

RICARDO LIRA

**INFLUÊNCIA DOS CANAIS DE
INSTRUMENTAÇÃO NA EXATIDÃO DA
MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA**

**FLORIANÓPOLIS
2010**

Catálogo na fonte pela Biblioteca Universitária
da
Universidade Federal de Santa Catarina

L768i Lira, Ricardo

Influência dos canais de instrumentação na exatidão da medição fasorial sincronizada [dissertação] / Ricardo Lira ; orientador, Ildemar Cassana Decker. - Florianópolis, SC, 2010.

170 p.: il., grafs., tabs.

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

Inclui referências

1. Engenharia elétrica. 2. Medição fasorial. 3. Exatidão de medidas. 4. Canais de instrumentação. I. Decker, Ildemar Cassana. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU 621.3

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

**INFLUÊNCIA DOS CANAIS DE
INSTRUMENTAÇÃO NA EXATIDÃO DA
MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

RICARDO LIRA

Florianópolis, abril de 2010.

INFLUÊNCIA DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO NA EXATIDÃO DA MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

Ricardo Lira

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

Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.
Orientador

Prof. Roberto de Souza Salgado, Ph.D.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.
Presidente

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

Prof. José Eduardo da Rocha Alves Junior, D. Sc.

Prof. Lenois Mariotto, D. Eng.

Primeiramente, agradeço a Deus pelo dom da inteligência concedido.

Em segundo, agradeço aos meus pais, André e Marli Lira, por todo o apoio e carinho dispensados em toda a minha vida estudantil, sem o qual não seria possível a obtenção do meu título de Mestre.

AGRADECIMENTOS

Inicialmente, gostaria de agradecer ao professor Ildemar Decker, meu orientador acadêmico durante toda minha jornada dentro do LabPlan, o qual sua dedicação foi de fundamental importância para a conclusão do meu Mestrado.

Gostaria de agradecer, também, aos membros da banca, professores Antônio Simões Costa, José Eduardo Junior e Lenois Mariotto, os quais contribuíram significativamente com ricas informações agregadas ao trabalho.

Aos professores da Engenharia Elétrica, especialmente para João Fagundes, Walter Carpes Jr, Roberto Salgado, Aguinaldo Silva, Geraldo Kindermann, Jorge Coelho, Erlon Finardi e Patrick Peng.

A todos meus amigos relacionados ao projeto MedFasee, os quais me deram importante suporte em minha pesquisa, principalmente para Marcelo Benetti, Marcelo Agostini, Daniel Dotta, Arlan Bettiol, Beatriz Pereira, Alexandre Fürstenberger. Agradeço ainda ao Eng. Breno Meyer, gerente do projeto MedFasee Eletrosul, pelo apoio na disponibilização dos dados do protótipo de SPMS.

Aos amigos do LabPlan e os que me acompanharam em minha vida acadêmica, especialmente a Daniel Caixeta, Fabiano Andrade, Chadia Sebba, Daniel Tenfen, Juliane Almeida, Gustavo Perondi, Gabriel Tibola, Anésio Zeitune, Cristiano Bühler, André Dalcastagnê.

Aos meus queridos amigos Maurício Madalozzo, Adriana Soares, e Elena Thomsen.

Não menos importante, dedico meus agradecimentos aos meus avôs maternos, Valério e Melania Girardi, e paternos, Angelo e Regina Lira. E claro, a minha irmã Jaqueline Lira.

Por último, expresso minha gratidão aos órgãos institucionais que deram suporte ao meu trabalho acadêmico: Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Fundação de Ensino e Engenharia de Santa Catarina (FEESC) e Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

INFLUÊNCIA DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO NA EXATIDÃO DA MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

Ricardo Lira

Abril/2010

Orientador: Ildemar Cassana Decker, D. Sc.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: medição fasorial sincronizada, canais de instrumentação, exatidão de medidas fasoriais, fluxo de potência, parâmetros de linhas de transmissão, detecção de erros fasorias.

Número de páginas: 170.

Neste trabalho, investiga-se a influência exercida pelos Canais de Instrumentação (CIs) na exatidão da medição fasorial sincronizada. São abordados estudos relacionados aos aspectos de exatidão dos CIs, em regime permanente, e à modelagem de seus elementos: Transformadores de Potencial Capacitivos (TPCs); Transformadores de Corrente (TCs); e cabos de controle. Destaca-se o problema do erro na medição de corrente em condições de baixo carregamento de Linhas de Transmissão (LTs), bem como a influência da carga imposta ao secundário dos TIs (Transformadores de Instrumentos) sobre a exatidão de medições fasoriais.

Foi também investigada a aplicação de diferentes metodologias para o cálculo do fluxo de potência em LTs, bem como o cálculo de seus parâmetros. Esses estudos são complementados por meio da análise de sensibilidade destes cálculos frente a erros fasoriais. Por fim, são apresentadas análises de desempenho envolvendo o protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul, visando à detecção e à compensação de erros fasoriais introduzidos pelos CIs envolvidos. Constatou-se a possibilidade de ocorrência de erros significativos de módulo e ângulo nos fasores, dependendo do nível de carregamento da LT e das peculiaridades dos CIs. Tais características foram comprovadas por estudos de sensibilidade aplicados a casos reais.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

**INFLUENCE OF INSTRUMENTATION CHANNELS
ACCURACY IN SYNCHRONIZED PHASOR MEASUREMENT**

Ricardo Lira

April/2010

Advisor: C Ildemar Cassana Decker, D. Sc.

Área de Concentration: Power Systems.

Keywords: phasor measurement, instrumentation channels, accuracy of phasor measurements, power flow, parameters of transmission lines, error detection phasors.

Number of pages: 170.

This work investigates the influence of the Instrumentation Channels (ICs) in the synchronized phasor measurement accuracy. Studies are addressed to accuracy of ICs, in steady state, and modeling of its elements: Coupled Capacitive Voltage Transformers (CCVTs) Current Transformers (CTs), and control cables. The problem of error in current measurement under conditions of low loading of Transmission Lines (TL) is highlighted, as well as the importance of the burden on the accuracy of phasor measurements.

The application of different methodologies for power flow calculation in TL and its parameters calculation are also investigated. Those studies are complemented by sensitivity analysis of these methodologies against phasor errors. Finally, a performance analysis involving the SPMS MedFasee Eletrosul prototype is presented, focusing on the detection and compensation of errors introduced by the phasor ICs involved. The presence of significant errors in the module and phasor angle is verified, depending on the loading level of the TL and the peculiarities of ICs. These characteristics are confirmed by sensitivity analysis applied to real cases.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	19
LISTA DE TABELAS	23
LISTA DE SÍMBOLOS E ACRÔNIMOS	25
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 UM NOVO PARADIGMA NA SUPERVISÃO DE SEES	2
1.1.1 <i>A Inserção da Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada</i>	3
1.1.2 <i>Benefícios da Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada</i>	5
1.1.3 <i>Desenvolvimentos SPMS</i>	7
1.2 MOTIVAÇÕES DO TRABALHO	11
1.3 OBJETIVOS	12
1.3.1 <i>Objetivo Geral</i>	12
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	12
1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	13
CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS E REQUISITOS DE DESEMPENHO DE SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA	15
2.1 FUNDAMENTOS DE SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA..	15
2.1.1 <i>Definição de Sincrofasores</i>	16
2.1.2 <i>Sistema de Sincronização</i>	18
2.1.3 <i>Unidade de Medição Fasorial</i>	20
2.1.4 <i>Concentrador de Dados Fasoriais</i>	22
2.1.5 <i>Canais de Comunicação</i>	23
2.2 REQUISITOS DE DESEMPENHO PARA O SPMS.....	24
2.2.1 <i>O Padrão de Sincrofasores para Sistemas de Potência</i>	25
2.2.2 <i>Cálculo Fasorial</i>	26
2.2.3 <i>Desempenho de PMUs</i>	30
2.2.4 <i>Desempenho do PDC</i>	32
2.2.5 <i>Redes de Comunicação</i>	33
2.3 COMENTÁRIOS FINAIS	35
CAPÍTULO 3 ASPECTOS DE EXATIDÃO REFERENTES AOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO	37
3.1 DESEMPENHO DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO	38
3.1.1 <i>Visão Geral dos Canais de Instrumentação</i>	38
3.1.2 <i>Aspectos da Exatidão dos Canais de Instrumentação</i>	40
3.1.3 <i>Influência das Cargas e Cabos de Controle</i>	42
3.1.4 <i>Influência da Corrente Primária e da Carga Imposta ao Secundário nos Erros do TC</i>	44
3.1.5 <i>Classe de Exatidão de Transformadores de Corrente</i>	49

3.1.6	<i>Classe de Exatidão de Transformadores de Potencial</i>	52
3.1.7	<i>Transformadores Ópticos</i>	54
3.2	COMPENSAÇÃO DE ERROS FASORIAIS	55
3.2.1	<i>Estimação dos Erros de Medição por Estimação de Estados</i>	56
3.2.2	<i>Compensação Externa de Corrente em TCs</i>	57
3.3	COMENTÁRIOS FINAIS	59

CAPÍTULO 4 MODELAGEM E SIMULAÇÃO DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO PARA ANÁLISE DE ERROS EM REGIME PERMANENTE

4.1	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO	62
4.1.1	<i>Fundamentos Teóricos</i>	62
4.1.2	<i>Modelo Adotado</i>	64
4.1.3	<i>Especificação dos Parâmetros do Modelo</i>	65
4.2	TRANSFORMADOR DE CORRENTE	70
4.2.1	<i>Fundamentos Teóricos</i>	70
4.2.2	<i>Modelo Adotado</i>	74
4.2.3	<i>Especificação dos Parâmetros do Modelo</i>	74
4.3	CABO DE CONTROLE	77
4.3.1	<i>Especificação das Características Construtivas</i>	78
4.3.2	<i>Modelagem via LCC/ATP</i>	79
4.3.3	<i>Obtenção dos Parâmetros Primários do Cabo de Controle</i>	80
4.4	SIMULAÇÃO DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO	81
4.4.1	<i>Resultados Obtidos</i>	82
4.4.2	<i>Conclusões Sobre os Resultados das Simulações</i>	85

CAPÍTULO 5 DESENVOLVIMENTO E ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DE APLICAÇÕES DE SPMS.....

5.1	PARÂMETROS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	88
5.1.1	<i>O Modelo de Linha Longa e sua Representação por Quadripolo</i>	89
5.1.2	<i>Parâmetros do Quadripolo</i>	90
5.1.3	<i>Obtenção dos Parâmetros Primários</i>	91
5.1.4	<i>Parâmetros Padronizados da Linha de Transmissão</i>	94
5.2	FLUXO DE POTÊNCIA	94
5.2.1	<i>Metodologias para o Cálculo de Fluxo de Potência</i>	95
5.3	ESTUDO DE SENSIBILIDADE AOS ERROS FASORIAIS	97
5.3.1	<i>Hipóteses Iniciais</i>	98
5.3.2	<i>Metodologia Proposta</i>	99
5.3.3	<i>Exemplos da Aplicação da Metodologia</i>	101
5.3.4	<i>Índices de Sensibilidade Relacionados ao Fluxo de Potência</i>	103
5.3.5	<i>Índices de Sensibilidade Relacionados ao Cálculo de Parâmetros de LTs</i>	105
5.3.6	<i>Discussão sobre os Resultados da Sensibilidade ao Erro Fasorial</i>	106
5.4	COMENTÁRIOS FINAIS	111

CAPÍTULO 6 ANÁLISE DE DESEMPENHO DE CASOS REAIS DE MEDIÇÃO

6.1	REGISTROS REAIS DE MEDIÇÃO DE SPMS	114
6.1.1	<i>Configuração do Protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul</i>	114

6.1.2	<i>Registros do Protótipo de SPMS</i>	116
6.1.3	<i>Observação sobre o Desequilíbrio de Fases</i>	117
6.2	ANÁLISES DE ERROS NAS MEDIÇÕES FASORIAIS	119
6.2.1	<i>Sobre o Erro de Módulo de Tensão</i>	119
6.2.2	<i>Sobre o Erro Angular de Tensão</i>	120
6.2.3	<i>Sobre o Erro de Módulo de Corrente</i>	122
6.2.4	<i>Sobre o Erro de Ângulo de Corrente</i>	123
6.2.5	<i>Sobre a Influência dos Erros no Cálculo das Perdas</i>	123
6.3	COMPENSAÇÃO DOS ERROS FASORIAIS	124
6.3.1	<i>Quanto ao Módulo de Corrente em Diferentes Carregamentos</i>	125
6.3.2	<i>Quanto ao Erro Angular de Tensão</i>	126
6.3.3	<i>Quanto à Compensação dos Erros Introduzidos pelos CIs</i>	127
	CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES FINAIS	135
7.1	PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES	139
7.2	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	139
	ANEXO 1 A NOVA GERAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS PARA SISTEMAS DE POTÊNCIA	143
	ANEXO 2 DIAGRAMA UNIFILAR DA SE 525 KV IVAIPORÃ (ELETROSUL)	147
	ANEXO 3 RESULTADOS DOS APLICATIVOS PARA CASOS REAIS DE MEDIÇÃO FASORIAL	149
	ANEXO 4 FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA PARA COMPENSAÇÃO FASORIAL	155
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	157

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Ilustração básica de um Sistema de Medição Fasorial.....	16
Figura 2.2: Representação de uma onda senoidal em fasor.....	16
Figura 2.3: Obtenção dos fasores sob uma referência comum temporal.	18
Figura 2.4: Convenção da referência de ângulo segundo [49] .	18
Figura 2.5: Ilustração do processo de sincronização dos fasores através do sistema GPS.	20
Figura 2.6: Funcionalidades básicas da PMU.	21
Figura 2.7: Estrutura geral de hardware da PMU [58].	21
Figura 2.8: Funções básicas do PDC.	23
Figura 2.9: Variação do TVE em relação ao erro de sincronização [64].	28
Figura 2.10: Representação do fenômeno do vazamento espectral [51].	29
Figura 3.1: Ilustração dos elementos constituintes de um canal de instrumentação.	39
Figura 3.2: Ilustração dos erros provenientes das características da curva de magnetização de um TC [78].	46
Figura 3.3: Ilustração do comportamento do erro de um típico TC de proteção referente ao seu nível de carregamento.	46
Figura 3.4: Limites de exatidão para TC conforme variação da carga, segundo [81].	48
Figura 3.5: Erros de transformação de corrente (módulo e ângulo) de um TC 50:5A de classe 0,5% e carga nominal de $0,4\Omega$ (10 VA), conforme apresentado em [48].	49
Figura 3.6: Erros de transformação de corrente (módulo e ângulo) de um TC 200:1A de classe 1,0% e carga nominal de 15Ω (15 VA), conforme apresentado em [48].	49
Figura 3.7: Limites de exatidão para TCs de medição e monitoramento, conforme a IEEE Std C57.13 [79].	52
Figura 3.8: Limites de exatidão para medição de tensão, conforme a IEEE Std C57.13 [79].	54
Figura 3.9: Circuito da compensação externa [48].	58
Figura 3.10: Diagrama de blocos para o método de compensação proposto por [47].	59

Figura 4.1: Modelo do Transformador de Potencial Capacitivo (TPC).	63
Figura 4.2: Modelo do Transformador de Potencial Capacitivo (TPC).	65
Figura 4.3: Dados de placa do TPC modelo Alsthom CCV-525.	66
Figura 4.4: Dados de ensaio referentes à curva de magnetização do modelo de TPC Alsthom CCV-525 (bornes 1X1-1X3), incluindo uma aproximação linear da curva.	68
Figura 4.5: Cálculo ponto a ponto da indutância equivalente referente à curva de magnetização do TPC Alsthom CCV-525 (bornes 1X1-1X3).	69
Figura 4.6: Modelo do Transformador de Corrente (TC).	71
Figura 4.7: Diferenças de saturação entre TCs de proteção e medição.	74
Figura 4.8: Dados de ensaio referentes à curva de magnetização do modelo de TC Artech CA-525 (bornes 1S2-1S5), incluindo uma aproximação linear da curva.	76
Figura 4.9: Cálculo ponto a ponto da indutância equivalente referente à curva de magnetização do TC Artech CA-525 (bornes 1S2-1S5).	77
Figura 4.10: Corte transversal do cabo de controle modelado.	80
Figura 4.11: Simulação do cabo de controle no ATP.	81
Figura 5.1: Configuração da medição fasorial trifásica em ambas as extremidades de uma LT.	87
Figura 5.2: Modelo de uma linha monofásica com parâmetros distribuídos.	89
Figura 5.3: Modelo do quadripolo para uma LT modelo π	89
Figura 5.4: Diagrama de seqüência positiva utilizado pelas metodologias de cálculo do fluxo de potência.	95
Figura 5.5: Exemplo ilustrativo do problema da variação da condição do carregamento do sistema sob a análise de sensibilidade do cálculo da potência ativa, frente a um determinado tipo de erro.	98
Figura 5.6: Diferenças entre variações das ordenadas frente a variações nas abscissas para seno e cosseno.	104
Figura 6.1: Localização geográfica do protótipo MedFasee Eletrosul.	114
Figura 6.2: Registros dos módulos de corrente de seqüência positiva referentes às extremidades da LT.	117
Figura 6.3: Registros da abertura angular entre as tensões de seqüência positiva referentes às extremidades da LT.	117
Figura 6.4: Módulos das componentes de tensão trifásicas (a) e de seqüências positiva (b), negativa (c) e zero (d) referentes ao Registro 2.	118
Figura 6.5: Módulos das componentes de corrente trifásica (a) e de seqüências positiva (b), negativa (c) e zero (d) referentes ao Registro 2.	119

Figura 6.6: Resultados das diferenças mútuas relativas entre os modos de cálculo da potência ativa.	121
Figura 6.7: Resultados das diferenças dos modos em relação ao valor nominal e diferenças mútuas percentuais entre os modos de cálculo da reatância.	121
Figura 6.8: Resultados das diferenças dos modos em relação ao valor nominal e diferenças mútuas percentuais entre os modos de cálculo da resistência.	122
Figura 6.9: Diferenças relativas entre os modos de cálculo da susceptância.	123
Figura 6.10: Resultados do cálculo das perdas.	124
Figura 6.11: Teste de correção da magnitude da corrente I_s visando à diminuição da diferença mútua dos modos de cálculo da resistência em períodos de baixo carregamento da linha (inferior a 300 A).	126
Figura 6.12: Aumento da diferença mútua entre os modos de cálculo da potência ativa devido à inserção de erros isolados no fasor de tensão V_s	127
Figura 6.13: Resultados da compensação dos erros dos aplicativos, em consequência da compensação dos CIs referentes à LT Ivaiporã – Areia, em relação às medições fasoriais do Registro 2.	132
Figura 6.14: Resultados da compensação dos erros dos aplicativos, em consequência da compensação dos CIs referentes à LT Areia – Campos Novos, em relação às medições fasoriais do Registro 3.	133
Figura A1: Esquema de funcionamento do transdutor de corrente óptico MOCT.	144
Figura A 2: Esquema de funcionamento do transdutor de tensão óptico EOVT [78].	145
Figura A 3: Esquema de funcionamento do transdutor de corrente óptico FOCT [78].	146
Figura A 4: Conceito de funcionamento do transdutor de corrente baseado no efeito Hall [95].	146

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Erros máximos permitidos para adequação dos Níveis 0 e 1 da IEEE C37.118/2005.....	28
Tabela 3.1: Atrasos de propagação do sinal IRIG-B.....	43
Tabela 3.2: Classes de exatidão para transformador de corrente conforme IEC 60044-1.....	50
Tabela 3.3: Classes de exatidão para transformador de corrente conforme IEEE C57.13.....	51
Tabela 3.4: Classes de exatidão para transformador de corrente conforme ABNT NBR 6856.....	51
Tabela 3.5: Classes de exatidão para transformador de potencial conforme IEC 60044-2.....	53
Tabela 3.6: Classes de exatidão para transformador de potencial conforme IEEE C57.13.....	53
Tabela 3.7: Classes de exatidão para TPC conforme ANSI C93.1.....	54
Tabela 4.1: Parâmetros de placa e ensaio selecionados.....	67
Tabela 4.2: Parâmetros típicos selecionados.....	67
Tabela 4.3: Sumário dos parâmetros adotados no modelo do TPC.....	69
Tabela 4.4: Valores típicos para TPC.....	70
Tabela 4.5: Parâmetros de placa e ensaios do modelo Artech CA-525.....	75
Tabela 4.6: Parâmetros típicos adotados.....	76
Tabela 4.7: Sumário dos parâmetros adotados do modelo de TC.....	77
Tabela 4.8: Especificações dos cabos de controle encontrados em subestações da Eletrosul.....	79
Tabela 4.9: Especificações dos parâmetros adotados.....	79
Tabela 4.10: Dados construtivos de um cabo de controle para 4 veias.....	79
Tabela 4.11: Dados do modelo de cabo de controle inseridos no LCC/ATP.....	80
Tabela 4.12: Resultados da simulação referentes aos erros de medição fasorial de tensão.....	83
Tabela 4.13: Resultados da simulação referentes aos erros de medição fasorial de corrente.....	84
Tabela 5.1: Resultados do fluxo de potência para o sistema-teste sob diferentes pontos de carregamento.....	99
Tabela 5.2: Exemplo ilustrativo da escolha do índice de erro relativo máximo referente à metodologia de sensibilidade. Neste exemplo, utiliza-se o Modo 2 para o cálculo da potência ativa.....	101

Tabela 5.3: Outro exemplo ilustrativo da escolha do índice de erro relativo máximo referente à metodologia de sensibilidade. Neste exemplo foi apresentada a obtenção do índice para o cálculo da resistência da linha pelo Modo1, para erro isolado e simultâneo.....	102
Tabela 5.4: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo de potência ativa.....	103
Tabela 5.5: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo de potência reativa.....	103
Tabela 5.6: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo das perdas.....	103
Tabela 5.7: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo da resistência.....	105
Tabela 5.8: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo da reatância.....	105
Tabela 5.9: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo da susceptância.....	106
Tabela 5.10: Definição de limites para avaliação de desempenho dos resultados de sensibilidade.....	106
Tabela 5.11: Exemplo da metodologia adotada para a conversão dos índices quantitativos de sensibilidade para uma abordagem qualitativa.....	107
Tabela 5.12: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo de potência ativa.....	107
Tabela 5.13: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo de potência reativa.....	108
Tabela 5.14: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo das perdas.....	109
Tabela 5.15: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo da resistência.....	109
Tabela 5.16: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo da reatância.....	110
Tabela 5.17: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo da reatância.....	110
Tabela 6.1: Linhas de transmissão e grandezas monitoradas pelo protótipo SPMS.....	115
Tabela 6.2: Transformadores de instrumentos utilizados pelo protótipo SPMS.....	115
Tabela 6.3: Parâmetros da linha de transmissão Ivaiporã – Areia.....	116
Tabela 6.4: Parâmetros da linha de transmissão Areia – C. Novos.....	116
Tabela 6.5: Resultados obtidos para a compensação dos CIs das linhas mencionadas.....	131

LISTA DE SÍMBOLOS E ACRÔNIMOS

A	parâmetro de um quadripolo: $A = D = \cosh(\gamma\ell)$
B	parâmetro de um quadripolo: $B = Z_C \sinh(\gamma\ell)$
B_{Shunt}	susceptância shunt total da LT
C	parâmetro de um quadripolo: $C = \sinh(\gamma\ell)/Z_C$
C_{LT}	capacitância shunt por unidade de comprimento da LT
C_1	Capacitor superior da coluna capacitiva do TPC
C_2	Capacitor inferior da coluna capacitiva do TPC
C_f	Capacitância referente ao CSF do TPC
C_p	Capacitância parasita relacionada ao transformador intermediário do TPC
D	parâmetro de um quadripolo: $D = A = \cosh(\gamma\ell)$
G	condutância shunt total da LT (considerada desprezível neste trabalho)
g	condutância shunt por unidade de comprimento da LT
I_m	Corrente de magnetização do núcleo magnético do TI
I_{sec}	Corrente no circuito secundário do TI
I_{pri}	Corrente no circuito primário do TI
I_{st}	Corrente no circuito primário referida ao lado secundário do TI
I_{nom}	Corrente nominal do TC
$I_{0/+/-}$	Corrente de seqüência zero, positiva e negativa, respectivamente
$I_{a/b/c}$	Corrente da fase a, b e c, respectivamente
I_S	fasor de corrente de seqüência positiva referente ao terminal emissor (<i>source</i>) de uma LT
I_R	fasor de corrente de seqüência positiva referente ao terminal remoto (<i>receiver</i>) de uma LT
$I(x)$	fasor corrente em um ponto distante x terminal remoto da LT
ℓ	comprimento da linha de transmissão
LT	linha de transmissão
L	indutância série por unidade de comprimento da LT
L_C	Reator de compensação do TPC
L_m	Indutância equivalente de magnetização do núcleo magnético do TI
L_d	Reator de dreno do TPC

L_s	Indutância série referida ao circuito secundário do TI
L_f	Indutância referente ao CSF do TPC
N	Relação de transformação do TI
N_{TI}	Relação de transformação do transformador secundário do TPC
N_C	Relação de transformação da coluna capacitiva do TPC
P_S	potência ativa que flui através do terminal emissor de uma LT.
P_R	potência ativa que flui através do terminal receptor de uma LT.
Q_S	potência reativa que flui através do terminal emissor de uma LT
Q_R	potência reativa que flui através do terminal receptor de uma LT
Q_{mvar}	susceptância em termos da potência reativa [Mvar]
r	resistência série por unidade de comprimento da LT
R	resistência série total da linha de transmissão (%)
R_c	Resistência série com o reator L_c do TPC
R_m	Resistência que representa as perdas no núcleo magnético do TI
R_s	Resistência série referida ao circuito secundário do TI
R_f	Resistência referente ao CSF do TPC
R_1	Resistência série associada ao C_1 do TPC
R_2	Resistência série associada ao C_2 do TPC
S_S	potência aparente que flui através do terminal emissor de uma LT
S_R	potência aparente que flui através do terminal receptor de uma LT
V_m	Tensão de magnetização do núcleo magnético do TI
V_{sec}	Tensão secundária do TI
V_{pri}	Tensão primária do TI
V_c	Tensão resultante da relação da coluna capacitiva do TPC
$V_{0/+/-}$	Tensão de seqüência zero, positiva e negativa, respectivamente
$V_{a/b/c}$	Tensão da fase a, b e c, respectivamente
V_S	fasor de tensão de seqüência positiva referente ao terminal emissor (<i>source</i>) de uma LT
V_R	fasor de tensão de seqüência positiva referente ao terminal receptor (<i>receiver</i>) de uma LT
$V(x)$	fasor tensão em um ponto distante x terminal remoto da LT
V_{nom}	tensão nominal da LT
x	distância em relação ao terminal remoto da linha de transmissão
X	reatância série total da LT

y	admitância shunt da LT por unidade de comprimento ($y = g + j\omega C_{LT}$)
Y	admitância shunt total da linha de transmissão
Y'	admitância shunt total corrigida pelo efeito de propagação de onda da LT
z	impedância da linha de transmissão por unidade de comprimento ($z = r + j\omega L$)
Z_{Burden}	Impedância da carga imposta ao secundário do TI: $Z_{Burden} = R_{Burden} + jX_{Burden}$
Z	impedância série total da linha de transmissão
Z_B	impedância base
Z'	impedância série total corrigida efeito de propagação de onda da LT
Z_C	impedância característica da linha de transmissão
a, b	parte real e imaginária da impedância característica da linha: $Z_C = a + jb$
α, β	parte real e imaginária da constante de propagação da linha: $\gamma = \alpha + j\beta$
ω	freqüência do sistema [rad/s]
γ	constante de propagação da linha de transmissão
$\theta_{\bar{X}}, \angle$	operador matemático que extrai o ângulo, em radianos, de \bar{X}
$ \bar{X} $	operador matemático que extrai o módulo de \bar{X}
*	operador matemático que representa o conjugado de um número complexo
$\xi(\cdot)$	erro percentual

BPA	<i>Bonneville Power Administration</i>
CSF	Circuito Supressor de Ferroressonância
CI	Canal de Instrumentação
CI/V	Canal de Instrumentação para medição de tensão
CI/I	Canal de Instrumentação para medição de corrente
DFT	<i>Discrete Fourier Transform</i>
DOE	<i>U. S. Department of Energy</i>
EIPP	<i>Eastern Interconnect Phasor Project</i>
GPS	<i>Global Positioning System</i>

IED *Intelligent Electronic Device*
IRIG *American Inter Range Instrument Group*
NASPI *North American SynchroPhasor Initiative*
NERCC *North American Electric Reability Council*
PDC *Phasor Data Concentrator*
PMU *Phasor Measurement Unit*
SCE *Southern California Edison*
SEE *Sistema de Energia Elétrica*
TC *Transformador de Corrente*
TI *Transformador de Instrumento*
TPI *Transformador de Potência Indutivo*
TPC *Transformador de Potencial Capacitivo*
TVE *Total Error Vector*
UTC *Universal Time Coordinated*
SCADA *Supervisory Control and Data Acquisition*
SPMS *Synchronized Phasor Measurement System*
WAMS *Wide Area Measurement System*
WECC *Western Electric Coordinating Council*

Capítulo 1

Introdução

Os Sistemas de Energia Elétrica (SEEs) são constituídos por agentes responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, disponibilizando-a de forma eficiente aos consumidores finais através de uma complexa malha elétrica, interconectando grandes regiões geográficas. A coordenação entre esses agentes exige elevado grau de eficiência na operação e no controle do sistema; na confiabilidade na entrega da energia elétrica. Para isto, é necessário o contínuo investimento governamental e privado; além de um alto conhecimento técnico que garanta a adequada manutenção, operação e planejamento do SEE [1].

Nas últimas décadas, devido ao desenvolvimento econômico e ao crescimento da demanda por energia, diversos países têm se deparado com a necessidade de realizarem uma constante expansão de seus sistemas. Fatores econômicos e ambientais constituem-se como barreiras para o desenvolvimento do sistema. Desta forma, os SEEs modernos são levados a operarem próximos aos seus limites para suprirem a forte e crescente demanda por energia elétrica [2, 3], o que potencializa colapsos nos sistemas envolvendo grandes áreas geográficas frente a ocorrências inesperadas de perturbações sistêmicas na rede [4].

Frente a essas novas exigências operacionais, ocorreu o processo de reestruturação do setor em diversos países, criando a separação entre os agentes geradores e transmissores de energia. Esse processo recebeu o nome de desverticalização [5], o qual separa as atividades de geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, tratando o fornecimento de energia como um bem livremente comercializável, ou seja, uma *commodity*. Esta nova concepção elevou a complexidade operacional do

sistema, criando diversos agentes¹ atuantes no sistema. Tal processo visa principalmente à diminuição do preço da energia, proporcionado pela livre competição por todos os agentes do mercado, bem como atrair maiores investimentos em SEEs provenientes de agentes privados. Para atender aos requisitos de segurança operacional do sistema, bem como garantir a isonomia de tratamento dos diversos agentes, no Brasil criou-se o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), órgão independente responsável pelo atendimento desses requisitos.

Diante dessa nova política de mercado e do envolvimento dos diversos agentes em diferentes atribuições, a qualidade das medidas das grandezas elétricas relacionadas ao suporte à operação do sistema se torna vital para elevar a segurança e a eficiência dos SEEs. Na atual configuração de sistemas de gerenciamento de energia, ferramentas para a supervisão e controle do sistema elétrico são baseadas nas variáveis de estados disponibilizadas pelo Estimador de Estados. Estes resultados são oriundos de medições *on-line* de magnitudes das grandezas elétricas [6]. Entretanto, neste cenário atual da operação de SEEs, ferramentas mais robustas e eficientes para a supervisão e o controle estão se tornando essenciais para melhorar o planejamento, a operação, a manutenção e o despacho econômico da energia elétrica [3].

1.1 UM NOVO PARADIGMA NA SUPERVISÃO DE SEES

A garantia do fornecimento de energia aos consumidores finais frente aos desafios atuais da operação do sistema, sobre condições de limites operacionais cada vez mais estreitos, não prejudicando a segurança sistêmica e aproveitando a capacidade total instalada no SEE, caracteriza-se como o principal desafio dos operadores do sistema. Até recentemente, os operadores vinham pautando suas ações e alimentado seus dispositivos de supervisão e de controle a partir de medições modulares das grandezas elétricas, baseadas na utilização de informações originadas de um conjunto de telemedidas digitais e analógicas que compõem o sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

O sistema SCADA apresenta uma taxa de atualização de suas medidas dentro de um intervalo típico de 5 segundos, podendo ser alterada em decorrência do tipo de medição [6]. Suas medidas são processadas por ferramentas computacionais chamadas de Configurador

¹ Conforme a denominação dada pelo ONS, aplica-se o termo “agente” a qualquer empresa que tenha estações ou equipamentos conectados à Rede Básica (controlada pelo ONS) do Sistema Interligado Nacional (SIN).

de Rede e Estimador de Estados. O desempenho do Estimador de Estados caracteriza-se por apresentar valores estimados das tensões elétricas nas barras do sistema baseada na redundância de medidas coletadas [2]. Estas grandezas estão associadas à magnitude das tensões, injeção de potência ativa e reativa nos nós da rede e aos fluxos de potência ativa e reativa das linhas de transmissão (LTs).

A monitoração e a avaliação da segurança dos sistemas utilizando-se ferramentas convencionais na operação, tais como dados do sistema SCADA e estudos *off-line*, estão se tornando cada vez mais complexas e desafiadoras para a operação em tempo real, visto que tais ferramentas não possibilitam uma visão plena das reais condições operativas do sistema em tempo real ao operador [7]. Frente aos atuais desafios provenientes da operação dos SEEs, novas ferramentas de monitoração têm sido desenvolvidas com o objetivo de aumentar a segurança e a eficiência operativa na operação de SEEs [3].

1.1.1 A INSERÇÃO DA TECNOLOGIA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

O Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (*Synchronized Phasor Measurement System* – SPMS) caracteriza-se como um novo paradigma na monitoração em tempo real de SEEs, pois se pode finalmente monitorar a dinâmica dos mesmos [8]. O reconhecimento que essa tecnologia pode contribuir para a melhoria da confiabilidade de SEEs está baseado na sua potencialidade de fornecer um acesso direto ao estado do sistema em tempo real, permitindo a monitoração da dinâmica do sistema [4]. A tecnologia SPMS faz uso dos avanços nas comunicações (redes de comunicação de alta capacidade e surgimento do sistema GPS – *Global Positioning System* [9]), na capacidade de processamento e armazenagem de dados, tornando possível o estabelecimento de novos horizontes para a operação em tempo real de SEEs.

Em 1985, os primeiros trabalhos envolvendo a medição fasorial em tempo real surgem com o objetivo de desenvolver relés de proteção de LTs com o uso das componentes simétricas de tensão e corrente, conhecido como SCDR (*Symmetrical Component Distance Relay*) [10, 11]. Entretanto, as medidas fasoriais entre diferentes pontos geográficos não podiam ser sincronizadas devido à carência de uma fonte de sincronismos suficientemente precisa. Com o surgimento de fontes de sincronização temporal para instalações distantes geograficamente (destaca-se o sistema GPS) teve início o desenvolvimento de sistemas de medição fasorial na década de 90 na América do Norte [12]. Tem-se como a primeira unidade de processamento fasorial, o *Macrodyne 1620*,

a qual fornecia uma exatidão de 0,02 graus na frequência fundamental [13].

O interesse pela utilização da tecnologia de SPMS vem crescendo com os problemas referentes aos limites operacionais do sistema enfrentado pelos operadores, constatadas ao se investigar grandes *blackouts* ocorridos recentemente em diversos sistemas, como na América no Norte, Europa e Ásia. Em Agosto de 2003 foi registrada uma grande interrupção de energia nos Estados Unidos e no Canadá onde aproximadamente 50 milhões de pessoas, onde grande parte do estado de Nova York e estados vizinhos ficaram sem energia. Nos Estados Unidos, recomendações para evitar distúrbios dinâmicos prestes a acontecerem no sistema, emitidas por uma força tarefa formada para investigar as causas deste evento, incluíram a utilização de tecnologias WAMS (*Wide Area Measurement System*) e ferramentas de alarmes de condição de operação crítica [14]. No mesmo ano, houve outro *blackout* afetando quase 4 milhões de pessoas na Suécia e na Dinamarca e, no mesmo período, grande parte da Itália sofreu com o mesmo tipo de distúrbio.

No Brasil, foram registradas grandes interrupções de energia nos anos de 1999 e 2002 por motivos de racionamento de energia e restrições energéticas ocorridos nestes períodos. Apesar das reservas nacionais de energia não estarem esgotadas, constata-se que havia congestionamentos em corredores de transmissão, limitando-se drasticamente seu envio de áreas com excesso de energia para áreas em racionamento (e.g. transmissão de energia sentido Sul-Sudeste). Mais recentemente, em novembro de 2009, houve um grande *blackout* no país devido ao desligamento de LTs de 765kV responsáveis pela transmissão integral da energia produzida por Itaipu para os grandes centros de consumo do país, ocasionando desligamentos de energia em cascata². Como resultado, houve desligamentos seqüenciais em grande parte do sistema de alta tensão e em usinas do SIN, com interrupção de 40% da carga (24.436 MW), atingindo principalmente os Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Mato Grosso do Sul e Minas Gerais [15].

Surge neste cenário mundial o desenvolvimento da tecnologia de SPMS. O diferencial destes sistemas, em relação aos sistemas SCADA convencionais, está na possibilidade de obtenção direta de fasores de tensão e corrente sincronizados no tempo, para instalações localizadas em qualquer ponto do sistema elétrico, e nas elevadas taxas de obtenção e envio dessas grandezas a uma central de armazenamento de dados.

² Constatam-se condições atmosféricas adversas na região da queda das torres, como fortes chuvas, rajadas de vento e descargas atmosféricas.

Deste modo, torna-se possível a monitoração e o controle da dinâmica do sistema elétrico em tempo real [16]. A obtenção de fasores de tensão e de corrente na rede elétrica, por meio da tecnologia de SPMS, produz insumos para a determinação dos reais limites de transferência de energia, possibilitando o maior aproveitamento das instalações no SEE [6]. Ressalta-se que a tecnologia SPMS não é substituta do sistema SCADA. Ao contrário disto, ela assume o papel de uma nova ferramenta complementar a ser utilizada pelo operador na supervisão do sistema [14].

A implementação da tecnologia de medição fasorial requer investimentos e compromissos pelos usuários e operadores do sistema em um nível empresarial. Os investimentos incluem estudos, compra e atualização de equipamentos, manutenção, alocação de recursos e treinamento. É desejável que os operadores do sistema identifiquem individualmente quais as aplicações com potencial para agregar benefícios ao sistema interligado. Em síntese, existe a necessidade de um plano de metas para auxiliar operadores e reguladores do sistema a priorizar desenvolvimentos de aplicativos (curto e longo prazos), baseado nos benefícios ao usuário, observando-se custos, desenvolvimentos e avanços tecnológicos [17].

1.1.2 BENEFÍCIOS DA TECNOLOGIA DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCROZADA

No âmbito das pesquisas em SPMS, tem-se a exploração de aplicações visando à melhoria dos atuais sistemas de supervisão, controle e proteção de SEEs [18]. Atualmente, são verificadas experiências de aplicações de SPMS em diferentes sistemas elétricos voltadas, em sua maioria, a aplicações de monitoração e análise de perturbações [2]. Com o aumento de novos projetos de SPMS instalados, têm-se relatados experimentos envolvendo aplicações de análise de segurança e controle [19].

Recentemente, a tecnologia de SPMS se destacou pela possibilidade de melhorias na estimação de estados em SEEs e na sua capacidade de auxiliar na previsão de falhas catastróficas, como blackouts [20]. Além disso, essa tecnologia proporciona ao operador capturar variações bruscas no SEE, habilitando-o a monitorar e controlar pontos críticos de operação (essencial para uma operação segura de um sistema de grande porte). Outros benefícios incluem a monitoração de limites da estabilidade angular e a monitoração dos transientes e da dinâmica geradas por oscilações eletromecânicas de diferentes áreas do sistema, incluindo seus amortecimentos [21].

Diversas aplicações baseadas em SPMS se caracterizam por sua versatilidade e variedade. Tais aplicações podem ser divididas em quatro categorias: aplicações básicas; monitoramento; controle e proteção; e aplicações especiais [18].

As aplicações básicas de um SPMS compreendem a estrutura para o desenvolvimento das demais aplicações da medição fasorial, constituídas pela plataforma integrada de dados fasoriais, monitoramento e visualização da dinâmica em tempo real, e registro e reprodução de eventos [22].

Informações que permitam avaliar a segurança operacional do sistema em tempo real são fornecidas por aplicações de monitoramento. Destacam-se nesta categoria a análise de oscilações de baixa frequência em tempo real [18], a estimação de estados híbrida e a detecção de erros de topologia na rede [6][24][25][26][97][98], o monitoramento da estabilidade de tensão [27], o monitoramento do estado de operação de geradores [18] e o monitoramento térmico das linhas de transmissão [26].

A utilização de aplicações de SPMS na área de controle e proteção visa melhorar a operação do sistema através de ações preventivas, corretivas e restaurativas, baseadas na análise sistêmica [26, 28]. Estas são divididas em: estrutura de predição para esquema de controle emergencial em tempo real; predição e alarme de estabilidade angular em SPMS [16]; identificação de perturbações em tempo real; controle automático de tensão [18]; e otimização da operação de FACTS, utilizando-se controle realimentado [26]. Atualmente, a maioria destas aplicações apresenta resultados teóricos e algumas iniciativas estão em fase de implementação [29, 30].

Aplicações especiais se caracterizam por avaliar a confiabilidade dos resultados de simulações e contribuir para a modelagem de novos sistemas e equipamentos. Podem-se citar as seguintes aplicações: validação de simulações, a identificação de parâmetros (e.g. cálculo de parâmetros de LTs) e a identificação de modelos da dinâmica do sistema [31]. Estas têm a finalidade de reduzir as incertezas em simulações da dinâmica do sistema e eventualmente a atualização de modelos e sistemas de controle e proteção [18, 22]. Podem ser incluídos também nessa categoria metodologias de localização de faltas em LTs [32, 33].

A tecnologia de medição fasorial oferece aperfeiçoamentos na prevenção e na minimização do impacto da maioria dos distúrbios nos SEEs, por meio da detecção das condições instáveis do sistema que podem causar sua separação (e.g. estabilidade angular, alteração anormal de frequência, oscilação inter-áreas, estabilidade de tensão e carregamento excessivo da LT). A informação de medições

sincronizadas, que representem a abertura angular de tensão entre regiões de intercâmbio de energia, possibilita a estimação do estresse da rede e a identificação antecipada de problemas em potenciais. Informação em tempo real da separação angular permite ao operador antecipar, detectar e corrigir problemas durante condições anormais do sistema [34].

São encontrados diversos outros exemplos de aplicações de SPMS na literatura. Entretanto, muitas delas ainda estão em fase de desenvolvimento. Como primeira etapa, a inclusão das medidas fasoriais sincronizadas irão agregar qualidade aos atuais sistemas de supervisão e controle baseados apenas nos sistemas SCADA existentes [6]. Como evolução natural desta experiência no uso da tecnologia SPMS, outros aplicativos voltados aos sistemas de alarmes e de controle serão solicitados pelo operador, servindo como ferramentas de análise da segurança dinâmica do sistema.

1.1.3 DESENVOLVIMENTOS SPMS

A partir do desenvolvimento da tecnologia de sincronização, da alta capacidade de processamento de dados e das redes de comunicação, foi viabilizado o desenvolvimento em grande escala da tecnologia de SPMS. Atualmente, essa tecnologia se encontra em crescente desenvolvimento em diversos países da América do Norte (Estados Unidos, Canadá e México), da Europa Continental, Ásia (predominantemente na China), e também no Brasil e Rússia [33] [35] [22] [29]. As maiores instalações SPMS são encontradas em países como os Estados Unidos e China. Especificamente no Brasil, aplicações pioneiras na América do Sul têm base em protótipos acadêmicos e, em alguns projetos pilotos realizados, em parceria com empresas do setor [4]. A seguir são apresentados brevemente os históricos destes projetos nestes três últimos países.

ESTADOS UNIDOS

Em 1989, iniciaram-se os primeiros projetos WAMS (*Wide Area Measurement System*) estimulados por problemas de monitoração e controle da rede elétrica norte-americana. Estudos realizados pelo *North American Electric Reability Council* (NERC) indicavam o aprimoramento dos instrumentos de monitoração e controle em tempo real como uma das soluções. Em 1995, constam-se as primeiras instalações em subsistemas como o *Western Electric Coordinating Council* (WECC), mais especificamente nas empresas *Bonneville Power Administration* (BPA) e *Southern California Edison* (SCE) [9]. Durante

esse período são relatados projetos WAMS por outros países, como a França e países nórdicos da Europa [33].

Em 2003, a partir de experiências obtidas do projeto WAMS, teve início o *Eastern Interconnect Phasor Project* (EIPP) [14] financiado pelo *U.S. Department of Energy* (DOE), com o objetivo de aumentar a confiabilidade do sistema elétrico norte-americano. Naquela oportunidade, como descrito anteriormente, houve um grande *blackout* da rede leste do sistema, servindo como motivação a mais para os projetos WAMS existentes no país. Em decorrência deste cenário, o DOE e o NERC, junto com empresas do setor elétrico e outras organizações, formaram em 2007 o *North American SynchroPhasor Initiative* (NASPI). Esta iniciativa visa combinar as experiências referentes à investigação, ao desenvolvimento e à implantação da tecnologia de sincrofasores, adquiridas através dos projetos anteriores com o objetivo maior de promover a melhoria da confiabilidade do SEE e da visibilidade de fenômenos elétricos por meio do uso da tecnologia de SPMS.

Atualmente, no âmbito do projeto NASPI, existem mais de 200 PMUs instaladas [20] ao longo dos Estados Unidos e em partes do Canadá, fruto dos desenvolvimentos de projetos anteriores e iniciativas do governo no incentivo da tecnologia SPMS.

CHINA

O sistema elétrico chinês caracteriza-se principalmente por possuir fraca ligação entre geradores e cargas; e redes espalhadas sobre grandes áreas, além de LTs freqüentemente operando com carregamentos próximos aos seus limites operativos. A capacidade instalada de energia elétrica na China alcançou 713 GW no final de 2007, em comparação com os 622 GW em 2006, mantendo um balanço entre o fornecimento e a demanda [36]. Estas características resultam numa maior atenção na monitoração e controle do sistema [37].

As primeiras investigações sobre medição fasorial sincronizada tiveram início em 1994. No entanto, apenas a partir de 2002, iniciou-se a implementação de um SPMS no sistema elétrico chinês [22].

As aplicações de SPMS na China, as quais atualmente contam com mais de 400 PMUs [20], visam principalmente à monitoração da dinâmica do sistema elétrico. Nos últimos anos, dez novos sistemas de medição fasorial foram instalados ou se encontram em fase final de instalação em cinco sistemas denominados regionais e em outros cinco denominados provinciais [22].

Semelhante ao processo que ocorreu nos Estados Unidos e Canadá, em 2006 se formou um grupo de trabalho, composto por

pesquisadores, agentes da indústria e operadores do sistema, para a padronização das especificações técnicas referentes aos sistemas WAMS [38]. Em função dos modos de oscilação de baixa frequência registrados no sistema elétrico chinês, o desenvolvimento destas padronizações se acelerou. De maneira geral, as especificações estão sendo estabelecidas tomando-se por base a monitoração das oscilações de baixa frequência, que consiste no principal objetivo do projeto SPMS da China [33].

