

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA**

George Arthur Gavioli

**VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO DE SISTEMAS
DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO DADOS FASORIAIS
SINCRONIZADOS**

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

Orientador: Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.

Coorientador: Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph. D.

Florianópolis

2013

Catálogo na fonte elaborada pela biblioteca da
Universidade Federal de Santa Catarina

Gavioli, George Arthur

Validação de modelos de simulação de sistemas de energia elétrica utilizando dados fasoriais sincronizados / George Arthur Gavioli ; orientador, Ildemar Cassana Decker ; co-orientador, Aguinaldo Silveira e Silva. - Florianópolis, SC, 2013.

146 p.

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

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Medição Fasorial Sincronizada. 3. Validação de Modelos de Sistemas de Energia Elétrica. 4. Sistema Interligado Nacional. I. Decker, Ildemar Cassana. II. e Silva, Aguinaldo Silveira . III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

George Arthur Gavioli

**VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO DE SISTEMAS
DE ENERGIA ELÉTRICA UTILIZANDO DADOS FASORIAIS
SINCRONIZADOS**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 27 de Fevereiro de 2013.

Prof. Patrick Kuo-Peng, Dr.
Coordenador do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.
Orientador

Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph. D.
Coorientador

André Della Rocca Medeiros, D. Eng.

Jorge Luiz de Araújo Jardim, Ph. D.

Rui Jovita Godinho Corrêa da Silva, D. Eng.

Aos meus pais, minha irmã, familiares,
amigos e, sobretudo a Deus.

AGRADECIMENTOS

Meu maior agradecimento é dirigido a meus pais, Gilson e Aparecida, e a minha irmã, Marília, por todo o amor, apoio e incentivo que sempre me deram. Se não fosse por vocês eu não teria chegado aonde hoje cheguei, e com certeza, este trabalho não haveria de ter sido realizado.

Agradeço aos professores Ildemar Cassana Decker e Aguinaldo Silveira e Silva, a consideração de ter aceito a orientação desta dissertação, e pelo suporte que me deram durante todo o período de realização deste trabalho.

Aos meus amigos que, de uma forma ou de outra, contribuíram com sua amizade, apoio e sugestões efetivas para a realização deste trabalho, gostaria de expressar aqui minha profunda gratidão.

Agradeço também ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por ter me liberado para a realização dos créditos das disciplinas do mestrado. Aos amigos e colaboradores do Núcleo Sul, em especial aos membros da área de Análise de Intervenções, onde trabalho, e aos Engenheiros José Mario Mamfrin Capano Jr. e André Della Rocca Medeiros, pela disponibilidade e prontidão para a discussão de questões técnicas, as mais diversas, que foram imprescindíveis para a concretização da realização deste trabalho.

Por fim, gostaria de agradecer a Valmor Zimmer, que muito me ajudou na elaboração dos gráficos, com os dados fornecidos pelo Sistema de Medição Fasorial Sincronizada – MedFasee BT, e nas análises dos modos oscilações eletromecânicos presentes nas respostas real e simulada do Sistema Interligado Nacional. E aos membros da banca, por ter aceitado participar da defesa desta dissertação, e pela preciosa colaboração com as correções sugeridas.

"E quando você pensar em desistir, lembre-se dos motivos que te fizeram aguentar até agora."

(Autor desconhecido)

RESUMO

O planejamento e a operação de Sistemas de Energia Elétrica (SEE) são baseados nos resultados de simulações computacionais nas quais os elementos da rede elétrica são representados por modelos matemáticos. Portanto, a qualidade dos modelos e dados utilizados nessas simulações é essencial para garantir uma operação segura, confiável e econômica dos SEE. A partir do desenvolvimento da tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada surge uma nova e valiosa ferramenta para a melhoria na realização da validação de modelos em SEE. Isto porque, a disponibilidade de medidas sincronizadas de grandezas elétricas em instalações distantes geograficamente e a altas taxas de amostragem (da ordem de 60 amostras/segundo), pelos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (*SPMS – Synchronized Phasor Measurement Systems*), melhora consideravelmente a observabilidade da dinâmica dos SEE, e, sobretudo, fornece a infraestrutura necessária para a realização de estudos de validação, utilizando a abordagem de Validação de Modelos de Sistemas (*System Wide Model Validation*), onde todo o sistema é representado. Neste trabalho, o uso da Medição Fasorial Sincronizada na validação de modelos e dados de SEE é abordado. Os principais aspectos e o estado atual das práticas de validação de modelos utilizando essa tecnologia são discutidos. Um estudo de validação de modelos e dados do Sistema Interligado Nacional (SIN) é também realizado utilizando a abordagem de Validação de Modelos de Sistemas. Dados obtidos do registro de eventos ocorridos no SIN por um SPMS de baixa tensão, com PMUs (Unidades de Medição Fasorial) instaladas em 15 universidades pelo Brasil, cobrindo as cinco regiões geográficas do país, foram utilizados para a validação. Os resultados desse estudo de validação confirmam o potencial da aplicação da tecnologia de medição fasorial sincronizada e o seu valor para a validação de modelos em SEE. A qualidade dos modelos e ferramentas de simulações utilizadas nas análises de transitórios eletromecânicos e estabilidade a pequenas perturbações do SIN também pode ser avaliada a partir desses resultados. O estudo também identifica melhorias necessárias a fim de que a metodologia de Validação de Modelos de Sistemas seja incorporada com sucesso como uma ferramenta para o planejamento e operação do Sistema Interligado Nacional.

Palavras-chave: Medição Fasorial Sincronizada; Validação de Modelos de Sistemas de Energia Elétrica; Sistema Interligado Nacional.

ABSTRACT

The Power Systems planning and operation are based on results of computer simulations in which the elements of the grid are represented by mathematical models. Therefore, the quality of the models and data used in these simulations is essential to ensure a safe, reliable and economical operation of Power Systems. From the development of the Synchronized Phasor Measurement technology emerges a new and valuable tool for improving the realization of Power Systems model validation. This is because the availability of synchronized measurements of electrical quantities in geographically distant facilities and at a high sampling rate (approximately 60 samples per second), by the Synchronized Phasor Measurement Systems (SPMS), improves the observability of the Power Systems dynamics, and provides the necessary infrastructure for conducting validation studies, using the approach of System Wide Model Validation, where the entire system is modeled. In this work, the use of Synchronized Phasor Measurement in Power System model and data validation is tackled. The main aspects and the current state of practice of model validation using this technology are discussed. A validation study of the models and data of the Brazilian Interconnected Power System (SIN) is also performed using the Systems Wide Model Validation approach. Data acquired by a Low Voltage Phasor Measurements System (LVPMS), with PMUs (Phasor Measurement Units) installed in fifteen universities throughout Brazil, covering the five geographic regions of the country, were used for the validation. The results of this validation study confirm the potential of the application of the synchronized phasor measurement technology and its value for Power System model validation. The quality of the models and simulation tools used in the analysis of electromechanical transients and small-signal stability of the Brazilian Interconnected Power System can also be evaluated from those results. The study also detects needed improvements in order that the methodology of System Wide Model Validation be incorporated successfully as a tool for the planning and operation of the Brazilian Interconnected Power System.

Keywords: Synchronized Phasor Measurement; Power Systems Model Validation; Brazilian Interconnected Power System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelos para estudos elétricos em SEE.....	33
Figura 2 – Comparação da resposta observada durante o Blecaute de 10 de Agosto de 1996 no Oeste dos EUA com a resposta simulada utilizando os modelos de simulação.....	40
Figura 3 – Diferença Angular na tarde de 14 de Agosto de 2003.....	47
Figura 4 – Dados: Sistema SCADA x SPMS – Para o evento de 07 de Fevereiro de 2010.....	48
Figura 5 – Sistema de Medição Fasorial Sincronizada – SPMS.....	50
Figura 6 – Estrutura Básica de uma PMU.....	50
Figura 7 – Diagrama Esquemático do Processo de Validação de Modelos de Sistemas Utilizando SPMS.....	71
Figura 8 – Validação de Modelos realizada no blecaute de agosto de 1996, no Oeste dos Estados Unidos.....	72
Figura 9 – Validação de Modelos de Componentes Utilizando SPMS: Processo Tradicional.....	73
Figura 10 – Validação de Modelos de Componentes Utilizando SPMS: Simulação Dinâmica Híbrida.....	74
Figura 11 – Sistema Interligado Nacional.....	77
Figura 12 – Ferramentas de Simulação Utilizadas nos Estudos Elétricos do SIN.....	83
Figura 13 – Diagrama Esquemático do Programa ANATEM.....	84
Figura 14 – Diagrama Esquemático do Programa PACDYN.....	85
Figura 15 – SPMS MedFasee BT.....	86
Figura 16 – Metodologia Aplicada na Validação de Modelos do SIN.....	88
Figura 17 – Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste do SIN.....	95
Figura 18 – Frequência no Subsistema N/NE.....	98
Figura 19 – Frequência no Subsistema S/SE/CO.....	99
Figura 20 – Diferenças Angulares no SIN – 24/09/2010.....	100
Figura 21 – Diferenças Angulares no SIN – 07/09/2010.....	100
Figura 22 – Tensão no SIN.....	101
Figura 23 – Modelo do conjunto Turbina/Regulador de Velocidade de uma Unidade Geradora.....	103
Figura 24 – Frequência no Subsistema N/NE.....	104
Figura 25 – Diferença Angular entre Fortaleza e Belém.....	105
Figura 26 – Sinais Estabilizadores Associados aos PSS das UHE P. Afonso, L. Gonzaga e Xingó.....	106
Figura 27 – Diferença Angular S/SE.....	109
Figura 28 – Interligação da UHE Itaipu 60 Hz com o SIN na Época da Ocorrência.....	111
Figura 29 – Frequência no SIN.....	112
Figura 30 – Diferenças Angulares no SIN.....	113
Figura 31 – Espectro de Frequência das Diferenças Angulares no SIN.....	114

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características do SIN.....	78
Tabela 2 – Modelos Dinâmicos do SIN.....	81
Tabela 3 – Modo de Oscilação Dominante – Diferença Angular N/NE – PSS das UHE P. Afonso, L. Gonzaga e Xingó Bloqueados	107
Tabela 4 – Modo de Oscilação Dominante – Diferença Angular N/NE – PSS das UHE P. Afonso, L. Gonzaga e Xingó Reconectados.....	108
Tabela 5 – Modos de Oscilações Eletromecânicos – Diferença Angular S/SE.....	110
Tabela 6 – Sequência de eventos para a simulação da perturbação do dia 07/09/2010 – Abertura das Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste	125
Tabela 7 – Sequência de eventos para a simulação da perturbação do dia 24/10/2010 – Abertura das Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste	126
Tabela 8 – Sequência de eventos para a simulação da perturbação do dia 02/09/2011 – Rejeição da UHE Itaipu 60 Hz	127
Tabela 9 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, durante a ocorrência da perturbação do dia 07/09/2010	129
Tabela 10 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, na simulação da perturbação do dia 07/09/2010, considerando sua atuação conforme representação convencional no modelo de simulação para estudos da estabilidade eletromecânica no SIN	130
Tabela 11 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, na simulação da perturbação do dia 07/09/2010, considerando sua atuação conforme ocorrida na prática	130
Tabela 12 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, durante a ocorrência da perturbação do dia 24/09/2010	131
Tabela 13 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, na simulação da perturbação do dia 24/09/2010, considerando sua atuação conforme representação convencional no modelo de simulação para estudos da estabilidade eletromecânica no SIN	131
Tabela 14 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, na simulação da perturbação do dia 24/09/2010, considerando sua atuação conforme ocorrida na prática	132
Tabela 15 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região S/SE/CO e estados do Acre e Rondônia, durante a ocorrência da perturbação do dia 02/09/2011	132

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A/D - Analógico/Digital
ANATEM - Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos
ANAREDE - Programa de Análise de Redes
ANDE - *Administracion Nacional de Electricidad*
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
ATR - Autotransformador
BPA - *Boneville Power Administration*
BT - Baixa Tensão
CDU - Controladores Definidos pelo Usuário
CEPEL - Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CGE – Centrais de Geração Eólica
CO - Centro Oeste
DFT - *Discrete Fourier Transform*
DOE - *Department of Energy*
EAT - Extra-Alta Tensão
ECE - Esquema de Controle de Emergência
EPRI - *Electric Power Research Institute*
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga
FACTS - *Flexible AC transmission systems*
FIDVR - *Fault Induced Delayed Voltage Recovery*
GPS - *Global Positioning System*
HVDC - *High-voltage direct current*
IEEE - *Institute of Electric and Electronics Engineers*
IRIG-B - *Inter-Range Instrumentation Group Time Code B*
LEO - *Low-Earth Orbiting*
LT - Linha de Transmissão
MedFasee - Sistema de Medição Fasorial Sincronizada com Aplicações em Sistemas de Energia Elétrica
N - Norte
NE - Nordeste
NERC - *North American Electric Reliability Corporation*
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
PACDYN - Programa de Análise de Estabilidade a Pequenas Perturbações
PCH - Pequena Central Hidrelétrica
PDC - Concentrador de Dados
PDCS - *Phasor Data Concentrator System*
PLC - *Power Line Communication*

PMUs - *Phasor Measurements Units*
PPS - Pulso por Segundo
PSS - *Power System Stabilizers*
RAP - Relatório de Análise de Perturbação
ROCOF - *Rate of Change of Frequency*
RTDS - *Real Time Digital Simulator*
S - Sul
SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*
SE - Sudeste
SEE - Sistemas de Energia Elétrica
SEP - Sistema Especial de Proteções e Controle
SVC - *Static Var Compensator*
SPMS - *Synchronized Phasor Measurement Systems*
TC - Transformador de Corrente
TCSC - *Thyristor Controlled Series Capacitor*
TP - Transformador de Potencial
TVE - *Total Vector Error*
UHE - Usina Hidrelétrica
UTE - Usina Termelétrica
VPN - *Virtual Private Network*
WAMS - *Wide Area Measurement System*
WECC - *Western Electricity Coordinating Council*

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO.....	25
1.1 OBJETIVOS.....	27
1.2 ESTRUTURA DO TEXTO.....	28
CAPÍTULO 2 VALIDAÇÃO DE MODELOS EM SEE	31
2.1 INTRODUÇÃO	31
2.2 VISÃO GERAL DOS MODELOS PARA REPRESENTAÇÃO DE SEE	32
2.2.1 Modelos de Regime Permanente (Fluxo de Potência).....	33
2.2.2 Modelos para Análise de Faltas (Curto-Circuito).....	34
2.2.3 Modelos Dinâmicos – Transitórios Eletromecânicos	35
2.2.4 Modelos Dinâmicos – Transitórios Eletromagnéticos.....	37
2.3 IMPORTÂNCIA E OS OBJETIVOS DA VALIDAÇÃO DE MODELOS EM SEE.....	39
2.4 ESTRATÉGIAS DE VALIDAÇÃO DE MODELOS EM SEE	41
2.4.1 Testes em Campo	41
2.4.2 Monitoração	43
CAPÍTULO 3 SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	45
3.1 INTRODUÇÃO	45
3.2 ESTRUTURA DOS SPMS	49
3.2.1 Unidade de Medição Fasorial	50
3.2.2 Sistema de Posicionamento Global (GPS).....	52
3.2.3 Concentrador de Dados - PDC	52
3.2.4 Canais de Comunicação	53
3.3 APLICAÇÕES	54
3.3.1 Aplicações de Monitoração e Visualização	54
3.3.1.1 Visualização da Dinâmica em Tempo Real	55
3.3.1.2 Detecção e Análise de Oscilações Eletromecânicas.....	55
3.3.1.3 Monitoramento da Estabilidade de Tensão	56
3.3.1.4 Estimacão de Estados.....	57
3.3.1.5 Recomposicão da Rede Elétrica.....	58
3.3.2 Aplicações de Análise e Planejamento.....	59
3.3.2.1 Análise de Perturbações	59
3.3.2.2 Validacão de Modelos de Simulacão	59
3.3.3 Aplicações de Controle e Protecao	60
3.3.3.1 Sistemas Especiais de Protecao e Controle.....	60
3.3.3.2 Controle para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas.....	61
3.3.3.3 Geraçao Distribuıda	61

CAPÍTULO 4 SPMS E A VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO EM SEE..... 65

4.1 INTRODUÇÃO	65
4.2 PRINCÍPIOS DA VALIDAÇÃO DE MODELOS UTILIZANDO SPMS	66
4.2.1 Tipo de Modelo	66
4.2.2 Dados para Validação	67
4.2.3 Requisitos de Validação	68
4.2.4 Critérios de Avaliação	68
4.2.4.1 Critérios Qualitativos.....	69
4.2.4.2 Critérios Quantitativos.....	70
4.3 ABORDAGENS	70
4.3.1 Validação de Modelos de Sistemas	70
4.3.2 Validação de Modelos de Componentes.....	73

CAPÍTULO 5 PROCEDIMENTOS PARA VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL 75

5.1 INTRODUÇÃO	75
5.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	76
5.3 MODELOS DINÂMICOS PARA O ESTUDO DA ESTABILIDADE ELETROMECÂNICA NO SIN	79
5.4 FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO UTILIZADAS NOS ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECÂNICA NO SIN	82
5.4.1 ANATEM	83
5.4.2 PACDYN	84
5.5 SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA – SPMS MEDFASEE BT ...	85
5.6 METODOLOGIA PARA VALIDAÇÃO DOS MODELOS DE SIMULAÇÃO DO SIN ...	87
5.6.1 Etapa I – Ajuste do Caso de Fluxo de Potência.....	89
5.6.2 Etapa II – Simulação dos Eventos.....	90
5.6.3 Etapa III – Análise Comparativa	91
5.6.4 Etapa IV – Avaliação dos Modelos de Simulação	92

CAPÍTULO 6 VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL 93

6.1 INTRODUÇÃO	93
6.2 EVENTO I – ABERTURA DAS INTERLIGAÇÕES NORTE/SUL E SUDESTE/NORDESTE.....	94
6.2.1 Descrição das Perturbações	95
6.2.1.1 Abertura das Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste no dia 07/09/2010.....	96
6.2.1.2 Abertura das Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste no dia 24/09/2010.....	97
6.2.2 Avaliação Qualitativa	98

6.2.2.1	Análise de Sensibilidade	101
6.2.3	Avaliação Quantitativa	104
6.3	EVENTO II – REJEIÇÃO DA UHE ITAIPU 60 HZ	110
6.3.1	Descrição da Perturbação	111
6.3.2	Avaliação Qualitativa	112
6.3.3	Avaliação Quantitativa	114
CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES		117
7.1	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	122
7.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	122
APÊNDICE A.. SEQUÊNCIA DE EVENTOS DAS SIMULAÇÕES COM O PROGRAMA ANATEM		125
A.1	INTRODUÇÃO	125
A.2	ABERTURA DAS INTERLIGAÇÕES NORTE/SUL E SUDESTE /NORDESTE – 07/09/2010 – 16H45MIN	125
A.3	ABERTURA DAS INTERLIGAÇÕES NORTE/SUL E SUDESTE /NORDESTE – 24/09/2010 – 14H26MIN	126
A.4	REJEIÇÃO DA UHE ITAIPU 60 HZ – 16H43MIN	127
APÊNDICE B.MONTANTES DE CORTE DE CARGAS REALIZADO PELO ERAC NAS PERTURBAÇÕES UTILIZADAS NO ESTUDO DE VALIDAÇÃO DE MODELOS DO SIN		129
B.1	INTRODUÇÃO	129
B.2	ABERTURA DAS INTERLIGAÇÕES NORTE/SUL E SUDESTE /NORDESTE – 07/09/2010	129
B.3	ABERTURA DAS INTERLIGAÇÕES NORTE/SUL E SUDESTE /NORDESTE – 24/09/2010	131
B.4	REJEIÇÃO DA UHE ITAIPU 60 HZ	132
REFERÊNCIAS		135

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Formados por milhares de componentes que operam interligados e espalhados por áreas que podem atingir dimensões continentais, desde o ponto de geração até o consumidor final, os Sistemas de Energia Elétrica (SEE) são atualmente considerados um dos sistemas de engenharia mais complexos que existem (GIRI *et al.*, 2012). Além disso, estes sistemas, após passarem por processos de reestruturação em praticamente todo o mundo, que se iniciaram na década de 90, vivenciam hoje uma nova etapa, caracterizada por uma exigência cada vez maior da sociedade em termos de maior eficiência/eficácia, maior confiabilidade e segurança, menores custos e ao atendimento aos novos requisitos ambientais, cada vez mais rigorosos.

Todos esses requisitos, somados ao aumento permanente da demanda, à crescente integração de fontes de energia renováveis intermitentes e de novos equipamentos, baseados em novas tecnologias, e a falta de investimentos em ampliações e reforços na rede elétrica, têm levado cada vez mais hoje, os SEE a operarem em condições extremas de transferência de potência, bem como têm aumentado consideravelmente a complexidade de operação desses sistemas, fazendo surgir novos e difíceis desafios para as áreas de planejamento e operação (CIGRÉ-BRASIL, 2011).

O planejamento e a operação dos SEE são baseados nos resultados de simulações computacionais nas quais os elementos da rede

elétrica são representados por modelos matemáticos. Hoje em dia é inconcebível tomar decisões a respeito do investimento de capital na expansão da rede elétrica e/ou avaliar a adequabilidade, a confiabilidade e a segurança da operação de um SEE sem depender dos resultados de simulações computacionais. Por exemplo, a determinação de limites operacionais, a avaliação do impacto da integração de novos equipamentos, bem como a definição de Sistemas Especiais de Proteções e Controle (SEPs) são alguns dos estudos que dependem de uma representação matemática do sistema de transmissão, geração e carga (ALLEN *et al.*, 2010).

Desta forma, a qualidade dos modelos e dados utilizados nas simulações é essencial para uma operação segura, confiável e econômica de um SEE. Garantir que tais modelos e dados levem em consideração o desempenho real dos equipamentos deve ser mais de que uma exigência de conformidade para os agentes que planejam e operam os SEE. É recomendado que, periodicamente, esses modelos e dados sejam validados, a fim de assegurar que modelos identificados como inadequados sejam substituídos por modelos que reflitam mais fielmente possível o comportamento real dos SEE nos estudos de planejamento e operação (KOSTEREV; DAVIES, 2010).

Nesse sentido, a validação de modelos desempenha um papel fundamental nas análises de SEE. A tradicional e mais utilizada estratégia para a validação de modelos em SEE é ainda hoje baseada em testes de campo, onde sinais são localmente injetados nos componentes sob ensaio e suas respostas são medidas. Contudo, essa estratégia é restrita a um único componente ou instalação da rede elétrica e, na maioria das vezes, requer a indisponibilidade de tais componentes para o sistema, tendo um custo considerável de oportunidade agregado para sua realização (LIMA, 2009).

A partir do desenvolvimento da tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada, os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (*SPMS – Synchronized Phasor Measurement Systems*) estão, nos últimos anos, se tornando amplamente disponíveis para utilização em SEE, pois além de proporcionarem soluções inovadoras a tradicionais problemas, têm oferecidos aos responsáveis por planejarem e operarem os SEE um conjunto de novas aplicações, que estão permitindo aumentar a confiabilidade e a segurança destes sistemas (NERC, 2010a).

Do ponto de vista da validação de modelos, os SPMS surgem como uma nova e valiosa ferramenta para a melhoria na realização deste processo, uma vez que esses sistemas são capazes de registrar o desempenho dinâmico e em regime permanente dos SEE, para

condições normais de operação e na ocorrência de eventuais distúrbios, que é exatamente o que se deseja conhecer por meio das simulações computacionais realizadas no âmbito dos estudos de planejamento e operação de SEE (NERC, 2010b). Além disso, não é mais necessário indisponibilizar equipamentos do sistema ou de operá-los em condições não usuais, por necessidade de validação de modelos, o que é tecnicamente mais prático, seguro e econômico para o sistema.

Contudo, o principal benefício fornecido pela tecnologia de medição fasorial sincronizada ao processo de validação de modelos de SEE, é possibilitar a realização de uma análise da qualidade dos modelos, utilizando uma abordagem de Validação de Modelos de Sistemas (*System Wide Model Validation*), em que todo o sistema é representado. Até o surgimento dos SPMS, a validação de modelos em SEE era quase que exclusivamente restrita à validação de modelos de componentes da rede elétrica (DE LA REE *et al.*, 2010).

1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho tem como principal objetivo o estudo do estado da arte das práticas de validação de modelos de simulação de SEE utilizando a tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada, com foco em sua incorporação na validação de modelos e dados do Sistema Interligado Nacional (SIN), a partir de uma abordagem de Validação de Modelos de Sistemas (*System Wide Model Validation*), em que todo o sistema é representado.

Nesse contexto, um estudo de validação de modelos dinâmicos de simulação do SIN é realizado com os propósitos de abordar os princípios e as principais dificuldades para implementação da metodologia de validação de modelos de sistemas às atividades realizadas no âmbito de planejamento e operação do SIN, bem como identificar deficiências e sugerir melhorias neste processo, com vistas à implantação do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada no SIN, ora em desenvolvimento pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O objetivo é que a validação de modelos utilizando a tecnologia de medição fasorial sincronizada possa vir a ser utilizada com eficácia e sucesso, garantindo assim, uma maior precisão nos resultados dos estudos de planejamento e operação do SIN, a partir da maior aderência entre o resultado das simulações e a resposta real do sistema.

1.2 ESTRUTURA DO TEXTO

Para contemplar os objetivos definidos, o trabalho está organizado com a seguinte estrutura. Nos Capítulos 2, 3 e 4 apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre os principais tópicos envolvidos no desenvolvimento do trabalho.

No Capítulo 2, inicialmente são descritos os diferentes tipos de modelos de simulação utilizados para a representação de SEE nos estudos elétricos. Em seguida, é apresentada uma visão geral da validação de modelos em SEE, e a sua importância para a qualidade e credibilidade dos estudos elétricos realizados no âmbito do planejamento e operação desses sistemas. Por fim, são abordadas duas diferentes estratégias atualmente utilizadas para a validação de modelos: Testes em Campo e Monitoração.

No Capítulo 3, são abordados os principais aspectos e características dos SPMS, no sentido de fornecer uma visão geral sobre esses sistemas e demonstrar os benefícios que esses têm proporcionados ou que podem vir a proporcionar para os SEE. Nele também são descritos os elementos constituintes de um SPMS, as potências aplicações da tecnologia, bem como os requisitos de normas atualmente vigentes que regem os SPMS.

Já no Capítulo 4, contemplam-se os principais aspectos e características da validação de modelos de SEE utilizando dados provenientes de SPMS. São apresentados e descritos os princípios relacionados ao processo de validação, compreendendo: idéia geral, etapas do processo, requisitos para garantir uma válida comparação entre os registros dos SPMS e resultados das simulações, bem como os critérios utilizados para avaliar se as respostas fornecidas pelos modelos de simulação são satisfatórias. Por fim, são também apresentadas e comparadas as duas abordagens utilizadas para a validação de modelos de SEE a partir de dados provenientes dos SPMS, quais sejam: Validação de Modelos de Sistemas e Validação de Modelos de Componentes.

Na sequência, nos Capítulos 5 e 6, são respectivamente descritos a metodologia e os procedimentos utilizados no estudo de validação de modelos e dados do SIN, a partir da abordagem de Validação de Modelos de Sistemas, e apresentados os resultados obtidos deste estudo.

Por fim, no Capítulo 7, são apresentadas as conclusões do trabalho, contribuições e sugestões para desenvolvimentos futuros,

seguidas das referências que serviram de base para elaboração do mesmo.

CAPÍTULO 2

VALIDAÇÃO DE MODELOS EM SEE

2.1 INTRODUÇÃO

A modelagem de um SEE e a validação de seus modelos é uma tarefa crítica no planejamento da expansão e no planejamento da operação desses sistemas. É inconcebível hoje em dia avaliar a adequabilidade, a confiabilidade e a segurança da operação de um SEE sem depender dos resultados de simulações computacionais. Garantir que tais modelos de simulação levem em consideração o desempenho real dos equipamentos deve ser uma exigência de conformidade para os agentes que planejam e operam os SEE.

Nesse contexto, este capítulo apresenta uma visão geral da validação de modelos de simulação em SEE, bem como de sua importância para a qualidade e credibilidade dos estudos elétricos realizados no âmbito do planejamento e operação desses sistemas. Nele também são descritos os tipos de modelos de simulação utilizados para representação de SEE nos estudos elétricos, uma vez que existem diferentes categorias de modelos, dependendo da escala de tempo e das constantes de tempo envolvidas no fenômeno elétrico em análise.

2.2 VISÃO GERAL DOS MODELOS PARA REPRESENTAÇÃO DE SEE

Um modelo é um conjunto de equações ou relações, que adequadamente descrevem as interações entre diferentes quantidades físicas de um componente físico ou sistema para o período de tempo de estudo e com a precisão desejada (BERGEN; VITTAL, 2000). De uma maneira geral, os modelos podem ser construídos por duas principais abordagens, Modelagem e Identificação (DECKER *et al.*, 2010a):

- 1) **Modelagem** consiste em construir um modelo matemático a partir do conhecimento do mecanismo que relaciona as variáveis do sistema. Leis da física são aplicadas para construir um modelo matemático que descreve o sistema. Os blocos básicos que formam o sistema, associados a componentes que têm suas leis físicas conhecidas, são modelados e, em seguida, estes modelos são interligados. Esta abordagem também é referida na literatura como modelagem “*Caixa Branca*”. Os modelos provenientes dessa abordagem são mais complexos, porém os parâmetros mantêm seus significados físicos.
- 2) **Identificação** consiste na utilização de dados experimentais de várias variáveis de entrada e saída para construir um modelo que melhor relaciona essas variáveis. Modelos mais simplificados são obtidos por meio dessa abordagem, porém os parâmetros podem não ter um significado físico. Na literatura, esta abordagem também pode ser referida como modelagem “*Caixa Preta ou Cinza*”.

Na modelagem de um SEE, modelos para o sistema de transmissão, unidades de geração e carga precisam ser desenvolvidos. Como nesses sistemas, a maioria das estruturas e parâmetros dos elementos que o compõem é conhecida, modelos matemáticos podem ser construídos a partir desse conhecimento. Esses modelos, em geral, têm suas estruturas representadas em termos de diagramas de blocos ou equações algébricas e diferenciais e são incorporados à maioria dos softwares disponíveis comercialmente para a simulação de SEE (LIMA, 2009).

