

Pedro César Cordeiro Vieira

ESTUDO DO DESEMPENHO DE CANAIS DE  
INSTRUMENTAÇÃO PARA A MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE  
FASORES

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

Florianópolis  
2014

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

Vieira, Pedro César Cordeiro

Estudo do Desempenho de Canais de Instrumentação para a Medição Sincronizada de Fasores / Pedro César Cordeiro Vieira ; orientador, Ildemar Cassana Decker - Florianópolis, SC, 2014.

198 p.

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

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Medição Fasorial Sincronizada. 3. Canal de Instrumentação. 4. Erro de Medição Fasorial. I. Decker, Ildemar Cassana. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Pedro César Cordeiro Vieira

ESTUDO DO DESEMPENHO DE CANAIS DE  
INSTRUMENTAÇÃO PARA A MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE  
FASORES

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

Florianópolis, 25 de fevereiro de 2014.

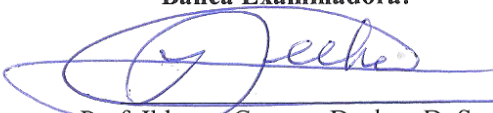


---

Prof. Patrick Kuo-Peng, Dr.

Coordenador do Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**



---

Prof. Ildemar Cassana Decker, D. Sc.

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



---

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

Universidade Federal Fluminense



---

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

Universidade Federal de Santa Catarina



---

Prof. Daniel Dotta, D. Eng.

Instituto Federal de Santa Catarina



*A Deus que sempre ilumina o meu caminho  
Aos meus Pais César e Maria Elena pelo amor, carinho e dedicação  
empenhados.  
Aos meus irmãos Eduardo, Larissa, Beto e Alexandre pelo carinho, e  
companheirismo, durante toda a minha vida.  
Aos meus avós paternos Áurea e Oscar pelo carinho e afeto.  
Aos meus Avós maternos Ildete e Isaias, que onde estiverem, sei que  
estão olhando por mim.  
A minha noiva Grazielle pelo amor dedicado à mim, tornando meus dias  
mais felizes.  
Enfim, ao meu bem mais precioso: minha família.*



## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço inicialmente a Deus, por sempre me guiar no caminho da vida, abrindo portas de grandes oportunidades, e tomadas de decisão, me fornecendo saúde e sabedoria.

Agradeço a toda minha família, pais, irmãos, avós, sobrinhos e noiva, por me proporcionarem o amor e alegria incondicionais, em todos os momentos. Sem o seu apoio e estímulo jamais teria alcançado este ponto importante da minha vida.

Ao meu orientador prof. Ildemar Decker, por ter acreditado no meu potencial, e contribuído para a realização deste trabalho.

Ao prof. Daniel Dotta do IFSC, pelo convite para a participação no Projeto MedFasee, o qual foi crucial para que eu atingisse esta etapa da minha carreira.

A todos os amigos do LabPlan pelo companheirismo durante a vida acadêmica e que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho. Em especial aos colegas do Projeto MedFasee: Marcelo Neujahr Agostini, Valmor Zimmer, Fábio Mantelli, Rodolfo Bialecki Leandro, Paulo André Sehn da Silva, Marcelo Azevedo Benetti, Thiago Jeremias e Geyson Brustolin.

À Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) pelo apoio no âmbito do projeto de Pesquisa de Desenvolvimento PD-0068-0032/2012.

A todas as pessoas que depositaram confiança em mim.





## RESUMO

Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada constituem uma ferramenta que permite o monitoramento em tempo real da dinâmica dos sistemas elétricos de potência. Aplicações que fazem uso de sincrofasores podem ser sensíveis aos erros de medição. Desta maneira, as normas aplicáveis à medição fasorial exigem elevados requisitos de exatidão e desempenho por parte dos equipamentos de medição. Entretanto, o erro fasorial total em uma instalação de medição de fasores é consequência não só da unidade de medição, mas de toda a cadeia de instrumentos, denominada Canais de Instrumentação, cuja finalidade é adequar os sinais de tensão e corrente para patamares mensuráveis, e transportar esses sinais até os instrumentos de medição. Neste trabalho é investigada a influência produzida pelos Canais de Instrumentação nos erros de medição, do ponto de vista da tecnologia de medição fasorial sincronizada. Para tanto são discutidos os aspectos de exatidão que abrangem todos os equipamentos que compõem um Canal de Instrumentação típico, incluindo a própria unidade de medição fasorial. É realizada a correlação dos conceitos adotados pelas normas, e proposto um índice de avaliação do erro fasorial global, que incorpora a contribuição de todos os equipamentos. Em seguida é feita a modelagem dos equipamentos do Canal de Instrumentação. Através desta modelagem são realizadas diversas simulações computacionais, com o intuito de verificar a magnitude dos erros fasoriais, presentes em uma instalação de medição fasorial. Estas simulações são realizadas nas condições nominais de operação dos equipamentos, nas condições de testes de regime permanente e regime dinâmico exigidas pela norma de medição fasorial, e durante eventos reais observados no sistema elétrico brasileiro. Os resultados obtidos mostram que as atuais normas aplicadas a CI permitem erros fasoriais muito superiores aos exigidos pela norma de medição fasorial. Além disso, os resultados de simulação mostram que os CI podem provocar erros fasoriais elevados, principalmente quando submetidos a condições onde os parâmetros do sinal de entrada (tensão e corrente) estão fora dos seus valores nominais.

**Palavras-chave:** medição fasorial sincronizada, canal de instrumentação, transformador de corrente, transformador de potencial, erro fasorial, *Total Vector Error* (TVE).



## ABSTRACT

Synchronized Phasor Measurement Systems represent a useful tool on real time monitoring of power systems dynamics. Applications that use synchrophasors may be sensitive to measurement errors. Thus, the phasor measurement standards require high accuracy levels from measurement equipments. However, the total phasor error on a phasor measurement installation is not caused only by the measurement unit, but by the entire instruments network, called Instrumentation Channel. The Instrumentation Channel function consists in adjusting the voltage and current signals to measurable levels, and transport these signals to the measurement instruments. In this work, the influence of Instrumentation Channels on measurement errors is investigated, from the point of view of synchronized phasor measurement technology. For that purpose, the accuracy aspects that cover all the equipments which compose a typical Instrumentation Channel are analyzed, including the phasor measurement unit itself. The concepts used by the standards are correlated and then an evaluation index for the global phasor error, that incorporates all equipment contribution, is proposed. After that, the modelling of Instrumentation Channel equipments is developed. Through this modelling, many computational simulations are performed, in order to verify the magnitude of phasor errors, present in a phasor measurement installation. These simulations are performed on nominal operation conditions, on test conditions of steady state and transient required by phasor measurement standard, and during real events observed on the Brazilian Interconnected Power System. The results show that the current standards, applied to Instrumentation Channels, allow phasor errors much higher than those required by the phasor measurement standard. Furthermore, the simulation results show that the instrumentation channels may produce high phasor errors, especially when facing conditions where the parameters of the input signal (voltage and current) are different from their nominal values.

**Keywords:** synchronized phasor measurement, instrumentation channel, current transformer, voltage transformer, phasor error, Total Vector Error (TVE).



## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Representação fasorial do sinal .....	34
Figura 2.2 - Representação de sincrofasores. ....	35
Figura 2.3 - Variação do ângulo do sincrofasor provocada pelo desvio de frequência. ....	35
Figura 2.4 - Arquitetura básica de SPMS.....	37
Figura 2.5 - Categorias de aplicações de SPMS.....	38
Figura 2.6 - SPMS MedFasee BT. ....	45
Figura 2.7 - Sistema SPMS CTEEP .....	47
Figura 3.1 - Estrutura de Típica de Canais de instrumentação.....	50
Figura 3.2 - Transformador de potencial indutivo.....	53
Figura 3.3 - Estrutura básica de um transformador de potencial capacitivo .....	53
Figura 3.4 - Transformador de potencial capacitivo. ....	54
Figura 3.5 - Paralelogramo de exatidão de TP. ....	55
Figura 3.6 - Limites de erros de TP Segundo o padrão IEC.....	56
Figura 3.7 - Transformadores de corrente. ....	58
Figura 3.8 - Curva de magnetização.....	59
Figura 3.9 - Paralelogramo de exatidão do TC.....	61
Figura 3.10 - Funcionamento de um TC óptico. ....	65
Figura 3.11 - Funcionamento de um TP óptico.....	65
Figura 3.12 - Compensação dos erros via estimação de estados. ....	67
Figura 3.13 - Arquitetura básica de uma PMU.....	70
Figura 3.14 - Representação do limite de TVE. ....	72
Figura 3.15 - Representação do TVE em relação aos erros de magnitude (a) e de fase (b).....	73
Figura 3.16 - Representação tridimensional do TVE .....	74
Figura 3.17 - Aplicação do TVE Global .....	76
Figura 3.18 - Representação fasorial para a correlação do TVE com FCR .....	77
Figura 3.19 - TVE x FCR – TP .....	80
Figura 3.20 - TVE x FCR – TC.....	80
Figura 4.1 - Modelo adotado para o TPC.....	86
Figura 4.2 – (a) Modelo de circuito supressor de ferroressonância. (b) Circuito equivalente do CSF. ....	88
Figura 4.3 - Modelo adotado para o TC .....	90
Figura 4.4 - Curvas de magnetização dos TC.....	92
Figura 4.5 - Modelagem do cabo de controle.....	93
Figura 4.6 - Parâmetros do cabo de controle fornecidos pelo LCC.....	95
Figura 4.7 - Modelo de CI de medição de tensão.....	96

Figura 4.8 - Resposta em frequência do TPC(1) segundo o autor. ....	99
Figura 4.9 - Resposta em frequência do TPC(1) obtida através da modelagem desenvolvida .....	99
Figura 4.10 - Modelo de CI de medição de corrente.....	100
Figura 4.11 - Resposta em frequência do TC(1) obtida através da modelagem desenvolvida.....	101
Figura 5.1 - Interface gráfica do EFCI.....	105
Figura 5.2 - Erro de relação e de ângulo do CI2 de medição de tensão em relação ao comprimento do cabo de controle .....	110
Figura 5.3 - $TVE_{CI}$ do CI2 de medição de tensão em relação ao cabo de controle .....	110
Figura 5.4 - Erro de relação e de ângulo do CI1 de medição de corrente em relação ao comprimento do cabo de controle.....	111
Figura 5.5 - $TVE_{CI}$ do CI1 de medição de corrente em relação ao cabo de controle.....	112
Figura 5.6 - Erros de relação e de fase dos CI de medição de tensão em função do valor da carga.....	114
Figura 5.7 - $TVE_{CI}$ dos CI de medição de tensão em função do valor da carga.....	114
Figura 5.8 - Gráfico do TVE do CI2 de medição de tensão em função da carga e do fator de potência .....	115
Figura 5.9 - Erros de relação e de fase dos CI de medição de corrente em função do valor da carga.....	116
Figura 5.10 - $TVE_{CI}$ dos CI de medição de corrente em função do valor da carga.....	117
Figura 5.11 - Gráfico 3D do TVE do TC(1) em função da carga e do fator de potência.....	117
Figura 5.12 - Redução do $TVE_{CI}$ com a redução do comprimento do cabo de controle e do valor da carga de medição.....	119
Figura 5.13 - Sinais de entrada e saída no CI.....	121
Figura 5.14 - Solução para obtenção do fasor em condições fora de regime permanente.....	121
Figura 5.15 - $TVE_{CI}$ produzido pelo CI1 de tensão em função da frequência.....	126
Figura 5.16 - $TVE_{CI}$ produzido pelo CI2 de tensão em função da frequência.....	126
Figura 5.17 - $TVE_{CI}$ produzido pelo CI3 de tensão em função da frequência.....	127
Figura 5.18 - $TVE_{CI}$ produzido pelo CI1 de corrente em função da frequência.....	128