BRASIL

No Brasil, os primeiros desenvolvimentos de SPMS surgiram no ano de 2003 com o início do projeto MedFasee [4], financiado por meio de Convênio de pesquisa entre a Finep (Financiadora de Estudos e Projetos), a UFSC (Universidade Federal de Santa Catarina), a FEESC (Fundação de Ensino em Engenharia de Santa Catarina) e a empresa Reason Tecnologia S.A. Na primeira fase do projeto, encerrada em 2006, desenvolveu-se um protótipo de pesquisa, constituído por três PMUs instaladas nas capitais dos três estados do sul do Brasil, para monitoramento das grandezas do sistema elétrico brasileiro, bem como metodologias e aplicativos para a monitoração em tempo real e estudos *off-line*. As PMUs, conectadas à rede de baixa tensão de três universidades, enviavam, através da rede Internet, sincrofasores de tensão a um Concentrador de Dados Fasoriais (*Phasor Data Concentrator* - PDC), instalado no Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica (LabPlan), em Florianópolis, Santa Catarina. A capacitação e experiência adquirida neste projeto fomentaram a concepção e o desenvolvimento de outros três projetos de P & D: o Projeto MedFasee Frequência [8], o Projeto MedFasee Eletrosul [1, 31], e o Projeto MedFasee CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista).

O projeto MedFasee Frequência representa uma evolução do projeto MedFasee, visando à ampliação das instalações de PMUs conectadas em baixa tensão. Neste projeto, busca-se o desenvolvimento de metodologias para se estudar o desempenho dinâmico do SIN, a partir de sua monitoração em tempo real, uma vez que se tem implementado um protótipo de SPMS, formado por 9 PMUs e um PDC, instalados em universidades brasileiras, cobrindo as 5 regiões geográficas do país. Este projeto tem por objetivo ainda servir como instrumento de desenvolvimento, difusão e uso acadêmico da tecnologia de medição fasorial sincronizada.

O projeto MedFasee Eletrosul iniciou-se em 2007, por meio de uma parceria entre a FEESC/UFSC, a empresa Reason Tecnologia S.A.

e a Eletrosul Centrais Elétricas S. A., objetivando a implementação de um protótipo de sistema de medição fasorial sincronizada no sistema de transmissão da Eletrosul. Os dados de entrada para este sistema são providos por PMUs instaladas em quatro diferentes subestações da empresa, monitorando as grandezas elétricas de oito terminais de LTs de 525 kV. Os fasores relativos às medidas de tensão e corrente trifásicas são enviados a uma taxa de 60 fasores por segundo ao PDC (localizado na sede da empresa, em Florianópolis).

Em 2009, deu-se início ao projeto MedFasee CTEEP, uma parceria entre UFSC, FEESC, Reason Tecnologia S.A. e a CTEEP. No projeto está prevista a instalação de um protótipo SPMS composto por 3 PMUs instaladas nas subestações de Ilha Solteira, Baurú e Cabreúva, em 440 kV. Dos desenvolvimentos previstos consta a monitoração das condições operacionais e de proteção do sistema elétrico, a monitoração de aberturas angulares, a identificação de oscilações, localização de faltas em linhas de transmissão e o estudo dos canais de instrumentação referentes ao serviço de proteção e monitoração.

Paralelamente, o ONS está desenvolvendo projetos relacionados à tecnologia SPMS sob a motivação de aumentar a confiabilidade do SIN utilizando tecnologia de medição sistêmica para monitoramento e controle, a fim de atender recomendações dos relatórios de análise dos *blackouts* de 1999 e 2002. Os projetos visam implantar uma infraestrutura de medição sincronizada de fasores, robusta, com disponibilidade adequada e segura, com ferramentas para registro e análise do desempenho dinâmico do SIN, melhoria da estimação de estados e visualização em tempo real [39-41].

O primeiro projeto, Sistema de Oscilografia de Longa Duração, prevê a implantação de um sistema de registro de fasores com o objetivo de monitorar o desempenho dinâmico do SIN. Visa detectar ocorrências de perturbações sistêmicas e ainda a utilização da medição fasorial sincronizada no suporte à operação em tempo real, desenvolvendo ferramentas para a visualização de grandezas elétricas em tempo real [33, 42]. O projeto envolve 30 Agentes, 58 subestações e 345 linhas de transmissão monitoradas por PMUs [43]. O segundo projeto, Aplicação de Dados de Medição Fasorial para Apoio a Decisão em Tempo Real, tem o objetivo de estender as instalações iniciais do SPMS para aplicações de monitoração centralizada em tempo real, tal como alarmes de oscilações de frequências modais, e o melhoramento da estimação de estados para o suporte de decisões de despacho de energia do sistema interligado em tempo real [20, 42].

1.2 MOTIVAÇÕES DO TRABALHO

Considerando a atual disseminação e o crescente envolvimento de Agentes do setor por tecnologias mais avançadas de medição, as quais agregam maior desempenho na monitoração e controle de SEEs (em específico, a utilização da tecnologia SPMS), a exatidão e a precisão nas medidas de grandezas elétricas tornam-se ainda mais importantes.

Diversas aplicações relacionadas ao SPMS requerem alto nível de exatidão relacionada às medições de grandezas elétricas (e.g. controle, estimação de estados e monitoração da dinâmica do SEE). Para monitoramento e determinados tipos de proteção, tanto erros de amplitude quanto de fase poderão causar falso alarme, análises incorretas do sistema, perda de confiança nos resultados de aplicativos relacionados etc. Já na estimação de estados, um pequeno erro de fase resulta em grande discrepância no fluxo de potência, por exemplo. Em controle, o erro de fase resulta em um sinal de controle menos eficaz e conseqüentemente um desempenho deteriorado de controle [34].

Embora a PMU garanta exatidão acurada, esse potencial é degradado pela utilização dos instrumentos de medição, destacando-se a importância da caracterização dos erros da medição fasorial para a certificação da qualidade de tais medições [44, 45]. Tais instrumentos representam cadeias de elementos distintos destinados a disponibilizar sinais de grandezas elétricas provenientes de SEEs a níveis mensuráveis. Tais cadeias de medição são conhecidas como Canais de Instrumentação (CIs). A PMU, entre outros dispositivos, constitui-se como o último elemento desta cadeia. Trabalhos direcionados ao estudo da exatidão referentes aos CIs são escassos e resultados envolvendo casos reais ainda são incipientes [34, 44-48].

Neste contexto, a motivação do presente trabalho está na compreensão dos problemas causados pelas incertezas nas medidas provenientes do SPMS, na modelagem dos CIs visando estimar a ordem dos erros fasoriais, no conhecimento da influência dos erros fasoriais em aplicações relacionadas ao cálculo do fluxo de potência e de parâmetros de LTs e na identificação de erros fasoriais. Pouco se tem encontrado na literatura a respeito deste tema, e assim o levantamento de questões como requisitos de desempenho do SPMS, desde a obtenção dos sinais de grandezas elétricas até a utilização dos valores finais em aplicativos, para garantir a qualidade dos dados provenientes da medição fasorial é de suma importância para a disseminação e aplicabilidade da tecnologia.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho envolve o estudo da influência exercida pelos CIs sobre a exatidão das medidas fasoriais; modelagem dos CIs para estimação da ordem dos erros esperados para determinadas configurações em subestações reais; avaliação dos erros em aplicações de cálculo do fluxo de potência e estimação de parâmetros; investigação da influência dos erros em registros reais de medição fasorial; e por fim propor metodologias para a indicação da existência de erros fasoriais.

No âmbito do presente trabalho, informações práticas são apresentadas visando orientar o usuário interessado na instalação de um SPMS em seu sistema quanto aos aspectos de exatidão de medidas.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Mais especificamente, o trabalho envolve estudos relacionados aos seguintes itens:

- Estudo sobre as principais características do SPMS, incluindo sua arquitetura, componentes principais, características de desempenho, requerimentos de desempenho;
- Pesquisa sobre os CIs e sua influência nos erros de medição fasorial, sua modelagem e desempenho em condição de regime permanente;
- Avaliação dos erros fasoriais através da simulação computacional dos modelos de CIs de tensão e corrente;
- Desenvolvimento de aplicativos elementares para o cálculo do fluxo de potência e parâmetros de seqüência positiva de LTs;
- Estudos de sensibilidade ao erro fasorial dos aplicativos desenvolvidos;
- Proposta de metodologias visando à detecção de evidências de erros fasoriais.

1.4 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O presente trabalho de dissertação está estruturado em sete capítulos.

No Capítulo 2, são descritos os fundamentos e requisitos de desempenho de SPMS. Primeiramente são apresentados os principais conceitos sobre medição fasorial sincronizada, apresentando o resumo das características e funcionalidades de cada elemento do sistema, e aspectos sobre o cálculo de fasores.

O Capítulo 3 aborda o tema sobre a exatidão das medidas referentes aos CIs, apresentando primeiramente diferentes aspectos importantes em relação à exatidão da medição fasorial pelas PMUs, focando-se principalmente em medições de corrente. Em seguida, apresenta-se uma discussão sobre metodologias para a compensação de erros fasoriais encontradas na literatura.

O Capítulo 4 apresenta modelagens e simulações dos CIs visando à estimação dos erros fasoriais. São apresentados os modelos adotados para os transformadores de instrumentos e cabo de controle, com base em levantamentos de dados de campo. Em seguida, são apresentados os resultados de simulação do desempenho das medidas em relação ao erro fasorial.

O Capítulo 5 envolve o desenvolvimento e análise de sensibilidade de aplicações desenvolvidas neste trabalho, frente a erros de medição fasorial. São apresentadas as metodologias adotadas para essas aplicações e estudos referentes à sensibilidade das equações utilizadas pelos aplicativos, visando à avaliação de sua robustez frente a erros de medição fasorial.

No Capítulo 6, apresenta-se a análise de desempenho de casos reais de medição fasorial provenientes do protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul. São apresentados os resultados provenientes dos aplicativos desenvolvidos e análise dedutiva da influência dos erros de medição no desempenho dos mesmos, baseando-se nos estudos de sensibilidade do capítulo anterior, que visa à detecção de evidências de erros fasoriais.

No Capítulo 7, apresentam-se as principais conclusões do presente trabalho. São retomadas as principais questões abordadas ao longo do trabalho seguidas de conclusões e orientações quanto à garantia da confiabilidade das medidas fasoriais provenientes dos CIs convencionais. Também se resume as principais contribuições deste trabalho e sugerem-se novos temas para a continuação da pesquisa.

Nos anexos, encontra-se uma síntese sobre transformadores de tensão e corrente ópticos, diagrama elétrico da subestação de 525 kV Ivaiporã (Eletrosul) e resultados dos cálculos dos aplicativos desenvolvidos, referentes às medições do protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul. Por fim, são apresentadas as referências bibliográficas.

Capítulo 2

Fundamentos e Requisitos de Desempenho de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada

As medidas fornecidas pelos SPMS são superiores quanto à precisão na representação de grandezas elétricas em relação ao sistema convencional de medidas (SCADA) em SEEs. Entretanto, as medidas fasoriais sincronizadas não estão livres de erros. Para determinar o nível de confiança que pode ser dada sobre as medidas provenientes dos SPMS é importante avaliar as incertezas associadas às medidas das diversas PMUs [3], as quais obtêm medições fasoriais de tensão e corrente por intermédio de canais de instrumentação (CIs).

Visando o estudo dos fundamentos da tecnologia e requisitos de desempenho sob diferentes aspectos voltados às aplicações de SPMS, este capítulo apresenta uma revisão sobre os princípios básicos da tecnologia do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SPMS).

2.1 FUNDAMENTOS DE SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

Um SPMS constitui-se basicamente de Unidades de Medição Fasorial (*Phasor Measurement Units* – PMUs), de um Concentrador de Dados Fasoriais (*Phasor Data Concentrator* – PDC) e de canais de comunicação. Através deste, as PMUs, instaladas em diferentes subestações do sistema, disponibilizam medidas de grandezas elétricas na forma de fasores sincronizados para o PDC, o qual é responsável pelo gerenciamento, armazenamento e disponibilização dos fasores. O GPS é utilizado como fonte única de sincronização para as PMUs. Na Figura 2.1, ilustra-se o conceito básico de um SPMS.

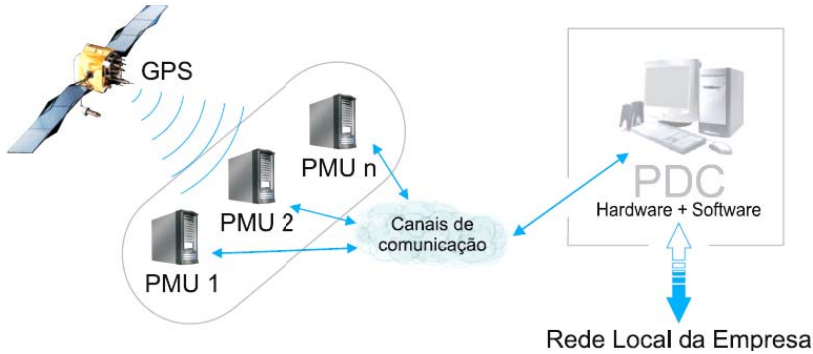


Figura 2.1: Ilustração básica de um Sistema de Medição Fasorial.

2.1.1 DEFINIÇÃO DE SINCRÓFASORES

O conceito de sincrofator se apóia na representação de diferentes fasores sobre uma base de tempo comum, os quais, referindo-se a SEEs, representam grandezas elétricas de tensão e corrente oriundas de grandes áreas.

Um fasor é uma representação matemática na forma polar de um número complexo. Mais especificamente, em SEEs aplica-se o termo “fasor” para a representação da tensão e corrente senoidais na frequência fundamental, caracterizando-se por possuir um valor igual ao valor eficaz (rms) da senóide representada, e cujo ângulo é igual ao ângulo entre o pico da senóide e o eixo relacionado à referência de tempo. Na Figura 2.2, é ilustrado o conceito de fasor referente a uma senóide de amplitude constante e de frequência definida. A referência fasorial de tempo é definida em $t = 0$ [11].

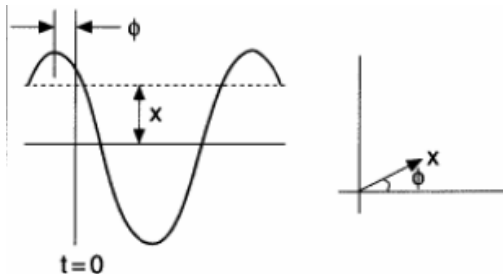


Figura 2.2: Representação de uma onda senoidal em fasor.

REPRESENTAÇÃO DO SINCRÓFASOR

A representação, segundo a norma IEEE C37.118/2005 [49], de um fasor X de um sinal senoidal $x(t)$ é o valor complexo dado pela expressão (2.1).

$$X = X_r + jX_i = (X_m/\sqrt{2})e^{j\phi} = X_m/\sqrt{2}(\cos \phi + j \sin \phi) \quad (2.1)$$

onde $X_m/\sqrt{2}$ é o valor rms do sinal $x(t)$ e ϕ é a sua fase instantânea relativa à função cosseno na frequência nominal. A fase é sincronizada com base no *Universal Time Coordinated* (UTC).

Existem diferentes métodos para o cálculo do fasor. A Transformada Discreta de Fourier (DFT – *Discrete Fourier Transform*) é um dos métodos mais utilizados para estimação espectral de sinais elétricos periódicos [11], devido à sua simplicidade e aos bons resultados apresentados [50] [51]. Encontram-se também na literatura outros métodos como o uso da Transformada Discreta de Cossenos [52], Mínimos Quadrados [53] e variações da DFT para remoção da componente exponencial causada por transientes elétricos [54].

Os conceitos e definições de sincrofases datam do início das pesquisas sobre medição fasorial sincronizada, quando foram desenvolvidos os primeiros relés com funcionalidades da medição de componentes simétricas [11]. A norma IEEE C37.118/2005 [49] contém a definição matemática de sincrofases. Em SPMS, a obtenção de sincrofases é realizada em pontos geograficamente distintos, onde o processo de amostragem realizado pelas PMUs necessita utilizar a mesma referência de tempo. Dessa forma, torna-se possível medir com exatidão acurada a diferença angular dos sincrofases sobre um sistema operando na sua frequência fundamental. Como consequência desta exigência, há necessidade de uma referência temporal única, ou seja, sincronização. A ilustração do conceito do processo de referência temporal é apresentada na Figura 2.3.

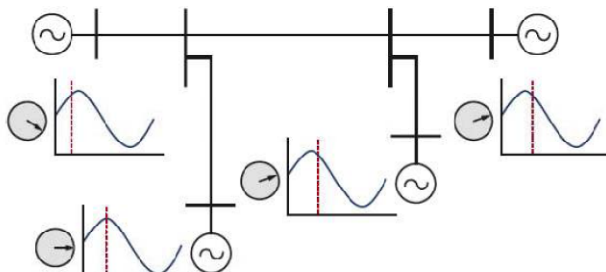


Figura 2.3: Obtenção dos fasores sob uma referência comum temporal.

Segundo a norma IEEE C37.118/2005, a referência de ângulo é definida como 0° quando o valor máximo do sinal $x(t)$ ocorrer no mesmo instante do PPS (*Pulse per Second*), sinal enviado pelo GPS a cada segundo, e -90° quando o cruzamento positivo ocorrer no pulso do UTC. A Figura 2.4 ilustra a convenção da referência de ângulo pela norma.

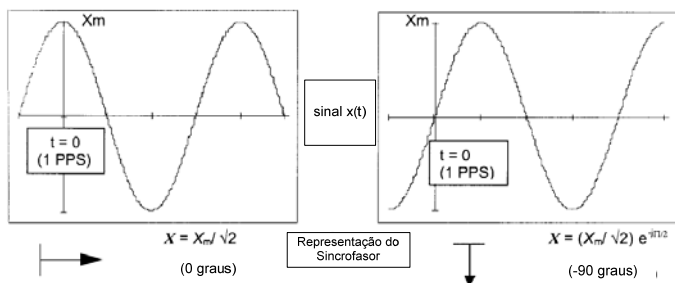


Figura 2.4: Convenção da referência de ângulo segundo [49].

O cálculo do fasor passa a ser um problema complexo quando fora das condições de regime permanente à frequência fundamental. Em SEEs, a frequência real não é fixa, podendo apresentar variações significativas durante perturbações no sistema, exigindo soluções para o cálculo do fasor para uma frequência variante. Esse problema é discutido na seção sobre requisitos de desempenho de SPMS.

2.1.2 SISTEMA DE SINCRONIZAÇÃO

A fonte de sincronização utilizada no SPMS deve ser capaz de atender requisitos de desempenho tais como exatidão, disponibilidade, continuidade, confiabilidade, integridade e área de cobertura [55]. A norma IEEE C37.118/2005 define os padrões de requisitos de desempenho que devem ser atendidos pela fonte de sincronização.

Além do GPS, existem diferentes fontes de sincronização, tanto via satélite, quanto via terrestre, podendo-se citar [55]: INMARSAT

(similar ao GPS, porém geoestacionário), GLONASS (sistema russo: enfrenta problemas de cobertura e manutenção), GALILEO (sistema da Agência Espacial Européia em operação), Beidou (projeto do sistema de satélites chinês).

O SISTEMA GPS

Até o presente momento, os SPMS utilizam como fonte de sincronização o Sistema Global de Posicionamento (GPS). O GPS é de propriedade do governo dos Estados Unidos, fornecendo aos usuários serviços gratuitos de posicionamento, navegação e de tempo. É composto por uma constelação de 24 satélites que transmitem sinais de referência temporal (gerados a partir de um relógio atômico, de alta exatidão temporal) de sentido único, os quais fornecem a posição e tempo atual para os receptores GPS. O segmento de controle, situado em terra, é responsável pelo monitoramento e controle das estações que, por sua vez, mantêm os satélites em suas devidas órbitas, pelo ajuste os relógios internos dos satélites e pela coordenação dos serviços de manutenção [56]. O sistema GPS possui uma taxa de envio de sinal de um pulso por segundo (PPS) e apresenta uma exatidão temporal de aproximadamente 100 ns (equivalente a $0,002^\circ$) ou menor [34].

Devido às diferenças de distâncias entre os satélites, os sinais de sincronização chegam ao receptor GPS em tempos ligeiramente distintos. Devido a isto, as distâncias são determinadas estimando-se os tempos gastos por cada sinal para alcançar o receptor localizado em terra. Estimada a distância de, no mínimo, 4 satélites, é possível calcular precisamente a sua posição em 3 dimensões. Conseqüentemente é possível calcular o atraso de propagação de cada satélite com elevada exatidão. Este é o método usado para sincronizar o relógio do receptor GPS com o relógio interno dos satélites.

O PROCESSO DE SINCRONIZAÇÃO EM SUBESTAÇÕES

Uma vez que o receptor de GPS recebe o sinal de sincronismo, ele pode retransmiti-lo para vários equipamentos em subestações de energia elétrica, sob o padrão IRIG-B do grupo IRIG (*American Inter Range Instrument Group*) [2]. A modularização do formato IRIG-B utiliza uma onda portadora de 1 kHz, fornecendo exatidão típica de 1 ms, caracterizando-se por sua robustez a ruídos e a possibilidade de transmissão por distâncias maiores. Demodulado, fornece exatidão típica de 1 ns, porém mais susceptível a ruídos. Para maior exatidão, o sinal IRIG-B modulado pode ser acompanhado por um sinal de PPS, exigindo do equipamento entradas IRIG-B e de PPS [2].

A Figura 2.5 ilustra o processo de sincronização entre fasores, referentes a ambas as extremidades de uma LT por meio dos sinais de GPS. Através do pulso de sincronização PPS, é possível comparar as fases de ambos os fasores referentes a diferentes posições geográficas.

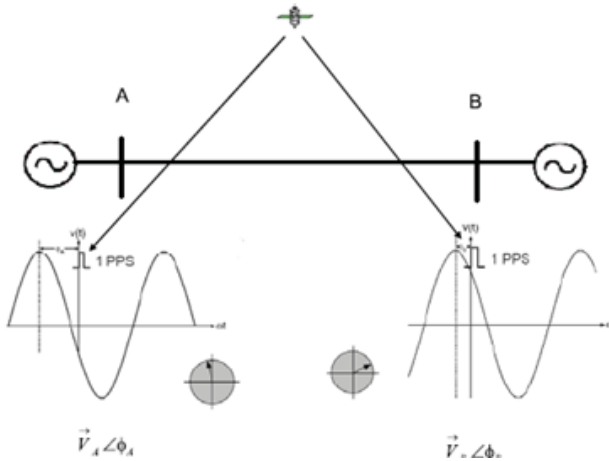


Figura 2.5: Ilustração do processo de sincronização dos fasores através do sistema GPS.

2.1.3 UNIDADE DE MEDIÇÃO FASORIAL

A PMU é a unidade responsável pela extração dos fasores oriundos do sinal de tensão e corrente dos CIs. Suas funcionalidades principais envolvem a amostragem de sinais de grandezas elétricas, cálculo do fasor e envio dos dados em tempo real ao PDC. É composto por um sistema de aquisição de sinais elétricos (filtro e módulo de conversão A/D), um microprocessador embarcado e entrada para sinal de sincronização (IRIG-B/PPS). A Figura 2.6 ilustra as funcionalidades básicas da PMU.

As medidas provenientes dos CIs são amostradas de forma sincronizada utilizando-se um sinal de 1 PPS que é subdividido em um número maior de pulsos, de modo a aumentar o número de amostras dentro do período de um segundo [2]. Durante a conversão A/D, as amostras recebem uma etiqueta de tempo baseada no sinal de sincronização. Após a conversão, é realizado o processamento digital do sinal para a extração do fasor. A DFT é a ferramenta mais utilizada para este propósito. Entretanto, o cálculo da DFT é exato apenas para o cálculo dos fasores em regime permanente (módulo e frequência constantes), podendo apresentar erros quando das ocorrências de perturbações no sistema. Apesar de existirem métodos para minimizar

esse problema, PMUs de diferentes fabricantes podem apresentar resultados diferentes sobre transitórios [57].

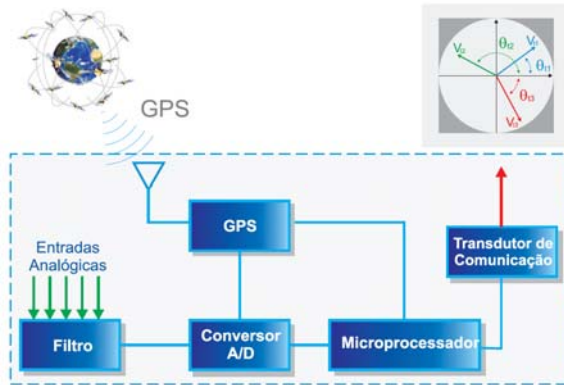


Figura 2.6: Funcionalidades básicas da PMU.

As medidas fasoriais são formatadas pela PMU conforme estabelecido pela norma IEEE C37.118/2005. A norma estabelece a apresentação das informações fornecidas pela PMU em forma de quadro (*frames*), definindo quatro tipos de mensagem: “dados”, “configuração”, “cabeçalho” e “comando”. O tamanho total de cada quadro depende da quantidade de informações que será enviada pela PMU.

O projeto de uma PMU precisa levar em consideração a variação da frequência do sinal de entrada de tensão e corrente para ajustar os parâmetros do cálculo fasorial [58]. Contemplando esta necessidade, a Figura 2.7 representa a estrutura geral e nomenclatura de hardware da PMU, mostrando-se a relação entre suas funcionalidades internas, destacando-se o estimador de frequência e os diversos filtros. Dada a complexidade dos sinais obtidos em SEEs, a filtragem dos sinais, removendo-se componentes prejudiciais à exatidão das medidas, é essencial.

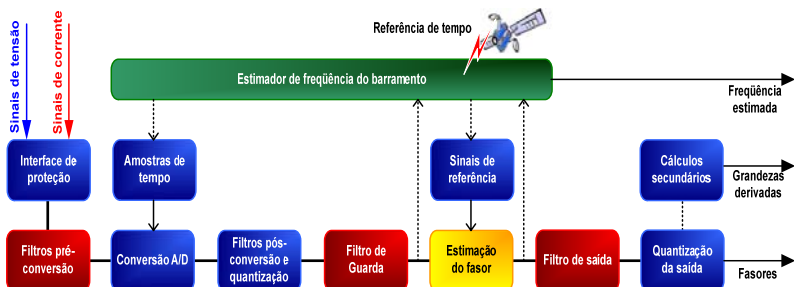


Figura 2.7: Estrutura geral de hardware da PMU [58].

2.1.4 CONCENTRADOR DE DADOS FASORIAIS

A comunicação entre as PMUs e o PDC é assíncrona e, dessa forma, os dados enviados por estas unidades de medição chegam ao PDC de forma desordenada, podendo apresentar atrasos e até perdas de informações. Os dados que chegam ao PDC possuem etiquetas de tempo que o orientam no processamento e armazenamento dos dados de forma alinhada no tempo.

Dessa forma, o PDC é responsável pela recepção em tempo real dos fasores enviados pelas PMUs, organização dos dados (verificação da integridade e armazenamento em banco de dados), gerenciamento do sistema de aquisição dos dados (monitorando e disponibilizando informações de perda de dados, perda de sinal e falha de sincronismo das PMUs) e da disponibilização das medidas fasoriais ao usuário. Para isso, o PDC deve possuir as seguintes funcionalidades [59, 60]:

- Realizar a aquisição de sincrofases: O PDC deve suportar a aquisição contínua de sincrofases enviados pelas PMUs.
- Alinhamento temporal de dados de PMU: todos os dados enviados pela PMU ao PDC deverão ser alinhados no tempo de acordo com sua marcação de tempo.
- Reenvio de dados: o PDC deverá ser capaz de enviar dados para dar suporte às funções de monitoração e controle em tempo real (aplicações de monitoração e controle do SEE em tempo real) e suporte às funções de estudo (aplicações de estudo *on-line* do SEE).

O relógio interno do PDC é sincronizado com a referência de tempo UTC, da mesma forma que nas PMUs, visando o controle de tempo para monitoramento de desempenho do sistema e diagnóstico de problemas. Além do armazenamento de dados das PMUs, o PDC também guarda o tempo no qual um pacote de dados de PMU é recebido, e o tempo no qual pacotes agregados de dados de PMU são enviados [60].

Diferentes arquiteturas para o PDC são sugeridas pela literatura, com o propósito de atender aos objetivos do projeto de SPMS do usuário final. A arquitetura do PDC torna-se mais complexa quanto maior o número de PMUs no sistema e quanto maior a taxa de envio de fasores. Projetos de maior porte poderão contemplar PDCs instalados em subestações, os quais obedeceriam a uma estrutura hierarquizada gerenciada por um PDC central [61]. A Figura 2.8 ilustra as principais funcionalidade do PDC e sua inserção em um SPMS.

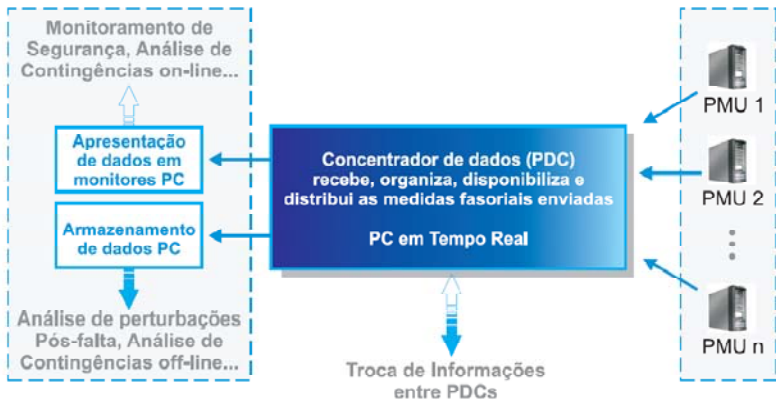


Figura 2.8: Funções básicas do PDC.

2.1.5 CANAIS DE COMUNICAÇÃO

As características inerentes de um SPMS, referentes ao grande fluxo de dados entre as diversas PMUs distribuídas em regiões geográficas distantes e o(s) PDC(s), exigem uma estrutura de canais de comunicação que viabilize o tráfego seguro de informações atendendo a requisitos mínimos de desempenho. A especificação do canal de comunicação vai depender da quantidade de fasores e de outras informações enviadas além do tempo de latência tolerável pelas aplicações existentes [2].

Falhas no processo de comunicação entre as unidades fasoriais podem levar à perda permanente de informações. Para possibilitar a recuperação de dados perdidos em função de falhas temporárias no canal de comunicação, são encontrados projetos definindo processos de armazenagem de medições locais em PDCs localizados nas próprias subestações. Preservam-se os dados em uma memória circular para, quando solicitados, reenviar os dados faltantes. Existe também a possibilidade de armazenagem temporária nas próprias PMUs em uma memória tipo *buffer* [33].

Diferentes estruturas podem constituir os canais de comunicação, tais como comunicação por microondas (*wireless*), PLC (*Power Line Communication*), fibras ópticas ou da própria Internet, através do uso de uma rede *Virtual Private Network* (VPN) [33]. Entretanto, deve-se levar em consideração a latência máxima na transmissão dos dados para cada tipo de estrutura, a qual tem impacto direto no desempenho das aplicações de SPMS, tais como controle e proteção. Estas são caracterizadas por exigirem uma alta taxa de atualização [18]. A rede de

comunicação composta por fibras ópticas mostra-se mais eficiente e confiável para aplicações de baixa latência e confiabilidade [2].

A norma IEEE C37.118/2005 define em detalhes os requisitos de comunicação que devem ser atendidos.

2.2 REQUISITOS DE DESEMPENHO PARA O SPMS

Para assegurar o desenvolvimento de aplicações utilizando-se dados sincronizados em um ambiente de múltiplos fabricantes, novos padrões têm sido desenvolvidos para acomodar o rápido desenvolvimento e a preparação de larga faixa de aplicações [60].

Tais aplicações demandam diferentes níveis de desempenho quanto à exatidão e latência dos dados provenientes das PMUs. Dessa forma, é necessário o usuário avaliar quais são os requisitos aceitáveis de exatidão nas medições fasoriais e do desempenho da rede de comunicação entre PMUs e PDC (latências de comunicação). Resumidamente, pode-se dizer que as limitações são apresentadas em termos de custo, confiança e velocidade [62].

Em relação ao erro de tempo, as medições provenientes do SPMS caracterizam-se por apresentarem uma exatidão angular de 0,021 graus elétricos, ou equivalente a 1 μ s no tempo, devido ao processo de sincronização por meio do uso de sinais fornecidos pelo sistema GPS [44, 45]. Aplicações SPMS, como proteção e controle, exigem um alto desempenho referente aos atrasos de comunicação de dados em tempo real. Aplicações como cálculo de parâmetros de LTs são sensíveis a erros fasoriais e demandam alta exatidão para a confiabilidade de seus resultados.

Entretanto, o desempenho do SPMS é influenciado por diferentes fontes de erros tais como: desempenho individual das PMUs frente a regimes estáticos (frequência fora da nominal) e dinâmicos (normas ainda não definem o erro máximo em regime dinâmico para as PMUs) [50]; e, principalmente, pela inserção de erros em módulo e fase pelos transformadores de instrumentos, principalmente transformadores de corrente [44].

Segundo [30] existem diversos desafios para a implementação em grande escala de um SPMS³. Apesar do desenvolvimento da tecnologia de hardware estar bem consolidado quanto ao seu desempenho, requisitos para a implementação de um sistema de grande extensão geográfica, com um massivo fluxo de dados envolvido, que necessitam

³ Tal artigo refere-se aos desafios em relação ao ano de 2006.

possuir características de alta exatidão de sincronização, ainda oferecem desafios. O artigo enumera alguns desafios que devem ser mais bem estudados: maior capacidade de armazenamento e transmissão de dados; falta de variabilidade de produtos como PDC e software para aplicações SPMS; diferentes demandas de todos os agentes do setor na aplicação do SPMS; desempenhos coerentes entre diferentes modelos de PMUs provenientes de diferentes fabricantes; e arquitetura do sistema.

Nesta seção, discutem-se aspectos referentes aos requisitos de desempenho relacionados aos elementos constituintes de um SPMS, tais como desempenho dos canais de comunicação, compatibilidade entre PMUs, aspectos de desempenho do PDC, erros no cálculo fasorial, além de outros.

2.2.1 O PADRÃO DE SINCRÓFASORES PARA SISTEMAS DE POTÊNCIA

O alinhamento dos requisitos de desempenho, para PMUs de diferentes fabricantes, com um sistema de grande porte, caracteriza-se como o grande desafio da padronização da tecnologia de SPMS [6]. Como primeira tentativa de normatização de PMUs, foi publicada a norma IEEE 1344/1995 [63], visando padronizar parâmetros de sincronismo, comunicação, exatidão, configuração e confiabilidade.

Em 2006, foi publicada a última revisão da padronização de sincrofases para sistemas de potência, a norma IEEE C37.118/2005 - *Standard for Synchrophasors for Power Systems* [49]. Constituída através dos esforços de diversos grupos de trabalhos na área de SPMS, tem base nas tentativas iniciais, citadas anteriormente, de estabelecer padrões para a tecnologia de medição fasorial.

Em síntese, a norma IEEE C37.118/2005 tem o propósito de definir especificações para medições fasoriais sincronizadas obtidas através de PMUs em subestações, ou equipamentos que agregam a funcionalidade de PMU. Tais especificações visam a integração das medições fasoriais sincronizadas com outros sistemas associados às medições em subestações (e.g. sistema SCADA). A norma define o que é a medição fasorial, fornece um método para quantificar as medições e especifica testes de qualidade. Também define formatos para transmissão de dados para comunicação em tempo real. Entretanto, a norma IEEE C37.118/2005 não é o suficiente para especificar completamente o desempenho das PMUs. Por exemplo, ela não especifica limites temporais de resposta de medição, exatidão sobre condições transitórias, hardware, software ou métodos de cálculo de fasores [58].

Mais informações a respeito de aspectos da norma IEEE C37.118/2005 são comentadas ao longo deste trabalho de dissertação.

2.2.2 CÁLCULO FASORIAL

Em SEEs o conceito de regime permanente representa uma condição de operação idealizada, para facilitar estudos e análises de sua operação. Entretanto, a frequência do sistema está em constante variação e, no caso do SIN, possui um modo de oscilação natural em torno dos 0,02 Hz [21]. Além disso, regimes transitórios perturbam o formato de onda senoidal.

O fasor é definido como um número complexo equivalente a uma onda senoidal simples tal que o módulo deste número representa o valor eficaz da onda e o seu ângulo (na forma polar) é o ângulo de fase da onda senoidal [49]. A técnica da Transformada de Fourier no cálculo do fasor se baseia na extração do módulo e ângulo de uma onda puramente senoidal de frequência e amplitude única, como apresentado anteriormente. Caso a onda seja formada pela composição de mais que uma senóide de diferentes amplitudes e frequências, o fasor representaria sua componente de frequência fundamental, calculado sobre a janela de tempo [11]. Nesse caso o conceito de fasor não representaria por completo a onda. Essa é a situação encontrada no mundo real: o cálculo dos fasores está intrinsecamente sujeito a erros de módulo e fase. Logo, é importante a análise de diversas situações que poderiam causar erros consideráveis no cálculo dos fasores para corrigi-las e/ou evitá-las.

ERRO VETORIAL TOTAL

Com referência ao desempenho da exatidão das medições fasoriais, um dos pontos importantes da norma IEEE C37.118/2005 é a definição do conceito de Erro Vetorial Total (TVE – *Total Error Vector*). O TVE, apresentado na equação (2.2), designa um limite de erro fasorial baseado na composição de erro de magnitude e ângulo de um fasor, o qual não era especificado pela sua versão anterior.

$$TVE = \sqrt{\frac{(X_r(n) - X_r)^2 + (X_i(n) - X_i)^2}{(X_r - X_i)^2}} \quad (2.2)$$

Na equação (2.2), $X_r(n)$ e $X_i(n)$ são, respectivamente, as partes reais e imaginárias dos sincronofasores medidos na n -ésima amostra de X_r e X_i , os quais são fasores de uma resposta ideal, ou seja, sem erros de medição. Note que o TVE não determina especificamente o limite de erro, módulo e ângulo individualmente, mas sim o erro combinado de ambos.

Quando a frequência de entrada do sinal for exatamente a nominal, o fasor apresentará comportamento invariante no tempo e suas coordenadas complexas serão constantes e determinadas pela fase do sinal. Caso contrário, o fasor sofrerá uma rotação no plano complexo. O TVE pode ser interpretado como a magnitude do vetor da diferença entre o fasor teórico (exato), definido na equação (2.1), e o fasor estimado, oriundo do cálculo da PMU [49].

A Norma define os requisitos de desempenho do processo de sincronização, visando garantir um valor de TVE máximo de 1%. Por meio da utilização do sinal de GPS utilizado pelo SPMS, uma amostra pode apresentar erro máximo de $1 \mu\text{s}$ [6], o que equivale a um erro de fase de $0,021^\circ$ (em 60Hz). Para alcançar o erro máximo de TVE no valor de 1%, sem a existência de erro de módulo, o erro de ângulo máximo deve ser de $0,575^\circ$, correspondendo a um erro de sincronização de $\pm 26 \mu\text{s}$. A Figura 2.9 apresenta a variação do TVE em relação ao erro de sincronização de um sinal, considerando ainda três casos distintos de erros na medição de amplitude desse sinal. Para somente erros de módulo, o TVE apresenta o mesmo valor, ou seja, 1% de erro de módulo causa 1% de TVE.

Em relação à variação de frequência; amplitude e ângulo; distorção harmônica; e interferência do sinal, o TVE não deve exceder a 1% sobre condições definidas pelas classes de exatidão: Nível 0 e Nível 1. O primeiro requer que o TVE seja, no máximo, igual a 1% para um intervalo de frequência de $\pm 0,5 \text{ Hz}$, enquanto que o segundo estende esse intervalo de frequência para $\pm 5 \text{ Hz}$. A Tabela 2.1 apresenta, em detalhes, os erros máximos permitidos para a adequação das medidas fornecidas pelas PMUs nos Níveis 0 e 1, conforme a IEEE C37.118/2005.

Destaca-se que o TVE é válido somente para erros inerentes à PMU, abstendo-se dos erros provenientes da cadeia de medição utilizada.

VAZAMENTO ESPECTRAL

O número de amostras para o cálculo da DFT deve ser determinado de forma a compreender um ciclo exato de onda⁴ (janela amostral). Caso o número de amostras não corresponda exatamente ao tamanho da janela, tem-se o efeito de vazamento espectral (*leakage*). Na prática, esse fenômeno ocorre quando a frequência do sinal está fora de seu valor nominal e a janela de amostragem é estática (número fixo de

⁴ Existem outros métodos que utilizam meio ou ciclos de período do sinal visando garantir rapidez e a compensação do erro, respectivamente.

amostras), causando erro na representação da onda senoidal na forma fasorial.

Tabela 2.1: Erros máximos permitidos para adequação dos Níveis 0 e 1 da IEEE C37.118/2005.

Variável	Condição de referência	Limites máximos de TVE (1 % máx.)	
		Nível 0	Nível 1
Frequência do sinal	Freq. nominal do sistema	$\pm 0,5\text{Hz}$	$\pm 5\text{Hz}$
Amplitude do sinal	100% do nominal	80-120% do nominal	10-120% do nominal
Ângulo do sinal	0 rad	$\pm \pi$ rad	$\pm \pi$ rad
Distorção harmônica	$<0,2\%$ (THD)	1% (THD)	10% (THD)
Interferência	$<0,2\%$	1%	10%

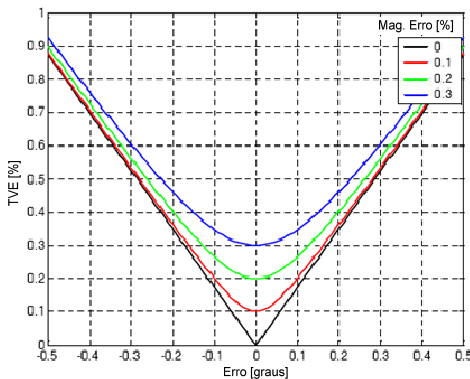
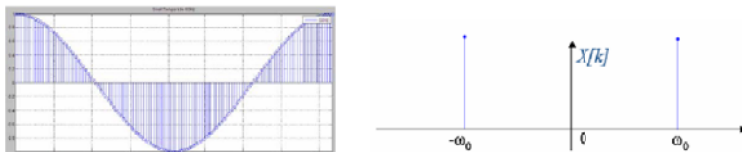


Figura 2.9: Variação do TVE em relação ao erro de sincronização [64].

A Figura 2.10(a) representa o cálculo do fasor na frequência nominal, contendo todas as amostras que representam um ciclo completo dentro da janela de amostragem e, na Figura 2.10(b), o espectro do módulo dos fasores calculados pela DFT [51]. Nota-se que existe apenas uma componente de frequência em $\omega_0 = 2\pi f_0$. Já quando a frequência do sinal é diferente da frequência fundamental, caso ilustrado na Figura 2.10b, observa-se o surgimento de outras frequências (vizinhas da nominal e geralmente de menor magnitude), no espectro gerado pela DFT, justificando-se o termo vazamento espectral. Esse fenômeno tem como consequência a inserção de erros no cálculo do fasor correspondente à frequência fundamental, tanto em módulo como em ângulo, pois subtrai a energia espectral da componente fundamental para frequências vizinhas.

O vazamento espectral provoca pequenas oscilações sobre o valor de referência dos fasores obtidos por meio da DFT. Com a utilização do método de mínimos quadrados linear é possível determinar uma reta que melhor represente os valores dos módulos e ângulos dos sincrofasores calculados pela DFT [50].

a) Frequência nominal



b) Frequência fora da nominal

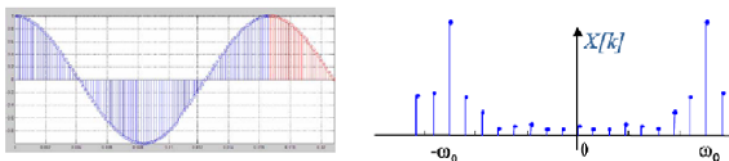


Figura 2.10: Representação do fenômeno do vazamento espectral [51].

Por exemplo, a frequência de amostragem da PMU modelo Reason RPV-310, a 60Hz, é de 15.360 Hz, o que equivale a 256 pontos por ciclo (ppc) [65]. Na PMU, métodos de janelas dinâmicas em função da frequência devem ser adotados para a minimização do erro no processamento fasorial. Outro método simples é a utilização de janelas retangulares, de Hamming etc [51].

TRANSITÓRIOS

Durante eventos transitórios, a onda senoidal é fortemente deformada, perdendo a característica senoidal. Esses eventos acontecem principalmente em momentos de mudança abrupta do fluxo de potência na LT. Observa-se uma transição antes e após o evento. A janela de amostras precisa ser posta de tal forma a não incluir essa transição, caso contrário o fasor gerado pela DFT não corresponderá à forma de onda representada. Em eventos de faltas em LTs, por exemplo, surgem no período pós-falta componentes exponenciais na onda que decaem ao longo do tempo, aproximadamente com duração de 2 a 4 ciclos, o que acaba gerando erros no cálculo do fasor. Na literatura, são encontrados métodos para a remoção de erros exponenciais causados logo após faltas elétricas [66].

2.2.3 DESEMPENHO DE PMUs

A avaliação do desempenho de PMUs provenientes de diferentes fabricantes é essencial para garantir a compatibilidade e exatidão das medidas provenientes de um SPMS [67]. Testes de conformidade com base na norma IEEE C37.118 devem ser executados para garantir que cada PMU esteja habilitada a fornecer fasores para aplicações diversas. A exatidão constitui-se no problema principal quando se refere a aplicações sensíveis a erros de magnitude e ângulo. Diferentes PMUs podem operar no mesmo sistema, assim é importante que medições provenientes de diferentes fabricantes ou modelos de PMUs sejam consistentes com o resto do sistema. Aspectos como inconsistências produzidas por diferentes filtros (analógicos e digitais) e por atrasos independentes entre as PMUs devem ser verificados para garantir a compatibilidade entre as medições fasoriais.

A estimação do fasor e da frequência, realizada pela PMU a partir de amostras, utiliza complexos algoritmos. Os fabricantes geralmente utilizam diferentes algoritmos para esses cálculos e, dessa forma, podem resultar em resultados de desempenho diferentes entre PMUs. Testes em laboratório devem revelar essas diferenças e demonstrar a compatibilidade global de PMUs em um SPMS [67]. Testes realizados em laboratório pela BPA confirmaram a alta qualidade das medidas provenientes de PMUs, entretanto há necessidade de testes controlados (padronizados) para a detecção de possíveis problemas em condições particulares de ensaio [67].

Destaca-se a importância da correta estimação da frequência, pelas PMUs, para a determinação do número de amostras, para um único ciclo, no cálculo do fasor. Em recentes testes de desempenho executados no NIST (*National Institute of Standards and Technology*), foi observado que diversas PMUs de diferentes fabricantes apresentaram problemas na estimação do fasor sobre frequências fora das nominais (conhecida como “*out of band*”⁵). Tal questão pôde ser mitigada a custos de correções do *firmware* das PMUs.

