda da UHE Estreito (FMM-TV)

DADOS DE SAÍDA DA DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS			
Disparo de Evento com: 0.02 Hz/s			
Evento 1	subfrequência no terminal UFPA	aos 68.200 s	atraso de 0.000
Evento 1	salto no terminal UFC	aos 68.250 s	atraso de 0.050
Evento 1	salto no terminal UNB	aos 68.533 s	atraso de 0.333
Evento 2	salto no terminal UFC	aos 68.583 s	atraso de 0.000
Evento 3	subfrequência no terminal UFC	aos 68.750 s	atraso de 0.000
Evento 3	subfrequência no terminal UNB	aos 68.750 s	atraso de 0.000
Evento 3	subfrequência no terminal UFPE	aos 68.817 s	atraso de 0.067
Evento 3	subfrequência no terminal UFMT	aos 69.033 s	atraso de 0.283
Evento 3	subfrequência no terminal UFMG	aos 69.317 s	atraso de 0.567
Evento 3	subfrequência no terminal UNIR	aos 69.417 s	atraso de 0.667
Evento 3	subfrequência no terminal USP-SC	aos 69.433 s	atraso de 0.683
Evento 3	subfrequência no terminal UFMS	aos 69.483 s	atraso de 0.733
Evento 3	subfrequência no terminal UTFPR	aos 69.583 s	atraso de 0.833
Evento 3	subfrequência no terminal UFSC	aos 69.617 s	atraso de 0.867
Evento 3	subfrequência no terminal UNIPAMPA	aos 69.650 s	atraso de 0.900

De forma análoga, o evento é detectado usando os sinais indicadores proveniente do FK, ilustrado na Figura 5.14, cuja classificação dos eventos é descrita no Quadro 5-7.

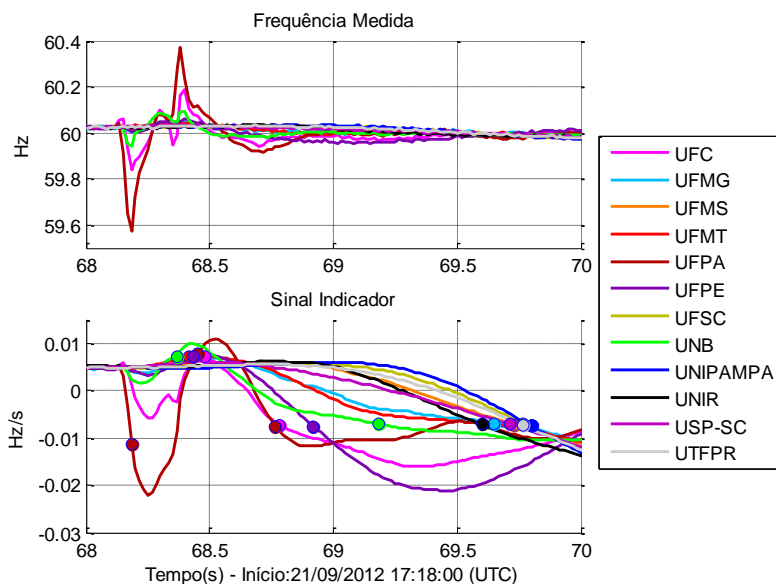


Figura 5.14 – Eventos detectados no sinal indicador (FK)

Quadro 5-7: Sequência de eventos na perda da UHE Estreito (FK)

DADOS DE SAÍDA DA DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS	
Disparo de Evento com: 0.007 Hz/s	
Evento 1 salto no terminal UFPA aos 68.183 s	atraso de 0.000
Evento 1 salto no terminal UNB aos 68.367 s	atraso de 0.183
Evento 2 sobrefrequência no terminal UFMT aos 68.417 s	atraso de 0.000
Evento 2 salto no terminal UFPE aos 68.433 s	atraso de 0.017
Evento 2 salto no terminal UFPA aos 68.450 s	atraso de 0.033
Evento 2 salto no terminal UFC aos 68.483 s	atraso de 0.067
Evento 3 subfrequência no terminal UFPA aos 68.767 s	atraso de 0.000
Evento 3 subfrequência no terminal UFC aos 68.783 s	atraso de 0.017
Evento 3 subfrequência no terminal UFPE aos 68.917 s	atraso de 0.150
Evento 3 subfrequência no terminal UNB aos 69.183 s	atraso de 0.417
Evento 3 subfrequência no terminal UNIR aos 69.600 s	atraso de 0.833
Evento 3 subfrequência no terminal UFMG aos 69.650 s	atraso de 0.883
Evento 3 subfrequência no terminal USP-SC aos 69.717 s	atraso de 0.950
Evento 3 subfrequência no terminal UFMS aos 69.733 s	atraso de 0.967
Evento 3 subfrequência no terminal UFSC aos 69.767 s	atraso de 1.000
Evento 3 subfrequência no terminal UTFPR aos 69.767 s	atraso de 1.000
Evento 3 subfrequência no terminal UNIPAMPA aos 69.800 s	atraso de 1.033

Observe-se que uma das sinalizações ocorridas na PMU da UFMT no evento 3 é classificada como uma sobrefrequência, o que leva o sinal desta PMU a ser desprezado na identificação do evento seguinte.

Mesmo com os problemas relatados, a estimação do epicentro do evento eletromecânico pelo MN converge nos resultados apresentado na Tabela 5-4. Neste caso, o índice de evento utilizado no FK teve de ser alterado de 0,006 para 0,007 para que fossem obtidos resultados coerentes.

O erro foi calculado em relação a localização da UHE Estreito ($X=598$ e $Y=620$).