Contudo, quando nos referimos a modelos para estudos em SEE, temos que ter em mente que há diferentes categorias de modelos. Para cada tipo de fenômeno em análise, existem modelos específicos representando o comportamento de componentes individuais de um

SEE, e dependendo do propósito do estudo, o modelo apropriado de um dado componente desse sistema pode variar significadamente. A escolha do modelo apropriado depende, principalmente, da escala de tempo e das constantes de tempo envolvidas no problema que está sendo analisado (FARMER, 2001).

Na Figura 1, são apresentados os principais tipos de modelos para estudos elétricos em SEE, agrupados em quatro diferentes categorias, quais sejam:

- I. Regime Permanente (Fluxo de Potência)
- II. Análise de faltas (Curto-Circuito)
- III. Dinâmicos - Transitórios Eletromecânicos
- IV. Dinâmicos - Transitórios Eletromagnéticos

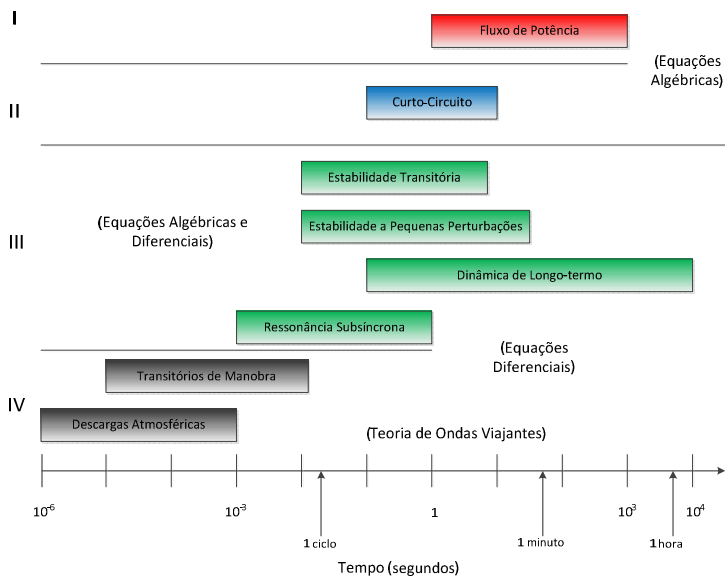


Figura 1 – Modelos para estudos elétricos em SEE

2.2.1 Modelos de Regime Permanente (Fluxo de Potência)

Para estudos de regime permanente os elementos da rede elétrica são representados por modelos matemáticos descritos a partir de equações algébricas não lineares, representando, geralmente, apenas

quantidades de sequência positiva, uma vez que os sistemas de transmissão na maior parte do tempo operam sob condições balanceadas ou próximas dessas (GRIGSBY, 2006). Esses modelos são também conhecidos na literatura como modelos de “Fluxo de Potência” e permitem o cálculo das tensões nas barras do sistema e as distribuições do fluxo de potência por toda a rede elétrica, além das demais grandezas correlatas, possibilitando entre outras coisas, a avaliação do perfil de tensão no sistema para os diferentes períodos de carga e a determinação de limites térmicos e de transmissão entre subsistemas (MONTICELLI, 1983). Esses modelos são também peças chaves nos estudos de planejamento da expansão de instalações de transmissão e geração em SEE.

Para as linhas de transmissão, transformadores e elementos shunts manobráveis (reatores e capacitores), o desenvolvimento dos modelos é realizado por um preciso cálculo das impedâncias, admitâncias e outros parâmetros que serão incorporados nas equações não lineares do modelo completo da rede elétrica em estudo.

Os geradores são modelados como injeções de correntes, e são comumente controlados para que a potência ativa fornecida ao sistema e as tensões de suas barras terminais sejam mantidas constantes. Portanto, para as unidades geradoras, os modelos devem procurar de forma mais exata representar as curvas de capacidades de potência ativa e reativa desses elementos, bem como o controle de tensão em suas barras terminais ou nas barras de alta tensão mais próximas.

As cargas tipicamente são representadas por um modelo estático (ZIP), que consiste de uma combinação de parcelas de carga do tipo impedância constante (Z), corrente constante (I) e/ou potência constante (P).

Equipamentos FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) e HVDC (*High-Voltage Direct Current*), também podem ser representados nos estudo de fluxo de potencia. Esses elementos requerem uma modelagem especial para o regime permanente, onde as estruturas de seus modelos podem variar com a tecnologia empregada em sua construção e o modo de operação desses equipamentos (NERC, 2010b).

2.2.2 Modelos para Análise de Falhas (Curto-Circuito)

Modelos para a análise de curto-circuito em SEE são importantes para se avaliarem as condições de operação do sistema sobre faltas,

fornecendo subsídios, por exemplo, para o dimensionamento de disjuntores e chaves seccionadoras em subestações, avaliação da superação de equipamentos, bem como para o ajuste e coordenação da proteção desses sistemas.

Apesar de um curto-circuito claramente não ser uma condição de operação de regime permanente, modelos de regime permanente com parâmetros apropriados são geralmente utilizados nos estudos de curto-circuito. Isso é possível, uma vez que a corrente de falta durante um curto-circuito pode ser decomposta em duas componentes, uma componente de natureza transitória, e outra componente de natureza contínua. E desde que a componente transitória pode ser estimada a partir da componente contínua, a corrente de falta pode ser determinada apenas pelo cálculo desta última (TLEIS, 2008).

Os modelos para estudos de curto circuito também podem incluir dados de sequência negativa e sequência zero em adição aos dados de sequência positiva, para a análise de faltas desbalanceadas. As cargas, com exceção de grandes cargas rotativas (motores síncronos e de indução), são desconsideradas durante as análises de curto-circuito, uma vez que as correntes de carga são muito pequenas em comparações com as correntes de curto-circuito (KINDERMANN, 1992).

O modelo para um gerador é, simplesmente, uma reatância sub-transitória de eixo direto em série com uma fonte de tensão, o que vale também para o motor síncrono e de indução. Já as linhas de transmissão e os transformadores de potência são representadas por uma impedância série, desprezando-se o efeito das reatâncias shunts presentes no modelo PI do fluxo de potência no caso das linhas de transmissão, e o efeito de magnetização do núcleo no caso dos transformadores.

2.2.3 Modelos Dinâmicos – Transitórios Eletromecânicos

A análise do comportamento dinâmico de SEE durante a ocorrência de transitórios eletromecânicos requer o uso de modelos computacionais representando as equações algébrico-diferenciais não lineares dos vários componentes desses sistemas (FARMER, 2001).

Tradicionalmente em SEE, transitórios eletromecânicos têm sido avaliados por meio de programas de estabilidade. Esses programas realizam a simulação no domínio do tempo dos SEE, por meio de uma representação de sequência positiva e modelos à frequência fundamental para todo o sistema, permitindo a realização, de estudos de estabilidade angular, de tensão e de frequência, que são frequentemente utilizados na

avaliação da segurança e confiabilidade desses sistemas. Contudo, para o estudo de certos fenômenos, como a ocorrência de ressonância subsíncrona, pode-se requerer uma representação trifásica detalhada das unidades geradoras e demais componentes do SEE, bem como uma adequada simulação da forma de onda durante o período do transitório (IEEE, 1992).

A correta avaliação da estabilidade eletromecânica de um SEE depende da adequada modelagem dos equipamentos integrantes desse sistema. Para os estudos de estabilidade eletromecânica, os SEE são construídos a partir de um conjunto de modelos e dados dos componentes da rede elétrica, com grande ênfase para os modelos que representam o comportamento dinâmico de geradores síncronos e seus controles associados (LIMA, 2009). Além disso, é importante também uma adequada representação das proteções intrínsecas desses equipamentos e de caráter sistêmico, bem como, dos Sistemas Especiais de Proteção (SEPs) em operação.

A representação das unidades geradoras para estudos de transitórios eletromecânicos compreende o desenvolvimento de modelos que incorporem os efeitos dinâmicos relevantes dos geradores, e, sobretudo de seus controles: sistema de excitação, controles da turbina/velocidade e PSS (*Power System Stabilizers*) para usinas hidrelétricas, térmicas (a vapor, gás ou ciclo-combinado) e parques eólicos. Esses modelos são inicialmente construídos e ajustados, baseados em dados de projetos fornecidos pelos fabricantes, e através de testes de comissionamento realizados antes da entrada em operação da unidade geradora. Ultimamente, verifica-se também, a necessidade de modelos para representação da geração distribuída (ex. solar, eólica, pequenas centrais hidrogeradoras, células a combustível etc.).

Para o sistema de transmissão, a maior parte de seus elementos, incluindo as linhas de transmissão, transformadores e elementos Shunts manobráveis (Reatores e Capacitores), podem ser representados pelos mesmos modelos algébricos utilizados nas análises de regime permanente (Fluxo de Potência). Equipamentos FACTS e HVDC são elementos que requerem uma modelagem especial. Os modelos devem representar todos os fenômenos que são significantes para o estudo em questão. Além disso, muitos desses equipamentos têm controles projetados para melhorar a estabilidade dos SEE. Desta forma, deve-se trabalhar junto aos fabricantes, a fim de se obter adequados modelos para esses equipamentos e seus controles, baseados em comparações realizadas em testes em fábrica e de comissionamento, ou com precisos modelos trifásicos desenvolvidos em programas como MATLAB,

EMTP (*Electromagnetic Transient Program*) ou PSCADTM (*Power System Computer Aided Design*) (NERC, 2010b).

As cargas, historicamente, têm sido representadas nos estudos de estabilidade por um modelo estático (ZIP), que consiste de uma combinação de parcelas de carga do tipo impedância constante (Z), corrente constante (I) e/ou potência constante (P), podendo também incluir um fator de sensibilidade com a frequência. No entanto, modelos estáticos estão sendo vistos como inadequados para a representação das cargas, particularmente com a crescente penetração de condicionadores de ar e equipamentos eletrônicos (KOSTEREV *et al.*, 2008). Modelos dinâmicos para representação de motores de indução estão disponíveis nos programas de simulações. Contudo, para estudos especiais, modelos mais precisos podem ser necessários para a representação de certos tipos de cargas e determinados fenômenos, como a lenta recuperação do nível de tensão (*FIDVR – Fault Induced Delayed Voltage Recovery*), associada ao comportamento de condicionadores de ar em regiões próxima ao local de uma falta. Já para análises de longo termo a representação da comutação automática dos taps de transformadores também passa a ser importante.

2.2.4 Modelos Dinâmicos – Transitórios Eletromagnéticos

Transitórios eletromagnéticos são fenômenos causados por distúrbios de grande magnitude, que acarretam na geração e propagação de surtos de tensão ou corrente em SEE. Estes surtos são ondas eletromagnéticas de grandes amplitudes e de curta duração, originadas principalmente por descargas atmosféricas ou por manobras no sistema (D'AJUZ, 1987). Dessa forma, estudar as solicitações impostas aos SEE durante tais situações são de fundamental importância nas especificações dos equipamentos e na coordenação de isolamento de linhas de transmissão e subestações.

Para os estudos de transitórios eletromagnéticos em SEE, modelos trifásicos detalhados tipicamente são utilizados. A modelagem dos componentes e equipamentos deve ser adequada o suficiente de forma a representar, via simulação, com a maior exatidão possível, os fenômenos físicos associados, que a depender das características do sistema e da sua causa primária podem abranger uma extensa faixa de frequência, sendo resultado da combinação de ondas viajantes em linhas de transmissão, cabos e barramentos, e de oscilações em

transformadores, capacitores, indutores, resistores e outros componentes (ARRILLAGA; WATSON, 2007).

Contudo, devido ao nível de detalhamento dos modelos, em geral nem sempre é possível representar todo o sistema elétrico durante os estudos de transitórios eletromagnéticos. Nestes casos, devem-se representar com detalhes os elementos do sistema próximo ao local de origem dos transitórios de manobras ou dos surtos atmosféricos, pois estes terão influência significativa nos transitórios. O resto do sistema pode ser representando a partir de um equivalente de rede ou de uma modelagem mais simples (SOWA, 2008).

Os modelos para as linhas de transmissão devem levar em conta o caráter distribuído dos parâmetros da linha e sua dependência com a frequência. Adicionalmente para análises de fenômenos transitórios eletromagnéticos muito rápidos, por exemplo, durante a ocorrência de descargas atmosféricas, a característica não linear da capacitância da linha deve ser incluída no modelo (SOWA, 2008).

O modelo do gerador para ser utilizada nas análises de transitórios eletromagnéticos depende do intervalo de tempo de interesse. Uma fonte ideal de tensão sinusoidal em série com uma reatância subtransitória é bastante adequado para certos tipos de estudos que envolvem transitórios rápidos, como por exemplo, estudos de surtos de manobras, estudos de tensão transitória de recuperação em disjuntores, entre outros. Todavia, em fenômenos transitórios eletromagnéticos que persistem por um período de tempo maior, como nos estudos de sobretensões dinâmicas, é necessária uma representação mais detalhada, incluindo também o efeito de seus reguladores de tensão e velocidade (ARRILLAGA; WATSON, 2007).

As impedâncias dos transformadores para análise de transitórios eletromagnéticos são dependentes da frequência e de características não lineares, como da saturação magnética (IEEE, 2005a). Assim, os transformadores devem ser modelados de acordo com as faixas de frequência dos fenômenos eletromagnéticos envolvidos na análise realizada, e as características de saturação dos transformadores devem ser modeladas sempre em situações que de antemão o fluxo irá exceder a região linear. Essas situações são bastante frequentes e devem ser consideradas em casos como estudos de energização do transformador, aberturas de linhas terminais do transformador, ferro-ressonância, rejeição de carga, entre outros estudos.

Para faixas de frequências maiores uma representação mais detalhadas da disposição interna dos enrolamentos nos transformadores e das capacitâncias entre enrolamentos e entre seções de enrolamentos é

necessária, uma vez que produzem ressonâncias que podem afetar a tensão terminal e interna de um transformador durante ocorrências de transitórios eletromagnéticos. Para estudos, onde a análise das tensões internas de um transformador não é requerida, uma modelagem, considerando apenas seu comportamento visto pelos seus terminais, através de equivalentes de Thevenin no domínio da sequência, é bem conhecida e pode ser utilizada (IEEE, 2005a).

Quanto à modelagem da carga, particularmente em estudos de transitórios eletromagnéticos, quando de manobras, a carga tem uma participação significativa no amortecimento e nos valores das sobretensões e sobrecorrentes verificadas. Neste aspecto, o impacto nos resultados das simulações se dá não somente pelo valor da carga considerada, mas em função de como esta é modelada, sendo de fundamental importância neste caso, uma análise da composição das cargas nas subestações que compõem a área de interesse. Se possível, deve-se realizar uma análise visando identificar qual o modelo que melhor representa uma determinada carga conectada ao sistema sob estudo (NETO; FERNANDES, 2009).

2.3 IMPORTÂNCIA E OS OBJETIVOS DA VALIDAÇÃO DE MODELOS EM SEE

O planejamento e a operação de Sistemas de Energia Elétrica são baseados nos resultados de simulações nas quais os elementos da rede elétrica são representados por modelos matemáticos. A determinação de limites operacionais, a avaliação do impacto da integração de novos equipamentos, bem como a definição de SEPs são alguns dos estudos que dependem de uma representação matemática do sistema de transmissão, geração e carga (ALLEN *et al.*, 2010).

Nesses estudos, modelos otimistas tendem a resultar em sub-investimento na rede elétrica ou em condições não seguras de operação, podendo levar à ocorrência de blecautes no sistema, como o ocorrido em 1996 no oeste dos Estados Unidos, onde os resultados da tentativa de reprodução daquele evento nos modelos de simulação apresentaram comportamento totalmente diferente do comportamento real observado no sistema, conforme pode ser visto na Figura 2.

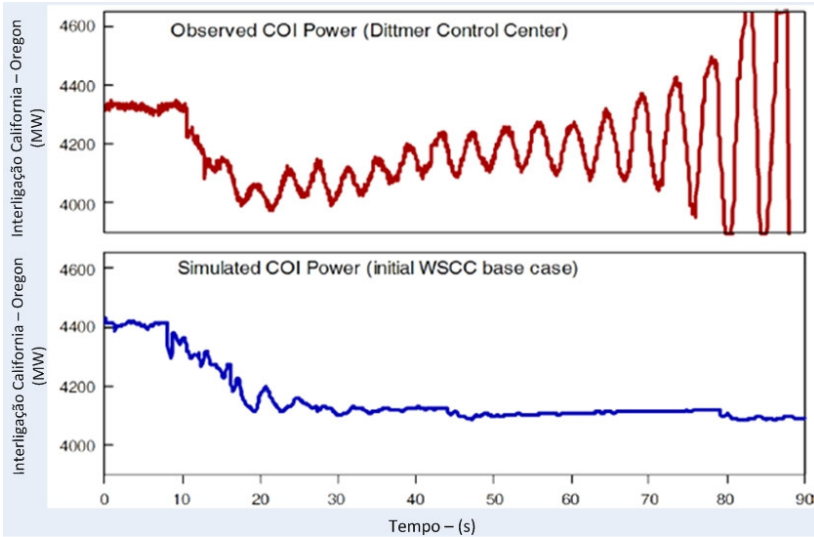


Figura 2 – Comparação da resposta observada durante o Blecaute de 10 de Agosto de 1996 no Oeste dos EUA com a resposta simulada utilizando os modelos de simulação

FONTE: (KOSTEREV et al., 1999)

Por outro lado, modelos pessimistas podem levar à subutilização da capacidade instalada do sistema, resultando em investimentos desnecessários e/ou em uma operação energética não otimizada, tendo como consequência a elevação do custo da energia elétrica para os consumidores.

Dessa forma, a qualidade dos modelos e dados utilizados nas simulações é essencial para uma operação segura, confiável e econômica de um SEE. É recomendado que, periodicamente, esses modelos e dados sejam validados, a fim de garantir que mudanças nas características dos SEE com o tempo, em particular no que diz respeito à carga e a integração de novos equipamentos e tecnologias ao sistema, que possam afetar a sua confiabilidade e segurança, sejam capturadas nos estudos de planejamento e operação de SEE (ALLEN *et al.*, 2010).

A validação de modelos desempenha um papel fundamental nas análises de SEE. De uma maneira simples, ela pode ser vista como uma comparação entre dados medidos e resultados de simulações. O objetivo principal da validação de modelos é avaliar o quão adequado os modelos dos elementos da rede elétrica estão para os propósitos que são requeridos (LIMA, 2009). O processo de validação deve também

assegurar, que modelos identificados como inadequados sejam substituídos por modelos que reflitam mais fielmente o comportamento real desses equipamentos. E por fim, obter uma representação completa do sistema, baseada em modelos, que possam, razoavelmente, prever o seu comportamento, por exemplo, quando da ocorrência de alguma perturbação (POURBEIK, 2010).

Experiências de validação de modelos pelo mundo, como no caso da WECC (*Western Electricity Coordinating Council*) nos Estados Unidos, mostram que um compromisso maior com a validação de modelos tem resultado em modelos de SEE que mais precisamente replicaram nas simulações as respostas reais desses sistemas, quando da ocorrência de eventos, por exemplo, na rede elétrica (NERC, 2010b).

2.4 ESTRATÉGIAS DE VALIDAÇÃO DE MODELOS EM SEE

A seguir serão apresentadas duas estratégias utilizadas atualmente para a validação de modelos em SEE. A primeira estratégia é baseada na realização de testes em campo, em equipamentos do sistema, a fim de extrair dados e informações necessárias para a validação do modelo desses equipamentos. Já a segunda estratégia, realiza a validação dos modelos, a partir de informações obtidas do registro de grandezas elétricas durante a ocorrência de eventos em SEE.

2.4.1 Testes em Campo

A tradicional e mais utilizada estratégia para validação de modelos em SEE é baseada em testes realizados em campo nos equipamentos. Nesses testes, sinais são localmente injetados nos componentes sob ensaio e suas respostas são medidas, a fim de extrair dados e informações a serem utilizadas no processo de validação dos modelos.

Na literatura técnica, há métodos bem estabelecidos para a realização da validação de modelos em SEE utilizando a estratégia de testes em campo, principalmente no que diz respeito à validação de modelos de unidades geradoras. Em (HANNETT; FELTES, 1993), (WSCC, 1997), (EPRI, 2007a), (IEEE, 2007) e (POURBEIK; MODAU, 2008) são apresentados exemplos da aplicação dessa estratégia na

validação de modelos de unidades geradoras. Há também exemplos da utilização dessa estratégia na validação de modelos específicos de cargas, como condicionadores de ar, computadores, TVs de plasma etc, conforme pode ser visto em (KOSTEREV *et al.*,2008) e (GAIKWAD *et al.*,2008).

Essa estratégia permite maior facilidade na identificação e correção de importantes parâmetros dos modelos de simulação, uma vez que os testes realizados são desenvolvidos para terem suas repostas afetadas por poucos parâmetros. Simular as respostas dos testes, geralmente, também é uma tarefa simples, já que a perturbação aplicada é bem definida e documentada e, em particular, quando o elemento é isolado da rede elétrica, como, por exemplo, em testes de rejeição de carga em geradores, não há contribuição externa do sistema para as respostas desses elementos, o que nesse caso elimina o problema associado com a representação da rede (LIMA, 2009).

Contudo, essa estratégia é restrita a um único componente ou instalação da rede elétrica e, na maioria das vezes, requer a indisponibilidade de tais componentes para o sistema. Como consequência há um custo considerável de oportunidade agregado para sua realização, uma vez que fora de operação elementos da rede elétrica, como unidades geradoras não vendem energia para o sistema e também não são remuneradas por prestação de serviços ancilares¹. Já elementos do sistema de transmissão como equipamentos FACTS, que são remunerados em função de sua disponibilidade ao sistema, deixam de receber parcelas significativas de sua receita anual permitida.

Além do mais essa estratégia, geralmente, requer a operação dos equipamentos sob condições incomuns durante a realização dos testes, o que pode ser restritivo para certos componentes do sistema como usinas nucleares e grandes plantas térmicas, em função de riscos de danos à integridade desses equipamentos durante a realização dos testes. Mas, sobretudo nesses casos há o risco de se desenvolver modelos que podem apresentar boas respostas para certas condições e deixar de representar certas características que são importantes quando esses estão em condições normais de operação, como por exemplo, na avaliação das características do regulador de velocidade de um gerador (FELTES; LIMA, 2003). Nos testes realizados, como normalmente o gerador é desconectado do sistema, seus controles de turbina/velocidade mudam para um modo de operação diferente, a fim de limitar a velocidade e

¹ Serviços tradicionalmente agregados de forma implícita à venda de energia elétrica e que não correspondem propriamente à energia em si.

reduzir o tempo necessário para trazer a unidade geradora em condições de ser novamente sincronizada à rede elétrica. Nesse caso, a resposta dinâmica correspondente a esse modo de operação não permite identificar a resposta desses controles quando o gerador está sincronizado ao sistema, o que justamente é o objetivo de todo o esforço do processo de validação.

2.4.2 Monitoração

Equipamentos de monitoração capazes de continuamente registrar e gravar diferentes grandezas elétricas, com destaque para as Unidades de Medição Fasorial Sincronizada (*PMUs – Phasor Measurement Units*), estão se tornando amplamente disponíveis para a utilização em SEE. Além do mais, esses equipamentos são de fácil instalação, não possuem altos custos, e não interferem no desempenho do sistema.

Do ponto de vista da validação de modelos, esses equipamentos passam a apresentar uma nova e promissora oportunidade para a melhoria e realização desse processo, uma vez que são capazes de registrar o desempenho dos SEE em condições normais de operação e durante a ocorrência de eventuais distúrbios, permitindo que os modelos sejam validados contra dados provenientes de eventos reais ocorridos no sistema. O que na prática, é exatamente o que se deseja conhecer por meio das simulações computacionais realizadas nos estudos de planejamento e operação de SEE, visto que nesses estudos, os modelos são utilizados justamente para tentar prever a resposta do sistema na ocorrência de potenciais distúrbios. Além do mais, com esta estratégia evita-se a necessidade de indisponibilizar equipamentos do sistema ou de operá-los em condições não usuais, o que é tecnicamente mais prático, seguro e econômico para os SEE.

Exemplos que ilustram a utilização dessa estratégia e comprovam a sua importância para a validação de modelos de SEE, podem ser encontrados em diversos artigos da literatura especializada. Na referência (POURBEIK, 2011), por exemplo, essa estratégia é aplicada para a validação de modelos de unidades geradoras. Em (POURBEIK *et al.*, 2006) um exemplo para a validação de equipamentos FACTS (*SVC – Static Var Compensator*) é apresentado, enquanto que nas referências (KOSTEREV *et al.*, 2008) e (MAITRA *et al.*, 2008) são apresentados exemplos para a validação de modelos de cargas.

Contudo, realizar a validação de modelos de SEE a partir da monitoração e o registro de eventos no sistema possui certas

peculiaridades que podem impor dificuldades e até tornar esse processo mais complexo e especializado. Por exemplo, perturbações, que resultam em significativos desvios em variáveis do sistema, e que levam a controles de determinados equipamentos a atingir seus limites, são extremamente úteis para avaliar a adequada representação de comportamentos não lineares, mas, eventos como estes não são frequentes em SEE. Assim, por meio dessa estratégia poderá ser necessária uma contínua monitoração dos equipamentos, por até um grande período de tempo, a fim de garantir que todos os aspectos relevantes da dinâmica dos componentes de SEE sejam adequadamente capturados, possibilitando uma completa e adequada validação.

Também neste processo, separar a contribuição de determinado equipamento na reposta de uma determinada grandeza elétrica durante a ocorrência de um evento, do restante do sistema, pode não ser uma tarefa simples. Além do mais, como o equipamento encontra-se em operação e interagindo com o restante do sistema, essa estratégia requer o ajuste do caso de simulação com as condições de operação do sistema anteriores ao distúrbio, o que para certas situações, dada a dimensão dos SEE e a quantidade de dados envolvidos, é um processo trabalhoso que pode consumir uma grande quantidade de tempo.

CAPÍTULO 3

SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

3.1 INTRODUÇÃO

Os Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada – SPMS, genericamente citados na literatura técnica como WAMS (*Wide Area Measurement System*), vêm nos últimos anos sendo implementados em larga escala para utilização em SEE, principalmente após a ocorrência de grandes blecautes pelo mundo nas duas últimas décadas (DE LA REE, 2010). Desde que surgiram, no início da década de 90, esses sistemas têm-se mostrados eficientes na monitoração e gerenciamento da segurança de grandes sistemas elétricos, especialmente durante condições de operação estressada da rede elétrica, a ponto de se tornarem hoje no mundo a tecnologia de medição escolhida para ser utilizada em SEE (PHADKE; TORP, 2008).

Os SPMS utilizam-se dos avanços nos sistemas de comunicação e das técnicas de processamento de sinais, e na disponibilidade do sistema GPS (*Global Positioning System*), para a realização de medidas sincronizadas de grandezas fasoriais de sequência positiva, conhecidas como Sincrofasores, em instalações distantes geograficamente, a altas taxas de amostragem, e com precisão temporal maior que $1 \mu\text{s}$ (0,021 grau elétrico), que são adequadas aos requisitos da maioria das aplicações de monitoração, controle e proteção em SEE (AGOSTINI,

2006). Além de medidas fasoriais de sequência positiva, esses sistemas também são capazes de medir frequência e taxa de variação de frequência, e podem ser customizados para medir conteúdo harmônico, quantidades de sequência negativa e zero, bem como tensão e corrente em fases individuais (PHADKE; TORP, 2008).

Tais características dos SPMS vêm ao encontro das necessidades tecnológicas atuais e representam um novo paradigma para a supervisão e controle de SEE, pois além de proporcionarem soluções inovadoras a tradicionais problemas, oferecem aos engenheiros de SEE um conjunto de novas aplicações, que estão permitindo aumentar a confiabilidade e a segurança destes sistemas (NERC, 2010a).

Por exemplo, a estimações precisas dos estados de SEE, em alta resolução e de maneira sincronizada por parte dos SPMS, permite criar um sistema de monitoramento que fornecem aos responsáveis por operar e planejar estes sistemas uma visão sem precedentes sobre o que está acontecendo no sistema em tempo real. Isso, além de possibilitar um melhor entendimento sobre as condições atuais de operação, permite que problemas emergentes na rede elétrica possam ser evidenciados com antecedência, reforçando assim a integridade do sistema e possibilitando aos operadores maior poder de ação para a tomada de decisões, a fim de se reduzir a possibilidade da ocorrência de blecautes, como o ocorrido no ano de 2003 no Nordeste dos EUA e na região de Ontário no Canadá.

Com relação àquele evento, o relatório do DOE (*Department of Energy*) enviado ao congresso dos Estados Unidos sobre as causas do blecaute, enfatiza que se um SPMS estivesse em operação naquela época, as condições de operação do sistema que levaram à ocorrência do blecaute, em particular, o crescente problema de tensão em Ohio poderia ter sido identificado e compreendido com antecedência, permitindo que ações fossem tomadas, de modo que o blecaute pudesse ter sido evitado (U.S-CANADA, 2004). Dados angulares obtidos na época, conforme apresentados na Figura 3.1, mostram que nos últimos minutos antes da ocorrência do blecaute, havia uma significativa divergência na diferença angular entre Cleveland e Michigan.