Figura 5.19 - TVE <sub>CI</sub> produzido pelo CI2 de corrente em função da frequência.....	129
Figura 5.20 - TVE <sub>CI</sub> produzido pelo CI3 de corrente em função da frequência.....	129
Figura 5.21 - Curva de magnetização do TPC3 .....	132
Figura 5.22 - Modelo de CI com TPC no ATP .....	132
Figura 5.23 - Detalhe da forma de onda de tensão da simulação do ATP .....	133
Figura 5.24 - Modelo de CI com TC no ATP.....	134
Figura 5.25 - Medição e avaliação da resposta dinâmica em testes de degrau de amplitude e fase. ....	137
Figura 5.26 - Frequência do fasor em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de tensão .....	140
Figura 5.27 - Amplitude do fasor em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de tensão .....	140
Figura 5.28 - TVE em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de tensão .....	140
Figura 5.29 - Frequência do fasor em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de tensão .....	141
Figura 5.30 - Amplitude do fasor em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de tensão .....	141
Figura 5.31 - TVE em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de tensão .....	142
Figura 5.32 - Frequência do fasor em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de corrente .....	143
Figura 5.33 - Amplitude do fasor em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de corrente .....	143
Figura 5.34 - TVE do fasor em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de corrente .....	143
Figura 5.35 - Frequência do fasor em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de corrente .....	144
Figura 5.36 - Amplitude do fasor em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de corrente .....	144
Figura 5.37 - TVE do fasor em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de corrente .....	144
Figura 5.38 - Resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degrau de amplitude .....	147
Figura 5.39 - Detalhe da resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degrau positivo de amplitude.....	147
Figura 5.40 - Detalhe da resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degrau negativo de amplitude.....	148

Figura 5.41 - TVE dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degrau de amplitude .....	148
Figura 5.42 - Detalhe do TVE dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degrau positivo de amplitude .....	149
Figura 5.43 - Detalhe do TVE dos CI medição de tensão durante a aplicação de degrau negativo de amplitude .....	149
Figura 5.44 - Resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau de amplitude .....	151
Figura 5.45 - Detalhe da resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau positivo de amplitude .....	151
Figura 5.46 - Detalhe da resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau negativo de amplitude .....	151
Figura 5.47 - TVE dos CI de medição de corrente durante à aplicação de degrau de amplitude .....	152
Figura 5.48 - Detalhe do TVE dos CI de medição de corrente durante à aplicação de degrau positivo de amplitude .....	152
Figura 5.49 - Detalhe do TVE dos CI de medição de corrente durante à aplicação de degrau negativo de amplitude .....	153
Figura 5.50 - Resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degrau de ângulo .....	154
Figura 5.51 - Detalhe da resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degrau positivo de ângulo .....	155
Figura 5.52 - Detalhe da resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degrau negativo de ângulo.....	155
Figura 5.53 - TVE dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degrau de ângulo .....	155
Figura 5.54 - Detalhe do TVE dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degrau positivo de ângulo .....	156
Figura 5.55 - Detalhe do TVE dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degrau negativo de ângulo.....	156
Figura 5.56 - Resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau de ângulo .....	157
Figura 5.57 - Detalhe da resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau positivo de ângulo .....	157
Figura 5.58 - Detalhe da resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau negativo de ângulo.....	158
Figura 5.59 - TVE dos CI de medição de corrente durante a aplicação de degrau de ângulo .....	158
Figura 5.60 - Detalhe do TVE dos CI de medição de corrente durante a aplicação de degrau positivo de ângulo .....	158



Figura 5.61 - Detalhe do TVE dos CI de medição de corrente durante a aplicação de degrau negativo de ângulo.....	159
Figura 5.62 - Módulo da tensão durante a ocorrência 1 .....	162
Figura 5.63 - Ângulo da tensão durante a ocorrência 1 .....	162
Figura 5.64 - Frequência da tensão durante a ocorrência 1 .....	162
Figura 5.65 - TVE durante a ocorrência 1 .....	163
Figura 5.66 - Módulo da tensão durante a ocorrência 2 .....	164
Figura 5.67 - Ângulo da tensão durante a ocorrência 2.....	164
Figura 5.68 - Frequência da tensão durante a ocorrência 2.....	164
Figura 5.69 - TVE durante a ocorrência 2.....	165
Figura 5.70 - Detalhe do TVE durante a ocorrência 2.....	165
Figura 7.1 - Erro de relação e de ângulo do CI1 de medição de tensão em relação ao comprimento do cabo de controle .....	183
Figura 7.2 - TVE <sub>CI</sub> do CI1 de medição de tensão em relação ao cabo de controle.....	183
Figura 7.3 - Erro de relação e de ângulo do CI3 de medição de tensão em relação ao comprimento do cabo de controle .....	183
Figura 7.4 - TVE <sub>CI</sub> do CI3 de medição de tensão em relação ao cabo de controle.....	184
Figura 7.5 - Erro de relação e de ângulo do CI2 de medição de corrente em relação ao comprimento do cabo de controle .....	184
Figura 7.6 - TVE <sub>CI</sub> do CI2 de medição de corrente em relação ao comprimento do cabo de controle .....	184
Figura 7.7 - Erro de relação e de ângulo do CI3 de medição de corrente em relação ao comprimento do cabo de controle .....	185
Figura 7.8 - TVE <sub>CI</sub> do CI3 de medição de corrente em relação ao comprimento do cabo de controle .....	185
Figura 7.9 - Gráfico 3D do TVE do CI1 de medição de tensão em função da carga e do fator de potência.....	187
Figura 7.10 - Gráfico 3D do TVE do CI3 de medição de tensão em função da carga e do fator de potência.....	187
Figura 7.11 - Gráfico 3D do TVE do CI2 de medição de corrente em função da carga e do fator de potência.....	188
Figura 7.12 - Gráfico 3D do TVE do CI3 de medição de corrente em função da carga e do fator de potência.....	188
Figura 7.13 - Sinais com diferentes valores de frequência.....	189
Figura 7.14 - Diagrama de blocos do algoritmo de cálculo de fasor...	191
Figura 7.15 - Representação da amostragem de um sinal fora da frequência nominal.....	192
Figura 7.16 - Somas de Riemann .....	192
Figura 7.17 - Módulo do sinal calculado pelo algoritmo .....	195

Figura 7.18 - Detalhe da aproximação do módulo do sinal calculado pelo algoritmo .....	195
Figura 7.19 - Ângulo do sinal calculado pelo algoritmo.....	195
Figura 7.20 - Frequência do sinal calculado pelo algoritmo .....	196
Figura 7.21 - TVE do sinal calculado pelo algoritmo .....	196

## LISTA DE QUADROS

Quadro 5.1 - Requisitos de regime permanente segundo a Norma C37.118.1-2011 .....	123
Quadro 5.2 - Requisitos de desempenho em rampa de frequência segundo a Norma de PMU .....	139
Quadro 5.3 - Requisitos de desempenho em degrau de amplitude e ângulo.....	146
Quadro 5.4 - Máximo de tempo de resposta para PMU de classe M ..	146



## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Classes de exatidão de TP .....	56
Tabela 3.2 - Classes de exatidão de TC.....	61
Tabela 3.3 - Requisitos de exatidão de aplicações de SPMS. ....	69
Tabela 3.4 - Valores de $TVE_{TI}$ equivalentes para as classes de exatidão .....	81
Tabela 4.1 - Modelos de TPC adotados para os estudos .....	88
Tabela 4.2 - Valores dos parâmetros dos TPC .....	89
Tabela 4.3 - Modelos de TC adotados para os estudos .....	91
Tabela 4.4 - Valores dos parâmetros dos TC .....	91
Tabela 4.5 - Dados das curvas de magnetização dos TC .....	92
Tabela 4.6 - Dados do cabo de controle .....	94
Tabela 5.1 - Resultados de simulação em condições nominais .....	107
Tabela 5.2 - Resultados de erros provocados por CI de medição de tensão para diferentes comprimentos de cabo de controle .....	109
Tabela 5.3 - Resultados de erros provocados por CI de medição de corrente para diferentes comprimentos de cabo de controle .....	111
Tabela 5.4 - Cargas de medição de uma instalação real de PMU .....	113
Tabela 5.5 - Resultados de erros de CI de medição de tensão para diferentes valores de carga de medição .....	113
Tabela 5.6 - Resultados de erros de CI de medição de corrente para diferentes valores de carga de medição de controle .....	116
Tabela 5.7 - Resultados numéricos do $TVE_{CI}$ produzido pelo CI1 de tensão para variações de frequência .....	126
Tabela 5.8 - Resultados numéricos do $TVE_{CI}$ produzido pelo CI2 de tensão para variações de frequência .....	126
Tabela 5.9 - Resultados numéricos do $TVE_{CI}$ produzido pelo CI3 de tensão para variações de frequência .....	127
Tabela 5.10 - Resultados numéricos do $TVE_{CI}$ produzido pelo CI1 de corrente para variações de frequência .....	128
Tabela 5.11 - Resultados numéricos do $TVE_{CI}$ produzido pelo CI2 de corrente para variações de frequência .....	129
Tabela 5.12 - Resultados numéricos do $TVE_{CI}$ produzido pelo CI3 de corrente para variações de frequência .....	129
Tabela 5.13 - Curva de magnetização do TPC3 .....	132
Tabela 5.14 - Resultados de simulação do CI3 de medição de tensão para diferentes níveis de tensão.....	133
Tabela 5.15 - Resultados de simulação dos CI de medição de corrente para diferentes níveis de corrente.....	135

Tabela 5.16 - Resultados da aplicação de degrau de amplitude nos CI de medição de tensão .....	149
Tabela 5.17 - Resultados da aplicação de degrau de amplitude nos CI de medição de corrente .....	153
Tabela 5.18 - Resultados da aplicação de degrau de ângulo nos CI de medição de tensão .....	156
Tabela 5.19 - Resultados da aplicação de degrau de ângulo nos CI de medição de corrente .....	159

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas  
ATP – *Alternative Transient Program*  
CC – Cabo de Controle  
CI – Circuito de Instrumentação  
CSF – Circuito Supressor de Ferroressonância  
CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista  
DFAM – Dados de Frequências Ângulos e Módulos  
DFT – *Discrete Fourier Transform*  
DOE – *U.S. Department of Energy*  
DSP – *Digital Signal Processor*  
EFCI – Erros Fasoriais em Canais de Instrumentação  
FCR – Fator de Correção de Relação  
FCT – Fator de Correção de Transformação  
FE – *Frequency Error*  
GD – Geração Distribuída  
GPS – *Global Positioning System*  
IEC – *International Electrotechnical Commission*  
IED – *Intelligent Electronic Device*  
IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos  
IP – *Internet Protocol*  
LCC – *Line/Cable Constants*  
LT – Linha de Transmissão  
MDF – Monitor de Dados Fasoriais  
NASPI – *North American SynchroPhasor Initiative*  
NBR – Norma Brasileira  
ONS – Operador Nacional do Sistema  
PCH – Pequena Central Hidrelétrica  
PDC – *Phasor Data Concentrator*  
PMU – *Phasor Measurement Unit*  
PPS – Pulso por Segundo  
RDP – Registrador de Perturbação  
RFE – *Rate of Change of Frequency Error*  
RI – Rede Inteligente  
ROCOF – *Rate of Change of Frequency*  
SCADA – *Supervisory Control And Data Acquisition*  
SMF – Sistema de Medição de Faturamento  
SPMS – *Synchronized Phasor Measurement Systems*  
SEE – Sistema de Energia Elétrica  
SEP – Sistema Elétrico de Potência