Tabela 5-4: Localização da perda de geração – UHE Estreito

Metodologia de Detecção	X	Y	Vel.(km/s)	t_0 (s)	Erro (km)
FMM-TV	619	587	1680,85	0,4905	195,58
FK (0,007)	620	606	1156,01	0,6844	130,38
Média	619,5	596,5	1418,43	0,5874	162,98
Desvio Padrão	0,71	13,44	371,12	0,1371	46,10

Observe-se que em ambas as metodologias foram obtido resultados semelhantes.

Na Figura 5.15 é ilustrada a localização estimada do evento, as PMUs utilizadas na estimação e a localização da UHE Estreito.

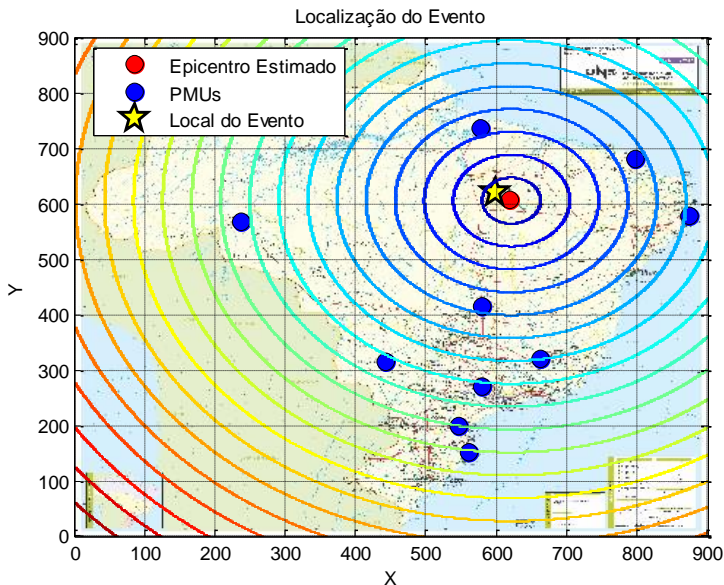


Figura 5.15 – Localização estimada do evento -perda da UHE Estreito

5.2.5 Perda da UHE Campos Novos

No dia 22 de novembro de 2012 às 14h54min ocorreu o desligamento das Unidades Geradoras 1, 2 e 3 da UHE Campos Novos com 820 MW, causando uma perturbação que se propagou por todo o SIN, cuja frequência atingiu 59,77 Hz.

Na Figura 5.16 são ilustrados o comportamento da frequência durante os instantes iniciais do evento, os sinais indicadores proveniente do FK, e as sinalizações dos eventos. Neste caso, como o comportamento da frequência durante o período da consulta estava pouco ruidoso, o índice de eventos para o FK foi reduzido para $\pm 0,005$.

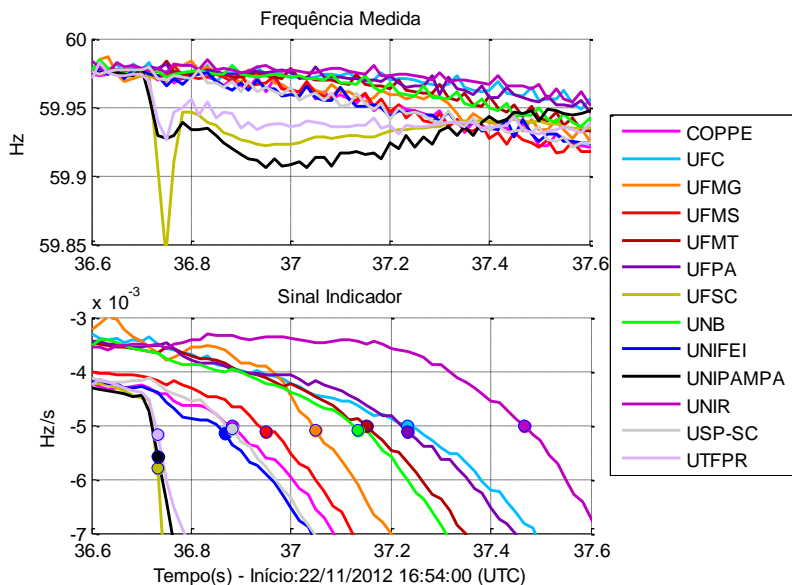


Figura 5.16 – Frequência nos instantes iniciais da perda da UHE Campos Novos

No Quadro 5-8 é descrita a sequência de eventos detectados usando o sinal indicador proveniente do FK. Observe-se que os três terminais do Sul do Brasil são atingidos no mesmo instante de tempo e em sequência são atingidas as PMUs restantes.

Quadro 5-8: Sequência de eventos na perda da UHE Campos Novos

DADOS DE SAÍDA DA DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS					
Disparo de Evento com: 0.005 Hz/s					
=====					
Evento 1	subfrequência no terminal	UFSC	aos 36.733 s	atraso de	0.000
Evento 1	subfrequência no terminal	UNIPAMPA	aos 36.733 s	atraso de	0.000
Evento 1	subfrequência no terminal	UTFPR	aos 36.733 s	atraso de	0.000
Evento 1	subfrequência no terminal	UNIFEI	aos 36.867 s	atraso de	0.133
Evento 1	subfrequência no terminal	COPPE	aos 36.883 s	atraso de	0.150
Evento 1	subfrequência no terminal	USP-SC	aos 36.883 s	atraso de	0.150
Evento 1	subfrequência no terminal	UFMS	aos 36.950 s	atraso de	0.217
Evento 1	subfrequência no terminal	UFMG	aos 37.050 s	atraso de	0.317
Evento 1	subfrequência no terminal	UNB	aos 37.133 s	atraso de	0.400
Evento 1	subfrequência no terminal	UFMT	aos 37.150 s	atraso de	0.417
Evento 1	subfrequência no terminal	UFC	aos 37.233 s	atraso de	0.500
Evento 1	subfrequência no terminal	UFPA	aos 37.233 s	atraso de	0.500
Evento 1	subfrequência no terminal	UNIR	aos 37.467 s	atraso de	0.733

Na Tabela 5-5 são descritos os resultados da localização dos eventos. O erro é calculado em relação a localização da UHE Campos Novos (X=507 e Y=155).