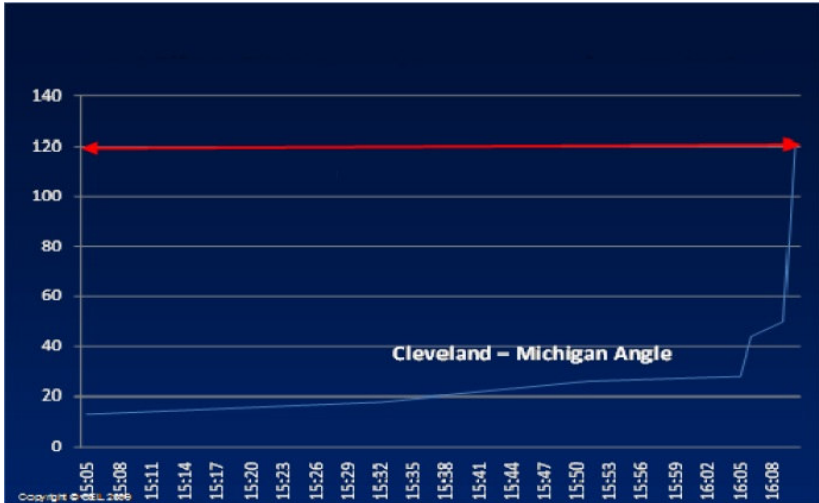


Figura 3 – Diferença Angular na tarde de 14 de Agosto de 2003

FONTE: (NERC, 2010a)

Outro benefício oferecido pelos SPMS é a possibilidade de se registrar o comportamento dinâmico dos SEE durante a ocorrência de eventos na rede elétrica. As atuais ferramentas de monitoração e controle em tempo real em SEE, que utilizam dados provenientes da estimação de estado e de sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), somente fornecem informações das condições de operação do sistema com taxas de atualizações entre 2 e 5 segundos, o que é muito pouco para se acompanhar e/ou registrar eventos dinâmicos na rede elétrica. Isso é evidente na Figura 3.2, que compara dados de um sistema SCADA como dados obtidos de um SPMS, coletados para um mesmo evento ocorrido no dia 7 de fevereiro de 2010, no sistema elétrico dos Estados Unidos.

Nessa figura, enquanto é visto que o sistema SCADA não é capaz de capturar a resposta dinâmica do sistema durante o evento, o SPMS não apenas captura o comportamento dinâmico do sistema para esse mesmo evento, como também fornece informações mais exatas a respeito do mesmo. A excursão de frequência observada na resposta fornecida pelo SPMS (59,91 Hz) é maior do que a indicada pelo sistema SCADA (60,0 Hz). O SPMS também foi capaz de capturar oscilações amortecidas que persistiram por quase 7 segundos após o início da perturbação.



Figura 4 – Dados: Sistema SCADA x SPMS – Para o evento de 07 de Fevereiro de 2010

FONTE: (NERC, 2010a)

Assim, esta capacidade dos SPMS de registrar, com exatidão adequada, eventos dinâmicos ocorridos no sistema elétrico, faz com que esses sistemas sejam também de grande valia para a realização de importantes atividades de análise e planejamento de SEE, como é o caso das análises post-mortem de perturbações e da validação de modelos e dados de SEE.

No caso das análises post-mortem de perturbações, a velocidade e a qualidade dessas análises podem ser significativamente melhoradas (NERC, 2010a). Por exemplo, no blecaute de 2007, ocorrido no estado da Florida nos Estados Unidos, engenheiros do NERC (*North American Electric Reliability Corporation*) utilizaram dados de um SPMS para determinar a sequência exata de eventos e apontar as causas do blecaute

em apenas dois dias. Por sua vez, a falta de dados sincronizados e em alta resolução fornecidos por um SPMS durante o blecaute de 2003, no Nordeste dos Estados Unidos e na região de Ontário no Canadá, fez com que esses mesmos engenheiros levassem anos, até que a sequência exata de eventos e as causas do blecaute fossem completamente determinadas.

Já no caso do processo de validação dos modelos de simulação utilizados nos estudos de planejamento e operação de SEE, os SPMS permitem de forma inédita, realizar uma análise da qualidade dos modelos, utilizando uma abordagem de Validação de Modelos de Sistemas (System Wide Model Validation), onde todo o sistema é representado (DE LA REE *et al.*, 2010).

Outras áreas de aplicações em SEE que vêm a se beneficiar da utilização de informações advindas de SPMS, além da área de monitoração, são as áreas de controle e proteção. A medição fasorial sincronizada elevou o padrão do controle e proteção dos SEE a outro nível. Com ela, esquemas avançados de proteção baseados em medidas fasoriais sincronizadas podem ser implementados, com a opção de melhorar a resposta de todo o sistema a grandes perturbações. Controles avançados utilizando realimentação remota, a partir de dados obtidos por PMUs, tornam-se possíveis também de ser realizados, contribuindo dessa maneira, para o aumentando do desempenho dos controladores. (TERZIJA *et al.*, 2011)

Até agora nessa seção, o objetivo foi apresentar uma visão geral dos SPMS e os benefícios que esses sistemas trazem e podem trazer para os SEE. Nas seções seguintes, são apresentados em mais detalhes os elementos que fazem parte dos SPMS, um panorama geral do desenvolvimento das aplicações baseadas em dados provenientes de SPMS, e por fim os requisitos de normas atualmente vigentes que regem os SPMS.

3.2 ESTRUTURA DOS SPMS

Na estrutura geral de um Sistema de Medição Fasorial, conforme apresentada na ilustração da Figura 3.3, o elemento base que constitui esse sistema é a Unidade de Medição Fasorial – PMU. Entretanto, os SPMS dependem também de outros elementos, quais sejam: Sistema de Sincronização Temporal (realizada atualmente a partir do sistema GPS), Concentradores de Dados (PDCs – *Phasor Data Concentrators*) e Canais de Comunicação entre PMUs – PDC ou entre PDCs.

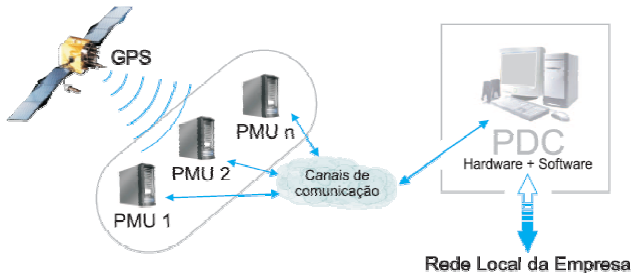


Figura 5 – Sistema de Medição Fasorial Sincronizada – SPMS

3.2.1 Unidade de Medição Fasorial

A estrutura básica de uma Unidade de Medição Fasorial - PMU pode ser compreendida de modo simplificado a partir da Figura 3.4.

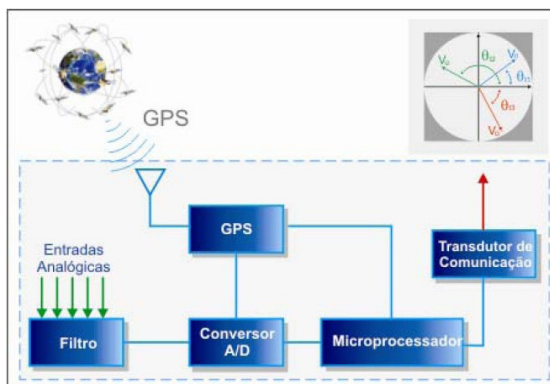


Figura 6 – Estrutura Básica de uma PMU

Basicamente, este equipamento é composto por um sistema de aquisição de dados, do qual fazem parte os filtros anti-aliasing e o módulo de conversão analógica/digital (conversor A/D); de um microprocessador, e por um receptor GPS, que recebe e processa o sinal de um pulso por segundo (PPS) fornecido pelo sistema GPS, o qual pode ser interno ou externo à PMU.

A função do sistema de aquisição é realizar a amostragem de sinais analógicos de tensões e correntes trifásicas de maneira sincronizada nos diversos elementos dos SEE, de forma que o

microprocessador possa calcular os valores das grandezas fasoriais. Para tal propósito, os sinais analógicos de tensão e corrente são obtidos a partir dos secundários dos transformadores de potencial e corrente, respectivamente. Esses sinais são filtrados por filtros anti-aliasing com o objetivo de evitar o efeito de aliasing². Isto assegura que todos os sinais analógicos tenham o mesmo deslocamento de fase e atenuação, garantindo assim que as diferenças de ângulo de fase e magnitudes relativas de diferentes sinais sejam inalteradas durante o processo de aquisição (PHADKE; THORP, 2008).

Depois de filtrados os sinais analógicos são amostrados por um conversor A/D. A frequência de amostragem é sincronizada com o sinal de um pulso por segundo emitido pelo sistema GPS, e que é recebido e processado pelo receptor GPS. O sinal PPS é subdividido em um número maior de pulsos pelo receptor GPS, de modo a aumentar o número de amostras dentro do período de um segundo.

A partir dos dados amostrados, tensões e correntes complexas de sequência positiva são calculadas pelo microprocessador, com base no mesmo instante de tempo, e recebem uma etiqueta de tempo que irá identificá-las. Diferentes métodos podem ser empregados no cálculo dessas grandezas fasoriais. Entre estes, há o processo de medição por demodulação, ou ainda o método baseado na passagem por zero (zero-crossing) das ondas. No entanto, a Transformada Discreta de Fourier (DFT – *Discrete Fourier Transform*) é hoje a ferramenta matemática mais utilizada para tal propósito (AGOSTINI, 2006) (PHADKE *et al.*, 1994).

Uma vez calculados os fasores, estes são empacotados juntamente com suas etiquetas de tempo e outras grandezas que podem também ser adquiridas/calculadas pelas PMUs (frequência, variação de frequência, sinais digitais), e são enviados aos concentradores de dados através de canais adequados de comunicação, seguindo um formato de arquivo padrão pré-definido em norma (IEEE C37.118.2 – 2011), a taxas de até 60 fasores por segundo.

As PMUs atualmente podem estar disponíveis comercialmente em produtos com a função exclusiva de oscilografia ou acopladas em equipamentos multifuncionais, que incluem funções de proteção, oscilografia e controle.

2 O processo de filtragem de um sinal antes da amostragem para remover os componentes de que o sinal cuja frequência é igual a ou maior do que a frequência de Nyquist (metade da taxa de amostragem). Se não forem removidos, estes componentes de sinal apareceriam como um componente de baixa frequência (*um alias*).

3.2.2 Sistema de Posicionamento Global (GPS)

O Sistema de Posicionamento Global (GPS), de propriedade do Governo dos Estados Unidos, é composto por um conjunto de 24 satélites, arrançados em 6 órbitas planas (4 satélites por órbita), de tal forma que ao menos 4 satélites sejam visíveis para um receptor GPS em qualquer ponto na Terra. Apesar do seu uso mais comum ser para a determinação das coordenadas espaciais do receptor (longitude, latitude e altitude), para os SPMS, o mais importante é o sinal de altíssima exatidão com informações de tempo fornecido por esse sistema (PHADKE; THORP, 2008).

O sistema GPS continuamente envia um sinal de um pulso por segundo (PPS). Os receptores de GPS por meio de antenas captam esse sinal e distribuem para as PMUs por meio de protocolos específicos, por exemplo, IRIG-B (*Inter-Range Instrumentation Group Time Code B*). Sabendo-se que este sinal é enviado com exatidão da ordem de até 100 nano segundos, e que pode ser recebido por estações distantes entre si com igual precisão, torna-se possível que o processo de aquisição de dados pelas PMUs seja executado de modo sincronizado em diferentes localizações ao longo do sistema, independentemente da distância entre as subestações onde encontram-se instaladas as PMUs.

Dessa forma, além de fornecer às PMUs uma fonte de sincronismo altamente confiável e com uma exatidão de tempo que atenda os requisitos das diversas aplicações, o sistema GPS, foi o meio escolhido para fornecer a etiqueta de tempo para as medidas realizadas pelas PMUs nos SEE.

3.2.3 Concentrador de Dados - PDC

Nos SPMS os dados continuamente enviados pelas PMUs são recebidos pelo PDC de forma assíncrona. O PDC por sua vez, utilizando as etiquetas de tempo com as quais esses dados foram anteriormente formatados, ordena-os, de modo a formar conjuntos referentes a um mesmo instante de tempo. Durante esse processo, o PDC também tem a função de verificar a integridade e plenitude dos dados recebidos das PMUs, adequadamente tratando anomalias quando detectadas (EHRENSPERGER, 2004)

Desse processo são gerados fluxos de dados que podem ser disponibilizados pelo PDC em tempo real, por meio de interfaces de

comunicação, para o uso em aplicações de visualização, monitoramento, controle e proteção de SEE. Os dados podem ainda ser armazenados em formato histórico em banco de dados, para posteriormente serem utilizados, por exemplo, na realização de análises post-mortem de perturbações ou em estudos de validação de modelos.

Algumas implementações de PDC consideram também atribuição deste equipamento monitorar o estado dos SPMS, no que se refere à disponibilidade e funcionamento das PMUs e de outros PDCs. Neste caso, o PDC pode fornecer arquivos contendo informações do histórico das falhas de todas as PMUs, perdas de sincronismo, erros de transmissão e falhas internas em suas próprias rotinas (MARTIN, 2011).

As funções acima descritas são normalmente realizadas por rotinas computacionais implementadas no hardware do PDC. Porém, devido ao caráter ainda incipiente que o desenvolvimento de PDCs apresenta em âmbito mundial, não existe ainda um consenso quanto à estrutura das rotinas computacionais, tampouco quanto à configuração de hardware de um PDC, nem há nenhuma norma que defina os requisitos funcionais desse equipamento. De maneira que hoje os PDCs são ainda uma solução particular, projetados para atender as aplicações de interesse de um determinado SPMS (FÜRSTENBERGER, 2010).

3.2.4 Canais de Comunicação

Considerando a estrutura e operação dos sistemas de medição fasorial, os canais de comunicação têm como função claramente definida viabilizar a transferência de dados entre as PMUs e o PDC, assim como permitir a troca de informações entre PDCs de diferentes níveis hierárquicos ou de diferentes áreas. Atualmente, os canais de comunicação considerados para uso em SPMS, incluem links de fibra óptica, canais de microondas, sistemas de satélites, como o sistema LEO (*Low-Earth Orbiting*), redes de baixa e média tensão – tecnologia PLC (*Power Line Communication*), linhas telefônicas e até mesmo a própria Internet com o sistema de Virtual Private Network (VPN) (AGOSTINI, 2006).

Os aspectos mais importantes a serem considerados na escolha do canal de comunicação utilizado em um SPMS são a disponibilidade do canal e os atrasos inerentes à transmissão de informações, denominada de latência, uma vez que o desempenho e a rapidez no envio de informações requeridas por determinada aplicação desejada estão

diretamente associados com o tipo de canal de comunicação escolhida (TREVISAN, 2010).

Por exemplo, aplicações de controle e proteção exigem canais extremamente confiáveis e de baixa latência, fato que não é tão relevante para aplicações de monitoração/visualização em SEE. Assim, as vantagens e desvantagens de cada canal de comunicação devem ser consideradas de modo a se escolher a opção mais adequada, que corresponda a requisitos técnicos e financeiros, determinados pelas características particulares de cada SEE, e principalmente pelas aplicações pretendidas para o SPMS em questão (EHRENSPERGER, 2004).

3.3 APLICAÇÕES

Apesar de a medição fasorial sincronizada ser um tecnologia recente, variedades de diferentes aplicações baseadas em dados de SPMS tem sido estudadas, propostas e implementadas com benefícios significantes para os SEE nos últimos anos (EPRI, 2007b). A depender de sua natureza, as aplicações da tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada para SEE podem ser organizadas em três categorias:

- Aplicações de Monitoramento e Visualização.
- Aplicações de Análise e Planejamento.
- Aplicações de Controle e Proteção.

3.3.1 Aplicações de Monitoração e Visualização

Consistem de aplicações para suportar a operação em tempo real, provendo ampla visualização da rede elétrica e aumentando o poder de ação e decisão dos operadores, pois possibilitam um melhor entendimento sobre as condições atuais de operação e permitem que problemas emergentes na rede elétrica sejam evidenciados com antecedência.

3.3.1.1 Visualização da Dinâmica em Tempo Real

Aplicação básica, cujo objetivo é fornecer ferramentas para a visualização do comportamento dinâmico do sistema elétrico em tempo real, utilizando dados provenientes de SPMS. Essas ferramentas têm a habilidade de simultaneamente apresentar diretamente nos centros de operação e controle quantidades como magnitudes de tensão e corrente, ângulo de fase, defasagem angular, junto com fluxos de potência em linhas de transmissão, status de disjuntores em subestações e variáveis definidas nos estudos de planejamento para auxiliar na operação, baseadas nas combinações de medidas elétricas. Também podem fornecer tabelas com estatísticas relevantes da operação do sistema, além de Identificar, monitorar e produzir alarmes para condições de estresse na rede elétrica, baseados, por exemplo, na diferença angular de importantes corredores de interligações.

A primeira ferramenta de visualização da dinâmica de SEE baseada na tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada foi desenvolvida pela BPA (*Boneville Power Administration*), no ano de 1997. Chamada de *Stream Reader*, a ferramenta apresentava em consoles nos centros de operação e controle, dados em tempo real obtidos de sua rede de PMUs. Atualmente existem inúmeras outras ferramentas de visualização sistêmica disponíveis, dentre as quais podemos citar: SCE SMART® - *Synchronized Measurement and Analysis in Real Time*, RTDMS - *Real Time Dynamics Monitoring System*TM, AREVA T&D's E-terravisionTM e PowerWord Retriever (NERC, 2010a).

3.3.1.2 Detecção e Análise de Oscilações Eletromecânicas

A detecção de oscilações eletromecânicas pouco amortecidas em SEE está entre as aplicações que necessitam das altas taxas de transmissão de dados dos SPMS, e que os convencionais sistemas SCADA não são capazes de fornecer. Oscilações eletromecânicas de baixa frequência em SEE ocorrem quando um gerador individual ou grupo de geradores oscilam contra outros geradores que operam em sincronismo em um mesmo sistema. Causadas pela transferência de potência e pelos controles rápidos desses geradores na tentativa de manter o equilíbrio carga/geração, oscilações de baixa frequência são comuns na maioria dos SEE. Quando pouco amortecidas, essas

oscilações podem representar uma condição de operação de desempenho insatisfatório do sistema (ponto de operação de risco), podendo levar o sistema à instabilidade.

Dados sincronizados fornecidos pelos SPMS (frequência, defasagem angular, fluxo de potência e tensão) são fundamentais para detectar e caracterizar oscilações de baixa frequência em SEE, em função de parâmetros como frequência e amortecimento. Desses dados podem ser estimados também os *mode shapes*, que apresentam uma indicação direta das áreas do sistema que estão contribuindo para a formação dos modos de oscilações, bem como se realizar os cálculos dos fatores de participação, informação útil para melhorar o ajuste das ações de controle no sentido de atuar nos modos críticos.

Dentre as técnicas utilizadas para a identificação dos modos de oscilações em SEE por meio dos dados fornecidos por um SPMS, destacam-se os métodos paramétricos e os não-paramétricos. Os métodos paramétricos são baseados em modelos obtidos a partir dos dados medidos. As propriedades dos modos são obtidas a partir dos parâmetros desses modelos. Esses métodos são capazes de identificar frequência, amplitude, amortecimento e fase da oscilação. Dentre os métodos paramétricos mais utilizados podem-se citar os métodos de Prony (HAUER, 1991; SANTOS, 2008) e os métodos de identificação do subespaço de estados (N4SID) (PRIOSTE, 2011). Já os métodos não-paramétricos são baseados na decomposição no domínio da frequência e destacam-se por possuírem elevada robustez. Contudo, por não serem baseados em modelos, algumas propriedades como amortecimento e fase, não podem ser determinadas. A Transformada Discreta de Fourier – DFT e a Transformada de Hilbert são exemplos de métodos não-paramétricos (MESSINA, 2009).

3.3.1.3 Monitoramento da Estabilidade de Tensão

O fenômeno da instabilidade de tensão em SEE está diretamente relacionado com a ausência de suporte de potência reativa no sistema ou limitações nos sistemas de transmissão em suprir potência reativa para áreas onde esta é necessária. Muitos SEE possuem limites de transmissão de potência relacionados à estabilidade de tensão, e colapsos de tensão podem ocorrer muito rapidamente se esses limites forem ultrapassados.

Medidas fasoriais permitem melhorar, mas não são essenciais para a monitoração do perfil de tensão e das reservas de potência reativa

dos SEE, uma vez que essas tarefas podem ser realizadas utilizando informações provenientes dos atuais sistemas SCADA (NERC, 2010a). Contudo, estas são muito úteis na determinação da sensibilidade da tensão em relação à potência reativa, fornecendo um indicador para se estimar a proximidade do atual ponto de operação do sistema à instabilidade de tensão (EPRI, 2007), bem como na determinação de índices de estabilidade, que levam em consideração a potência transferida e a tensão na barra, de forma a estipular limites de intercâmbios (MOMOH *et al.*, 2008). Essas informações podem ainda serem apresentadas em tempo real nos centros de operação e controle por meio das curvas PV e PQ de determinadas barras críticas do sistema, pré-determinadas nos estudos de planejamento.

3.3.1.4 Estimação de Estados

A estimação de estados desempenha o importante papel de processar telemidas, pseudo-medidas e outras informações relevantes em tempo real sobre as condições de operação da rede elétrica, a fim de fornecer uma estimativa confiável dos estados, que em um SEE, são definidos pelo módulo e ângulo das tensões em todas as barras do sistema. Com esses valores, é possível calcular qualquer grandeza de interesse, como injeções nodais, correntes e fluxos nos ramos do sistema (SIMÕES COSTA; ALBUQUERQUE, 2011).

Até os últimos anos, as medidas analógicas processadas pelos Estimadores de Estados eram fornecidas apenas pelos sistemas SCADA, e se tratavam de medidas de módulo de tensão, injeção e fluxo de potência ativa e reativa e, em alguns casos, módulos de corrente nos ramos.

A disponibilidade dos SPMS fez surgir a motivação para se investigar os efeitos da incorporação de medidas fasoriais sincronizadas a planos de medição processados por estimadores de estado. O interesse é justificável não apenas pelo fato de que medidas fasoriais apresentam em geral um nível maior de exatidão que as adquiridas do sistema SCADA. Há também o aspecto relevante de que variáveis cuja medição era antes inviável passam a ser monitoráveis via SPMS (SIMÕES COSTA *et al.*, 2008). Este é o caso dos ângulos de fase das tensões nodais e dos fasores corrente nos ramos da rede elétrica. Resultados recentes mostram que a incorporação de medidas fasoriais sincronizadas proporciona uma melhoria no desempenho e na robustez do estimador (SLUTSKER *et al.*, 1995; YOON, 2005; SIMÕES COSTA *et al.*, 2008;

MELIOPOULOS *et al.*,2010; SIMÕES COSTA; ALBUQUERQUES, 2011).

3.3.1.5 Recomposição da Rede Elétrica

A recomposição da rede elétrica após uma perturbação é um dos grandes desafios que os operadores de SEE têm enfrentado na operação desses sistemas. O processo de recomposição é complexo, pois envolve um grande número de restrições em geradores, equipamentos de transmissão, distribuição e carga, e o sistema elétrico deve ser recomposto o mais rápido possível, a fim de limitar o impacto ao sistema e restabelecer o quanto antes o fornecimento de energia elétrica aos consumidores afetados (LIN; WEN, 2007).

Recentes estudos têm demonstrado que além de abrirem novas oportunidades e possibilitarem novas abordagens, dados fasoriais têm trazido contribuições significativas para o processo de recomposição da rede elétrica (KOELLNER *et al.*, 2006; KOLLURI *et al.*, 2009; NERC, 2010b; ZHIJUN *et al.*, 2011), ajudando a diminuir o número de insucessos e o risco de instabilidade durante as tentativas de recomposição, minimizando assim também, o tempo total de todo o processo.

Por exemplo, dados fasoriais possibilitam uma rápida identificação da formação de ilhas elétricas e pontos de separação do sistema por meio da observação da variação excessiva na frequência e/ou pela rotação livre dos vetores de ângulo de tensão de algum ponto do sistema (GIRI *et al.*, 2012). A habilidade também dos SPMS de medir diretamente as condições de operação do sistema, permite que dados como frequência e ângulo de fase entre dois sistemas isolados ou terminais de uma linha de transmissão ou disjuntor, possam ser comparados em tempo real, dando ao operador condições mais precisas de saber se é possível sincronizar dois sistemas isolados, religar uma linha de transmissão ou recompor uma subestação, além de proporcionar um feedback imediato sobre o sucesso ou não de uma manobra de recomposição.

3.3.2 Aplicações de Análise e Planejamento

Estas aplicações visam melhorar a compreensão do desempenho de SEE, prover análises mais precisas de eventos e permitir a verificação da qualidade dos modelos utilizados nos estudos de análise e planejamento de SEE. Elas também foram as primeiras aplicações da tecnologia de mediação fasorial sincronizada desenvolvidas para utilização em SEE. E como utilizam dados fasoriais armazenados em formato de arquivo histórico, estas aplicações podem ser realizadas em até mesmos dias ou meses após os dados serem coletados por um SPMS. Isto também permite à essas aplicações, a utilização de canais de comunicação com requisitos de maior latência e de menor custo.

3.3.2.1 Análise de Perturbações

Dados fornecidos por SPMS são essenciais para a análise de perturbações em SEE, principalmente para eventos mais complexos e de grandes proporções, onde há a atuação de vários elementos de proteção e controle (NERC, 2010a). A maior exatidão e a sincronização dos dados são fundamentais para a reconstituição da sequencia exata de eventos, ajudando a apontar as causas que podem ter contribuído para falhas catastróficas em SEE. Há vários exemplos do uso de dados fasoriais para análise de grandes perturbações em SEE (TAYLOR; ERICKSON, 1997; KOSTEREV *et al.*, 1999, US.-CANADA, 2004; DECKER *et al.*, 2010b). A qualidade e a velocidade dessas análises foram significativamente melhoradas.

3.3.2.2 Validação de Modelos de Simulação

A capacidade dos SPMS de registrar o desempenho dos SEE em condições normais de operação e durante a ocorrência de eventuais distúrbios, permite que os modelos de simulação utilizados nos estudos de planejamento e operação de SEE sejam validados contra dados provenientes de eventos reais ocorridos no sistema, assegurando que modelos identificados como inadequados sejam substituídos por modelos que reflitam mais fielmente o comportamento real de um determinado componente de SEE. Os SPMS permitem ainda de forma

inédita, realizar uma análise da qualidade dos modelos, utilizando uma abordagem de Validação de Modelos de Sistemas (System Wide Model Validation), onde todo o sistema é representado (DE LA REE *et al.*, 2010).

3.3.3 Aplicações de Controle e Proteção

Aplicações de Controle e proteção contemplam aplicações que utilizam informações obtidas em pontos de um SEE por um SPMS, e têm por função promover ações diretas ou contínuas no sentido de manter a estabilidade desse sistema, atuando de maneira preventiva ou corretiva (TERZIJAT *et al.*, 2010). Essa categoria de aplicações tem sido objetivo de muitas pesquisas nos últimos anos, em função dos grandes benefícios que tendem a oferecer aos SEE. Contudo, há ainda poucas aplicações de controle e proteção atualmente em uso nos SEE pelo mundo, em grande parte devido aos altos requisitos de comunicação (baixa latência) exigidos por essas aplicações (DE LA REE *et al.*, 2010).

3.3.3.1 Sistemas Especiais de Proteção e Controle

Sistemas especiais de proteção e controle (SEPs) são sistemas automáticos de controle implantados nas estações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica com os objetivos de: melhorar a segurança do sistema, evitando tanto a propagação de desligamentos em cascata quanto de distúrbios de grande porte; permitir maior utilização dos sistemas de geração, transmissão e distribuição; e prover proteção adicional a determinados componentes do sistema elétrico. Tradicionalmente os SEPs realizam a tomada de decisão baseados em eventos específicos, como aberturas de linhas de transmissão, níveis de tensão e/ou frequência, por exemplo. Esses sistemas têm suas ações definidas a partir de estudos elétricos, onde são consideradas determinadas contingências, diferentes períodos de carga e diferentes configurações para a rede elétrica.

O uso de dados fasoriais permite que o estado global do sistema seja levado em conta na implementação das regras de controle dos SEPs, possibilitando o desenvolvimento de esquemas adaptativos, que possuem a habilidade de em tempo real se auto-ajustar às condições de

operação vigentes para a tomada da melhor ação possível, minimizando o número de aberturas de elementos do sistema e montantes de corte de carga e geração, necessários para manter a integridade do sistema, quando da ocorrência de alguma perturbação.

Em (PESENTE, 2009), por exemplo, um SEP para corte de geração na UHE Itaipu 60Hz utilizando dados fasoriais é proposto. Esse esquema proporciona maior seletividade às ações de controle do Esquema de Controle de Emergência (ECE) do Sistema de Transmissão de Itaipu, por meio do monitoramento da dinâmica do sistema sob distúrbio, possibilitando ao esquema a capacidade de em tempo real verificar a necessidade ou não de corte de geração na UHE Itaipu 60 Hz, bem como o montante mínimo de geração, a fim de evitar a instabilidade do SIN.

3.3.3.2 Controle para o Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas

Esquemas de controle baseado na tecnologia de medição fasorial sincronizada podem ser uma alternativa para melhorar a estabilidade a pequenos sinais, contribuindo para o amortecimento de oscilações eletromecânicas pouco amortecidas ou instáveis, que podem causar blecautes ou limitar o fluxo de potência entre áreas dos SEE.

Os SPMS abrem a possibilidade de se utilizar sinais remotos, obtidos por todo o sistema elétrico, para o desenvolvimento de estruturas de controles mais complexas, e que permitem se mover de um conceito de controle essencialmente local, para um conceito de controle coordenado e centralizado (DE LA REE *et al.*, 2010).

Diversos trabalhos propostos na literatura têm demonstrado que informações sistêmicas proveniente de SPMS têm possibilitado melhorias na observabilidade de modos de oscilações pouco amortecidos em SEE, fornecendo também amortecimento adicional a esses modos (KAMWA *et al.*, 1998; CHOW *et al.*, 2000; DOTTA *et al.*, 2007).

3.3.3.3 Geração Distribuída

A introdução da geração distribuída em SEE está se tornando cada vez mais generalizada, com o aumento da consciência social em questões como proteção ambiental e conservação de energia. Hoje, a capacidade instalada de geração distribuída constitui uma proporção

significativa na demanda de energia dos SEE e esta tende a se tornar cada vez maior. Contudo, esse aumento vem trazendo também grandes desafios técnicos para a operação confiável e segura da rede elétrica.

Os SPMS também fornecem soluções no campo da geração distribuída e tem auxiliado na integração dessas fontes aos SEE. Dados fasorias tem se mostrados eficazes no desenvolvimento de esquemas mais rápidos e precisos para a detecção e desconexão de plantas de geração distribuídas, no caso de ilhamento com carga da rede elétrica (ISHIBASHI *et al.*, 2004; LAVERTY *et al.*, 2011) . Em (BAONI *et al.*, 2010), uma malha de controle suplementar utilizando dados fasorias é proposta para implementação em parques eólicos, possibilitando que geradores eólicos também contribuam para a regulação da frequência e manutenção da estabilidade em SEE.