Outros fatores que podem influenciar na qualidade dos fasores, como o próprio processo de sincronização. Segundo [13], foram encontradas em duas diferentes marcas de equipamentos diferenças de até 1° a 60 Hz (47 milissegundos de diferença). Entretanto, quando as PMUs provêm de um mesmo vendedor, esse erro se mostra irrelevante

⁵ Processo o qual analisa a distorção nas frequências fora da Nyquist, onde o sinal original é misturado com o sinal na frequência nominal base para se determinar o nível em que a filtros da PMU rejeitam tal distorção.

[44]. Desse modo, em um ambiente de diferentes fabricantes, esse aspecto deve ser analisado com cautela.

Segundo [68], PMUs e outros equipamentos transdutores produzem sinais eficazes (rms) através de algoritmos baseados em médias, equivalentes a um filtro. Foram encontradas diferenças significativas entre grupos de sinais que se destacavam por estarem defasados cerca de 400 ms e não representarem formas acentuadas na magnitude da onda. Essas diferenças são características de filtro passa-baixa, entre diferentes transdutores e possivelmente entre comunicações de canais analógicos. PMUs não estão livres de erros devido a inconsistências de filtros. Foram testadas quatro diferentes PMUs em laboratório para sinais senoidais com oscilação modal de 1,4Hz, observando-se diferenças angulares de 15° [68].

Em relação aos atrasos de tempo nos sinais entre PMUs, foram encontradas diferentes fontes, como estampas de tempo que não estavam coerentes com o instante no qual a saída da PMU era gerada [29]. Também, na mesma referência, encontra-se um exemplo deste problema. Entre PMUs de diferentes fabricantes, que compartilhavam a mesma entrada de sinal, apresentaram-se diferenças de tempo entre os sinais de saída, perdendo-se a consistência de medição com o tempo. Alega-se que parte desta inconsistência provém da atualização parcial do *firmware* destas PMUs.

A norma IEEE C37.118/2005 recomenda, mas não exige, a realização de ensaios para regime dinâmico, bem como não especifica os requisitos de ensaio para tanto. Entretanto o grupo de trabalho *Performance and Standards Task Team*, um grupo de trabalho do NASPI, tem publicado trabalhos importantes que visam preencher as lacunas da IEEE C37.118 através das publicações *PMU Testing Guide* [64] e *SynchroPhasor Accuracy Characterization* [13]. Esses trabalhos abordam tanto aspectos envolvendo o regime permanente, quanto regime transitório.

Como parte do plano de desenvolvimento dos projetos relacionados à tecnologia de SPMS do ONS, todas as PMUs que serão adquiridas e instaladas deverão ser certificadas, pelo NIST, visando garantir o desempenho global do SPMS [69]. Tais testes tiveram sucesso em identificar tais problemas em PMUs de diversos fabricantes. Os testes foram positivos, permitindo aos fabricantes verificarem o desempenho quanto aos requisitos da norma IEEE C37.118. Dessa forma, questões de desempenho de PMUs têm sido resolvidas ou minimizadas.

2.2.4 DESEMPENHO DO PDC

Os PDCs atuais são soluções particulares, assim como a própria arquitetura da rede de dados, visando atender as aplicações de interesse de cada empresa. Emprega-se o conceito de PDC nesta dissertação de uma forma genérica, já que existem diferentes arquiteturas de SPMS contendo diferentes tipos de PDC, o que estabelece ainda uma relação de hierarquia de fluxo de dados. A tecnologia SPMS ainda é recente e são poucas as soluções existentes de PDCs disponíveis no mercado.

O projeto da arquitetura de um SPMS deve promover todas as características de confiabilidade expostas ao longo do presente trabalho e também deve incluir características de eficiência em fluxo de dados quanto à existência de um número expressivo de PMUs no sistema. Pesquisas atuais têm focado extensivamente na quantidade e localizações ótimas para as PMUs visando aplicações em Estimadores de Estados, porém, experiências práticas têm sido muito úteis no auxílio de decisões a respeito desta questão [70].

Para desempenhar tais funcionalidades, em síntese, é necessário que o PDC atenda os seguintes requisitos básicos de desempenho:

- Alto desempenho computacional: operação em tempo real;
- Sistema eficiente para o armazenamento dos dados;
- Confiabilidade e disponibilidade;
- Capacidade de comunicação;
- Atendimento a diversos tipos de aplicação;
- Fácil integração: alta modularidade e expansibilidade; interfaces de comunicação padronizadas;
- Equipamento dedicado.

Outro requisito básico é a capacidade de fluxo de dados, ou seja, o número de PMUs que o PDC pode suportar sem comprometer suas funções de tempo real. Em redes de comunicações compartilhadas, as perdas de pacotes transferidos representam um nível significativo de perdas em relação a uma rede dedicada especificamente ao SPMS. As perdas da informação em um momento crítico poderão acarretar em mau funcionamento de aplicativos em tempo real, por exemplo.

Devido ao grande número de PMUs que um SPMS pode suportar e às altas taxas de atualizações, o fluxo de dados passa a ser um desafio tecnológico deste tipo de sistema. Além de certificar-se quanto à segurança e incorruptibilidade dos dados, é necessário projetar uma arquitetura que possibilite o gerenciamento eficiente destes dados, sem

haver gargalos na sua transmissão, nem perdas ao longo da rede de comunicação.

Podem-se citar outros desafios como a dependência em relação às aplicações do SPMS e em relação às PMUs (padrões de comunicação entre PMU e PDC ainda não consolidados), armazenamento de grandes quantidades de dados e a definição de estruturas hierárquicas de PDCs (observando requisitos de expansibilidade e latência) [71].

Atualmente, o padrão IEEE C37.118/2005 abrange diversos aspectos para medição fasorial sincronizada, mas há falta de referências quanto ao PDC. Empresas e fabricantes possuem desenvolvimentos próprios e arquitetura específica para cada SPMS. Em [71], além de outras referências, encontram-se alguns modelos atuais de diferentes fabricantes de PDCs comerciais, listados abaixo:

- ABB: linha PSGuard;
- SEL: SEL-5077/8 SychrowaveServer, SEL-3306 Sychrophasor Processor;
- TVA/EIPP: SuperPDC, openPDC;
- Psymetrix: PhasorPoint;
- Electric Power Group: ePDC, esPDC;
- Elpros: WA Protector;
- OsiSoft: PI System;
- Siemens: SiGUARD;
- Reason: PhasorSwitch .

Em 2004, a empresa TVA iniciou o desenvolvimento de um PDC visando aprimorar trabalhos realizados pelo EIPP – hoje NASPI. Em outubro de 2005, a TVA disponibilizou ao público o seu projeto de PDC, como fonte aberta, chamado de *openPDC* [72]. Tal projeto tem sido utilizado como base para novos desenvolvimentos de PDCs, a partir de outros fabricantes, e encontra-se em pleno estágio de discussão entre usuários interessados na tecnologia.

2.2.5 REDES DE COMUNICAÇÃO

O desempenho do sistema de comunicação é essencial para se usufruir de diversos benefícios oriundos da tecnologia SPMS. A confiabilidade do SPMS é definida pela disponibilização dos dados enviados pelas PMUs em tempo real, pela sua capacidade de recuperação de dados em caso de perdas na transmissão e pela

disponibilidade do sinal de sincronismo GPS. O desempenho da PMU frente à indisponibilidade temporária do sinal de sincronismo enviado pelo GPS deve ser levado em consideração na avaliação da confiabilidade do SPMS, pois pode acarretar erros angulares na ausência do sinal de sincronismo.

O canal de comunicação utilizado para a comunicação entre as PMUs e o PDC é considerado crítico para a confiabilidade do sistema, assim como uma arquitetura SPMS que possibilite a recuperação de dados, caso haja falhas temporárias na comunicação. Em princípio, todos os tipos de canais de comunicação podem ser utilizados para a tecnologia SPMS, desde que atendam os requisitos técnicos de desempenho definidos na norma IEEE C37.118 (alto desempenho na velocidade de comunicação entre diferentes pontos geográficos).

A questão crítica não se detém à largura de banda, mas ao atraso de tempo da comunicação [29]. Por exemplo, o protocolo TCP/IP caracteriza-se por apresentar atrasos menores que 200 ms. Entretanto, aplicações que requeiram atrasos inferiores a 20 ms dificilmente poderão ser atendidas por meio da utilização de tais canais de comunicação [29]. Testes realizados por algumas empresas resultaram em latência na comunicação entre 20 a 110 ms, considerando o uso de filtros [19]. Ainda não se têm definidos precisamente os requisitos mínimos de comunicação para aplicações SPMS, pelo fato da tecnologia encontrar-se em pleno estágio de desenvolvimento. No entanto, pode-se encontrar em [29] sugestões de requisitos de tempo de comunicação entre PMU e PDC, assim como a janela de amostragem de dados para diferentes tipos de aplicações. Outro requisito necessário para o canal de comunicação é a redundância da rede para sistemas SPMS [29].

As perdas de dados têm sido investigadas em [1]. Os autores apresentam resultados de estudos referentes às perdas no período de uma semana, em um protótipo SPMS instalado em uma empresa de transmissão de energia, com a utilização de um canal de comunicação dedicado. Demonstra-se que as perdas devido a falhas de comunicação podem chegar a apenas 0,05%. O canal de comunicação dedicado da empresa apresentou desempenho significativamente melhor que quando comparado com a utilização da Internet, cujo desempenho apresentou perdas da ordem de 2% [21].

2.3 COMENTÁRIOS FINAIS

Esse capítulo sintetizou informações relativas aos fundamentos e requisitos de desempenho do SPMS, visto a necessidade de agrupar várias informações esparsas na literatura sobre o assunto.

Observa-se que a tecnologia de SPMS oferece desafios tecnológicos e muitas questões ainda não se encontram totalmente resolvidas. O desempenho dinâmico das PMUs ainda é uma questão que esta sendo discutida nos principais grupos de trabalhos de pesquisas de SPMS.

A uma tendência de padronização pela norma IEC 61850, ainda a ser publicada, a qual será a principal norma vigente para SPMS. Tal norma tem sido desenvolvida para subestações, mas é vista como um padrão principal para todos os equipamentos em campo em tempo real e aplicações em tempo não-real. Em breve, será possível utilizar a IEC 61850 para transmitir dados de medições fasoriais, de acordo com a norma IEEE C37.118.

Enquanto isso, a nova publicação da norma IEEE C37.118, aguardada para este ano (2010), será dividida em duas partes: a primeira contemplará questões relativas à medição fasorial e testes das PMUs, enquanto que a segunda tratará dos requisitos de comunicações.

O desenvolvimento dos PDCs oferece diversas formas de arquitetura e não existem regras definidas quanto a melhor arquitetura a ser contemplada, o que pode ainda modificar-se em função do número de PMUs instaladas no sistema. Trabalhos recentes apontam como soluções mais proeminentes a utilização de arquiteturas hierarquizadas de PDCs, recebendo dados fasoriais e sendo regidos por um PDC central.

O assunto abordado neste capítulo é denso e, apesar da evolução alcançada pela tecnologia de SPMS, ainda apresenta vasto campo de pesquisa para a exploração integral de seus benefícios em SEEs.

Capítulo 3

Aspectos de Exatidão Referentes aos Canais de Instrumentação

Tão importante quanto a avaliação dos requisitos de desempenho referente à qualidade das medições em SPMS, apresentado no capítulo anterior, é a cadeia de instrumentos para medição, na qual os sinais das grandezas elétricas são disponibilizados à PMU. Esta cadeia de instrumentos é definida na literatura por canal de instrumentação (CI). O objetivo dos CIs é adequar as elevadas tensões e correntes a níveis mensuráveis, padronizados conforme normas específicas, para alimentação de relés de proteção, registradores de perturbação e outros dispositivos de monitoração, incluindo-se as PMUs. Entretanto, tal processo está sujeito a erros de medição de módulo e ângulo. Conseqüentemente, o potencial de desempenho de um SPMS, referente à exatidão de medições, não pode ser agregado integralmente às medidas oriundas do SEE devido à utilização dos atuais instrumentos de medição encontrados em subestações [44]. Dessa forma, o conhecimento preciso da influência de cada elemento dos CIs é primordial para examinar o erro existente nas medições fasoriais [58], visto que diferentes aplicações demandam diferentes níveis de exatidão em consideração à qualidade das medidas fasoriais [58].

Trabalhos direcionados ao estudo da exatidão referentes aos CIs são escassos e resultados envolvendo casos reais ainda são incipientes [34, 44-48]. A identificação dos erros introduzidos pelos CIs permitirá o desenvolvimento de soluções de compensações dos erros nas medições fasoriais [6].

Neste capítulo, apresentam-se informações qualitativas a respeito da influência dos elementos constituintes dos CIs.

3.1 DESEMPENHO DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO

3.1.1 VISÃO GERAL DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO

Devido aos diferentes requisitos de desempenho nas medições de grandezas elétricas em SEEs, os CIs apresentam diferentes classes de exatidão relacionadas à qualidade das medições e à faixa de operação dos instrumentos. A exatidão de um CI específico é determinada pelo comprometimento entre sua utilidade e as limitações construtivas de seus componentes.

No Brasil, conforme os Procedimentos de Rede estabelecidos pelo ONS, os canais de instrumentação devem ser destinados a serviços específicos de diferentes sistemas. Esses sistemas são compostos por:

- **Serviço de faturamento:** destinado exclusivamente a contabilizar a receita gerada pela geração/transmissão de energia pela concessionária, a medição de faturamento exige nível de exatidão alto tanto para magnitude quanto para fase de corrente e tensão. Tal serviço é regulamentado conforme os Procedimentos de Rede – Submódulo 12.2 [73].
- **Serviço de supervisão:** a medição de supervisão fornece suporte as funcionalidades de monitoramento e controle da operação. É utilizada pelos equipamentos responsáveis por manter o sistema operando dentro dos padrões estabelecidos (e.g. sistema SCADA). Este serviço é regulamentado conforme os Procedimentos de Rede – Submódulo 2.7 [74].
- **Serviço de proteção:** envolvendo faixas maiores de operação, ou seja, projetada para operar principalmente em regime transitório, a medição de proteção se caracteriza por operar sobre uma larga faixa de operação, a custos de um menor nível de exatidão. Tal serviço é regulamentado conforme os Procedimentos de Rede – Submódulo 2.6 [75].

Neste contexto, torna-se necessária a verificação do limite mínimo de exatidão, das medições de grandezas elétricas proveniente dos CIs, requerida para aplicações SPMS. Os principais elementos dos CIs constituem-se em:

- Transformadores de Instrumentos (TIs) de tensão e corrente;
- Cabos de controle;
- Carga imposta (ou *burdens*, do inglês).

Na Figura 3.1, apresenta-se uma ilustração dos principais componentes envolvidos em um CI, incluindo a PMU e outros dispositivos de medição genéricos. Os elementos mais importantes para a caracterização dos erros de medição em um CI, para níveis de tensão acima de 138 kV, são os Transformadores de Instrumentos (TIs) formados por Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Potencial Capacitivo (TPCs). Abaixo do nível de tensão mencionado, é geralmente utilizado os Transformadores de Potencial Indutivos (TPIs), porém, no presente trabalho, será dado enfoque ao TPC.

Os dispositivos de medição, ou cargas (*burdens*, em inglês), incluem dispositivos digitais, eletrônicos e eletromecânicos. Cargas que utilizam o processamento de dados digitais de medições são chamadas de IEDs (*Intelligent Electronic Devices*), categoria na qual se insere PMUs e relés digitais. O transporte do sinal medido a partir dos enrolamentos secundários dos TIs se dá por meio de fiação específica, denominada cabos de controle [44]. Os TIs representam a maior parcela de influência sobre a caracterização da exatidão dos CIs.

As cargas, em geral, são alocadas dentro de uma sala de controle, localizada a dezenas de metros dos TIs [76]. Por tanto, é necessário conduzir os sinais elétricos provenientes dos secundários dos TIs, de forma confiável, até a sala de controle através de uma fiação específica, denominadas cabos de controle [44]. Este canal deverá inserir o mínimo de distorção possível no sinal conduzido, de modo a não aumentar significativamente o erro da medição de grandezas elétricas.

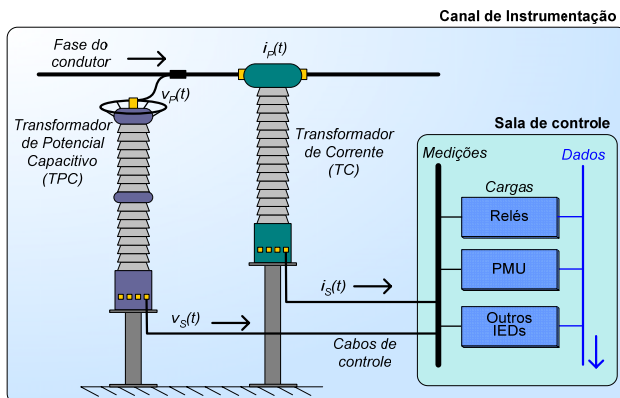


Figura 3.1: Ilustração dos elementos constituintes de um canal de instrumentação.

Nos dispositivos digitais, o sinal ainda precisa passar pela conversão analógico/digital. A partir deste ponto, a medição não sofre mais modificações em seu valor. Após a conversão do sinal em valores

digitais, a informação é encaminhada através de canais de comunicação para dispositivos de decisão, como relés de proteção e concentradores de dados (o PDC, no caso da medição fasorial), os quais farão uso para funcionalidades específicas.

Diversas aplicações que envolvem medições sincronizadas relacionadas ao SPMS requerem alto nível de exatidão (e.g. controle, estimação de estados e monitoração da dinâmica do SEE). A norma IEEE C37.118/2005 estabelece o erro fasorial máximo oriundo da PMU, normalizado no formato TVE (*Total Error Vector*) em 1%. Equivale dizer que o equipamento, sob as condições definidas pela Tabela 2.1, deverá fornecer uma exatidão de ângulo melhor que $0,02^\circ$ a 60 Hz (equivalente a $1\mu\text{s}$) e magnitude de 0,5%. Entretanto, esse potencial não pode ser agregado às medidas oriundas do SEE devido aos erros inseridos pelos CIs, levantando a importância da caracterização dos erros para a certificação da qualidade das medições fasórias [44, 45].

3.1.2 ASPECTOS DA EXATIDÃO DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO

Os CIs são responsáveis pelas principais fontes de erros nas medições de tensão e corrente em SEEs [45]. O conhecimento da estrutura dos elementos envolvidos na tradução do sinal em informação útil é primordial para o conhecimento do erro inserido na medição fasorial. Para isto, existem normas técnicas que especificam os requisitos mínimos de exatidão dos componentes dos CI, principalmente quando se refere aos TIs. O preciso conhecimento destas etapas resultará na determinação dos principais fatores que agregam erros nos valores das medidas. Pode-se então compensar erros determinísticos oriundos dos CIs, melhorando a exatidão das medidas. Outro ponto importante refere-se à compatibilidade das cargas com a capacidade nominal dos TIs, os quais foram projetados para diferentes níveis de cargas, para que assim se obtenha a melhor exatidão possível na medição [34].

A avaliação dos erros em regime permanente inerentes aos CIs engloba a modelagem precisa de seus componentes (aspectos de desempenho em regime permanente) e o levantamento de seus dados de ensaio e classes de exatidão. Diferentes componentes devem ser analisados para a avaliação da influência que os CIs exercem sobre o erro na medição fasorial em regime permanente, tais como:

- Classe de exatidão nominal dos TIs;
- Parâmetros e comprimento do cabo de controle;
- Nível do carregamento imposto aos secundários dos TIs.

É importante destacar que os TIs instalados em subestações, em geral, sofrem variações de carga em seus secundários sem o devido estudo em relação ao impacto da adição destas cargas nos erros de medição [6, 58]. As cargas influenciam diretamente na faixa de operação dos TIs (principalmente em TCs) e, assim, deve-se avaliar o nível de carregamento do secundário onde a PMU está ou será conectada para se evitar maiores erros na medição fasorial.

Em relação aos TIs, as normas referentes às classes de exatidão estabelecem limites aos seus erros em medidas de módulo e ângulo em regime permanente. Sob condições de regime transitório, o desempenho mínimo dinâmico dos TIs é estabelecido à parte. Em regime permanente, os TIs apresentam boa exatidão quando dentro de sua faixa de operação, principalmente operando próximo de seu valor nominal. Entretanto, para diferentes condições de operação, seu desempenho é afetado de diferentes formas, o que dificulta a avaliação de seu erro.

Em relação aos serviços de supervisão e proteção, no que consiste a medição de tensão, não há diferenças na utilização do TI para tal fim, uma vez que os TPIs/TPCs utilizados pelos sistemas de proteção são especificados de forma idêntica aos utilizados pelos sistemas de medição. Porém, deve ser observado o carregamento imposto aos secundários destes instrumentos, visando-se evitar erros que ultrapassem a classe de exatidão especificada. Já no caso da medição de corrente, os TCs para proteção não são os mesmos utilizados para medição [98].

Os TCs e TPIs possuem resposta linear em frequência em torno da frequência nominal. Porém, o TPC possui um comportamento não-linear quando afastado de sua frequência nominal [2]. Tal característica deve ser observada na avaliação da exatidão dos TPCs operando em regimes dinâmicos.

Testes em TIs antes da instalação na subestação podem ser realizados para se estabelecer melhor os erros de fase e de magnitude em regime permanente, permitindo o uso de fatores de correção e assim, podendo-se compensar os erros nas medições [13]. Entretanto, para TIs já instalados, tal procedimento não é viável economicamente e a única informação de erro disponível é obtida a partir dos limites da classe de exatidão dos mesmos [44].

O TPC utilizado em sistemas de alta tensão, acima de 138 kV, é utilizado no lugar do TP devido a sua capacidade de rebaixamento da tensão através do uso de uma coluna capacitiva, minimizando custos. Esse tipo de construção apresenta sensibilidade a transitórios e erros significativos para condições de desvio de frequência e de alteração dos parâmetros internos do TPC (envelhecimento) [77].

3.1.3 INFLUÊNCIA DAS CARGAS E CABOS DE CONTROLE

Na extremidade de um CI localizam-se as cargas que têm a função de transcrever o sinal elétrico em informação útil (e.g. valor da frequência instantânea; acionamento de relés de proteção; medição fasorial). Em subestações, os TIs localizam-se no pátio da subestação, distantes de suas respectivas cargas, as quais se encontram na sala de controle (operação). Assim, existe uma distância significativa entre o ponto medido e seu medidor. Em geral, essa distância está entre 50 a 400 metros. Diante desta topologia, deve-se avaliar a influência do cabo de controle na exatidão global das medidas e no carregamento adicional do secundário do transformador de instrumento [76].

ERROS CAUSADOS PELOS CABOS DE CONTROLE

O cabo de controle pode ser modelado como uma linha de transmissão modelo π de parâmetros concentrados, com o conhecimento dos valores da resistência, indutância e capacitância por unidade de comprimento do cabo. Mais detalhes sobre a modelagem do cabo de controle serão apresentados no Capítulo 4. A impedância série pode causar distorções de fase e de magnitude no sinal, contribuindo para os erros de medição dos transformadores de instrumentos. Segundo [44], um cabo de comprimento 150 m pode introduzir um erro de até $0,4^\circ$ (no capítulo seguinte, mostra-se que essa ordem de erro é confirmada por simulações de um CI para medição de tensão). Com os dados detalhados dos parâmetros e a topologia do cabo de controle, pode-se estimar precisamente sua influência sobre o sinal a ser medido e compensar o erro inserido no sinal.

O cabo de controle deve ser considerado como uma carga em série com os dispositivos de medição conectados através desta fiação. Assim, a potência total fornecida pelo TI é maior que a especificada pela carga imposta, e desta forma pode contribuir com o aumento do erro de módulo e ângulo devido ao aumento do carregamento.

A resistência do cabo de controle depende exclusivamente de sua espessura (bitola), definida por sua área transversal, dada na unidade AWG (*American Wire Gauge*) ou em milímetros quadrados. Outros parâmetros importantes são a indutância série e a capacitância *shunt*, o que causa o efeito de atraso de fase no ângulo de tensão e corrente.

Em medição fasorial sincronizada, outro aspecto que deve ser avaliado, referente aos atrasos exercidos pelos cabos condutores de sinais elétricos, é a fiação com a finalidade de transportar os sinais de sincronismo. Em SPMS, o sinal de sincronismo é dado através da distribuição do sinal IRIG-B. A Tabela 3.1 lista os atrasos de propagação medidos em diversos meios de distribuição do sinal IRIG-B.

Tabela 3.1: Atrasos de propagação do sinal IRIG-B.

Cabo ou equipamento	Par-traçado	Coaxial	Fibra óptica	Processador de comunicação	Transceiver	Transceiver	
					Fibra óptica 850 nm	Fibra óptica 650 nm	
Atraso	Tempo	6,23 μ s/km	6,07 μ s/km	5,00 μ s/km	2,10 μ s	5,26-8,98 μ s	17,8-69 μ s
	Ângulo (60Hz)	0,134°/km	0,131°/km	0,108°/km	0,045°	0,11°-0,19°	0,38°-1,49°

ERROS CAUSADOS PELAS CARGAS

O modelo que representa as cargas é basicamente composto por uma resistência e um indutor em série (com fator de potência variando entre 0,5 a 1,0), sendo que para relés digitais apenas a parte resistiva é representada. Destaca-se que o valor da impedância equivalente da carga reflete o nível de carregamento de operação dos TIs, influenciando diretamente nos erros de medição.

Os secundários dos TIs suportam uma determinada carga sem sair de sua classe de exatidão. O fabricante fornece o limite de carga (geralmente expresso em VA), que delimita a classe de exatidão do TI em específico. Desta forma, é importante o levantamento preciso de todas as cargas conectadas ao secundário dos TIs para uma correta avaliação da faixa do limite de erro incluso na medida (nível de carregamento máximo).

No TC, deve-se também avaliar o carregamento mínimo do seu secundário (questão abordada na seqüência). Como regra prática, é dito que a carga precisa possuir um consumo de, no mínimo, 25% de sua carga nominal [78] para garantir uma faixa de operação do instrumento que evite maiores erros na medida de corrente. É importante ressaltar que os relés eletro-mecânicos possuem uma carga muito mais alta que os eletrônicos e digitais.

A carga, em sua grande maioria, é resistiva, principalmente no grupo dos IEDs (*Intelligent Electronic Devices*). Entretanto, relés eletro-mecânicos comumente são representados por uma indutância em série com a resistência equivalente. Normas como a IEEE C57.13 - *Standard Requirements for Instrument Transformers* [79] definem fatores de potência especificados para cada tipo de carga, podendo-se apresentar valores de 0,5; 0,8 e 0,9.

Atualmente, observa-se a diminuição da utilização de relés eletro-mecânicos em instalações de energia elétrica. A substituição por relés, ou equipamentos, estáticos ou digitais é preferencial. A característica principal relacionada à modelagem dos relés digitais é o baixo nível de carregamento que ele causa nos secundários dos TIs e seu perfil puramente resistivo.

Os instrumentos de medição digitais, IEDs, tipicamente possuem uma etapa de acomodação do sinal analógico para o formato digital. Na entrada do IED pode haver atenuadores de tensão, caso a tensão esteja acima da especificada pelo aparelho, filtros do tipo *anti-aliasing*, conversores analógicos/digitais (A/D) de diferentes níveis de precisão e um processamento digital de sinais.

O modelo de registrador de perturbação da fabricante Reason Tecnologia, o RPV 310, possui a função de PMU, além de outras funções. Possui uma impedância de entrada para medição de tensão maior que 200 k Ω (carga menor que 0,1 VA) e para medição de corrente 15m Ω (carga menor que 0,02 VA) [65]. A característica de consumo do relé de proteção modelo SEL-311C, da fabricante Schweitzer Engineering Laboratories, é abaixo de 0,5 VA, tanto para entrada de tensão quanto corrente.

Os exemplos apresentados no parágrafo anterior destacam o baixo consumo exigido pelas cargas digitais (IEDs), levantando a importância de tais dispositivos no desempenho de funções típicas de proteção e controle em uma subestação e, conseqüentemente, na avaliação de desempenho da exatidão nas medições fasoriais oriundas dos CIs. Tal fato deve ser levado em consideração para evitar erros de medição em virtude do baixo carregamento em TCs. Em TPs/TPCs tal problema não ocorre, apenas para alto carregamento do secundário.

Outro aspecto a ser considerado é o número de cargas conectadas em uma mesma saída do secundário do TI, verificando se há excesso de carregamento de um mesmo secundário. O estudo da influência do nível de carregamento será explorado no capítulo seguinte.

3.1.4 INFLUÊNCIA DA CORRENTE PRIMÁRIA E DA CARGA IMPOSTA AO SECUNDÁRIO NOS ERROS DO TC

Um TC genérico precisa induzir uma tensão de magnetização através da impedância do secundário e da carga. Essa tensão requer um fluxo magnético o qual, por sua vez, requer uma corrente de magnetização. A corrente de magnetização é a principal responsável pela existência de erro na medição de corrente⁶. Infelizmente, a corrente de magnetização é representada por uma função altamente não-linear do fluxo em relação à corrente primária, dificultando o desenvolvimento de metodologias para compensá-la [48]. Por exemplo, quando a corrente primária é igual ao valor da corrente nominal, a corrente de excitação é

⁶ Na prática, os fabricantes de TCs procuram reduzir ao mínimo possível a corrente de excitação, utilizando configurações especiais e materiais específicos de alta permeabilidade magnética [99].

cerca de 1% desta corrente. Já para a corrente primária igual a 50% da corrente nominal, a corrente de excitação, por sua vez, é cerca de 0,8% desta [99].

Para diferentes níveis de corrente primária e de carregamento do secundário (carga imposta), a corrente de magnetização do núcleo do TC será diferente, regida pela curva não-linear que o caracteriza. O ponto de operação do TC, definido pelo nível de corrente no primário do TC e pela potência consumida pela carga imposta ao secundário, quando fora de sua faixa de operação nominal, resulta em maior corrente de magnetização devido às não-linearidades da curva de magnetização causando maiores erros na medição de corrente. Caso respeitado o limite de carregamento e da faixa de corrente de medição, o erro máximo do TC será o definido por sua classe de exatidão. Para estudos em regime permanente, a saturação do TC não é considerada, uma vez que o mesmo está operando abaixo de seu carregamento nominal.

Pode-se concluir, então, que para valores menores da corrente primária, a corrente de excitação terá maior influência nos erros de módulo e de fase. Destaca-se a importância de que o TC seja de corrente nominal o mais próximo possível do valor da corrente da instalação em que está inserido [99].

A Figura 3.2 deixa explícita graficamente a variação causada pelo fluxo magnético [78]. Em diferentes pontos da curva, o indutor de magnetização equivalente varia. A linha pontilhada se refere ao caso linear, onde não haveria variações no erro devido às diferentes condições de carregamento. O ponto 1 representa a região nominal de operação. No ponto 3, tem-se o limite de operação sem ultrapassagem do limite de erro garantido por sua classe de exatidão⁷. Já no ponto 2 e 4, representam-se regiões fora da classe de exatidão do TC, respectivamente regiões de baixa (sub-excitação) e de alta magnetização (saturação).

⁷ Conhecido no jargão técnico como *knee-point* (“ponto de joelho”).

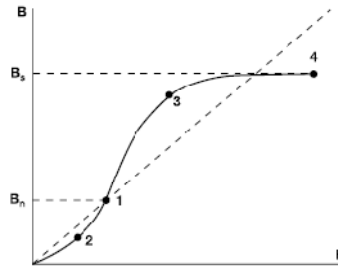


Figura 3.2: Ilustração dos erros provenientes das características da curva de magnetização de um TC [78].

A Figura 3.3 ilustra de forma qualitativa o comportamento do erro em um TC de proteção, baseado na curva de magnetização apresentada na Figura 3.2. O erro de magnitude é mínimo, se mantém dentro do limite de exatidão, quando o TC opera com carregamento nominal, e mesmo com um nível de corrente múltiplas vezes o valor nominal. Para carregamentos com valores muito abaixo do ponto nominal de operação, o erro tende a crescer [78, 80].

Partindo-se do ponto 1, o qual representa a corrente nominal do TC, o erro tende a aumentar, sem sair de sua classe de exatidão, até o ponto 3. Tal ponto representa a passagem pela inversão da curva de magnetização. A partir deste ponto, o TC entra na região de saturação (ponto 4), apresentando erro maior que o permitido pela sua classe de exatidão. Já para correntes inferiores a nominal, o erro tende a aumentar até o ponto 2, o qual situa-se na faixa fora da classe de exatidão.

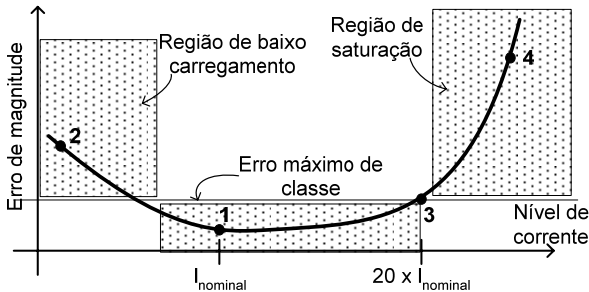


Figura 3.3: Ilustração do comportamento do erro de um típico TC de proteção referente ao seu nível de carregamento.

Em TCs de proteção, o núcleo magnético caracteriza-se por exigir uma forte corrente de magnetização para evitar a saturação do seu núcleo em regimes transitórios (e.g. faltas). Já os TCs de medição possuem características que possibilitam medições mais exatas, porém com um núcleo mais susceptível à saturação [76].

Deste modo, é necessário o correto dimensionamento da carga imposta para a compatibilidade com o carregamento nominal do TC. Além do limite máximo de carregamento, é importante verificar se a corrente de magnetização opera entre valores apropriados para garantir a exatidão da medição. Com os modernos instrumentos de medição instalados nas subestações, muitas vezes digitais (e.g. PMU), o consumo de potência dos TCs é quase desprezível e está abaixo do limite mínimo de carregamento, prejudicando a exatidão das medidas⁸. Devido às características inerentes das conexões dos TC, a corrente no secundário não se altera mediante a variação da potência consumida pela carga imposta. Caso esta potência seja inferior à potência recomendada, a tensão de magnetização do núcleo do TC será baixa, requerendo-se uma corrente de magnetização maior, devido à curva de magnetização não-linear do seu núcleo magnético. Conseqüentemente, isto terá efeito no aumento dos erros de medição fasorial de corrente, mesmo sobre condições de corrente nominal de medição pelo TC.

Uma alternativa simples e eficaz para compensar o baixo carregamento de TC é a inserção de uma carga puramente resistiva em série com a carga imposta [78], a qual elevará a tensão de magnetização para um ponto de operação que resulte em menores erros. Entretanto, tal procedimento não é o mais adequado, uma vez que, quanto maior o valor da potência de saída, maior o tamanho do núcleo magnético necessário, tornando o TC mais caro, especialmente nos casos em que se exige alta exatidão (classe de faturamento) [78].

A norma IEC 60044-1 [81] estabelece limites de exatidão de TC para as classes 0,2 e 0,5 em baixo carregamento (25% da carga nominal), como ilustrado na Figura 3.4, considerando o comportamento não-linear da curva de magnetização do núcleo. Nota-se claramente no gráfico que o erro de medição cresce para corrente nominais abaixo de 25% da nominal em cargas baixas, tanto para fase quando magnitude. Não foram encontradas mais fontes contendo descrições a respeito das características do núcleo magnético sobre baixos níveis de tensão de magnetização.

Artigos que abordam a correção do erro de corrente com base na compensação da corrente de magnetização foram propostos (discutidos na seção de metodologias para compensação de erros fasoriais). Em [48] apresentam-se exemplos reais de curvas de erros de módulo e ângulo de

⁸ Fato este confirmado por ensaios realizados pelo CEPEL, no qual consistiu na aplicação de um curto-circuito do secundário de um TC de proteção (o que equivale a uma carga imposta menor que 0,1 VA – valor este devido às resistências dos enrolamentos). Observou-se que o TC saiu de sua classe de exatidão por conta do curto-circuito aplicado, apresentando erros elevados de módulo e de ângulo.

TCs de medição e proteção, sobre diferentes níveis de carregamento do secundário. Na Figura 3.5 apresenta-se a curva de erro de um determinado TC de medição com as seguintes características: classe 0,5%, relação de transformação 50:5 A e carga nominal de 10 VA.

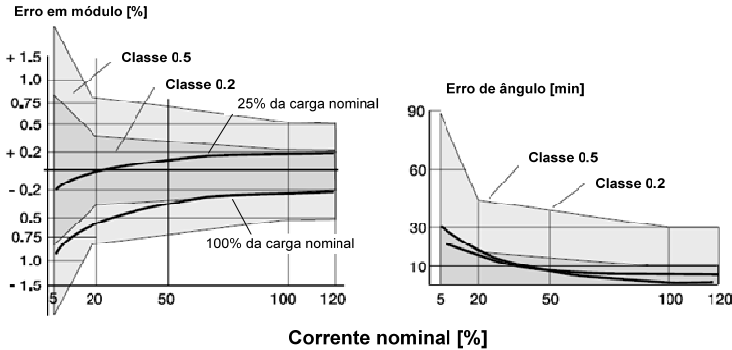


Figura 3.4: Limites de exatidão para TC conforme variação da carga, segundo [81].

Outro exemplo é dado na Figura 3.6, referente a um TC de proteção com as seguintes características: classe 1,0%, relação de transformação 200:1 A e carga nominal de 15 VA. Observa-se que o limite da classe de exatidão só é respeitado para cargas abaixo da nominal. Entretanto, observa-se na Figura 3.5, relativa ao TC de medição citado, que uma carga 4 vezes menor que a nominal ($0,1 \Omega$) apresentou erros maiores para medições de corrente inferiores a 50% da corrente nominal, principalmente quando se refere a erro de ângulo. Entretanto, não se observou este comportamento no TC de proteção.

As observações anteriores indicam a necessidade de avaliar particularmente as características da curva de magnetização de TCs para a avaliação de seu desempenho frente a diferentes níveis de medição de corrente.

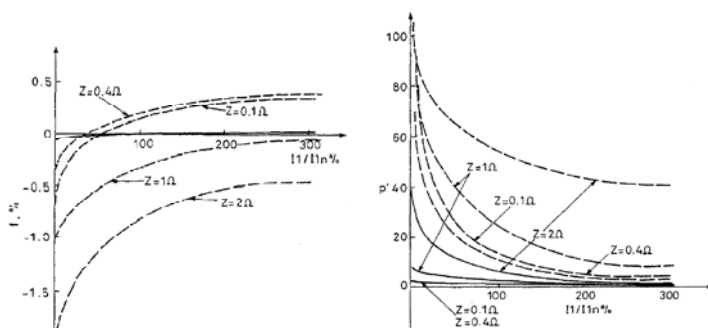


Figura 3.5: Erros de transformação de corrente (módulo e ângulo) de um TC 50:5A de classe 0,5% e carga nominal de 0,4 Ω (10 VA), conforme apresentado em [48].

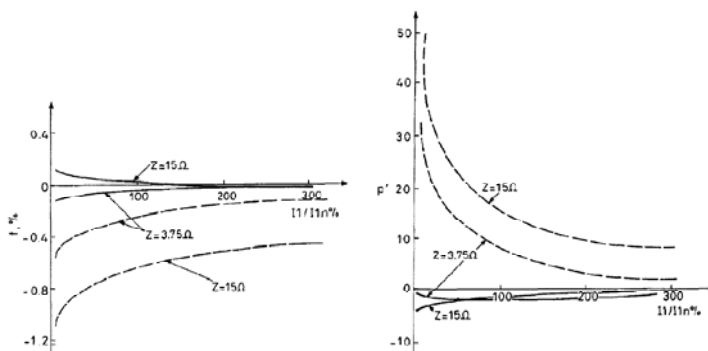


Figura 3.6: Erros de transformação de corrente (módulo e ângulo) de um TC 200:1A de classe 1,0% e carga nominal de 15 Ω (15 VA), conforme apresentado em [48].

3.1.5 CLASSE DE EXATIDÃO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE

A classe de exatidão exprime os limites de erro que o TC pode atingir considerando-se o erro de relação de transformação e o erro de defasamento entre as correntes primárias e secundárias. Considera-se que um TC está dentro de sua classe de exatidão nominal, quando os pontos determinados pelos fatores de correção de relação e pelos ângulos de fase estiverem dentro do paralelogramo de exatidão, definida em normas, como as citadas a seguir.

Algumas normas contendo diferentes classes de exatidão para TC, para serviços de faturamento, supervisão e proteção, são apresentadas:

- IEEE Std C57.13: *Standard Requirements for Instrument Transformers* [79];
- IEC 60044-1: *Instrument transformers - Part 1: Current transformers* [81];

- ABNT NBR 6856: Transformador de Corrente [82].

Nas normas apresentadas, nota-se a ausência de especificação de erro de fase para TCs de proteção. A norma IEC é mais precisa quanto aos níveis de exatidão dos TCs. Como exemplo, a Tabela 3.2 apresenta as classes de exatidão para TCs de acordo com a norma IEC 60044-1.

Tabela 3.2: Classes de exatidão para transformador de corrente conforme IEC 60044-1.

IEC 60044-1					
Classe	Nível de corrente (%)	Erro de relação (%)	Deslocamento de fase (°)	Aplicação	Observação
0,1	5	0,40	0,25	Laboratório	25-100% da carga nominal
	20	0,20	0,13		
	100	0,10	0,08		
	120	0,10	0,08		
0,2	5	0,75	0,50	Faturamento	25-100% da carga nominal
	20	0,35	0,25		
	100	0,20	0,17		
	120	0,20	0,17		
0,5	5	1,50	1,50	Monitoramento	25-100% da carga nominal
	20	0,75	0,75		
	100	0,50	0,50		
	120	0,50	0,50		
1,0	5	3,00	3,00	Medidores Industriais	25-100% da carga nominal
	20	1,50	1,50		
	100	1,00	1,00		
	120	1,00	1,00		
3,0	50	3,00	-	Instrumentos	50-100% da carga nominal
	120	3,00	-		
5,0	50	5,00	-	Instrumentos	50-100% da carga nominal
	120	5,00	-		
5P	100	1,00	1	Proteção	100% da carga nominal
	20xIn	5,00	-		
10P	100	3,00	-	Proteção	100% da carga nominal
	20xIn	10,00	-		

A IEC 60.044-1 também especifica os requisitos para a exatidão sob condições nominais de corrente dos TCs de proteção. De acordo com esta norma, TCs classe 5P, devem apresentar erro de relação máximo de 1% e erro de fase máximo de 1°. Já os TCs classe 10P, são especificados para erro de relação máximo de 3%, sem limite para o erro de fase [98].

Nas Tabela 3.3 e Tabela 3.4 apresentam-se as classes de exatidão para TCs relativas às normas IEEE C57.13 e ABNT NBR 6856, respectivamente.

Tabela 3.3: Classes de exatidão para transformador de corrente conforme IEEE C57.13.

IEEE C57.13				
Classe	Nível de corrente (%)	Erro de relação (%)	Deslocamento de fase (°)	Aplicação
0,3	0,1	0,6	0,53	Medição
	1,0	0,3	0,25	
0,6	0,1	1,2	1,03	Monitoramento
	1,0	0,6	0,42	
1,2	0,1	2,5	2,03	Monitoramento
	1,0	1,2	1,00	
C100/200/ 400/800	20,0	10,0	-	Proteção

Tabela 3.4: Classes de exatidão para transformador de corrente conforme ABNT NBR 6856.

ABNT NBR 6856				
Classe	Nível de corrente (%)	Erro de relação (%)	Deslocamento de fase (°)	Aplicação
0,3	0,1	0,6	0,53	Medição
	1,0	0,3	0,25	
0,6	0,1	1,2	1,03	Monitoramento
	1,0	0,6	0,42	
1,2	0,1	2,5	2,03	Monitoramento
	1,0	1,2	1,00	
3,0	0,1	2,5	2,03	Monitoramento
	1,0	1,2	0,75	
5P	20,0	5,0	-	Proteção
10P	20,0	10,0	-	Proteção

A Figura 3.7 apresenta os limites de exatidão em forma gráfica (paralelogramo) referente à norma IEEE C57.13. Destaca-se que para níveis de corrente a 10% da nominal a exatidão garantida pela norma é menor que a corrente nominal do TC.

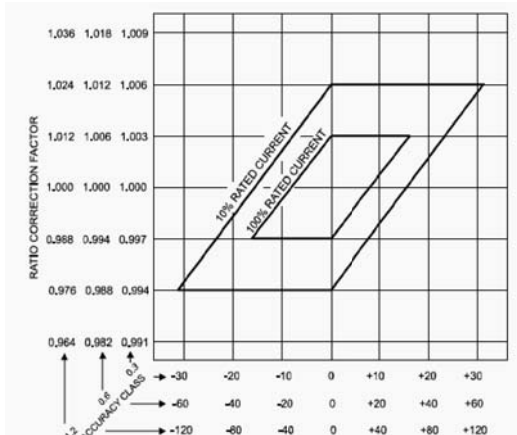


Figura 3.7: Limites de exatidão para TCs de medição e monitoramento, conforme a IEEE Std C57.13 [79].

As medições com maior exatidão disponíveis no Brasil são relacionadas aos serviços de faturamento, que são disponibilizados exclusivamente para a CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, órgão responsável pela contabilização de energia no sistema brasileiro. Este serviço deve atender às classes de exatidão 0,2 prescritos na norma NBR 14519, ou classe 0,2S da norma IEC-60687 [6].

3.1.6 CLASSE DE EXATIDÃO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

A classe de exatidão exprime nominalmente o erro máximo que pode surgir na saída do transformador de potencial, considerando-se o erro de relação e o erro de defasamento angular entre as tensões primária e secundária. Este erro é determinado pelo fator de correção de transformação. As principais normas que definem as características de desempenho de TPs indutivos destinados a serviço de medição e proteção são:

- IEEE Std C57.13: *Standard Requirements for Instrument Transformers* [79];
- IEC 60044-2: *Instrument Transformers - Part 2: Inductive Voltage Transformers* [83];
- ABNT NBR 6855: Transformador de Potencial.

A norma ANSI C93.1 – *American National Standard Requirements for Power-Line Carrier Coupling Capacitors and Coupling Capacitor Voltage Transformers (CCVT)* – estabelece as classes de exatidão especificamente para os TPCs.

Os Transformadores de Potencial (TPs) possuem a característica de operarem dentro de uma faixa de operação estreita, pois a tensão em regime normal de operação varia entre +/- 10% de seu valor nominal na alta tensão.

Apresentam-se na Tabela 3.5 e Tabela 3.6 as classes de exatidão para TPs relativas às normas IEC 60044-2 e IEEE C57.13, respectivamente.

Tabela 3.5: Classes de exatidão para transformador de potencial conforme IEC 60044-2.

IEC 60044-2					
Classe	Limites		Erro de relação (%)	Deslocamento de fase (°)	Aplicação
	Tensão	Carga			
0,1	80-120	25-100	0,1	0,08	Laboratório
0,2	80-120	25-100	0,2	0,17	Medição
0,5	80-120	25-100	0,5	0,33	Medição
1	80-120	25-100	1	0,67	Industrial
3	80-120	25-100	3	-	Instrumentos
3P	5-Vf*	25-100	3	2,00	Proteção
6P	5-Vf*	25-100	6	4,00	Proteção

* Fator de tensão

Tabela 3.6: Classes de exatidão para transformador de potencial conforme IEEE C57.13.