SG – *Smart Grid*

SIN – Sistema Interligado Nacional

TC – Transformador de Corrente

TI – Transformador de Instrumentos

TP – Transformador de Potencial

TPC – Transformador de Potencial Capacitivo

TPI – Transformador de Potencial Indutivo

TVE – *Total Vector Error*

UTC – *Universal Time Coordinated*

VPN – *Virtual Private Network*

WAMS – *Wide Area Measurement System*



# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>Introdução.....</b>	<b>27</b>
1.1	Objetivos.....	29
1.2	Estrutura do trabalho.....	30
<b>2</b>	<b>Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada .....</b>	<b>33</b>
2.1	Breve Histórico de Desenvolvimento .....	33
2.2	Sincrofasores.....	33
2.3	Arquitetura de SPMS .....	36
2.4	Aplicações de SPMS.....	37
2.5	Normatização .....	38
2.6	Desenvolvimentos de SPMS .....	41
2.6.1	<i>Desenvolvimentos Internacionais</i> .....	41
2.6.2	<i>Desenvolvimentos no Brasil</i> .....	42
2.6.2.1	Projeto MedFasee .....	43
2.7	Considerações .....	47
<b>3</b>	<b>Canais de Instrumentação em Medição Fasorial Sincronizada.....</b>	<b>49</b>
3.1	Caracterização dos Canais de Instrumentação .....	49
3.2	Aspectos de Exatidão dos Canais de Instrumentação .....	51
3.2.1	<i>Transformadores de Potencial</i> .....	52
3.2.2	<i>Transformadores de Corrente</i> .....	58
3.2.3	<i>Influência dos Cabos de Controle</i> .....	62
3.2.4	<i>Influência da Carga de Medição</i> .....	63
3.2.5	<i>Transformadores Ópticos</i> .....	64
3.2.6	<i>Compensação dos Erros Fasoriais</i> .....	66
3.2.7	<i>Comentários</i> .....	68
3.3	Aspectos de Exatidão de SPMS .....	68
3.3.1	<i>Erro Vetorial Total</i> .....	72
3.4	Índice Global de Avaliação do Erro Vetorial.....	74
3.5	Comentários Finais .....	82
<b>4</b>	<b>Modelagem dos Canais de Instrumentação.....</b>	<b>85</b>
4.1	Modelo de Transformadores de Potencial Capacitivo .....	85
4.1.1	<i>Modelos de TPC Adotados para a Simulação</i> .....	88
4.2	Modelo de Transformadores de Corrente.....	89
4.2.1	<i>Modelos de TC Adotados para a Simulação</i> .....	91
4.3	Modelo do Cabo de Controle .....	93
4.3.1	<i>Parâmetros do Cabo de Controle Adotado</i> .....	94
4.4	Desenvolvimento dos Modelos de CI para Estudos Dinâmicos... 95	
4.4.1	<i>Modelagem do Circuito de Medição de Tensão</i> .....	96
4.4.2	<i>Modelagem do Circuito de Medição de Corrente</i> .....	100

4.5	Comentários .....	102
<b>5</b>	<b>Simulações e Resultados .....</b>	<b>103</b>
5.1	Aplicativo Desenvolvido .....	104
5.2	Análise dos Erros nas Condições Nominais de Operação .....	106
5.2.1	<i>Análise da Influência das Características dos Equipamentos que Compõem o CI.....</i>	<i>109</i>
5.2.1.1	Análise da Influência do Cabo de Controle.....	109
5.2.1.2	Análise da Influência da Carga de Medição.....	112
5.2.2	<i>Considerações Adicionais.....</i>	<i>118</i>
5.3	Análise dos Erros Fora das Condições Nominais de Operação..	120
5.3.1	<i>Análise em Regime Permanente.....</i>	<i>122</i>
5.3.1.1	Frequência Fora da Nominal .....	124
5.3.1.2	Magnitude do Sinal Fora do Valor Nominal .....	130
5.3.2	<i>Análise em Regime Dinâmico .....</i>	<i>136</i>
5.3.2.1	Rampa de Frequência .....	138
5.3.2.2	Degrau de Amplitude .....	145
5.3.2.3	Degrau de Ângulo .....	154
5.3.3	<i>Considerações Adicionais.....</i>	<i>160</i>
5.4	Simulações dos Modelos de CI em Casos Registrados pelo Sistema MedFasee BT .....	161
5.4.1	<i>Caso 1 .....</i>	<i>161</i>
5.4.2	<i>Caso 2 .....</i>	<i>163</i>
<b>6</b>	<b>Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros .....</b>	<b>167</b>
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>175</b>
<b>Anexo A – Gráficos dos Erros Fasoriais em função do Comprimento do Cabo de Controle.....</b>		<b>183</b>
<b>Anexo B – Gráficos dos Erros em função da Carga de Medição .....</b>		<b>187</b>
<b>Anexo C – Desenvolvimento de um Algoritmo de Estimação de Fasores</b>		

## 1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento tecnológico é um fenômeno que tem ocorrido de forma acentuada nas diversas áreas da indústria. Em se tratando de prestação de serviços, o caso mais notável talvez seja o das telecomunicações. A partir de meados do século XX, com o advento dos computadores, os sistemas de telecomunicação tem experimentado uma grande evolução para sistemas digitalizados, informatizados, com redes sem fio e de alta velocidade, baseados em redes de Protocolo Internet (*Internet Protocol – IP*). Como consequência houve uma total modificação tanto da parte tecnológica, como da estrutura organizacional deste setor (GALINA, 2001).

Justamente neste mesmo período deu-se início ao processo de desverticalização da indústria de energia elétrica, visando a separação dos segmentos de geração, transporte e comercialização da energia. Isto permitiu a criação de um ambiente de mercado para o setor elétrico, caracterizado pela competição entre os agentes, onde o foco é o preço da *commodity*, neste caso a energia elétrica, fornecida com qualidade. Uma consequência direta deste fenômeno é o aumento da eficiência do sistema, através do melhor aproveitamento dos ativos da rede, melhor desempenho da atividade de operação, inserção de novas fontes primárias, e o emprego de tecnologias mais modernas. (SILVA, E. L. D., 2012).

Outro ponto importante a destacar é que cada vez mais as restrições socioambientais aliada à escassez das fontes tradicionais de energia, tem tornado menos atrativo o antigo modelo onde grandes geradores, alimentam cargas distantes através de sistemas radiais (MASIELLO; VENKATA, 2013).

Todos esses fatores têm impulsionado o processo de modernização do setor elétrico, que vem ocorrendo nas últimas décadas. Por parte da rede, um novo modelo vem sendo proposto com o objetivo de melhorar a confiabilidade e a qualidade, elevando a eficiência do sistema e provendo uma maior participação do consumidor. Na literatura este modelo é denominado como Redes Inteligentes, ou *Smart Grids*. O conceito de Redes Inteligentes traz a ideia do uso intensivo da tecnologia da informação aplicada à infraestrutura da rede elétrica, provendo a comunicação dos estados da rede. Através dessas informações é possível integrar as ações de todos os agentes conectados, possibilitando o emprego de estratégias de controle otimizadas em um sistema elétrico eficiente (ERGEG, 2010; FALCÃO, 2009). Segundo a visão do

Departamento de Energia Norte Americano, uma Rede Inteligente deve contemplar as seguintes características (DOE, 2008):

- Auto recuperação durante distúrbios da rede;
- Participação ativa dos consumidores pela resposta do lado da demanda;
- Ser seguro contra ataques físicos e cibernéticos;
- Prover qualidade de energia de acordo com os requisitos do século XXI;
- Acomodar todas as formas de geração e armazenamento;
- Possibilitar novos produtos, serviços e mercados;
- Buscar a otimização dos ativos e operação eficiente.

A ideia de Redes Inteligentes ainda traz consigo um outro conceito, descrito na literatura como Microrredes, as quais permitem que a rede de distribuição, que em geral possui perfil de rede passiva, passe para um perfil de rede ativa, com forte penetração de geração distribuída.

Essas características trazem como efeito colateral, uma maior complexidade para as atividades de operação e o controle do sistema.

Para que neste cenário o sistema possa operar de forma segura e com qualidade, é necessário o uso de sistemas de medição em tempo real, que permitam analisar, prever e fornecer ações de controle, que evitem colapsos do sistema (GIRI; SUN; AVILA-ROSALES, 2009; HASHMI; HANNINEN; MAKI, 2011). As atuais plataformas de monitoramento se baseiam nos Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (*Supervisory Control And Data Acquisition – SCADA*), que possuem taxa de atualização da ordem de 2 a 10 segundos. Estes sistemas fornecem informações compreensíveis quanto ao estado do sistema, mas devido à baixa taxa de resolução não permitem o monitoramento da dinâmica do sistema elétrico em tempo real.

Neste contexto, a tecnologia de Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada (*Synchronized Phasor Measurement Systems – SPMS*), muitas vezes mencionada como Sistema de Medição de Grandes Áreas (*Wide Area Measurement System – WAMS*), se mostra promissora, pois permite o acompanhamento das rápidas variações do sistema, possibilitando o monitoramento e controle dos sistemas de potência, com qualidade e segurança (DECKER, I. C. et al., 2006). Permite a medição de magnitude e ângulo, das tensões e correntes trifásicas, de diferentes partes do sistema elétrico, todas sincronizadas à mesma referência de tempo. À essas medidas obtidas pelo SPMS, é dada a denominação de

sincrofasores. Outra grande vantagem que o sistema traz, é a alta taxa de processamento e envio das medidas, permitindo o monitoramento e controle da dinâmica do sistema (DECKER, I. C. et al., 2011).

Em um SPMS, a Unidade de Medição Fasorial (*Phasor Measurement Unit* – PMU) é o equipamento responsável pela medição e envio dos sincrofasores para o restante do sistema. Os sincrofasores fornecidos pela PMU são obtidos a partir dos sinais de forma de onda das grandezas de tensão e corrente, no ponto monitorado. Para que esses sinais estejam em patamares adequados aos equipamentos de medição, em sistemas de média e alta tensão, é utilizada uma cadeia de instrumentos denominada Canais de Instrumentação (CI). São compostos basicamente por Transformadores de Instrumentos (TI), cabos de controle e as cargas de medição.

A escolha dos equipamentos que irão compor o CI deve ser feita com cuidado, pois devido às suas características de condução elétrica, de certa forma degradam os valores da medida (LIRA, 2010).

As normas vigentes aplicáveis aos SPMS especificam elevados requisitos de exatidão por parte dos equipamentos de medição. Por outro lado, os equipamentos dos CI não foram desenvolvidos com objetivo de serem aplicados em SPMS, uma vez que não há normatização que os especifique para esta finalidade, como é o caso dos Sistemas de Faturamento. Em consequência disso, como é apresentado neste trabalho, as atuais normas de SPMS e de CI não seguem a mesma metodologia para avaliação dos erros de medição.

Alguns trabalhos presentes na literatura abordam a questão da influência dos CI na exatidão de sincrofasores. Em (LIRA, 2010) são realizados estudos quanto a influência exercida pelos CI nos erros fasoriais em regime permanente, bem como uma análise de sensibilidade em relação a estes erros. Em (BRITO, 2011) é apresentado um estudo quanto aos erros de medição produzidos por Transformadores de Corrente (TC), e sua influência na medição de fasores. São apresentados resultados de ensaios de laboratório, e abordados aspectos metrológicos e regulatórios.

## 1.1 OBJETIVOS

O objetivo do presente trabalho é investigar a influência dos Canais de Instrumentação na exatidão da medição fasorial, através da avaliação do erro global da instalação de PMU, e experimentos de simulação em condições de operação, as quais as PMU estão sujeitas.

Inicialmente é realizado um estudo sintetizando os aspectos de exatidão referente a todos os elementos de uma instalação de PMU. Com base nestes estudos é proposta uma metodologia para a avaliação do erro fasorial total, através de um único índice que considere toda a cadeia de instrumentos.

Posteriormente são modelados e simulados os Canais de Instrumentação, analisando os erros fasoriais produzidos em condições nominais de operação, e naquelas condições de testes exigidas pela Norma de PMU (IEEE C37.118.1-2011). O objetivo deste procedimento é o de verificar práticas que possam mitigar os erros fasoriais, e demonstrar de que forma os erros produzidos pelos CI se comportam sob as diversas condições de operação em que normalmente a PMU estará sujeita.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

No **Capítulo 2** é apresentada a contextualização referente à medição fasorial, iniciando-se com um breve histórico acerca do tema. Em seguida são definidos os conceitos básicos e arquitetura do sistema. Também é apresentada a evolução da parte de normatização, desde as primeiras normas, até os dias atuais. Por fim faz-se uma breve descrição sobre os desenvolvimentos de SPMS no Brasil e no mundo.

No **Capítulo 3** são descritos os Canais de instrumentação, sua arquitetura, características e finalidades. São abordados os aspectos de exatidão adotados nas normas de CI, bem como uma comparação com aspectos adotados pelas normas de SPMS. Finalmente é proposta uma metodologia para a avaliação do erro vetorial total, presente nas instalações.

No **Capítulo 4** é descrita a modelagem matemática dos CI, necessária para as simulações computacionais. Neste capítulo é desenvolvida a representação destes modelos em espaço de estados, permitindo a realização de testes em condições de regime dinâmico.