3.4 NORMAS

Após duas décadas de desenvolvimento pelo mundo, a tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada, em função das novas possibilidades criadas e dos benefícios proporcionados para a operação e o planejamento dos SEE, vem se firmando cada vez mais como uma tecnologia essencial e imprescindível para utilização em SEE nos dias atuais e no futuro.

Em grande medida, o sucesso desta empreitada depende e continuará a depender do estabelecimento de padrões de desempenho e de procedimentos de verificação de conformidade, principalmente no que diz respeito às PMUs, para acomodar de maneira consistente e satisfatória o rápido desenvolvimento dos SPMS e a grande quantidade de aplicações, que utilizam dados sincronizados em um ambiente com múltiplos fabricantes.

Neste contexto, com o propósito de introduzir e apoiar o desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial sincronizada e de seus respectivos sistemas associados, no ano de 1995 foi publicada a primeira norma a respeito da tecnologia de medição fasorial sincronizada em SEE. A norma para sincrofases, IEEE Std 1344 (IEEE, 1995), introduziu o conceito de sincrofase e estabeleceu formatos de dados e requisitos de sincronização para permitir a transmissão de dados entre várias fontes e diferentes sistemas de medição, uma vez que até o momento, não havia nenhum padrão adequado disponível para a medição dos sincrofases, nem requisitos

para a transferência de dados em tempo real para este tipo de medida (MARTIN, 2011).

No ano de 2005, em substituição e atualização à norma IEEE Std 1344, foi publicada a norma para sincrofasores IEEE Std. C37.118 (IEEE, 2005b). Esta norma trouxe a definição de importantes conceitos como: sincrofasores, sincronização temporal e etiqueta de tempo, além de apresentar o conceito de Erro vetorial Total (TVE – *Total Vector Error*). Adicionalmente, estabeleceu também requisitos de desempenho em regime permanente e procedimentos de testes para aferição da qualidade das PMUs, bem como reformulou os padrões de transmissão de dados, estabelecendo-se novos formatos para o envio de mensagens.

Em 2011 a norma para sincrofasores IEEE Std. C37.118 foi revisada e ampliada. Dentre as principais modificações com relação à versão anterior está a divisão da norma em dois documentos: IEEE Std 37.118.1 - *Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems* (IEEE, 2011a), relativa à medição de sincrofasores e requisitos técnicos e IEEE Std 37.118.2 - *Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems* (IEEE, 2011-2), que trata dos aspectos da comunicação de dados fasoriais. Essa divisão foi motivada por maior difusão da norma e para facilitar o uso de outros protocolos de comunicação para transferência de dados fasoriais, visando a harmonização com o padrão de comunicação IEC 61850 (*Communication Networks and System in Substation*) (MARTIN, 2011).

Outras novidades trazidas pela última versão da norma são a especificação e definição de outras duas grandezas a serem estimadas pelas PMUs, além do sincrofasor: frequência e taxa de variação de frequência (ROCOF – *Rate of Change of Frequency*); requisitos adicionais e testes para avaliação de desempenho para PMUs, incluindo-se agora, além do regime permanente, o regime dinâmico; e a definição de classes de performance para as PMUs: Tipo P (Proteção) e Tipo M (Monitoramento).

CAPÍTULO 4

SPMS E A VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO EM SEE

4.1 INTRODUÇÃO

Conforme visto no capítulo anterior, os SPMS nos últimos anos estão se tornando amplamente disponíveis para utilização em SEE, pois além de proporcionarem soluções inovadoras a tradicionais problemas, têm oferecidos aos responsáveis pelo planejamento e operação dos SEE um conjunto de novas aplicações, que estão permitindo aumentar a confiabilidade e a segurança destes sistemas.

Do ponto de vista da validação de modelos, os SPMS surgem como uma nova e valiosa ferramenta para a melhoria na realização desse processo, uma vez que esses sistemas são capazes de registrar o desempenho dinâmico e em regime permanente dos SEE, para condições normais de operação e na ocorrência de eventuais distúrbios, que é exatamente o que se deseja conhecer por meio das simulações computacionais realizadas no âmbito dos estudos de planejamento e operação de SEE (NERC, 2010b). Além disso, agora não é mais necessário indisponibilizar equipamentos do sistema ou de operá-los em condições não usuais, por necessidade de validação de seus modelos por

meio de testes em campo, o que é tecnicamente mais prático, seguro e econômico para o sistema.

Contudo, o principal benefício fornecido pela tecnologia de medição fasorial sincronizada ao processo de validação de modelos de SEE, é possibilitar a realização de uma análise da qualidade dos modelos, utilizando uma abordagem de Validação de Modelos de Sistemas (*System Wide Model Validation*), em que todo o sistema é representado. Até o surgimento de SPMS, a validação de modelos em SEE era quase que exclusivamente restrita a validação de um único componente da rede elétrica (DE LA REE et al., 2010).

O desenvolvimento dos SPMS resultou na instalação de WAMS em vários SEE. E estes WAMS, por meio das PMUs, possibilitam a aquisição de medidas sincronizadas de variáveis do sistema em localizações distantes geograficamente. Essas medidas, por sua vez, são enviadas para um PDC, que as ordenam, por meio da etiqueta de tempo, formando conjuntos referentes a um mesmo instante de tempo, fornecendo assim, a infraestrutura necessária para a realização da validação de modelos de sistemas (DECKER et al., 2010a).

4.2 PRINCÍPIOS DA VALIDAÇÃO DE MODELOS UTILIZANDO SPMS

De uma forma simples, a idéia geral da validação de modelos utilizando a tecnologia de medição fasorial sincronizada, seja para um único componente ou para todo o sistema, é comparar e avaliar se os resultados de simulações utilizando modelos matemáticos, para determinados eventos no sistema, correspondem razoavelmente às respostas registradas por um SPMS, para os mesmos eventos ocorridos no sistema real. Contudo, como para qualquer processo de validação, faz-se necessário definir etapas e requisitos, bem como estabelecer critérios, a fim de garantir uma comparação válida e melhor avaliar se os modelos são satisfatórios para os propósitos que são requeridos.

4.2.1 Tipo de Modelo

Definir o tipo de modelo que se pretende validar é o primeiro passo para realização do processo de validação, pois como apresentado

no Capítulo 2, há diferentes categorias de modelos para estudos em SEE. Dados fornecidos por SPMS podem ser utilizados na validação de modelos para estudos de regime permanente (Fluxo de potência), mas acima de tudo, têm se mostrado muito úteis na validação de modelos dinâmicos para estudos da estabilidade eletromecânica em SEE (ALLEN et al., 2010). Em função das taxas de amostragem suportadas atualmente pelos SPMS, ainda não é possível validar modelos dinâmicos para estudos de transitórios eletromagnéticos.

4.2.2 Dados para Validação

Após a definição do tipo de modelo, o próximo passo é definir os dados que serão utilizados no processo de validação. Os SEE são ricos em informações que podem ser obtidas pelos SPMS para utilização no processo de validação de modelos. Dados para a realização da comparação entre a resposta real e a simulada podem ser obtidos dos registros de grandezas elétricas do sistema nas seguintes situações:

1. **Regime Normal:** Refletem a resposta do sistema a mudanças da carga e a outros pequenos estímulos no sistema, e são caracterizados por possuírem pouca ou nenhuma dinâmica envolvida.
2. **Perturbações Naturais:** Os dados são obtidos após a ocorrência de uma perturbação natural no sistema. Dependendo da perturbação, grandes interações dinâmicas podem ser produzidas no sistema.
3. **Perturbações Artificiais:** São eventos aplicados ao sistema visando estimulá-lo a desenvolver um comportamento dinâmico capaz de fornecer informações para serem utilizadas no processo de validação de modelos sem, contudo, submeter o sistema a riscos ou causar-lhe algum dano. Aberturas programadas de Linhas de transmissões, chaveamento de elementos shunts (reatores e capacitores), rejeição de unidades geradoras, pequenas modulações na potência de saída de sistemas HVDC e até a inserção de um resistor de frenagem de 1400 MW são alguns exemplos de perturbações artificiais já utilizadas em SEE, com o propósito de validação de modelos.

4.2.3 Requisitos de Validação

A fim de garantir uma comparação válida entre a resposta real e a simulada, alguns requisitos devem ser levados em conta no processo de validação (HUANG et al., 2009):

- As condições do sistema anteriores ao distúrbio devem ser adequadamente representadas nos casos de fluxo de potência utilizados no processo de simulação.
- O processo de simulação deve ser fiel à sequência de eventos ocorrida durante um distúrbio no sistema.
- Para validação de modelos dinâmicos, os eventos devem produzir repercussões dinâmicas suficientes em grandezas elétricas do sistema, de acordo com as características do modelo e o tipo de modelo que se deseja avaliar. Grandes perturbações em geral são uma ótima fonte de registros para tal propósito. Por exemplo, nos Estados Unidos, o grupo de trabalho para monitoração de perturbações no sistema da WECC (Western Electricity Coordinating Council), conforme sua experiência adquirida com outros estudos de validação realizados, pré definiu uma lista de eventos a serem retidos, de modo a serem utilizados na validação de modelos dinâmicos. Dentre esses eventos podemos citar: Perda de carga ou geração maior ou igual a 2000 MW; Separação do Sistema; Eventos que envolvam a atuação de ECEs; Oscilações de frequência ou potência em Linhas de Transmissão como amortecimento menor ou igual a 3%, para qualquer modo com frequência inferior a 1 Hz.

4.2.4 Critérios de Avaliação

No processo de validação, definir sobre até que ponto as respostas fornecidas pelos modelos podem ser consideradas adequadas ou não, quando comparadas com as respostas obtidas por SPMS, seja talvez a tarefa mais difícil, porém mais importante de todo o processo.

Na maioria das vezes irão ocorrer diferenças entre a resposta medida e simulada, uma vez que nesse processo existem incertezas e

imprecisões envolvidas, que estão associadas a diversos fatores. Por exemplo, a determinação do ponto de operação do sistema antes da ocorrência de um evento, geralmente, é uma tarefa complexa e sujeita a incertezas, dada a grande quantidade de dados envolvidos na montagem e ajuste de um caso de fluxo de potência para um SEE. Há também questões relacionadas a erros de medição. Apesar de as PMUs serem equipamentos muito exatos, equipamentos de medição, tais como TCs e TPs, podem introduzir erros no processo de cálculo dos fasores ou de outras grandezas elétricas realizadas por estas.

Nesse sentido, é necessário definir critérios, a fim de avaliar se as respostas fornecidas pelos modelos de simulação são satisfatórias, quando comparadas com os registros obtidos por SPMS. Nos estudos de validação de modelos realizados pelo mundo atualmente, critérios baseados em análise qualitativa e quantitativa vêm sendo utilizados para tal propósito (KOSTEREV et al., 1999), (DECKER et al., 2010a), (ASMINE et al., 2011).

4.2.4.1 Critérios Qualitativos

São baseados na análise e comparação da similaridade de forma entre as respostas obtidas do processo de simulação computacional com as respostas registradas do sistema real de variáveis relevantes do sistema, tais como: frequência, tensão, diferenças angulares e fluxos de potência em linhas de transmissão.

Quando variáveis relevantes como essas são examinadas em uma janela de tempo, a similaridade de forma entre a resposta simulada e a resposta medida é mais importante que as diferenças numéricas verificadas. Um comportamento qualitativo similar entre a resposta simulada e os dados medidos para um SPMS, tende a gerar uma grande confiança nos modelos de simulação utilizados.

Baseados em uma análise qualitativa, indicadores para se avaliar a qualidade dos modelos podem ser propostos, considerando as seguintes premissas (DECKER et al., 2010a):

- Os modelos preveem estabilidade ou instabilidade do sistema.
- Os modelos preveem a natureza da resposta do sistema: comportamento oscilatório, amortecimento, etc.

- Os modelos preveem variação similar na excursão de variáveis, com máximos e mínimos ocorrendo em tempos compatíveis.

4.2.4.2 Critérios Quantitativos

São baseados em diferenças numéricas entre os resultados das respostas simuladas com as respostas reais apresentas pelo sistema. Por exemplo, os valores da frequência e amortecimento dos principais modos de oscilações eletromecânicas presentes no sistema, podem ser utilizados nesta comparação, uma vez que refletem propriedades básicas e características fundamentais da resposta dinâmica dos SEE (DECKER et al., 2010a).

4.3 ABORDAGENS

Em função da abrangência dos modelos avaliados, a validação de modelos utilizando a tecnologia de mediação fasorial pode ser dividida em duas diferentes abordagens: Validação de Modelos de Sistemas e Validação de Modelos de Componentes. A seguir são apresentados os principais aspectos e características de cada uma dessas abordagens.

4.3.1 Validação de Modelos de Sistemas

A Figura 7 apresenta um diagrama esquemático do processo de validação de modelos de sistemas, em que é feita a avaliação da qualidade dos modelos por meio da comparação dos resultados de simulações, onde todo o sistema é representado, com dados obtidos por um SPMS.

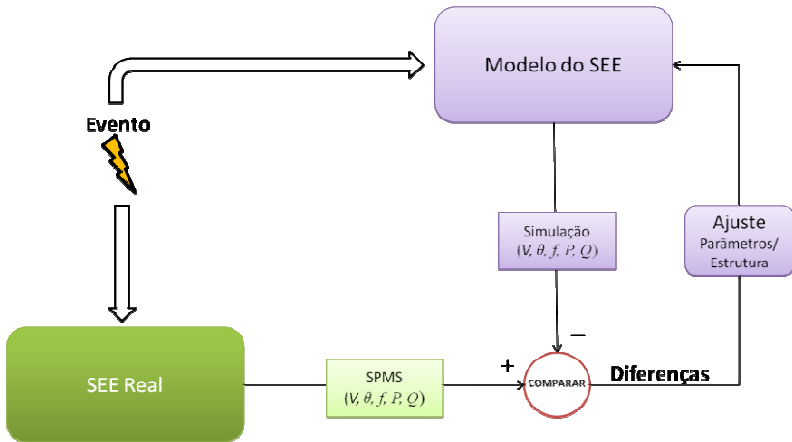


Figura 7 – Diagrama Esquemático do Processo de Validação de Modelos de Sistemas Utilizando SPMS.

Os principais desafios desta estratégia estão na complexidade de gerenciamento da grande quantidade de modelos e dados envolvidos no processo de simulação. Por exemplo, o ajuste do caso de fluxo de potência, contendo as condições de operação observadas no sistema no momento anterior à ocorrência do evento, para todo o sistema, é um processo muito trabalhoso, geralmente manual e que pode consumir muito tempo, dada a grande dimensão dos SEE (KOSTEREV; DAVIES, 2010). Só para se ter uma ideia, esse ajuste envolve a determinação da topologia da rede elétrica, despacho de geração de potência ativa e reativa em todas as unidades geradoras em operação no sistema, demanda de carga, fluxos sobre linhas de transmissão e transformadores, status de equipamentos shunt manobráveis (Reatores e Capacitores), que no caso dos localizados na distribuição e sub-transmissão nem sempre estão disponíveis.

Há também a dificuldade de se coletar informações a respeito da sequência exata de eventos, em todo o sistema, durante a ocorrência de grandes perturbações, para uma reprodução fiel no processo de simulação, uma vez que nem todos os eventos envolvidos são possíveis de serem capturados, e por sua vez, quando disponíveis, muitas vezes as informações são coletadas por dispositivos que não dispõem de mecanismos de sincronização de tempo (HUANG et al., 2009). Por último, avaliar se as respostas fornecidas pela simulação computacional são satisfatórias e apontar problemas, quando diferenças existirem, requer grande conhecimento técnico por parte dos analistas responsáveis

por este processo, uma vez que um número elevado de modelos está envolvido na simulação.

É importante salientar que, embora seja um procedimento complexo, esta estratégia oferece uma oportunidade de comparação, e uma visão macro da interação dos modelos dentro de um grande sistema, permitindo saber se o comportamento apresentado pelo sistema durante a ocorrência de alguma perturbação é também representado pelos modelos nas simulações computacionais realizadas.

Um exemplo pioneiro e de grande sucesso dessa abordagem foi a validação de modelos realizada no blecaute de agosto de 1996, no Oeste dos Estados Unidos (KOSTEREV et al., 1999). Este evento foi uma perturbação complexa, que incluiu colapso de tensão, oscilações crescentes de potência, perda de geração e perda de carga em montantes da ordem de 30 GW, afetando mais de 7,5 milhões de consumidores no Oeste dos Estados Unidos.

Os resultados da tentativa de reprodução desse evento nos modelos de simulações apresentaram um comportamento totalmente diferente dos resultados reais capturados por um SPMS. Um grande esforço foi realizado, então, na tentativa de se identificar quais modelos e dados apresentavam problemas, e que deveriam ser revisados. As modificações e melhorias implementadas permitiram uma boa reprodução do blecaute em ambiente de simulação, conforme pode ser visto na Figura 8, garantindo maior confiança nos modelos e dados utilizados para representação do sistema. As lições tiradas da realização deste estudo têm também ainda um grande impacto em como os estudos de validação de modelos de sistemas são realizados atualmente (NERC, 2010b).

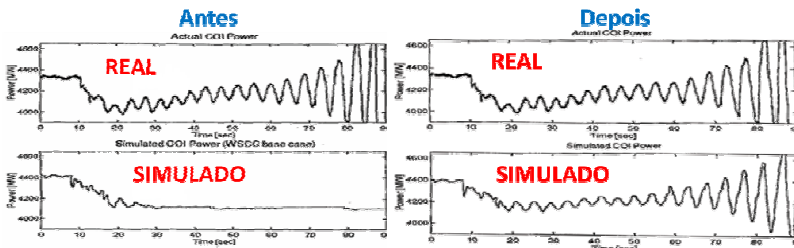


Figura 8 – Validação de Modelos realizada no blecaute de agosto de 1996, no Oeste dos Estados Unidos

FONTE: (KOSTEREV et al., 1999)

Nas referências (BURNETT et al., 1994), (DECKER et al., 2010a), (AGRAWAL; KOSTEREV, 2007) e (CHEN et al., 2012) encontram-se outros exemplos de validação de modelos utilizando essa abordagem. Em (DECKER et al., 2010), por exemplo, encontramos o primeiro trabalho de validação sistêmica de modelos realizada no SIN. Já em (BURNETT et al., 1994), apresenta-se o que é considerado o primeiro registro de WAMS, bem como de validação sistêmica de modelos realizado no mundo.

4.3.2 Validação de Modelos de Componentes

Para a validação modelos de componentes de SEE, duas estratégias diferentes utilizando dados registrados por SPMS, podem ser empregadas.

A primeira, cujo diagrama esquemático é apresentado na Figura 9, baseia-se na estratégia tradicional de validar modelos de componentes por meio de sua contínua monitoração, registrando seu desempenho real durante eventuais distúrbios que naturalmente venham a ocorrer no sistema, para depois comparar com os resultados de simulação apresentado pelo modelo do componente avaliado.

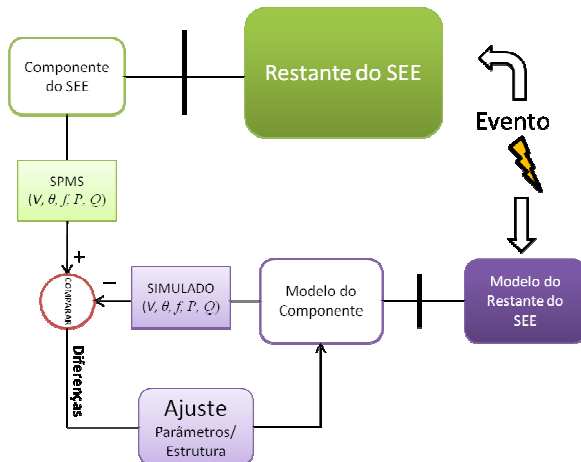


Figura 9 – Validação de Modelos de Componentes Utilizando SPMS: Processo Tradicional

A segunda estratégia, cujo diagrama esquemático é apresentado na Figura 10, é baseada no conceito de Simulação Dinâmica Híbrida (HUANG et al., 2006), que consiste na introdução de valores de grandezas elétricas reais no processo de simulação.

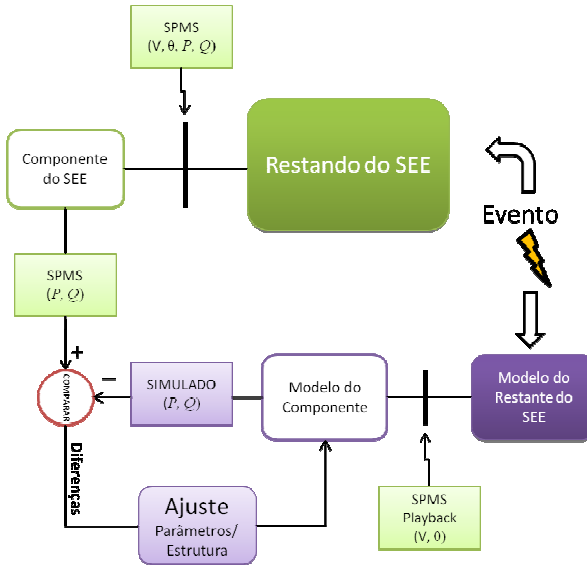


Figura 10 – Validação de Modelos de Componentes Utilizando SPMS: Simulação Dinâmica Híbrida.

Dessa forma é possível representar a aplicação de um distúrbio ocorrido em um SEE, no modelo do componente, por meio da reprodução de medidas reais de grandezas elétricas registradas por SPMS, no ponto de conexão do componente com o restante do sistema. Isto permite uma exata representação do distúrbio na simulação, tornando assim, mais intuitiva e fácil a tarefa de tirar conclusões a respeito dos resultados e identificar problemas com os modelos. Além do que, o conhecimento da sequência de eventos não é mais necessário, e a tarefa de ajuste do caso de fluxo de potência para a condição pré-evento torna-se simples. Em (TREVISAN, 2010), por exemplo, essa estratégia foi aplicada em um estudo de validação de modelos dinâmicos de unidades geradoras da UHE Itaipu.

CAPÍTULO 5

PROCEDIMENTOS PARA VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

5.1 INTRODUÇÃO

Nos capítulos anteriores foram descritos os principais tópicos envolvidos no desenvolvimento deste trabalho com o objetivo de estudar o estado da arte das práticas de validação de modelos de simulação em SEE utilizando a tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada. Neste e no próximo capítulo, o objetivo é aplicar a tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada em um estudo de validação de modelos e dados do SIN, a partir de uma abordagem de Validação de Modelos de Sistemas (*System Wide Model Validation*), onde todo o sistema é representado. Com este estudo, busca-se abordar os princípios e as principais dificuldades para implementação dessa metodologia de validação, bem como identificar deficiências e definir melhorias neste processo, com vistas à implantação do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada do SIN, ora em desenvolvimento pelo ONS (ANEEL, 2005). Os modelos de simulação considerados neste estudo são os integrantes dos bancos de dados para estudos de transitórios eletromecânicos e estabilidade a pequenas perturbações, administrado pelo ONS (ONS, 2012).

Desta forma, neste capítulo são apresentados a metodologia e os procedimentos utilizados na aplicação da tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada no estudo de validação de modelos e dados do Sistema Interligado Nacional, desenvolvido neste trabalho. Nele também são descritas e abordadas as principais características do SIN, bem como dos modelos dinâmicos e programas de simulação utilizados nos estudos de estabilidade eletromecânica do SIN. O Sistema de Medição Fasorial Sincronizada utilizado neste estudo também é descrito neste capítulo. Os resultados obtidos desse estudo, por sua vez são apresentados no Capítulo 6.

5.2 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

Com tamanho e características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil – Sistema Interligado Nacional (SIN) – é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2013a).

O SIN, do ponto de vista elétrico, é dividido em cinco subsistemas, quais sejam:

- **Subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO)** - abrange as regiões Sudeste e Centro-Oeste do país, com a exceção do estado do Mato Grosso do Sul.
- **Subsistema Sul (S)** - abrange a região Sul do país, além do estado do Mato Grosso do Sul.
- **Subsistema Nordeste (NE)** - abrange a região Nordeste do país, com a exceção do estado do Maranhão.
- **Subsistema Norte (N)** - abrange os estados do Pará, Tocantins e Maranhão.
- **Subsistema Acre/Rondônia** - abrange os estados do Acre e Rondônia.

Esses subsistemas operam interligados entre si, a fim de propiciar a integração inter-regional, conectando as diversas regiões geográficas do país e possibilitando a troca de energia entre elas, tornando o sistema

elétrico mais robusto e aumentando significadamente a confiabilidade no atendimento às cargas. Essa operação permite também aproveitar, de forma ótima, os recursos energéticos existentes no país a partir da exploração da complementaridade dos regimes hidrológico das diversas bacias do SIN.

Na Figura 11, é apresentada a configuração atual do SIN e as instalações planejadas para o horizonte de 2013.

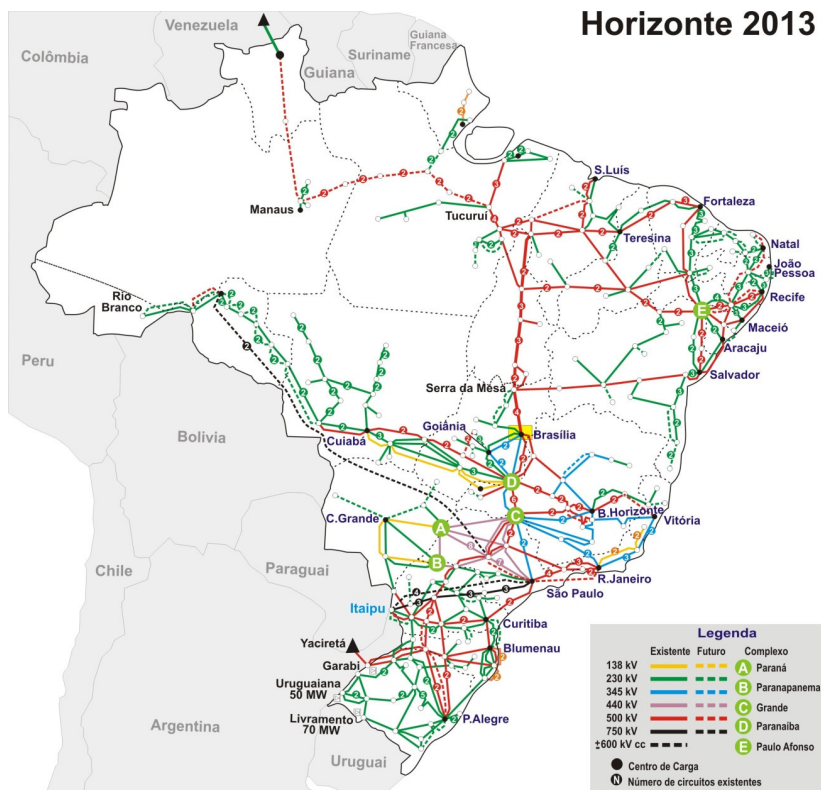


Figura 11 – Sistema Interligado Nacional

Atualmente, o SIN é responsável pelo atendimento de cerca de 97% do mercado brasileiro de energia elétrica, com uma demanda máxima verificada de 76.845 MW no mês de Fevereiro de 2013. Ao final de 2012, sua capacidade instalada alcançou a potência total de 109.216 MW, dos quais 83.321 MW de geração hidráulica (incluindo 7.000 MW correspondentes a 50% da capacidade instalada de Itaipu 60

Hz destinada ao mercado brasileiro e 4.869 MW de PCHs) e 18.720 MW em usinas térmicas (incluindo 2.007 MW de origem nuclear). A capacidade de produção total disponível corresponde a 115.416 MW, devido à disponibilidade de importação de 6.275 MW de Itaipu 50 Hz, contratados junto à ANDE/Paraguai (ONS, 2013b).

Outra característica singular do SIN é sua dimensão continental que lhe confere uma maior complexidade operacional quando comparado aos sistemas de outros países. A rede básica do sistema de transmissão brasileiro (linhas de transmissão com tensão igual ou superior a 230 kV) atingiu a marca de 106.525 km de extensão no final de 2012. A malha de transmissão do SIN tem papel de destaque no aproveitamento dos recursos de geração instalado nos diferentes pontos do território nacional, e um dos condicionantes de sua expansão, em função dos nossos recursos naturais, tem sido propiciar a otimização das interligações entre bacias hidrográficas, para o aproveitamento de suas complementaridades.

A título de informação, na Tabela 1, a seguir, encontram-se uma síntese com as principais características do Sistema Interligado Nacional.

Tabela 1 – Características do SIN

Capacidade de Geração Instalada	<ul style="list-style-type: none"> • 109.216 MW
Pico de Demanda	<ul style="list-style-type: none"> • 76.845 MW
Níveis de Tensão Utilizados na Transmissão	<ul style="list-style-type: none"> • 230 kV, 345 kV, 440 kV, 500 kV, 600 kV e 750 kV
Extensão das Linhas de Transmissão	<ul style="list-style-type: none"> • 230 kV CA – 47.939,7 km • 345 kV CA – 10.223,9 km • 440 kV CA – 6.728,2 km • 500 kV CA - 35.726,2 km • 600 kV CCAT – 3.224 km • 750 kV CA – 2.638 km
Estrutura da Capacidade Instalada de Geração	<ul style="list-style-type: none"> • Hidroelétricas (65,42%) – 71.452 MW • Itaipu 60Hz (6,41%) – 7.000 MW • PCHs (4,46%) – 4.869 MW • Termoelétrica (15,30%) – 16.713 MW • Termonuclear (1,84%) – 2007 MW • Eólica (1,79%) – 1.953 MW • Biomassa (4,78%) – 5.222 MW

A título de informação, na tabela 1, a seguir, encontram-se uma síntese com as principais características do Sistema Interligado Nacional.