IEEE C57.13					
Classe	Limites		Erro de relação (%)	Deslocamento de fase (°)	Aplicação
	Tensão	Carga			
0,3	90-110	0-100	0,1	0,53	Medição
0,6	90-110	0-100	0,6	1,03	Medição
1,2	90-110	0-100	1,2	2,03	Proteção

De acordo com a norma IEC 60044-2, a classe da exatidão será cumprida quando a carga imposta estiver no intervalo entre 25% e 100% da carga nominal conforme a Tabela 3.5.

A Tabela 3.7 apresenta as classes referentes à norma ANSI C93.1.

Tabela 3.7: Classes de exatidão para TPC conforme ANSI C93.1.

ANSI C93.1			
Classe	Erro de relação	Deslocamento de fase (°)	Aplicação
0,3	0,3	0,267°	Faturamento
0,6	0,6	0,533°	Supervisão
1,2	1,2	1,05°	Supervisão

A norma ABNT define três classes de exatidão: 0,3; 0,6 e 1,2.

A Figura 3.7 apresenta os limites de exatidão para medição de tensão na forma gráfica (paralelogramo) referente à norma IEEE C57.13. Diferentemente da medição de corrente, a medição de tensão não apresenta níveis de exatidão diferentes em uma mesma classe.

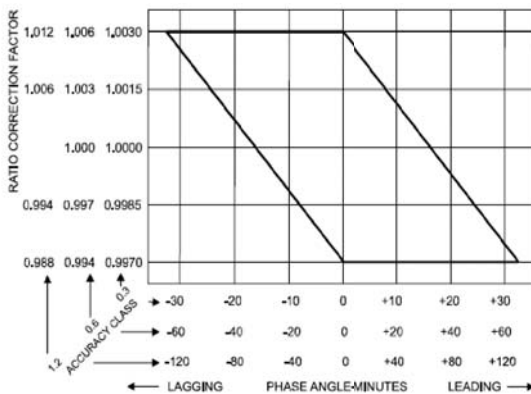


Figura 3.8: Limites de exatidão para medição de tensão, conforme a IEEE Std C57.13 [79].

3.1.7 TRANSFORMADORES ÓPTICOS

Recentemente, transformadores de instrumentos de tensão e corrente têm sido projetados baseados em fenômenos eletro-ópticos e magneto-ópticos, caracterizando-se também pela não utilização de acoplamento magnético para a transformação do sinal. Estes dispositivos são conhecidos como transformadores de instrumentos ópticos ou transdutores ópticos⁹ [58].

Tais instrumentos apresentam exatidão superior aos TIs convencionais (de acoplamento magnético) quanto à medição da magnitude de corrente e de tensão, alcançando exatidão típica de 0,1%

⁹ Aplica-se o termo transdutores ópticos ao invés de transformadores, pois estes instrumentos relacionam grandezas de diferentes naturezas.

para a medição de corrente e 0,1% a 1,0% para tensão [13], porém com baixa exatidão para ângulos, devido à latência de 30 a 50 microssegundos – $0,648^\circ$ a $1,08^\circ$ – na frequência nominal. Este retardo (entenda-se por defasamento de fase) degrada a qualidade das medições angulares provenientes destes instrumentos. Uma solução para este problema é a utilização direta dos sinais ópticos pelos IEDs [13]. Porém há necessidade de adaptação em de relés e IEDs para suportar entradas ópticas que possibilitem a tradução direta dos sinais ópticos para o formato digital.

Mais informações sobre os transdutores ópticos são encontradas no Anexo 1 deste trabalho, o qual apresenta os fundamentos de funcionamento e os principais instrumentos ópticos para a medição de tensão e corrente em SEE.

3.2 COMPENSAÇÃO DE ERROS FASORIAIS

Erros em medidas elétricas são inerentes a qualquer processo de medição e caracterizam-se como as principais fontes de erros em aplicações relacionadas. No âmbito da supervisão de SEEs, a medição fasorial caracteriza-se por apresentar maior complexidade na análise de erros, visto que, além de envolver magnitude dos sinais de tensão e corrente como faz o sistema SCADA, requer medição angular sincronizada. Apesar da alta exatidão e precisão alcançada pela PMU, conforme estabelece a norma IEEE C37.118/2005 por meio do TVE, os CIs influem negativamente no desempenho das medidas fasoriais em relação a módulo e ângulo [13, 44], prejudicando aplicativos que dependem principalmente da confiabilidade das medidas fasoriais.

As informações a respeito da influência dos erros de medição causados pelos CIs, principalmente quando se refere a erros angulares, são ainda incipientes. Alguns trabalhos abordam a estimação de estados relativa às medições dos CIs com base na sua modelagem matemática [13, 46, 100]. Também se encontram trabalhos relativos à compensação de erros em TCs (em regime permanente) com base na compensação da corrente de magnetização [13, 46, 47, 84, 85]. Tem-se encontrado também, a compensação de instrumentos com a utilização de outros instrumentos, porém com maior exatidão, e com o uso de modelos de estimação de estados [86]. Os principais aspectos de duas metodologias propostas serão apresentados brevemente a seguir. A primeira refere-se à compensação de erros através da estimação de estados referentes aos canais de instrumentação em cada subestação e a segunda metodologia

utiliza o conceito da compensação fasorial através da corrente de magnetização do TC.

3.2.1 ESTIMAÇÃO DOS ERROS DE MEDIÇÃO POR ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

Em [13, 46] é apresentada uma metodologia para aumentar a exatidão dos CIs em relação à erros estáticos, para fins de medição fasorial e proteção, com base no conhecimento preciso das fontes de erros inerentes ao processo de medição. A idéia básica é prover um modelo matemático baseado na correção de diversas fontes de erros conhecidas, utilizando-se um modelo detalhado da subestação alvo (incluindo todos os elementos dos canais de instrumentação aos quais se deseja aplicar a metodologia). Medições obtidas por diversos equipamentos de medição (PMU, relés, SCADA etc) são utilizadas como dados de entrada, em paralelo com os dados do modelo detalhado do canal de instrumentação, e através da teoria de estimação de estados, são estimados os erros nas medições.

A metodologia consiste inicialmente na adequação do estimador de estados para cada subsistema (subestação), utilizando-se diversos tipos de fontes de medição de grandezas elétricas (desde dados provenientes de PMUs até os estados dos disjuntores trifásicos da subestação). Em seguida, aciona-se um mecanismo de detecção de medições grosseiras e de erros de topologia. Por fim, resolvem-se possíveis problemas na malha, substituindo-se partes do subsistema por valores estimados (coordenação da estimação de estados).

O desempenho global deste estimador de estados é calculado através de análises estatísticas dos resultados do estimador de estados, tal como teste qui-quadrado, estimação do desvio padrão dos estados estimados e medidos e propriedades estatísticas dos resíduos. Também se compara o estimador de estados do subsistema com o estimador do sistema inteiro utilizando novamente propriedades estatísticas. A combinação destas duas técnicas quantifica a precisão do estimador de estados distribuído.

Segundo [46], a metodologia pode detectar com maior exatidão medições com erros grosseiros do que estimadores de estados centralizados tradicionais. Esse fato é justificado pelo autor por duas razões: em nível de subestação existe uma grande redundância de dados (assim como dados trifásicos) em relação à um estimador de estados centralizado típico. Essa redundância facilita a detecção de erros grosseiros e ainda erros na topologia do sistema. Outra razão é a dimensão do problema que o programa enfrenta, a qual é muito menor que o centralizado, o que viabiliza o teste de hipóteses (o qual é um

poderoso teste que identifica erros de medição grosseiros e topológicos). O autor conclui que o valor estimado pela metodologia proposta e implementada apresentou valores próximos dos reais do sistema de potência validando a funcionalidade de calibração remota de medições fasoriais.

O trabalho afirma que os resultados referentes à implementação em duas subestações vizinhas nos Estados Unidos apresentaram um erro esperado de 0,08% para a magnitude e 0,02° para o ângulo. Estatisticamente, pelo teste do qui-quadrado, a probabilidade de que os valores estimados (filtrados) tenham magnitude e fase menores que 0,08% e 0,02°, respectivamente, é de 96,25% [45]. De fato, este resultado se caracteriza pela obtenção de uma ótima exatidão. Entretanto o artigo não apresenta maiores detalhes sobre os resultados, nem outros testes realizados em campo.

Em [100], propõe-se um método similar, visando calibrar os transformadores remotamente usando medições fasoriais. Várias varreduras de medidas fasoriais são utilizadas para realizar estimativa de estados do sistema, em conjugação com fatores de correção complexos dos TIs. Resultados da simulação numérica são fornecidos para a avaliação do desempenho de calibração com relação ao número de exames e as condições de carga. Diferentemente da metodologia adotada em [13, 46], esta metodologia não exige modelos de TIs precisos para o processo de calibração.

3.2.2 COMPENSAÇÃO EXTERNA DE CORRENTE EM TCS

A fonte principal do erro em um TC encontra-se no fato de que uma parcela da corrente do enrolamento primário está destinada à magnetização do núcleo e conseqüentemente não é reproduzida na corrente secundária. Quantificando esta corrente é possível eliminar esses efeitos prejudiciais, ou pelo menos serem minimizados. Baseado neste conceito simples, técnicas de compensação foram desenvolvidas com fins de se obter, simplesmente medindo a corrente secundária, uma estimativa muito mais exata da quantidade primária de corrente do que aquela geralmente alcançada usando a relação nominal do TC. Metodologias foram apresentadas em [13, 46, 47, 84, 85] propondo compensação da corrente de magnetização.

Em [48] apresenta-se um método de compensação da corrente de magnetização de um transformador de corrente específico através da inserção de um enrolamento auxiliar com as mesmas características magnéticas de seu núcleo. Esse enrolamento auxiliar está conectado a um circuito eletrônico o qual é calibrado para injetar uma corrente na saída no secundário do TC idêntica a sua corrente de magnetização

(módulo e ângulo), e assim compensando o erro fasorial da corrente do secundário. A Figura 3.9 apresenta o circuito externo de compensação junto aos enrolamentos do TC.

Nota-se pelo esquema que é inserido um núcleo magnético duplo no secundário do TC. O primeiro núcleo auxiliar tem as mesmas características da corrente magnetizante do TC principal e tem um modelo de carga utilizado para simular o estado de magnetização do TC principal. Note que é necessário sintonizar essa carga simulada exatamente com a carga conectada no TC principal. O núcleo secundário é empregado com um alto ganho de amplificação assim como um sensor de fluxo magnético zero relacionado com o fluxo magnético do núcleo principal. O sensor é projetado de tal forma que a corrente de saída do amplificador de alto ganho seja igual à corrente de magnetização do TC principal e, idealmente, anulando o erro do TC devido à corrente de magnetização.

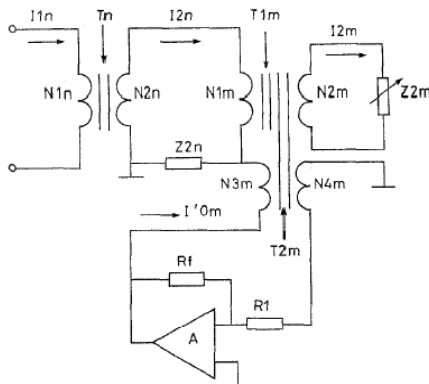


Figura 3.9: Circuito da compensação externa [48].

Testes foram realizados para a validação da metodologia. Foram utilizados tanto TCs utilizados para serviços de medição quanto para proteção. Sobre uma faixa de variação de corrente de 1% a 300%, resultados mostram que além de dobrar a capacidade de carga do secundário do TC, houve aumento da exatidão de módulo e ângulo de até dez vezes da sua classe de exatidão nominal. O artigo não menciona o desempenho da metodologia sobre regime transitório.

Encontra-se trabalho similar em [47], o qual se baseia no mesmo princípio de compensação, porém com algumas vantagens. A metodologia apresentada naquele trabalho não requer a inserção de bobinas nem núcleos auxiliares. O método permite uma grande variação da carga conectada no secundário sem a necessidade do pré-ajuste do compensador para isso. A figura abaixo apresenta o esquemático básico

do sistema proposto, onde os parâmetros da modelagem típica de um TC são visualizados.

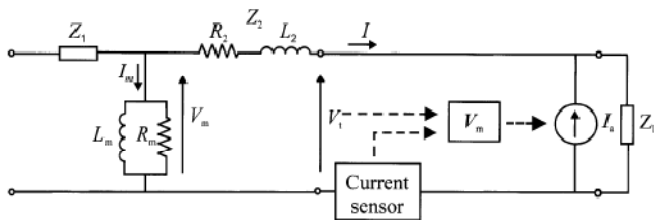


Figura 3.10: Diagrama de blocos para o método de compensação proposto por [47].

Este método requer o cálculo da corrente de magnetização através do braço magnetizante, que depende somente da tensão V_m . Essa tensão não é diretamente mensurável, assim é necessário calculá-la através de variáveis externas. Um sensor de corrente mede a corrente do secundário do TC e envia essa informação, junto com a tensão terminal V_t , para o circuito que calcula a tensão V_m . Entretanto, é necessário conhecer os parâmetros internos do TC através de ensaio, assim como sua curva de magnetização, o que de certa forma são dados obtidos somente através de ensaios do TC para a garantia do bom desempenho do método.

O autor também destaca que, em projetos de TCs convencionais, o número de espiras é levemente maior que seu valor nominal com o objetivo de aumentar a corrente de saída em virtude da subtração causada pela corrente de magnetização, obtendo um desempenho melhor de exatidão. Para o método proposto, tal relação precisa ser levada em conta na calibração do sensor de corrente.

Resultados obtidos em laboratório por [47] são similares aos do trabalho [48].

3.3 COMENTÁRIOS FINAIS

Neste capítulo, foram apresentados diversos aspectos relacionados ao estudo da exatidão das medidas provenientes dos CIs. Inclui-se também uma rápida exposição das normas que estabelecem as classes de exatidão dos TIs e de metodologias propostas na literatura para a compensação dos erros fasoriais oriundos dos CIs.

Em SEEs, diversos instrumentos e instalações são projetados sob planejamento de longo prazo, visando atender uma demanda maior que o consumo de energia presente. Deste modo, observam-se equipamentos que apresentam valores nominais muito acima dos ideais, encarecendo-

se o projeto e/ou fazendo-se com que equipamentos operem de forma não ótima, pelo menos no tempo presente. Pode-se afirmar que esta situação se reflete no desempenho das medições dos TCs. Observam-se, em subestações de transmissão de energia, fluxos de corrente na ordem de $\frac{1}{4}$ da corrente nominal dos TCs instalados¹⁰. Conseqüentemente, com base no conteúdo apresentado neste capítulo, a exatidão das medições de corrente fica prejudicada com o aumento do erro devido à baixa tensão de magnetização do núcleo do TC. Como não se têm dados de ensaios precisos, em relação à curva de magnetização destes TCs, não se pode estimar com exatidão a ordem dos erros existentes em medições de baixos níveis de carregamento. O Capítulo 6 aborda este assunto novamente, visando estimar a ordem destes erros através de medições fasoriais sincronizadas do protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul, com base em uma metodologia de detecção de erros.

Como o nível de tensão é padronizado e sua faixa permitida de operação em regime permanente é estreita (entre 90% e 110%) as questões relativas às citadas no parágrafo anterior não se aplicam aos TPs/TPCs. Porém, a qualidade das medições de tensão provenientes de TPCs pode ser afetada por variações bruscas na tensão (perturbações no sistema) e pelo alto carregamento do secundário, haja vista as características peculiares do TPC.

Tem-se observado que, no âmbito da tecnologia de SPMS, a preocupação com a exatidão das medidas fasoriais, particularmente com o ângulo, é recente e alguns trabalhos (muitos deles referenciados ao longo deste capítulo) estão disponíveis, visando oferecer informações relevantes à qualidade das medidas fasoriais e à compensação dos erros.

¹⁰ Vide as características do protótipo MedFasee Eletrosul no Capítulo 6.

Capítulo 4

Modelagem e Simulação dos Canais de Instrumentação para Análise de Erros em Regime Permanente

O conhecimento do desempenho dos canais de instrumentação (CI) é essencial para o entendimento da influência dos erros sobre o desempenho de aplicativos de SPMS. Surge então a necessidade da modelagem dos CIs para se avaliar o erro inserido pela cadeia de medição, onde estão inseridas as PMUs, e possivelmente da calibração dos instrumentos para fins de aumentar a exatidão das medições fasoriais.

Este capítulo apresenta o estudo da influência dos CIs em relação à exatidão da medição fasorial em regime permanente, com base na modelagem dos transformadores de instrumento, cabos de controle e cargas. Inicialmente, estudos e simulações em regime permanente de modelos referentes aos elementos dos CIs são apresentados. Destaca-se que este estudo não visa apontar precisamente os erros envolvidos nos CIs, uma vez que tal objetivo necessitaria de uma busca completa e precisa de dados de campo referentes aos CIs específicos que se deseja avaliar. Assim, propõe-se nesse capítulo apresentar uma modelagem dos principais elementos de CIs para medição de tensão e corrente em regime permanente, visando a compreensão do desempenho e da ordem de erros esperados referentes aos instrumentos e servindo como base para as análises dos capítulos posteriores.

Primeiramente, apresentam-se os procedimentos tomados para a obtenção dos modelos do transformador de potencial capacitivo (TPC), seguido pelo transformador de corrente (TC) e, por fim, pelo modelo de cabo de controle.

4.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO

O Transformador de Potencial Capacitivo (TPC), também conhecido pela sigla em inglês CCVT (*Coupling Capacitor Voltage Transformer*), possui a característica de reduzir a tensão da LT para um segundo nível de tensão (tensão intermediária). Em seguida, um transformador de potencial indutivo intermediário faz a segunda transformação de tensão para a utilização de dispositivos de supervisão, proteção e controle, obedecendo padrões de desempenho específicos [77].

4.1.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

O TPC tem base no princípio de funcionamento de um transformador de potencial (TP), o qual é baseado nas leis de indução magnética de Faraday. O TP transforma a tensão da bobina primária de acordo com a relação de transformação de potencial, dada pela relação do número de espiras do lado primário e secundário.

O lado de alta tensão do TP está conectado diretamente à LT ou a outro alimentador no qual o TP está conectado. Do lado secundário o sinal de tensão é disponibilizado nas tensões padronizadas em 115 ou $115/\sqrt{3}$ Volts [76]. A relação de transformação é dada pela equação (4.1), onde V_{pri} e V_{sec} são os fasores de tensão do lado primário e secundário, respectivamente. Já N representa a relação de transformação de tensão do primário para o secundário.

$$V_{sec} = V_{pri} \frac{1}{N} \quad (4.1)$$

Para altas tensões, a utilização do TPI torna-se inviável economicamente, devido ao excessivo número de espiras (com condutores muito finos e problemas de isolamento) necessário para a transformação de potencial. A utilização de uma coluna capacitiva para a diminuição da tensão, interior à transformação de tensão por indução magnética (feita pelo transformador de potencial intermediário), é o conceito básico do TPC. O modelo do TPC, apresentado na Figura 4.1, baseia-se em modelos encontrados na literatura [77, 87, 88].

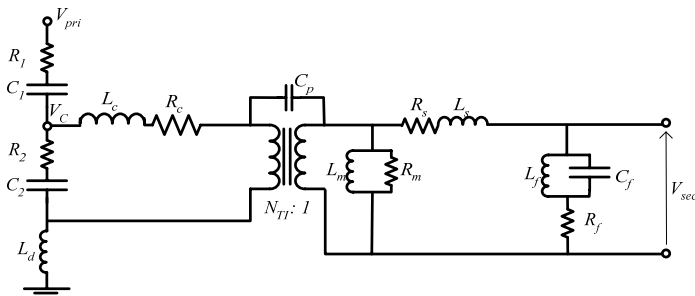


Figura 4.1: Modelo do Transformador de Potencial Capacitivo (TPC).

A entrada do TPC está isolada através de uma torre de capacitores, formada pelos capacitores C_1 (capacitor divisor superior) e C_2 (capacitor divisor inferior) e suas respectivas resistências em série, R_1 e R_2 . Esta configuração permite reduzir o nível de tensão na ordem de 20 vezes a tensão nominal de linha, conforme expresso na (4.2).

$$\frac{V_{pri}}{V_c} = \frac{C_1 + C_2}{C_1} \quad (4.2)$$

O reator L_d , conhecido como reator de dreno, serve como filtro do *Carrier* da linha e pode ser opcionalmente curto-circuitado por uma chave manual [13].

Devido ao efeito capacitivo, a fase do sinal de tensão é adiantada. Para isso, após passar pela coluna capacitiva, é necessário corrigir a sua fase utilizando-se um reator de compensação, identificado no modelo pela indutância L_c e resistência R_c , de tal forma a anular o erro de ângulo neste estágio. Tal cálculo de compensação é dado pela equação (4.3).

$$L_c = \frac{1}{\omega^2 (C_1 + C_2)} \quad (4.3)$$

Após este estágio, segue-se mais uma divisão de tensão, feita através do transformador intermediário, que disponibiliza a tensão ao nível padronizado de medição (115 V ou $115/\sqrt{3}$ V). Este transformador é representado pela relação de transformação N_{TI} , por uma capacitância parasita C_p , e pela representação do seu núcleo magnético dado por R_m e L_m . Também são representadas as perdas nos seus enrolamentos, referidas todas ao lado secundário, dadas por R_s e L_s .

Fortes transitórios em regime dinâmico surgem no TPC quando da presença de perturbações no sistema, apresentando-se distorções no sinal, devido à ressonância entre a torre capacitiva e o reator de compensação. Para isto existe o Circuito Supressor de Ferroressonância

(CSF) constituído por elementos indutivo L_f e capacitivo C_f em paralelo, e por uma resistência em série R_f . O CSF absorve qualquer energia fora da frequência nominal, não interferindo na condição de regime permanente. O circuito CSF e capacitâncias parasitas atuam apenas em transitórios, não sendo necessário representá-los em estudos de regime permanente, assim como o reator de dreno.

Devido à queda de tensão ocorrida nos enrolamentos do TPC e às reatâncias de dispersão magnética, a reprodução da tensão primária não é exata, tanto em magnitude, quanto de fase. O erro de magnitude é chamado de erro de tensão ou de relação, sendo o de fase chamado deslocamento angular. Conforme [78], variações dos erros de tensão pelo TPC, considerando-se largas faixas de operação, são pequenas.

4.1.2 MODELO ADOTADO

Para a avaliação da exatidão em regime permanente, sob condições típicas de carregamento do secundário, modificou-se o modelo típico completo do TPC, a fim de atenderem-se apenas as características importantes para o estudo. Desta forma, elementos desprezíveis para o estudo em regime permanente foram desconsiderados, como o módulo CSF, o indutor de dreno (L_d) e a capacitância parasita (C_p).

A indutância equivalente de magnetização é uma representação linear da curva de magnetização do TPC. Conforme a norma NBR 6855/92, a classe de exatidão do TPC deve ser garantida dentro da faixa de 90% a 110% da tensão nominal. Assim, a consideração de um valor fixo de indutância é aceitável, pois se parte da hipótese de que a tensão medida encontra-se em uma estreita faixa de operação. Atendendo-se estes requisitos, o modelo adotado para a avaliação da exatidão da medição em regime permanente do TPC é apresentado na Figura 4.2. Constitui-se basicamente na divisão capacitiva de tensão, contendo um indutor de compensação e um transformador de potencial secundário de relação N:1, com núcleo magnético representado por uma resistência, a qual representa as perdas no ferro, e uma indutância equivalente linear de magnetização. Incluem-se neste modelo as perdas em função dos enrolamentos e da dispersão magnética.

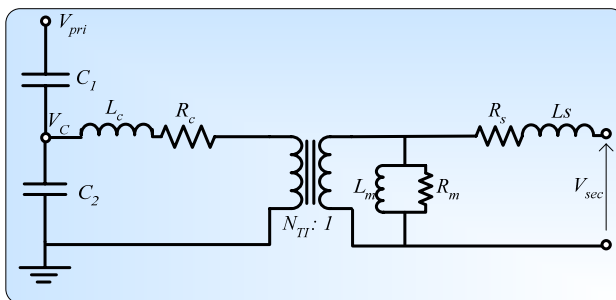


Figura 4.2: Modelo do Transformador de Potencial Capacitivo (TPC).

Para anular o efeito da defasagem angular de tensão provocada pelo efeito da divisão de tensão capacitiva, o indutor de compensação deve ser sintonizado, através da relação dos capacitores, com a frequência de operação para que o erro de fase não se propague, conforme expresso na equação (4.3).

A partir da definição dos parâmetros do modelo adotado, estimam-se os valores correspondentes, que devem representar fielmente o instrumento cujo desempenho em relação a erros de medição se deseja avaliar. A seguir, é apresentado o exemplo de um caso específico.

4.1.3 ESPECIFICAÇÃO DOS PARÂMETROS DO MODELO

Os parâmetros do modelo do TPC são definidos com base em parâmetros reais de campo. Para tanto, parâmetros foram escolhidos com base nos dados fornecidos pela empresa Eletrosul S.A. relativo ao TPC utilizado no projeto MedFasee Eletrosul [31]. Tais dados se referem ao secundário do TPC modelo Alsthom CCV-525, destinado ao serviço de proteção instalado na subestação de Areia (525 kV). A especificação dos parâmetros do modelo adotado parte dos dados de placa relativos a este modelo específico, os quais satisfazem todas informações estabelecidas pela norma ANBT, como apresentado na Figura 4.3. Outros parâmetros foram obtidos por meio de dados de ensaios realizados pela Eletrosul. Visto a falta de outros parâmetros internos do modelo, valores típicos encontrados na literatura foram adotados [13]. Os valores dos parâmetros definirão o erro de transformação do sinal de alta tensão para a baixa tensão (sinal mensurável pelos equipamentos).

SEC ALSTHOM TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO

TIPO CCV-525 No. ANO 1996

U.máx. 550 KV USO EXTERIOR H1

N.L. 650/1425/1050 KV NORMA/ANO NBR-6855/92 C1

f 60 Hz GRUPO 2

P.term. 1000 VA Fat cont/30 1.15Un/1.5Un-30m

C1 5106 pF C2 126110 pF Ct 4907 pF U.int. 20/V3 KV

TERMINAIS	U.prim. (V)	U.sec. (V)	Rn	EXATIDÃO
1X2-1X3	500000/V3	115/V3	4500:1	0,3P200
1X1-1X3	500000/V3	115	2500:1	0,3P200
2X2-2X3	500000/V3	115/V3	4500:1	0,6P200
2X1-2X3	500000/V3	115	2500:1	0,6P200
3X2-3X3	500000/V3	115/V3	4500:1	0,6P200
3X1-3X3	500000/V3	115	2500:1	0,6P200

CARGA DE EXATIDÃO SIMULTÂNEA 400 VA

M. ÓLEO UNIDADE ELETROMAGNÉTICA (D9 SINTÉTICO) 70 Kg

M. ÓLEO UNIDADE CAPACITIVA (D9 SINTÉTICO) 150 Kg HF

M.TOTAL 1550 Kg ENCOM. MANUAL

Figura 4.3: Dados de placa do TPC modelo Alsthom CCV-525.

Pela leitura dos dados de placa, observa-se que o modelo de TPC em questão segue a norma NBR 6855/92, apresentando duas saídas do secundário com classe de exatidão 0,3 e outras quatro com classe 0,6. A respeito do carregamento do secundário, os dados de placa fornecem o valor máximo de 200 VA para cada enrolamento do secundário (terminal).

Diante destes dados, determina-se a escolha dos terminais 3X2-3X3, cuja classe de exatidão é de 0,6, e a carga máxima conectada ao secundário igual a 200 VA, sendo que os dados de placas escolhidos estão destacados na Figura 4.3. Justifica-se esta escolha pelo fato de que a relação utilizada em campo pela Eletrosul, referente ao protótipo de SPMS mencionado, é de 4500:1. Os valores dos capacitores relacionados à coluna capacitiva também são fornecidos pelos dados de placa, além da relação de transformação. Utilizando-se os dados de ensaio do referido TPC, provenientes da empresa Eletrosul, obteve-se o valor da resistência dos enrolamentos secundários (R_s). Assim, as especificações para a modelagem do TPC são reunidas conforme apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Parâmetros de placa e ensaio selecionados.

Dados de placa	
Bornes	3X2-3X3
Rel. Transformação	$500 \text{ kV}/\sqrt{3}: 115 \text{ V}/\sqrt{3}$
Exatidão (ABNT)	0,6P200 (0,6% com 200 VA)
C1	5,106 nF
C2	126,11nF
Dados de Ensaio	
R_s (dados de ensaio)	0,063 Ω

Outros parâmetros não foram encontrados nos dados de placa e ensaios do transformador. Desta forma, obtive-se a resistência equivalente que representa as perdas joule (R_m) do núcleo magnético, a indutância das perdas nos enrolamentos do transformador (L_s) e a resistência em série com o indutor de compensação (R_c), por meio da adoção de valores típicos encontrados em [13]. Os valores são devidamente convertidos para as bases do modelo, como apresentado na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Parâmetros típicos selecionados.

R_c	3000 Ω
L_s	1,754 mH
R_m	5500 Ω

Já a indutância de compensação pôde ser calculada utilizando a equação (4.3), obtendo-se o seguinte valor:

$$L_c = \frac{1}{377^2 (5,106 \cdot 10^{-9} + 126,11 \cdot 10^{-9})} = 53,62 \text{ H} \quad (4.4)$$

Para obter a relação de transformação da coluna capacitiva do TPC utiliza-se a equação (4.2), resultando no valor apresentado na expressão (4.5).

$$\frac{V_{pri}}{V_c} = N_c = \frac{5,106 \cdot 10^{-9} + 126,11 \cdot 10^{-9}}{5,106 \cdot 10^{-9}} = 25,698 \quad (4.5)$$

A relação de transformação do transformador de potencial intermediário do modelo do TPC adotado necessita ser especificada. Esta relação deve ser tal que a tensão no secundário seja a tensão nominal definida em $115 \text{ V}/\sqrt{3} = 66,4 \text{ V}$. Logo:

$$N_{TI} = N / N_c = 4500 / N_c = 175,11 \quad (4.6)$$

Conforme a norma ABNT “Transformador de potencial capacitivo – requisitos gerais de ensaio”, a carga nominal para um TPC P200 deve possuir a impedância $Z_{Burden} = 20,4 + j 12,6$ ohms (fator de potência de 0,85). Por simplificação, será utilizada uma carga puramente resistiva, no valor de $R_{burden} = 22,68 \Omega$.

Para completar a especificação dos parâmetros do modelo, apresenta-se o método para a determinação da indutância equivalente de magnetização. Como dito anteriormente, sua representação baseia-se na linearização de sua curva de magnetização, cujos valores foram obtidos através de ensaios, realizados pela empresa Eletrosul, acerca do modelo citado de TPC Alsthom CCV-525, referentes aos terminais do secundário, identificado por 1X1-1X3. A Figura 4.4 apresenta os dados de ensaios referentes à curva de magnetização deste modelo, incluindo-se uma reta que representa uma aproximação linear da curva, onde em (a) apresentam-se os dados numéricos de ensaio e em (b) a sua representação gráfica.

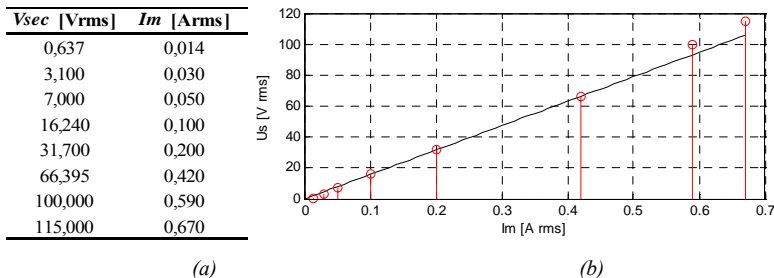


Figura 4.4: Dados de ensaio referentes à curva de magnetização do modelo de TPC Alsthom CCV-525 (bornes 1X1-1X3), incluindo uma aproximação linear da curva.

Com base nestes valores, pode-se calcular a indutância equivalente de magnetização para cada ponto da curva através da equação (4.7), obtendo-se o gráfico apresentado na Figura 4.5. Observa-se que a maioria dos valores encontra-se entre de 400 e 500 mH, exceto aqueles referentes aos pontos fora da reta obtida por meio de aproximação linear.

$$L_m = \frac{V_m}{\omega I_m} \quad (4.7)$$

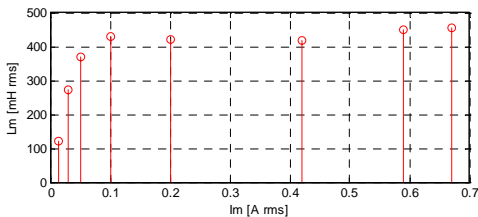


Figura 4.5: Cálculo ponto a ponto da indutância equivalente referente à curva de magnetização do TPC Alstom CCV-525 (bornes 1X1-1X3).

Através da especificação da potência aparente e da carga nominal, obtém-se a tensão nominal do secundário: V_{sec} (regime permanente) = 67,34 V. Consultando os valores de ensaio da curva de magnetização do TPC (Figura 4.4), obtém-se a corrente de magnetização aproximada para a tensão nominal em regime permanente: $I_m = 420$ mA. Conforme a Equação (4.7), a indutância equivalente neste ponto será de:

$$L_m = \frac{V_m}{\omega I_m} = \frac{66,395}{377 \times 0,420} = 420 \text{ mH} \quad (4.8)$$

valor dentro da faixa citada no gráfico da indutância equivalente calculada ponto a ponto. Assim, o indutor equivalente de magnetização linear, no ponto de operação nominal, será considerado igual a 420 mH. A Tabela 4.3 sumariza os parâmetros do modelo do TPC.

Tabela 4.3: Sumário dos parâmetros adotados no modelo do TPC.

Rel. transf. (N)	4500
Rel. transf. capacitiva (Nc)	25,7
Rel. transf. intermediária (Ni)	175,1109036
C1	5,106 nF
C2	126,11 nF
Rc	3000 Ω
Lc	53,62
Rs	0,063 Ω
Ls	1,754 mH
Lm*	420 mH
Rm	5500 Ω
Zburden nominal	22,68 Ω (200 VA)

* Linearizada em torno do ponto de operação nominal.

Para efeito de comparação, apresentam-se na Tabela 4.4 diversos outros valores típicos que auxiliaram na definição dos valores para o modelo adotado. As letras “A”, “B” e “C” representam respectivamente as referências [77], [13] e [89]. Entretanto, nem todos os valores foram

fornecidos nos artigos simultaneamente. Observa-se que os parâmetros adotados são coerentes, em ordem de grandeza, com a maioria dos valores apresentados nesta tabela.

Tabela 4.4: Valores típicos para TPC.

Referência	A	B	C
<i>CI</i> [nF]	1,61	1,407	-
<i>C2</i> [nF]	89,99	99,90	-
<i>Rc</i> [Ω]	950,06	3000,00	9100,00
<i>Lc</i> [H]	67,92	68,740	86,30
<i>Rs</i> [Ω]	0,25	0,063	-
<i>Ls</i> [mH]	0,65	1,754	-
<i>Lm</i> [mH]	*	-	700,00
<i>Rm</i> [Ω]	*	5500	-
<i>Carga</i> [Ω]	29,55	200,0	-

* Considerados desprezíveis.

Na seção final deste capítulo, serão apresentados resultados de simulações para regime permanente por meio de equações das malhas de circuito do modelo de CI para medição de tensão, variando-se a carga imposta em uma ampla escala.

4.2 TRANSFORMADOR DE CORRENTE

O Transformador de Corrente (TC) caracteriza-se por reproduzir o nível de corrente da LT (corrente primária) para um nível secundário adequado para uso em instrumentos de medição, controle e proteção. O TC converte o sinal de corrente que flui pela LT, através de uma bobina ligada em série com a mesma, disponibilizando o sinal por meio de uma ou mais bobinas secundárias. Como a corrente que flui na LT apresenta uma faixa de variação muito maior que a tensão, o TC precisa garantir medidas confiáveis sobre uma larga faixa de operação pré-definida.

Com o mesmo objetivo de se obter um modelo visando à avaliação da exatidão de módulo e ângulo do TPC, apresenta-se aqui a modelagem do TC com base em parâmetros reais e típicos.

4.2.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Os mesmos conceitos de um TP são utilizados no princípio de operação de um TC, com a diferença de que as bobinas do primário são ligadas em série com a linha. O TC é composto basicamente de dois indutores (bobinas) magneticamente acoplados através de um núcleo magnético. A corrente primária, que é a corrente própria da LT, induz

um fluxo magnético no indutor do lado primário (ϕ_1) que, por efeito proporcionado pelo núcleo magnético, transporta o fluxo magnético para o lado secundário (ϕ_2) induzindo a tensão no secundário $u_2(t)$ à custa de uma corrente de magnetização I_m .

Considerando que o fluxo magnético que atravessa o indutor secundário é perfeitamente concatenado com o primário, ou seja, $\phi_1 = \phi_2$, a tensão gerada no secundário é dada pela variação desse fluxo, conforme equação (4.9). N_s é o número de espiras que compõe o indutor no lado secundário, S_e é a seção transversal do núcleo magnético e B_{mag} é a indução magnética.

$$u_2(t) = \frac{d\phi_1(t)}{dt} = N_s \cdot S_e \cdot \frac{dB_{mag}(t)}{dt} \quad (4.9)$$

A corrente primária, I_{pri} , passa através um transformador ideal que rebaixa para o nível de corrente desejado, conforme sua relação de transformação de corrente, dado pela expressão (4.10).

$$I_{sec} = \frac{N_{pri}}{N_{sec}} I_{pri} = \frac{1}{N} I_{pri} \quad (4.10)$$

A conversão da corrente no primário para o secundário do TC provoca uma corrente de magnetização no seu núcleo magnético (I_m), determinada pela curva de magnetização do TC. O núcleo magnético é composto por um indutor de magnetização não-linear (L_m) em paralelo com a resistência R_m , a qual representa as perdas do núcleo. Após alimentar o braço magnetizante, à custa da diminuição de I_{st} , a corrente medida no secundário é dada conforme a equação (4.11). Logo, o erro na medição aparece na magnitude e na fase do fasor de corrente, devido à corrente de magnetização I_m . Na Figura 4.6 apresenta-se o modelo do transformador de corrente para regime permanente.

$$I_{sec} = I_{st} - I_m \quad (4.11)$$

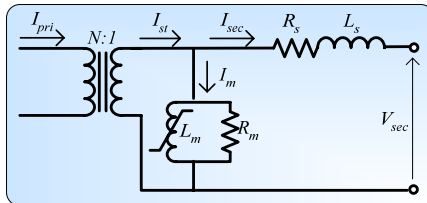


Figura 4.6: Modelo do Transformador de Corrente (TC).

CURVA DE MAGNETIZAÇÃO

A corrente secundária proveniente da transformação da corrente primária é em parte absorvida pelo núcleo magnético do TC o qual induz a tensão de magnetização V_m , que sustentará a corrente de magnetização I_m . A relação entre a tensão e corrente de magnetização é dada pela expressão (4.12).

$$I_m = \frac{V_m}{\omega L_m} \quad (4.12)$$

Entretanto, o indutor é não-linear, assim L_m apresenta diferentes valores de indutância para diferentes níveis de carregamento. Esta indutância é determinada pela característica de magnetização do núcleo, composto por um material de alta permeabilidade magnética (μ), exigindo uma pequena corrente de magnetização para gerar um alto campo de indução magnética (B), mantendo perdas por histerese e joule baixas. Porém, a permeabilidade magnética caracteriza-se por ser não-linear frente a variações da corrente de magnetização.

Este comportamento define as curvas de magnetização encontradas nos procedimentos de ensaios de TCs, relacionadas pelo fluxo concatenado com o indutor secundário (ϕ_2) e pela tensão induzida no indutor do lado secundário (V_{sec}), dada pela equação (4.13). Observa-se que V_{sec} é inversamente proporcional a frequência do sistema.

$$V_{sec} = \frac{\phi_2}{2\pi f} \quad (4.13)$$

Na região linear da curva de magnetização o valor da indutância não se altera, mantendo o erro de exatidão do TC fixo. Entretanto, quando a corrente de magnetização for muito alta (na ordem de 20 vezes a corrente nominal do TC, determinando a condição de saturação) ou baixa (na ordem de $\frac{1}{4}$ da corrente nominal do TC, condição de sub-excitação), a tensão nos terminais do indutor não se mostra mais proporcional à I_m . Desta forma, ocorre a distorção do valor da indutância, provocando erros de exatidão variáveis. Neste ponto, diz-se que o TC saiu da faixa de operação.

Em regiões de saturação ou sub-excitação, I_m tende a aumentar para suprir a necessidade da tensão na carga. Assim, para correntes primárias baixas, I_m passa a apresentar magnitudes significativas. O pico de corrente causado pela saturação pode ser entendido como uma parcela de corrente curto-circuitada. Na sub-exitação, I_m só atinge

valores maiores que certo limite especificado pela curva de magnetização, causando também deformações na forma de onda.

Na prática, considera-se que a componente de perdas da corrente de magnetização (causada pela parcela que atravessa R_m) é responsável pelo erro de módulo no fasor de corrente. Já a componente propriamente de magnetização, a qual atravessa L_m , é a responsável pelo erro de ângulo [99].

NÚCLEOS MAGNÉTICOS PARA MEDIÇÃO E PROTEÇÃO

A saída requerida de um TC depende da aplicação e da carga conectada no secundário. Equipamentos de medição ou instrumentos, como medidores de potência ativa e reativa, são medidores baseados no funcionamento nominal de carga. Estes equipamentos requerem alta exatidão, baixa carga (VA) e baixa tensão de saturação do núcleo do TC. Eles operam em uma faixa de 5-120% da corrente nominal, de acordo com as classes 0,2 e 0,5 (IEC), ou 0,3 e 0,6 (IEEE) [78].

Para relés de proteção e registradores de perturbação, a informação do distúrbio precisa ser repassada do primário para o secundário. Medição sob condições de falta em grandes faixas de correntes acima da nominal requerem baixa exatidão, mas alta capacidade de absorver esse sinal e repassar a adequada informação para que os relés possam tomar a decisão correta de abertura da linha [78].

Para TCs de medição, o material ferromagnético satura a níveis em torno de 4 vezes a corrente nominal, já para proteção, 20 vezes, como ilustrado na Figura 4.7. Tal diferença tem a seguinte razão: dispositivos de medição não suportam níveis muito altos de tensão em seus terminais e precisam ser protegidos em períodos transitórios, como surtos de corrente. Desta forma, o TC de medição satura rapidamente em períodos como este. Os TCs de proteção caracterizam-se pela funcionalidade de fornecer informação confiável de medição para os relés de proteção em perturbações de corrente elevadas. Assim, precisam suportar correntes de até 20 vezes a corrente nominal. Os TCs de proteção possuem como principais características a baixa exatidão em relação aos de medição para supervisão ou faturamento; alta tensão de saturação e pouca ou nenhuma compensação da relação de corrente (N).

A medição de corrente no primário para níveis de sub-excitação gera uma baixa de tensão no secundário (região não-linear), multiplicando o problema quando há baixo nível de carregamento no secundário. Isto demanda uma maior corrente de magnetização, causando erros maiores de medição. Em ensaios de TCs, tal região não é contemplada, uma vez que o objetivo dos ensaios referentes à curva de

magnetização é, em geral, o ponto de saturação, o que definirá limites para o TC de proteção principalmente. Deste modo, são escassas as informações sobre a curva de magnetização em regiões de sub-excitação.

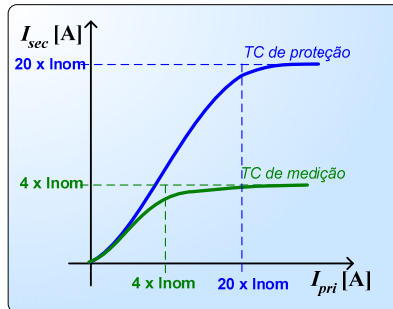


Figura 4.7: Diferenças de saturação entre TCs de proteção e medição.

4.2.2 MODELO ADOTADO

O modelo do TC se constitui basicamente de um transformador com núcleo saturável, onde o enrolamento primário é conectado em série com a linha, e, no secundário, a corrente é rebaixada para níveis padronizados (tipicamente 5 A). Tal modelo está baseado nos artigos [13, 87].

A modelagem em regime permanente adotada para o TC, apresentado anteriormente na Figura 4.6, constitui-se de um transformador de corrente de relação $N:1$, representado por um transformador ideal de corrente e por um braço de magnetização, composto de um indutor não-linear (L_m) em paralelo com uma resistência (R_m), que representa as perdas no ferro, além do cabo de controle e da carga nominal.

A corrente secundária (I_{sec}) percorre a impedância que representa a dispersão dos enrolamentos do TC, cujos valores são referenciados ao secundário. Esta impedância é composta pela resistência R_s e pela indutância L_s . Destaca-se que a representação do indutor L_m deve ser não-linear para representar condições de saturação e de baixo carregamento do TC. Entretanto, para estudo a valores nominais e regime permanente, a modelagem adotada utiliza um valor linearizado no ponto de operação nominal do TC.

4.2.3 ESPECIFICAÇÃO DOS PARÂMETROS DO MODELO

Com base nos dados fornecidos pela empresa Eletrosul referentes aos parâmetros obtidos através de ensaios do TC Artech CA-525, instalado na subestação de Areia, e parâmetros típicos encontrados na

literatura, adotaram-se os valores dos parâmetros do modelo de TC visando estudar o comportamento em regime permanente sob condições nominais de corrente. Os terminais do secundário escolhidos do TC Artech CA-525 estão relacionados ao serviço de proteção, apresentando classe de exatidão 10%, corrente nominal de 2000 A e carga nominal de 100 VA. A exatidão nominal do modelo deste TC de proteção se refere à corrente máxima de curto-circuito (20 vezes a corrente nominal). De acordo com a IEC 60.044-1 [81] TCs da classe 10P, são especificados para erro de relação máximo de 3%, sem limite para o erro de fase, em condições da corrente nominal (regime permanente).

Visto que a conexão do secundário refere-se à classe de proteção, definem-se os terminais 1S2-1S5 deste equipamento apresentados no relatório de ensaio. O terminal definido possui uma relação de transformação de 2400:5 A. A resistência do secundário (R_s) é obtida através dos resultados de ensaios do modelo Artech CA-525, realizados pela Eletrosul.

Os dados fornecidos pelo fabricante do TC Artech CA-525 (dados de placa), referentes aos bornes escolhidos, indicam classe de exatidão de 10 % (relacionado ao serviço de proteção). Possuem carga máxima equivalente de 400 V (conforme norma ANSI), ou seja, considerando-se uma carga puramente resistiva, tem-se $V_{max} = 20 \times I_{nom} \times R_{burden} = 20 \times 5 \times 4 = 400 \text{ V}$. Logo, o valor da carga nominal é de $R_{burden} = 4 \Omega$, o que equivale a uma carga de potência nominal de 100 VA.

Apresenta-se na Tabela 4.5 dados de placa e ensaios referentes ao modelo adotado.

Tabela 4.5: Parâmetros de placa e ensaios do modelo Artech CA-525.

Dados de placa	
Rel. de transformação	2400:5 A (N=480)
Bornes	1S2-1S5
Exatidão (ANSI)	10C400 (10%, $V_{max}=400V$)
Dados de Ensaio	
R_s	0,49 Ω

Os demais parâmetros do modelo de TC não foram encontrados nos dados fornecidos pelo fabricante ou nos relatórios de ensaios. Desta forma, utilizam-se parâmetros típicos para a indutância de dispersão dos enrolamentos (L_s) e da resistência associadas às perdas do núcleo magnético (R_m), relacionados a um TC de valores nominais similares aos sugeridos em [13], conforme consta na Tabela 4.6.