O **Capítulo 5** contém os resultados de simulação dos erros fasoriais em SPMS, considerando a presença dos CI. Para tanto é descrito o ambiente computacional desenvolvido para tal finalidade. São simulados os CI em condições nominais de operação, condições de regime permanente e dinâmico definidos pela Norma de PMU, e em alguns casos reais.

No **Capítulo 6** são apresentadas as conclusões finais acerca dos estudos realizados neste trabalho, sendo também sugeridos temas para trabalhos futuros relacionados a área de estudo.

Por fim nos **Anexos A, B e C** são apresentados pela ordem: Gráficos de simulação envolvendo o comprimento do cabo de controle, gráficos de simulação envolvendo a variação da carga de medição, e o desenvolvimento de um algoritmo de estimação de fasores utilizado em simulações realizadas no âmbito deste trabalho.





## 2 SISTEMAS DE MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

O objetivo deste capítulo é apresentar uma contextualização acerca de sistemas de medição fasorial sincronizada. É iniciado com um breve histórico do tema, passando por uma revisão dos conceitos e características que envolvem a tecnologia. Apresenta-se ainda uma breve descrição do processo de normatização aplicável à medição fasorial, e dos principais desenvolvimentos de SPMS no mundo.

### 2.1 BREVE HISTÓRICO DE DESENVOLVIMENTO

Os primeiros desenvolvimentos de SPMS surgiram nas décadas de 70 e 80, através de pesquisas com os primeiros equipamentos de proteção computadorizados. Desses estudos ficou clara a importância das informações que as componentes simétricas podem fornecer para a operação e proteção do sistema. Entretanto, a medição de fasores em diferentes pontos geográficos ainda era um desafio, uma vez que a ausência de sincronização temporal a longas distâncias comprometia a análise conjunta dos dados. O surgimento do Sistema de Posicionamento Global (*Global Positioning System* – GPS), possibilitou a sincronização precisa das medições realizadas em pontos geograficamente distantes, dando início ao desenvolvimento das primeiras Unidades de Medição Fasorial pela Virginia Tech (PHADKE; THORP, 2008). Já em 1989 foi concebido o projeto WAMS do *Western Electricity Coordinating Council* (WECC). O projeto surgiu como um esforço do Departamento de Energia dos E.U.A (*U.S. Department of Energy* – DOE) para reforçar a confiabilidade do sistema de potência, envolvendo o uso de medições sincronizadas por GPS, sendo que as primeiras PMU foram instaladas em 1993 (DECKER, I. C. et al., 2006; EHRENSPERGER, 2004).

### 2.2 SINCRÓFASORES

Fasores são representações de funções sinusoidais através de números complexos, para uma determinada frequência. A notação fasorial permite a resolução de problemas que envolvem ondas sinusoidais de forma mais simplificada (GOLDEMBERG, 2007).

Considerando uma função definida pela Equação (2.1):

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) \quad (2.1)$$

A representação fasorial desta função é independente da frequência do sinal, como mostra a Figura 2.1, sendo descrita matematicamente pela Equação (2.2):

$$X_{rms}e^{j\varphi} = X_{rms}\angle\varphi \quad (2.2)$$

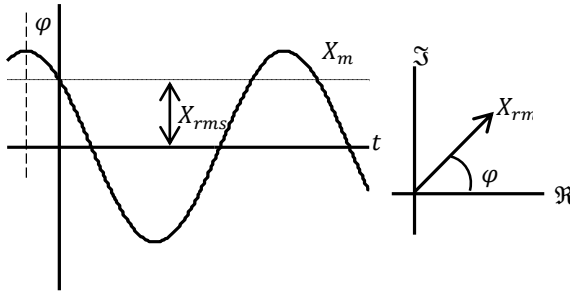


Figura 2.1 - Representação fasorial do sinal

A Norma IEEE C37.118.1-2011 (IEEE, 2011) trata de padrões para medição de sincrofasores. Segundo definição da Norma, um sincrofasor é um fasor calculado a partir de amostras de onda do sinal medido, utilizando um sistema de referência de tempo. A representação de um sincrofasor é dada pela Equação (2.3):

$$\left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right)e^{j\theta} \quad (2.3)$$

onde:

$$\theta = 2\pi\Delta ft + \varphi \quad (2.4)$$

$X_m/\sqrt{2}$  é o valor RMS da amplitude da onda, e  $\theta$  é o desvio angular instantâneo, relativo à uma função cosseno na frequência nominal do sistema, sincronizada no Tempo Universal Coordenado (*Universal Time Coordinated* – UTC). O sincrofasor terá ângulo zero quando  $x(t)$  apresentar seu máximo valor no instante em que ocorre o sinal de sincronismo do GPS, que é enviado a cada segundo (1 PPS). Da mesma forma, terá ângulo  $-90^\circ$  quando o cruzamento positivo (quando  $x(t)$  passa

do valor negativo para positivo) ocorrer no momento da aplicação do sinal de sincronismo. Tal característica está ilustrada na Figura 2.2.

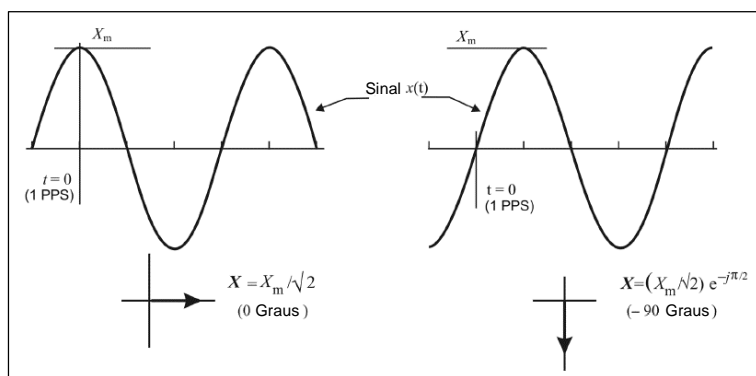


Figura 2.2 - Representação de sincrofasores. Adaptado de: (IEEE, 2011)

De acordo com a Equação (2.4), quando o sistema apresentar um desvio de frequência  $\Delta f$  em relação à frequência nominal, cada nova amostra de sincrofasor enviada pela PMU irá girar em relação à amostra anterior, a uma taxa  $\Delta f$ . Este conceito está ilustrado na Figura 2.3. Em outras palavras, caso o sinal amostrado apresente frequência constante fora do valor nominal, o fasor observado terá magnitude constante, mas o ângulo  $\theta$  da sequência de fasores irá variar a uma taxa constante de  $2\pi(f - f_0)t$ . Por definição da Norma este valor de ângulo deve estar compreendido entre  $-180^\circ$  e  $180^\circ$ .

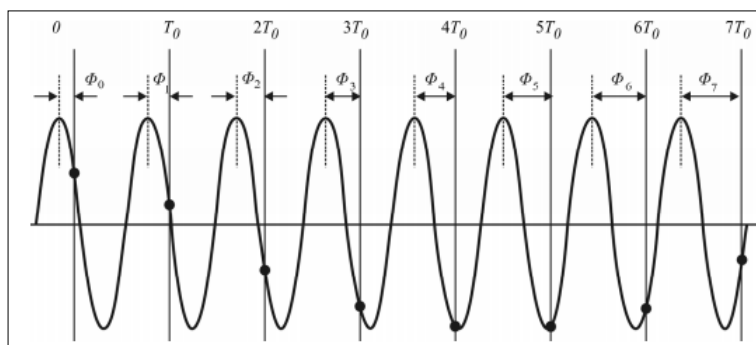


Figura 2.3 - Variação do ângulo do sincrofasor provocada pelo desvio de frequência. Fonte: (IEEE, 2011)

Como todas as medições de sincrofasores são realizadas na mesma base de tempo e estão relacionadas à mesma frequência, os valores dos ângulo são diretamente comparáveis. A própria magnitude do fasor também carrega informações das contribuições de outras componentes, como oscilações e variações do sistema (IEEE, 2011).

### 2.3 ARQUITETURA DE SPMS

Segundo (EHRENSPERGER, 2004; IEEE, 2013a), a arquitetura simplificada de um SPMS é aquela apresentada na Figura 2.4, onde os principais elementos são:

- Sistema de Posicionamento Global (*Global Positioning System – GPS*): é a fonte de sincronismo temporal, formada por um conjunto de 24 satélites. O receptor GPS capta as informações de pelo menos quatro satélites, e através de técnicas de triangulação determina a sua posição e tempo. Em um SPMS este receptor, ou relógio GPS, fornece a referência de tempo à PMU, normalmente no formato IRIG-B a 1PPS (RCC, 2004);
- Unidade de Medição Fasorial (*Phasor Measurement Unit – PMU*): equipamento responsável pela medição dos fasores das tensões e correntes trifásicas. Faz uso de algoritmos geralmente baseados na Transformada Discreta de Fourier (*Discret Fourier Transform – DFT*), e envia os dados em frames padronizados, a taxas normalmente de até 60 fasores por segundo (DECKER, ILDEMAR C., 2010);
- Concentrador de Dados Fasoriais (*Phasor Data Concentrator – PDC*): recebe e gerencia os fluxos de dados em tempo real enviado pelas PMU e/ou outros PDC. Correlaciona os frames de acordo com as etiquetas de tempo, e os armazena no seu banco de dados. Reenvia fluxos de dados em tempo real para as aplicações que deles fazem uso, bem como permite consultas de dados históricos no seu banco de dados. Podem, em alguns casos, operar em sistema hierárquico, onde há o PDC *frontend*, responsável por concentrar um determinado número de PMU, e fazer a interface com o SPMS, enviado seus dados ao PDC mestre. Esta arquitetura tem como vantagem a divisão da carga de processamento, e possibilita bancos de dados descentralizados (DECKER, I. C. et al., 2011);

- Canais de Comunicação: a transmissão dos dados em um SPMS é feita através dos canais de comunicação, sendo que os tipos mais comumente empregados são: internet, PLC (*Power Line Communication*), fibras ópticas ou redes sem fio (*wireless*) (LIRA, 2010). Os protocolos utilizados são TCP/IP e UDP/IP, sendo este último mais indicado para sistemas de tempo real.

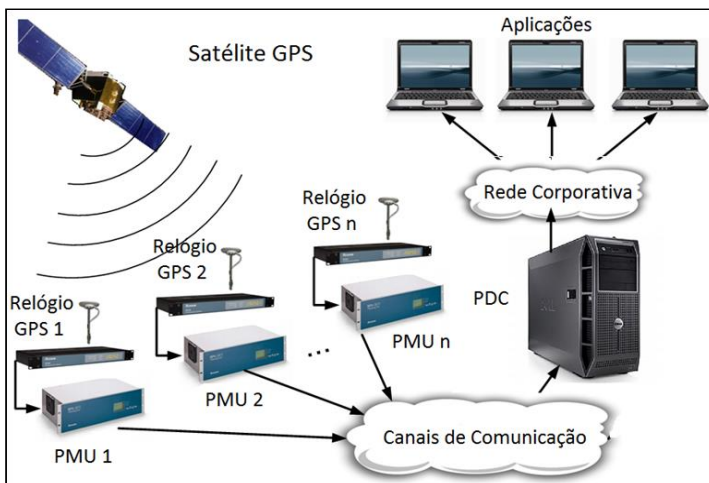


Figura 2.4 - Arquitetura básica de SPMS. Fonte: (ZIMMER, 2013)

## 2.4 APLICAÇÕES DE SPMS

As potenciais aplicações de SPMS podem ser organizadas em quatro categorias distintas, conforme apresentado na Figura 2.5 (SANTOS, 2008; XIE et al., 2006), sendo elas:

- Aplicações Básicas;
- Aplicações de Monitoramento;
- Aplicações de Controle e Proteção;
- Aplicações Especiais.

As aplicações básicas são aquelas que formam o núcleo para o desenvolvimento das demais aplicações de medição fasorial. São exemplos de aplicações básicas: plataforma de integração de dados fasoriais, monitoramento da dinâmica em tempo real, registro e reprodução de eventos, etc.

As aplicações de monitoramento são aquelas que se destinam a fornecer informações quanto à situação da segurança operacional em tempo real. São considerados exemplos de aplicações de monitoramento: Análise de oscilações de baixa frequência em tempo real, estimação de estados híbrida, monitoramento da estabilidade de tensão, monitoramento do estado de operação de geradores, etc.