5.3 MODELOS DINÂMICOS PARA O ESTUDO DA ESTABILIDADE ELETROMECCÂNICA NO SIN

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Para cumprir suas atribuições de execução do planejamento da expansão e planejamento e programação da operação elétrica do Sistema Interligado Nacional, o ONS realiza uma série de estudos elétricos no sentido de: preservar a segurança operativa do SIN; promover a otimização da operação do sistema eletroenergético na busca do menor custo para a operação do SIN; e definir ações necessárias para garantir o cumprimento dessas metas.

Dentre os estudos elétricos realizados no SIN pelo ONS estão os estudos de estabilidade eletromecânica, que estão relacionados à análise do comportamento de SEE após distúrbios. Os estudos de estabilidade eletromecânica no SIN são aplicados a estudos específicos descritos nos Módulos 4, 6, 21 e 22 dos Procedimentos de Redes e relacionam-se aos seguintes assuntos (ONS, 2011a):

- Análise de estabilidade entre áreas, para a proposição de ampliações e reforços ou para o planejamento e programação da operação elétrica.
- Avaliação dos limites de transferência de potência entre áreas e subsistemas, com definição dos limites de intercâmbio.
- Análise dos impactos relativos à energização, desenergização, fechamento de anéis, fechamento de paralelos, religamento automático, análise/definição de SEP e, ainda ajuste de proteções e otimização de controladores.
- Análise de sobretensões dinâmicas referentes a perturbações que provocam rejeições de grandes blocos

de carga para o ajuste de proteções de sobretensão e o dimensionamento de compensação reativa.

- Análise de ocorrências de grande porte no SIN, para determinação de suas causas e definição das providências necessárias para evitá-las ou para reduzir seus impactos.
- Identificação de causas de oscilações não desejáveis ou instabilidades no SIN.

Como apresentado no Capítulo 2, na modelagem de SEE, para os estudos de estabilidade eletromecânica, esses sistemas são construídos a partir de um conjunto de modelos e dados dos componentes da rede elétrica, com grande ênfase para os modelos que representam o comportamento dinâmico de geradores síncronos e seus controles associados. Além disso, é importante também uma adequada representação das proteções intrínsecas desses equipamentos e de caráter sistêmico, bem como, dos Sistemas Especiais de Proteção – SEPs em operação.

Para a realização de estudos de estabilidade eletromecânica no SIN, os modelos e dados de geradores, reguladores de tensão, seus limitadores e compensadores, sinais adicionais estabilizantes, reguladores de velocidade, compensadores estáticos, TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*), sistemas HVDC, modelos de carga, proteções e demais equipamentos de controle são os constantes do banco de dados do ONS para estudos de transitórios eletromecânicos e estabilidade a pequenas perturbações.

As informações contidas nos arquivos que integram o banco de dados para estudo da estabilidade eletromecânica no SIN são resultados de um esforço conjunto e contínuo entre ONS e agentes do SIN em desenvolver modelos mais realistas e manter os dados e modelos dos componentes desse sistema sempre atualizados.

Para se ter uma ideia do grande número de modelos envolvidos em uma simulação de estabilidade eletromecânica de um SEE de grande porte, na Tabela 2, encontra-se um levantamento da quantidade de modelos dinâmicos que compõem o banco de dados para estudos da estabilidade eletromecânica no SIN, referente à Novembro de 2012.

Tabela 2 – Modelos Dinâmicos do SIN

Modelos de Geradores Síncronos	<ul style="list-style-type: none"> • Pólos Lisos (Térmicas) - 102 • Pólos Salientes (Hidros) - 202
Modelos de Controladores dos Geradores Síncronos	<ul style="list-style-type: none"> • Reguladores de Tensão - 366 • Reguladores de Velocidade - 304 • PSS - 194
Modelos de Equipamentos FACTS	<ul style="list-style-type: none"> • Compensadores Estáticos (CER) - 31 • TSCS - 4
Modelos de Sistemas HVDC	<ul style="list-style-type: none"> • Elo CCAT Itaipu - 4 conversores CCAT • Conversora de Frequência de Garabi - 8 Conversores CCAT • Back to Back Porto Velho - 4 Conversores CCAT • Elo CCAT Madeira - 8 Conversores CCAT
Modelos de Aerogeradores	<ul style="list-style-type: none"> • Carga Dinâmica Negativa - 8 • Fonte de Corrente - 6 • Gerador de Indução - 1 • Gerador de Indução Duplamente Alimentado - 1
Modelos de carga Dinâmica	<ul style="list-style-type: none"> • Alumar - 6 Conversores CCAT

FONTE: (ONS, 2012)

Dos dados apresentados na Tabela 5.2, nota-se que existe um número maior de modelos representando reguladores de tensão do que para os geradores síncronos, propriamente ditos. Isto está relacionado com o fato de que nos programas de simulação utilizados para o estudo da estabilidade eletromecânica do SIN, os geradores síncronos são representados por modelos predefinidos. Os modelos predefinidos permitem que um mesmo modelo possa ser utilizado por mais de um equipamento. Já modelos para controles dos geradores, como reguladores de tensão, reguladores de velocidade e estabilizadores (PSS), são representados nesses programas por Controladores Definidos pelo Usuário (CDU). Com modelos CDUs, por sua vez, não é possível que um mesmo modelo seja utilizado por mais de um equipamento. Assim, nos arquivos que compõem o banco de dados para estudo da estabilidade eletromecânica do SIN, por exemplo, um único modelo de gerador síncrono é utilizado para representar unidades geradoras que podem operar tanto como gerador quanto como compensador síncrono. Um único modelo também é utilizado em situações que conjuntos de

unidades geradoras de uma mesma usina operem de forma segregada. Por outro lado, no caso dos reguladores de tensão, é necessário representar duas vezes um mesmo modelo, diferindo apenas na numeração, para geradores síncronos que também possam operar como compensadores síncronos, ou que operem de forma segregada.

5.4 FERRAMENTAS DE SIMULAÇÃO UTILIZADAS NOS ESTUDOS DE ESTABILIDADE ELETROMECÂNICA NO SIN

Os estudos elétricos que suportam análises e decisões em termos de dimensionamento de necessidades de ampliação e reforços, planejamento e programação da operação elétrica e de operação em tempo real são feitos com a utilização de um conjunto de ferramentas (modelos) de simulação do comportamento da rede elétrica que compõe o SIN. Tais ferramentas constituem-se de programas digitais de computador que foram concebidos de forma a propiciar a reprodução dos diferentes fenômenos elétricos que ocorrem no sistema durante seu ciclo de operação. Agregam-se a essas ferramentas digitais os chamados simuladores em escala real de tempo, como RTDS (*Real Time Digital Simulator*) (GOMES, 2012).

Na Figura 12, a seguir, é apresentada um quadro com as principais ferramentas de simulação utilizadas nos diferentes horizontes de estudos elétricos cobertos pelos processos do ONS.

A maior parte dessas ferramentas tem origem no Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL). Complementarmente, outras ferramentas de diferentes fornecedores nacionais e internacionais são também utilizadas para cobrir aspectos específicos não tratados pelas ferramentas fornecidas pelo CEPEL.

Para a avaliação da estabilidade eletromecânica no SIN, as ferramentas computacionais utilizadas nestes estudos – Modelo para análise de estabilidade eletromecânica, conforme Submódulo 18.2 dos Procedimentos de Rede – Relação dos Sistemas e modelos Computacionais são os programas de Análise de Transitórios Eletromecânicos – ANATEM (CEPEL, 2011a) e de Estabilidade a Pequenas Perturbações – PACDYN (CEPEL, 2011b).

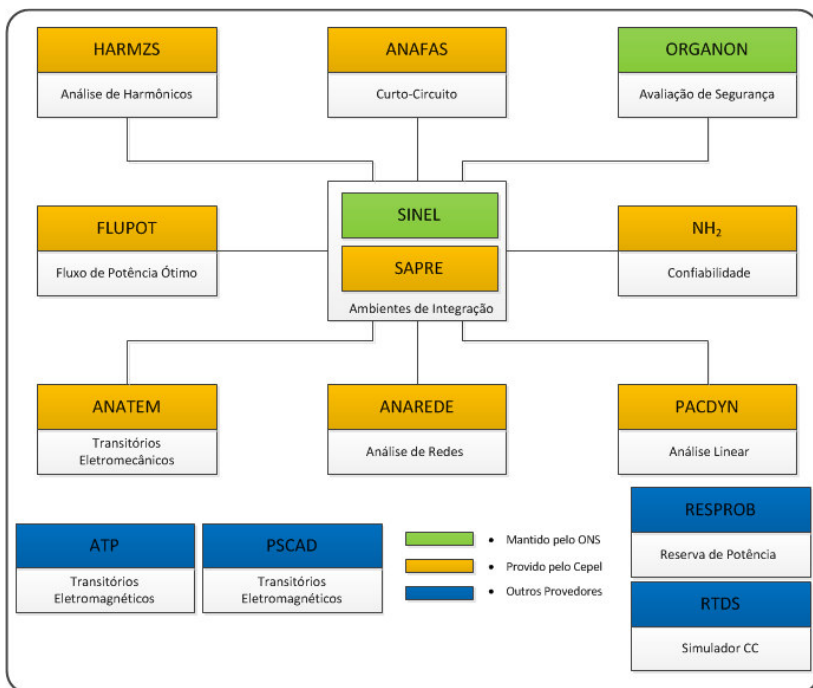


Figura 12 – Ferramentas de Simulação Utilizadas nos Estudos Elétricos do SIN
 FONTE: (GOMES, 2012)

5.4.1 ANATEM

O ANATEM é um aplicativo computacional para simulação no domínio do tempo de sistemas elétricos de potência de grande porte, visando à análise não linear da estabilidade eletromecânica (CEPEL, 2011a). Os fenômenos representados estão na faixa de frequência de até aproximadamente 5Hz. Os transitórios eletromagnéticos da rede elétrica são considerados instantâneos, razão pela qual a rede de corrente alternada é representada de forma fasorial por sua matriz de admitância nodal (Ybus) à frequência de regime permanente e por uma sequência de soluções quase-estáticas: as injeções na rede dos diversos elementos dinâmicos são atualizadas a cada passo de integração da simulação (ONS, 2009).

Todos os equipamentos do sistema que desempenham papel relevante no processo transitório, após ocorrência de distúrbios ou perturbações no sistema, têm seus modelos disponibilizados pelo programa. Alguns modelos são predefinidos, porém o programa possui também o recurso de inclusão de Controladores Definidos pelo Usuário (CDU), que são mais utilizados devido à sua flexibilidade e por permitirem uma representação detalhada dos equipamentos do sistema elétrico e de seus controles. Os principais resultados do programa são os valores das variáveis de simulação ao longo do tempo que podem ser visualizadas graficamente para avaliação do desempenho dinâmico do sistema elétrico.

A Figura 13, a seguir, apresenta um diagrama esquemático contemplando as principais características da utilização do programa ANATEM no estudo da estabilidade eletromecânica de SEE.

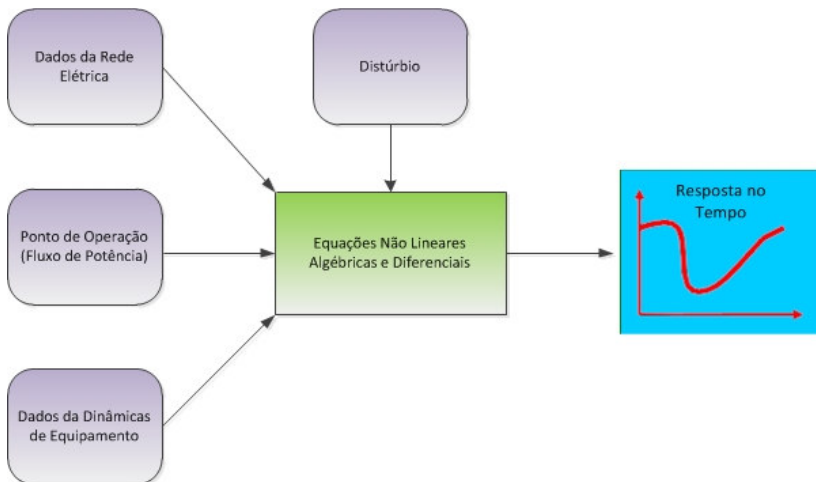


Figura 13 – Diagrama Esquemático do Programa ANATEM

5.4.2 PACDYN

O PACDYN é um aplicativo computacional para análise e controle da estabilidade eletromecânica a pequenas perturbações de sistemas elétricos de potência de grande porte. Por permitir a modelagem da dinâmica da rede de transmissão, pode também ser utilizado na análise de fenômenos de mais alta frequência como a

ressonância subsíncrona e a análise de interação adversa entre equipamentos FACTS (CEPEL, 2011b).

Para o estudo da estabilidade eletromecânica a pequenas perturbações em SEE o PACDYN emprega algoritmos que representam o estado da arte para o cálculo de autovalores dominantes, zeros de função de transferência, resíduos de função de transferência, gráficos de resposta no tempo e resposta em frequência e torques sincronizantes e de amortecimento (ONS, 2009).

Os principais resultados esperados da utilização do PACDYN em estudos da estabilidade eletromecânica em SEE são: identificação de causas de oscilações não desejáveis ou instabilidades e sugestão de formas de mitigação ou melhoria; identificação dos locais mais adequadas para a instalação de PSSs e dispositivos FACTS para amortecimento de oscilações locais e inter-áreas; Identificação dos controladores cujos ajustes são inadequados; e projeto de controladores.

A Figura 14, a seguir, apresenta um diagrama esquemático contemplando as principais características da utilização do programa PACDYN no estudo da estabilidade eletromecânica de SEE.

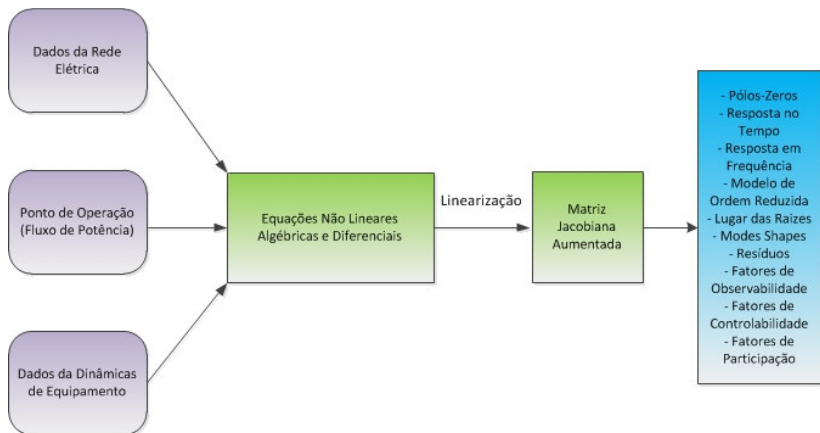


Figura 14 – Diagrama Esquemático do Programa PACDYN.

5.5 SISTEMA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA – SPMS MEDFASEE BT

No Brasil encontra-se em desenvolvimento o projeto Sistema de Medição Fasorial Sincronizada com Aplicações em Sistemas de Energia Elétrica - MedFasee, cujos objetivos contemplam o estudo e o desenvolvimento da tecnologia de SPMS para aplicações na monitoração e controle de SEEs (DECKER *et al.*, 2005). No âmbito deste projeto foi concebido um SPMS na rede de baixa tensão (127/220V), denominado SPMS MedFasee BT, que inicialmente era constituído por três PMUs, instaladas em universidades nas capitais dos estados da região Sul do Brasil. Atualmente, o SPMS MedFasee BT conta com PMUs instaladas em 15 universidades, cobrindo todas as cinco regiões geográficas do Brasil, conforme ilustrado na Figura 15, que enviam ao PDC, dados a uma taxa de 60 fasores/segundo.

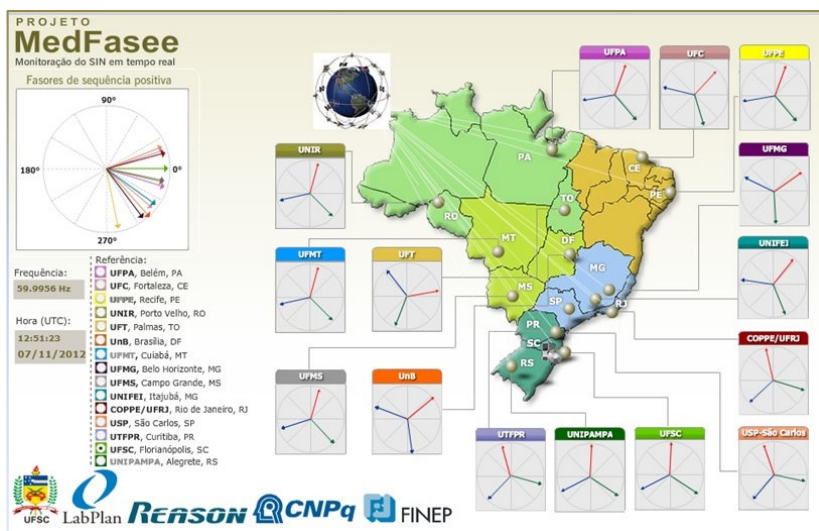


Figura 15 – SPMS MedFasee BT

O sistema de aquisição de dados do SPMS MedFasee BT 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 instalado 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 – VPN entre as PMUs e o PDCS (JEREMIAS *et al.*, 2012).

5.6 METODOLOGIA PARA VALIDAÇÃO DOS MODELOS DE SIMULAÇÃO DO SIN

Nesta seção é descrita a metodologia aplicada e os procedimentos utilizados no estudo de validação de modelos e dados do SIN realizado nesse trabalho.

Após definidos os modelos a ser validados, no caso os integrantes do banco de dados para estudos de transitórios eletromecânicos e estabilidade a pequenas perturbações do SIN, e os eventos utilizados na comparação entre a resposta do SIN, registrada pelo SPMS MedFasee BT, e a simulada, os quais são descritos no próximo capítulo, o processo de validação de modelos foi realizado conforme metodologia, apresentada na Figura 16.

Esta metodologia está dividida em quatro etapas, quais sejam:

- I. Ajuste do caso de fluxo de potência com as condições de operação da rede elétrica pré-evento.
- II. Simulação dos eventos nos programas de simulação.
- III. Análise comparativa entre a resposta registrada pelo SPMS e a resposta fornecida pelos programas de Simulação.
- IV. Avaliação dos modelos de simulação.

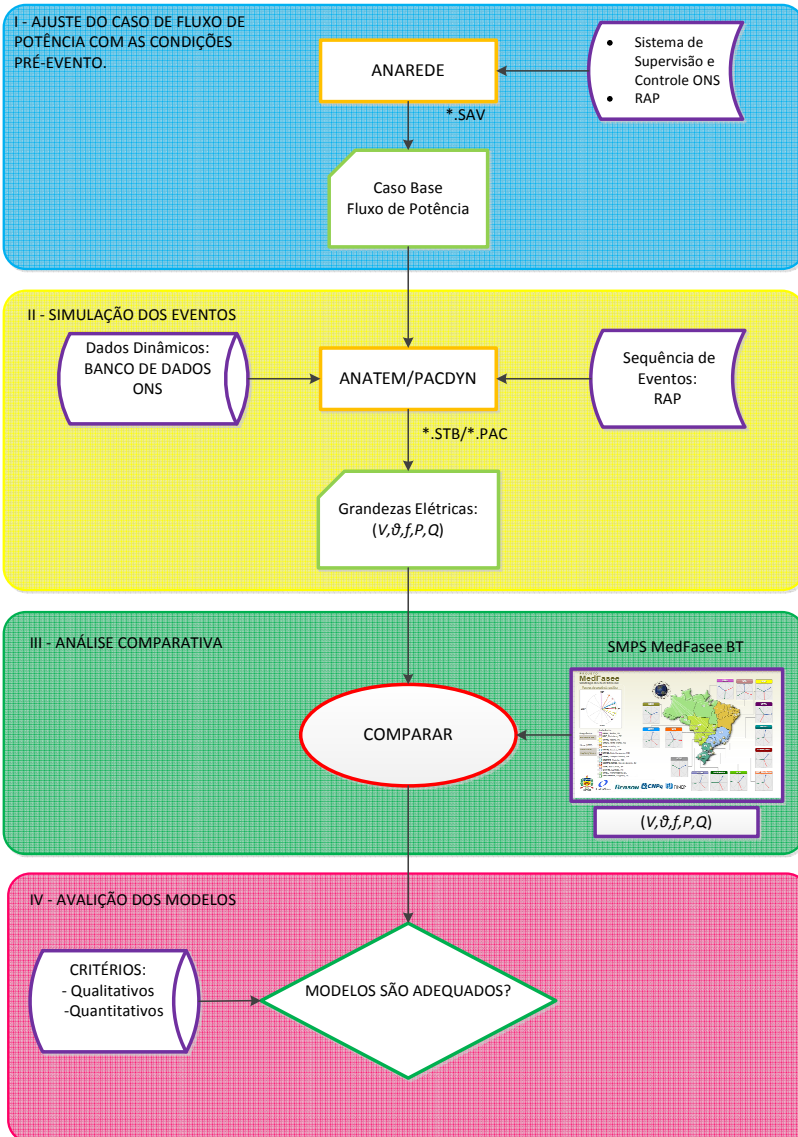


Figura 16 – Metodologia Aplicada na Validação de Modelos do SIN.

5.6.1 Etapa I – Ajuste do Caso de Fluxo de Potência

O ajuste do caso de fluxo de potência para se representar as condições de operação em regime permanente da rede elétrica, verificadas imediatamente antes da ocorrência de eventos, é a primeira etapa do processo de validação de modelos, uma vez que este caso, que representa o estado de equilíbrio pré-perturbação do sistema, é o ponto de partida para a realização de qualquer simulação dinâmica da estabilidade eletromecânica de um SEE.

Esta etapa é de fundamental importância para o processo de validação, devendo as condições de operação do sistema pré-perturbação ser o mais precisamente representadas nos casos de fluxo de potência utilizados nas simulações, a fim de garantir uma válida comparação entre a resposta real do sistema e a simulada na Etapa III, visto que a resposta dinâmica de um SEE depende das condições iniciais verificadas no sistema antes da ocorrência de uma perturbação. Contudo, dada a grande quantidade de variáveis envolvidas no ajuste de um caso de fluxo de potência de um sistema de grande porte como o SIN, esta etapa é a mais trabalhosa e talvez a mais complexa dentre todas.

O ajuste de um caso de fluxo de potência com as condições de operação do sistema pré-perturbação envolve a determinação dos seguintes elementos principais:

- Topologia da rede elétrica.
- Despacho de potência nas usinas.
- Número de geradores despachados.
- Geradores operando como compensadores síncronos.
- Demanda de carga nas barras do sistema.
- Fluxos de potência em linhas de transmissão e transformadores.
- Status de equipamentos shunt manobráveis (Reatores e Capacitores).

Neste estudo, os Casos de Referência – Diretrizes para a Operação Elétrica Mensal – foram utilizados como ponto de partida para os ajustes dos casos de fluxo de potência com as condições de operação de regime permanente verificadas no SIN imediatamente antes das perturbações simuladas. Estes casos são disponibilizados pelo ONS no padrão do programa ANAREDE em dois formatos: savecase (*.SAV – arquivo binário original do programa) e cartão (*.PWF – arquivo texto

puro); e servem de base para os estudos elétricos de fluxo de potência realizados no âmbito do Planejamento Mensal da Operação Elétrica do Sistema Interligado Nacional. Informações para a realização dos ajustes necessários para se adequar os Casos de Referência – Diretrizes para a Operação Elétrica Mensal – com as condições de operação do SIN pré-perturbações, por sua vez, foram obtidas do sistema de supervisão e controle do ONS, bem como dos Relatórios de Análise de Perturbação – RAP – das perturbações selecionadas para ser utilizadas na comparação entre a resposta simulada do SIN e a resposta registrada pelo SPMS MedFasee BT.

O sistema de supervisão e controle do ONS é capaz de fornecer casos de fluxo de potência com as condições de operação em regime permanente do SIN aproximadamente a cada 10 minutos. Entretanto, esses casos não se encontram em uma forma que permita a utilização direta nas simulações da Etapa II. Os nomes e numerações das barras, bem como a representação da topologia da rede nesses casos, não são totalmente compatíveis com as dos casos utilizados nos estudos da estabilidade eletromecânica do SIN. Contudo, os casos fornecidos pelo sistema de supervisão e controle do ONS foram úteis para os ajustes realizados nesta etapa. Por meio desses, por exemplo, foi possível obter informações do número de unidades geradoras em operação nas usinas do SIN, e dos despachos de geração praticadas por essas. Destes casos também, foram obtidas informação da distribuição dos fluxos de potência em linhas de transmissão e transformadores, bem como dos valores de tensão e da demanda de carga em barras do SIN. Já os Relatórios de Análise de Perturbação forneceram informações dos intercâmbios de potência praticados entre os subsistemas do SIN, bem como da carga total verificada nesses subsistemas.

5.6.2 Etapa II – Simulação dos Eventos

Esta etapa trata da reprodução nos programas de Simulação ANATEM e PACDYN, de perturbações ocorridas no SIN, a fim de se obter a resposta de grandezas elétricas, para que possam, na etapa seguinte, serem comparadas com as resposta registradas pelo SPMS MedFasee BT, para as mesmas perturbações.

Para realizar a reprodução das perturbações é necessário antes proceder com a montagem dos arquivos de dados para a simulação nos programas ANATEM (*.STB) e PACDYN (*.PAC). Os arquivos e dados que servem de entrada para estes programas são: os casos de

fluxos de potência ajustados na Etapa I; os arquivos que compõem a base de dados do ONS para estudos de transitórios eletromecânicos e estabilidade a pequenas perturbações do SIN; e a sequência de eventos das perturbações.

A sequência de eventos relativos às perturbações do SIN a serem utilizadas neste estudo de validação foram inicialmente obtidas de informações constantes nos Relatórios de Análise de Perturbação – RAP. Contudo, o que se observou das informações presentes nesses relatórios a respeito das sequências de eventos das perturbações em análise, foi que a cronologia exata de alguns eventos não era determinada. Para estes casos, a fim de mais precisamente representar nas simulações as perturbações ocorridas no SIN, informações adicionais foram solicitadas posteriormente aos agentes afetados com a ocorrência dessas perturbações, bem como foi realizada uma análise nos registros do comportamento no tempo de grandezas elétricas fornecidas pelo SPMS MedFasee BT, que permitiu também identificar em alguns casos, o tempo de ocorrência de alguns eventos específicos.

5.6.3 Etapa III – Análise Comparativa

Após a reprodução nos programas de simulação de perturbações ocorridas nos SEE, a próxima etapa do processo de validação de modelos consiste em promover a comparação dos resultados das simulações com os dados obtidos pelos SPMS. Para tal propósito, neste estudo foram comparados o comportamento no tempo de grandezas elétricas registradas pelo SPMS MedFasee BT, durante a ocorrência das perturbações selecionadas, juntamente com os resultados obtidos da reprodução dessas perturbações no programa ANATEM, utilizando os dados e modelos do SIN, para o estudo da estabilidade eletromecânica. Valores de frequência de oscilação e de amortecimento de alguns modos de oscilações eletromecânicos dominantes, observados nas simulações no domínio do tempo, na avaliação a pequenas perturbações, por meio do programa PACDYN, e nos registros do SPMS, também foram utilizados para fins de comparação nesta etapa.

5.6.4 Etapa IV – Avaliação dos Modelos de Simulação

Nesta etapa é avaliado se as respostas fornecidas pelos modelos de simulação do SIN podem ser consideradas adequadas ou não, quando comparadas com as respostas obtidas pelo SPMS Medfasee BT. Com ela busca-se também, identificar problemas, quando diferenças existirem, a fim de determinar quais os modelos e dados do SIN que necessitam ser revisados ou substituídos por modelos, que reflitam o mais fielmente o comportamento real desse sistema.

Nesse sentido, neste estudo, critérios baseados em análise qualitativa e quantitativa, conforme descritos no Capítulo 4, juntamente com o conhecimento técnico dos analistas envolvidos nesta avaliação, foram utilizados para tal propósito.

CAPÍTULO 6

VALIDAÇÃO DE MODELOS DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

6.1 INTRODUÇÃO

Neste Capítulo são apresentados os resultados da aplicação da tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada em um estudo de validação de modelos e dados do Sistema Interligado Nacional (SIN), utilizando a abordagem de Validação de Modelos de Sistemas (*System Wide Model Validation*). O estudo de validação foi desenvolvido conforme metodologia e procedimentos apresentada no Capítulo 5, onde avaliações baseadas em critérios qualitativos e quantitativos serão realizadas, a fim de avaliar se as respostas fornecidas pelos modelos de simulação podem ser consideradas satisfatórias, quando comparadas com as respostas obtidas pelo SPMS MedFasee BT, durante a ocorrência de perturbações no SIN.

Os modelos de simulação considerados neste estudo são os integrantes dos bancos de dados para estudos de transitórios eletromecânicos e estabilidade a pequenas perturbações, administrado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Já os eventos utilizados na comparação entre a resposta simulada e a resposta do SIN contemplam três grandes perturbações, que produziram significativas

excursões na frequência do SIN, as quais, inclusive, levaram à atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC) por subfrequência. As duas primeiras provocaram às aberturas das interligações entre as regiões Norte/Sudeste e Nordeste/Sudeste do Brasil, levando os subsistemas Norte/Nordeste a operarem de forma isolada do restante do SIN. Já a terceira, levou à rejeição total do setor de 60 Hz da usina de Itaipu (5100 MW), pela abertura dos quatro circuitos da LT 500 kV Foz do Iguçu – Itaipu que interligam esta usina ao SIN.

6.2 EVENTO I – ABERTURA DAS INTERLIGAÇÕES NORTE/SUL E SUDESTE/NORDESTE

O primeiro evento a ser utilizado como base de comparação, neste estudo de validação de modelos, são duas perturbações similares, ocorridas no SIN, respectivamente nos dias 07/09/2010 e 24/09/2010. Ambas as perturbações foram originadas por queimadas, e provocaram as aberturas das Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste, deixando os subsistemas Norte/Nordeste operando de forma isolada do restante do SIN.

Na Figura 17 a seguir, é apresentado um diagrama ilustrando as Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste do SIN.