Tabela 4.6: Parâmetros típicos adotados.

L_s	0,127 mH
R_m	4000 Ω

Resta a determinação do valor da indutância equivalente de magnetização na representação linear do modelo do TC. Como dito anteriormente, sua representação baseia-se na linearização da curva de magnetização do TC, cujos dados provenientes de ensaios representam a curva de magnetização do modelo TC Artech CA-525, referentes aos terminais 1S2-1S5, destinados ao serviço de proteção. A

Figura 4.4 apresenta os dados de ensaios realizados pela empresa Eletrosul referentes à curva de magnetização do equipamento em questão, incluindo-se uma reta que representa uma aproximação linear da curva, onde em (a) apresentam-se os dados numéricos de ensaio e, em (b), a sua representação gráfica.

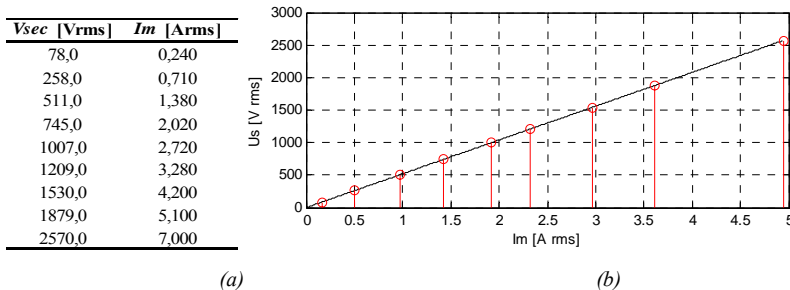


Figura 4.8: Dados de ensaio referentes à curva de magnetização do modelo de TC Artech CA-525 (bornes 1S2-1S5), incluindo uma aproximação linear da curva.

Com base nestes valores, pode-se calcular a indutância equivalente de magnetização para cada ponto da curva através da Equação (4.7), obtendo-se o gráfico apresentado na Figura 4.9. Observa-se que a maioria dos valores encontra-se entre 1,4 e 1,5 H. Pode-se dizer que esta estreita faixa de valores indica a faixa de operação linear do TC. Entretanto os dados de ensaio não abrangem baixos níveis de carregamento nem níveis próximos a saturação. Sem os dados de ensaios referentes à determinação da curva de magnetização a baixos níveis de carregamento (ou equivalente à baixa tensão de magnetização) não é possível traçar um perfil fiel do desempenho deste modelo de TC para esta faixa de operação.

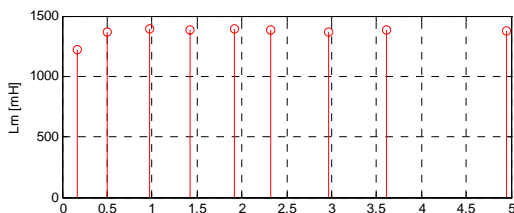


Figura 4.9: Cálculo ponto a ponto da indutância equivalente referente à curva de magnetização do TC Arteche CA-525 (bornes 1S2-1S5).

Para a determinação do indutor de magnetização linear equivalente do TC, identifica-se a sua região de operação linear, o que define a tensão de magnetização do núcleo. Esta definirá o valor da corrente de magnetização, que atua diretamente no erro de exatidão do TC. Como a corrente do secundário não depende da carga (antes do braço de magnetização), a tensão é variável. Assim, é necessário especificar a priori qual impedância de carga será tomada como base, a qual será a própria carga nominal ($R_{burden} = 4 \Omega$). À corrente nominal ($I_{nom} = 5 \text{ A}$), a tensão de magnetização é aproximadamente de $V_m = 20 \text{ V}$. Entretanto, está fora da faixa dos dados de ensaio do TC mencionado. Frente a isto, determina-se que o indutor de magnetização linear será aquele que representa a faixa de operação linear apresentada na Figura 4.9, fixando o valor de $L_m = 1,5 \text{ H}$.

A Tabela 4.7 sumariza os parâmetros adotados para a modelagem do TC.

Tabela 4.7: Sumário dos parâmetros adotados do modelo de TC.

Rel. transf. (N)	480
R_s	0,49 Ω
L_s	0,127 mH
R_m	4000 Ω
L_m	1,5 H
$Z_{burden\ nominal}$	4 Ω (100 VA)

4.3 CABO DE CONTROLE

Para que o sinal correspondente à grandeza elétrica a ser medida seja transportado com a mínima degradação em magnitude e fase, é necessário que exista um meio que possibilite a ligação entre os TIs e as cargas. Este transporte é realizado pelos chamados cabos de controle. Em subestações, os TIs localizam-se no pátio da subestação, distantes de suas respectivas cargas, as quais se encontram na sala de controle.

Assim, existe uma distância significativa entre o ponto medido e seu dispositivo de medição (em geral situando-se entre 50 a 400 metros [76]).

Como esta distância é relativamente grande, deve-se considerar a carga adicional da fiação no carregamento do secundário do transformador. Em subestações, o cabo de controle é basicamente um cabo projetado para baixas tensões (de 600 a 1000 Volts), blindado, tipo par-trançado e com multi-condutores (veias) [90]. O cabo de controle pode ser modelado como uma linha de transmissão modelo π de parâmetros concentrados, de tal forma que é necessário o conhecimento da resistência, da indutância e capacitância por unidade de comprimento do cabo para formar o modelo. No Brasil, as normas aplicáveis a esse tipo de cabo são: ABNT NBR 7289, NBR 6251 e NBR 6880.

Reproduzindo características dos cabos de controle encontrados em subestações onde estão instaladas PMUs do protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul, adotaram-se valores típicos para a modelagem. Para a obtenção dos parâmetros utilizou-se o módulo *Line Constants* (LCC) do programa ATP inserindo-se especificações construtivas do cabo modelado, e obtendo-se a resistência, a indutância e a capacitância por unidade de comprimento.

4.3.1 ESPECIFICAÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS CONSTRUTIVAS

Existem vários tipos de cabos, apresentando variações no número de condutores internos, espessura, blindagem e material utilizado como dielétrico. Todos possuem propriedades elétricas similares. Logo, definiu-se um modelo específico de cabo baseado em catálogos de fabricantes encontrados na Internet e também utilizando informações de campo referentes aos cabos de controle encontrados em subestações da empresa Eletrosul, referente ao projeto MedFasee Eletrosul, as quais são apresentadas na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Especificações dos cabos de controle encontrados em subestações da Eletrosul.

SE Ivaiporã 525 kV	
TC	Cabo blindado 4x8AWG Fase A - 335 metros, Fase B - 310 metros, Fase C - 290 metros
TPC	TPC - cabo blindado 4x8AWG Fase A - 385 metros, Fase B - 350 metros, Fase C - 320 metros
SE Campos Novos 525 kV	
TC	Cabo 4x16mm ² blindado Fase A - 325 metros, Fase B - 375 metros, Fase C - 420 metros
TPC	Cabo 4x10AWG blindado Fase A - 365 metros, Fase B - 415 metros, Fase C - 450 metros

A partir dos dados apresentados, adotam-se as seguintes especificações básicas para a modelagem do cabo de controle:

Tabela 4.9: Especificações dos parâmetros adotados.

Tipo	4X7AWG (10 mm ²)
Condutor	Cobre (0,0016 ohm/km)
Blindagem	Folha de cobre
n° de veias	4 (3 fases e 1 neutro)
Comprimento	400 metros

Mediante consulta a fabricantes, determinaram-se as seguintes dimensões construtivas do cabo de controle para 4 veias (Tabela 4.10).

Tabela 4.10: Dados construtivos de um cabo de controle para 4 veias.

Veias	4
Seção nominal	10 mm ² (7AWG)
Diâmetros do condutor	3,90 mm
Espessura da isolação	1,00 mm
Espessura da cobertura	1,40 mm
Diâmetros externo	17,02 mm

4.3.2 MODELAGEM VIA LCC/ATP

A modelagem do cabo de controle exige o conhecimento dos parâmetros resistência, indutância e capacitância por unidade de comprimento, os quais não foram encontrados explicitamente em catálogos de cabos de controle utilizados em subestações. Assim, baseando-se nos parâmetros construtivos obtidos, utilizou-se o módulo LCC para a obtenção dos parâmetros do cabo, através do modelo de quadripolo. O módulo LCC é utilizado pelo programa ATP para a simulação no tempo, visando à análise do desempenho de um modelo de quadripolo o qual representa uma linha de transmissão qualquer, envolvendo características construtivas como dimensões, número de cabos, distância do solo, tipo do condutor etc.

A Tabela 4.11 apresenta as configurações inseridas para as características de modelagem do cabo de controle especificado anteriormente. Por meio da utilização do programa LCC/ATP, são descritos o tipo de cabo, como número de condutores internos, posição e outras características, o tipo de blindagem, dados como resistividade do solo, frequência de operação do cabo e comprimento. Também são descritas as características individuais dos condutores internos. No presente modelo, todas as quatro veias (fases a, b e c; e neutro) possuem as mesmas características.

Tabela 4.11: Dados do modelo de cabo de controle inseridos no LCC/ATP.

Tipo do sistema		Dados do cano		Dados dos condutores	
	Tubo fechado	Profundidade [m]	0,1	Raio interno (Rin) [m]	0
N° fases	4	Raio interno (Rin) [m]	0,008	Raio externo (Rout) [m]	0,00195
N° cabos	4	Raio externo (Rout) [m]	0,00801	Rho [ohm.m]	1,70E-08
Cabos	Subterrâneos	Rins [m]	0,0085	Raio total (R3) [m]	0,00295
		Rho [ohm.m]	2,30E-08		
Dados padrão		Mu [p]	1		
		Eps (interno)	2,3		
		Eps (externo)	2,4		
Rho [ohm.m]	40				
Freq. nom. [Hz]	60				
Comprimento [m]	400				

Para fins de verificação das dimensões da modelagem do cabo, é possível visualizar o cabo de controle utilizando-se a função *View* do ATP. A Figura 4.10 mostra o corte transversal do cabo de controle resultante. Com todos os dados inseridos corretamente, o módulo LCC cria o cabo de controle modelado.

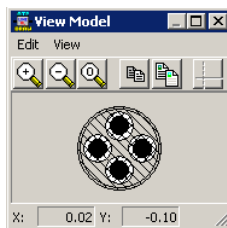


Figura 4.10: Corte transversal do cabo de controle modelado.

4.3.3 OBTENÇÃO DOS PARÂMETROS PRIMÁRIOS DO CABO DE CONTROLE

Para a simulação do cabo de controle especificado, em Matlab, baseando-se no modelo de linha com parâmetros concentrados, é necessário obter a resistência e a indutância série do cabo e sua capacitância *shunt* de seqüência positiva. Para este fim, simulou-se em ATP o módulo gerado pelo programa LCC do cabo de controle através de uma modelagem de quadripolo. A Figura 4.11 mostra o esquema

utilizado para a obtenção dos parâmetros r , L , C_{LT} específicos do cabo de controle. Utiliza-se um modelo de tensão trifásica senoidal de 100 V (60Hz) e, em outra extremidade do cabo, um modelo de resistência trifásica de 100Ω /fase. O condutor de neutro não foi utilizado na simulação, deixando-o em aberto. Módulos medidores de tensão e de corrente trifásicos foram inseridos para coletar as amostras no tempo, as quais serão utilizadas para a obtenção dos fasores de seqüência positiva via DFT, no Matlab.

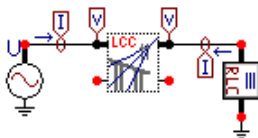


Figura 4.11: Simulação do cabo de controle no ATP.

Com os fasores de seqüência positiva obtidos, utilizou-se o programa de cálculo de parâmetros via quadripolo para a obtenção da resistência, da indutância e da capacitância por unidade de comprimento (metodologia que será apresentada no Capítulo 5):

$$r = 1,43 \Omega/\text{km} \quad L = 0,77 \text{ mH}/\text{km} \quad C_{LT} = 0,35 \mu\text{F}/\text{km} \quad (4.14)$$

Conforme a tabela de equivalências entre bitolas (AWG) e resistências dos fios (Ω /m), a bitola 7 AWG caracteriza-se por apresentar uma resistência de $1,6\Omega$ /km (dado de fabricante), valor similar ao obtido na modelagem com as respectivas características construtivas do cabo 7 AWG dado, o que reforça a confiança na modelagem empreendida.

Para a avaliação da atenuação que o cabo de controle modelado exerce sobre os sinais de tensão e de corrente medido, é necessário avaliar o conjunto do canal de instrumentação por completo. Adiante, serão apresentadas simulações dos CIs para medição de tensão e de corrente, incluindo o cabo de controle e variações de cargas para a avaliação dos erros fasoriais.

4.4 SIMULAÇÃO DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO

Mediante a utilização da modelagem linearizada dos CIs especificados para a medição de tensão (CI/V) e de corrente (CI/I), apresenta-se nesta seção a avaliação dos resultados obtidos através de simulações, realizadas em Matlab, referentes aos erros de exatidão de medidas fasoriais (módulo e ângulo). Parte-se dos parâmetros

especificados na Tabela 4.3 e Tabela 4.7, adotados para o cabo de controle, e sobre as condições de operação da LT definidas em 525 kV e 2000 A de tensão e corrente de linha, respectivamente. São avaliados os erros de relação referente ao módulo e ao defasamento angular frente à variação de uma carga resistiva conectada através do modelo de cabo de controle. O modelo de cabo de controle é aplicado tanto para CI de tensão quanto de corrente. Este método visa o estudo da influência do carregamento dos CIs (a condições nominais) sobre os erros em módulo e fase de tensão e de corrente.

4.4.1 RESULTADOS OBTIDOS

Na Tabela 4.12 e Tabela 4.13 apresentam-se os resultados de simulações do desempenho dos erros fasoriais com base nos modelos de CIs adotados. Os resultados são relacionados à variação da carga imposta ao secundário do TI. Para avaliar a influência do cabo de controle sobre as medições fasoriais, distinguiram-se dois pontos diferentes para a extração dos valores das medidas: na saída do transformador de instrumento (equivalendo aos terminais do secundário do TPC e TC – “Erro TPC” ou “Erro TC”) e no ponto de entrega da medida pela carga imposta (medição propriamente dita – “Erro CI”). Estes pontos estão conectados pelo modelo de cabo de controle adotado. As simulações referentes ao carregamento nominal dos secundários dos TIs estão destacadas em negrito.

Para a simulação do CI de medição de tensão (CI/V), a carga imposta variou de seu valor nominal (22,68 Ω) até 10.000 Ω . Já para o CI de medição de corrente (CI/I), de 1 Ω a 30 Ω . Observa-se que para o carregamento de 1 Ω no CI/I o efeito não-linear da curva de magnetização tem maior influência, e, desta forma, espera-se que o resultado proveniente da modelagem linear não seja de boa confiabilidade. Para um melhor estudo desta região não-linear de baixo carregamento, é necessário o conhecimento de dados de ensaios mais específicos.

RESULTADOS REFERENTES AO CI PARA MEDIÇÃO DE TENSÃO

Analisando os resultados referentes à simulação do CI/V, apresentado na Tabela 4.12, destaca-se a diferença entre os erros fasoriais no secundário do TPC (coluna “Erro TPC”) e no ponto da carga imposta (coluna “Erro CI”), causada pelo efeito do carregamento e do cabo de controle. Inclui-se nesta tabela a influência do cabo de controle, representada como a diferença entre “Erro CI” e “Erro TPC”. Nos resultados correspondentes ao carregamento nominal (22,68 Ω , o que equivale a cerca de 200 VA), observa-se que o erro do TPC é de -

0,77% e $-1,6^\circ$ em módulo e ângulo, respectivamente (valor um pouco mais elevado do que a classe de exatidão de 0,6%, como especificado na modelagem). Entretanto, após o sinal de tensão transpor o cabo de controle, para ser absorvido pela carga, o erro de módulo aumenta sensivelmente para -3,2% (não se observa forte variação para o ângulo). Esta diferença tende a diminuir ao longo da diminuição do carregamento do TPC.

Tabela 4.12: Resultados da simulação referentes aos erros de medição fasorial de tensão.

Carga		Erro TPC		Erro CI		Cabo de Controle	
Ω	VA	Mod.	Ang.	Mod	Ang.	Dif. Mod.	Dif. Ang.
22,68	193,0	-0,767%	-1,582°	-3,222%	-1,874°	-2,455%	-0,292°
35	127,0	-0,477%	-1,026°	-2,083%	-1,219°	-1,605%	-0,193°
50	89,0	-0,324%	-0,713°	-1,453%	-0,851°	-1,129%	-0,138°
100	45,0	-0,152%	-0,343°	-0,719%	-0,415°	-0,567%	-0,072°
500	9,0	-0,020%	-0,042°	-0,132%	-0,062°	-0,112%	-0,019°
1k	5,0	-0,004%	-0,004°	-0,059%	-0,017°	-0,055%	-0,013°
10k	1,0	0,011%	0,030°	0,007%	0,023°	-0,004%	-0,007°

Sob valores próximos aos níveis relacionados ao carregamento nominal do TPC, a influência do cabo de controle para medição de tensão mostrou-se alta, podendo atingir uma atenuação no sinal de tensão em -2,4% e uma defasagem angular de $-0,3^\circ$, quando empregado a carga nominal. Tal ordem de defasagem fora constatada em [13], que afirmou ser possível uma influência de até $0,4^\circ$ em relação ao que o cabo de controle pode vir a apresentar. Em uma ambiente real de medição, onde geralmente encontram-se cargas de baixo consumo (e.g IEDs, inclusive a PMU, caracterizam-se por consumir no máximo 1 VA), deve-se considerar que a carga típica de um TPC encontra-se abaixo de $\frac{1}{4}$ do seu valor nominal, ou seja, carga equivalente maior do que 100 Ω . Desta forma, a ordem de erro é reduzida 0,5% em módulo e $0,08^\circ$ em ângulo.

A inclusão eventual de mais cargas conectadas, em paralelo, no secundário do TPC provoca a diminuição da resistência equivalente, aumentando o consumo da carga. Com base nos resultados da simulação, para garantir uma boa exatidão deve-se trabalhar com o TPC abaixo de $\frac{1}{4}$ do seu carregamento. Mesmo havendo 10 unidades de IEDs conectados em paralelo ao secundário do TPC, por exemplo, a carga total dificilmente apresentaria valores maiores do que 10VA.

RESULTADOS REFERENTES AO CI PARA MEDIÇÃO DE CORRENTE

Os resultados de simulação do modelo de CI para medição de corrente (CI/I) são apresentados na Tabela 4.13. Deve-se lembrar que a

corrente do primário, a própria corrente que flui pela linha, é definida em 2000 A, que corresponde ao valor nominal de corrente do TC. Consideraram-se cargas de 1Ω (52 VA para $I_{pri} = 2000$ A) à 8Ω (225 VA para $I_{pri} = 2000$ A), onde que a menor carga situa-se em região não-linear de um TC real, sendo que o modelo adotado não contempla fielmente esta margem de carregamento, e a última carga representa o dobro do carregamento nominal do modelo de TC adotado.

Tabela 4.13: Resultados da simulação referentes aos erros de medição fasorial de corrente.

Carga		Erro TC		Erro CI		Cabo de Controle	
Ω	VA	Mod.	Ang.	Mod.	Ang.	Dif. Mod.	Dif. Ang.
1*	52	-0,081%	0,206°	-0,081%	0,203°	0,0003%	-0,004°
2	76	-0,107%	0,308°	-0,106%	0,301°	0,0003%	-0,007°
2,5	89	-0,120%	0,358°	-0,119%	0,350°	0,0003%	-0,008°
3	101	-0,133%	0,409°	-0,132%	0,399°	0,0003%	-0,010°
3,5	114	-0,146%	0,459°	-0,145%	0,448°	0,0003%	-0,011°
4	126	-0,159%	0,510°	-0,158%	0,497°	0,0003%	-0,013°
8	225	-0,265%	0,914°	-0,265%	0,889°	0,0002%	-0,025°

* Efeito não-linear ignorado.

Observando-se os resultados, destaca-se a simulação do CI/I no que se refere à robustez da exatidão de módulo em situações de alto carregamento do secundário do TC: mesmo para carga aproximadamente duas vezes maior que a sua nominal, o erro de módulo não ultrapassou 1%. Entretanto, o erro de ângulo apresentou maior sensibilidade quanto ao nível de carregamento do TC. Em condições de carregamento nominal, o erro de ângulo chegou a $0,5^\circ$. Lembra-se que, conforme estabelece a IEC 60.044-1, TCs da classe 10P são especificados para erro de relação máximo de 3%, sem limite para o erro de fase.

Visto que a simulação do CI/I ocorreu sob condição de corrente nominal do TC (2000 A), evitaram-se imprecisões do modelo em função da operação na região linear da curva de magnetização, afastando a operação em baixos níveis de carregamento (região não-linear).

Referente à influência do cabo de controle sobre o sinal de medição de corrente, constata-se desprezível tal influência sobre a atenuação do sinal em módulo, visto que fora inferior a 0,001%. A defasagem angular foi menor que $-0,03^\circ$. Logo, com base nos resultados destas simulações, pode-se considerar desprezível o efeito do cabo de controle para um CI de corrente.

Deve-se destacar que o valor definido em 2000 A não corresponde à realidade dos níveis de corrente típicos que fluem em um

sistema de transmissão de 525 kV quando em regime permanente¹¹. Desta forma, a corrente que flui pelo secundário do TC será abaixo de 5 A. Conseqüentemente, o nível de carregamento de carga imposta ao secundário do TC deverá ser adequado para a magnitude de corrente da linha visando à melhoria da exatidão na medição fasorial de corrente.

Dada a característica linear do modelo de TC adotado, a alteração da corrente primária nada alteraria o desempenho dos erros apresentados na Tabela 4.13. Esta limitação é resolvida com a utilização da modelagem não-linear do núcleo de magnetização do TC. Assim, é importante observar que, dada a característica linear do modelo adotado de TC, quanto maior o nível de carregamento dos secundários dos transformadores de instrumentos maior será o erro em módulo e ângulo. Entretanto, esta conclusão não é válida sobre uma grande faixa de variação de carregamento, tendo em vista as não-linearidades reais destes instrumentos.

4.4.2 CONCLUSÕES SOBRE OS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Conhecendo-se precisamente os valores dos parâmetros referentes aos CIs de interesse, é possível compensar os erros de módulo e ângulo de tensão e de corrente durante o processamento digital das medidas fasoriais, melhorando-se assim o desempenho dos resultados de aplicativos sensíveis a erros de medições fasoriais. No entanto, a obtenção fiel destes parâmetros procede de ensaios em laboratórios, os quais requerem a retirada do TI da subestação, tornando o procedimento inviável em aplicações de larga escala. Uma alternativa é a estimação destes parâmetros através dos dados fornecidos pelo fabricante para uma compensação parcial dos erros, ou de técnicas de estimação de estados.

De uma forma geral, as simulações indicam a existência de erros significativos inseridos pelos CIs de tensão e de corrente. Para ambos, destacam-se os erros de medição angular inseridos pelos TIs. Na saída do secundário do TC o erro de ângulo sobre carga nominal foi de $0,5^\circ$ e no TPC, de $-1,6^\circ$. Para diversas aplicações, este erro de ângulo poderá prejudicar fortemente a confiabilidade de seus resultados. Referente ao erro de módulo espera-se, em condições nominais de carregamento da LT, um erro menor que 1%, tanto para tensão quanto para corrente. Entretanto, o nível de corrente em um sistema real apresenta uma larga faixa de variação, limitando a análise dos resultados das simulações obtidos apenas a níveis próximos da corrente nominal do TC. Por isto,

¹¹ No Capítulo 6, apresentam-se quatro registros (de um período de 24 horas) de SPMS relacionado ao fluxo de corrente em uma LT de 525 kV. As magnitudes observadas não são maiores que 1000 A.

não se pode prever a exatidão, por meio do presente modelo adotado, em cenários onde se têm baixos níveis de carregamento (menores que 50 VA).

Para fins práticos, podem-se ser esperados, em geral, erros de medição provenientes dos CIs de até 1% em módulo e 1° em ângulo, sob condições nominais e em regime permanente de operação. Estas ordens de erros caracterizam-se altas para aplicações de cálculo de fluxo de potência e de parâmetros em LTs. Na avaliação global do erro fasorial em SPMS, deve-se levar em consideração o erro fasorial máximo definido pela normal IEEE C37.118/2005, a qual define o Erro Vetorial Total (TVE) em 1%. Por exemplo, adicionado aos erros dos CIs de tensão e de corrente, pode-se esperar, no máximo, mais 1% de erro de módulo ou 0,575° de erro de ângulo em cada fasor processado pela PMU. Frente a este possível cenário de medição, a caracterização da exatidão global da medida pelo SPMS é de vital importância para a confiabilidade de resultados gerados por aplicativos que utilizam principalmente medições fasoriais. É importante lembrar que os parâmetros internos dos modelos apresentados originam-se de transformadores de instrumentos para serviço de proteção, o que intrinsecamente apresenta maiores erros de medição na faixa de operação em regime permanente. A utilização de instrumentos com maior exatidão fasorial (serviço de medição para supervisão ou faturamento) é uma solução possível para reduzir os erros em medidas fasoriais.

No Anexo 2, é apresentado um diagrama unifilar simplificado das ligações entre os TIs e as respectiva carga imposta referentes à subestação de Ivaiporã, onde se destaca a localização da PMU no diagrama. Observa-se que existem diversos dispositivos com funcionalidades de relés, além da própria PMU, conectados a um único secundário de TPC e TC.

Capítulo 5

Desenvolvimento e Análise de Sensibilidade de Aplicações de SPMS

Apresenta-se neste capítulo o desenvolvimento de metodologias para aplicações elementares de SPMS visando sua utilização nos estudos relativos ao protótipo MedFasee Eletrosul. É avaliada a influência dos erros de medição por meio do desempenho dos resultados destas aplicações, que se constituem em metodologias para cálculo do fluxo de potência em linhas de transmissão (LTs) e cálculo de seus parâmetros, com base na utilização de medições fasoriais sincronizadas de tensão e corrente em ambas as extremidades da linha.

As metodologias partem da configuração trifásica da LT monitorada por PMUs em ambas as suas extremidades, enviando medidas fasoriais de tensão e corrente para o PDC, como ilustrado na Figura 5.1.

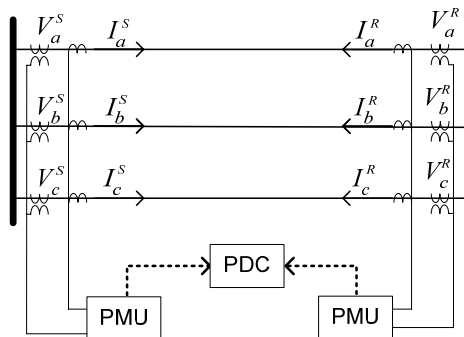


Figura 5.1: Configuração da medição fasorial trifásica em ambas as extremidades de uma LT.

Os aplicativos desenvolvidos se baseiam na modelagem de seqüência positiva para os cálculos de fluxo de potência e parâmetros de LTs. Para isso, utiliza-se a decomposição em componentes simétricas

dos fasores trifásicos disponibilizados pelo PDC. A equação (5.1) apresenta o modo de se obter as componentes simétricas de seqüência zero (índice “0”), positiva (índice “+”) e negativa (índice “-”) para os fasores de tensão e corrente. As tensões são expressão em volts ([V]) e as correntes em ampéres ([A]).

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_- \\ V_+ \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \text{ [V]} \quad \begin{bmatrix} I_0 \\ I_- \\ I_+ \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \text{ [A]} \quad (5.1)$$

Por simplificação, a componente de seqüência positiva terá seu índice suprimido, ficando subentendido que os fasores apresentados a seguir representam a seqüência positiva. Desta forma, tanto os fasores quanto os parâmetros nominais da LT estão referenciados a seqüência positiva.

5.1 PARÂMETROS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

O cálculo de parâmetros de LTs em tempo real é um dos potenciais benefícios da medição fasorial aplicada em ambas as extremidades de uma LT. Diversas outras aplicações dependem do conhecimento preciso da resistência, indutância e capacitância da linha para uma boa exatidão de seus resultados. Conforme [91, 92], incertezas nos parâmetros podem causar uma degradação significativa nos resultados fornecidos pelo estimador de estados do SEE, afetando os resultados de aplicações dependentes e a própria segurança do sistema. Podem-se incluir também cálculos de curto-circuito, de fluxo de potência, de perdas e análise de contingências [93].

Trabalhos relacionados ao cálculo de parâmetros de LTs ([91-93]) basicamente demonstram resultados provenientes de simulações e apenas comentam a influência dos CIs. Em [92], utiliza-se a medição sincronizada de fasores para o cálculo de parâmetros de LTs de seqüência positiva. Para melhorar o desempenho da metodologia, o trabalho propõe o uso de pares de medições em diferentes pontos de operação do sistema, calculando diretamente os parâmetros da linha através da utilização do conceito de quadripolos de seqüência positiva.

Nesta seção apresentam-se diferentes modos para o cálculo de parâmetros de seqüência positiva de LTs utilizando medições fasoriais sincronizadas em ambas as extremidades da LT.

5.1.1 O MODELO DE LINHA LONGA E SUA REPRESENTAÇÃO POR QUADRIPOLO

A metodologia utilizada para o cálculo de parâmetros baseia-se no modelo de linha longa, o qual faz uso de equações hiperbólicas e está estabelecido sobre três hipóteses básicas. A primeira considera o efeito dos parâmetros distribuídos ao longo da LT. A segunda considera a LT de extensão elevada para maior exatidão do modelo. A última oferece condição para a determinação dos valores de tensão em qualquer ponto da linha. A Figura 5.2 representa o equivalente unifilar de uma LT de comprimento ℓ com parâmetros distribuídos

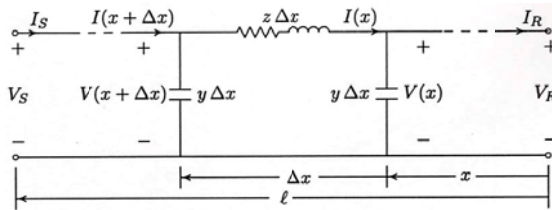


Figura 5.2: Modelo de uma linha monofásica com parâmetros distribuídos.

Para todos os efeitos, considera-se o modelo de linha perfeitamente transposta e simétrica. Desta forma, sua indutância é igual para todas as fases. A condutância da linha é suposta desprezível neste trabalho.

Os parâmetros são calculados a partir dos sincrofasores de tensão e de corrente trifásicos das LTs medidos por PMUs em ambos os terminais. Especificamente, são utilizados fasores de seqüência positiva de tensão e corrente provenientes de ambas as extremidades da linha (emissor S e receptor R) para calcular os parâmetros do modelo do quadripolo A e B .

O modelo de linha longa, apresentado na Figura 5.2, pode ser representado por um quadripolo, como ilustrado na Figura 5.3. Por convenção, o sentido da corrente do lado emissor (S) entra no quadripolo e do lado receptor (R) sai do quadripolo.

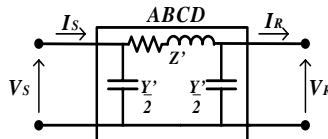


Figura 5.3: Modelo do quadripolo para uma LT modelo π .

Os fasores de tensão e corrente em ambas as extremidades da LT podem ser calculados por meio das equações (5.2) e (5.3).

$$V_S = V_R \cosh(\gamma\ell) + Z_C \sinh(\gamma\ell)I_R \quad [\text{V}] \quad (5.2)$$

$$I_S = \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma\ell)V_R + \cosh(\gamma\ell)I_R \quad [\text{V}] \quad (5.3)$$

As equações (5.2) e (5.3) são, normalmente, representadas na forma matricial da equação (5.4) por meio do conceito de quadripolos:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

onde:

$$A = D = \cosh(\gamma\ell) \quad (5.5)$$

$$B = Z_C \sinh(\gamma\ell) \quad (5.6)$$

$$C = \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma\ell) \quad (5.7)$$

Com referência às instalações do protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul, observou-se que os TCs das subestações utilizadas estão instalados de tal forma que as correntes estão saindo da LT em ambos os terminais. Portanto, deve-se inverter o sentido das correntes da extremidade definida como receptora, antes de aplicar a configuração de quadripolo na metodologia de cálculo de parâmetros.

5.1.2 PARÂMETROS DO QUADRIPOLO

Até o momento, para a obtenção dos parâmetros A , B , C e D do quadripolo por meio das medidas fasoriais, tem-se apenas a equação (5.4) e a igualdade $D = A$. Então, têm-se duas equações para três variáveis. Assim, faz-se necessário o uso de uma terceira expressão, representada pela identidade matemática (5.8).

$$\cosh^2(\gamma\ell) - \sinh^2(\gamma\ell) = 1 \quad (5.8)$$

Em termos dos parâmetros do quadripolo, a identidade matemática é equivalente a equação (5.9):

$$A^2 - BC = 1 \quad (5.9)$$

Portanto, utilizando-se a equação do quadripolo (5.4) e a equação (5.9), formaliza-se o seguinte sistema de equações, contendo três equações linearmente independentes, conforme exposto em (5.10).

$$\begin{cases} AV_R + BI_R = V_S & \text{(a)} \\ CV_R + AI_R = I_S & \text{(b)} \\ A^2 - BC = 1 & \text{(c)} \end{cases} \quad (5.10)$$

A partir da equação (5.10)(c), isola-se o parâmetro B, conforme equação (5.11).

$$B = \frac{A^2 - 1}{C} \quad (5.11)$$

Substituindo-se a equação (5.11) na equação (5.10)(a), pode-se isolar o parâmetro C, conforme mostra a equação (5.12).

$$C = \frac{I_R(A^2 - 1)}{V_S - AV_R} \quad (5.12)$$

Substituindo-se (5.12) na equação (5.10)(b), obtém-se o parâmetro A, exclusivamente em função dos fasores de corrente e tensão, como exposto na equação (5.13).

$$A = \frac{I_S V_S + I_R V_R}{I_S V_R + I_R V_S} \quad (5.13)$$

A formulação acima, para a obtenção dos parâmetros do quadripolo, exige a aplicação recursiva das equações no cálculo destes parâmetros. Ou seja, se obtém primeiramente o parâmetro A, equação (5.13), seguido de C, equação (5.12), e por último se obtém o parâmetro B, equação (5.11).

5.1.3 OBTENÇÃO DOS PARÂMETROS PRIMÁRIOS

Após a determinação dos parâmetros do quadripolo, parte-se para a obtenção dos valores da constante de propagação (γ) e da impedância característica (Z_C). De posse de tais valores, chega-se finalmente à determinação da impedância e da admitância da linha.

Utilizando a equação (5.5), isola-se a constante γ , como dado na equação (5.14).

$$\gamma = \frac{\text{acosh}(A)}{\ell} \quad (5.14)$$

Para a obtenção da expressão de Z_C , parte-se das equações (5.6) e (5.7), fazendo-se uso da equivalência entre ambas:

$$Z_c = \frac{B}{\sinh(\gamma\ell)} \Leftrightarrow Z_c = \frac{\sinh(\gamma\ell)}{C} \quad (5.15)$$

Elevando-se a expressão (5.15) ao quadrado e comparando-se ambos os lados da igualdade, pode-se escrever conforme exposto na expressão (5.16).

$$Z_c^2 = \frac{B}{\sinh(\gamma\ell)} \frac{\sinh(\gamma\ell)}{C} \quad (5.16)$$

Logo, eliminando o seno hiperbólico, tem-se:

$$Z_c = \sqrt{\frac{B}{C}} \quad (5.17)$$

A partir dos valores de γ e Z_c , pode-se obter os parâmetros resistência, reatância e susceptância através de dois modos de cálculos, denominados Modo 1 e Modo 2, apresentados a seguir.

MODO 1

No Modo 1, a obtenção dos parâmetros de LTs é feita diretamente dos parâmetros do quadripolo A e B . Assim, obtêm-se os parâmetros de impedância série, equação (5.18), e admitância *shunt*, equação (5.19), total corrigida da linha, onde (') indica que os parâmetros calculados já estão em conformidade com as equações de linha longa, ou seja, corrigidos pelas equações hiperbólicas.

$$Z' = B \quad [\Omega] \quad (5.18)$$

$$Y' = \frac{2A - 2}{B} \quad [\Omega^{-1}] \quad (5.19)$$

Os valores corrigidos se referem à diferença que existe entre os valores dos parâmetros expressos pela simples multiplicação do comprimento da linha pelo seu valor unitário e pelo seu valor real, que devido aos efeitos da propagação de onda em LTs, sofre alterações com base na constante de propagação e da impedância natural da linha.

De posse dos valores de impedância e admitância da linha corrigidos, ou seja, Z' e Y' , extraem-se destes valores impedância e admitância da linha sem a correção hiperbólica, ou seja: $Z = (r + j\omega L)\ell$ e $Y = (g + j\omega C)\ell$. As equações (5.20) e (5.21) apresentam de duas formas análogas essas expressões.

$$Z = Z' \frac{\gamma \ell}{\sinh(\gamma \ell)} \Leftrightarrow Z = Z_c \gamma \ell \quad [\Omega] \quad (5.20)$$

$$Y = Y' \frac{\gamma \ell / 2}{\tanh(\gamma \ell)} \Leftrightarrow Y = \frac{\gamma \ell}{Z_c} \quad [\Omega^{-1}] \quad (5.21)$$

Logo, os parâmetros nominais por unidade de comprimento calculados por meio do Modo 1 são dados pelas equações (5.22) a (5.24) :

$$r^{(1)} = \Re(Z) / \ell \quad [\Omega/\text{km}] \quad (5.22)$$

$$L^{(1)} = \Im(Z) / \omega \ell \quad [\text{H}/\text{km}] \quad (5.23)$$

$$C_{LT}^{(1)} = \Im(Y) / \omega \ell \quad [\text{F}/\text{km}] \quad (5.24)$$

MODO 2

Outro modo de calcular os parâmetros utilizando a representação por quadripolo é a utilização da impedância característica (Z_c) e da constante de propagação da linha (γ). Para isto, extraem-se as partes reais e imaginárias de Z_c e γ , onde tais partes são definidas da forma apresentada pelas expressões (5.25) e (5.26), representadas pelas variáveis a , b , α e β .

$$a \triangleq \Re(Z_c) \quad b \triangleq \Im(Z_c) \quad (5.25)$$

$$\alpha \triangleq \Re(\gamma) \quad \beta \triangleq \Im(\gamma) \quad (5.26)$$

A partir de manipulações algébricas das equações do quadripolo, extraem-se os parâmetros unitários da linha, conforme apresentado nas equações (5.27) a (5.29):

$$r^{(2)} = \sqrt{-4 \cdot a \cdot b \cdot \alpha \cdot \beta} \quad [\Omega/\text{km}] \quad (5.27)$$

$$L^{(2)} = \frac{-(\alpha^2 - \beta^2)}{\sqrt{\frac{\omega^2 \cdot \alpha \cdot \beta}{a \cdot b}}} \quad [\text{H}/\text{km}] \quad (5.28)$$

$$C_{LT}^{(2)} = \sqrt{-\frac{\alpha \cdot \beta}{a \cdot b \cdot \omega^2}} \quad [\text{F}/\text{km}] \quad (5.29)$$

5.1.4 PARÂMETROS PADRONIZADOS DA LINHA DE TRANSMISSÃO

O padrão para apresentação dos parâmetros resistência e reatância, utilizado no Capítulo 6, adota a base em p.u. [%]. No caso da susceptância, utiliza-se o valor equivalente em [MVar]. Apresenta-se aqui a descrição de como converter as unidades naturais dos parâmetros por unidade de comprimento ao padrão citado.

Inicialmente, para converter as unidades expressas na forma $Z' = R + jX$ e $Y' = G + jB_{shunt}$, faz-se necessária a multiplicação corrigida dos parâmetros pelo fator de correção do efeito da propagação de onda na LT, como apresentado pelas equações (5.30) e (5.31). O procedimento é válido para ambos os modos de cálculos.

$$Z' = (r + j\omega L) \frac{\sinh(\gamma\ell)}{\gamma\ell} \quad (5.30)$$

$$Y' = (g + j\omega C_{LT}) \frac{\tanh(\gamma\ell/2)}{\gamma\ell/2} \quad (5.31)$$

Logo: $R = \Re(Z')$, $X = \Im(Z')$ e $B_{shunt} = \Im(Y')$. Como dito anteriormente, a condutância (g) é considerada desprezível.

Para a conversão no formato padrão, faz-se uso das equações de (5.32) a (5.34), onde Z_{Base} é a impedância base do sistema e $V_{nominal}$ a tensão nominal de linha.

$$R [\%] = \frac{r \cdot \ell}{Z_{Base}} \cdot 100 \quad (5.32)$$

$$X [\%] = \frac{\omega \cdot \ell \cdot L}{Z_{Base}} \cdot 100 \quad (5.33)$$

$$Q_{Mvar} [\text{Mvar}] = \omega \cdot \ell \cdot C_{LT} \cdot (V_{nominal})^2 / 10^6 \quad (5.34)$$

5.2 FLUXO DE POTÊNCIA

A utilização da medição fasorial sincronizada pode ser diretamente aplicada ao cálculo do fluxo de potência. No sistema atual de supervisão (SCADA) a medição do fluxo de potência ativa e reativa que flui nas LTs é realizada de forma independente, por medidores específicos para tais finalidades, e sem sincronismo de medições entre diferentes barras. O SPMS possibilita a medição da potência ativa e reativa de forma unificada e sincronizada. Tanto a exatidão atual dos

medidores de fluxo de potência referentes à medição de monitoramento quanto o SPMS dependem da exatidão dos CIs, os quais as PMUs estão conectadas. Caso haja medição fasorial em ambas as extremidades da linha pode-se calcular também suas perdas.

5.2.1 METODOLOGIAS PARA O CÁLCULO DE FLUXO DE POTÊNCIA

Apresentam-se dois métodos para o cálculo do fluxo de potência, os quais partem da configuração dada na Figura 5.4. O primeiro, denominado Modo 1, utiliza fasores de tensão e corrente referentes às extremidades da LT. O segundo, denominado Modo 2, não utiliza informações de corrente, apenas fasores de tensão em ambas as extremidades da linha monitorada e seus parâmetros nominais.

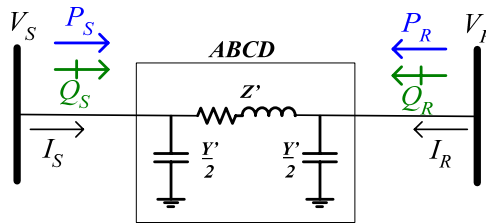


Figura 5.4: Diagrama de seqüência positiva utilizado pelas metodologias de cálculo do fluxo de potência.

MODO 1

O fluxo de potência de uma linha pode ser calculado por meio da utilização dos fasores de tensão e corrente provenientes das extremidades da linha, sincronizados por uma base de tempo em comum, partindo-se da hipótese de que o sistema encontra-se perfeitamente equilibrado. O fluxo de potência aparente é obtido a partir do conjunto de equações dado em (5.35), onde o índice (1) refere-se ao Modo 1.

$$\begin{cases} S_S^{(1)} = 3 V_S I_S^* \\ S_R^{(1)} = 3 V_R I_R^* \end{cases} \quad (5.35)$$

A partir do conjunto de equações dado em (5.35), o cálculo das potências ativa e reativa é dado respectivamente pelas equações (5.36) e (5.37).

$$\begin{cases} P_S^{(1)} = |S_S^{(1)}| \cos(\theta_{V_S} - \theta_{I_S}) \\ P_R^{(1)} = |S_R^{(1)}| \cos(\theta_{V_R} - \theta_{I_R}) \end{cases} \quad (5.36)$$

$$\begin{cases} Q_S^{(1)} = |S_S^{(1)}| \sin(\theta_{V_S} - \theta_{I_S}) \\ Q_R^{(1)} = |S_R^{(1)}| \sin(\theta_{V_R} - \theta_{I_R}) \end{cases} \quad (5.37)$$

onde θ_{V_S} e θ_{V_R} são os ângulos correspondentes aos fasores de tensão e θ_{I_S} e θ_{I_R} são os ângulos correspondentes aos fasores de corrente.

MODO 2

Apresenta-se aqui outro método para se obter o fluxo de potência de uma LT, nomeado Modo 2. Esta metodologia utiliza medição fasorial de tensão em ambas as extremidades da linha, com o prévio conhecimento dos parâmetros A e B do modelo de quadripolo da LT [94]. O método para o cálculo destes parâmetros foi apresentado na seção 5.1.2. Assim, a potência aparente pode ser calculada conforme a expressão (5.38).

$$\begin{cases} S_S^{(2)} = \frac{3|A||V_S|^2}{|B|} \angle(\theta_B - \theta_A) - \frac{3|V_R||V_S|}{|B|} \angle(\theta_{V_S} - \theta_{V_R} + \theta_B) \\ S_R^{(2)} = \frac{3|V_R||V_S|}{|B|} \angle(\theta_{V_R} - \theta_{V_S} + \theta_B) - \frac{3|A||V_R|^2}{|B|} \angle(\theta_B - \theta_A) \end{cases} \quad (5.38)$$

onde θ_A e θ_B são os ângulos correspondentes aos parâmetros do quadripolo A e B , respectivamente.

Partindo-se da expressão (5.38), obtêm-se as expressões (5.39) e (5.40) que representam respectivamente a potência ativa e a reativa, injetadas em ambas as extremidades da LT.

$$\begin{cases} P_S^{(2)} = \frac{3|A||V_S|^2}{|B|} \cos(\theta_B - \theta_A) - \frac{3|V_R||V_S|}{|B|} \cos(\theta_{V_S} - \theta_{V_R} + \theta_B) \\ P_R^{(2)} = \frac{3|A||V_R|^2}{|B|} \cos(\theta_B - \theta_A) - \frac{3|V_R||V_S|}{|B|} \cos(\theta_{V_R} - \theta_{V_S} + \theta_B) \end{cases} \quad (5.39)$$

$$\begin{cases} Q_S^{(2)} = \frac{3|A||V_S|^2}{|B|} \sin(\theta_B - \theta_A) - \frac{3|V_R||V_S|}{|B|} \sin(\theta_{V_S} - \theta_{V_R} + \theta_B) \\ Q_R^{(2)} = \frac{3|A||V_R|^2}{|B|} \sin(\theta_B - \theta_A) - \frac{3|V_R||V_S|}{|B|} \sin(\theta_{V_R} - \theta_{V_S} + \theta_B) \end{cases} \quad (5.40)$$

PERDAS

As perdas ativas de uma LT podem ser calculadas somando-se as potências ativas que partem da extremidade emissora e receptora, conforme apresentado na equação (5.41), procedimento válido para ambos os modos de cálculo.

$$P_c = P_S + P_R \quad (5.41)$$

O cálculo das perdas reativas em uma LT não é análogo à equação (5.41) devido à susceptância *shunt* da linha.

A seguir, é apresentado um estudo sobre a sensibilidade das equações dos aplicativos de cálculo de fluxo de potência e parâmetros de LTs frente a erros fasoriais de tensão e corrente, em regime permanente. Tal estilo é utilizado como base para a sinalização de erros de medição fasorial.

5.3 ESTUDO DE SENSIBILIDADE AOS ERROS FASORIAIS

Este estudo visa obter informações importantes sobre o desempenho dos aplicativos de cálculo de fluxo de potência e parâmetros de LTs por meio de diversas simulações computacionais, onde erros são inseridos nos fasores de um sistema teste e os resultados dos aplicativos são observados.