Já as aplicações do grupo de controle e proteção são aquelas que tem por objetivo realizar ações de prevenção, correção e restauração, baseadas em análise sistêmica, melhorando a operação do sistema, das quais pode-se citar: estrutura de predição para esquema de controle emergencial em tempo real, predição e alarme de estabilidade angular em SPMS, identificação de perturbações em tempo real, controle automático de tensão, etc.

Por fim as aplicações especiais são aquelas cuja função é de avaliar a confiabilidade dos resultados de simulações e contribuir para a modelagem computacional/matemática dos equipamentos e sistemas. São aplicações consideradas de grande importância para os estudos de engenharia, sendo alguns exemplos: identificação de parâmetros e modelos de equipamentos, e validação de modelos de simulação.

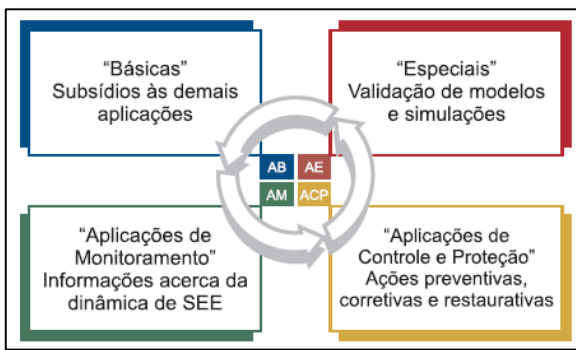


Figura 2.5 - Categorias de aplicações de SPMS

## 2.5 NORMATIZAÇÃO

As normas aplicáveis a SPMS são necessárias para a integração do sistema de medição em subestações, especificar formatos de saída de dados, estabelecer requisitos de desempenho, e garantir que diferentes processos de medição produzam resultados comparáveis.

A primeira norma a trazer especificações exclusivas para medição fasorial sincronizada foi a **IEEE Std 1344-1995**, tomando como base a Norma COMTRADE (IEEE Std C37.111-1991), e passando por uma revisão em 2001. Definiu os primeiros formatos de dados e os requisitos de sincronização a serem adotados, permitindo a integração dos sistemas de medição, na forma que equipamentos de diversos fabricantes possam operar de forma conjunta, e que seus dados possam ser diretamente comparados.

Na Norma são definidos três tipos de pacotes de informação a serem transmitidos pelos canais de comunicação:

- Mensagens de dados: carregam as informações dos dados de medição, como por exemplo os fasores medidos, formato dos dados, qualidade da sincronização, integridade dos dados e etc.;
- Mensagens de configuração: contém informações relativas aos parâmetros de processamento das mensagens de dados, como o nome da estação emissora, número de fasores, número de canais, frequência nominal e etc.;
- Mensagens de cabeçalho: arquivo ASCII contendo informações referentes a PMU, a fonte de dados, transdutores, filtros utilizados, etc.

Em se tratando de sincronização temporal, nessa Norma foi estabelecido que o sinal de sincronismo deveria ter taxa de repetição de 1 PPS, e garantir precisão de 1 $\mu$ s em UTC, incluindo a fonte de sincronismo e o equipamento receptor.

Embora tenha sido uma primeira tentativa de padronização de SPMS, a Norma IEEE Std 1344-1995 ainda não contemplava outros aspectos necessários, como por exemplo o armazenamento dos dados e ensaios e requisitos de desempenho.

Em 2005 foi divulgada a **Norma IEEE C37.118**, como sendo uma evolução da IEEE Std 1344-1995, trazendo grande ênfase nas definições e requisitos de desempenho. Nela são determinadas as exigências de conformidade em relação à exatidão da medição. Para isso é definido o conceito de *Total Vector Error* (TVE) utilizado como índice para avaliar os erros vetoriais, através de testes em regime permanente.

No que se refere à comunicação, a Norma redefine os formatos de mensagem descritos na norma anterior, e adiciona mais um tipo, denominado pacote de comando ou *command frame*. Este tipo de

mensagem deve conter linguagem de máquina, a ser enviada aos equipamentos do sistema, para realizar tarefas de controle e configuração.

No ano de 2011 foi realizada uma nova revisão da Norma, o que acarretou no estabelecimento de duas normas distintas:

- IEEE Std C37.118.1-2011 *IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*;
- IEEE Std C37.118.2-2011 *IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems*.

Esta nova revisão trouxe maiores esclarecimentos em relação a várias questões abordadas na versão anterior.

A **Norma IEEE C37.118.1-2011** cobre a parte relativa à medição de sincrofasores, definindo requisitos de desempenho não só para o fasor propriamente dito, mas também para a frequência e a taxa de variação de frequência, também fornecidas pela PMU. Estes requisitos que antes se referiam somente ao regime permanente, foram estendidos para cobrir também o regime dinâmico, como por exemplo testes de rampa de frequência e degrau de amplitude de tensão e corrente.

Também define duas classes distintas de PMU, classe M e Classe P. PMU de classe M são destinadas para aplicações que podem ser afetadas por *aliasing* e não requerem tempo de resposta tão baixo. A letra M é uma alusão às aplicações de medição. PMU de classe P são destinadas às aplicações que requerem resposta rápida e não necessitam de filtragem explícita, assim como aplicações de proteção e controle.

Por outro lado, na **Norma IEEE C37.118.2-2011** está descrita a parte referente à comunicação de dados de sincrofasores entre equipamentos de sistemas de potência. Nela são encontradas as definições quanto ao formato dos dados para transmissão em tempo real, a ser utilizada na comunicação entre os equipamentos. Em relação à versão anterior, são adicionadas correções e melhorias, porém mantendo a compatibilidade com os formatos anteriores.

Além das normas supracitadas também foram produzidos dois guias, cujo objetivo é auxiliar o usuário na especificação, instalação e comissionamento de equipamentos de um SPMS:

- IEEE Std C37.244-2013 *Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control, and Monitoring*.



- IEEE Std C37.242-2013 *Guide for Synchronization, Calibration, testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMU) for Power System Protection and Control*;

A elaboração do **Guia IEEE Std C37.244-2013** foi motivada pela expansão das funcionalidades dos PDC, de forma a incluir maior tratamento, processamento e armazenamento dos dados. Isto é uma consequência do aumento do número de sistemas de medição e aplicações voltados à medição fasorial. Desta maneira, o Guia IEEE Std C37.244-2013 trata dos requisitos de performance, funcionalidades e comunicação de PDC a serem empregados em SEE. Em particular inclui requisitos de sincronização, processamento dos dados e acesso em tempo real. Provê definições da terminologia, descrições funcionais e o que deve ser esperado de um PDC.

Por outro lado, o **Guia IEEE Std C37.242-2013** é um guia de comissionamento, que provê informações para sincronização, calibração, teste e instalação de PMU, a serem empregadas em SEE. Destina-se a ser utilizado por profissionais de sistemas de potência, para a instalação de PMU, utilizando as práticas mais adequadas. Visa trazer benefícios na forma de compartilhar conhecimentos obtidos de experiências anteriores, pioneiras na área. Dentre outras coisas que este guia traz, algo que deve ser salientado é que nele **é levantada a questão da preocupação que se deve ter ao se realizar instalação de PMU, para que seja considerado o impacto que os canais de instrumentação terão nos erros de medição, inseridos nos fasores enviados pelas PMU**. São apresentados diversos exemplos de caracterização deste tipo de erro, mostrando que os equipamentos que compõem os canais de instrumentação são responsáveis por uma parcela considerável dos erros fasoriais totais.

Cabe destacar que além das normas internacionais os diferentes sistemas elétricos dos diversos países podem demandar normas e ou procedimentos próprios para SPMS, de acordo com as suas características.

## 2.6 DESENVOLVIMENTOS DE SPMS

### 2.6.1 Desenvolvimentos Internacionais

Diversos países já possuem iniciativas em estágio de implementação e desenvolvimento de SPMS em SEE. Dentre os de maior escala destacam-se:

- China: apresenta um desenvolvimento da automação em Sistemas Elétricos de Potência (SEP) notável. As primeiras pesquisas de medição fasorial tiveram início em 1994. Até 2006 eram 70 PMU instaladas no SEP chinês, e atualmente possui instalados mais de 10 WAMS, com mais de 1000 PMU, cobrindo todas as subestações de 500kV, e as todas as plantas de geração acima de 100MW (XIE et al., 2006; YU; YANG; CHEN, 2012);
- Estados Unidos da América: desde 2006 está em operação a Iniciativa Sincrofasorial Norte Americana (*North American SynchroPhasor Initiative* – NASPI), combinando as ações de esforços anteriores do *Eastern Interconnection Phasor Project* (EIPP) e das pesquisas do *Wide Area Measurement System* (WAMS). A missão é melhorar a confiabilidade e a observabilidade do sistema elétrico norte americano, através do uso da tecnologia de medição fasorial sincronizada (DAGLE, 2010). Na última década, o U.S. DOE tem investido em pesquisa e desenvolvimento de ferramentas para SPMS. Em 2009, o governo dos E.U.A promulgou o Ato de Reinvestimento e Recuperação Americano (*American Recovery and Reinvestment Act* – ARRA), o qual permitirá investimentos, para que até 2014 sejam instaladas mais de 1100 PMU, cobrindo cerca de 100% do sistema de transmissão (DOE, 2012);
- México: possui atualmente cerca de 300 PMU instaladas no âmbito do Sistema de Medição Fasorial (*Sistema de Medición Fasorial* – SIMEFAS), monitorando inclusive interligações com Estados Unidos e Guatemala. O sistema inclui aplicações de visualização e tomada de decisão em tempo real, destinadas a garantir a confiabilidade e segurança para o sistema elétrico nacional mexicano (MARTÍNEZ, 2010;2012).

Há ainda outros projetos de menor porte em desenvolvimento em diversos países, como por exemplo: países nórdicos, união europeia, Itália, Suíça, Japão, Ásia, Canadá, Brasil, Rússia e Colômbia (ANDRADE, 2008; LIRA, 2010; NAUMANN et al., 2010).

## 2.6.2 Desenvolvimentos no Brasil

No Brasil existem algumas iniciativas de desenvolvimento e aplicação de sistemas de medição fasorial, em empresas do setor elétrico:

- Projeto CEMIG: trata-se de um projeto de P&D que colocou em funcionamento, em julho de 2013, o Sistema de Medição Fasorial Sincronizado (Sismef). O sistema conta com 7 PMU adquiridas para este propósito, e mais algumas unidades de registradores de perturbação já instalados para fins de oscilografia, onde foi habilitada a função de PMU. Possui desenvolvimentos de aplicações de monitoramento em tempo real, incluindo a estabilidade de tensão através da curva PV;
- Projeto Furnas: possui 14 PMU instaladas em seu sistema de transmissão, em tensões de até 765kV, com previsão de aquisição de mais algumas unidades, monitorando parte do sistema Sudeste (FILHO; BORBA; RAMOS, 2010);
- Projeto Eletronorte: conta com 3 PMU instaladas no pátio de 230 kV das subestações de Tucuruí, Altamira e Rurópolis, enviando os dados a um concentrador de dados OpenPDC (MARTINS, 2011);
- Projeto ONS: o Projeto 11.11, do Plano de Ação do Operador Nacional do Sistema (ONS) no triênio 2006-2008, envolve um conjunto de ações denominado Projeto de Assistência Técnica ao Setor Energético (ESTAL). Esse projeto toma como ponto de partida a finalização do Projeto 6.2 de “Implantação de um Sistema de Oscilografia de Longa Duração”, através da instalação de PMU em 37 subestações do SIN (ZHOU et al., 2007). Tem como objetivo conduzir estudos e desenvolvimento de medições fasoriais em tempo real no Sistema Elétrico Brasileiro, para aumentar o nível de segurança operacional. Neste sentido está prevista a implantação de um infraestrutura de medição sincronizada de fasores, robusta e segura, com ferramentas para registro e análise do desempenho dinâmico do SIN, e melhoria das ferramentas de apoio à tomada de decisão em tempo real (DECKER, ILDEMAR CASSANA, 2012).