A interligação entre as regiões Norte e Sudeste, doravante denominada de interligação Norte/Sul, é constituída atualmente por um sistema de transmissão composto por três circuitos em 500 kV entre as subestações de Itacaiúnas/Imperatriz, no Estado do Maranhão, e a subestação de Serra da Mesa, no Estado de Goiás, passando pelas subestações de Colinas, Miracema e Gurupi, no Estado do Tocantins. Já os subsistemas Sudeste e Nordeste encontram-se atualmente interligados pela LT 500 kV Serra da Mesa II – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II - Ibicoara – Sapeçu – Camaçari II, denominada de interligação Sudeste/Nordeste, com cerca de 1100 km de extensão, passando pelos Estados de Goiás e Bahia.



Figura 17 – Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste do SIN.

6.2.1 Descrição das Perturbações

A seguir apresenta-se uma descrição das perturbações envolvendo as interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste. Maiores detalhes da topologia do sistema na região de ocorrência dessas perturbações, condição de operação do SIN antes de cada perturbação, bem como da sequência de eventos no tempo e proteções atuadas, podem ser obtidas nos Relatórios de Análise de Perturbação – RAPs: ONS RE 3/205/2010 (ONS, 2010a) e RE ONS 3/228/2010 (ONS, 2010b).

6.2.1.1 Abertura das Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste no dia 07/09/2010

Às 16h41min do dia 07/09/2010 iniciou-se uma sequência de curtos-circuitos monofásicos envolvendo os três circuitos da Interligação Norte/Sul, no trecho entre as Subestações Gurupi e Miracema, provocados por queimada na região, culminando às 16h45min com o desligamento de todos eles.

Configurada a perda da Interligação Norte/Sul, houve a atuação da Lógica 1 dos ECEs desta interligação, desligando a LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia C1, o Banco de Capacitores – BC05 150 Mvar – da Subestação 345 kV Samambaia e a LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Rio das Éguas. Na sequência, quase que simultaneamente, ocorreu também o desligamento da LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II, no terminal da Subestação Rio das Éguas, devido a atuação da Proteção para Perda de Sincronismo, localizada neste terminal.

Estas aberturas das LTs 500 kV Serra da Mesa 2 – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II desfizeram a Interligação Sudeste / Nordeste, deixando assim, os subsistemas Norte/Nordeste operando de forma isolada do restante do SIN. Nesse cenário, a frequência nos subsistemas Norte/Nordeste começou a decrescer devido ao desbalanço carga/geração. Isto levou a atuação do ERAC nestas regiões, de modo a garantir a estabilidade na ilha formada.

Na região Nordeste o comportamento da frequência atingiu um valor mínimo de 57,00 Hz a uma taxa de variação de até 0,85 Hz/s, o que levou à atuação nessa região do primeiro estágio do ERAC, por taxa de variação da frequência no tempo, e de até o terceiro estágio, em retaguarda instantânea por frequência absoluta, acarretando um corte de aproximadamente 1.102 MW de cargas locais. Na região Norte, onde a frequência atingiu um valor mínimo de 57,00 Hz, houve a atuação do primeiro estágio do ERAC, em retaguarda instantânea por frequência absoluta, acarretando um corte de aproximadamente 275 MW de cargas.

Concomitantemente com a atuação do ERAC, ocorreram rejeições de geração térmica na UTE Termopernambuco (280 MW), UTE Fortaleza (200 MW) e UTE Jesus Soares Pereira (312 MW), totalizando um total de rejeição para o SIN de 912 MW de geração térmica. As perdas de geração nessas Usinas Térmicas, localizadas na região Nordeste, tiveram como justificativa o apagamento da chama do queimador, com perda de potência mecânica e posterior desligamento de unidades geradoras.

6.2.1.2 Abertura das Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste no dia 24/09/2010

Às 13h45min do dia 24/09/2010 iniciou-se uma seqüência de curtos-circuitos envolvendo os três circuitos da Interligação Norte/Sul, no trecho entre as Subestações Gurupi e Miracema, provocados por queimada na região, culminando às 14h26min com o desligamento de todos eles.

Configurada a perda da Interligação Norte/Sul, houve a atuação da Lógica 1 dos ECEs desta interligação, desligando a LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia C1 e a LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Rio das Éguas, Não houve o desligamento do Banco de Capacitores – BC05 150 Mvar – da Subestação 345 kV Samambaia , pela atuação da Lógica 1, visto que o mesmo estava fora de operação para controle de tensão.

Alguns milissegundos antes da atuação do ECE citado, na SE Serra da Mesa 2, houve a sensibilização da Proteção para Perda de Sincronismo, do terminal de Bom Jesus da Lapa II, com o desligamento local da LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II e envio de sinal de transferência direta de disparo para abertura do terminal de Rio das Éguas.

Estas aberturas das LTs 500 kV Serra da Mesa 2 – Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II desfizeram a Interligação Sudeste / Nordeste, deixando assim, os subsistemas Norte/Nordeste operando de forma isolada do restante do SIN. Nesse cenário, a frequência nos subsistemas Norte/Nordeste começou a decrescer devido ao desbalanço carga/geração. Isto levou a atuação do ERAC nestas regiões, de modo a garantir a estabilidade na ilha formada.

Na região Nordeste o comportamento da frequência atingiu um valor mínimo de 57,13 Hz, levando à atuação nessa região dos 1º e 2º estágios do ERAC, em retaguarda instantânea por frequência absoluta, acarretando um corte de aproximadamente 750 MW de cargas locais. Na região Norte, onde a frequência atingiu um valor mínimo de 57,13 Hz, houve a atuação do primeiro estágio do ERAC, em retaguarda instantânea por frequência absoluta, acarretando um corte de aproximadamente 114 MW de cargas.

Concomitantemente com a atuação do ERAC, ocorreram rejeições de geração térmica na UTE Termopernambuco (168MW), devido a extinção da chama do queimador, e na UTE Camaçari Muricy 1 (114 MW), sem motivos ainda identificados. Houve também o desligamento da UG05, da UHE Xingó, por problema local em seus

serviços auxiliares, durante tentativa sem sucesso de comutação da sua alimentação, rejeitando cerca de 385 MW de geração, resultando, assim, em um total de rejeição para o SIN de 667 MW.

6.2.2 Avaliação Qualitativa

A seguir são apresentados os resultados do comportamento no tempo de grandezas elétricas registradas pelo SPMS MedFasee BT, durante a ocorrência das perturbações dos dias 07/09/2010 e 24/09/2010, juntamente com os resultados obtidos da reprodução dessas mesmas perturbações em ambiente de simulação, utilizando dados e modelos do SIN e o programa ANATEM.

Na Figura 18, é apresentado o comportamento da frequência dos subsistemas Norte/Nordeste (N/NE), medida em Belém – PA. Nela constam, além do comportamento real da frequência do SIN, representada pela curva em vermelho, resultados dessa grandeza para duas diferentes situações de simulação.

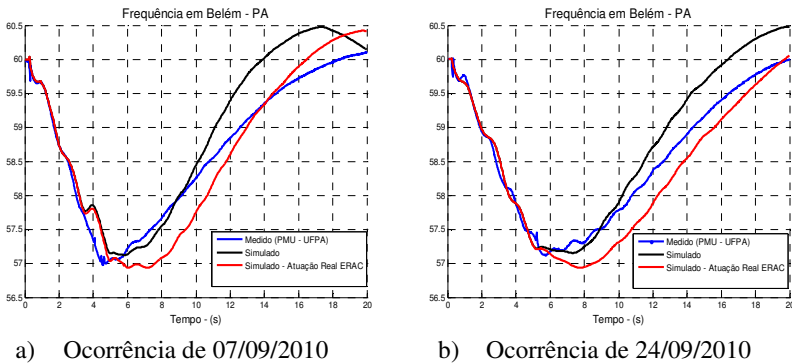


Figura 18 – Frequência no Subsistema N/NE.

Na primeira situação, representada pela curva em azul, temos o comportamento da frequência para uma atuação do ERAC, conforme ocorrida na prática, visto que, conforme relatado nos RAPs de ambas as perturbações, ocorreram recusas de alguns pontos de corte de carga do ERAC em Distribuidoras da região Nordeste, por questões diversas, não cortando o montante de cargas esperado para a situação.

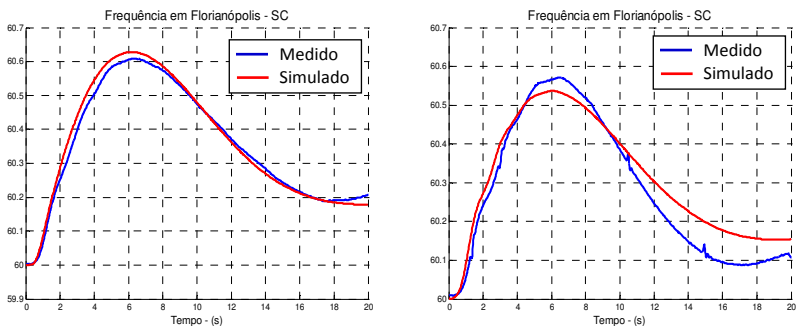
Na segunda situação, representada pela curva em preto, considera-se a atuação do ERAC, conforme sua representação

convencional no modelo de simulação para estudos da estabilidade eletromecânica no SIN. Esse caso não é válido para fins de validação, uma vez que a sequência de eventos não foi corretamente representada na simulação, mas será aqui considerado, para se apresentar qual seria a resposta fornecida pelos modelos de simulação, caso os montantes de corte de carga realizado pelo ERAC fossem realizados conforme o previsto.

Os resultados apresentados para a frequência no subsistema N/NE, mostram que as respostas fornecidas pelos modelos de simulação, curvas em azul, apresentaram um comportamento similar as formas das repostas medidas. A taxa de decaimento e o valor máximo de excursão são bem próximos aos apresentados no registro do SPMS. Nota-se apenas uma diferença na recuperação da frequência.

Em comparação com as curvas em preto, observa-se nessa situação que, apesar do comportamento similar das formas das repostas, o maior montante de corte de carga realizado pelo ERAC na simulação, ao que foi realizado na prática, no caso, 1235 MW contra 860 MW para a perturbação do dia 24/09/10, e de 1745MW contra 1260 MW para a do dia 07/09/10, levaria a um valor de excursão menor para a frequência, e a sua recuperação, seria ainda mais rápida que verificada na frequência do SIN, para ambas as perturbações.

Na Figura 19, por sua vez, é apresentado o comportamento da frequência para o restante do SIN, medida em Florianópolis – SC. Os resultados confirmam o comportamento similar da frequência medida e simulada para os dois eventos, e sua correta reprodução pelos modelos de simulação.



a) Ocorrência de 07/09/2010

b) Ocorrência de 24/09/2010

Figura 19 – Frequência no Subsistema S/SE/CO.

Na Figura 20, são apresentadas as diferenças angulares entre os subsistemas Nordeste (Fortaleza – CE) / Norte (Belém – PA), Centro Oeste (Brasília – DF) / Sudeste (São Carlos – SP) e Sul (Curitiba – PR) / Sudeste (São Carlos - SP), simuladas e medidas pelo SPMS, para a perturbação do dia 24/09/10.

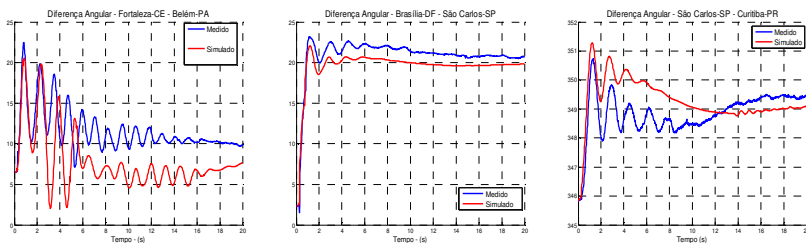


Figura 20 – Diferenças Angulares no SIN – 24/09/2010.

Já na Figura 21, são apresentadas as diferenças angulares entre os subsistemas Centro Oeste (Brasília – DF) / Sudeste (São Carlos – SP) e Sul (Curitiba – PR) / Sudeste (São Carlos - SP), simuladas e medidas pelo SPMS, para a perturbação do dia 07/09/10. Para esta ocorrência, não foi possível avaliar os resultados para as diferenças angulares entre os subsistemas Nordeste (Fortaleza – CE) / Norte (Belém – PA), uma vez que neste dia, a PMU localizada em Fortaleza, até então a única PMU instalada na região Nordeste, estava fora de operação.

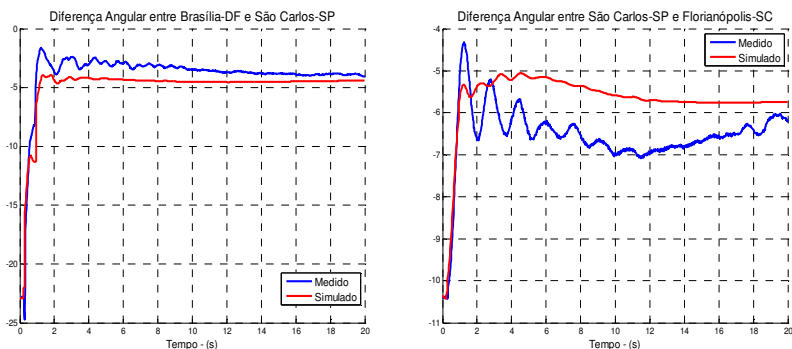
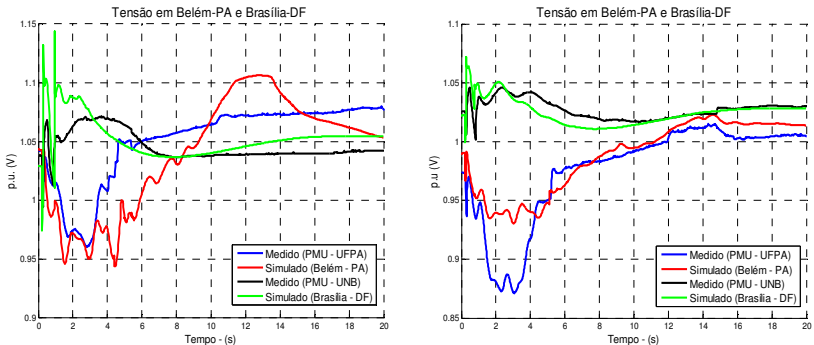


Figura 21 – Diferenças Angulares no SIN – 07/09/2010

As respostas apresentados pelos modelos de simulação do SIN para as diferenças angulares nos mostram que estes foram capazes de

representaram adequadamente a forma das respostas e a faixa de variação angular.

Por fim, na Figura 22, comportamentos medidos e simulados para tensões do SIN, em Brasília – DF e Belém – PA, são apresentados.



a) Ocorrência de 07/09/2010

b) Ocorrência de 24/09/2010

Figura 22 – Tensão no SIN.

Apesar dos resultados fornecidos pelos modelos de simulação serem razoavelmente satisfatórios, realizar uma avaliação da qualidade desses modelos através da comparação do módulo de tensões medidas na baixa tensão contra resultados de simulações realizados na alta tensão, pode não ser adequado. A razão é que do ponto de alta tensão até chegar aos níveis de distribuição disponíveis para as PMUs, muitos equipamentos que influenciam no comportamento dessa grandeza estão presentes, e seus comportamentos não são representados nas simulações, uma vez que a rede de distribuição não é modelada nos estudos de estabilidade eletromecânica do SIN.

6.2.2.1 Análise de Sensibilidade

Como visto anteriormente, tanto nos registros do SPMS MedFasee BT, quanto nos resultados das simulações, as aberturas das interligações Norte/Sul e Nordeste/Sudeste nos dias 07/09/2010 e 24/10/2010, foram perturbações que provocaram grandes excursões na frequência da ilha formada pelos subsistemas Norte e Nordeste. Desta forma, um estudo de sensibilidade, onde se pretende avaliar o impacto

da característica da carga com a frequência desses sistemas nas respostas fornecidas pelos modelos de simulação, foi realizado.

Antes, porém, de apresentar os resultados desta análise de sensibilidade, algumas considerações a respeito da modelagem da carga utilizada nos estudos da estabilidade eletromecânica do SIN são necessárias.

Nos estudos da estabilidade eletromecânica, as variações transitórias e em regime permanente da parte ativa (P) e reativa (Q) da carga, devido às variações na tensão e na frequência do sistema são modeladas em sua grande maioria, por modelos estáticos (ZIP). O modelo ZIP consiste de uma combinação de parcela de carga do tipo impedância constante (Z), corrente constante (I) e/ou potência constante (P), podendo também incluir um fator de sensibilidade com a frequência, conforme apresentado nas equações 1 e 2:

$$P = P_0 \left[P_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + P_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + P_3 \right] (1 + D\Delta f) \quad (1)$$

$$Q = Q_0 \left[Q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + Q_2 \left(\frac{V}{V_0} \right) + Q_3 \right] (1 + D\Delta f) \quad (2)$$

Onde: P_1 , P_2 e P_3 são parâmetros que definem as parcelas de carga representadas por impedância constante, corrente constante e potência constante, respectivamente; P_0 e Q_0 são as potências ativa e reativa da carga para tensão a V_0 ; V_0 é a tensão inicial da barra, convergida pelo fluxo de potência; e D é o parâmetro que representa o comportamento da carga com a frequência.

Contudo, no programa ANATEM não é feita correção com a frequência em cargas com modelos ZIP, sendo apenas considerada nesses modelos, a correção das cargas com a tensão. E o efeito da frequência no comportamento da carga é usualmente representado nos estudos de estabilidade eletromecânica do SIN, por um termo de amortecimento (D), acrescentado aos modelos da turbina/regulador de velocidade das usinas geradoras, conforme ilustrado na Figura 23.

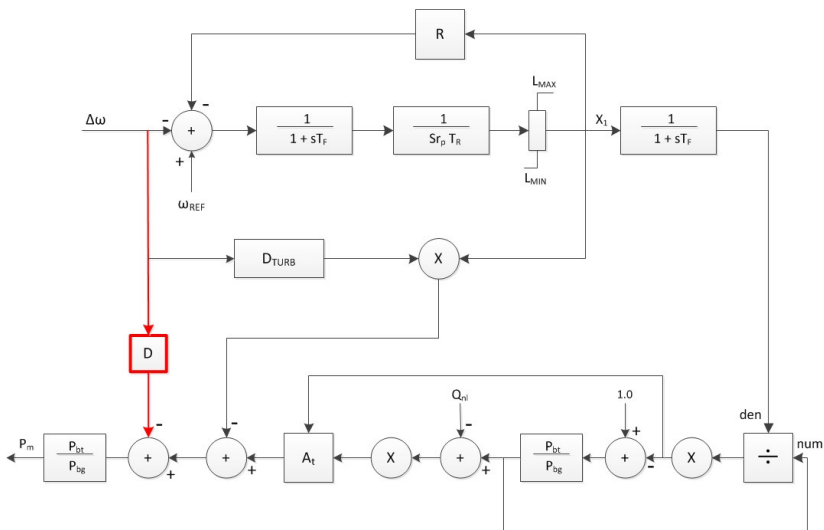
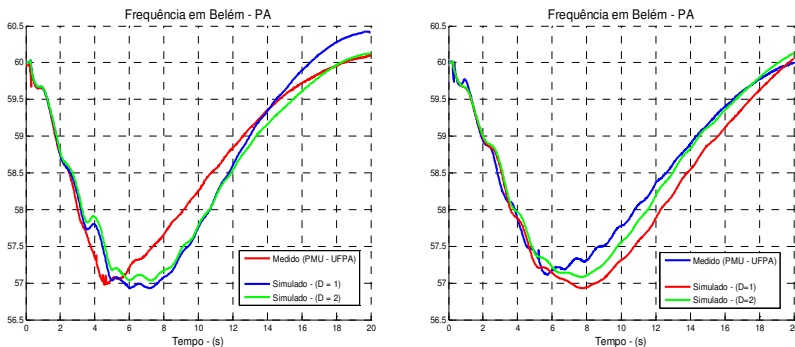


Figura 23 – Modelo do conjunto Turbina/Regulador de Velocidade de uma Unidade Geradora.

Nos subsistemas Norte/Nordeste, o valor de (D), quando representado nos modelos de turbina e regulador de velocidade das unidades geradores, é igual a 1 p.u.MW/p.u.Hz.

Assim, a fim de avaliar o impacto da característica da carga com a frequência desses subsistemas nas respostas fornecidas pelos modelos de simulação, foram também realizadas simulações considerando o valor de (D) igual a 2 p.u MW./p.u.Hz.

Os resultados são apresentados na Figura 24, onde o comportamento da frequência dos subsistemas Norte/Nordeste (N/NE) medida em Belém – PA serviu como base de avaliação da sensibilidade deste parâmetro.



a) Ocorrência de 07/09/2010

b) Ocorrência de 24/09/2010

Figura 24 – Frequência no Subsistema N/NE.

Os resultados apresentados acima mostram que com a alteração do valor de (D) , de 1 p.u.MW/p.u.HZ, que é o valor hoje utilizado para a região N/NE, para 2 p.u Hz./p.u.MW, houve uma maior aderência da resposta simulada com a resposta da frequência medida. O valor mínimo atingido pela frequência é praticamente o mesmo do valor medido, tanto para a perturbação do dia 07/09/2010, quanto para o do dia 24/09/2010, e principalmente, o comportamento em sua recuperação apresentado, para ambas as perturbações, já é mais condizente com os apresentados nas respostas medidas pelo SPMS.

Desta forma, a maior aderência verificada entre a forma da resposta simulada e medida para a frequência, quando alterado o valor de (D) , pode ser um indicativo de que a representação do amortecimento da carga com a frequência nas regiões N/NE, é um ponto que necessita de estudos mais detalhados, para a sua correta representação nos estudos da estabilidade eletromecânica do SIN.

6.2.3 Avaliação Quantitativa

A avaliação quantitativa foi realizada comparando-se os valores da frequência de oscilação e do amortecimento dos modos de oscilação eletromecânicos dominantes observados na simulação e nos registros do SPMS, para as respostas no tempo das diferenças angulares entre áreas do SIN, verificadas na perturbação do dia 24/09/201. Resultados adicionais utilizando o programa PACDYN também são apresentados, a fim de verificar se os parâmetros que caracterizam estes modos de

oscilação (frequências de oscilação e amortecimento), determinados a partir da resposta real do sistema, são também reproduzidos pelos modelos utilizados na análise a pequenas perturbações do SIN.

O primeiro modo de oscilação analisado é o modo dominante presente nas respostas no tempo das diferenças angulares entre os subsistemas Norte/Nordeste (N/NE), apresentadas na Figura 25.

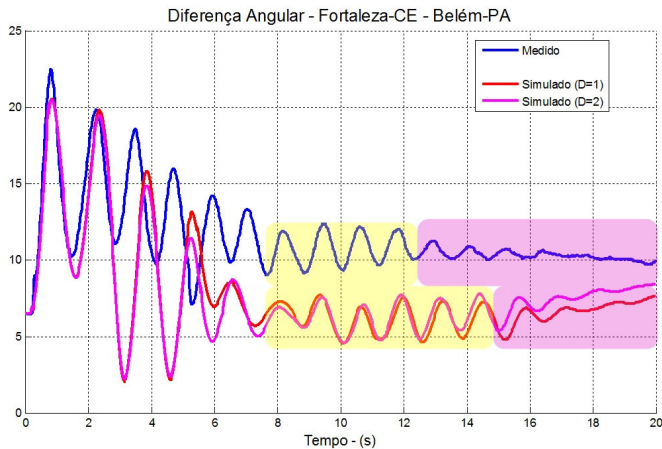


Figura 25 – Diferença Angular entre Fortaleza e Belém.

Nessa figura, além das diferenças angulares registradas pelo SPMS, são apresentados resultados dessa grandeza para duas diferentes situações de simulação, a partir da alteração no valor do parâmetro que representa o comportamento da carga com a frequência (D). Os valores de (D) considerados são de 1 p.u.MW/p.u.HZ, que é valor padrão utilizado na região N/NE, e de 2 p.u MW./p.u.Hz.

Da análise das curvas apresentadas na Figura 25, verifica-se que as oscilações presentes nas respostas das diferenças angulares N/NE, que vinham sendo amortecidas, a partir de um determinado momento, passam a oscilar com um fator de amortecimento próximo de zero (área destacada em amarelo), até que após um intervalo de tempo, essas oscilações passam a ser amortecidas novamente, e cessam (área destacada em rosa). Verificou-se que este comportamento está associado às características do sistema de excitação de alguns geradores de usinas dessas regiões, que possuem lógicas de bloqueio e reconexão dos PSS (Power Systems Stabilizer), baseadas na tensão terminal do gerador e no

sinal de saída do PSS, a fim de evitar grandes variações de tensão nos geradores, prejudicando o amortecimento das oscilações.

Na Figura 26, são apresentados o comportamento dos sinais estabilizadores associados aos sistemas de excitação dos geradores síncronos das UHE Paulo Afonso, Luiz Gonzaga e Xingó, obtidos da simulação desse evento, no programa ANATEM.

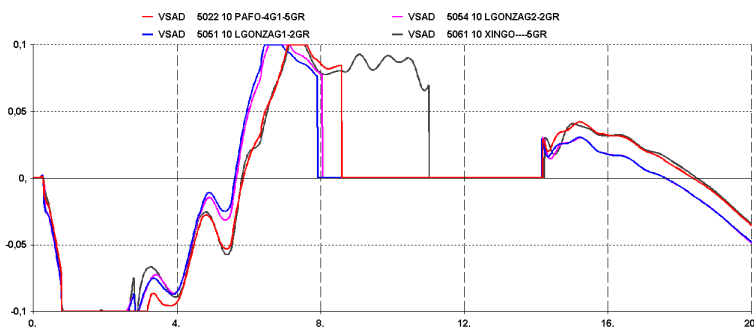


Figura 26 – Sinais Estabilizadores Associados aos PSS das UHE P. Afonso, L. Gonzaga e Xingó.

Nota-se que os PSS dessas usinas são bloqueados a partir de um determinado momento, permanecendo assim por um período, até que novamente são reconectados ao sistema. Esse tempo, entre o bloqueio e a reconexão dos PSS, corresponde exatamente ao período em que as oscilações presentes nas respostas simuladas das diferenças angulares N/NE, que vinham sendo amortecidas passam a oscilar com um fator de amortecimento próximo de zero, conforme pode ser visto na Figura 6.9. Apesar de não se ter o registro destes PSS, é notável na resposta real do sistema que também houve atuação da lógica de bloqueio e reconexão dos PSS dessas usinas, apenas diferindo no tempo/período em que esses foram/ficaram bloqueados.

A partir destas constatações, duas janelas de tempo foram definidas para o cálculo da frequência de oscilação e do amortecimento do modo de oscilação dominante presentes nas respostas das diferenças angulares N/NE. A primeira janela, correspondente ao período que os PSS das UHE P. Afonso, L. Gonzaga e Xingó foram bloqueados, e a segunda ao período em que esses foram novamente reconectados ao sistema.

O Método de Prony foi utilizado para o cálculo da frequência de oscilação e do amortecimento do modo dominante da resposta medida

pelo SPMS e das respostas simuladas no programa ANATEM. Já no programa PACDYN esses parâmetros foram obtidos através do algoritmo de obtenção de múltiplos pólos dominantes (DPSE) para a função de transferência (ω/V_{ref}) da Usina de Paulo Afonso, usando-se pontos de operação considerando as condições de despacho, carga e topologia da rede elétrica observadas nos dois períodos de análise considerados.

Para o ajuste dos pontos de operação para a análise a pequenas perturbações, o caso de fluxo de potência com as condições de operação em regime permanente pré-perturbação foi utilizado como ponto de partida. Assim, primeiramente, foi alterada a topologia da rede elétrica considerando as aberturas de linhas de transmissão, desconexão de equipamentos shunts e rejeição de unidades geradoras que vieram a ocorrer antes de cada janela de tempo definida para análise. Prosseguindo foram realizados cortes de carga conforme ocorridas na atuação do ERAC na região N/NE. Por fim, foram reajustados os despachos de potência ativa e reativa nas unidades geradoras, de acordo com os valores observados em cada janela de tempo, a partir dos resultados da simulação do domínio do tempo utilizando o programa ANATEM.

Na Tabela 3, são apresentados os resultados para a janela de tempo onde os PSS permaneceram bloqueados.

Tabela 3 – Modo de Oscilação Dominante – Diferença Angular N/NE – PSS das UHE P. Afonso, L. Gonzaga e Xingó Bloqueados

Sinal	Autovalor	Amortecimento (%)	Frequência
SPMS	-0,1307 ± j 5,3915	2,42	0,86
ANATEM (D = 1)	-0,0892 ± j 4,823	1,85	0,77
ANATEM (D = 2)	-0,1250 ± j 4,9761	2,51	0,79
PACDYN (D = 1)	-0,4111 ± j 4,868	8,41	0,78
PACDYN (D = 2)	-0,4212 ± j 4,866	8,63	0,78

Os resultados apresentados na Tabela 3 mostram que os valores da frequência de oscilação para o modo dominante, obtidos pela análise a pequenas perturbações, quantitativamente são próximos dos valores obtidos da resposta real do sistema. Contudo, o amortecimento verificado nesse caso foi maior do que obtidos da resposta real do

sistema. Já os valores obtidos nas respostas da simulação no domínio do tempo encontram-se em uma faixa de valores bem próxima da resposta real, tanto para a frequência de oscilação quanto para o amortecimento. Nota-se também que a alteração do valor do parâmetro que representa o comportamento da carga com a frequência nas regiões N/NE, resultou em maior aderência entre a simulação e o registro do comportamento real do sistema. Na análise a pequenas perturbações essa alteração não provocou mudanças significativas nos parâmetros que caracterizam esse modo.

Na Tabela 4, são apresentados os resultados para a janela de tempo onde os PSS foram novamente reconectados ao sistema.

Tabela 4 – Modo de Oscilação Dominante – Diferença Angular N/NE – PSS das UHE P. Afonso, L. Gonzaga e Xingó Reconectados

Sinal	Autovalor	Amortecimento (%)	Frequência
SPMS	$-0,3981 \pm j 5,2973$	7,50	0,84
ANATEM (D = 1)	$-0,7721 \pm j 4,9930$	15,3	0,79
ANATEM (D = 2)	$-0,8710 \pm j 5,1672$	16,62	0,82
PACDYN (D = 1)	$-0,8319 \pm j 4,8971$	16,75	0,78
PACDYN (D = 2)	$-0,8439 \pm j 4,8941$	16,99	0,78

Os resultados apresentados na Tabela 6.2 mostram mais uma vez que os valores obtidos para as frequências de oscilação pela análise a pequenas perturbações e pela simulação no domínio do tempo são da ordem dos valores obtidos na resposta fornecida pelo SPMS, porém os amortecimentos nesses casos são maiores. Observa-se ainda que nesta janela de tempo, a alteração do valor do parâmetro que representa o comportamento da carga com a frequência nas regiões N/NE, não provocou alterações significativas nos parâmetros que caracterizam esse modo.