A metodologia para os estudos de sensibilidade parte de um sistema teste constituído de uma LT de 525 kV operando sob condições típicas de carregamento. Os valores dos parâmetros utilizados são baseados em LTs de 525 kV da empresa Eletrosul. No Capítulo 6 encontram-se mais informações a respeito destas linhas.

5.3.1 HIPÓTESES INICIAIS

O estudo parte da hipótese básica de que os resultados de diferentes metodologias (modos de cálculo), para uma mesma aplicação, devem ser idênticos, desde que não haja erros nos valores medidos ou em parâmetros do modelo. Caso existam erros, discordâncias entre os resultados provenientes de uma mesma aplicação, calculados por modos diferentes, podem ser observadas e, neste caso, infere-se a presença de erros de medição ou de parâmetros.

Dependendo do ponto de operação de um sistema, a sensibilidade dos resultados dos aplicativos aos erros inseridos nos fasores não são idênticos e podem variar significativamente seu desempenho dependendo do fluxo de potência que flui através da linha. Pode-se explicar este aspecto sobre a seguinte forma: supõe-se o estudo da sensibilidade do resultado do fluxo de potência ativa, utilizando-se o Modo 2 de cálculo, frente ao erro no módulo de tensão. Considera-se apenas a extremidade emissora (S) da linha. Supõe-se então a variável de entrada acrescida de 1% (erro), $x = 1,01 \times |V_S|$, e a variável de saída sendo $y = (P_S(x) - P_S^{Exato}) / P_S^{Exato}$, que representa o erro relativo causado pela entrada x . Entretanto, analisa-se a sensibilidade considerando apenas uma condição particular do sistema, ou seja, sob uma abertura angular fixa, $\delta V = \theta_{V_R} - \theta_{V_S}$, entre os fasores de tensão. Para outros valores de δV , têm-se diferentes resultados. A Figura 5.5 ilustra o problema em questão.

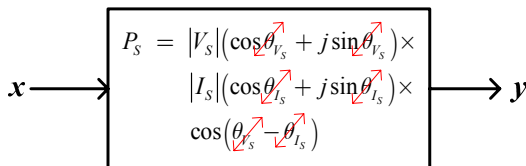


Figura 5.5: Exemplo ilustrativo do problema da variação da condição do carregamento do sistema sob a análise de sensibilidade do cálculo da potência ativa, frente a um determinado tipo de erro.

Para contornar a questão referente à variação do carregamento da linha, a qual é dependente da abertura angular de tensão δV , a metodologia deste trabalho propõe a escolha de dois pontos de operação determinados pelas aberturas angulares $\delta V_A = 5^\circ$ e $\delta V_B = 10^\circ$, aplicadas ao sistema-teste especificado nesta seção¹².

¹² A escolha destes pontos de operação do sistema-teste é oriundo da observação do fluxo de potência calculado utilizando-se casos reais de medição fasorial em linhas de 525 kV da empresa Eletrosul. Mais detalhes são apresentados no Capítulo 6.

5.3.2 METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta parte da observação do desempenho dos resultados provenientes dos aplicativos desenvolvidos, frente à inserção de erros em suas variáveis de entrada (fasores de tensão e corrente em ambas as extremidades da linha). A metodologia é aplicada sobre um sistema teste, constituído de uma LT de 525 kV de comprimento de 200 km, possuindo medições fasoriais de tensão e corrente em ambas as suas extremidades. O esquema ilustrativo é o mesmo apresentado na Figura 5.4. Os parâmetros nominais da linha são: $r = 0,025 \Omega/\text{km}$, $L = 0,850 \text{ mH}/\text{km}$ e $C_{LT} = 0,015 \mu\text{F}/\text{km}$ ¹³.

Com os parâmetros e o carregamento definidos para o sistema teste, têm-se os resultados das medições e do fluxo de potência através da linha. Os fasores de tensão e corrente de seqüência positiva referentes às extremidades da LT, incluindo-se os resultados relacionados ao fluxo de potência, obtidos através da simulação computacional do sistema especificado são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Resultados do fluxo de potência para o sistema-teste sob diferentes pontos de carregamento.

Caso A ($\delta V = 5^\circ$)					
$V_S =$	303108.89	$\angle 0.000^\circ$	$V_r =$	303108.89	$\angle -5.000^\circ$
$I_S =$	456.00	$\angle 24.114^\circ$	$I_r =$	431.00	$\angle 158.504^\circ$
$S_S =$	189.236 MW	+j 84.704 Mvar	$S_r =$	-187.893 MW	+j -55.641 Mvar
$Pl =$	1,34345 MW				
Caso B ($\delta V = 10^\circ$)					
$V_S =$	303108.89	$\angle 0.000^\circ$	$V_r =$	303108.89	$\angle -10.000^\circ$
$I_S =$	847.94	$\angle 11.140^\circ$	$I_r =$	821.47	$\angle 167.455^\circ$
$S_S =$	378.264 MW	-j 74.489 Mvar	$S_r =$	-373.124 MW	+j -16.584 Mvar
$Pl =$	5,14058 MW				

Avaliam-se todos os modos de cálculo dos aplicativos, na forma da diferença percentual absoluta (ξ) entre os valores calculados sobre a influência dos erros e seus respectivos valores exatos, conforme indicado na equação (5.42), onde $X_{Modo1/2}$ é o valor calculado pelo aplicativo sobre a influência do erro inserido e X_{Exato} é o valor exato dado na simulação do sistema-teste.

¹³ Os parâmetros apresentados são os mesmos da LT 525 kV Ivaiporã-Areia, pertencente a empresa Eletrosul S.A.

$$\xi_{Modo1/2}(X) = 100 \times \left| \frac{X_{Modo1/2} - X_{Exato}}{X_{Exato}} \right| \quad [\%] \quad (5.42)$$

Inclui-se também a diferença mútua percentual entre os resultados das aplicações referentes ao Modo 2 em relação ao Modo 1, como definido na equação (5.43), onde X_{Modo1} e X_{Modo2} são, respectivamente, os valores calculados pelo aplicativo e ξ_M é o valor percentual absoluto entre estes dois valores, com base em X_{Modo1} .

$$\xi_{Mútua}(X) = 100 \times \left| \frac{X_{Modo2} - X_{Modo1}}{X_{Modo1}} \right| \quad [\%] \quad (5.43)$$

Os erros fasoriais são inseridos nos módulos e ângulos dos fasores de seqüência positiva de ambas as extremidades da linha. Têm-se, então, oito variáveis de entrada: módulos das tensões e correntes ($|V_S|$, $|V_R|$, $|I_S|$ e $|I_R|$) e os seus respectivos ângulos (θ_{V_S} , θ_{V_R} , θ_{I_S} e θ_{I_R}).

A magnitude do erro aplicado sobre as variáveis de entrada se baseia no valor de erro máximo das medidas fasoriais por parte da PMU, em determinadas condições, de 1% do Erro Fasorial Total (TVE), estabelecido pela norma IEEE C37.118/2005. Assim, para variáveis relacionadas com os módulos o erro é de +1% de acréscimo do valor do módulo. Para variáveis relacionadas com os ângulos o erro será o acréscimo de +0,575°.

O erro inserido pode ser do tipo isolado ou simultâneo sobre as variáveis de entrada. O erro tipo isolado é aplicado a apenas uma variável de entrada. Para erros do tipo simultâneo são aplicados erros, idênticos, em pares de variáveis de mesma grandeza. Por exemplo, erros simultâneos são aplicados nas variáveis de módulo de tensão, em ambas as extremidades, com o valor de +1% do referencial exato de cada módulo. Da mesma forma se dá para erros angulares (neste caso, aplica-se o erro de +0,575° em ambas as extremidades).

Este estudo não considera erros compostos, isto é, configurações particulares da disposição dos erros sobre os fasores.

Definida a configuração da simulação referente à observação do determinado tipo de erro, obtém-se os valores por meio de simulação computacional do sistema, realizada para as duas condições operacionais estabelecidas: $\delta V_A = 5^0$ e $\delta V_B = 10^0$.

Diante dos resultados obtidos, escolhem-se aqueles que representaram os casos mais sensíveis para cada cenário de erro, referente à condição de operação, nomeando-os índices de sensibilidade. Por exemplo, na análise da sensibilidade da potência ativa, para um determinado modo de cálculo e ponto de operação, têm-se dois

resultados relativos às extremidades da linha: o resultado da diferença percentual, em módulo, entre a potência ativa do lado emissor e seu valor exato e, analogamente, para o seu lado receptor. Escolhe-se o valor máximo de diferença (erro máximo) como o índice de sensibilidade para o cálculo da potência ativa frente ao tipo de erro aplicado. Este procedimento é utilizado quando erros simultâneos são aplicados.

5.3.3 EXEMPLOS DA APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

Para ilustrar a metodologia, apresentam-se dois exemplos da obtenção dos índices de sensibilidade percentuais referentes ao cálculo da potência ativa, via Modo 2, e do cálculo da resistência, via Modo 1. Na Tabela 5.2 apresenta-se um caso da obtenção do índice de sensibilidade relacionado ao cálculo da potência ativa via Modo 2.

Tabela 5.2: Exemplo ilustrativo da escolha do índice de erro relativo máximo referente à metodologia de sensibilidade. Neste exemplo, utiliza-se o Modo 2 para o cálculo da potência ativa.

Cálculo da potência ativa via Modo 2							
Simulação	Erro inserido			Erro resultante			
	Tipo	$\Delta V_s $	$\Delta V_r $	5°		10°	
				$ \Delta P_s $	$ \Delta P_r $	$ \Delta P_s $	$ \Delta P_r $
1 / 4	Isolado (S)	+1,00%	-	1,89%	1,89%	1,45%	1,45%
2 / 5	Isolado (R)	-	+1,00%	0,12%	0,10%	0,56%	0,55%
3 / 6	Simultâneo	+1,00%	+1,00%	2,01%	2,01%	2,01%	2,01%



Índice de erro relativo máximo							
Erro isolado		5°			10°		
Erros obtidos:	1,89%	1,89%	0,12%	0,10%	1,45%	0,56%	1,45%
Erro máximo:	1,89%				1,45%		
Erro simultâneo		5°			10°		
Erros obtidos:	2,01%	2,01%			2,01%	2,01%	
Erro máximo:	2,01%				2,01%		



Inserção dos resultados na tabela de sensibilidade:								
Pot. ativa (P)	1% V		1% I		0,575° 0V		0,575° 0I	
	5°	10°	5°	10°	5°	10°	5°	10°
Modo 2 Isolado	1,9%	1,5%						
Simultâneo	2,0%	2,0%						

Para cada tipo de erro, isolado e simultâneo, tem-se um erro percentual resultante. As simulações 1, 2 e 3 são referentes à abertura angular de $\delta V_A = 5^\circ$, já as restantes são relativas a $\delta V_A = 10^\circ$. Na Simulação 1 e 4 (1/4) obtiveram-se os resultados, referentes às extremidades da linha, do cálculo da potência ativa, utilizando-se o Modo 2 de cálculo para o erro de +1% no módulo de V_s . Da mesma forma, na Simulação 2 e 5, os resultados foram relativos ao módulo de

V_r . Já na Simulação 3 e 6 avaliaram-se os resultados do cálculo para o erro tipo simultâneo, ou seja, acréscimo de 1% nos módulos de V_s e V_r .

Diante dos resultados obtidos, compara-se qual o maior valor em relação a cada tipo de erro, para cada ponto de operação. Para erro tipo isolado obtiveram-se quatro resultados, novamente para cada ponto de operação onde foram escolhidos os erros percentuais iguais a 1,89% e 1,45%. No tipo simultâneo foi escolhido o valor igual a 2,01% para ambos os pontos de operação. Realiza-se procedimento análogo para outros tipos de cálculos, como na potência reativa e em parâmetros de LTs, agrupando-os em tabelas que contêm todos os índices de sensibilidade.

Na Tabela 5.3 apresenta-se o segundo exemplo de obtenção dos índices de sensibilidade, relacionado ao cálculo da resistência. Neste exemplo, expõe-se o cálculo da resistência via Modo 2, onde os erros são inseridos nos ângulos dos fasores de tensão em ambas as extremidades da linha.

Tabela 5.3: Outro exemplo ilustrativo da escolha do índice de erro relativo máximo referente à metodologia de sensibilidade. Neste exemplo foi apresentada a obtenção do índice para o cálculo da resistência da linha pelo Modo1, para erro isolado e simultâneo.

Cálculo da resistência via Modo 2					
Simulação	Tipo	Erro inserido		Erro resultante	
		$\Delta \theta V_s$	$\Delta \theta V_r$	5°	10°
				AR	AR
1 / 4	Isolado (S)	+0,575°	-	3,60%	1,50%
2 / 5	Isolado (R)	-	+0,575°	17,00%	11,80%
3 / 6	Simultâneo	+0,575°	+0,575°	13,80%	13,80%

Índice de erro relativo máximo						
Erro isolado			5°	10°		
Erros obtidos:	3,60%	17,00%		1,50%	11,80%	
Erro máximo:	17,00%			11,80%		

Erro simultâneo			5°	10°		
Erros obtidos:	13,80%			13,80%		
Erro máximo:	13,80%			13,80%		

Inserção dos resultados na tabela de sensibilidade:								
Resistência (R)	1% V		1% I		0,575° 0V		0,575° 0I	
	5°	10°	5°	10°	5°	10°	5°	10°
Modo 2 Isolado					17,0%	11,8%		
Simultâneo					13,8%	13,8%		

Diferentemente do cálculo do fluxo de potência, o cálculo da resistência resulta em apenas um valor para cada LT, reduzindo o número de valores a serem comparados entre si.

A seguir, são apresentados todos os resultados relacionados aos índices de sensibilidade referentes aos cálculos de fluxo de potência e parâmetros de LTs.

5.3.4 ÍNDICES DE SENSIBILIDADE RELACIONADOS AO FLUXO DE POTÊNCIA

Os resultados dos índices de sensibilidade referentes ao cálculo do fluxo de potência ativa, reativa e perdas são apresentados na Tabela 5.4, Tabela 5.5 e Tabela 5.6, respectivamente. Especificamente, para a obtenção do índice de sensibilidade no cálculo da potência ativa via Modo 2, apresentado na Tabela 5.4, destaca-se o caso apresentado na Tabela 5.2.

Tabela 5.4: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo de potência ativa.

Pot. ativa (P)	1% V		1% I		0,575° 0V		0,575° 0I	
	5°	10°	5°	10°	5°	10°	5°	10°
Modo 1 <i>Isolado</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,4%	0,2%	0,5%	0,2%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,4%	0,2%	0,5%
Modo 2 <i>Isolado</i>	1,9%	1,5%	0,0%	0,0%	11,5%	5,7%	0,0%	0,0%
	<i>Simultâneo</i>	2,0%	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Mútuo <i>Isolado</i>	1,9%	1,4%	1,0%	1,0%	11,5%	5,7%	0,5%	0,2%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,4%	0,2%	0,5%

Tabela 5.5: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo de potência reativa.

Pot. reativa (Q)	1% V		1% I		0,575° 0V		0,575° 0I	
	5°	10°	5°	10°	5°	10°	5°	10°
Modo 1 <i>Isolado</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	3,4%	22,6%	3,4%	22,6%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	3,4%	22,6%	3,4%
Modo 2 <i>Isolado</i>	38,5%	126,7%	0,0%	0,0%	6,6%	33,3%	0,0%	0,0%
	<i>Simultâneo</i>	2,0%	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Mútuo <i>Isolado</i>	38,5%	126,7%	1,0%	1,0%	6,6%	33,3%	3,5%	29,2%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	3,3%	18,4%	3,5%

Tabela 5.6: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo das perdas.

Perdas (PI)	1% V		1% I		0,575° 0V		0,575° 0I	
	5°	10°	5°	10°	5°	10°	5°	10°
Modo 1 <i>Isolado</i>	140,9%	73,6%	140,9%	73,6%	62,6%	14,2%	64,0%	14,9%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	104,8%	17,8%	104,8%
Modo 2 <i>Isolado</i>	2,2%	1,3%	0,0%	0,0%	23,0%	11,6%	0,0%	0,0%
	<i>Simultâneo</i>	2,0%	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Mútuo <i>Isolado</i>	356,5%	269,6%	350,9%	264,8%	44,1%	14,1%	177,6%	17,5%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	51,2%	15,1%	2165,6%

Primeiramente, constata-se a independência dos resultados frente à influência dos fasores de corrente, para todos os aplicativos de fluxo de potência referente ao Modo 2.

O cálculo da potência ativa, na maioria dos resultados, apresentou boa robustez aos erros avaliados, salvo a sensibilidade significativa ao erro isolado angular de tensão para o Modo 2. O mesmo não se pode afirmar a respeito do cálculo da potência reativa, o qual apresentou maiores sensibilidades aos erros angulares, em destaque na Tabela 5.5. Também se observa uma maior variância dos índices de sensibilidade no cálculo da potência reativa, podendo ser considerado robusto ou sensível ao erro dependendo do carregamento da linha para um erro aplicado idêntico. Desta observação, pode-se inferir que a ausência de erros nos resultados nem sempre indica ausência de erros na medição.

Tal diferença de desempenho de sensibilidade entre a potência ativa e reativa é explicada pelo próprio cálculo intrínseco destas duas grandezas, em decorrência da condição de baixa abertura angular de tensão. A potência ativa depende do cosseno do ângulo da abertura angular, $P \propto \cos(\delta V)$, e a reativa do seno, $Q \propto \sin(\delta V)$. Assim, para uma abertura angular inferior a 30° , por exemplo, a variação do valor do seno é maior que a do cosseno. A Figura 5.6 ilustra graficamente como se comporta tal variação.

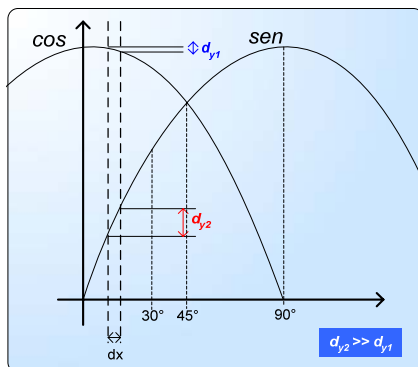


Figura 5.6: Diferenças entre variações das ordenadas frente a variações nas abscissas para seno e cosseno.

Em relação ao cálculo das perdas, observa-se que o Modo 1 apresentou alta sensibilidade a todos os tipos de erros fasoriais isolados, principalmente a erros de módulo. O Modo 2 não é sensível aos erros de corrente, e apresentou somente sensibilidade a erros angulares de tensão isolados, ou seja, apenas quando não há erros idênticos nos ângulos de tensão em ambas as extremidades da linha. É importante observar que a ordem de grandeza das perdas de potência ativa em uma LT é cerca de

100 vezes menor que o fluxo de potência ativa¹⁴. Desta forma, este tipo de cálculo naturalmente é mais afetado pelos erros de medição fasoriais.

5.3.5 ÍNDICES DE SENSIBILIDADE RELACIONADOS AO CÁLCULO DE PARÂMETROS DE LTS

Da mesma forma que a metodologia para obtenção de índices de sensibilidade máxima percentual aplicada ao cálculo do fluxo de potência, nesta seção apresentam-se resultados relacionados ao cálculo de parâmetros de LTS. Na Tabela 5.7, Tabela 5.8 e Tabela 5.9 expõem-se os índices obtidos referentes ao cálculo de resistência, reatância e susceptâncias, respectivamente. Apresentou-se na Tabela 5.3 a obtenção dos índices de sensibilidade relativos aos valores em destaque da Tabela 5.7.

Tabela 5.7: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo da resistência.

Resistência (R)	1% V		1% I		0,575° 0V		0,575° 0I	
	5°	10°	5°	10°	5°	10°	5°	10°
Modo 1 <i>Isolado</i>	146,5%	73,3%	2,9%	1,3%	16,9%	11,7%	6,9%	6,7%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	13,0%	13,0%	13,0%
Modo 2 <i>Isolado</i>	146,5%	73,3%	4,2%	6,3%	17,0%	11,8%	6,5%	6,2%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	13,8%	13,8%	12,1%
Mútuo <i>Isolado</i>	202,5%	0,0%	1,4%	5,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,4%
	<i>Simultâneo</i>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%	0,9%	0,8%

Tabela 5.8: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo da reatância.

Reatância (X)	1% V		1% I		0,575° 0V		0,575° 0I	
	5°	10°	5°	10°	5°	10°	5°	10°
Modo 1 <i>Isolado</i>	1,4%	0,9%	0,5%	0,5%	11,3%	5,7%	0,2%	0,1%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,1%	0,1%	0,1%
Modo 2 <i>Isolado</i>	2,7%	1,4%	16,3%	36,5%	17,3%	12,0%	7,6%	8,7%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	13,8%	13,8%	12,1%
Mútuo <i>Isolado</i>	1,4%	0,4%	16,9%	37,2%	6,8%	6,7%	7,5%	8,7%
	<i>Simultâneo</i>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	13,9%	13,9%	12,2%

A análise de sensibilidade relacionada ao cálculo de parâmetros indica o cálculo da resistência como muito sensível aos diversos tipos de erros fasoriais, para ambos os modos, particularmente erros angulares. Observa-se que ambos os modos de cálculo apresentam a mesma sensibilidade, salvo quando há erro isolado do módulo da corrente (neste caso é possível observar um desprendimento dos valores calculados pelos Modos 1 e 2). Destaca-se a influência do carregamento nos resultados do cálculo da resistência, quando da presença de erro isolado do módulo de tensão.

¹⁴ Como observado nas medições fasoriais provenientes do protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul (Capítulo 6).

Tabela 5.9: Erros absolutos máximos percentuais referentes ao cálculo da susceptância.

Susceptância (Qmva)	1% V		1% I		0,575° 0V		0,575° 0I	
	5º	10º	5º	10º	5º	10º	5º	10º
Modo 1 <i>Isolado</i>	0,5%	0,5%	0,6%	0,7%	0,0%	0,0%	1,2%	2,4%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Modo 2 <i>Isolado</i>	1,8%	0,9%	16,5%	36,7%	7,2%	7,1%	5,9%	6,0%
	<i>Simultâneo</i>	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%	16,0%	16,0%	10,8%
Mútuo <i>Isolado</i>	1,3%	0,4%	15,8%	35,8%	7,2%	7,2%	6,9%	7,9%
	<i>Simultâneo</i>	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	16,1%	16,1%	10,8%





Os índices de sensibilidade em relação ao cálculo da reatância e susceptância apresentaram comportamentos similares entre si. O Modo 1 se mostrou o mais indicado para o cálculo destes dois parâmetros, por apresentar boa robustez frente a erros fasoriais, tanto para erros isolados quanto simultâneos. Já o Modo 2 se caracteriza por ser mais sensível aos diversos tipos de erros avaliados.

5.3.6 DISCUSSÃO SOBRE OS RESULTADOS DA SENSIBILIDADE AO ERRO FASORIAL

Diante dos índices de sensibilidade apresentados anteriormente, tem-se maior conhecimento da influência dos erros fasoriais sobre a sensibilidade dos cálculos de fluxo de potência e parâmetros de LTs. Com isso, modos mais robustos de cálculo podem ser indicados para cada tipo de cálculo, agregando maior confiabilidade nos resultados. A partir dos resultados apresentados nas tabelas anteriores, apresentam-se da Tabela 5.12 à Tabela 5.17 os quadros de sensibilidade os quais classificam os índices de sensibilidade em categorias de desempenho.

Para tanto, definiram-se cinco indicadores de julgamento da robustez do desempenho dos aplicativos. Os termos empregados, assim como o limite estabelecido para cada categoria, são especificados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Definição de limites para avaliação de desempenho dos resultados de sensibilidade.

Classificação	Cor	Límite
Muito robusto		$\xi \leq 1\%$
Robusto		$1\% < \xi \leq 5\%$
Sensível		$5\% < \xi \leq 20\%$
Muito sensível		$20\% < \xi$

As análises expostas de forma qualitativa são úteis para a investigação dos erros fasoriais. Diante da inspeção destes quadros, pode-se inferir, quando possível, a identificação de evidências que apontam para a existência, ou ausência, de determinados tipos de erros fasoriais. Tendo-se dois valores de índice de sensibilidade para cada

nível de carregamento, adotou-se a média simples para aplicar a avaliação qualitativa das categorias de sensibilidade. Na Tabela 5.11 ilustra-se um exemplo da aplicação deste procedimento no caso da resistência referente ao Modo 1 para erro tipo isolado. Lembra-se que o erro tipo isolado representa a inserção de erro em apenas uma extremidade da linha. Já o erro tipo simultâneo representa a inserção, deste mesmo erro, em ambas as extremidades da linha, em uma única simulação.

Tabela 5.11: Exemplo da metodologia adotada para a conversão dos índices quantitativos de sensibilidade para uma abordagem qualitativa.

Resistência (R)	1% V		1% I		0,575° 0V		0,575° 0I	
	5°	10°	5°	10°	5°	10°	5°	10°
Modo 1 Isolado	146,5%	73,3%	2,9%	1,3%	16,9%	11,7%	6,9%	6,7%
Média	109,9%		2,1%		14,3%		6,8%	
Modo 1 Isolado	Muito Sensível		Robusto		Sensível		Sensível	

Para verificar a existência de erro nos fasores, parte-se de possíveis combinações de erros que tenham potencial de degradar significativamente os resultados dos aplicativos. Por exemplo, o Modo 1 de um determinado cálculo é sensível apenas a erros de ângulo de corrente. Já o Modo 2 apresenta-se robusto a este e, também, a outros tipos de erros. Espera-se encontrar diferenças relativas significativas entre o resultado calculado pelo Modo 1, em relação ao seu valor exato ($\xi_{Modo1}(R) > 5\%$), e também em relação ao Modo 2 ($\xi_{Mútuo}(R) > 5\%$), apenas quando da existência de erros de ângulo de corrente.

A seguir, apresentam-se os quadros de sensibilidade referentes aos aplicativos de fluxo de potência e parâmetros, incluindo-se conclusões quanto ao seu potencial de indicação de evidências de erros fasoriais. As mesmas observações sobre a sensibilidade dos aplicativos feitas na seção anterior são válidas para esta seção.

POTÊNCIA ATIVA

A Tabela 5.12 apresenta o quadro de sensibilidade referente ao cálculo da potência ativa. Percebe-se o bom desempenho do Modo 1 frente a diferentes tipos de erros. O Modo 2 mostra-se sensível apenas a erros angulares isolados.

Tabela 5.12: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo de potência ativa.

Pot. ativa (P)	$p/ \delta V = 5^\circ$ a 10°	+1% V	+1% I	+0,575 ^o θV	+0,575 ^o θI
Modo 1	Isolado	Robusto	Robusto	Muito Robusto	Muito Robusto
	Simultâneo	Robusto	Robusto	Muito Robusto	Muito Robusto
Modo 2	Isolado	Robusto	Neutro	Sensível	Neutro
	Simultâneo	Robusto	Neutro	Muito Robusto	Neutro
Dif. Mútua	Isolado	Robusto	Neutro	Sensível	Muito Robusto
	Simultâneo	Robusto	Neutro	Muito Robusto	Muito Robusto

Possibilidade de existência de erro particular

Evidência: Presença de erro tipo isolado em $\theta V > |0,575^\circ|$

Indicador: Dif. Mútua > 5%

A observação dos resultados do cálculo da potência ativa evidência a presença de erros isolados angulares de tensão, caso a diferença mútua apresente um valor expressivo, ou seja, maior que 5% (valor compatível com a convenção adotada na Tabela 5.10).

A Tabela 5.13 apresenta o quadro de sensibilidade referente ao cálculo da potência reativa, que mostra uma peculiaridade: a sensibilidade ao carregamento quando houver erros angulares. Em baixo carregamento, $\delta V \approx 5^\circ$, o cálculo da potência reativa tende a ser mais robusto do que a $\delta V \approx 10^\circ$. Assim, aplica-se o termo “Muito Sensível” para este caso. Diante deste fator complicador, a investigação de evidências de erros fasoriais fica prejudicada e, desta forma, não se infere nenhum erro em particular nas variáveis de entrada.

Tabela 5.13: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo de potência reativa.

Pot. reativa (Q)	$p/ \delta V = 5^\circ$ a 10°	+1% V	+1% I	+0,575 ^o θV	+0,575 ^o θI
Modo 1	Isolado	Robusto	Robusto	Muito Sensível*	Muito Sensível*
	Simultâneo	Robusto	Robusto	Muito Sensível*	Muito Sensível*
Modo 2	Isolado	Muito Sensível	Neutro	Muito Sensível*	Neutro
	Simultâneo	Robusto	Neutro	Muito Robusto	Neutro
Dif. Mútua	Isolado	Muito Sensível	Robusto	Muito Sensível*	Muito Sensível*
	Simultâneo	Robusto	Robusto	Sensível*	Muito Sensível*

*Muito sensível ao carregamento da linha. É menos sensível para $\delta V = 5^\circ$.

Possibilidade de existência de erro particular

Evidência: Nada se afirma, pois o carregamento pode mudar o status do diagnóstico

Indicador:

Na Tabela 5.14, apresenta-se o quadro de sensibilidade referente aos modos de cálculos das perdas de potência ativa. Nota-se que o Modo 1 não apresentou bom resultado para nenhuma variação isolada de erros nos fasores. Já o Modo 2 mostrou-se mais adequado para este tipo de cálculo, ressaltando-se, no entanto, a existência de erros de ângulo de tensão significativos. Pode-se inferir que, caso a diferença mútua entre os modos não seja maior que 5%, não há erros angulares significativos nos fasores.

Tabela 5.14: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo das perdas.

Perdas (PI) p/ $\delta V = 5^{\circ}$ a 10°		+1% V	+1% I	+0,575 ^o 0V	+0,575 ^o 0I
Modo 1	Isolado	Muito Sensível	Muito Sensível	Sensível	Muito Sensível
	Simultâneo	Robusto	Robusto	Sensível	Muito Sensível
Modo 2	Isolado	Robusto	Neutro	Sensível	Neutro
	Simultâneo	Robusto	Neutro	Muito Robusto	Neutro
Dif. Mútua	Isolado	Muito Sensível	Muito Sensível	Muito Sensível	Muito Sensível
	Simultâneo	Robusto	Robusto	Muito Sensível	Muito Sensível
Possibilidade de existência de erro particular					
Evidência:		Ausência de erro em θV e $\theta I > 0,575^{\circ} $			
Indicador:		Dif. Mútua $< 5\%$			

A Tabela 5.15, Tabela 5.16 e Tabela 5.17 referem-se aos quadros de sensibilidade para o cálculo de parâmetros de LTs, em relação à resistência, reatância e susceptância, respectivamente.

De maneira geral, a recomendação para o cálculo dos parâmetros é a utilização do Modo 1, pois apresentou maior robustez no cálculo da resistência, reatância e susceptância da linha, em comparação ao Modo 2.

Tabela 5.15: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo da resistência.

Resistência (R) p/ $\delta V = 5^{\circ}$ a 10°		+1% V	+1% I	+0,575 ^o 0V	+0,575 ^o 0I
Modo 1	Isolado	Muito Sensível	Robusto	Sensível	Sensível
	Simultâneo	Muito Robusto	Muito Robusto	Sensível	Sensível
Modo 2	Isolado	Muito Sensível	Sensível	Sensível	Sensível
	Simultâneo	Muito Robusto	Muito Robusto	Sensível	Sensível
Dif. Mútua	Isolado	Muito Sensível**	Sensível	Muito Robusto	Muito Robusto
	Simultâneo	Muito Robusto	Muito Robusto	Muito Robusto	Muito Robusto
Possibilidade de existência de erro particular					
Evidência (2):		Presença de erro isolado em $ V $ ou $ I > 1\%$			
Indicador (2):		Dif. Mútua $> 5\%$			

** Entra num perfil caótico em determinadas condições de carregamento

Particularmente em relação ao cálculo da resistência, é possível inferir que se os valores da resistência oriundos do Modo 1 e do Modo 2 não se afastarem consideravelmente do valor nominal, ou seja, $\xi_{Modo1}(R) < 5\%$ e $\xi_{Modo2}(R) < 5\%$, não haverá erros angulares de tensão e corrente. Entretanto, como visto no exemplo apresentado na Tabela 5.3, observam-se erros percentuais diferentes, quando aplicado um erro angular de tensão em V_s e V_r , complicando o julgamento do indicador de sensibilidade. Esta observação invalida a afirmação relativa à ausência de erros caso a diferença mútua seja baixa ($\xi_{Mútua}(R) < 5\%$). Porém, pode-se verificar a presença de erro do tipo isolado no módulo de corrente ou de tensão, caso haja diferença significativa entre os

modos de cálculo. Visto a peculiaridade do cálculo da resistência, erros nos módulos de tensão podem provocar variações bem mais bruscas que erros em módulos de corrente, sendo assim passíveis de diferenciação.

Tabela 5.16: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo da reatância.

Reatância (X) p/ $\delta V = 5^\circ$ a 10°	+1% V	+1% I	+0,575 ^o θV	+0,575 ^o θI	
Modo 1	<i>Isolado</i>	Muito Robusto	Muito Robusto	Sensível	Muito Robusto
	<i>Simultâneo</i>	Muito Robusto	Muito Robusto	Muito Robusto	Muito Robusto
Modo 2	<i>Isolado</i>	Robusto	Muito Sensível	Sensível	Sensível
	<i>Simultâneo</i>	Robusto	Muito Robusto	Sensível	Sensível
Dif. Mútua	<i>Isolado</i>	Muito Robusto	Muito Sensível	Sensível	Sensível
	<i>Simultâneo</i>	Muito Robusto	Muito Robusto	Sensível	Sensível
Possibilidade de existência de erro particular					
<i>Evidência (1): Ausência de erro isolado em $\theta V > 0,575^\circ$</i>					
<i>Indicador (1): Dif. relativa entre o Modo 1 e nominal $< 5\%$</i>					
<i>Evidência (2): Ausência de erro em θV e $\theta I > 0,575^\circ$</i>					
<i>Indicador (2): Dif. relativa entre Modo 2 em relação à nominal $< 5\%$ e Dif. Mútua $< 5\%$</i>					

Quanto à inferência de erros com base nos resultados calculados para a reatância, verificam-se duas evidências. A primeira refere-se exclusivamente do fato da ausência de erro significativo no ângulo de tensão isoladamente devido à sensibilidade do Modo 1 a este tipo de erro (o tipo no qual ele está mais susceptível aos erros). O segundo indica que, caso não existam erros angulares de tensão e de corrente, o Modo 2 não apresentará desvio significativo do valor nominal da reatância.

Tabela 5.17: Quadro de desempenho de sensibilidade do cálculo da susceptância.

Susceptância p/ $\delta V = 5^\circ$ a 10°	+1% V	+1% I	+0,575 ^o θV	+0,575 ^o θI	
Modo 1	<i>Isolado</i>	Muito Robusto	Muito Robusto	Muito Robusto	Robusto
	<i>Simultâneo</i>	Muito Robusto	Muito Robusto	Muito Robusto	Muito Robusto
Modo 2	<i>Isolado</i>	Robusto	Muito Sensível	Sensível	Sensível
	<i>Simultâneo</i>	Robusto	Muito Robusto	Sensível	Sensível
Dif. Mútua	<i>Isolado</i>	Robusto	Muito Sensível	Sensível	Sensível
	<i>Simultâneo</i>	Robusto	Muito Robusto	Sensível	Sensível
Possibilidade de existência de erro particular					
<i>Evidência: Ausência de erro em θV e $\theta I > 0,575^\circ$</i>					
<i>Indicador: Dif. relativa entre Modo 2 em relação à nominal $< 5\%$ e Dif. Mútua $< 5\%$</i>					

O Modo 1 para o cálculo da susceptância mostrou-se robusto em todos os tipos de erros, já o Modo 2 apresenta sensibilidades diversas. Pode-se inferir que, caso o Modo 2 não se afaste do valor nominal de susceptância da linha em um valor superior a 5%, não haverá erros angulares de tensão e corrente. O mesmo vale para a diferença mútua.

Os quadros de sensibilidade apresentados constituem-se em uma tentativa de estabelecer limites de erros esperados para diferentes

configurações de erros fasoriais, indicando o melhor modo de cálculo a ser utilizado pelos aplicativos e servindo como indicador de erro fasoriais. Desta forma, o estudo de sensibilidade apresentado neste trabalho de dissertação, em geral, principalmente para o cálculo de parâmetros, deve ser considerado como um primeiro guia para a investigação de erros fasoriais, quando se dispõe de medições fasórias sincronizadas em ambas as extremidades de uma LT.

O Capítulo 6 apresentará a análise de desempenho dos aplicativos desenvolvidos com a utilização de casos reais de medição provenientes do protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul. Incluem-se também análises investigando a presença de erros nas medições.

5.4 COMENTÁRIOS FINAIS

Inicialmente foram apresentados aplicativos para o cálculo do fluxo de potência em LTs e para o cálculo dos seus parâmetros de seqüência positiva, utilizando-se medidas fasoriais de tensão e corrente em ambas as extremidades da linha. Tais aplicativos constituem-se em equações elementares e de fácil dedução, porém possibilitam a obtenção de resultados de diferentes modos. Entretanto, considerando a presença de erros nos fasores utilizados por estes aplicativos, discordâncias entre os modos de cálculo surgirão. Diante deste comportamento, analisou-se em detalhes a magnitude destas discordâncias para erros particulares dos fasores, definindo-se índices que representam a sensibilidade dos modos de cálculo dos aplicativos.

A metodologia para a obtenção dos índices de sensibilidade restringe a observação da influência dos erros sobre os valores resultantes dos aplicativos, visando facilitar a identificação de determinados tipos de erros nos fasores. Tais restrições constituem-se na faixa de carregamento estabelecida, nas configurações do sistema de medição e no próprio critério de escolha adotado pela metodologia para a obtenção do índice de sensibilidade.

Entretanto diferentes configurações de erros fasoriais, em diversos fasores de ambas as extremidades, com uma mesma ordem de magnitude, não podem ser avaliadas utilizando-se apenas a metodologia de índice de sensibilidade apresentada, visto que ela se refere à influência dos erros de forma individualizada.

Capítulo 6

Análise de Desempenho de Casos Reais de Medição

Este capítulo aborda a última fase do estudo da influência dos canais de instrumentação (CIs) sobre os erros de medição fasorial. Apresenta estudos relacionados ao desempenho real dos aplicativos desenvolvidos para fluxo de potência e cálculo de parâmetros de linhas de transmissão (LTs), frente a erros de medição fasorial provenientes do protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul. Incluem-se também análises de evidências da existência de erros fasoriais com base nos estudos de sensibilidade dos aplicativos desenvolvidos.

Por meio do protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul, identificam-se diversas inconsistências nos resultados do cálculo de fluxo de potência e principalmente parâmetros. Desta forma, pretende-se avaliar o impacto real dos erros fasoriais sobre estas aplicações, visando validar algumas das conclusões apresentadas ao longo deste trabalho de dissertação.

Apresentam-se inicialmente os registros reais de medição fasorial relacionados ao protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul, incluindo-se as principais características do protótipo. Em seguida as análises referentes ao cálculo do desempenho dos aplicativos, frente a erros fasoriais, e sua respectiva detecção são apresentadas. Por fim, são apresentados os comentários finais, sintetizando de forma prática e simples as principais conclusões obtidas deste capítulo.

6.1 REGISTROS REAIS DE MEDIÇÃO DE SPMS

6.1.1 CONFIGURAÇÃO DO PROTÓTIPO DE SPMS MEDFASEE ELETROSUL

O protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul é constituído basicamente por quatro PMUs instaladas em quatro subestações de 525 kV, respectivamente, Ivaiporã, Areia, Campos Novos e Nova Santa Rita, e um PDC, instalado na sede da empresa, em Florianópolis. Em todas estas subestações são medidos fasores trifásicos de tensão e corrente, os quais são continuamente enviados ao PDC, por meio do Sistema Integrado de Telecomunicações Digital da Eletrosul, a uma taxa de 60 quadros (*frames*) de dados por segundo. Na Figura 6.1 mostra-se uma visão geral da localização geográfica das instalações das PMUs e do PDC.

As PMUs utilizadas são uma funcionalidade dos registradores digitais de perturbação modelo RPV, cedidos em comodato pela Reason Tecnologia S.A. Foram utilizados dois modelos deste equipamento: o RPV 304 (duas unidades) e o RPV 310 (duas unidades) [8].



Figura 6.1: Localização geográfica do protótipo MedFasee Eletrosul.

A Tabela 6.1 apresenta dados relacionados às linhas monitoradas pelas PMUs do protótipo de SPMS instaladas nas subestações citadas. Em todas as LTs, são registradas grandezas trifásicas de tensão e corrente, exceto na LT Ivaiporã/Londrina, onde apenas a corrente trifásica é registrada.

Tabela 6.1: Linhas de transmissão e grandezas monitoradas pelo protótipo SPMS.

SE	LT
Ivaiporã	LT 525 kV Ivaiporã / Londrina ESU C-1
	LT 525 kV Ivaipora / Areia C-1*
	LT 525 kV Ivaiporã / S. Santiago C-1
Areia	LT 525 kV Areia / Ivaiporã C-1*
	LT 525 kV Areia / C. Novos C-1*
C. Novos	LT 525 kV C. Novos / Areia C-1*
	LT 525 kV C. Novos / Caxias C-1
N. S. Rita	LT 525 kV Gravatai / N. Santa Rita C-1

* LT com monitoramento no dois terminais.

Na Tabela 6.2 são apresentados os TIs utilizados na ligação das PMUs do protótipo, apresentando os fabricantes e o respectivo modelo empregado. Deve-se lembrar que estes equipamentos apresentam diferentes saídas em seus secundários (bornes) relacionadas aos diferentes serviços de medição. No caso deste protótipo, as PMUs estão ligadas aos secundários dos TIs destinados ao serviço de proteção.

Tabela 6.2: Transformadores de instrumentos utilizados pelo protótipo SPMS.

SE	Circuito	Equip.	Fabricante	Modelo
Ivaiporã	Londrina	TC	Toshiba	AMR-QM550
		TPC	Haefelv	CVE-550
	Areia	TC	Toshiba	AMR-QM550
		TPC	Alstom	CCV-525
S. São Tiago	TC	Toshiba	AMR-QM550	
	TPC	Arteche	DFK-525	
Areia	Ivaiporã	TC	Toshiba	AMR-QM500
		TPC	Alstom	CCV-525
	C. Novos	TC	Arteche	CA-525
		TPC	Alstom	CCV-525
C. Novos	Areia	TC	Toshiba/Arteche	AMR-QM500/CA-525
	Caxias	TPC	Haefely	CVE-550
N. Santa Rita	Gravatai	TC	Arteche	CA-525
		TPC	Arteche	DFK-525

Como indicado na Tabela 6.1, as únicas LTs monitoradas em ambas suas extremidades são Ivaiporã – Areia (IVA-ARE) e Areia – Campos Novos (ARE-CNO)¹⁵, onde seus parâmetros nominais são apresentados na Tabela 6.3 e Tabela 6.4. Faz-se uso de suas medições nas metodologias apresentadas neste trabalho.

¹⁵ Na extremidade Campos Novos (CNO) da LT ARE-CNO existe um reator de compensação, cuja energia por ele consumida deve ser subtraída para não influenciar o cálculo dos parâmetros desta linha.

Tabela 6.3: Parâmetros da linha de transmissão Ivaiporã – Areia.

LT IVA-ARE	
Tensão nominal:	525 kV
Comprimento:	173,2 km
Capacidade oper. longa duração:	2378 A
Capacidade oper. curta duração:	2996 A
Resistência de seqüência positiva:	0,159 %
Reatância de seqüência positiva:	2,012 %
Susceptância de seqüência positiva:	245,7 Mvar

Tabela 6.4: Parâmetros da linha de transmissão Areia – C. Novos.

LT ARE-CNO	
Tensão nominal:	525 kV
Comprimento:	176.3 km
Capacidade oper. longa duração:	2320 A
Capacidade oper. curta duração:	2320 A
Resistência de seqüência positiva:	0,162 %
Reatância de seqüência positiva:	2,048 %
Susceptância de seqüência positiva:	250,17 Mvar

6.1.2 REGISTROS DO PROTÓTIPO DE SPMS

Para a validação das metodologias e das simulações apresentadas ao longo deste trabalho, faz-se uso de uma seleção de registros do protótipo de SPMS. Na Figura 6.2 são ilustradas as magnitudes de corrente de seqüência positiva, referentes às extremidades das linhas Ivaiporã – Areia (IVA-ARE) e Areia – Campos Novos (ARE-CNO). As medições estão compreendidas em um período de dados correspondente a 24 horas e possuem resolução de 1 fasor por minuto. A lista abaixo descreve os registros selecionados:

- Registro [1] - LT IVA-ARE 13/02/2008;
- Registro [2] - LT IVA-ARE 03/08/2008;
- Registro [3] - LT ARE-CNO 13/02/2008;
- Registro [4] - LT ARE-CNO 26/10/2007.

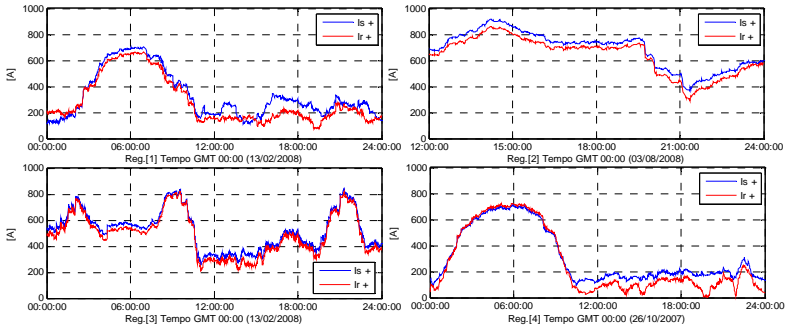


Figura 6.2: Registros dos módulos de corrente de seqüência positiva referentes às extremidades da LT.

Para se delimitar a região da análise de evidências de erros, apresentam-se na Figura 6.3 as aberturas angulares das tensões de seqüência positiva de ambas as extremidades das LTs. No Capítulo 5, observando especificamente as hipóteses feitas para a aplicação da metodologia de análise de sensibilidade, o estudo de sensibilidade foi restringido para aberturas angulares entre $5^\circ \leq \delta V \leq 10^\circ$. Tal faixa de carregamento corresponde a valores entre 500 A e 1000 A de magnitude de fluxo de corrente na linha. Fora desta faixa de carregamento corre-se o risco de conclusões imprecisas.

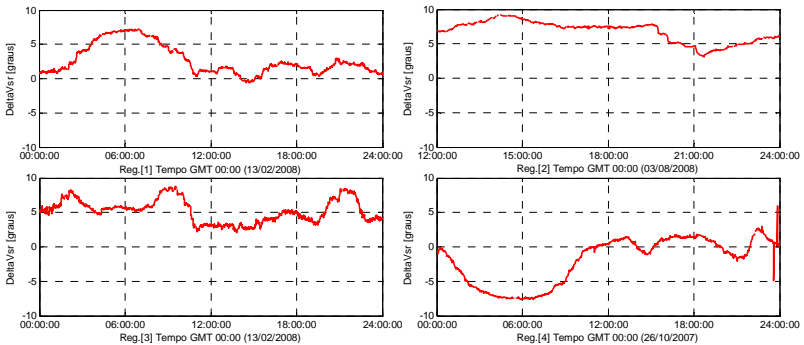


Figura 6.3: Registros da abertura angular entre as tensões de seqüência positiva referentes às extremidades da LT.