#### 2.6.2.1 Projeto MedFasee

Este trabalho de dissertação foi desenvolvido no âmbito do Projeto MedFasee, que teve início no ano de 2003, através de uma parceria entre a Universidade Federal de Santa Catarina, com a Reason Tecnologia, fabricante de equipamentos de sistemas elétricos, com financiamento FINEP (DECKER, ILDEMAR C., 2010). Tem como objetivo o

desenvolvimento, difusão e o uso acadêmico da tecnologia de medição fasorial sincronizada. Para isto foi implementado um protótipo de SPMS no Brasil, cujo monitoramento da rede elétrica é realizado no sistema de baixa tensão, denominado Projeto MedFasee BT. Este trabalho motivou a realização de projetos de P&D com empresas do setor elétrico, objetivando a aplicação da medição fasorial em seus sistemas de transmissão. O primeiro foi realizado em parceria com a empresa Eletrosul, denominado Projeto MedFasee Eletrosul. O segundo está em fase de desenvolvimento, em parceria com a empresa CTEEP, denominado Projeto MedFasee CTEEP.

### **Projeto MedFasee BT**

O Projeto MedFasee BT possui atualmente 22 PMU instaladas em universidades parceiras, medindo as tensões trifásicas da baixa tensão, distribuídas pelas diversas regiões do SIN. A Figura 2.6 apresenta a localização de parte destas instalações.

A evolução da infraestrutura física do Projeto MedFasee BT pode ser caracterizada em quatro fases:

- Fase 1 (2003):
  - PMU instaladas nas 3 capitais do sul do Brasil (2004);
  - PDC desenvolvido no âmbito do projeto;
  - Banco de dados com capacidade de 7 dias armazenamento.
- Fase 2 (2008):
  - Instalações de PMU em 9 universidades;
  - Armazenamento do histórico de 30 dias;
  - Cobertura das 5 regiões geográficas do país;
  - Início da cooperação com o ONS, de forma espontânea (2009).
- Fase 3 (2010):
  - Expansão de instalações, totalizando 14 pontos de medição;
  - Armazenamento histórico permanente, a partir de 10/07/2010;
  - Formalização da parceria para disponibilização de um banco de dados para o ONS (2011).
- Fase 4 (2013):
  - Fase iniciada em 2012 e concluída em 2013;
  - Renovação do projeto de parceria com o ONS;

- Expansão do número de instalações de PMU, cobrindo os principais pontos do SIN.

Ressalta-se que foram instaladas PMU em Manaus-AM e Macapá-AP, pontos que foram conectados recentemente ao restante do SIN, permitindo avaliar o desempenho destas novas interligações.

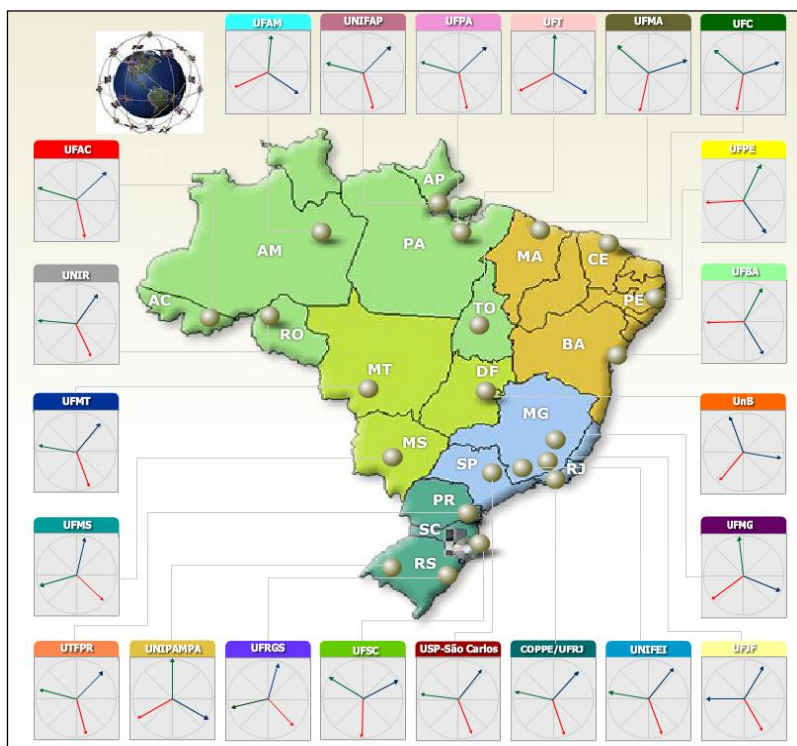


Figura 2.6 - SPMS MedFasee BT. Fonte: <http://www.medfasee.ufsc.br>

As PMU do Projeto MedFasee BT são de fabricação nacional, produzidas pela Reason Tecnologia. Tais equipamentos realizam a amostragem do sinal, a uma taxa de 256 amostras por ciclo, ou 15360Hz (para sistema com frequência nominal de 60Hz). A partir do sinal amostrado, é gerado um fasor, o qual é enviado ao PDC, a uma taxa de 60 *frames* por segundo (1 fasor por ciclo). A comunicação se dá através de Rede Internet, utilizando-se da própria estrutura física das

universidades onde estão instaladas as PMU. Além disso, a transmissão dos dados é realizada por meio de túneis de Redes Privadas Virtuais (*Virtual Private Network – VPN*).

No âmbito do Projeto MedFasee foram desenvolvidas diversas aplicações para uso de sincrofasores. Entre elas pode-se destacar o Monitor de Dados Fasoriais (MDF), desenvolvido em C++, que permite o monitoramento em tempo real das grandezas elétricas obtidas a partir do sincrofasor. Destaca-se também o aplicativo MedPlot, que realiza a análise *post mortem* dos dados históricos armazenados no banco de dados do PDC. Outro aplicativo desenvolvido é o DFAM (JEREMIAS, 2012), escrito em Matlab, e que serve de suporte à implementação e testes de metodologias para o processamento de dados fasoriais.

No Projeto MedFasee também foi desenvolvido um PDC próprio, baseado em arquitetura PC e ambiente LINUX, utilizando linguagem C++. Possui sistema de tempo real através do uso da interface RTAI, banco de dados no formato MySQL, e permite a operação em sistemas de PDC hierárquico.

### **Projeto MedFasee Eletrosul**

No final do ano de 2007 teve início o projeto MedFasee Eletrosul, tendo como objetivo a implementação de um protótipo de SPMS no sistema de transmissão da Eletrosul. Foram instaladas 4 PMU em subestações da empresa, monitorando as grandezas de 8 terminais do sistema de 525kV. Os fasores são enviados a um PDC, a uma taxa de 60 fasores por segundo. O PDC foi desenvolvido no âmbito do projeto, e se encontrava localizado na sede da empresa em Florianópolis. Foram desenvolvidas aplicações para análise *off-line*, bem como estudos do desempenho do Sistema de Energia Elétrica (SEE) (DECKER, ILDEMAR C., 2010; LIRA, 2010).

### **Projeto MedFasee CTEEP**

O projeto de medição fasorial, em parceria com a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), iniciou-se em 2009. Tem como objetivo desenvolver um sistema de monitoramento e análise do desempenho dinâmico do sistema elétrico, baseado em medidas fasoriais, implementado na rede de transmissão da CTEEP (DECKER, ILDEMAR C., 2010).

Dentre os desenvolvimentos do projeto, podem ser citados:

- Sistema de PDC hierárquico (*Master + Front-end*);
- Monitoramento de aberturas angulares;
- Monitoramento e identificação de oscilações de baixa frequência;
- Apoio à análises *off-line*;
- Diagnóstico de falhas em Linhas de Transmissão (LT).

A Figura 2.7 apresenta a topologia do SPMS instalado na rede da CTEEP. O projeto abrange um total de 13 PMU instaladas, monitorando 21 circuitos das redes de 440kV e 345kV.

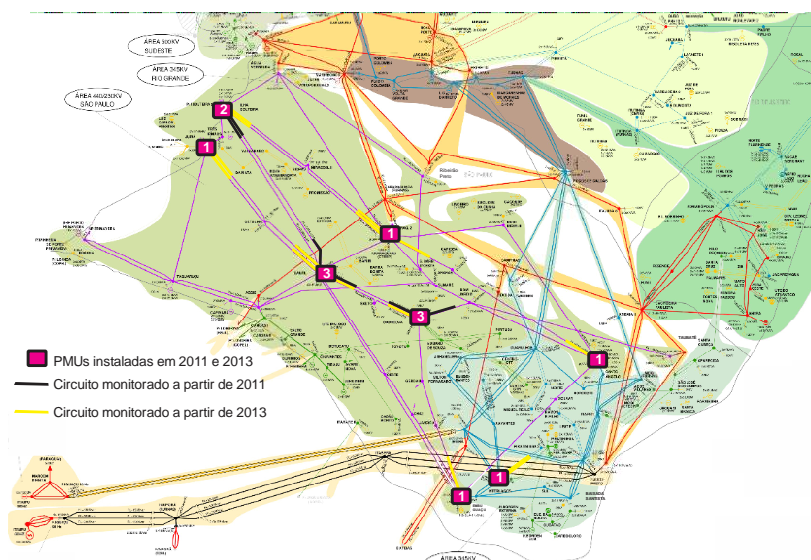


Figura 2.7 - Sistema SPMS CTEEP

## 2.7 CONSIDERAÇÕES

Neste capítulo foram expostos diversos esclarecimentos acerca da tecnologia de medição fasorial sincronizada. Percebe-se que apesar de se tratar de uma tecnologia de recente emprego, já vem sendo desenvolvida desde as décadas de 70 e 80.

Fica claro que a evolução dos sistemas de potência para sistemas de redes inteligentes abre um grande espaço para a inserção da tecnologia de medição fasorial, uma vez que esta permite o monitoramentos da

dinâmica do sistema, em um cenário onde a operação do sistema se torna uma atividade cada vez mais complexa.

Vários países já apresentam iniciativas de implantação de desenvolvimento de SPMS, onde se destacam os Estados Unidos e a China. Desta forma os sincrofasores se mostram cada vez mais relevantes para serem aplicados nas atividades de monitoramento em tempo real, análises de distúrbios, estudos sistêmicos e operação e controle.

No Brasil destaca-se o Projeto MedFasee, que ao longo de sua existência tem trabalhado para o desenvolvimento, difusão e o uso acadêmico da tecnologia de medição fasorial sincronizada, através de um protótipo de SPMS, monitorando o sistema interligado nacional. Os resultados obtidos pelo projeto motivaram a ainda a implantação de SPMS em sistemas de transmissão de empresas que fazem parte do SIN.

Neste contexto a tecnologia de medição fasorial se mostra uma ferramenta promissora, e que será necessária para a modernização dos SEE. Evento este que deve ocorrer de forma gradual, e que no atual estágio de evolução ainda requer desenvolvimentos e pesquisa na área para o aprimoramento da tecnologia, e aproveitamento completo dos seus benefícios.



### 3 CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO EM MEDIÇÃO FASORIAL SINCRONIZADA

O trabalho aqui desenvolvido é voltado para a instalação de PMU em subestações de redes elétricas de transmissão de sistemas elétricos de potência. Neste caso o processo de medição se inicia nos Canais de Instrumentação, que são a cadeia de instrumentos que tem por objetivo prover isolamento em relação ao sistema de alta tensão, e adequar os valores das grandezas de tensão e corrente para níveis mensuráveis padronizados (BENETTI et al., 2012; IEEE, 2013b).

Neste capítulo são descritos os Canais de Instrumentação, abordando seus principais elementos e características. São apresentados os aspectos de exatidão relativos aos equipamentos, onde são revistas as características de exatidão, tecnologias empregadas, e as técnicas de compensação dos erros de medição. São ainda detalhadas as normas aplicáveis aos equipamentos, bem como a metodologia de avaliação dos erros de medição. Por fim é feita a correlação dos conceitos adotados pelas normas de TI e de PMU, bem como proposto um índice para a avaliação global do erro fasorial da instalação de medição.

#### 3.1 CARACTERIZAÇÃO DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO

Os principais elementos que constituem os CI são:

- Transformadores de Instrumentos (TI);
- Cabos de Controle (CC);
- Cargas de Medição ou *Burden*.