Tabela 5-5: Localização da perda de geração – UHE Campos Novos

Metodologia de Detecção	X	Y	Vel.(km/s)	t_0 (s)	Erro (km)
FMM-TV	509	95	1783,01	0,1899	300,17
FMM-PF	518	88	2490,79	0,1830	339,48
FK (0,005)	517	141	2461,73	0,1767	86,02
Média	514,67	108	2245,18	0,1832	241,89
Desvio Padrão	4,97	28,79	400,51	0,0066	136,41

Observe-se que o desvio padrão relativo de todas as variáveis estimadas apresenta valores baixos, pois em todas as metodologias foram obtidas seqüências de eventos semelhantes.

No gráfico da Figura 5.17 é ilustrada a localização do epicentro estimado do evento (FK).

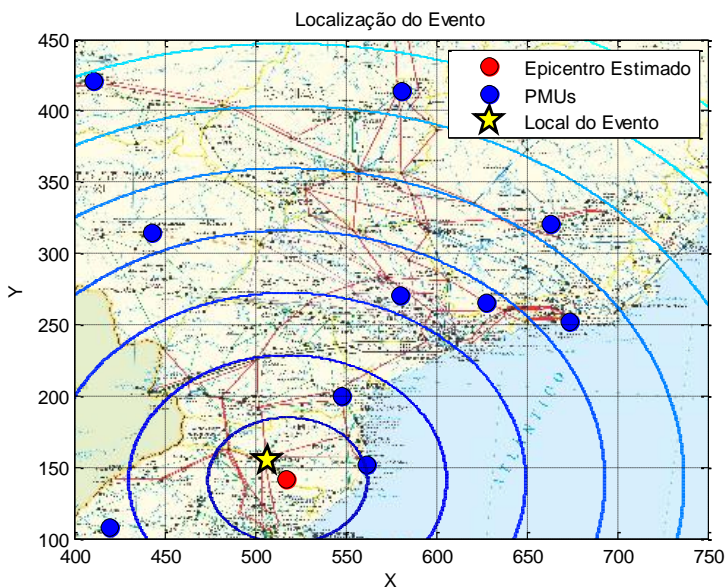


Figura 5.17 – Localização estimada do evento -perda da UHE Campos Novos

5.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram realizados estudos visando a detecção, identificação e localização de eventos. Primeiramente foram simulados casos de perda de geração usando o ANATEM. Verificou-se que os resultados da estimação da localização de eventos não melhoraram com o aumento de PMUs instaladas. Porém, deve-se observar que os modelos utilizados nestas simulações não representam fielmente a propagação de eventos por meio de ondas eletromecânicas.

Em sequência, uma série de estudos de casos reais, provenientes de perturbações no SIN, foi analisada. Verificou-se que é possível estimar a localização de eventos sistêmicos com boa exatidão, mesmo com poucas PMUs instaladas no SIN.

Destaca-se ainda o bom desempenho das metodologias de detecção que empregam filtro de média móvel e taxa de variação, e que emprega o filtro de Kalman. Tais metodologias apresentam bons resultados na atenuação do ruído e das excursões lentas da frequência e, conseqüentemente, fornecem sinais adequados à sinalização de eventos, levando a resultados coerentes na identificação e localização de eventos.

6 CONCLUSÕES

Primeiramente, ressalta-se o grande avanço tecnológico que o desenvolvimento do SPMS MedFasee BT fornece às análises de perturbações no SIN, especialmente em relação ao seu desempenho dinâmico. A iniciativa inovadora de instalar PMUs na rede de baixa tensão de universidades, realizada por pesquisadores do LabPlan/UFSC, tem servido de apoio ao próprio ONS. Além disso, os resultados obtidos com este sistema têm demonstrado que o futuro dos sistemas elétricos está vinculado ao desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial sincronizada.

A estrutura interligada do SIN traz vantagens, como maior robustez quando sujeito a perturbações, e maior economia, devido ao melhor aproveitamento dos recursos. Porém, fatores como o aumento da demanda, envelhecimento de equipamentos, falta de investimento e erros humanos, têm levado o SIN a sofrer perturbações severas, inclusive blecautes de regiões inteiras, demandando maiores investimentos para reequipar sua estrutura de proteção e monitoramento.

Neste trabalho foram explorados os principais aspectos de eventos que ocorrem no SIN. A maioria deles somente poderia ser analisada mediante a reunião de oscilografias registradas e armazenadas localmente em equipamentos de diferentes empresas, o que demandaria um processo lento e financeiramente dispendioso. Entretanto, a estrutura de armazenamento de dados em um concentrador de dados fasoriais, fornecida pelo SPMS permitiu a rápida análise destes eventos.

Um breve estudo, sobre a magnitude de perda de potência em eventos em função da oscilação na frequência, apresenta indícios de que a dimensão da interrupção de carga e da perda de geração pode ser estimada usando o Método de Prony Multissinais. Porém, mais eventos devem ser agregados a este estudo para que possa ser utilizado como uma ferramenta de análise.