De uma maneira geral, os resultados da avaliação quantitativa para o evento em questão apontam que os modelos, tanto na análise a pequenas perturbações, quanto na simulação no domínio do tempo, foram capazes de prever o valor da frequência de oscilação presente no modo dominante da resposta das diferenças angulares N/NE. Com relação ao amortecimento, os resultados apresentados pelo PACDYN foram mais otimistas em relação aos verificados na resposta real do

sistema e na simulação no domínio do tempo, para ambas as janelas de tempo analisadas. Verifica-se ainda, que à medida que estamos em uma situação onde o sistema tende ao equilíbrio e mais próximo da frequência nominal, que é o caso da segunda janela de tempo analisada, os resultados apresentados pela análise a pequenas perturbações se aproximaram dos verificados na simulação no domínio do tempo. Por fim, assim como observado na avaliação qualitativa, a alteração do valor do parâmetro que representa o comportamento da carga com a frequência nas regiões N/NE, resultou em maior aderência entre a simulação no domínio do tempo e o registro do comportamento real do sistema.

Na sequência, são apresentados e comparados os valores da frequência de oscilação e do amortecimento para modo de oscilação eletromecânico dominante observado na simulação e nos registros do SPMS das respostas no tempo das diferenças angulares entre os subsistemas Sul/Sudeste (S/SE), apresentadas na Figura 27.

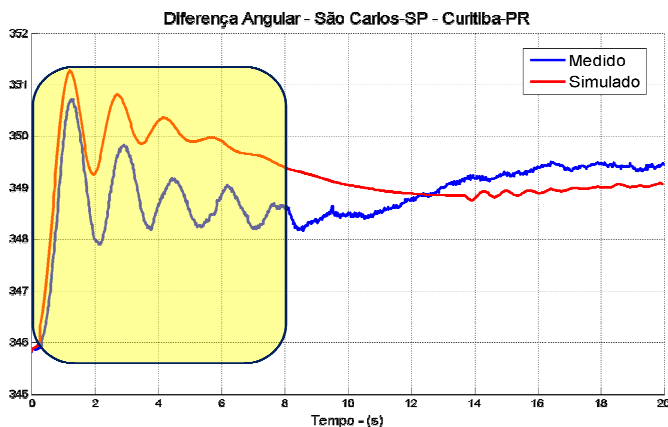


Figura 27 – Diferença Angular S/SE.

Os resultados são apresentados na Tabela 5. O Método de Prony foi novamente empregado para o cálculo desses parâmetros. A janela de tempo utilizada foi de 0 a 8 segundos.

Tabela 5 – Modos de Oscilações Eletromecânicos – Diferença Angular S/SE

Sinal	Autovalor	Amortecimento (%)	Frequência
SPMS	$-0,3633 \pm j 3,9108$	9,25	0,6251
ANATEM	$-0,5513 \pm j 3,7618$	14,5	0,6051

Da análise dos resultados apresentados na Tabela 6.3 nota-se que os valores da frequência de oscilação e amortecimento para os modos eletromecânicos observados nas respostas simuladas e medidas da diferença angular Sul/Sudente, encontram-se em uma faixa de valores próxima, reforçando mais uma vez a confiança nos modelos e dados do SIN.

6.3 EVENTO II – REJEIÇÃO DA UHE ITAIPU 60 HZ

O segundo evento utilizado como base de comparação, neste estudo de validação de modelos, é uma perturbação ocorrida no SIN no dia 02/09/2011, que culminou com a rejeição do setor de 60 Hz da UHE Itaipu, e conseqüentemente a rejeição de aproximadamente metade da quantidade de potência que pode ser fornecida por esta UHE, que é, atualmente, a maior hidrelétrica do mundo em geração de energia.

Neste evento, diferente do evento anterior, onde as aberturas das interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste provocaram a separação do SIN em dois sistemas, todo o SIN permaneceu em sincronismo.

Na Figura 28, é apresentado um diagrama ilustrando de maneira simplificada a interligação da UHE Itaipu 60 Hz com o SIN, na época da ocorrência. Atualmente essa interligação foi expandida com a entrada em operação da LT 525 kV Foz do Iguaçu – Cascavel Oeste, em dezembro de 2011.

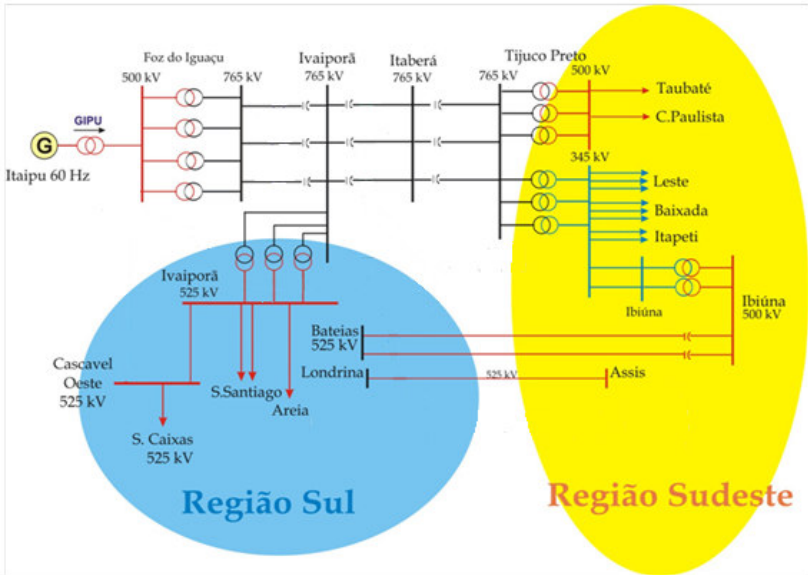


Figura 28 – Interligação da UHE Itaipu 60 Hz com o SIN na Época da Ocorrência.

6.3.1 Descrição da Perturbação

A seguir apresenta-se uma descrição da perturbação que culminou com a rejeição do setor de 60 Hz da UHE Itaipu. Maiores detalhes da topologia do sistema na região de ocorrência dessa perturbação, condição de operação do SIN antes da ocorrência desta perturbação, bem como da sequência de eventos no tempo e proteções atuadas, podem ser obtidas no Relatório de Análise de Perturbação – RAP: ONS RE 3/249/2011 (ONS, 2011b).

Às 16h43min do dia 02/09/2011 a explosão da bucha do lado de alta tensão do Banco de Reatores “shunt” não manobráveis, do terminal de Foz de Iguaçu, da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C.3, estabeleceu um curto-circuito monofásico à terra nessa LT. Essa falha foi rapidamente eliminada, com o desligamento automático da LT, pela proteção diferencial do Reator.

Ainda durante o defeito foram sensibilizadas as proteções de distância, em primeiras zonas, no terminal da UHE Itaipu, das LTs 500 kV Itaipu 60 Hz – Foz do Iguaçu circuitos 1, 2 e 4, desligando-as

automaticamente. Assim toda a geração da UHE Itaipu 60 Hz despachada no momento, 5087 MW, passou a escoar unicamente pelo circuito 3 da citada LT, submetendo o ATR 3 500/765 kV da Subestação Foz do Iguaçu, que forma um conjunto único com esta LT, à sobrecarga inadmissível, o que levou ao seu desligamento pela proteção de sobrecorrente, causando, assim, a rejeição total da UHE Itaipu 60 Hz.

6.3.2 Avaliação Qualitativa

A seguir são apresentados os resultados do comportamento no tempo de grandezas elétricas registradas pelo SPMS, durante a ocorrência da perturbação descrita acima, juntamente com os resultados obtidos da reprodução dessa perturbação em ambiente de simulação, utilizando dados e modelos do SIN e o programa ANATEM.

Na Figura 29, é apresentado o comportamento da frequência no SIN em Curitiba – PR, São Carlos – SP, Fortaleza – CE, Belém – PR, Brasília - DF e P. Velho – RO.

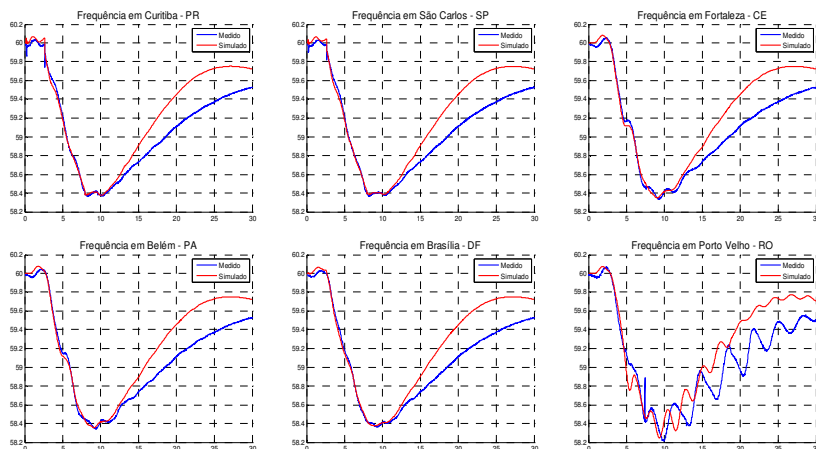


Figura 29 – Frequência no SIN.

Com a perda de pouco mais de 5.000 MW injetados no SIN, pela UHE Itaipu 60 Hz, a frequência do sistema passou a decrescer, atingindo valores da ordem de 58,3 Hz, fazendo atuar o 1º estágio do ERAC, com cortes programados, de forma distribuída, em diversos

estados das regiões Sul, Sudeste, Centro Oeste e estados do Acre e Rondônia, no montante de cerca de 2634 MW, correspondente a aproximadamente 4,27 % da carga total do SIN naquele instante. Durante o período em que o SIN operou em subfrequência, foram verificados também desligamentos automáticos e/ou redução de geração, não esperados, de várias unidades geradoras, em diversas usinas, principalmente por atuações de proteções/controles relacionadas à frequência, prejudicando a recuperação pós-distúrbio do SIN.

Os resultados apresentados para a frequência em diversos pontos do SIN mostram um comportamento similar entre as formas das repostas medidas e simuladas. A taxa de decaimento e o valor máximo de excursão são praticamente os mesmos. Nota-se apenas uma diferença na recuperação da frequência. A taxa de recuperação nas respostas simuladas são maiores que as apresentadas nas respostas medidas. Muito provavelmente essas diferenças, por serem observadas apenas na recuperação da frequência, devem estar associadas aos modelos e parâmetros utilizados para representar os reguladores de velocidades das unidades geradoras do SIN. Contudo, outros fatores relacionados, por exemplo, com a modelagem das cargas e a possíveis incertezas nas inércias das unidades geradoras podem contribuir também para este comportamento apresentado.

Na Figura 30, são apresentadas as diferenças angulares entre os subsistemas Norte (Belém – PA) / Sul (Curitiba – PR), Sul (Curitiba – PR) / Sudeste (São Carlos - SP) e Acre-Rondônia (Porto Velho – RO) / SIN (Brasília – DF).

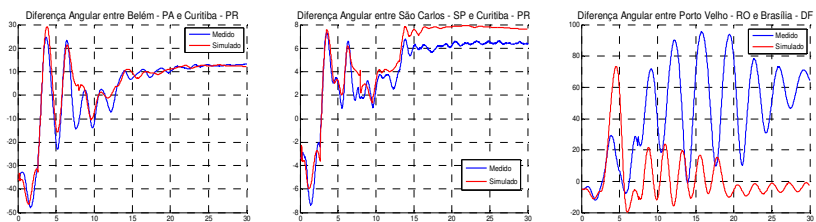


Figura 30 – Diferenças Angulares no SIN.

Os resultados mostram que para as diferenças angulares Norte/Sul e Sul/Sudeste, os modelos representaram adequadamente a forma das repostas e a faixa de variação angular, evidenciando apenas um comportamento mais oscilatório (menor amortecimento) ao final das respostas medidas pelo SPMS em relação às simuladas.

Já para a diferença angular Acre-Rondônia/SIN, nota-se que o comportamento real do sistema não está sendo corretamente capturado pelos modelos de simulação. Até o instante em que há a atuação do 1º estágio do ERAC (58,5 Hz) no sistema Acre/Rondônia, aproximadamente 7 segundos, as respostas simuladas e medidas apresentam comportamentos similares, com máximos e mínimos ocorrendo em tempo compatíveis. Contudo, após a atuação do ERAC, a resposta simulada passa a apresentar um comportamento mais oscilatório e com menores excursões angulares que as verificadas na resposta medida, indicando necessidade de estudos adicionais para aperfeiçoamento da representação do subsistema Acre-Rondônia em ambiente de simulação.

6.3.3 Avaliação Quantitativa

Nesta seção apresentam-se os resultados de uma avaliação quantitativa por meio da identificação dos modos de oscilação eletromecânicos dominantes presentes nas respostas das diferenças angulares apresentadas na Figura 6.14. Os modos dominantes foram obtidos a partir do cálculo do espectro de frequências utilizando-se a DFT (*Discrete Fourier Transform*). Nesses espectros, os modos dominantes são claramente visíveis como picos nas estimativas espectrais e as estimativas das frequências desses modos são identificáveis nos locais dos picos. Os resultados são apresentados na Figura 31.

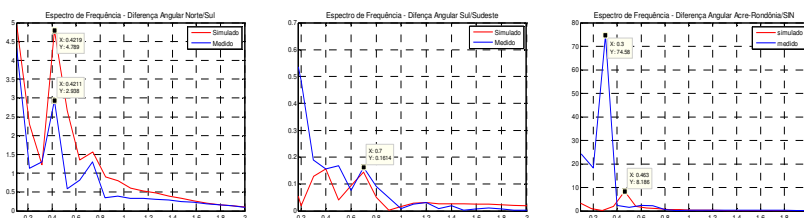


Figura 31 – Espectro de Frequência das Diferenças Angulares no SIN.

A partir do cálculo do espectro de frequências dos gráficos das diferenças angulares Norte/Sul e Sul/Sudeste, verificam-se, respectivamente, a existência de frequências dominantes em aproximadamente 0,42Hz e 0,70Hz, tanto para a resposta medida,

quanto para a simulada. Observe-se ainda que esses modos dominantes identificados estão na faixa de valores do modo de oscilação inter-área Norte-Sul e Sul-Sudeste usualmente observados no SIN, reforçando a confiança nos modelos e dados utilizados.

Já no cálculo do espectro de frequências do gráfico das diferenças angulares Acre-Rondônia/SIN, verifica-se, a existência de uma frequência predominante de aproximadamente 0,30Hz na resposta medida pelo SPMS contra uma frequência de 0,46Hz, presente na resposta simulada, o que mais uma vez indica a necessidade de estudos adicionais para o aperfeiçoamento da representação do subsistema Acre-Rondônia em ambiente de simulação.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES

Modelos de simulação são a base de praticamente todos os estudos realizados em SEE. É inconcebível hoje em dia tomar decisões a respeito do investimento de capital na expansão da rede elétrica e/ou avaliar a adequabilidade, a confiabilidade e a segurança da operação de um SEE sem depender dos resultados de simulações computacionais, onde os elementos da rede elétrica são representados por modelos matemáticos.

Garantir que tais modelos levem em consideração o desempenho real dos equipamentos deve ser mais de que uma exigência de conformidade para os agentes que planejam e operam os SEE, mais sim, a oportunidade de contribuir para melhorar a segurança e confiabilidade desses sistemas, bem como para proporcionar uma maior economicidade no valor da tarifa de energia elétrica.

Neste contexto, o presente trabalho apresentou um estudo do estado atual das práticas de validação de modelos elétricos de simulação de SEE utilizando a tecnologia de medição fasorial sincronizada. Um estudo de validação dos modelos de simulação utilizados nas análises de transitórios eletromecânicos e estabilidade a pequenas perturbações do SIN também foi realizado, com os propósitos principais de: demonstrar a aplicação dessa tecnologia na validação de modelos e dados do SIN; abordar os princípios e as principais dificuldades para incorporação da metodologia de validação de modelos de sistemas às atividades

realizadas no âmbito de planejamento e operação do SIN; e identificar deficiências e sugerir melhorias neste processo, com vistas à implantação do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada no sistema de EAT do SIN.

No que se refere à validação de modelos de simulação de SEE utilizando a tecnologia de medição fasorial sincronizada, destaca-se que a disponibilidade, pelos SPMS, de medidas sincronizadas de grandezas elétricas em instalações distantes geograficamente, e a altas taxas de amostragem (da ordem de 60 amostras/segundo), possibilitou, entre outras coisas, melhorar consideravelmente a observabilidade da dinâmica dos SEE. E isto tem sido muito importante para a realização de estudos de validação de modelos em SEE, pois contribui para o aumento da frequência que esses estudos são realizados, para a detecção precoce de anomalias, e por um processo de validação muito menos oneroso, do ponto de vista econômico, e arriscado, do que se validar modelos por meio de testes em campo. Porém, o principal benefício da tecnologia de medição fasorial sincronizada ao processo de validação de modelos de SEE, foi, por meio dos SPMS, fornecer a infraestrutura necessária para a realização da análise da qualidade dos modelos, utilizando a abordagem de Validação de Modelos de Sistemas (System Wide Model Validation), onde todo o sistema é representado. Até o surgimento dos SPMS, a validação de modelos em SEE era exclusivamente restrita a validação de componentes da rede elétrica.

É importante destacar também, que esta nova abordagem de validação, conforme ressaltado no Capítulo 4, embora seja um procedimento de maior complexidade, e ainda de recente aplicação, passa a oferecer uma nova oportunidade de comparação, e uma visão macro da interação dos modelos de dentro de um grande SEE. Tornando possível agora avaliar se o comportamento apresentado por todo o sistema elétrico, durante a ocorrência de perturbações, é também representado pelos modelos nas simulações computacionais realizadas. Exatamente o que se deseja conhecer por meio dos estudos elétricos realizados no âmbito do planejamento e operação de SEE.

Já os resultados da comparação entre as respostas medidas e as simuladas, apresentadas no estudo de validação de modelos realizado neste trabalho, mostraram que de uma maneira geral, as respostas fornecidas pelos modelos de simulação utilizados nos estudos da estabilidade eletromecânica do SIN, apresentaram comportamentos qualitativos e quantitativos similares aos verificados nas respostas fornecidas pelo SPMS MedFasse BT, para as três perturbações analisadas. Os eventos também foram simulados com sucesso, e os

modelos foram capazes de prever a estabilidade do sistema, bem como a faixa de valores e a formas das respostas para as variáveis observadas, o que aumenta a confiança nos modelos, dados e programas de simulação atualmente utilizados para o planejamento e operação do SIN.

Ressalvas apenas são feitas à modelagem do subsistema Acre/Rondônia, recentemente integrado ao SIN, onde o comportamento real do sistema não foi adequadamente reproduzido pelos modelos de simulação, indicando haver a necessidade de estudos adicionais para aperfeiçoamento da representação desse subsistema em ambiente de simulação. Da mesma forma, a maior aderência verificada entre a forma da resposta simulada e medida para a frequência nos subsistemas N/NE, quando foi alterado o valor do parâmetro (D), que representa o efeito da frequência no comportamento da carga, durante a análise do primeiro evento, pode ser um indicativo de que a representação do amortecimento da carga com a frequência nas regiões N/NE, seja um ponto que necessite também de estudos mais detalhados, para a sua correta representação nos estudos da estabilidade eletromecânica do SIN. Por fim, destaca-se, que resultados mais otimistas para o amortecimento dos modos de oscilação foram verificados nas análises a pequenas perturbações, em relação aos verificados na resposta real do sistema. E que diferenças apresentadas na recuperação da frequência do SIN, para o segundo evento, muito provavelmente podem estar associada aos modelos e parâmetros utilizados para representar os reguladores de velocidades das unidades geradoras.

Este estudo de validação também confirmou o valor da tecnologia de medição fasorial sincronizada para a validação de modelos em SEE, uma vez que apenas monitorando grandezas elétricas na baixa tensão, o SPMS MedFasse BT foi capaz de prover importantes informações para a realização desse estudo. Contudo, com vistas à implantação do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada para o sistema de EAT do SIN, ora em desenvolvimento pelo ONS, a fim de que a validação de modelos possa vir a ser utilizada com eficácia e sucesso, garantido assim, uma maior exatidão nos resultados dos estudos de planejamento e operação, dificuldades e deficiências inerentes a este processo precisam ser superadas ou melhoradas.

A montagem do caso de fluxo de potência para se representar as condições de operação do sistema anteriores ao distúrbio é uma delas. O grande obstáculo dessa tarefa, que é pré-requisito para qualquer estudo de validação de modelos de sistemas, está na transferência dos dados com as condições de operação do sistema real para um modelo de estudo. Embora o sistema de supervisão e controle do ONS forneça

casos de fluxo de potência com as condições de operação do sistema, nesses casos, os nomes e os números das barras, bem como a representação da rede não são compatíveis com os casos utilizados nos estudos de planejamento e operação do SIN. Isto faz da montagem do caso de fluxo de potência um processo manual, propenso a erros e que consome uma grande quantidade de tempo, dada a grande dimensão do SIN. Portanto, devem ser providas as condições para uma transferência rápida e precisa dos dados obtidos da operação do sistema real para um modelo de estudo, o que possibilitará além de reduzir o tempo gasto nos estudos de validação de modelos, onde todo o SIN é representado, aumentar a frequência com que esses estudos são realizados.

Outra questão importante identificada, diz respeito ao registro da sequência exata de eventos de perturbações. Conseguir capturar a sequência exata de eventos em todo SIN, durante a ocorrência de grandes perturbações, para uma reprodução fiel nos programas de simulação, é de fundamental importância para garantir uma válida comparação entre a resposta real e a simulada, na realização dos estudos de validação. Contudo, no SIN, os registros de eventos são feitos com base em dispositivos, que são de propriedade de diversos agentes e que, em sua grande maioria, não dispõem de mecanismos de sincronização de tempo entre si. Observou-se por meio das sequências de eventos de grandes perturbações apresentadas nos Relatórios de Análise de Perturbações – RAPs do SIN, bem como dos registros gráficos dessas perturbações, é que nem todos os eventos envolvidos são capturados ou identificados. E que por sua vez, quando disponíveis, as informações das perturbações por não estarem em uma mesma base de tempo para comparação, não tem permitido muitas vezes identificar a sequência cronológica e/ou o tempo exato da ocorrência de cada evento. Desta forma, a disponibilização de dados sincronizados na ocorrência de perturbações é uma melhoria a ser perseguida com vista ao processo de validação de modelos de sistemas do SIN. Dada a grande dimensão do SIN, há a necessidade de que o SPMS a ser instalado, sob-responsabilidade do ONS, seja capaz de fornecer informações de todo o sistema, de modo a permitir melhor comparação entre a resposta real e a simulada, e possibilitar, sobre tudo, capturar de maneira mais completa e exata a sequência de eventos durante a ocorrência de uma perturbação.

Por fim, um aspecto que precisa também ser destacado como necessário de melhoria a este processo de validação, tem haver com a representação da geração distribuída nos estudos da estabilidade eletromecânica do SIN. Hoje, a capacidade instalada de geração distribuída já constitui uma proporção significativa na demanda de

energia do SIN, e esta tende a se tornar cada vez maior. O que se pode constata neste estudo de validação, foi que a modelagem utilizada para a representação da geração distribuída nos estudos de estabilidade eletromecânica do SIN é ainda incipiente. A maior parte é ainda representada como uma parcela de potência ativa constante em barras do sistema ou mesmo abatida da carga, e que quando representadas por modelos dinâmicos, são, por sua vez, em sua grande maioria por modelos simplificados. O registro de informações a respeito deste tipo de geração é outro ponto que necessita ser melhorado. Observou-se que ainda há muito pouco dados disponíveis que permitam conhecer ao certo os montantes praticados por esse tipo de geração, ou mesmo avaliar o seu desempenho durante a ocorrência de perturbações.

Face também às experiências obtidas com a realização deste trabalho ressalta-se que resultados obtidos de outros estudos de validação de modelos, têm demonstrado, que um maior comprometimento com este processo tem resultado em modelos, que mais precisamente estão sendo capazes de reproduzir, em ambiente de simulação, o comportamento real dos SEE. E que as lições tiradas desses estudos, têm cada vez mais impactado na maneira como esses são realizados hoje em dia. É importante salientar ainda, que muitas das atividades associadas com a validação de modelos de sistema requerem habilidades e experiência, por parte dos envolvidos na realização desse processo, que levam tempo para serem desenvolvidas. Devendo-se então, procurar sempre se investir em treinamento, no sentido de buscar a implementação de um processo de validação mais qualificado e rigoroso. E por último, cumpre também destacar, que a melhor prática para manutenção de bons modelos em SEE que emerge, consiste em se monitorar e/ou realizar testes para se validar modelos em nível dos componentes, bem como monitorar para validar o modelo dos SEE como um todo. Utilizar apenas uma ou a outra abordagem, não será suficiente para garantir modelos que mais fielmente possam reproduzir o comportamento real dos SEE.

7.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Dentre as principais contribuições do trabalho, podem ser destacados os seguintes itens:

- Revisão bibliográfica acerca dos sistemas de medição fasorial sincronizada, dos modelos de simulação utilizados para representação de SEE em estudos elétricos e do estado atual da validação de modelos em SEE.
- Desenvolvimento de metodologia e procedimentos para um estudo de validação de modelos de simulação de SEE, utilizando dados fasoriais sincronizados.
- Realização um de um estudo de validação de modelos do SIN utilizando dados fasoriais sincronizados, a partir de uma abordagem de Validação de Modelos de Sistemas, em que todo o sistema é representado.
- Avaliação dos modelos e programas de simulação utilizados nos estudos de planejamento e operação elétrica do SIN.
- Identificação de melhorias necessárias para a inclusão com sucesso do processo de validação de modelos de sistemas ao SIN.

7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestões para trabalhos futuros na área sugere-se a realização das seguintes, atividades:

- Ampliar o escopo de indicadores quantitativos para estudos de validação de modelos de sistemas.
- Estudos adicionais de validação para o subsistema Acre/Rondonia, para aperfeiçoamento da representação desse subsistema em ambiente de simulação.
- Estudos de sensibilidade mais detalhados, para avaliação e correta representação do amortecimento da carga com a frequência (D) nas regiões N/NE.
- Avaliação do amortecimento da carga com a frequência (D), nos demais subsistemas do SIN.

- Inclusão da ferramenta computacional ORGANON, que também pode ser utilizado para estudos de planejamento e programação da operação elétrica do SIN, em um estudo de validação de modelos de sistemas. O objetivo é avaliar a modelagem do SIN empregada nesse programa para os estudos da estabilidade eletromecânica, bem como comparar os resultados obtidos com os resultados apresentados pelo programa ANATEM.

APÊNDICE A.

SEQUÊNCIA DE EVENTOS DAS SIMULAÇÕES COM O PROGRAMA ANATEM

A.1 INTRODUÇÃO

Neste apêndice, são apresentadas as sequências de eventos, assim como reproduzidas no programa de simulação ANATEM, das perturbações utilizadas no estudo de validação de modelos de simulação do SIN realizado neste trabalho.

A.2 ABERTURA DAS INTERLIGAÇÕES NORTE/SUL E SUDESTE /NORDESTE – 07/09/2010 – 16H45MIN

Tabela 6 – Sequência de eventos para a simulação da perturbação do dia 07/09/2010 – Abertura das Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste

Instante (ms)	Evento
$T_0 = 200(*)$	<ul style="list-style-type: none">• Curto-circuito monofásico na LT 500 kV Gurupi – Miracema C.2.
$T_1 = T_0 + 80$	<ul style="list-style-type: none">• Eliminação do curto-circuito e abertura da LT 500 kV Gurupi – Miracema C.2.
$T_2 = T_1$	<ul style="list-style-type: none">• Abertura da LT 500 kV Serra da Mesa – Serra da Mesa 2.
$T_3 = T_2 + 680$	<ul style="list-style-type: none">• Abertura da LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia C.1.
$T_4 = T_3$	<ul style="list-style-type: none">• Desligamento do BC 05 – 150 MVA_r – 345 kV da SE Samambaia.
$T_5 = T_4$	<ul style="list-style-type: none">• Abertura da LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas.
$T_6 = T_5 + 10$	<ul style="list-style-type: none">• Abertura da LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II.
$T_7 = T_6 + 3340$	<ul style="list-style-type: none">• Desligamento de 2 unidades geradoras (gás) da UTE Jesus Soares Pereira.
$T_8 = T_7$	<ul style="list-style-type: none">• Desligamento de 1 unidade geradoras da UTE Termopernambuco.

$T_9 = T_8$	<ul style="list-style-type: none"> Desligamento de 3 unidades geradoras (2 gás + 1 vapor) da UTE Fortaleza.
$T_{10} = (**)$	<ul style="list-style-type: none"> Atuação do ERAC cortando carga nas regiões N/NE.

(*) O tempo de 200 ms foi utilizado para configurar o regime permanente pré-perturbação no programa de simulação.

(**) O instante da atuação do ERAC nas regiões N/NE na simulação é em função do valor absoluto e/ou da taxa de variação da frequência no tempo nas barras de cargas monitoradas.