A arquitetura básica dos CI é apresentada na Figura 3.1. O processo de medição se inicia com os TI, que podem ser de dois tipos básicos: Transformadores de Potencial (TP) e Transformadores de Corrente (TC). No caso dos TP, em sistemas de tensão igual ou superior a 138kV, o uso de transformadores puramente indutivos é uma solução pouco interessante, pois exigiria núcleos magnéticos de peso e dimensões excessivamente elevados. Para tanto são empregados TP com um dispositivo auxiliar, denominado na literatura como coluna capacitiva ou divisor capacitivo. Tal dispositivo consiste de um conjunto de células capacitivas conectadas em série, cuja finalidade é realizar a divisão da tensão da Linha de Transmissão (LT), para então ser aplicada a um transformador magnético (KINDERMANN, 2012). Este tipo de

transformador é denominado na literatura como Transformador de Potencial Capacitivo (TPC).

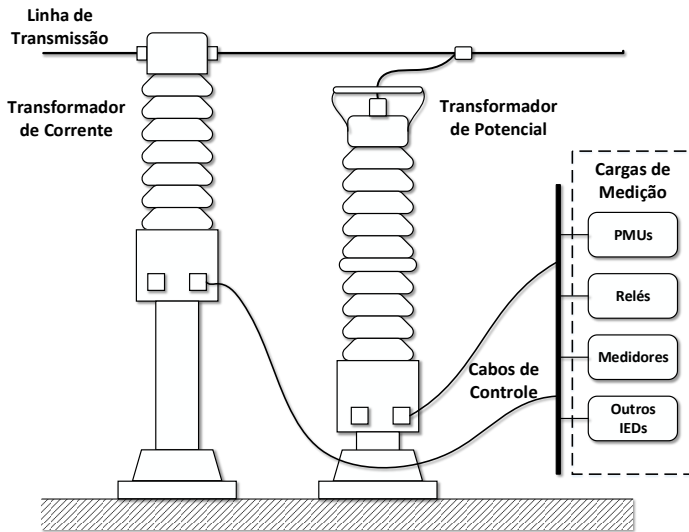


Figura 3.1 - Estrutura de Típica de Canais de instrumentação

Os TC realizam a transformação da corrente que flui na LT, para os dispositivos conectados nos seus terminais secundários. Consistem basicamente de um transformador magnético, conectado em série com a LT a ser monitorada. Diferentemente do TP, o enrolamento com maior número de espiras é o secundário, sendo que o primário apresenta poucas espiras, podendo ser inclusive formado apenas por um único condutor. Logo a reatância deste enrolamento é desprezível para estudos que envolvam a modelagem do TC.

Quanto à disposição dos enrolamentos, o TC pode ser classificado em:

- Tipo enrolado: apresenta o enrolamento primário envolvendo mecanicamente o núcleo magnético;
- Tipo barra: o primário é constituído de uma barra, envolvida pelo núcleo magnético;
- Tipo janela: não possui um enrolamento primário propriamente dito, possui um núcleo magnético com uma abertura por onde passa o condutor;

- Tipo bucha: semelhante ao tipo janela, porém localizado em uma bucha de algum equipamento (transformadores, disjuntores, etc.);
- Tipo núcleo dividido: semelhante ao tipo janela, com um núcleo que permite ser separado, para o acoplamento no condutor (OLIVEIRA, P. C. D., 2001).

Carga de medição é a denominação genérica dada aos dispositivos conectados nos terminais secundários dos TI, os quais são responsáveis pela medição das grandezas elétricas. Podem ser formados por instrumentos digitais, eletrônicos e eletromecânicos. Há ainda cargas digitais multifuncionais, baseadas em microprocessadores, que realizam o processamento dos sinais, sendo denominadas *Intelligent Electronic Devices* (IED). A este último grupo pertence a PMU e os relés digitais (LIRA, 2010).

Geralmente as cargas de medição estão instaladas nas salas de controle. Já os TI são instalados nos pátios das subestações. Para cobrir esta distância são utilizados os cabos de controle, que tem por objetivo transportar os sinais das grandezas elétricas do secundário dos TI às cargas de medição.

Idealmente é esperado que o sinal produzido na saída dos CI seja uma réplica do sinal de entrada, reduzido por um fator de multiplicação. Porém, devido às suas características físicas de condução, os CI são responsáveis pela introdução de uma parcela de erro na medição. Cada elemento da cadeia de equipamentos contribui de alguma forma nos erros das medidas, podendo ainda haver interação entre os elementos na formação do erro resultante (IEEE, 2013b). **Fica evidente a importância da realização de estudos que avaliem o impacto da presença dos CI na exatidão das medições oriundas de SPMS**, considerando cada um dos elementos da cadeia de CI, nas condições de operação às quais estão sujeitos os equipamentos de medição fasorial sincronizada.

### 3.2 ASPECTOS DE EXATIDÃO DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO

Diferentes tipos de aplicações requerem diferentes níveis de desempenho dos sistemas de medição. No Brasil, o Operador Nacional do Sistema (ONS) estabelece uma série de documentos de caráter normativo, denominados Procedimentos de Rede. Estes definem os requisitos técnicos necessários para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do SIN, os quais os agentes do setor devem seguir. No

submódulo 2.3 dos procedimentos de rede são definidos os tipos de serviços os quais os CI são aplicados, tendo suas classes de exatidão definidas por normas (descritas nas seções 3.2.1 e 3.2.2). São eles:

- **Serviços de Proteção:** serviço destinado à proteção, supervisão e controle, fundamentais para a garantia da segurança dos SEE. Os transformadores utilizados neste tipo de serviço devem operar em amplas faixas de variação das grandezas elétricas, características de distúrbios, como perdas de carga/geração e curtos-circuitos;
- **Serviços de Medição para Faturamento:** serviço necessário para garantir a contabilização das receitas provenientes de geração, transmissão e demanda de energia, entre os agentes do setor. Os equipamentos que compõe os CI destinados a este serviço são especificados para apresentarem alta exatidão da medição;
- **Serviços de Medição Indicativa para Controle da Operação:** serviço destinado ao monitoramento, controle e operação dos SEE através de ferramentas como os sistemas SCADA. Os CI empregados neste ambiente apresentam características mais relaxadas de erros em relação os de serviço de faturamento. Muitas vezes são utilizados para este serviço os mesmos CI de serviços de proteção.

### 3.2.1 Transformadores de Potencial

A Figura 3.2 ilustra um típico TP indutivo, utilizado em sistemas de potência.

As tensões no SEE apresentam variações muito baixas em torno do seu valor nominal. Sendo assim, os TP não sofrem dos problemas causados pelo fenômeno da saturação de seus núcleos magnéticos, e são pouco sensíveis à variação da magnitude de tensão (ABB, 2009).

No caso do TPC para corrigir os desvios de fase inseridos pela coluna capacitiva, há a presença do reator de compensação no circuito interno do TPC, como apresentado na Figura 3.3.

Em determinadas frequências o TPC pode sofrer do fenômeno de ferroressonância entre seus elementos, produzindo grandes distorções no sinal de tensão fornecido no seus terminais secundários. Em alguns casos, tal fenômeno pode ser destrutivo para os equipamentos de medição conectados. Desta forma é empregado o Circuito Supressor de

Ferroressonância (CSF), formado por indutores e capacitores devidamente dispostos, a fim de remover os efeitos causados por esse fenômeno (JÚNIOR, 2003).



Figura 3.2 - Transformador de potencial indutivo. Fonte: (ABB, 2009)

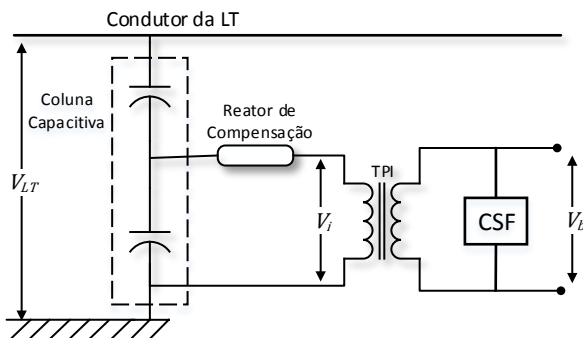


Figura 3.3 - Estrutura básica de um transformador de potencial capacitivo

Na Figura 3.4 é ilustrado um conjunto de TPC instalados em campo. Comparando as Figuras 3.2 e 3.4, percebe-se que externamente a aparência de um TPC pouco difere do TP indutivo.

O TPC possui um grande número de elementos armazenadores de energia. Em consequência disto, têm grande influência na forma da curva

de resposta em frequência (KOJOVIC; KEZUNOVIC; FROMEN, 1994). Desta maneira erros elevados podem ser produzidos no sinal fornecido em seus terminais secundários, durante transitórios e operação fora da frequência nominal (IEEE, 2013b; JÚNIOR, 2003; LIRA, 2010; MEDEIROS, 1989).



Figura 3.4 - Transformador de potencial capacitivo. Fonte: (ABB, 2009)

Alguns fatores podem influenciar a magnitude dos erros gerados por transformadores de potencial, como por exemplo: o valor da carga de medição, frequência do sistema, temperatura e até mesmo poluição do ar (ABB, 2009; IEEE, 2008). Erros podem também ser produzidos pela alteração dos parâmetros internos, devido ao envelhecimento do equipamento (KOJOVIC et al., 1994), e queima de elementos da coluna capacitiva (LIRA, 2010).

Para que se possa definir parâmetros de desempenho dos TP algumas normas foram produzidas, contendo as exigências de exatidão a serem atendidas. As normas aplicáveis a TP mais relevantes para o escopo deste trabalho são:

- ABNT NBR 6855 – Transformador de Potencial Indutivo (ABNT, 1992b);
- IEEE Std C57.13 – *Standard Requirements for Instrument Transformers* (IEEE, 2008);

- IEC 60044-2 – *Instrument Transformers Part 2: Inductive Voltage Transformers* (IEC, 2004);
- IEC 60044-5 – *Instrument Transformers Part 5: Capacitor Voltage Transformers* (IEC, 2004);

As normas classificam os TP naqueles destinados as atividades de medição e proteção. Para cada uma destas finalidades são definidas diferentes classes de exatidão. A classe de exatidão define quais são as exigências de exatidão em amplitude e fase que o TP deverá atender, limitando assim os erros de medição.

As normas ABNT e IEEE trabalham com a mesma filosofia, na qual são definidos o Fator de Correção de Relação ( $F_{CR}$ ) e o desvio de fase  $\gamma$ . Estas duas variáveis estão relacionadas através do Fator de Correção de Transformação ( $F_{CT}$ ), pela Equação (3.1). O FCT corresponde ao fator que deve se multiplicar o valor de medição fornecido por um wattímetro, cuja medição seja feita através de TI, para corrigir de forma combinada os erros de magnitude e ângulo, produzidos pelo TI (MEDEIROS, 1989). Na Equação (3.1), o FCT assume os valores máximo e mínimo do  $F_{CR}$ , de acordo com a classe de exatidão.

$$\gamma = 2600(F_{CT} - F_{CR}) \quad (3.1)$$

onde  $\gamma$  é dado em minutos. Um TP atenderá a sua classe de exatidão quando os pontos formados pelo  $F_{CR}$  e por  $\gamma$  estiverem dentro do paralelogramo ilustrado na Figura 3.5:

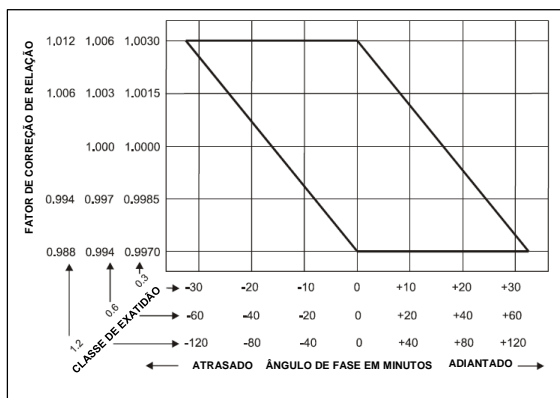


Figura 3.5 - Paralelogramo de exatidão de TP. Adaptado de: (IEEE, 2008)

Já as Normas IEC definem limites máximos de magnitude e fase para os erros associados aos TP, sem que haja relacionamento matemático entre as duas variáveis. O TP especificado por estas Normas atenderá aos requisitos de exatidão quando os valores de erro de magnitude e desvio angular estiverem contidos dentro dos retângulos indicados na Figura 3.6, os quais representam os limites das classes de exatidão da norma IEC.