Dentre os eventos analisados constatou-se uma clara divisão entre eventos sistêmicos, dados principalmente pela perda de geração e interrupções de carga, e eventos locais, dados em sua maioria por curtos-circuitos e chaveamentos.

Os eventos locais são caracterizados pela rápida propagação em alguns pontos de maneira explícita, sendo mais visíveis nas barras mais próximas a ele.

Os eventos sistêmicos se propagam por todo o sistema elétrico em velocidades mensuráveis, gerando um fenômeno de natureza

eletromecânica, conhecido como fenômeno de propagação de ondas eletromecânicas.

A modelagem do sistema elétrico, considerando o fenômeno de propagação de ondas eletromecânicas, consiste de um mapeamento espacial dos elementos do sistema elétrico, formando um modelo que não depende somente dos parâmetros elétricos de seus elementos, mas também de sua localização geográfica.

Para realizar a caracterização de eventos, mediante a sua identificação e localização, é necessária a detecção exata do instante em que as grandezas medidas pelas PMUs são atingidas. Verificou-se que o sinal da frequência é o mais adequado para isso, mesmos que sujeito a oscilação natural do sistema e a ruídos da rede de distribuição. Técnicas de filtragem digital foram utilizadas para atenuar estes problemas e gerar sinais adequados à sinalização de eventos, chamados sinais indicadores.

Os eventos são detectados quando o sinal indicador ultrapassa valores pré-definidos, denominados índices de eventos.

Finalizada a detecção, passa-se a etapa de identificação dos eventos, que é realizada mediante a análise do comportamento do sinal indicador. Os eventos são classificados em sobrefrequência (interrupção de carga), subfrequência (perda de geração) e salto na frequência (evento local).

Quando é detectado um evento sistêmico o programa computacional desenvolvido gera uma lista que contabiliza a ordem de PMUs atingidas, bem como seus devidos tempos de atraso em relação a primeira PMU. Por meio destas informações, e das coordenadas geográficas das PMUs, é estimada a localização geográfica do evento.

Estudos de casos usando simulações demonstram que não são obtidas melhorias significativas na localização com o aumento de PMUs no sistema. Contudo, os modelos empregados não representam o fenômeno de propagação de ondas eletromecânicas e não podem ser considerados neste tipo de análise.

A análise de casos reais, utilizando dados do SPMS MedFasee BT, demonstra que se pode estimar a localização de eventos sistêmicos usando o sinal da frequência mesmo com poucas PMUs. Em todos os casos analisados, foi identificada corretamente a região do evento, sendo que, o erro da localização estimada é de aproximadamente 250 km.

Verificou-se a grande importância da detecção exata dos instantes em que as PMUs são atingidas, visto que, em alguns casos o método de Newton não consegue estimar a localização do evento.

Os principais empecilhos associados a dificuldade de detecção são: o impacto do evento, que deve ser suficientemente grande para que

os sinais indicadores ultrapassem o índice de eventos utilizado, e a presença de chaveamentos durante a propagação de eventos eletromecânicos.

6.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

As principais contribuições deste trabalho são:

- Base bibliográfica sobre as características de perturbações que ocorrem no SIN;
- Prototipação de metodologias de detecção de eventos usando sincrofasores reais;
- Prototipação de uma metodologia para a classificação de eventos locais e sistêmicos, mediante o desempenho do sinal analisado;
- Prototipação de metodologias de localização de eventos sistêmicos;
- Introdução do estudo sobre o fenômeno de propagação de ondas eletromecânicas no SIN, com aplicação em estudos de casos reais.

6.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para trabalhos futuros citam-se:

- Ampliar o estudo da relação de quantidade de PMUs (e suas localizações) e da qualidade da localização;
- Desenvolver metodologias de localização que estimem a velocidade usando mínimos quadrados
- Utilizar técnicas de mínimos quadrados ponderados na estimação da localização
- Montar um banco de dados que reúna as principais cargas e usinas geradoras do SIN com as suas respectivas coordenadas geográficas;
- Desenvolver uma ferramenta que associe automaticamente a localização do evento às cargas e usinas mapeadas;
- Desenvolver um identificador de eventos que utilize técnicas de inteligência artificial;

- Continuar os estudos para a automatização da escolha de parâmetros das metodologias apresentadas neste trabalho, visando aplicações *on-line*;
- Implementar as metodologias prototipadas em aplicativos que monitorem o SIN em tempo real e que utilizem plataformas de mapas georeferenciados.

REFERÊNCIAS

- ALBUQUERQUE, V. O. **Controle Coordenado de Tensão e Potência Reativa**. 2002. (Mestrado). Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá.
- ALMEIDA, P. C. D. **Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica**. 2002. 212 (Mestrado). Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A.-A. A. **Power System Control and Stability**. 1977.
- ANDERSSON, G. et al. Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 20, n. 4, p. 1922-1928, 2005. ISSN 0885-8950.
- BEZ, D.; SIMÕES COSTA, A. J. A. **Inclusão de Medidas Fasoriais na Modelagem em Tempo Real de Sistemas de Potência via Estimção de Estados em Dois Estágios**. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Goiânia 2012.
- BI, T. **WAMS Implementation in ChinaPat I: Current status**. In NASPI Work Group Meeting June 8-9, 2010 - disponível em <http://www.naspi.org> 2010.
- BIANCO, A. F. **Filtros de Kalman para Sistemas Singulares em Tempo Discreto**. 2005. 99 (Mestrado). Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo São Carlos.
- BOLLEN, M. H. J.; GU, I. Y. H. **Signal Processing of Power Quality Disturbances**. Wiley-IEEE Press 2006. ISBN 9780471931317.
- BRUSTOLIN, G. et al. **Aplicação da Transformada Wavelet Discreta para a Detecção de Eventos no SIN Utilizando Dados Fasoriais Sincronizados**. XII Seminário de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. Rio de Janeiro - RJ - Brasil 2012.
- BYKHOVSKY, A.; CHOW, J. H. Power system disturbance identification from recorded dynamic data at the Northfield substation. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 25, n. 10, p. 787-795, 2003. ISSN 0142-0615. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061503000450> >.
- CEPEL. **Manual do ANATEM**. 2011
- COELHO, A. A. R. Filtragem Digital. <http://das.ufsc.br/~aacr/>, 2009. Acesso em: março de 2012.