6.1.3 OBSERVAÇÃO SOBRE O DESEQUILÍBRIO DE FASES

Em diversos registros observados, notaram-se desequilíbrios de fase entre as medições de tensão e corrente. Tais desequilíbrios podem ser explicados como diferenças de erros existentes nos CIs, em relação a cada fase, ou devido ao desequilíbrio estrutural do sistema, hipótese esta

menos provável, por se tratar de um sistema de transmissão de alta potência.

Considerando a hipótese de que os desequilíbrios são causados por questões estruturais do sistema e desconsiderando erros de medição, as medidas decompostas em seqüências representariam exatamente o circuito elétrico equivalente. Entretanto, diferenças entre as fases dos CIs de tensão e corrente podem inserir erros na representação da seqüência positiva, os quais se refletiam em erros de módulo e ângulo. Por exemplo, caso exista 1% de erro no módulo da fase A de tensão, isto implicará em um erro de 0,33% no módulo da respectiva seqüência positiva.

Toma-se como exemplo o Registro 2 para ilustrar o aspecto dos desequilíbrios encontrados nas medições fasoriais do protótipo de SPMS. Na Figura 6.4 e Figura 6.5 apresentam-se as componentes trifásicas e de seqüência do módulo da tensão e corrente relacionadas ao Registro 2.

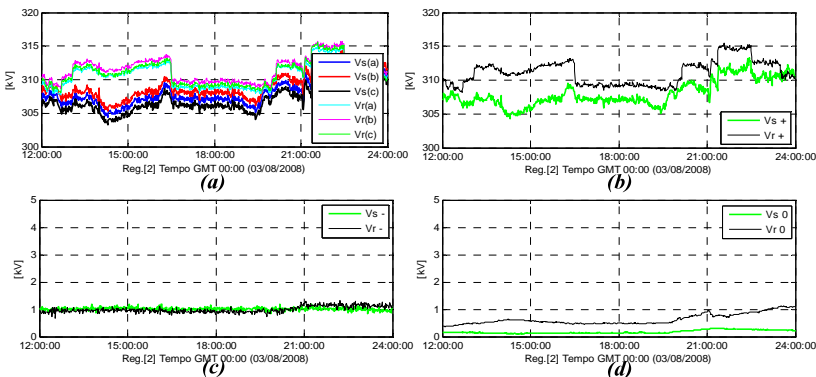


Figura 6.4: Módulos das componentes de tensão trifásicas (a) e de seqüências positiva (b), negativa (c) e zero (d) referentes ao Registro 2.

Nos gráficos do módulo de tensão, observam-se desequilíbrios entre as fases com valores de até 5 kV, o que proporciona o surgimento das componentes de seqüência negativa e zero, as quais representam uma percentagem menor que 0,5% da componente de seqüência positiva. Já nos gráficos relativos à corrente, observa-se uma diferença de amplitude de até 50 A.

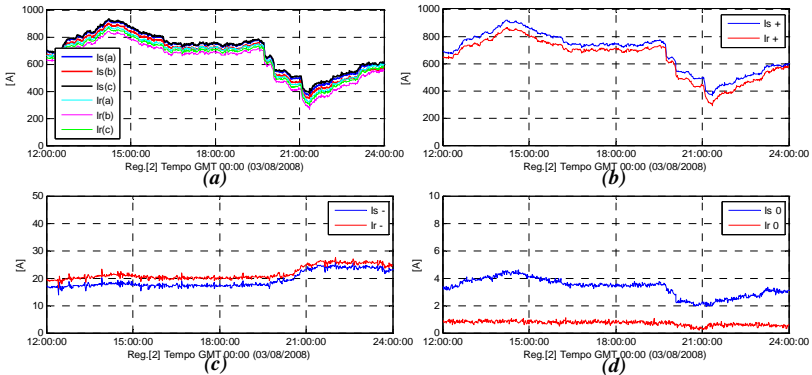


Figura 6.5: Módulos das componentes de corrente trifásica (a) e de seqüências positiva (b), negativa (c) e zero (d) referentes ao Registro 2.

A seguir serão apresentados os resultados referentes às análises de erros nas medições fasoriais por meio do uso do estudo de sensibilidade. Em seguida, é apresentada uma seção sobre a compensação dos erros fasoriais causados pelos CIs, com base nos modelos desenvolvidos no Capítulo 4 e na minimização das discordâncias de resultados dos aplicativos. Por fim, os comentários finais sintetizam as principais conclusões obtidas neste capítulo.

6.2 ANÁLISES DE ERROS NAS MEDIÇÕES FASORIAIS

Esta seção apresenta análises dos resultados dos aplicativos de fluxo de potência e parâmetros de LTs visando compreender a influência dos erros das medições fasoriais sobre o desempenho destes aplicativos. A base de argumentação destas análises parte dos estudos de sensibilidade dos aplicativos, apresentados no Capítulo 5, além da observação dos resultados próprios dos cálculos.

Nestes estudos, quando a base da investigação for relacionada aos quadros de sensibilidade, apenas resultados referentes à abertura angular definida, $5^{\circ} < \delta V < 10^{\circ}$ ou equivalentemente 500 A a 1000 A de carregamento da LT, serão considerados.

6.2.1 SOBRE O ERRO DE MÓDULO DE TENSÃO

A análise por meio dos quadros de sensibilidade, visando à detecção de evidências de erros nos módulos de tensão, mostra-se pouco eficaz, visto que não se pode inferir tal erro de forma eficiente.

Porém, por inspeção baseada no quadro de sensibilidade do cálculo da potência reativa, pode-se inferir a presença de evidências de

erro do tipo isolado no módulo da tensão. Isto ocorrerá caso o resultado percentual do Modo 2, em relação ao valor exato da potência reativa, for maior que 5 %, ou seja, $\xi_{Modo2}(Q) > 5\%$. Entretanto, não se têm os valores exatos do fluxo de potência nas linhas, nos casos reais de medição.

Em outra análise, observando-se o quadro de sensibilidade das perdas, pode-se inferir a presença de tal erro, de forma isolada, caso a diferença relativa do resultado do cálculo de potência calculado pelo Modo 1 for maior que 5%, ou seja, $\xi_{Modo1}(P_t) > 5\%$. Porém, a utilização de valores percentuais, sob os resultados das perdas, não se mostra eficiente, uma vez que quanto mais próximos os valores dos resultados das perdas calculadas chegarem a zero, maior será a diferença relativa entre o valor calculado e o valor exato, mesmo que o erro seja constante. É evidente que esta característica se verifica em todos os tipos de cálculo apresentados neste trabalho. Entretanto, particularmente para valores de perdas e também fluxo de potência reativa, tal característica é extremamente acentuada.

Assim, podem-se inferir erros, caso possível, com base exclusiva nos quadros de sensibilidade relativos ao fluxo de potência, apenas pela observação do erro percentual mútuo.

6.2.2 SOBRE O ERRO ANGULAR DE TENSÃO

Erros angulares de tensão podem ser detectados através da utilização dos resultados do cálculo da potência ativa e da reatância de linha, como exposto nos quadros de sensibilidade relacionados a estes cálculos (Tabela 5.12 e Tabela 5.16). Por meio da diferença mútua percentual ($\xi_{Mútuo}(P)$) do cálculo da potência ativa pode-se afirmar que há erros angulares de tensão de forma isolada em alguma extremidade da linha avaliada, caso esta diferença seja maior que 5 %. A Figura 6.6 apresenta os resultados da diferença mútua máxima percentual entre os modos de cálculo da potência ativa ($\xi_{Mútuo}(P)|_{Máx}$)¹⁶, apenas referentes a aberturas angulares acima de $\delta V > 5^\circ$. Observa-se que, em todos os períodos selecionados, o valor da diferença mútua máxima da potência ativa encontra-se abaixo de 5%, ou seja, $\xi_{Mútuo}(P)|_{Máx} < 5\%$, evidenciando que não existem, de forma isolada, erros angulares de tensão significativos.

¹⁶ Por simplificação, adota-se apenas o valor máximo da diferença mútua entre os respectivos resultados do cálculo da potência ativa de ambas as extremidades da LT.

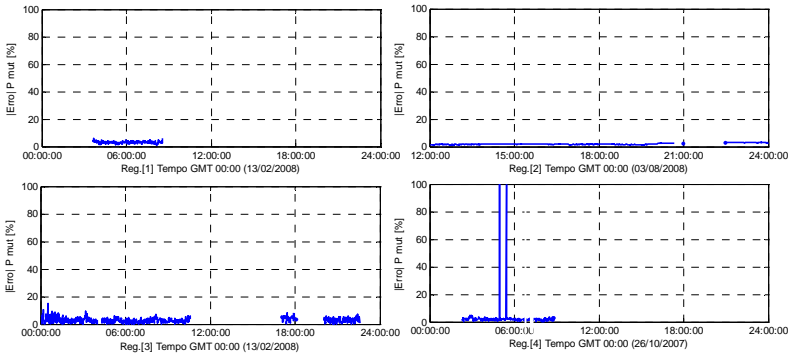


Figura 6.6: Resultados das diferenças mútuas relativas entre os modos de cálculo da potência ativa.

A mesma conclusão se pode obter analisando os resultados do cálculo da reatância da linha, apresentados na Figura 6.7. Conforme o quadro de sensibilidade do cálculo da reatância, caso a diferença relativa entre o Modo 1 de cálculo e o valor nominal da reatância da linha seja menor que 5 %, isto é, $\xi_{Modo1}(X) < 5\%$, consta-se que há evidências da ausência de erros angulares de tensão de forma isolada. Diz-se de forma isolada, pois uma defasagem simultânea nos ângulos dos fasores de tensão causa erros menores, não evidenciando a presença deste tipo de erro, neste caso.

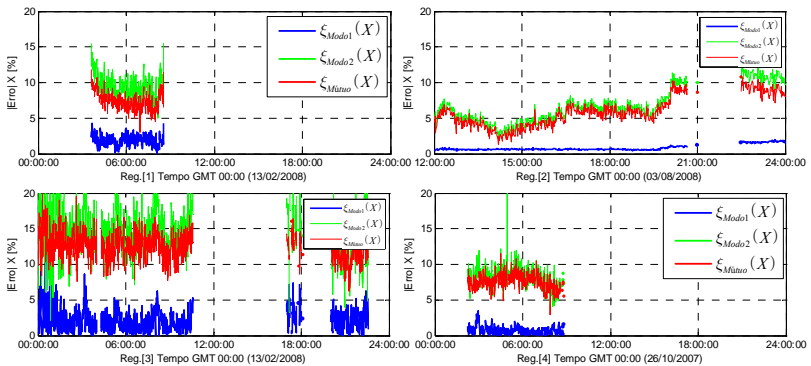


Figura 6.7: Resultados das diferenças dos modos em relação ao valor nominal e diferenças mútuas percentuais entre os modos de cálculo da reatância.

Analisando-se os valores de simulações dos CIs para medição de tensão apresentados no Capítulo 4, verifica-se que os erros angulares de tensão apresentam valores menores que $[0,1^0]$, quando o carregamento de secundário do TPC for menor que $\frac{1}{4}$ de sua capacidade nominal. Este

cenário pode ser verificado caso apenas uma PMU (ou outro dispositivo digital) esteja conectada ao secundário dos CIs em relação à tensão.

6.2.3 SOBRE O ERRO DE MÓDULO DE CORRENTE

Diferentemente do comportamento da tensão, o fluxo de corrente na LT varia significativamente ao longo do tempo, compreendido entre 100 A a 1000 A (valores típicos em uma LT de 525 kV). Como visto nos capítulos anteriores, a exatidão do TC está vinculada diretamente a sua curva de magnetização, onde a corrente que flui pelo primário e a carga conectada ao secundário definem o ponto de operação do TC, e conseqüentemente, a exatidão da medida de corrente.

Com base nos quadros de sensibilidade, os valores do cálculo da resistência podem indicar a presença de erros de módulo de corrente, de forma isolada, caso a diferença mútua percentual entre os modos de cálculo seja maior que 5 % ($\xi_{Mútuo}(R) > 5\%$). Os valores das diferenças percentuais entre os modos ($\xi_{Mútuo}(R)$) e entre o valor nominal da resistência ($\xi_{Modo1}(R)$ e $\xi_{Modo2}(R)$) são apresentados na Figura 6.8. Apesar da diferença entre os modos de cálculo e o valor nominal da resistência estar acima de 10%, o que indica a presença de diferentes tipos de erros, a diferença mútua permanece abaixo de 5%. Desta forma, infere-se que não há evidência da presença de erros de módulo de corrente de forma isolada nas extremidades das LTs, com base no quadro de sensibilidade para o cálculo da resistência, para o nível de carregamento pré-estabelecido.

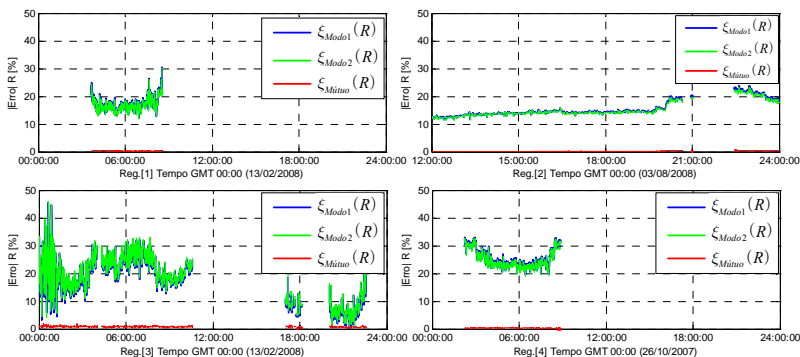


Figura 6.8: Resultados das diferenças dos modos em relação ao valor nominal e diferenças mútuas percentuais entre os modos de cálculo da resistência.

6.2.4 SOBRE O ERRO DE ÂNGULO DE CORRENTE

Com base nos quadros de sensibilidade referentes ao cálculo dos parâmetros, é possível indicar a presença de erros angulares nos fasores de tensão e corrente por meio da observação dos resultados obtidos pelos modos de cálculo.

Visto que há evidências da ausência de erros significativos nos ângulos dos fasores de tensão e ausência de erros significativos no módulo de corrente (para a faixa de carregamento da linha especificada), pode-se simplificar a análise ao erro de ângulo de corrente.

Na Figura 6.9 apresentam-se os resultados da diferença relativa percentual dos modos de cálculo em relação aos respectivos valores nominais da LT, incluindo-se a diferença mútua. Observando-se as diferenças nos modos em relação ao valor nominal da resistência ($\xi_{\text{Modo}1/2}(R) \approx 20\%$), e também dos modos de cálculo da reatância e susceptância em relação aos seus respectivos valores nominais ($\xi_{\text{Modo}1/2}(X), \xi_{\text{Modo}1/2}(Q_{\text{mvar}}) \approx 10\%$), pode-se confirmar as evidências de erros significativos nos ângulos dos fasores de corrente.

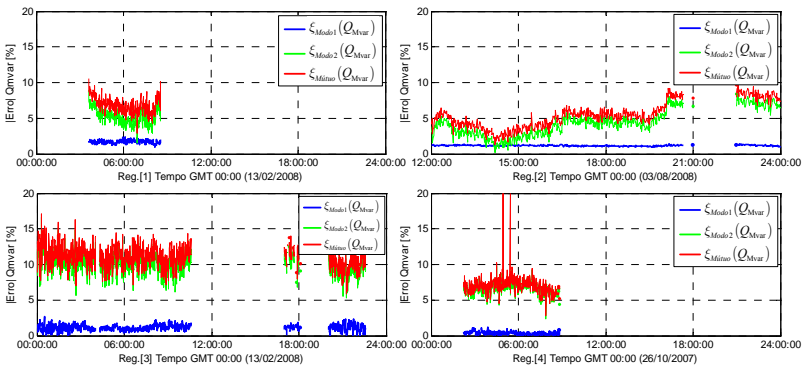


Figura 6.9: Diferenças relativas entre os modos de cálculo da susceptância.

Para investigar a magnitude do erro nos ângulos dos fasores de corrente, pode-se aplicar a metodologia para a minimização das diferenças dos resultados percentuais dos aplicativos, o que será apresentado na próxima seção.

6.2.5 SOBRE A INFLUÊNCIA DOS ERROS NO CÁLCULO DAS PERDAS

Os resultados referentes ao cálculo das perdas de potência ativa são apresentados nos gráficos da Figura 6.10. Nota-se claramente a diferença entre os resultados dos modos de cálculo. Em determinados períodos, os valores calculados pelo Modo 1 apresentaram sinais

negativos, constituindo-se na prova mais evidente da presença de erros de medição. Tal comportamento está relacionado ao aumento dos erros fasoriais de corrente, devido ao baixo nível de carregamento da linha. Entretanto, a análise destes resultados não permite diferenciar os erros fasoriais, tendo em vista a possibilidade de diversas combinações de erros que podem causar a mesma influência no cálculo das perdas (vide quadro de sensibilidade para o cálculo das perdas).

O Modo 2 não apresenta valores negativos, demonstrando ser mais confiável para o cálculo das perdas. De fato, este modo não utiliza os fasores de corrente para o seu cálculo e assim evita erros relacionados ao baixo carregamento da linha.

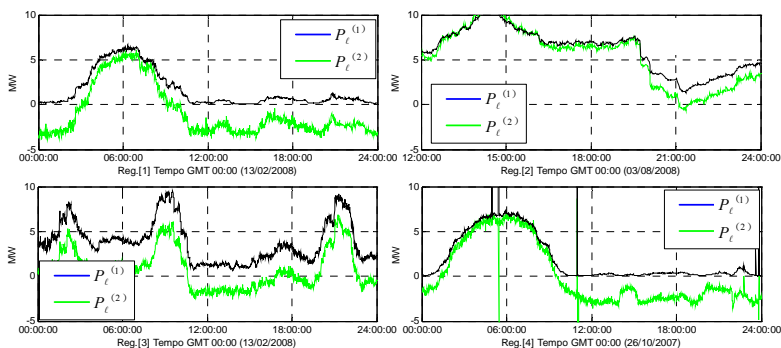


Figura 6.10: Resultados do cálculo das perdas.

6.3 COMPENSAÇÃO DOS ERROS FASORIAIS

Esta seção contempla o último objetivo deste trabalho, o qual envolve a compensação dos erros fasoriais em um sistema de medição instalado em ambas as extremidades de uma LT. Dos estudos do Capítulo 4, sabe-se que o conhecimento exato dos erros de medição a partir de modelos de CIs apresenta limitações quanto à faixa de operação e ao conhecimento exato dos parâmetros adotados. Devido a estas características, a compensação dos erros fasoriais baseada apenas neste tipo de estudo não é exata, pois exigiria ensaios em laboratórios específicos e detalhados para cada elemento do CI em questão.

Neste trabalho, além da modelagem dos CIs visando o estudo dos erros em regime permanente e para condições nominais de operação, apresentaram-se nos capítulos 5 e 6 análises relacionadas ao desempenho dos aplicativos de cálculo do fluxo de potência e parâmetros de LTs, quanto à sensibilidade aos erros fasoriais. Diversas observações foram

expostas referentes às incoerências de resultados provocadas pela presença de erros fasoriais e às evidências de erros particulares.

Diante destes estudos, têm-se condições de estimar os erros fasoriais com base na compensação das incoerências dos resultados dos aplicativos. Como estimativas iniciais dos erros adotam-se resultados das simulações dos CIs.

Inicialmente, apresentam-se compensações de erros baseadas em variações de apenas uma variável de entrada, visando à compreensão de comportamentos específicos dos erros. Finalizando, apresentam-se resultados de compensações dos CIs baseados na diminuição de todas as diferenças relativas dos modos calculados pelos aplicativos.

6.3.1 QUANTO AO MÓDULO DE CORRENTE EM DIFERENTES CARREGAMENTOS

Segundo o quadro de sensibilidade referente ao cálculo da resistência, apresentado na Tabela 5.15, o aumento da diferença mútua (ultrapassando o valor de $\xi_{Mútuo}(R) < 5\%$) entre os modos de cálculo evidencia a presença de erros modulares no fasor corrente, de forma isolada. Ou seja, um erro em módulo desigual entre os TCs que monitoram a corrente nas extremidades de uma linha. Apresenta-se aqui, um estudo da influência da variação do módulo de I_s sobre a diferença mútua entre os resultados dos modos de cálculo da resistência, visando estimar um possível erro do módulo de corrente. Entretanto, mesmo que o quadro de sensibilidade seja válido para carregamentos de linha superiores a 500 A, o estudo contempla níveis abaixo deste limite.

O resultado deste teste é apresentado na Figura 6.11, onde se inclui primeiramente a medição do módulo de corrente do Registro 3 do protótipo SPMS, seguido da diferença mútua dos modos de cálculo da resistência original e com compensações variáveis no módulo da corrente I_s . Observa-se que a condição $\xi_{Mútuo}(R) > 5\%$ é satisfeita para alguns períodos dos dados (correspondentes ao nível de carregamento inferior a 300 A), onde se verifica aumento súbito da diferença mútua. Adicionam-se, então, correções de 1%; 0,5%; 1,5% e -0,5% (nesta ordem) no módulo do fasor corrente I_s .

Referente à compensação de 1% em I_s , fica evidente a diminuição da diferença mútua no período destacado pela faixa azul, correspondente a um carregamento em torno de 300 A: a diferença mútua passou de um pico de 10% para um valor quase nulo, evidenciando a presença do erro de módulo de corrente isolado. É interessante notar que, para níveis de alto carregamento acima de 600 A, a adição de 1% em I_s acabou degenerando os resultados, sob a argumentação de que este processo

aumentou a diferença mútua dos modos de cálculo da resistência. De fato, para níveis de carregamento mais altos, o erro de relação de corrente, ou seja, o módulo, não está presente da mesma forma que em níveis inferiores. Isto reforça ainda mais as conclusões referentes ao aumento do erro de corrente em baixos níveis de carregamento.

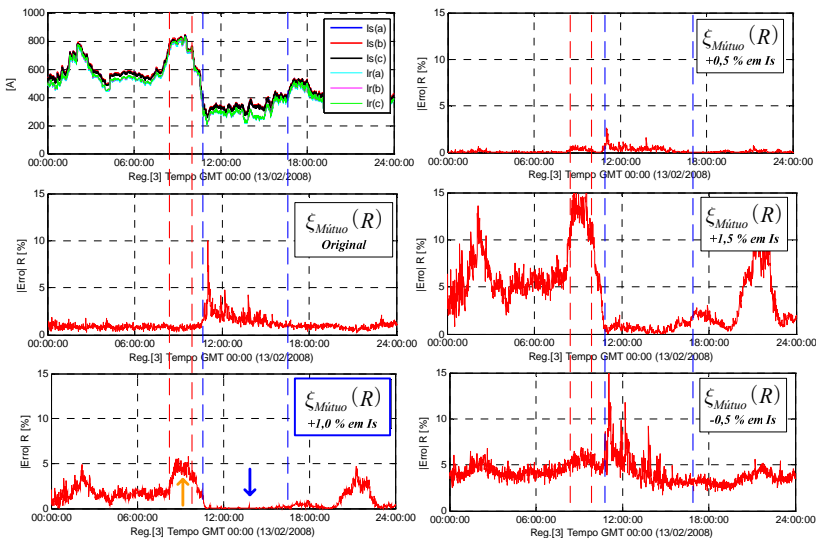


Figura 6.11: Teste de correção da magnitude da corrente I_s visando à diminuição da diferença mútua dos modos de cálculo da resistência em períodos de baixo carregamento da linha (inferior a 300 A).

6.3.2 QUANTO AO ERRO ANGULAR DE TENSÃO

Estudos apresentados inicialmente neste capítulo indicaram a ausência de erros isolados de tensão nos fasores provenientes dos registros do protótipo de SPMS. Para fins de validação desta conclusão, parte-se para a alteração do ângulo de tensão de seqüência positiva do lado emissor (V_s) referente ao Registro 2 sobre a diferença mútua entre os modos de cálculo da potência ativa, a qual mostra-se sensível a apenas este tipo de erro. Adicionam-se, em cada simulação, os erros angulares de $-0,5^\circ$ a $0,5^\circ$ a V_s , obtendo-se os gráficos apresentados na Figura 6.12. A diferença mútua entre os modos de cálculo, neste caso, variou entre 45 MW a -5 MW, onde este último valor corresponde ao melhor cenário de compensação para V_s , correspondente a apenas $0,1^\circ$. De fato, este é um valor de compensação baixo e deve-se lembrar que representa uma solução na busca da correção dos erros fasoriais. De qualquer maneira, tal resultado confirma a ausência de erros

significativos nos ângulos de tensão. Lembra-se que esta análise não pode avaliar erros angulares simultâneos, visto que tal efeito não causa aumento significativo nas diferenças mútuas do cálculo da potência ativa.

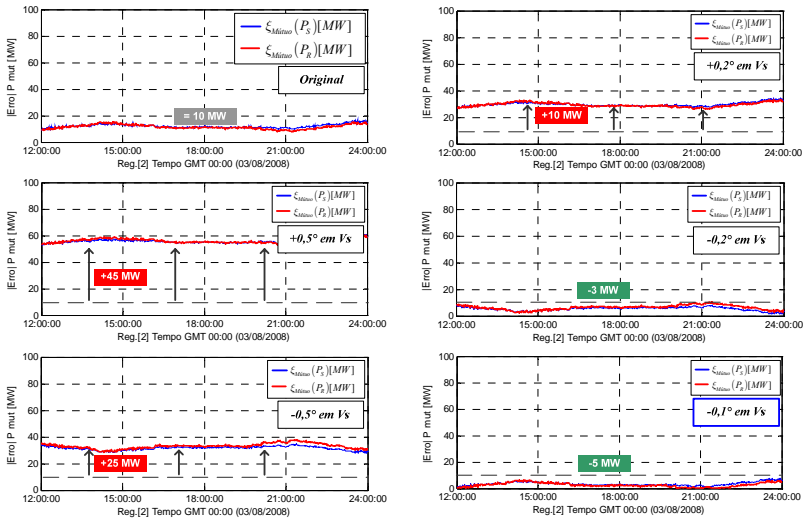


Figura 6. 12: Aumento da diferença mútua entre os modos de cálculo da potência ativa devido à inserção de erros isolados no fasor de tensão V_s .

6.3.3 QUANTO À COMPENSAÇÃO DOS ERROS INTRODUZIDOS PELOS CIs

Nesta seção, apresentam-se resultados de calibrações dos CIs de tensão e corrente relacionados às LTs de 525 kV de Ivaiporã – Areia e Areia – Campos Novos onde se encontram instaladas PMUs do protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul. Entende-se por compensação a alteração múltipla dos fasores de tensão e corrente oriundos de CIs visando-se compensar os erros de medição.

Diferentemente dos métodos de compensação encontrados na literatura, expostos no Capítulo 3, a metodologia proposta neste trabalho baseia-se no conhecimento da ordem dos erros esperados por meio da modelagem e simulação dos CIs e na minimização das diferenças entre os modos de cálculo dos aplicativos por meio da utilização dos quadros de sensibilidade apresentados no Capítulo 5. O conhecimento prático obtido nas análises dos erros fasoriais apresentadas neste capítulo também serve de base para a metodologia de compensação dos erros introduzidos pelos CIs. A metodologia não fornece um algoritmo autônomo, pois exige a interação do usuário o qual é orientado a ajustar

os fasores de forma conveniente, visando à minimização das discordâncias entre os resultados gerados pelos aplicativos desenvolvidos no presente trabalho.

METODOLOGIA ADOTADA

A metodologia de compensação dos erros introduzidos pelos CIs, instalados em ambos os terminais de uma LT, baseia-se na minimização das discordâncias entre os resultados dos aplicativos para o cálculo do fluxo de potência e dos parâmetros de LTs. Tais resultados devem ser relativos a um determinado nível de carregamento da linha. Neste trabalho, a compensação dos erros introduzidos pelos CIs será apenas referente às medições situadas para a condição de abertura angular em $\delta V > 5^\circ$. Para tanto, altera-se de forma progressiva os módulos e ângulos dos fasores de tensão e corrente de seqüência positiva.

Deve-se observar a ordem do processo de alteração das componentes fasoriais. Com base na magnitude da influência que cada componente exerce sobre os resultados dos aplicativos e na magnitude dos erros observados nas simulações dos CIs, define-se uma ordem para a compensação fasorial. Desta forma, o alvo principal a ser compensado são os ângulos de corrente. Após obter a melhor minimização das discordâncias dos resultados dos aplicativos, segue-se a compensação, alterando-se os módulos de corrente, módulos de tensão e os ângulos de tensão, nesta ordem.

Inicialmente, obtém-se das seguintes formas dos resultados calculados pelos aplicativos:

Relacionados ao fluxo de potência:

$\xi_{Mútuo}(P)|_{MAX}$: Erro mútuo percentual entre os modos de cálculo da potência ativa, referente ao percentual máximo entre o erro mútuo de P_S ($\xi_{Mútuo}(P_S)$) e erro mútuo de P_R ($\xi_{Mútuo}(P_R)$);

$\xi_{Mútuo}(Q)|_{MAX}$: Erro mútuo percentual entre os modos de cálculo da potência reativa, referente ao percentual máximo entre $\xi_{Mútuo}(Q_S)$ e $\xi_{Mútuo}(Q_R)$;

$\xi_{Mútuo}(P_c)$: Erro mútuo percentual entre os modos de cálculo das perdas.

Relacionados ao cálculo de parâmetros:

$\xi_{Modo1}(R)$, $\xi_{Modo2}(R)$ e $\xi_{Mútuo}(R)$: Erro percentual entre os valores calculados pelo Modo 1, pelo Modo 2 e a diferença mútua entre tais modos, respectivamente, do parâmetro resistência de seqüência positiva em relação ao valor da resistência nominal da LT;

$\xi_{Modo1}(X)$, $\xi_{Modo2}(X)$ e $\xi_{Mútuo}(X)$: Erro percentual entre os valores calculados pelo Modo 1, pelo Modo 2 e a diferença mútua entre tais modos, respectivamente, do parâmetro reatância de seqüência positiva em relação ao valor da reatância nominal da LT;

$\xi_{Modo1}(Q_{Mvar})$, $\xi_{Modo2}(Q_{Mvar})$ e $\xi_{Mútuo}(Q_{Mvar})$: Erro percentual entre os valores calculados pelo Modo 1, pelo Modo 2 e a diferença mútua entre tais modos, respectivamente, do parâmetro susceptância de seqüência positiva em relação ao valor da susceptância nominal da LT.

Tais resultados serviram como ponto de partida da compensação dos erros introduzidos pelos CIs, os quais supostamente conterão discordâncias que apontam a existência de erros significativos nos fasores de tensão e corrente. O procedimento é realizado na seguinte ordem:

Alteração de θ_{I_S} e θ_{I_R} : a cada simulação dos resultados, subtrai-se $0,1^\circ$ em θ_{I_S} e θ_{I_R} , simultaneamente, e observa-se se houve diminuição em mais de 1% nos erros percentuais dos resultados (discordâncias) dos aplicativos¹⁷. Caso observado tal diminuição, prossegue-se com uma nova subtração de mesma magnitude em relação aos ângulos de corrente. Este procedimento se repete, até observar-se a não diminuição das discordâncias. Após isso, tenta-se a alteração individual dos ângulos de corrente, novamente visando-se à diminuição dos resultados discordantes. Caso a subtração nos ângulos de tensão não seja satisfatória, pode-se tentar a adição de ângulo.

Alteração de $|I_S|$ e $|I_R|$: de forma análoga à compensação angular de corrente, procede-se para a compensação dos módulos de corrente.

¹⁷ Visto que o desempenho da simulação do CI para medição de corrente apresentou erros angulares positivos, como apresentado na Tabela 4.13, a compensação deve se opor a este erro.

Porém, iniciam-se os testes adicionando-se simultaneamente 0,1% em $|I_S|$ e $|I_R|$.

Alteração de θ_{V_S} e θ_{V_R} : de forma análoga à compensação angular de corrente, porém iniciando-se com a adição simultânea de $0,1^\circ$ em θ_{V_S} e θ_{V_R} .

Alteração de $|V_S|$ e $|V_R|$: de forma análoga à compensação modular de corrente, porém inicia-se com a adição simultânea de 0,1% em $|V_S|$ e $|V_R|$.

No Anexo 4 encontra-se um fluxograma simplificado desta metodologia, representando em forma de iterações o processo de compensação.

Estes procedimentos caracterizam-se como um guia inicial para a compensação de erros, sendo possíveis diferentes versões, como o aumento da magnitude de compensação percentual ou angular nos fasores para cada observação dos erros resultantes percentuais calculados pelos aplicativos.

RESULTADOS OBTIDOS

Como início das simulações visando à diminuição das discordâncias entre os resultados dos aplicativos, alterando-se os ângulos dos fasores de corrente, tem-se resultados mais concordantes entre si, o que comprova a compensação dos erros fasoriais. Como fonte de dados fasoriais, utilizam-se os registros referentes à LT Ivaiporã – Areia (Registro 2) e LT Areia – Campos Novos (Registro 3). Após se obterem resultados satisfatórios apenas alterando-se manualmente os valores dos ângulos de corrente, parte-se, nesta ordem, para variações do módulo de corrente, ângulo de tensão e, por fim, do módulo dos fasores de tensão, visando minimizar ao máximo, em cada etapa, as discordâncias entre os resultados dos modos de cálculo.

Os resultados finais da compensação dos CIs, referentes à medição do fluxo de potência das linhas mencionadas, são apresentados na Tabela 6.5. Os resultados antes e após a compensação, referentes aos modos de cálculo do fluxo de potência e parâmetros de LTs, são apresentados na Figura 6.13 e na Figura 6.14. Deve-se lembrar que apenas resultados relacionados a aberturas angulares maiores que $\delta V >$

5° são considerados, sendo que os valores inferiores são deixados em branco nos gráficos.

Tabela 6.5: Resultados obtidos para a compensação dos CIs das linhas mencionadas.

Calibração LT Ivaiporã - Areia [R2] (p/ $\delta V > 5^\circ$)					
$V_S =$	+0,5%	+0,1°	$I_S =$	+0,3%	-0,3°
$V_r =$	+0,5%	+0,1°	$I_r =$	+0,4%	-0,5°

Calibração LT Areia - C. Novos [R3] (p/ $\delta V > 5^\circ$)					
$V_S =$	+0,5%	+0,2°	$I_S =$	+0,5%	-0,5°
$V_r =$	+0,2%	+0,2°	$I_r =$	+0,5%	-0,5°

É evidente a melhoria dos resultados dos aplicativos quando aplicada a compensação nos CIs referentes às LTs de Ivaiporã – Areia e Reais – Campos Novos, tendo em vista principalmente a diminuição significativa das diferenças entre os modos de cálculo das perdas e dos parâmetros de linha.

Os valores de correção dos CIs de fato confirmam as expectativas de erros apontados pelos estudos anteriores. Comparando com os resultados de simulações dos CIs, apresentados na Tabela 4.12 e na Tabela 4.13, observa-se a existência de correlação com os valores de compensação. A carga imposta dos CIs de tensão e corrente deve então ser da ordem de $\frac{1}{4}$ e $\frac{1}{2}$ dos valores nominais de carga dos TIs de tensão e corrente, respectivamente. Observa-se que as variáveis que mais sofreram correções no processo de compensação foram os ângulos dos fasores de corrente, na ordem de $0,5^\circ$, ratificando os valores obtidos nas simulações dos CIs.

Confirma-se que os CIs referentes ao protótipo MedFasee Eletrosul encontram-se operando sob um carregamento adequado, porém há possibilidades de melhoria na exatidão apenas modificando-se o carregamento dos TIs, diminuindo-se o carregamento dos TPCs ou ainda aumentando o carregamento dos TCs, visando à aproximação de sua carga nominal.

Deve-se lembrar que a metodologia não comprova a existência do erro, apenas evidência a possibilidade de tal fato. Esta observação é baseada no fato de que configurações similares de compensação podem causar resultados semelhantes nas diferenças entre os modos de cálculo. Por exemplo, observou-se, durante as simulações, que a alteração simultânea dos módulos de tensão, em torno de +2%, não alterou significativamente o desempenho dos resultados apresentados na Figura 6.13 e na Figura 6.14. Já a alteração dos ângulos dos fasores de corrente

não permite alcançar resultados similares, uma vez que os resultados dos aplicativos comportam-se de maneira mais sensível a esta variável. Este comportamento foi previsto pelos quadros de sensibilidade.

Concluindo, a metodologia proposta para a compensação dos CIs caracteriza-se como uma ferramenta eficiente para orientação do usuário quanto à verificação da qualidade do sistema de medição empregado em suas subestações, podendo ainda indicar a magnitude do erro particularmente para os módulos e ângulos dos fasores de tensão e corrente oriundos de ambas as extremidades de uma LT.

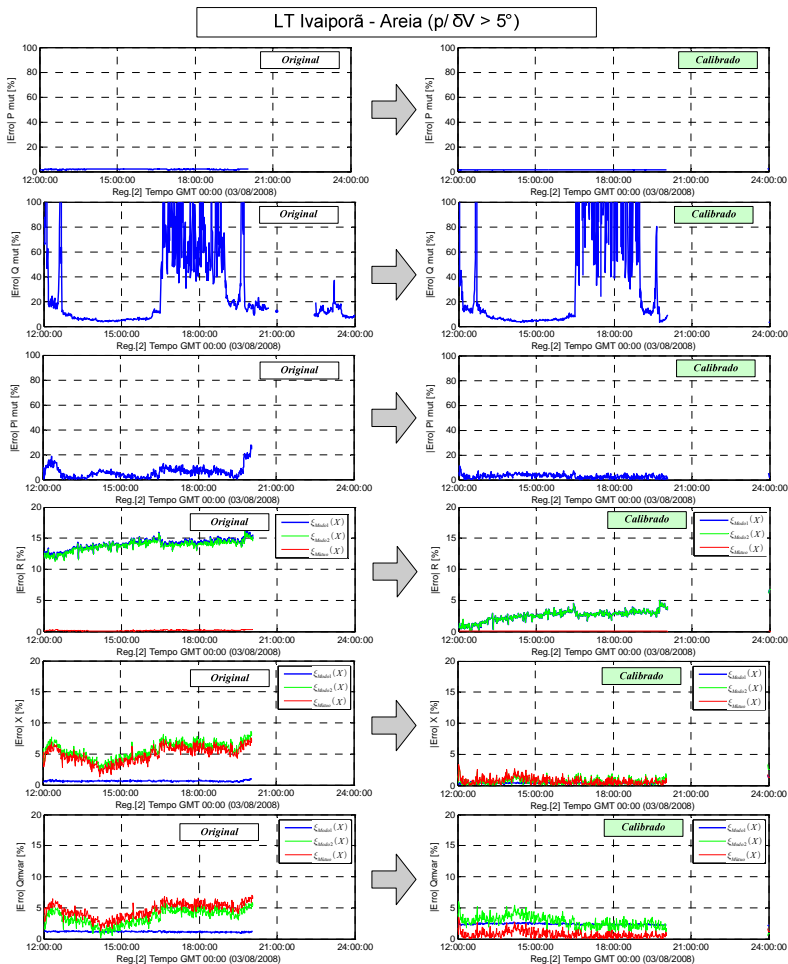


Figura 6.13: Resultados da compensação dos erros dos aplicativos, em consequência da compensação dos CIs referentes à LT Ivaiporã – Areia, em relação às medições fasoriais do Registro 2.

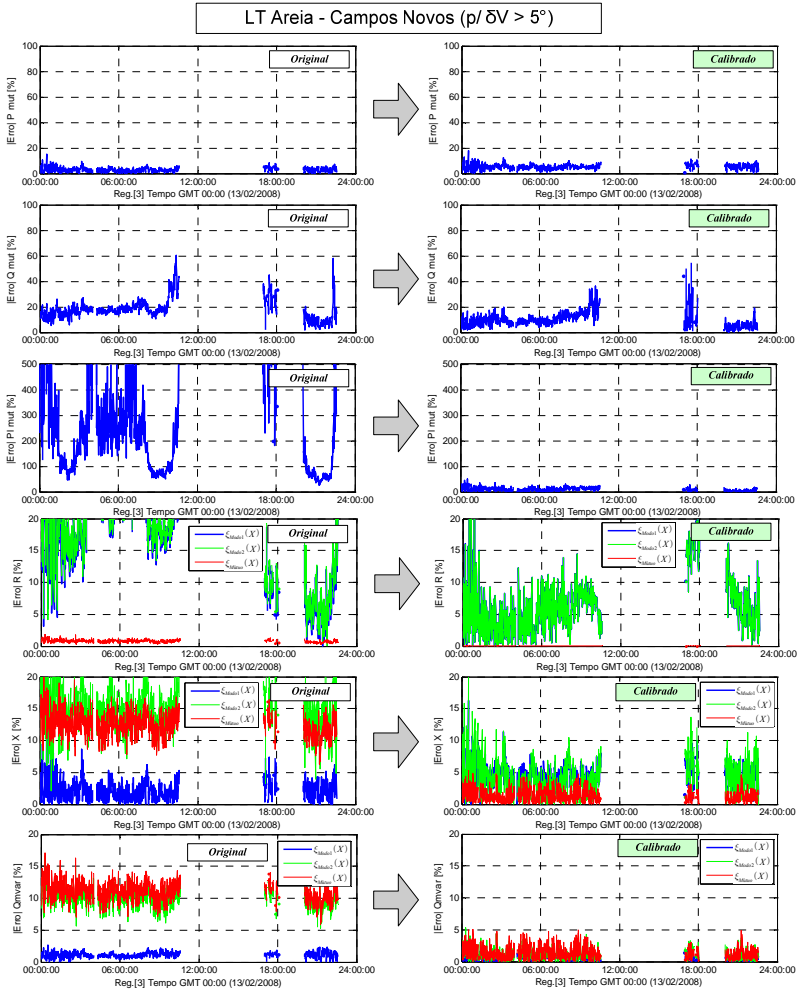


Figura 6.14: Resultados da compensação dos erros dos aplicativos, em consequência da compensação dos CIs referentes a LT Areia – Campos Novos, em relação às medições fasoriais do Registro 3.

Capítulo 7

Conclusões Finais

Este trabalho de dissertação abordou o estudo dos erros existentes nas medições fasoriais causados principalmente pela distorção inserida pelo uso dos CIs observando o impacto destes erros sobre os aplicativos de fluxo de potência e cálculo de parâmetros de LTs. Inclui-se também a influência dos erros causados pelo processo da obtenção dos fasores pelo SPMS.

Os capítulos iniciais envolveram a pesquisa bibliográfica relacionada à inserção da tecnologia de SPMS em SEEs em diferentes sistemas e os benefícios e aplicações que a tecnologia agrega ao SEE seguida da revisão dos fundamentos e requisitos de desempenho da tecnologia, com base em normas e trabalhos publicados sobre o tema.

Nos capítulos seguintes, apresentaram-se estudos relacionados ao desempenho da qualidade das medidas fasoriais por meio da utilização de CIs, avaliando-se aspectos específicos de cada elemento que compõe a cadeia de medição em regime permanente. Em seguida, uma discussão sobre erros causados em regime permanente pelos CIs, destacando-se aspectos do carregamento de transformadores de corrente (TCs), exatidões dos transformadores ópticos e a influência na exatidão da carga imposta e cabos de controle. Por último, são apresentados trabalhos encontrados na literatura referentes à compensação de erros fasoriais.

Após o estudo dos aspectos relevantes da influência dos CIs sobre as medidas fasoriais em regime permanente, no Capítulo 4 apresentou-se a modelagem e simulação dos elementos integrantes dos CIs, visando estimar a ordem de erros esperados nas medições fasoriais. Os modelos foram baseados em equipamentos relacionados ao protótipo de SPMS do projeto MedFasee Eletrosul, envolvendo a modelagem de TPC, TC e cabo de controle. Com o objetivo de compreender a influência do carregamento dos TIs, as simulações foram baseadas na variação de

cargas resistivas de medição. Não foram considerados aspectos não-lineares na modelagem.

Paralelamente, no Capítulo 5 foram desenvolvidos aplicativos básicos para o cálculo de fluxo de potência e parâmetros de LTs, considerando a existência de medição fasorial sincronizada de tensão e corrente em ambas as extremidades da linha. Para cada aplicativo foram propostos dois métodos de cálculos (chamados de modos) que se distinguiram pela utilização de diferentes variáveis de entrada (fasores de tensão, corrente e parâmetros de linha). Incluíram-se também estudos matemáticos da sensibilidade dos diferentes modos de cálculo dos aplicativos visando à compreensão da influência dos erros sobre a confiabilidade dos resultados gerados e a indicação dos melhores métodos de cálculos para os aplicativos desenvolvidos. Com base nestes estudos, pôde-se construir uma base metodológica para indicar a evidência de erros nos fasores de seqüência positiva em uma LT com ambas as extremidades monitoradas por PMUs.

Encerrando os estudos deste trabalho, apresentou-se no Capítulo 6 a análise de desempenho de casos reais de medição fasorial, cujos resultados basearam-se em registros de medições fasoriais do protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul. A partir destes registros apresentaram-se os resultados provenientes dos cálculos do fluxo de potência e parâmetros de LTs, incluindo-se a análise relacionada à coerência dos resultados obtidos por meio do cálculo da diferença entre os modos de cálculo. Desta forma, puderam-se inferir evidências de presença de erros específicos nas medições, constituindo-se assim em uma metodologia para a detecção de erros fasoriais.

Os transformadores de instrumentos (TIs) caracterizaram-se como principais elementos que exercem influência na exatidão das medidas. A carga conectada aos secundários destes transformadores determina o ponto de operação destes e por conseqüência a exatidão das medições fornecidas. Ainda, existe o aspecto da influência causada pelo cabo de controle, o qual representa uma parcela do carregamento dos TIs, utilizado para disponibilizar o sinal às cargas impostas ao secundário do TI. Logo, justifica-se a importância da avaliação do carregamento dos TIs, através da adequação neles conectados, visando à otimização da qualidade das medidas fasoriais.

Aspectos da curva de magnetização dos transformadores de instrumentos foram analisados, principalmente aqueles relacionados aos TCs. A faixa de variação observada na corrente pode variar de 5% até 2000% da corrente nominal do TC, conforme estabelece as normas técnicas de TCs de proteção. Por sua vez, a faixa de operação do transformador de potencial varia de 90% a 110% da tensão nominal de

linha, evidentemente mais estreita que a do TC. Dessa forma, destaca-se a importância do conhecimento da curva de magnetização do TC para o controle da variação dos erros em condições extremas de medição de corrente. Para tanto, faz-se necessário o acesso a informações precisas de ensaios do TC, visando determinar a curva de magnetização sob uma larga faixa de operação. Entretanto, tais informações não são de fácil acesso e se referem, em sua maioria, a ensaios de saturação do TC. Conseqüentemente, o conhecimento do desempenho do TC para medições de baixos níveis de corrente (menores que 25% da corrente nominal) restringe-se apenas a análises qualitativas. Foi constatado que a utilização de uma carga resistiva pode auxiliar na melhoria da exatidão dos TIs, quando em baixo nível de carregamento, evitando-se assim faixas não-lineares da curva de magnetização. Não foram feitas simulações a respeito deste tópico, pois exigiria o conhecimento preciso de dados de ensaios para baixa tensão de magnetização dos núcleos dos TIs.