A.3 ABERTURA DAS INTERLIGAÇÕES NORTE/SUL E SUDESTE /NORDESTE – 24/09/2010 – 14H26MIN

Tabela 7 – Sequência de eventos para a simulação da perturbação do dia 24/10/2010 – Abertura das Interligações Norte/Sul e Sudeste/Nordeste

Instante (ms)	Evento
$T_0 = 200(*)$	<ul style="list-style-type: none"> Curto-circuito monofásico na LT 500 kV Gurupi – Miracema C.3.
$T_1 = T_0 + 60$	<ul style="list-style-type: none"> Eliminação do curto-circuito com a abertura da LT 500 kV Gurupi – Miracema C.3.
$T_2 = T_1 + 490$	<ul style="list-style-type: none"> Abertura da LT 500 kV Rio das Éguas – Bom Jesus da Lapa II.
$T_3 = T_2 + 10$	<ul style="list-style-type: none"> Abertura da LT 500 kV Serra da Mesa – Samambaia C.1.
$T_4 = T_3$	<ul style="list-style-type: none"> Abertura da LT 500 kV Serra da Mesa – Rio das Éguas.
$T_5 = T_4 + 2040$	<ul style="list-style-type: none"> Desligamento de 1 unidade geradora da UHE Xingó.
$T_6 = T_5$	<ul style="list-style-type: none"> Desligamento de 1 unidade geradora (gás) da UTE Fortaleza.
$T_7 = T_6$	<ul style="list-style-type: none"> Desligamento de 6 unidades geradoras da UTE Camaçari Muricy 1.
$T_8 = (**)$	<ul style="list-style-type: none"> Atuação do ERAC cortando carga nas regiões N/NE.

(*) O tempo de 200 ms foi utilizado para configurar o regime permanente pré-perturbação no programa de simulação.

(**) O instante da atuação do ERAC nas regiões N/NE na simulação é em função do valor absoluto e/ou da taxa de variação da frequência no tempo nas barras de cargas monitoradas.

A.4 REJEIÇÃO DA UHE ITAIPU 60 HZ – 16H43MIN

Tabela 8 - Sequência de eventos para a simulação da perturbação do dia 02/09/2011 – Rejeição da UHE Itaipu 60 Hz

Instante (ms)	Evento
$T_0 = 200(*)$	<ul style="list-style-type: none"> • Curto-circuito monofásico na LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C.3.
$T_1 = T_0 + 41$	<ul style="list-style-type: none"> • Abertura da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C.3, no terminal de Foz do Iguaçu.
$T_2 = T_0 + 33$	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminação do curto-circuito e abertura da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C.3, no terminal de Ivaiporã.
$T_3 = T_2 + 11$	<ul style="list-style-type: none"> • Abertura das LT 500 kV UHE Itaipu 60 Hz – Foz do Iguaçu C.1 e C.2.
$T_4 = T_3 + 6$	<ul style="list-style-type: none"> • Abertura das LT 500 kV UHE Itaipu 60 Hz – Foz do Iguaçu C.4.
$T_5 = T_4 + 2340$	<ul style="list-style-type: none"> • Abertura do ATR 3 765/500 kV da SE Foz do Iguaçu.
$T_6 = T_5 + 800$	<ul style="list-style-type: none"> • Abertura da LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C.2, no terminal de Foz do Iguaçu.
$T_7 = T_6 + 40$	<ul style="list-style-type: none"> • Abertura a LT 765 kV Foz do Iguaçu – Ivaiporã C.2, no terminal de Foz do Iguaçu.
$T_8 = T_7 + 1311$	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento das unidades geradoras 1 e 2 da UHE São José.
$T_9 = T_8 + 68$	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento das unidades geradoras 1 e 2 da UTE Rio Branco.
$T_{10} = T_9 + 1250$	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento da unidade geradora 1 da UHE Salto.
$T_{11} = T_{10}$	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento da unidade geradora 2 da UHE Porto Estrela.
$T_{12} = T_{11}$	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento de PCHs no estado do Mato Grosso do Sul.
$T_{13} = T_{12}$	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento de Térmicas de Biomassa no estado do Mato Grosso do Sul.
$T_{14} = T_{13} + 250$	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento de CGEs na região Nordeste
$T_{15} = T_{14} + 3260$	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento da unidade geradora 7 da UTE Jorge Lacerda C.
$T_{16} = T_{15} + 3525$	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento das unidades geradoras 1,2,e 3 da UHE Barra Grande.
$T_{16} = T_{15} + 2533$	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento da unidade geradora 4 da UTE Jorge Lacerda A.
$T_{17} = T_{16} + 3192$	<ul style="list-style-type: none"> • Desligamento da UHE Rondon II.
$T_{18} = (**)$	<ul style="list-style-type: none"> • Atuação do ERAC cortando cargas nas regiões

	S/SE/CO e estados do Acre e Rondônia.
--	---------------------------------------

(*) O tempo de 200 ms foi utilizado para configurar o regime permanente pré-perturbação no programa de simulação.

(**) O instante da atuação do ERAC nas regiões S/SE/CO e estados do Acre e Rondônia na simulação é em função do valor absoluto da frequência nas barras de cargas monitoradas.

APÊNDICE B.

MONTANTES DE CORTE DE CARGAS REALIZADO PELO ERAC NAS PERTURBAÇÕES UTILIZADAS NO ESTUDO DE VALIDAÇÃO DE MODELOS DO SIN

B.1 INTRODUÇÃO

Neste apêndice, são apresentados os montantes de corte de cargas realizado pelo ERAC, durante as perturbações ocorridas no SIN que foram utilizadas no estudo de validação de modelos realizado neste trabalho, bem como os montantes de corte considerados nas simulações.

B.2 ABERTURA DAS INTERLIGAÇÕES NORTE/SUL E SUDESTE /NORDESTE – 07/09/2010

Tabela 9 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, durante a ocorrência da perturbação do dia 07/09/2010

ERAC – 07/09/2010					
Agentes de Distribuição	Área	Estágios			TOTAL (MW)
		1°	2°	3°	
		6%	7%	11%	
COELBA ENERGISA – SE	54	89,89 (5,1%)	96,41 (5,5%)	149,82 (8,5%)	336,12
COSERN ENERGISA – PB ENERGISA – BÓRBOREMA CEAL CELPE	55	125,43 (6,2%)	126,58 (6,2%)	177,65 (8,8%)	429,66
COELCE	56	55,6 (5,7%)	61,16 (6,3%)	74,44 (7,6%)	191,2
CEPISA	57	15,11 (4,1%)	35,4 (9,6%)	8,74 (2,4%)	59,25
CELPA	59	71 (8,3%)			71
ALBRÁS	61	172 (17%)			172
		529,03	319,55	410,65	1259,33

Tabela 10 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, na simulação da perturbação do dia 07/09/2010, considerando sua atuação conforme representação convencional no modelo de simulação para estudos da estabilidade eletromecânica no SIN

ERAC – 07/09/2010 – SIMULAÇÃO					
Agentes de Distribuição	Área	Estágios			TOTAL (MW)
		1°	2°	3°	
		6%	7%	11%	
	53	21,3	24,8	39,0	85,1
COELBA ENERGISA – SE	54	149,1	174,0	273,4	596,5
COSERN ENERGISA – PB ENERGISA – BORBOREMA CEAL CELPE	55	126,6	147,7	232,0	506,3
COELCE	56	67,8	79,16	124,2	271,16
CEPISA	57	24,5	28,6		53,1
CEMAR	58	39,2	45,8		85
CELPA	59	68,4	79,2		147,6
ALBRÁS	61				
		496,9	579,26	668,6	1744,76

Tabela 11 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, na simulação da perturbação do dia 07/09/2010, considerando sua atuação conforme ocorrida na prática

ERAC – 07/09/2010 – SIMULADO					
Agentes de Distribuição	Área	Estágios			TOTAL (MW)
		1°	2°	3°	
		6%	7%	11%	
COELBA ENERGISA – SE	54	89,5 (3,6%)	99,4 (4%)	149,1 (6%)	338
COSERN ENERGISA – PB ENERGISA – BORBOREMA CEAL CELPE	55	126,6 (6%)	126,6 (6%)	170,9 (8,1%)	424,1
COELCE	56	47,4 (4,2%)	62,1 (5,5%)	76,8 (6,8%)	186,3
CEPISA	57	15,9 (3,9%)	33,5 (8,2%)	9,0 (2,2%)	58,4
CELPA	59	70,7 (6,2%)			70,7
ALBRÁS	61	172,7 (17,8%)			172,7
		522,8	321,6	405,8	1250,2

B.3 ABERTURA DAS INTERLIGAÇÕES NORTE/SUL E SUDESTE /NORDESTE – 24/09/2010

Tabela 12 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, durante a ocorrência da perturbação do dia 24/09/2010

ERAC – 24/09/2010					
Agentes de Distribuição	Área	Estágios			TOTAL (MW)
		1°	2°	3°	
		6%	7%	11%	
COELBA ENERGISA – SE	54	108,17 (3,44%)	149,57 (4,76 %)		257,74
COSERN ENERGISA – PB ENERGISA – BORBOREMA CEAL CELPE	55	176,19 (6,19%)	219,43 (7,71%)		395,62
COELCE	56	73,94 (4,32%)	37,26 (2,18%)		111,20
CEPISA	57	18,10 (4%)			18,10
CEMAR	58	23,7 (3%)			23,7
CELPA	59	53,2 (3,5%)			53,2
		453,3	406,26		859,56

Tabela 13 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, na simulação da perturbação do dia 24/09/2010, considerando sua atuação conforme representação convencional no modelo de simulação para estudos da estabilidade eletromecânica no SIN

ERAC – 24/09/2010 – SIMULAÇÃO					
Agentes de Distribuição	Área	Estágios			TOTAL (MW)
		1°	2°	3°	
		6%	7%	11%	
COELBA CELPE	53	30,2	35,2		65,4
COELBA ENERGISA – SE	54	186,4	217,5		403,9
COSERN ENERGISA – PB ENERGISA – BORBOREMA CEAL CELPE	55	170,6	199,1		369,7
COELCE	56	103,5	120,8		224,3
CEPISA	57	30,4			30,4
CEMAR	58	52,2			52,2
CELPA	59	89,6			89,6
		662,9	572,6		1235,5

Tabela 14 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região N/NE, na simulação da perturbação do dia 24/09/2010, considerando sua atuação conforme ocorrida na prática

ERAC – 24/09/2010 – SIMULADO					
Agentes de Distribuição	Área	Estágios			TOTAL (MW)
		1°	2°	3°	
		6%	7%	11%	
COELBA ENERGISA – SE	54	105,7 (3,4%)	149,2 (4,8%)		254,9
COSERN ENERGISA – PB ENERGISA – BORBOREMA CEAL CELPE	55	176,3 (6,2%)	219 (7,7%)		395,3
COELCE	56	72,2 (4,2%)	39,7 (2,3%)		111,9
CEPISA	57	20,3 (4%)			20,3
CEMAR	58	26,1 (3%)			26,1
CELPA	59	52,2 (3,5%)			52,2
		452,8	407,9		860,7

B.4 REJEIÇÃO DA UHE ITAIPU 60 HZ

Tabela 15 – Montantes de corte de cargas realizados pelo ERAC na região S/SE/CO e estados do Acre e Rondônia, durante a ocorrência da perturbação do dia 02/09/2011

Agente de Distribuição	Interrupção de Carga (MW)		Interrupção de Carga (%)		Estágio do ERAC	
	Real	Simulado	Real	Simulado	Real	Simulado
CEEE-D	25	25	2,28	2,08	1°	1°
AES SUL	106,32	106,3	9,04	10,32	1°	1°
RGE	55	54,1	4	4,33	1°	1°
COPEL	290,53	290,6	7,53	7,73	1°	1°
CELESC	135,86	135,8	5,4	4,96	1°	1°
TOTAL (S)	612,71	611,6				
CEMAT	45	44,9	4,2	4,55	1°	1°
CELG	117,32	117,3	6,96	7,42	1°	1°
CEB	0	0	0	0	1°	1°
TOTAL (CO)	162,32	162,2				
ELETROACRE	16,7	16,7	15	15	1°	1°
CERON	66,2	66,1	15,07	16,2	1°	1°
TOTAL (AC/RO)	82,9	82,8				
ELEKTRO	118,89	119,1	6	6	1°	1°
CEMIG-D	320	319,7	4,5	5,39	1°	1°
LIGHT	304	303,8	8,94	8,25	1°	1°

ENERSUL	32,5	32	5,4	5,33	1°	1°
ESCELSA	102	102	8,4	7,72	1°	1°
ELETROPAULO	525,64	524,6	7,82	8,45	1°	1°
AMPLA	58	58	4,13	4,09	1°	1°
BANDEIRANTES	135,8	135,9	6,5	7	1°	1°
CPFL PAULISTA	19,73	19,6	0,48	0,53	1°	1°
CPFL PIRATININGA	81,8	81,7	4,34	4,27	1°	1°
CPFL JAGUARIUNA	10	10	4,88	5,18	1°	1°
CPFL SANTA CRUZ	3	3	2,31	2,06	1°	1°
ENERGISA MINAS	0	0	0	0	1°	1°
ENERGISA NF - CENF	2,85	2,85	6,33	6,4	1°	1°
GRUPO REDE ENERGIA SP	20	20	4,4	4,22	1°	1°
TOTAL (SE)	1734,21	1732,25				
TOTAL SIN	2592,14	2589,05				

REFERÊNCIAS

- AGOSTINI, M. N., **Estudos de Aplicação de Medição Fasorial Sincronizada em Sistemas de Energia Elétrica**. Programa de Pós-Doutorado Júnior – PDJ. [S.l.], 2006.
- AGRAWAL, B.; KOSTEREV, D., **Model Validation Studies for a Disturbance Event that Occurred on June 14 2004 in the Western Interconnection**. Power Engineering Society General Meeting, IEEE 2007, vol., no., pp.1-5, 25-29 June 2007.
- ALLEN, E.; KOSTEREV, D.; POURBEIK, P., **Validation of power system models**. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE , vol., no., pp.1-7, 25-29 July 2010.
- ANEEL, **Resolução Autorizativa n° 170**. Abril, 2005.
- ARRILAGA, J.; WATSON, N., **Power System Electromagnetic Transient Simulation**. IEE Power and Energy series; 39. London, 2007.
- ASMINE, M.; BROCHU, J.; FORTMANN, J.; GAGNONG, R.; KAZACHKOV, Y.; LANGLOIS, C. E.; LAROSE, C.; MULJADI, E.; MACDOWELL, J.; POURBEIK, P.; SEMAN, S. A.; WIENS, K., **Model Validation for Wind Turbine Generator Models**. IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 3, Aug. 2011.
- BAONI, C. A; DEMARCO, A., **Observer-Based Distributed Control Design to Coordinate Wind Generation and Energy Storage**. Innovation Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES International Conference and Exhibition on, pp. 1-8, Nov. 2010.

BERGEN, A. R.; VITTAL, V., **Power System Analysis, 2nd.** Prentice Hall Inc., 2000.

BURNETT, R. O; BUTTS, M.M.; CEASE, T. W.; CENTENO, V.; MICHEL, G.; MURPHY, R. J.; PHADKE, A. G., **Synchronized Phasor Measurement of a Power System Event.** IEEE Trans. Power Syst., vol. 9, no. 3, pp. 1643-1650, Aug. 1994.

CEPEL, **ANATEM User's Manual.** V10.4.5, 2011.

CEPEL, **PACDYN User's Manual.** V9.4.2, 2011.

CHEN, L.; MARKHAN, P. N.; LIU, Y., **Wide-Area Dynamic Model Validation Using FNET Measurements.** Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES. pp. 1-7, Washington D. C., Jan. 2012.

CHOW, J. H., SANCHE-GASCA, J.J. ; REN, H.; WANG, S., **Power system damping controller design using multiple input signals.** IEEE Control System Magazine, pages 82–90, August 2000.

CIGRÉ-BRASIL, **EletoEvolução – Sistemas de Potência.** ISSN 1806-1877 - n° 64, Setembro de 2011.

DECKER, I.C.; AGOSTINI, M.N.; DOTTA, D.; ZIMATH, S. L., **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 - SNPTEE. Curitiba, PR, Outubro de 2005.

DECKER, I.C.; e SILVA, A.S.; SILVA, R.J.G.; AGOSTINI, M.N.; MARTINS, N.; PRIOSTE, F.B., **System Wide Model Validation of the Brazilian Interconnected Power System**. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE , vol., no., pp.1-8, 25-29 July 2010.

DECKER, I. C.; e SILVA, A.S.; AGOSTINI, M. N.; DOTTA, D., **Monitoring of a Large Scale Event in the Brazilian Power System by WAMS**, 17th Power System Dynamics and Control – VIII. Búzios, RJ, Brasil, Ago. 2010.

D'AJUZ, A., **Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamentos – Aplicação em Sistemas de Potência de Alta Tensão**. FURNAS, UDUFF, Niterói, 1987.

DE LA REE, J.; CENTENO, V.; THORP, J. S.; PHADKE, A. G., **Synchronized Phasor Measurement Applications in Power Systems**. IEEE Transactions on Smart Grid, 2010.

DOTTA, D.; e SILVA, A. S.; DECKER, I. C., **Power System Small-Signal Angular Stability Enhancement using Synchronized Phasor Measurements**. IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 1-8, Tampa, FL.,2007.

EHRENSPERGER, J. G., **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.

EPRI, **Generator Control Testing to Certify Reactive Power Capability, Excitation System Functions and Frequency Response**. Palo Alto, CA, 2007.

EPRI, Phasor Measurement Unit (PMU) Implementation and Applications. Final Report, 2007.

FARMER, R. G., **Power System Dynamics and Stability – The Electric Power Engineering Handbook.** Ed. L. L. Grisby, Boca Raton, 2000.

FELTES, J.W.; LIMA, L.T.G., **Validation of Dynamic Model Parameters for Stability Analysis: Industry Need, Current Practices and Future Trends.** Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE, vol.3, no., pp. 4 vol. 2666, 13-17 July 2003.

Fürstenberger, A., **Desenvolvimento de um Sistema de Concentração de Dados de Medição Fasorial Sincronizada.** Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.

GAIKWAD, A.M.; BRAVO, R.J.; KOSTEREV, D.; YANG, S.; MAITRA, A.; POURBEIK, P.; AGRAWAL, B.; YINGER, R.; BROOKS, D.; **Results of residential air conditioner testing in WECC.** Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE , vol., no., pp.1-9, 20-24 July 2008.

GIRI, J.; PARASHAR, M.; TREHERN, J.; MADANI, V., **The Situation Room: Control Center Analytics for Enhanced Situational Awareness.** IEEE Power and Energy Magazine. Vol.10, pp. 24-39, 2012.

GOMES, R., **A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil.** Ed. FGV, 432 p., Rio de Janeiro, 2012.

GRISBY, L. L., **Power System – The Electric Power Engineering Handbook, 2nd.** 2006

HANNETT, L. N.; FELTES, J. W., **Derivation of Generator, Excitation System and Turbine Governor Parameters from Tests**. CIGRÉ, Colloquium on Power System Dynamic Performance, Florianópolis, 1993.

HAUER, J. F., **Application of Prony Analysis to the Determination of Model Content and Equivalent Models for Measured Power System Response**. IEEE Transactions on Power Systems, v.6, n.3, p. 1062-1068, Aug 1991. ISSN 1558-0679.

HUANG, Z.; NGUYEN, T.; KOSTEREV, D.; GUTTROMSO, R., **Model Validation of Power System Components Using Hybrid Dynamic Simulation**. Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES , vol., no., pp.153-160, 21-24 May 2006.

HUANG, Z.; YANG, B.; KOSTEREV, D.N., **Benchmarking of Planning Models Using Recorded Dynamics**. Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES , vol., no., pp.1-6, 15-18 March 2009.

IEEE, **Reader's Guide to Subsynchronous resonance**. Transaction on Power Systems, 1992.

IEEE, Standard for Synchrophasors for Power System: **IEEE Standard 1344-1995**. 1995.

IEEE, **EMTP Reference models for Transmission Line Relay Testing**. IEEE Power System Relaying Tutorials, 2005.[Online]. Disponível: <http://www.pes-psrc.org/Reports>

IEEE, **Standard for Synchrophasors for Power System: IEEE Standard C.37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344-1995)**. 2005.

IEEE Task Force on Generator Model Validation Testing, **Guidelines for Generator Stability Model Validation Testing**. IEEE PES General Meeting, Tampa, FL, 2007.

IEEE, **Standard for Synchrophasors for Power System: IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems C.37.118.1-2011**. 2011.

IEEE, **Standard for Synchrophasors for Power System: IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems C.37.118.2-2011**. 2011.

ISHIBASHI A.; IMAI M.; OMATA, K.; SATO, S.; TAKAGI, T.; NAKACHI, Y.; OGAWA, S., **New Type of Islanding Detection System for Distributed Generation Based on Voltage Angle Difference Between Utility Network and Distributed Generation Site**. IEE International Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, 2004.

JEREMIAS, T.; ZIMMER, V.; DECKER, I. C.; e SILVA, A. S.; AGOSTINI, M. N., **Ambiente de desenvolvimento de aplicativos para o processamento de dados fasoriais sincronizados do sistema elétrico brasileiro**. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro, 2012.

KAMWA, I.; GÉRIN-LAJOIE, L.; TRUTEL, G., **Multi-loop Power System Stabilizer Using Wide-area Synchronous Phasor Measurements**. Proceedings of the American Control Conference, June 1998.

KINDERMANN, G., **Curto-Circuito**. Sagra-DC Luzzato, 1ª Ed., Porto Alegre, 1992.

KOELLNER, K.; ANDRESON, C.; MOXLEY, R., **Generator Black Start validation Using Synchronized Phasor Measurement**. Power Systems Conference 2006: Advanced Metering, Protection, Control, Communication and Distributed Resources, PSC, p. 511 -516, 2006.

KOLLURI, S.; MANDAL, S.; GALVAN, F.; THOMAS, M., Island formation in energy power grid during Hurricane Gustav. Power & Energy Society General Meeting, PES '09. IEEE, 2009, pp. 1-5. 2009.

KOSTEREV, D.N.; TAYLOR, C.W.; MITTELSTAD, W.A., **Model Validation for the August 10, 1996 WSCC System Outage**. IEEE Trans. Power Syst., vol. 14, no. 3, pp. 967-979, August 1999.

KOSTEREV, D.N.; MEKLIN, A.; UNDRILL, J.; LESIEUTRE, B.; PRICE, W.; CHASSIN, R.; BRAVO, R.; YANG, S., **Load Modeling in Power System Studies: WECC progress update**. IEEE PES General Meeting, Pittsburg, 2008.

KOSTEREV, D.; MEKLIN, A.; UNDRILL, J.; LESIEUTRE, B.; PRICE, W.; CHASSIN, D.; BRAVO, R.; YANG, S., **Load modeling in power system studies: WECC progress update**. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE , vol., no., pp.1-8, 20-24 July 2008.

KOSTEREV, D.; DAVIES, D., **System Model Validation Studies in WECC**. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE , vol., no., pp.1-4, 25-29 July 2010.

LAVERY, D. M.; MORROW, D. J.; BEST, R.; CREGAN, M., **Anti-Islanding Detection using Synchrophasors and Internet Protocol Telecommunications**. Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on, pp. 1-5, Dez. 2011.

- LIMA, L.T.G., **Dynamic model validation for compliance with NERC standards**. Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE , vol., no., pp.1-7, 26-30 July 2009.
- LIN, Z.; WEN, F., **Power System Restoration in Restructured Power Industry**. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007.
- MAITRA, A.; GAIKWAD, A.M.; POURBEIK, P.; BROOKS, D., **Load Model Parameter Derivation Using an Automated Algorithm and Measured Data**. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2008.
- MARTIN, K. E., **Synchrofasor Standarts Developments – IEEE C.37.118 & IEC 61850**. Proceedings of the 44th Hawaii International Conference on System Sciences, 2011.
- MELIOPOULOS, A. P. S.; COKKINIDES, G. J.; HEDRIGTON, C.; CONRAD, T. L., **The Supercalibrator – A Fully Distributed State Stimulator**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. p. 1-8, Set. 2010.
- MESSINA, A. R., **Inter-area Power Oscillations in Power Systems: A Nonlinear and Nonstationary Perspective**. Springer, New York, 2009.
- MOMOH, J.A.; XIA, Y.; Boswell, G., **Voltage stability enhancement using Phasor Measurement Unit (PMU) technology**. Power Symposium, 2008. NAPS '08. 40th North American , vol., no., pp.1-6, 28-30 Sept. 2008.
- MONTICELLI, A., **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. P., Editora Edgard Blucher Ltda, São Paulo, 1983.

NERC, Real-Time Applications os Synchronphasors for Improving Reliability. 2010. Disponível em: <http://www.nerc.com>

NERC Model Validation Task Force of the Transmission Issues Subcommittee. **Power System Model Validation**, May 28, 2010. Disponível em: <http://www.nerc.com>

NETO, A. S.; FERNANDES, A. B., **Efeito da Modelagem da Carga para Estudos de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Transmissão.** XIII ERIAC, Puerto Iguazú, 2009.

ONS, Procedimentos de Rede: Submódulo 18.2 – Relação dos Sistemas e Modelos Computacionais. 2009. Disponível em: <https://www.ons.org.br>

ONS. Relatório de Análise de Perturbação: ONS RE 3/205/2010. Novembro de 2010.

ONS, Relatório de Análise de Perturbação: ONS RE 3/228/2010. Novembro de 2010.

ONS, Procedimentos de Rede: Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos. 2011. Disponível em: <https://www.ons.org.br>

ONS, Relatório de Análise de Perturbação: ONS RE 3/249/2011. Outubro de 2011.

ONS, Banco de Dados para Estudo da Estabilidade Eletromecânica no SIN. 2012. Disponível em: http://www.ons.org.br/avaliacao_condicao/casos_eletromecanicos.aspx

ONS, **Sistema Interligado Nacional - SIN**. 2013. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx

ONS, **Operação do Sistema Interligado Nacional – Dados relevantes. 2013**. Disponível: http://www.ons.org.br/biblioteca_virtual/publicacoes_operacao_sin.aspx

PESENTE, J. R., **Estudo da Utilização de Medição Fasorial Sincronizada de Fasores para o Esquema de Controle de Emergência do Sistema de Transmissão de Itaipu em 60 Hz**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2009.

PHADKE, A. G.; PICKETT, B.; ADAMIAK, M.; BEGOVIC, M.; BENMOUYAL, G.; JR., R. O. B.; CEASE, T. W.; GOOSSENS, J.; HANSEN, D. J.; KEZUNOVIC, M.; MANKOFF, L. L.; MCLAREN, P. G.; MICHEL, G.; MURPHY, R. J.; NORDSTROM, J.; SACHDEV, M. S.; SMITH, H. S.; THORP, J. S.; TROTIGTON, M.; WANG, T. C.; XAVIER, M., **Synchronized Sampling and Phasor Measurement for Relaying and Control**. IEEE Transaction on Power Delivery, 1994.
PHADKE, A. G.; THORP, J. S., **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications**. Springer, 2008.

POURBEIK, P.; BOSTROM, A.; JONH, E.; BASU, M., **Operational Experiences with SVCs for Local and Remote Disturbances**. Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES , vol., no., pp.444-450, Oct. 29 2006-Nov. 1 2006.

POURBEIK, P.; MODAU, F., **Model Development and Field Testing of a Heavy-Duty Gas-Turbine Generator**. IEEE Trans, PWRS, 2008.

POURBEIK, P., **Approaches to validation of power system models for system planning studies**. Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE , vol., no., pp.1-10, 25-29 July 2010.

POURBEIK, P.; PINK, C.; BISBEE, R., **Power Plant Model Validation for Achieving Reliability Standard Requirements Based on Recorded On-Line Disturbance Data**. Power Systems Conference and Exposition (PSCE), 2011 IEEE/PES, vol., no., pp.1-9, 20-23 March 2011.

PRIOSTE, F. B., **Detecção e Controle de Oscilações Eletromecânicas Usando Sistemas de Medição Sincronizada**. Tese de Doutorado – Universidade Federal de Santa Catarina, 2011.

SANTOS, M. M., **Análise da Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Usando Dados de Medição Fasorial Sincronizada**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2008.

SIMÕES COSTA, A.; MEYER, B. T; DECKER, I. C., **Análise dos Benefícios de Medições de Fasoriais Sincronizadas Quanto ao Desempenho da Estimação de Estados em Sistemas de Potência**. XVII Brazilian Conference on Automatic Control, 2008, Juiz de Fora, MG. Proc. of the XVII CBA. Sociedade Brasileira de Automática, 2008.

SIMÕES COSTA, A.; ALBUQUERQUE, A., **Inclusão de Medições Fasoriais na Estimação de Estados com Presevação da Estrutura dos Estimadores Convencionais**. XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE. Florianópolis, SC, Outubro de 2011.

SLUTSKER, I. W.; MOKHTARI, S.; JACQUES, L. A.; PROVOST, J. M. G.; PEREZ, M. B.; SIERRA, J. B.; GONZALEZ, F. G.; FIGUEROA, J. M. M., **Implementation of phasor measurements in state estimator at Sevillana de Electricidad**. Proc. of the Power Industry Computer Application Conference, pp. 392 –398, 1995.

SOWA, P., **Representation of Power System for Electromagnetic Transient Calculation**. World of Academy of Science, Engineering and Technology 47, 2008.

TAYLOR, C.; ERICKSON, D., **Recording and Analyzing the July 2 Cascading Outages**. IEEE Computer Applications in Power System. Vol. 10, no. 1, pp. 26-30, January, 1997.

TERZIJA, V.; VALVERDE, G.; CAI, D.; REGULSKI, P.; MADANI, V.; FITCH, J.; SKOK, S.; BEGOVIC, M. M.; PHADKE, A. G., **Wide-Area Monitoring, Protection, and Control of Future Electric Power Networks**. Proceedings of the IEEE, 2011.

TLEIS, N. D., **Power System Modelling and Fault Analysis, Theory and Practice**. Newnes, Boston, 2008.

TREVISAN, F., **Validação de Modelos de Unidades Geradoras Utilizando Simulação Dinâmica Híbrida baseada em Dados de Mediação Fasorial Sincronizada**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina, 2010.

U.S.-Canada Power System Outage Task Force, **Final Report of the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations**. 2004. Disponível em: <https://reports.energy.gov/BlackoutFinal-Web.pdf>

WSCC, **Control Work Group and Modeling & Validation Work Group, Test Guidelines for Synchronous Unit Dynamic Testing and Model Validation**. 1997. Disponível em: <http://www.wecc.biz>

YOON, Y.J., **Study of the Utilization and Benefits of Phasor Measurement Units for Large Scale Power System State Estimation**. Thesis Texas A&M University, 2005.

ZHIJUN, Q.; SHANSHAN, L.; YUNHE, H., **Virtual Synchroscope: A Novel Application of PMU for System restoration**. International Conference on Advanced Power System Automation and Protection. Beijing, 2011.