DECKER, I. C. et al. **Desenvolvimento e Implementação de um Protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada no Sistema de Transmissão de 440kV da CTEEP.** XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Florianópolis - SC - Brasil 2011.

DECKER, I. C. et al. **Sistema de Medição Fasorial Sincronizada: Desenvolvimento e Aplicação na Monitoração de Frequência do Sistema Elétrico Brasileiro.** XVIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Curitiba 2005.

DECKER, I. C. et al. **Avaliação de Desempenho Dinâmico do Sistema Elétrico Brasileiro utilizando Sincrofasores.** Distributech Brasil. São Paulo 2013.

DECKER, I. C. et al. **Estudo e Avaliação do Desempenho de um Protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada instalado no Sistema de Transmissão da Eletrosul.** XX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Recife 2009.

DECKER, I. C. et al. **System wide model validation of the Brazilian Interconnected Power System.** Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE: 1-8 p. 2010.

DOS SANTOS, L. F. **Avaliação de transformadores para instrumentos convencionais e não convencionais em proteção de sistemas elétricos.** XI Seminário Técnico de Proteção e Controle. Florianópolis 2012.

DOTTA, D. **Controle Hierárquico Usando Sinais de Medição Fasorial Sincronizada.** 2009. 160 (Doutorado). Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

DOTTA, D.; E SILVA, A. S.; DECKER, I. C. **Wide-Area Measurements-Based Two-Level Control Design Considering Signal Transmission Delay.** **Power Systems, IEEE Transactions on**, v. 24, n. 1, p. 208-216, 2009. ISSN 0885-8950.

E SILVA, A. S.; SIMÕES COSTA, A. J. A. **Aspectos Dinâmicos do Controle de Sistemas de Potência.** 2004.

FALCÃO, M. D. **Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid.** Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE. Belém - PA - Brasil 2010.

FILHO, J. E. D. S.; BORBA, G. M. D.; RAMOS, M. A. F. **Novas aplicações utilizando um PDC e rede de PMUs de baixo custo.** X Seminário Técnico de Proteção e Controle. Recife, Pernambuco, Brasil 2010.

FLUKE. **Measurement Tools at Heart of Smart Grid Need Calibration to Ensure Reliability.** Fluke Corporation. http://support.fluke.com/find-sales/Download/Asset/3780120_6003_ENG_B_W.PDF, 2010

FÜRSTENBERGER, A. **Desenvolvimento de um sistema de concentração de dados de medição fasorial sincronizada**. 2010. 188 (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica., UFSC, Florianópolis.

GOMEZ, J. E.; DECKER, I. C.; LEON, R. A. Hybrid simulations, a smart way to perform parameter validation in power systems. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2011 IEEE PES Conference on, 2011. 19-21 Oct. 2011. p.1-7.

JEREMIAS, T. **Estudo de Metodologias de Identificação de Oscilações Eletromecânicas em um Ambiente de Desenvolvimento de Aplicativos para Sincrofasores**. 2012. (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC.

JEREMIAS, T. et al. **Ambiente de Desenvolvimento de Aplicativos para o Processamento de Dados Fasoriais Sincronizados do Sistema Elétrico Brasileiro**. XII Seminário de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil 2012a.

JEREMIAS, T. et al. **Estudo do Desempenho de Metodologias para o Monitoramento em Tempo Real dos Modos de Oscilação Eletromecânicas do SIN usando Medição Fasorial Sincronizada**. XI Seminário Técnico de Proteção e Controle. Florianópolis, Santa Catarina, Brasil 2012b.

JEREMIAS, T. et al. **Estudo de Oscilações Eletromecânicas no Sistema Elétrico Brasileiro Utilizando Medidas Fasoriais Sincronizadas**. XIX Congresso Brasileiro de Automática. Campina Grande, PB 2012.

JIAN, Z. et al. **Use of Frequency Oscillations to Improve Event Location Estimation in Power Systems**. Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE: 1-7 p. 2007.

JIAN, Z. et al. **Off-line event filter for the wide area frequency measurements**. Power Engineering Society General Meeting, 2006. IEEE: 6 pp. p. 2006.

JINGYUAN, D. et al. **Monitoring the North American interconnections at distribution level**. Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE: 1-8 p. 2009.

KITAKAWA, D. S., J.C. Transformadores para Instrumentos Ópticos: sua viabilidade no setor elétrico brasileiro. **Setor Elétrico**, v. 54, 2010.

KOSTEREV, D. N.; DAVIES, D. System model validation studies in WECC. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE, 2010. 25-29 July 2010. p.1-4.

LIACCO, T. E. D. Real-time computer control of power systems. **Proceedings of the IEEE**, v. 62, n. 7, p. 884-891, 1974. ISSN 0018-9219.