Resultados das simulações referentes aos CIs, apresentados no Capítulo 4, apontam para a existência de erros significativos nos fasores de tensão e corrente em condições nominais de operação dos TIs. Em relação aos resultados relacionados à obtenção de medidas de tensão, a simulação indicou a forte influência do cabo de controle sobre o módulo de tensão, quando houver alto carregamento do secundário do TPC (acima de 50% da carga nominal), observando-se erros na ordem de 3% para módulo e 2° para ângulo. Já na saída do TPC (borne), erros menores foram constatados à carga nominal, inclusive próximo da classe de exatidão projetada na modelagem do TPC (classe de 0,6%), observando erros na ordem de 0,7% em módulo. Para níveis de carregamento baixo, as medidas de tensão apresentaram boa exatidão, com valores típicos menores que 0,2% em módulo e 0,3° em ângulo, sendo que a influência do cabo de controle é também menor. Tal comportamento é explicado pela diminuição de corrente que atravessa os enrolamentos secundários do TPC, causando assim uma menor queda de tensão e conseqüentemente promovendo uma maior exatidão das medidas.

No caso dos resultados referentes às simulações de medidas de corrente, observaram-se ordens de erro menores que as de tensão em relação ao módulo, inferiores a 0,2% para carregamento nominal. Entretanto o erro de ângulo mostrou-se alto, acima de 0,5°. O cabo de controle, para todos os níveis de carregamento simulados, não representou influência significativa nos erros. Fato explicado pela natureza da transformação de corrente através das bobinas, uma vez que após atravessar o circuito magnetizante, a corrente do secundário não

encontra outro circuito que possa absorver energia, exceto a própria carga imposta. Resultados das simulações referentes ao carregamento do secundário do TC inferior à metade de sua carga nominal não são confiáveis, uma vez que esta faixa de operação do TC pode apresentar perfil não-linear devido à baixa magnetização do núcleo magnético.

Através do estudo de sensibilidade puderam-se determinar os melhores métodos de cálculo para a utilização nos aplicativos de fluxo de potência e de cálculo de parâmetros. Para o cálculo do fluxo de potência, constatou-se a alta sensibilidade do cálculo das perdas em relação à potência ativa e reativa. A potência ativa mostrou-se robusta a diferentes tipos de erros fasoriais, sendo considerado, deste modo, um valor confiável para utilização como entrada de outros aplicativos. O Modo 1 é indicado para a obtenção da potência ativa. Já para a potência reativa, não se pode indicar qual o melhor modo, visto que cada um apresenta diferentes susceptibilidades aos erros. Para o cálculo das perdas, o Modo 2 é indicado. O Modo 1, no entanto, mostrou-se mais robusto quando realizado o cálculo dos parâmetros.

Resultados oriundos dos registros reais de medição fasorial pelo protótipo de SPMS MedFasee Eletrosul indicaram claramente a presença de erros significativos nos fasores de tensão e corrente. Os diferentes tipos de discordâncias entre os modos de cálculo dos aplicativos de fluxo de potência e parâmetros (diferenças relativas) apresentaram indícios de determinados erros nos módulos e ângulos dos fasores de seqüência positiva referentes aos registros avaliados. A utilização das conclusões dos estudos de sensibilidade forneceu forte auxílio na detecção de erros fasoriais dos casos reais, podendo-se utilizar como uma nova metodologia quando há medição fasorial de tensão e corrente em ambas as extremidades de uma linha.

Uma das alternativas para melhorar a confiabilidade quanto à exatidão das medidas é a utilização de TIs de maior exatidão, normalmente utilizados em medição para supervisão ou faturamento. O conhecimento preciso dos parâmetros de campo, referentes aos elementos dos modelos dos CIs, é essencial para uma correta estimação dos erros nas medidas fasoriais. Destaca-se também a importância da verificação do carregamento dos secundários dos TIs para a garantia da confiabilidade das medições.

O estudo sobre a influência dos CIs na exatidão de SPMS é vasto e necessita de maiores investigações quanto à modelagem e obtenção de dados de campo a respeito dos CIs utilizados para SPMS e, assim, expandindo a aplicabilidade desta tecnologia em diversos aplicativos sensíveis a erros de medição.

O trabalho contribuiu para a elucidação de problemas relacionados à exatidão da medição fasorial, dos quais se encontra um tímido número de publicações abordando este problema. A pesquisa aponta para a necessidade do estudo das instalações em uma subestação, antes da instalação de um SPMS, visando compatibilizar os benefícios esperados com o uso desta tecnologia e o desempenho dos instrumentos de medição existentes em campo.

A avaliação minuciosa dos elementos constituintes dos CIs utilizados para a medição fasorial é vital para a compensação dos erros fasoriais e a confiabilidade dos resultados oriundos destas medidas. Visto o caráter pioneiro deste trabalho, os resultados e conclusões apresentadas apenas exploraram aspectos simples do problema do estudo do erro existente na medição fasorial, limitando-se a simulações lineares em regime permanente e à avaliação de casos reais provenientes de apenas um protótipo de SPMS. Entretanto, espera-se que esta dissertação de mestrado sirva como guia para estudos mais avançados na busca da qualidade das medições de SPMS.

7.1 PRINCIPAIS CONTRIBUIÇÕES

Como principais contribuições do presente trabalho, destacam-se:

- Modelagem e estimação dos erros introduzidos pelos CIs, por meio da simulação linear em regime permanente;
- Metodologias para o cálculo do fluxo de potência e parâmetros de LTs, através de diferentes modos de cálculo;
- Metodologia para a identificação e minimização de erros fasoriais.

7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho destacou a importância da exatidão da medição de módulo e ângulo provinda das atuais instalações encontradas em SEE, visando à utilização de aplicações sensíveis a erros. Entretanto, ainda existe um vasto campo de pesquisas para aprimorar as análises da estimação dos erros inseridos pelos CIs em medições fasoriais. Com o propósito de possibilitar a continuidade das pesquisas sobre o tema, enumeram-se as seguintes sugestões para trabalhos futuros:

- Aplicação de métodos de compensação dos erros fasoriais, introduzidos pelos CIs, com base em estimação de estados;
- Análise de desempenho dos aplicativos de fluxo de potência e parâmetros utilizando-se medições fasoriais oriundas de TIs de maior exatidão, geralmente empregados para supervisão e faturamento;
- Influência das cargas impostas conectadas aos secundários dos TIs, através da modelagem não-linear da curva de magnetização de TCs;
- Levantamento detalhado de todos os elementos construtivos de um CI real para aprimorar a estimativa do erro real nas medições fasoriais, através da utilização de dados de ensaio e coleta de dados de campo. Inclui-se neste trabalho a modelagem e análise de desempenho de transformadores de instrumentos ópticos;
- Aprimoramento da metodologia de detecção de erros com base em fontes de medição de grandezas elétricas, apresentando alta exatidão destas medidas (e.g. medição de supervisão e/ou faturamento).

ANEXOS

Anexo 1

A Nova Geração de Transformadores de Instrumentos para Sistemas de Potência

Os Transformadores de Instrumentos (TIs) atuais estão baseados na conversão eletromagnética de sinais de alta magnitude de tensão e corrente através da acoplagem eletromagnética de bobinas. Entretanto tal tecnologia demanda, em todos os casos, uma corrente de magnetização necessária para manter um fluxo magnético necessário para transformação do sinal, o que causa erros de transformação em magnitude e ângulo nas medições. A exatidão destes transformadores é garantida para faixas de operação estreitas, sofrendo variações não-lineares dos erros para largas excursões de tensão ou corrente.

Um novo conceito de conversão de sinais de alta tensão e corrente é o emprego principalmente de conceitos da física óptica nos TIs. Por não haver necessidade de haver um fluxo magnético fluindo através de um circuito ferro-magnético e, conseqüentemente, inexistência de dispersão do fluxo de energia (e por este motivo, nem corrente de magnetização), a tecnologia óptica apresenta um grande potencial para alcançar menores erros de medição [95].

TPs e TCs convencionais, isolados a óleo, podem causar falhas catastróficas em serviço, por explosão e queima de seu material em caso de curto-circuitos internos. Tais eventos podem pôr em risco a segurança de equipamentos vizinhos na subestação. Os transdutores ópticos¹⁸ estão livres destes problemas e são imunes a interferências eletromagnéticas e saturação (o que possibilita uma larga faixa de operação). Possuem uma larga e homogeneia faixa de frequência, o que dá a estes instrumentos vantagens significativas em relação aos TIs tradicionais [96].

¹⁸ Aplica-se o termo transdutores ópticos ao invés de transformadores, pois estes instrumentos relacionam grandezas de diferente natureza.

PRINCÍPIO DE OPERAÇÃO DO TRANSDUTOR ÓPTICO

Certos materiais como vidros, cristais e plásticos apresentam sensibilidade óptica a campos elétricos e magnéticos e algumas dessas propriedades podem alterar a intensidade de um feixe de luz polarizada que passa através deles, por meio da alteração de sua polarização. Quando um bloco de um material foto-sensitivo é imerso em um campo magnético ou elétrico variante, esse apresenta função polarizadora. Mudanças no campo magnético ou elétrico, no qual o material está imerso, são monitoradas através de um foto detector devido à variação de intensidade do feixe de luz que foi modulado através do bloco polarizador. Deve-se lembrar que uma luz polarizada, através de um material polarizado, tem ultrapassada a componente com a mesma fase do bloco [95].

Diferentes configurações para a utilização da influência da energia elétrica sobre o efeito óptico são utilizadas para determinados tipos de medição. Para medição de corrente é utilizado o campo magnético para modular o material óptico, já na medição de tensão utiliza-se o campo elétrico. A seguir, serão apresentados exemplos de configurações destes transdutores ópticos.

MOCT – MAGNETO OPTIC CURRENT TRANSDUCER

Este transdutor de corrente é baseado no efeito magneto-óptico de Faraday. Tal efeito explica a rotação de um plano de polarização de um feixe linear de luz em certos materiais que se tornam ativos quando imersos em um campo magnético. Se a direção do campo magnético e a propagação da luz coincidirem, o ângulo de rotação será proporcional à densidade do fluxo magnético. A Figura A1 abaixo ilustra como é dada a instalação do MOCT na linha de transmissão [78].

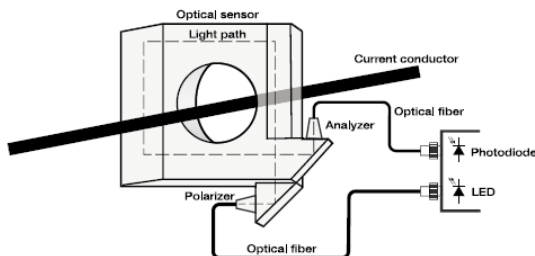


Figura A1: Esquema de funcionamento do transdutor de corrente óptico MOCT.

Neste transdutor, o material foto-sensível envolve a linha de transmissão e por ele passa um feixe de luz emitido pelo diodo foto-emissor. Este feixe de luz é filtrado por um polarizador que, após

percorrer o material imerso em um campo magnético variável criado pelo fluxo de corrente na linha, é recebido por um diodo foto sensível que repassará a informação de intensidade luminosa para um analisador.

EOVT – *ELECTRO OPTIC VOLTAGE TRANSDUCER*

Diferentemente do MOCT, o EOVT (transdutor de tensão óptico-elétrico) utiliza o campo elétrico para modular o feixe de luz que passa através do material foto-sensível, utilizando o efeito Pockels. Este efeito ocorre em materiais cristalinos que exibem bi-refração quando imerso em campo magnético. A luz linearizada e polarizada propagando paralelamente ao campo elétrico no material cristalino sofrerá retardo de fase entre seus componentes de eixo rápido e lento [78].

O esquema básico do EOVT é ilustrado na Figura A 2. Entre as duas placas que estabelecem o campo elétrico, nelas aplicadas respectivamente a alta tensão e o terra, localiza-se o material cristalino o qual sofre influência desse campo. Um feixe de luz polarizada entra pelo lado da placa inferior, atravessando o material cristalino paralelamente ao campo elétrico. Ao alcançar a placa de alta tensão, o feixe retorna para a placa aterrada através de um prisma. Na saída, a luz é dividida em duas componentes em quadratura (fase deslocada em 90°), as quais são transmitidas de volta para um dispositivo eletrônico, onde serão convertidas em sinal elétrico. Estes dois sinais fornecem informação suficiente para reconstruir a forma de onda e magnitude do sinal de tensão através de um processamento digital de sinais. A tensão obtida é então amplificada para atingir a tensão no secundário nominal e alimentar as cargas conectadas ao secundário [78].

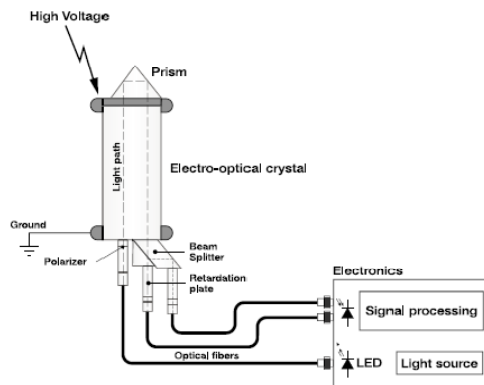


Figura A 2: Esquema de funcionamento do transdutor de tensão óptico EOVT [78].

FOCT – FIBER OPTICAL CURRENT TRANSFORMER

Uma tecnologia ainda mais recente, baseada nos mesmos princípios do MOCT, o FOCT (transdutor de corrente por fibra óptica) utiliza fio de fibra óptica, na forma de várias espiras em paralelo ao redor da linha de transmissão, para criar o circuito ótico o qual sofrerá interferência do campo eletromagnético no que diz respeito à sua propriedade de polarização (efeito de Faraday). A Figura A 3 apresenta um esquema básico de seu funcionamento. A estratégia é utilizar várias espiras, o que aumenta a sensibilidade e a faixa dinâmica do TC, disponibilizando-o para ambos os serviços de medição e proteção [78].

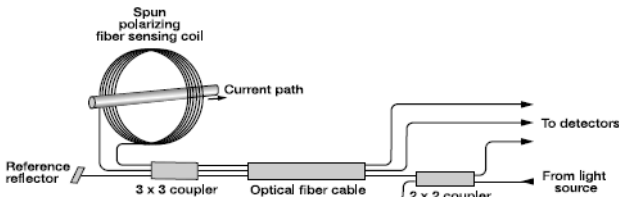


Figura A 3: Esquema de funcionamento do transdutor de corrente óptico FOCT [78]

TRANSDUTOR DE CORRENTE BASEADO NO EFEITO HALL

Diferentemente dos outros transdutores citados, o transdutor de corrente baseado no efeito Hall utiliza as propriedades de um material semiconductor o qual sofre ação de um campo magnético gerado pela linha de transmissão. Este transdutor também é sensível a correntes contínuas. Resumidamente, a tensão gerada pelo efeito Hall é diretamente proporcional ao campo magnético gerado pela corrente a ser medida [95]. O efeito Hall é a produção de uma diferença de tensão (a tensão de Hall) ao longo de um condutor elétrico, transversal a uma corrente elétrica que passa ao longo de um semiconductor e um campo magnético perpendicular a esta corrente. A Figura A 4 ilustra o princípio de funcionamento desse transdutor.

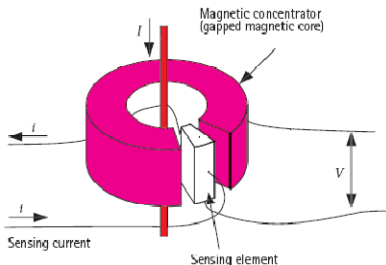
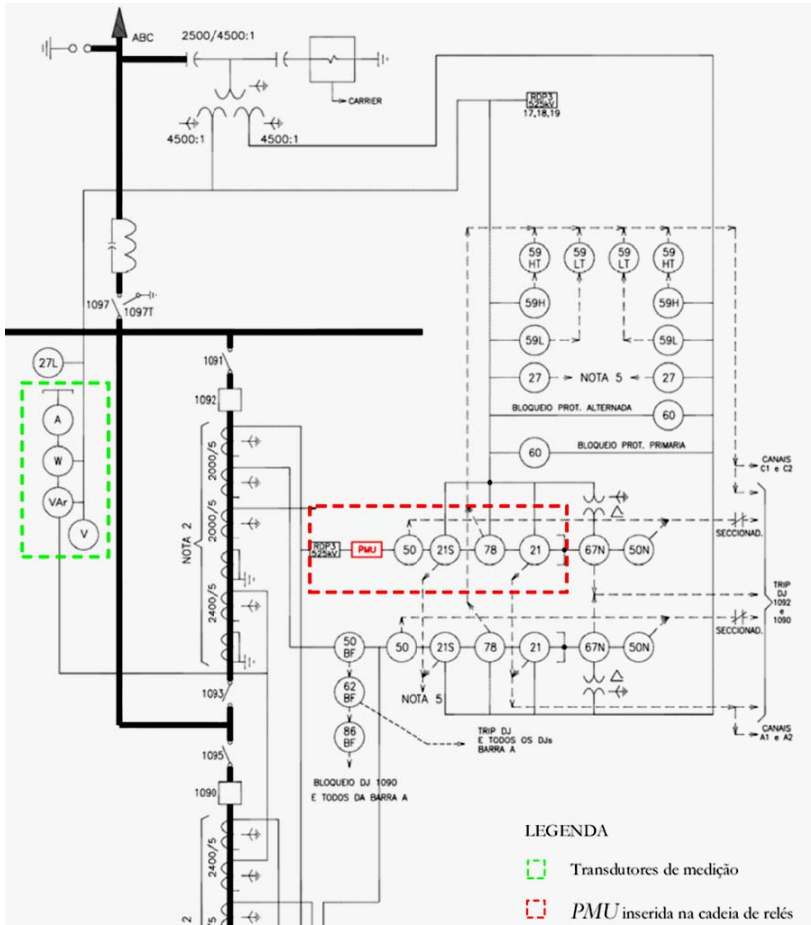


Figura A 4: Conceito de funcionamento do transdutor de corrente baseado no efeito Hall [95].

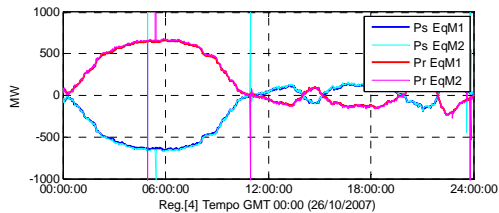
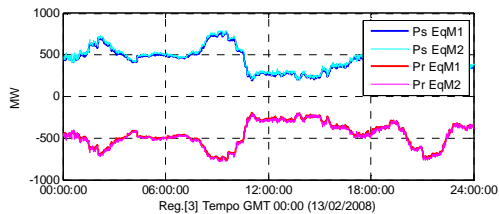
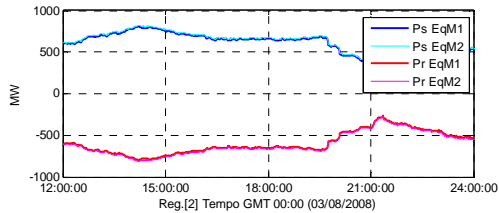
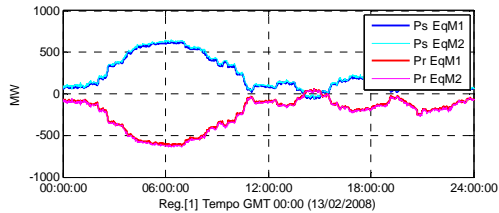
Anexo 2

Diagrama Unifilar da SE 525 kV Ivaiporã (Eletrosul)

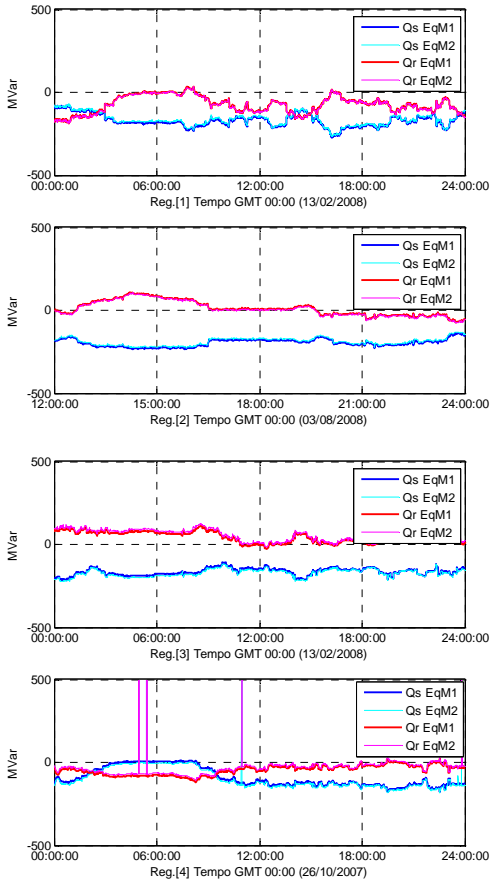


Anexo 3

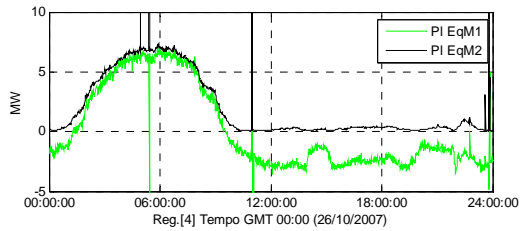
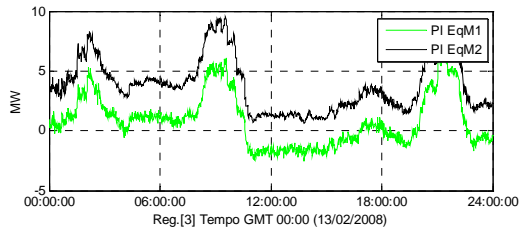
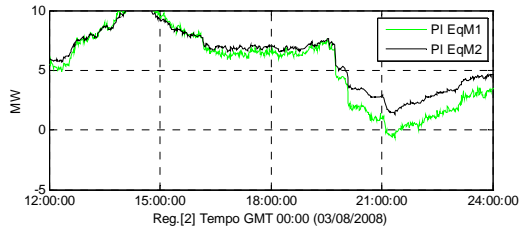
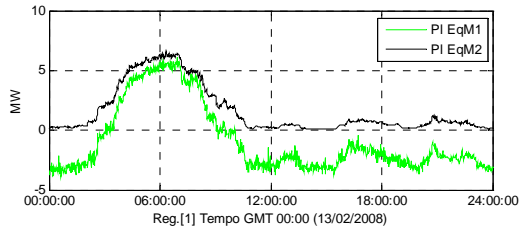
Resultados dos Aplicativos para Casos Reais de Medição Fasorial



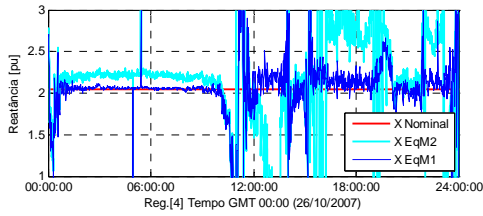
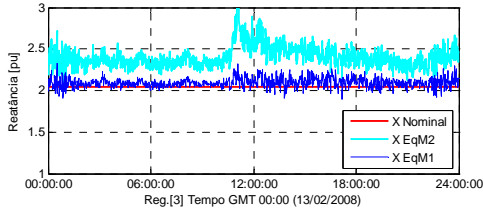
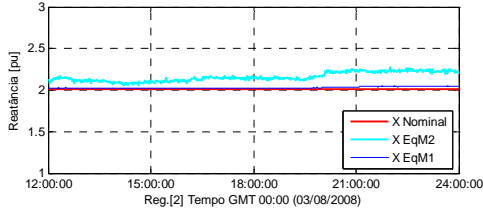
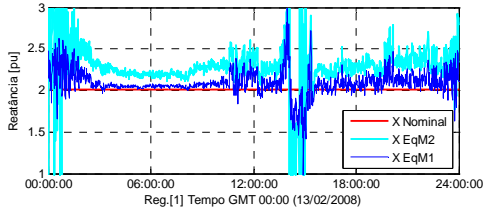
Fluxo de potência ativa referente aos registros de SPMS.



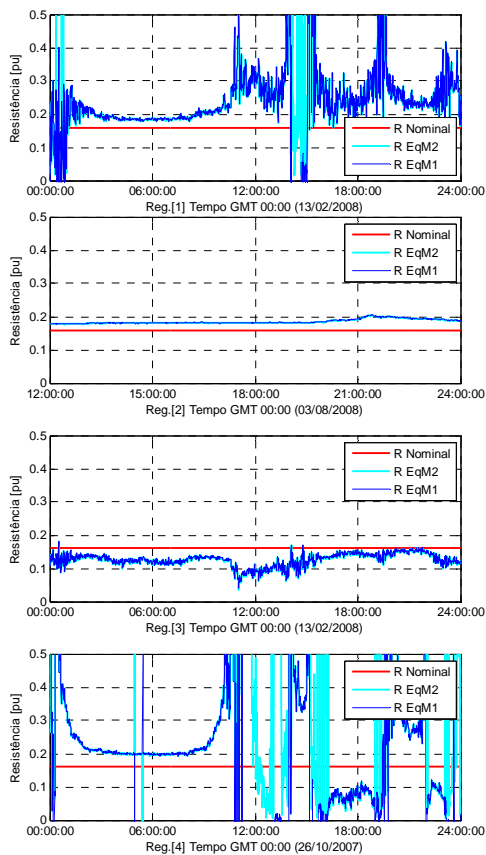
Fluxo de potência reativa referente aos registros de SPMS.



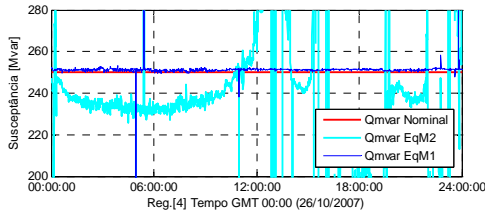
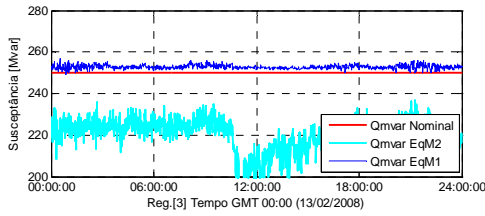
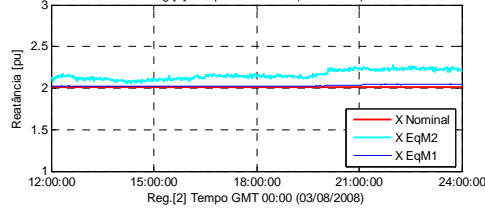
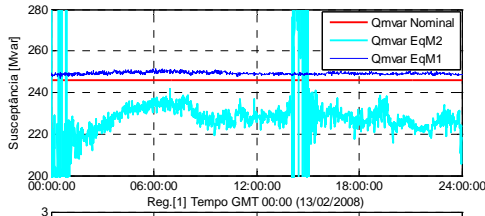
Resultados do cálculo das perdas.



Cálculo da reatância de seqüência positiva.



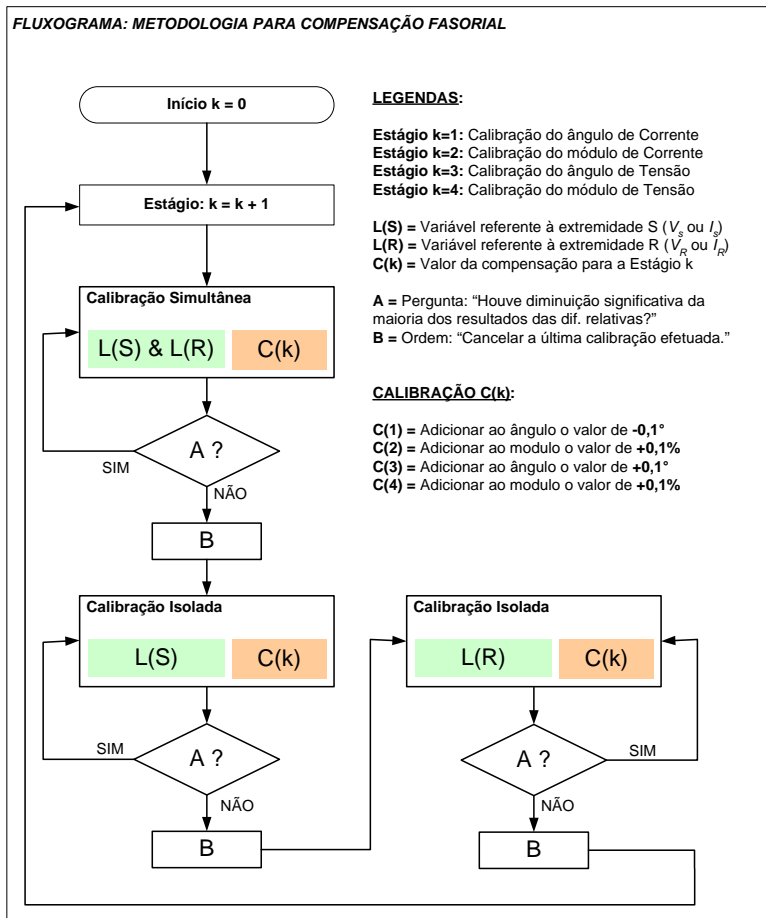
Cálculo da resistência de seqüência positiva.



Cálculo da reatância de seqüência positiva.

Anexo 4

Fluxograma da Metodologia para Compensação Fasorial



REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] DECKER, I. C.; DOTTA, D.; AGOSTINI, M. N. et al. "Installation and Monitoring Experiences of the First Synchronized Measurement System in the Brazilian National Grid". *IEEE PES Transmission and Distribution Conference*, Bogotá, Colombia, 2008.
- [2] MAYER, B. T. "Estudo da Tecnologia de Medição Fasorial Sincronizada e seus Impactos no Sistema Elétrico da Eletrosul". *Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização*, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, 2006.
- [3] CHAKRABARTI, S.; KYRIAKIDES, E. "PMU Measurement Uncertainty Considerations in WLS State Stimulation". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, pp. 1062-1071, 2009.
- [4] DECKER, I. C.; DOTTA, D.; BETTIOL, A. L. et al. "Phasor Measurement Development and Applications in Brasil". *1st International Conference on Electrical Engineering - CEE*. Coimbra, Portugal, Outubro, 2005.
- [5] SILVA, E. L. "Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica", 1a Edição. Editora Sagra Luzzatto, Porto Alegre, 2001.
- [6] LEITES, R. A. C. "Processamento de Medidas Fasoriais de Tensão e Corrente na Estimação de Estados em Sistemas de Potência". *Dissertação de Mestrado*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, 2010.
- [7] NOVOSEL, D.; VU, K.; CENTENO, V. et al. "Benefits of Synchronized-Measurement Technology for Power-Grid Applications". *Proceedings of the 40th Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, 2007.
- [8] DECKER, I. C.; AGOSTINI, M. N.; MEYER, B. T. et al. "Estudo e Avaliação do Desempenho de um Protótipo de Sistema de Medição Fasorial Sincronizada Instalado no Sistema de Transmissão da Eletrosul". *XX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Recife, 2009.
- [9] EHRENSPERGER, J. G. "Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica". *Dissertação de*

- Mestrado*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, 2004.
- [10] THORP, J. S.; PHADKE, A. G.; KARIMI, K. J. “Real Time Voltage-Phasor Measurements for Static State Estimation”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1985.
- [11] PHADKE, A. G.; THORP, J. S. “History and Applications of Phasor Measurements”. *IEEE Power Systems Conference and Exposition*, Atlanta, USA, 2006.
- [12] HUANG, Z.; KOSTEREV, D.; GUTTROMSON, R. G. et al. “Model Validation with Hybrid Dynamic Simulation”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Piscataway, NJ, 2006.
- [13] MELIOPOULOS, A. P.; MADANI, V.; NOVOSEL, D. et al. “Synchrophasor Measurement Accuracy Characterization”. *North American Synchrophasor Initiative (NASPI)*, 2007.
- [14] PARASHAR, M.; DYER, J.; BILKE, T. “EIPP Real-Time Dynamics Monitoring Systems”, *Electric Power Group*, 2005.
- [15] “Perturbação no SIN Dia 10/11/2009 às 22h13min”. *Operador Nacional do Sistema (ONS)*, Rio de Janeiro, 2009.
- [16] DOTTA, D.; SILVA, A. S.; DECKER, I. C. “Power System Small-Signal Angular Stability Enhancement using Synchronized Phasor Measurements”. *IEEE Power System Society General Meeting*, Tampa, USA, 2007.
- [17] SKOK, S.; IVANKOVIC, I.; CERINA, Z. “Applications Based on PMU Technology for Improved Power System Utilization”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2007.
- [18] SANTOS, M. M. “Análise da Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Usando Dados de Medição Fasorial Sincronizada”. *Dissertação de Mestrado*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, 2008.
- [19] MELIOPOULOS, A. P. S.; COKKINIDES, G. J.; FARDANESH, B. et al. “Eastern Interconnection Phasor Project - Part 1: Targeted Applications: Raw Data Utilization”. *Eastern Interconnection Phasor Project (EIPP)*, 2005.
- [20] PHADKE, A. G. “The Wide World of Wide-Area Measurement”. *IEEE Power & Energy Magazine*, 2008.
- [21] DECKER, I. C.; DOTTA, D.; AGOSTINI, M. N. “Performance of a Synchronized Phasor Measurements System in the Brazilian Power System”. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, 2006.

-
- [22] XIE, X.; XIN, Y.; XIAO, J. et al. "WAMS Applications in Chinese Power Systems". *IEEE Power & Energy Magazine*, Jan/Feb, 2006.
- [23] YAN, L.; XIAOXIN, Z.; JINGYANG, J. "A New Algorithm for Distributed Power System State Estimation Based on PMUs". *International Conference on Power System Technology*, 2006.
- [24] CHEN, F.; HAN, X.; PAN, Z. et al. "State Estimation Model and Algorithm Including PMU". *DRPT2008*, Nanjing, China, 2008.
- [25] KREFTA, G. F. "Avaliação da Inclusão de Unidades de Medição Sincrofásorial na Estimação de Estados de Sistemas Elétricos de Potência". *Dissertação de Mestrado*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFPR, Curitiba, 2008.
- [26] LARSSON, M.; KORBA, P.; ZIMA, M. "Implementation and Application of Wide-area monitoring systems". *Power Engineering Society General Meeting*, Tampa, USA, 2007.
- [27] KHATIB, A. R.; NUQUI, R. F.; INGRAM, M. R. et al. "Real-time Estimation of Security from Voltage Collapse Using Synchronized Phasor Measurements". *Power Engineering Society General Meeting*, 2004.
- [28] MARTINEZ, E.; JUÉREZ, N.; GUZMÁN, A. et al. "Using Synchronized Phasor Angle Difference for Wide-Area Protection and Control". 2006.
- [29] "Wide Area Monitoring and Control for Transmission Capability Enhancement". *Cigré Report 330*, 2007.
- [30] HU, Y.; NOVOSEL, D. "Challenges in Implementing a Large-Scale PMU System". *International Conference on Power System Technology*, 2006.
- [31] DECKER, I. C.; AGOSTINI, M. N.; MEYER, B. T. "Experiências da Instalação e Monitoramento do Primeiro Sistema de Medição Fasorial Sincronizada Instalado no Sistema Interligado Nacional". *IX Seminário Técnico de Proteção e Controle*, Belo Horizonte, 2008.
- [32] BETTIOL, A. L.; LIRA, R.; DECKER, I. C. et al. "Localização de Faltas em Linhas de Transmissão Usando Medição Fasorial Sincronizada". *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba, 2005.
- [33] BENETTI, M. A. "Utilização de Medição Fasorial Sincronizada em Metodologias de Localização de Faltas em Linhas de Transmissão". *Dissertação de Mestrado*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, 2009.
- [34] BEGOVIC, M.; NOVOSEL, D.; DJOKIC, B. "Issues Related to the Implementation of Synchrophasor Measurements".

- Proceedings of the 41st Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, EUA, 2008.
- [35] DAGLE, J. E. “North American SynchroPhasor Initiative”. *Proceedings of the 41st Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, EUA, 2008.
- [36] “Capacidade Instalada de Energia Elétrica na China”. *Site da Embaixada da China no Brasil* (<http://br.china-embassy.org/por/szxw/t399356.htm>), acessado em 01/03/2010.
- [37] MIN, Y. “Phasor Measurement Applications in China”. *IEEE Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2002.
- [38] WU, J.; ZHOU, J.; ZHANG, D. et al. “PMU Standard of China”. *IEEE Asia Pacific Conference on Circuits and Systems*, 2008.
- [39] MORAES, R. M.; VOLSKIS, H. A. R. “Sistema de Medição Sincronizada de Fasores no SIN”. 2007.
- [40] MORAES, R. M.; VOLSKIS, H. A. R.; HU, Y. et al. “PMU Performance Certification Test Process for WAMPAC Systems”. *Study Committee B5 Colloquium*, Jeju Island, Korea, 2009.
- [41] VU, K; HU, Y.; AVRAMOVIĆ, B. et al. “ONS ESTAL PMU Project Reports - Economical Gains Through the Use of Phasor Measurements in System Operations”. *KEMA*, Raleigh, USA, 2006.
- [42] MORAES, R. M.; VOLSKIS, H. A. R. “Challenges for Large-Scale PMU Application for the Brazilian Interconnected Power System”. *Monitoring of Power System Dynamics Performance*, Saint Petersburg, 2008.
- [43] MORAES, R. M.; VOLSKIS, H. A. R. “Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN”. *Cigré*, Florianópolis, 2007.
- [44] MELIOPOULOS, A. P. S.; GALVAN, F.; FARDANESH, B. “GPS-Synchronized Data Acquisition: Technology Assessment and Research Issues”. *Proceedings of the 39th Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, USA, 2006.
- [45] MELIOPOULOS, A. P. S.; COKKINIDES, G. J.; GALVAN, F. “Delivering Accurate and Timely Data to All”. *IEEE Power & Energy Magazine*, 2007.
- [46] MELIOPOULOS, A. P. S.; COKKINIDES, G. J.; GALVAN, F. et al. “Advances in the SuperCalibrator Concept - Practical Implementations”. *Proceedings of the 40th Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, USA, 2007.
- [47] SLOMOVITZ, D. “Electronic System for Increasing the Accuracy of In-Service Instrument-Current Transformers”. *IEEE*

-
- Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 52, 2003.
- [48] XU, Q; REFSUM, A.; WATSON, R. "Application of External Compensation to Current Transformers". *IEEE Proceedings - Science, Measurement and Technology*, 1996.
- [49] "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems", C37.118, 2005.
- [50] TEODORO, F. H. "Estudo e Avaliação do Desempenho de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada". *Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização*, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, UFSC, Florianópolis, 2007.
- [51] MIRANDA, A. L. L.; SILVA, A. B. "Cálculo de Fasores com Taxas Não Múltiplas da Frequência Fundamental". *VII Seminário Técnico de Proteção e Controle*, Rio de Janeiro, 2003.
- [52] SCHWEITZER III, E. O. "Filtering for Protective Relays". *Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference*. Atlanta, USA, 1993.
- [53] SACHDEV, M. S.; NAGPAL, M. "A Recursive Least Error Squares Algorithm for Power System Relaying and Measurement Applications". *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, 1991.
- [54] GUO, Y.; KEZUNOVIC, M.; CHEN, D. "Simplified Algorithms for Removal of the Effect of Exponentially Decaying DC-Offset on the Fourier Algorithm". *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, 2003.
- [55] MADANI, V.; NOVOSEL, D. "Guidelines for Synchronization Techniques Accuracy and Availability". *North American Synchronized Phasor Initiative (NASPI)*, 2008.
- [56] "Global Positioning System". *U. S. Government* (<http://www.gps.gov>). Acessado em 01/10/2009.
- [57] DEPABLOS, J.; CENTENO, V.; PHADKE, A. G. et al. "Comparative Testing of Synchronized Phasor Measurement Units". *Power Engineering Society General Meeting*, 2004.
- [58] HUANG, H.; KASZTENNY, B.; MADANI, V. et al. "Performance Evaluation of Phasor Measurement Systems". *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Pittsburgh, EUA, 2008.

- [59] "Sistema de Medição Fasorial Sincronizada com Aplicações em Sistemas de Energia Elétrica - MedFasee," *Relatório Técnico Final*, LabPlan/UFSC, Florianópolis, 2002.
- [60] HU, Y.; CENTENO, V.; ARAÚJO, C. "Projeto do SMF do ONS - Especificação do Concentrador de Dados de Subestações (SPDC)," *Relatório*, KEMA, 2006.
- [61] MYRDA, P.; GEHRS, M.; GUNTHER, E. et al. "EIPP Data Management Task Team Architecture". *Proceedings of the 40th Hawaii International Conference on System Sciences*, Hawaii, USA, 2007.
- [62] LI, G.; WANG, S. R.; CHENG, S. J. "Real-time Communication in a Synchronous States Monitoring System for Wide Area Power Systems," *Power System Technology*, vol. 28, pp. 39-43, 2004.
- [63] IEEE, "Standard for Synchrophasors for Power Systems ". IEEE 1344-1995, 1995
- [64] "PMU System Testing and Calibration Guide". *North American SynchroPhasor Initiative (NASPI), Performance and Standart Task Team*. Relatório técnico, 2007.
- [65] "RPV-310 Registrador Digital de Perturbações Multifunção Modular" . *Reason Tecnologia* (<http://www.reason.com.br/suporte/images/datasheets/rpv310-datasheet-pt.pdf>), acessado em 01/10/2009.
- [66] GUO, Y.; KEZUNOVIC, M.; CHEN, D. "Simplified Algorithms for Removal of the Effect of Exponentially Decaying DC-Offset on the Fourier Algorithm," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, 2003.
- [67] MARTIN, K.; HAUER, J. F.; FARIS, T. J. "PMU Testing and Installation Considerations at Bonneville Power Administrations" *IEEE Power Society General Meeting*, 2007.
- [68] HAUER, J. F.; MITTELSTADT, W. A.; MARTIN, K. E. et al. "Integrated Monitor Facilities for the Western Power System: WAMS Analysis in 2005". *Annual report of the WECC Disturbance Monitoring Work Group*, 2005.
- [69] HU, Y. "ONS PMU Certification Test Report". *Relatório Técnico*. Quanta Technology, 2009.
- [70] KANG, H.; EDWARDS, A. "A methodology for specifying, evaluation and testing of a Wide Area Monitoring System and Applications". *Study Committee B5 Colloquium*, Jeju Island, Korea, 2009.

-
- [71] AGOSTINI, M. N. "Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada". *Curso sobre Medição Fasorial: Teoria e Prática*, Florianópolis, 2007.
- [72] "openPDC", *Tennessee Valley Authority*, <http://openpdc.codeplex.com/>, acessado em 10/02/2010.
- [73] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. "Procedimentos de Rede - Submódulo 12.2: Instalação do sistema de medição para faturamento". http://www.ons.com.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_12/Submodulo%2012.2_Rev_1.0.pdf, acessado em 01/10/2009.
- [74] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. "Procedimentos de Rede - Submódulo 2.7: Requisitos de telesupervisão para a operação", http://www.ons.com.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_2/Submodulo%202.7_Rev_1.0.pdf, acessado em 01/10/2009.
- [75] ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. "Procedimentos de Rede - Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações", http://www.ons.com.br/download/procedimentos/modulos/Modulo_2/Submodulo%202.6_Rev_1.0.pdf, acessado em 01/10/2009.
- [76] KINDERMANN, G. "Proteção de Sistemas Elétricos de Potência". Volume 1, 2ª Edição, Edição do autor, Florianópolis, 2005.
- [77] PAJUELO, E.; RAMAKRISHNA, G.; SACHDEV, M. S. "Phasor estimation technique to reduce the impact of coupling capacitor voltage transformer transients" *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 2, pp. 588-599, 2008.
- [78] ABB "Outdoor Instrument Transformers," *Application Guide*, 2005.
- [79] "IEEE Standart Requirements for Instrument Transformers," C57.13-2008, 2008.
- [80] HUANG, H.; KASZTENNY, B.; MADANI, V. et al. "Performance Evaluation of Phasor Measurement Systems (Panel)". *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, EUA, 2008.

- [81] IEC, "IEC 60044-1 Instrument transformers - Part 1: Current transformers". 2003.
- [82] ABNT, "Transformador de Corrente". NBR6856, 1992.
- [83] IEC. "IEC 60044-2 Instrument Transformers - Part 2: Inductive Voltage Transformers". 60044-2, 2003.
- [84] LOCCI, N.; MUSCAS, C. "A Digital Compensation Method for Improving Current Transformer Accuracy". *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2000.
- [85] LUCAS, J. R.; MCLAREN. P. G.; KEERTHIPALA. W. W. L. et al. "Improved Simulation Models for Current and Voltage Transformers in relay Studies," *Transactions on Power Delivery*, vol. 7, 1992.
- [86] PHADKE, A. G.; THORP, J. S.; NUQUI, R. F. et al. "Recent Developments in State Estimation with Phasor Measurements". *IEEE Power Systems Conference and Exposition, 2009*, IEEE/PES, 2009.
- [87] TZIOUVARAS, D. A.; MCLAREN, P.; ALEXANDER, G. et al. "Mathematical Models for Current, Voltage and Coupling Capacitor Voltage Transformers". *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, 2000.
- [88] NAODOVIC, B. "Influence of Instrument Transformers on Power System Protection". *Dissertação de Mestrado*, Texas A&M University, USA, 2005.
- [89] FERNANDES JR, D. "Modelo de Transformadores de Potencial Capacitivos para Aplicação em Sistemas de Energia Elétrica". *Relatório Técnico*. Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Outubro de 2004, 2004.
- [90] "NBR 7289: Cabos de controle com isolamento extrudada de PE ou PVC para tensões até 1 kV – Requisitos de desempenho", 2000.
- [91] ZARCO, P.; EXPÓSITO, A. G. "Power System Parameter Estimation: A Survey". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, pp. 216-222, 2000.
- [92] WILSON, R. E.; ZEVENBERGER, G. A.; MAH, D. L. et al. "Calculation of Transmission Line Parameters from Synchronized Measurements". *Electric Machines and Power Systems*, pp. 1269-1278, 1999.
- [93] KUSIC, G. L. "Parameters for Three-Phase Transmission Lines". *Sixth International Symposium Nikola Tesla*, Belgrado, Servia, 2006.

-
- [94] SAADAT, H. "Power System Analysis", Segunda edição, editora Mc Graw Hill, 2002.
- [95] AREVA. "Current and Voltage Transformers". 2010
- [96] ARIFIAN, A.; IBRAHMIM, M.; MELIOPOULOS, A. P. S. et al. "Optic Technology Monitors HV Bus". *Transmission and Distribution Magazine*, 1997.
- [97] COSTA, A. S.; MEYER, B. T.; DECKER, I. C. "Análise dos Benefícios de Medições Fasoriais Sincronizadas Quanto ao Desempenho da Estimação de Estados em Sistemas de Potência". *XVII Congresso Brasileiro de Automática*, Juiz de Fora, 2008.
- [98] MORAES, R. M. "Sincrofasores em Sistemas de Potência: Aplicações na Estimação de Estado". *Tese de Doutorado*. Programa de Pós-Graduação do Instituto de Computação da Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2009.
- [99] DE MEDEIROS Fº, S. "Medição de Energia Elétrica". LTC – Livros Técnicos e Científicos, Editora S.^a, Rio de Janeiro, 1997.
- [100] ZHOU, M. "Advanced System Monitoring with Phasor Measurements". *Tese de Doutorado*. Virginia Polytechnic Institute and State University, USA, 2008