LIRA, R. **Influência dos canais de instrumentação na exatidão da medição fasorial sincronizada**. 2010. 170 (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis-SC.

MARTINEZ, E. M. **Experiencias con Sincrofasores en La Comision Federal de Electricidad, Mexico**. II Energy Show. Florianópolis, Brasil 2012.

MEDFASEE, P. Visualização dos Fasores em Tempo Real. www.medfasee.ufsc.br/temporeal/, 2013. Acesso em: 2013.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em redes de energia elétrica**. São Paulo - SP - Brasil: Editora Edgard Blücher Ltda., 1983.

MORAES, R. M.; VOLSKIS, H. A. R. **Synchrophasor Applications on Brazilian Interconnected System**: International Conference on Phasor Measurements Applications 2006.

MOUTINHO, J. A. P.; MARTINS, D. A. **Estudo da Medição Fasorial Sincronizada: Experiência da Eletrobras Eletronorte no Sistema Tramo Oeste do Pará**. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Goiânia, Goiás, Brasil 2012.

ONS. Informativo Preliminar Diário da Operação. 2001 - 2012.

_____. **Sistemas Especiais de Proteção - SEP e Proteções Sistêmicas da Interligação Acre-Rondônia**. ONS. 2009

_____. **Relatório Anual do ONS 2010**. <http://www.ons.org.br/> 2010.

ONS. **Procedimentos de Rede 1.0**. www.ons.org.br 2009.

PARASHAR, M.; THORP, J. S.; SEYLER, C. E. Continuum modeling of electromechanical dynamics in large-scale power systems. **Circuits and Systems I: Regular Papers, IEEE Transactions on**, v. 51, n. 9, p. 1848-1858, 2004. ISSN 1549-8328.

PHADKE, A. G. Synchronized phasor measurements in power systems. **Computer Applications in Power, IEEE**, v. 6, n. 2, p. 10-15, 1993. ISSN 0895-0156.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications**. Urbana, Illinois: Springer, 2008.

PRIOSTE, F. B. **Deteção e Controle de Oscilações Eletromecânicas Usando Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada**. 2011. 323 (Doutorado). Programa de

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

PRIOSTE, F. B.; E SILVA, A. S.; DECKER, I. C. **Monitoring oscillations modes of the Brazilian Interconnected Power System using ambient data.** PowerTech, 2011 IEEE Trondheim: 1-7 p. 2011.

QINGSHENG, Z. et al. **Detection of the start of frequency excursions in wide-area measurements.** Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE: 1-6 p. 2008.

SANTOS, M. M. **Análise da dinâmica de sistemas elétricos de potência usando dados de medição fasorial sincronizada.** 2008. 95 (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC.

SCHWARZ, H.; PFEIFFER, K.; ROSKODEN, L. **Integration of Renewable Energies to the East German Grid - Actual Problems and Possible Solutions.** WSEAS International Conference on Power Systems. Lisbon Portugal 2006.

SHU-JEN, T. et al. Frequency Sensitivity and Electromechanical Propagation Simulation Study in Large Power Systems. **Circuits and Systems I: Regular Papers, IEEE Transactions on**, v. 54, n. 8, p. 1819-1828, 2007. ISSN 1549-8328.

SILVEIRA, P. M. D. **Identificação e localização de faltas utilizando análise por decomposição wavelet para relés de linhas de transmissão.** 2001. 203 (Doutorado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis.

SIMÕES COSTA, A. J. A.; SALGADO, R. S. **Análise de Segurança em Sistemas de Potência.** 2011

TAO, X. et al. **Wide-area Frequency Based Event Location Estimation.** Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE: 1-7 p. 2007.

THORP, J. S.; SEYLER, C. E.; PHADKE, A. G. Electromechanical wave propagation in large electric power systems. **Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications, IEEE Transactions on**, v. 45, n. 6, p. 614-622, 1998. ISSN 1057-7122.

TREVISAN, F. **Validação de Modelos de Unidades Geradoras Usando Dados de Medição Sincronizada de Fasores.** 2011. 146 (Mestrado). Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

VIEIRA FILHO, X. **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração.** Rio de Janeiro, RJ, Brasil: Campus:Eletróbras, 1984.

WEI, L. et al. Online Detection of Start Time and Location for Hypocenter in North America Power Grid. **Smart Grid, IEEE Transactions on**, v. 1, n. 3, p. 253-260, 2010. ISSN 1949-3053.

XIAORONG, X. et al. WAMS applications in Chinese power systems. **Power and Energy Magazine, IEEE**, v. 4, n. 1, p. 54-63, 2006. ISSN 1540-7977.

YONG JIA et al. Synchronized Phasor Measurement in Smart Grid Situational Awareness. In: MARWALI, A. K. A. M. (Ed.). **Smart Power Grid 2011**. Berlin: Springer-Verlag, 2012.

ZHONG, Z. **Power Systems Frequency Dynamic Monitoring System Design and Applications**. 2005. 212 (Doctor of Philosophy). Electrical and Computer Engineering, Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, Virginia.

ZHOU, H. A "Current" Statistical Model and Adaptive Tracking Algorithm for Maneuvering Targets. **Chinese Aeronautical Establishment**, 1981. Disponível em: < http://en.cnki.com.cn/Article_en/CJFDTOTAL-HKXB198301011.htm >.

ZHOU, H. R.; JING, Z. L.; WANG, P. D. **Tracking of Maneuvering Targets**. PRESS, N. D. I. China 1991.

ZIMMER, V. et al. **Aplicação de Dados de Medição Fasorial Sincronizada na Análise do Desempenho da Interigação AC-RO/SIN**. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Brasília, DF 2012.

ZIMMER, V. et al. **Detecção de Perturbações Sistêmicas Usando Dados de Medição Fasorial Sincronizada**. XIX Congresso Brasileiro de Automática. Campina Grande, Paraíba, Brasil 2012.

APÊNDICE – CRITÉRIO DE CONVERGÊNCIA

Dois casos são apresentados para exemplificar os resultados de dois critérios de convergência. O primeiro é uma interrupção de aproximadamente 400 MW de carga na região metropolitana de Belém no estado do Pará, que demonstra que ambos os critérios podem ser utilizados. Já o segundo, que é constituído da rejeição de carga no pólo-petroquímico nas proximidades da região metropolitana de Porto Alegre (POA) no estado do Rio Grande do Sul, demonstra que resultados melhores são obtidos usando como critério de convergência o incremento das incógnitas. Para ambos os casos utilizou-se o sinal indicador proveniente do Filtro de Kalman.

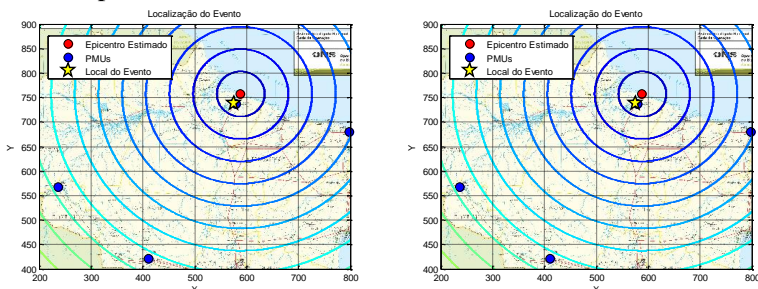


Figura A1.1 – Epicentros estimados da interrupção de carga em Belém (esquerda = equação) e (direita = incrementos)

Tabela A1-1: Comparação do Critério de Convergência – Carga em Belém

Critério de Convergência	X	Y	V(km/s)	t_0 (s)	PMUs utilizadas	Iter.
Equação \leq tol.	588	758	1376	0,0819	4	86
Incrementos \leq tol.	588	758	1376	0,0819	4	85
Local do Evento	576	739	-	-	-	-

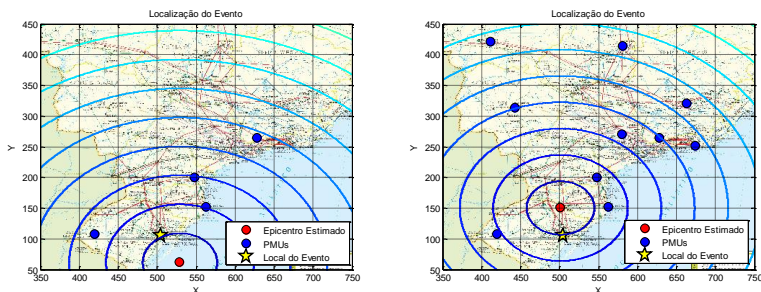


Figura A1.2 – Epicentros estimados interrupção de carga no polo-petroquímico (esquerda = equação) e (direita = incrementos)

Tabela A1-2: Comparação do Critério de Convergência – Polo-petroquímico.

Critério de Convergência	X	Y	V(km/s)	t_0 (s)	PMUs utilizadas	Iter.
Equação \leq tol.	528	62	3251	0,1480	4	106
Incrementos \leq tol.	500	151	2235	0,1591	10	47
Local do Evento	504	105	-	-	-	-

Observe-se que as localizações dos epicentros são muito próximas do local do evento. Porém, usando a equação (4.23) como critério de convergência a localização do evento somente é estimada com 4 PMUs, sendo desprezadas as informações das PMUs restantes.

Além disso, em outros 6 casos de eventos reais o método consegue estimar a localização do evento usando o critério de convergência de incrementos mas, não consegue utilizando a equação (4.23).

Fonte: desenvolvido pelo autor

ANEXO A – MODELO CONTINUO DE SEE

Em THORP et al. (1998) a descrição matemática da propagação de ondas eletromecânicas é deduzida através de um modelo contínuo do sistema elétrico de potência. O exemplo de um nó deste modelo é ilustrado na Figura A.1.

A abordagem de modelo contínuo é baseada na concepção dos grandes sistemas elétricos formados com a interligação de países e continentes. Com isso, os autores consideram que o modelo do sistema elétrico não deve ser considerado discreto, mas sim contínuo, pois, se considera que os atuais sistemas de grande porte não são facilmente representados pelos modelos existentes.

O modelo contínuo é composto por um gerador conectado a LTs, que fornece corrente variável e tensão fixa. A corrente do gerador se divide nos quatro ramos existentes, chamadas $I_{i+1/2,j}$, $I_{i-1/2,j}$, $I_{i,j+1/2}$ e $I_{i,j-1/2}$.

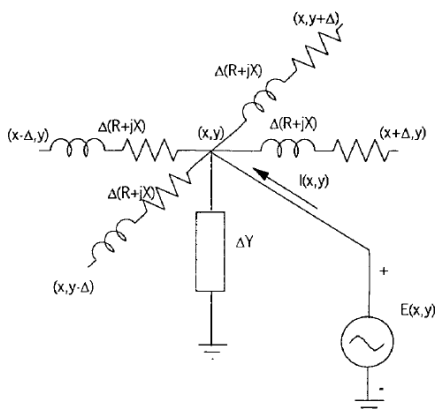


Figura A.1 – Modelo contínuo de sistema elétrico (THORP et al. (1998))

Cada corrente de ramo é relacionada com a impedância e a diferença de tensão entre os nós.

$$\begin{aligned}
 I_{i+1/2,j} &= \frac{E_{ij} - E_{i+1,j}}{Z} & I_{i-1/2,j} &= -\frac{E_{ij} - E_{i-1,j}}{Z} \\
 I_{i,j+1/2} &= \frac{E_{ij} - E_{i,j+1}}{Z} & I_{i,j-1/2} &= -\frac{E_{ij} - E_{i,j-1}}{Z}
 \end{aligned}
 \tag{A.1}$$

sendo que E é o fasor de tensão de linha do gerador e $Z = R + j\omega L = R + jX$. A Lei das correntes de Kirchoff no nó (i, j) é:

$$I_{i,j} = I_{i+1/2,j} - I_{i-1/2,j} + I_{i,j+1/2} - I_{i,j-1/2} + \Delta Y E_{i,j} \quad (\text{A.2})$$

onde ΔY é a admitância em derivação. A equação (A.2) pode ser simplificada para:

$$I_{i,j} = \frac{1}{Z} (4E_{i,j} - E_{i+1,j} - E_{i-1,j} - E_{i,j+1} - E_{i,j-1}) + \Delta Y E_{i,j} \quad (\text{A.3})$$

Substituindo-se os índices i e j pelas coordenadas cartesianas x e y , os termos tomam a seguinte forma $E_{i+1,j} \rightarrow E(x + \Delta, y)$.

Busca-se agora expressar a equação de oscilação em termos de x e y . Para isso são substituídos os termos $E(x + \Delta, y)$, $E(x - \Delta, y)$, $E(x, y + \Delta)$, $E(x, y - \Delta)$ em $E(x, y)$, por suas expansões de Taylor de quarta ordem. Assim, a equação (A.3) toma a seguinte forma.

$$I(x, y) = -\frac{\Delta^2}{Z} \left[\nabla^2 E(x, y) + \frac{\Delta^2}{12} \nabla^4 E(x, y) \right] + \Delta Y E(x, y) \quad (\text{A.4})$$

Utiliza-se a expressão (A.4) para calcular a parte real da potência complexa:

$$P_e(x, y) = \text{Re} \{ \hat{E}(x, y) \hat{I}^*(x, y) \} \quad (\text{A.5})$$

onde $E(x, y) = V \exp[j\delta(x, y)]$.

Assim, a potência elétrica é dada por:

$$P_e(x, y) = \frac{\Delta^2 V^2}{|Z|^2} [X \nabla^2 \delta - R(\nabla \delta)^2] + \Delta V^2 G \quad (\text{A.6})$$

onde $G = \text{Re}\{Y\}$.

No modelo contínuo, os parâmetros da equação de oscilação são definidos em função de coordenadas geográficas. Sendo assim, a constante de inércia, o amortecimento mecânico, a impedância e a potência mecânica tomam a seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 H &\rightarrow \Delta h(x, y) & D &\rightarrow \Delta d(x, y) & (A.7) \\
 Z &\rightarrow \Delta z(x, y) & P_m &\rightarrow \Delta p_m(x, y)
 \end{aligned}$$

Assim, obtém-se a equação de oscilação do modelo contínuo.

$$\frac{2h}{\omega} \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} + \omega d \frac{\partial \delta}{\partial t} - \frac{V^2}{|z|} [\sin \theta \nabla^2 \delta - \cos \theta (\nabla \delta)^2] = p_m - GV^2 \quad (A.8)$$

que pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$\frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} + v \frac{\partial \delta}{\partial t} - v^2 \nabla^2 \delta + u^2 (\nabla \delta)^2 = P \quad (A.9)$$

onde:

$$v^2 = \frac{\omega V^2 \sin \theta}{2h|z|} \quad (A.10)$$

$$u^2 = \frac{\omega V^2 \cos \theta}{2h|z|} \quad (A.11)$$

$$P = \frac{\omega(p_m - GV^2)}{2h} \quad (A.12)$$

$$v = \frac{\omega^2}{2h} \quad (A.13)$$

sendo que na equação da onda o coeficiente do Laplaciano (operador diferencial de segunda ordem ∇^2) é o quadrado da característica de velocidade de propagação da frente de onda.

ANEXO B – ELEMENTOS DA MATRIZ Q

Elementos da Matriz $Q(k)$

$$Q(k) = \begin{bmatrix} q_{11} & q_{12} & q_{13} \\ q_{12} & q_{22} & q_{23} \\ q_{13} & q_{23} & q_{33} \end{bmatrix}$$

Onde:

$$q_{11} = \frac{1}{2\alpha^5} \left(1 - e^{-2\alpha T} + 2\alpha T + \frac{2\alpha^3 T^3}{3} - 2\alpha^2 T^2 - 4\alpha T e^{-\alpha T} \right)$$

$$q_{12} = \frac{1}{2\alpha^4} (e^{-2\alpha T} + 1 - 2e^{-\alpha T} + 2\alpha T e^{-\alpha T} - 2\alpha T + \alpha^2 T^2)$$

$$q_{13} = \frac{1}{2\alpha^3} (1 - e^{-2\alpha T} + 2\alpha T e^{-\alpha T})$$

$$q_{22} = \frac{1}{2\alpha^3} (4e^{-\alpha T} - 3 - e^{-2\alpha T} + 2\alpha T)$$

$$q_{23} = \frac{1}{2\alpha^2} (e^{-2\alpha T} + 1 - 2e^{-\alpha T})$$

$$q_{33} = \frac{1}{2\alpha} (1 - e^{-2\alpha T})$$