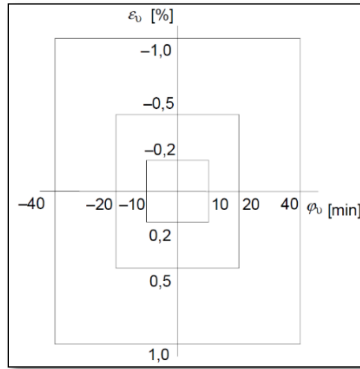


Figura 3.6 - Limites de erros de TP Segundo o padrão IEC. Fonte: (IEC, 2004)

As classes de exatidão aplicadas aos TP, definidas pelas normas ABNT, IEEE e IEC, estão expressas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Classes de exatidão de TP

Norma	Classe	Tensão (%)	Carga (%)	Erro de Relação	Desvio de Fase	Aplicação
ABNT/ IEEE	0,3	90-110	0-100	$\pm 0,3\%$	$\pm 0,26^\circ$	Medição/ Faturamento
ABNT/ IEEE	0,6	90-110	0-100	$\pm 0,6\%$	$\pm 0,52^\circ$	Medição/ Faturamento
ABNT/ IEEE	1,2	90-110	0-100	$\pm 1,2\%$	$\pm 1,04^\circ$	Medição
ABNT	3,0	0,05-Fst30s <sup>a</sup>	0-100	$\pm 3,0\%$	-	Proteção
IEC	0,1 <sup>b</sup>	80-120	25-100	0,1%	$0,08^\circ$	Medição/ Laboratório
IEC	0,2 <sup>b</sup>	80-120	25-100 <sup>d</sup>	0,2%	$0,17^\circ$	Medição/ Faturamento
IEC	0,5	80-120	25-100 <sup>d</sup>	0,5%	$0,33^\circ$	Medição/ Faturamento



Norma	Classe	Tensão (%)	Carga (%)	Erro de Relação	Desvio de Fase	Aplicação
IEC	1,0	80-120	25-100 <sup>d</sup>	1,0%	0,67°	Medição
IEC	3,0	80-120	25-100 <sup>d</sup>	3,0%	-	Medição
IEC	3P	5-Rvt <sup>c</sup>	25-100	3,0%	2,00°	Proteção
IEC	6P	5-Rvt <sup>c</sup>	25-100	6,0%	4,00°	Proteção

a – Fator de sobretensão vezes a frequência nominal, por 30 segundos.

b – Caso a carga nominal seja inferior a 10VA, os requisitos de erro de relação e desvio de fase devem ser atendidos para qualquer valor de carga de medição desde 0% a 100% da nominal.

c – Fator nominal de tensão (*Rated Voltage Factor* – Rvt) vezes a tensão nominal. Em 2% da tensão nominal, os limites de erro serão duas vezes maior que aqueles especificados para 5%.

d – No caso do TPC, os requisitos de erro devem ser atendidos para qualquer valor de 0% a 100% da carga nominal, para cargas nominais do tipo I (f.p. de 1,0), e de 25% a 100% para cargas nominais do tipo II (f.p. de 0,8 indutivo) (IEC, 2004).

Os dados apresentados na tabela possuem alguns aspectos a se destacar. A classe 3,0 das três normas não apresenta limites para o erro de ângulo de fase. Além disto, em geral, ambas as Normas IEC exigem desempenho dos TP em uma faixa mais ampla de magnitude de tensão, em relação a Norma ABNT/IEEE.

Especialmente no caso do TPC, desvios de frequência do sistema apresentam influência direta na exatidão do sinal produzido nos terminais secundários (LIRA, 2010). Isto porque o comportamento das reatâncias indutivas e capacitivas do TPC é dependente do valor da frequência do sinal. Um TPC conectado a uma carga puramente resistiva produzirá variações apenas no erro de fase, enquanto que se conectado a uma carga indutiva a variação do erro se apresentará tanto na fase quanto na magnitude (ABB, 2009).

Diferentemente da Norma de PMU (tratada na Seção 3.3), as normas de TP da ABNT e IEEE não consideram a operação fora da frequência nominal. Já a Norma IEC 60044-5 define que os TPC de medição devem atender aos requisitos da classe de exatidão, para qualquer valor de frequência entre 99% e 101% da frequência nominal (59,4Hz e 60,6Hz para frequência nominal de 60Hz), e os TPC de proteção para qualquer valor entre 96% e 102% da frequência nominal (57,6Hz e 61,2Hz para frequência de 60Hz).

### 3.2.2 Transformadores de Corrente

Os TC são utilizados em SEE para a adequação dos elevados valores das correntes, para patamares mensuráveis pelos equipamentos de medição, além de prover o isolamento elétrico em relação à rede de alta tensão (KINDERMANN, 2012). Na Figura 3.7 apresenta-se um exemplo de TC instalados em campo.



Figura 3.7 - Transformadores de corrente. Fonte: Trench Group, 2009.

Os TC são conectados em série com a LT, fazendo uso de um transformador magnético para a redução da corrente para valores definidos por norma. Desta forma a carga conectada aos terminais secundários do TC deve apresentar valor de impedância desprezível, para que desta maneira o TC não eleve a impedância da LT.

Diferentemente dos TP, os TC são projetados para operarem em grandes faixas de variação de amplitude da corrente, uma vez que esta depende do carregamento da LT a qual o TC está conectado. Teoricamente este valor de corrente, em regime permanente, pode variar de zero até um determinado limite acima da nominal (BRITO, 2011).

A corrente de magnetização é responsável por gerar o fluxo magnético do transformador indutivo. Ao se variar a corrente primária do TC, a corrente de magnetização também varia, porém com uma relação não-linear. Como a corrente de magnetização é a diferença entre a corrente primária e a corrente secundária (vezes a relação de

transformação), conclui-se que a variação da corrente secundária não é linearmente proporcional à primária. Sendo assim estas não-linearidades existentes entre as correntes do TC são a principal fonte de erros (SLOMOVITZ, 2003).

Este comportamento pode ser melhor observado na Figura 3.8, onde é representado um exemplo de curva de magnetização. O ponto 1 é o ponto nominal de operação do TC. A curva mantém certa linearidade até o ponto 3, que representa o máximo valor onde a classe de exatidão do TC ainda é atendida. Os pontos 2 e 4 são pontos fora da faixa normal de operação do TC, denominados região de sub-excitação e saturação, respectivamente.

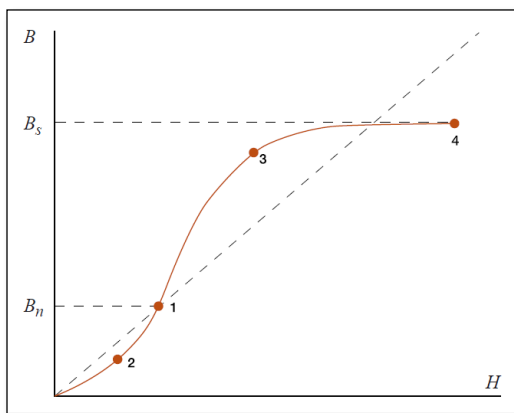


Figura 3.8 - Curva de magnetização. Fonte: (ABB, 2009)

Muitas vezes os TC instalados são especificados para correntes nominais superiores às correntes de carregamento máximo dos circuitos em que estão conectados. Isto os deixa operando, em regime permanente, nas regiões de baixo carregamento do TC, que são justamente as que apresentam maiores erros de magnitude e fase (BRITO, 2011).

Porém, em estudos de regime permanente, a saturação do TC normalmente não é considerada, uma vez que este está operando abaixo do seu carregamento máximo, dentro da região linear da curva de magnetização.

Os TC são classificados de acordo com a sua aplicação, em medição ou proteção. Os TC de medição são destinados ao uso com instrumentos, como por exemplo: medidores de potência ativa e reativa, e equipamentos indicadores e destinados ao faturamento. Portanto devem

apresentar boa exatidão da medição na região linear em torno do ponto nominal de operação. Apresentam núcleo magnético menor em relação aos TC de proteção, para que saturem em condições de elevada corrente primária (LIRA, 2010). Isto é desejável, pois limita a corrente e consequentemente a tensão no enrolamento secundário, evitando danos aos equipamentos conectados. Geralmente a saturação ocorre em correntes em torno de 4 vezes o valor da corrente nominal (KINDERMANN, 2012).

Já nos TC de proteção as exigências de erros são mais relaxadas, porém devem ser garantidas até o nível de corrente de 20 vezes a corrente nominal (segundo a Norma ABNT). Isto porque devem passar com boa fidelidade as informações de corrente de curto-circuito para os relés de proteção.

As normas mais relevantes para este trabalho, que tratam dos requisitos de exatidão de TC, são:

- ABNT NBR 6856 – Transformador de Corrente (ABNT, 1992a);
- IEEE Std C57.13 – *Standard Requirements for Instrument Transformers* (IEEE, 2008);
- IEC 60044-1 – *Instrument Transformers Part 1: Current Transformers* (IEC, 2003);

As normas ABNT e IEEE utilizam a mesma metodologia de avaliação da exatidão empregada no caso dos TP, com a diferença que a relação entre o  $FCR$  e o desvio angular  $\beta$  é dada pela Equação (3.2):

$$\beta = 2600(FCR - FCT) \quad (3.2)$$

onde  $\beta$  é dado em minutos.

Os limites dos erros de magnitude e fase são definidos para uma corrente primária a 10% e 100% da nominal (TC de medição). A Figura 3.9 ilustra o paralelogramo de exatidão para os dois níveis de corrente. Destaca-se que os níveis de exatidão são maiores na corrente nominal (paralelogramo menor), do que a 10% (paralelogramo maior). O limite aplicado para 100% da corrente nominal também é válido para a corrente primária igual à corrente nominal vezes o fator térmico, que é aquele que define a máxima corrente que o TC deve suportar em regime permanente sem causar danos ao equipamento.

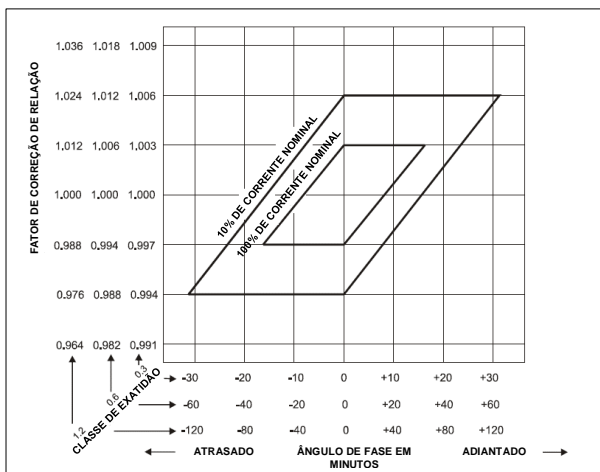


Figura 3.9 - Paralelogramo de exatidão do TC. Adaptado de: (IEEE, 2008)

Da mesma forma que para os TP, na Norma IEC são definidos limites máximos de erro de relação e erro de ângulo, sem correlacionamento matemático entre as duas grandezas.

A Tabela 3.2 apresenta os limites de erros das classes de exatidão dos TC, segundo as normas ABNT, IEEE e IEC. Nota-se que a Norma IEC possui requisitos para o TC de medição para 5%, 20%, 100% e 120% da corrente nominal.

Tabela 3.2 - Classes de exatidão de TC

Norma	Classe	Corrente (% In)	Carga (%)	Erro de Relação	Desvio de Fase	Aplicação
ABNT/ IEEE	0,3	10%	0 - 100	$\pm 0,6\%$	$\mp 0,52^\circ$	Medição/ Faturamento
		100%		$\pm 0,3\%$	$\mp 0,26^\circ$	
ABNT/ IEEE	0,6	10%	0 - 100	$\pm 1,2\%$	$\mp 1,04^\circ$	Medição/ Faturamento
		100%		$\pm 0,6\%$	$\mp 0,52^\circ$	
ABNT/ IEEE	1,2	10%	0 - 100	$\pm 2,4\%$	$\mp 2,08^\circ$	Medição
		100%		$\pm 1,2\%$	$\mp 1,04^\circ$	
ABNT	3,0	50% 100%	0 - 100	3,0%	-	Medição
ABNT	5,0	1 - 20xIn	100	5,0%	-	Proteção
ABNT	10,0	1 - 20xIn	100	10,0%	-	Proteção
IEEE	C	100%	100	3,0%	-	Proteção
		20xIn		10,0%		
IEEE	T	100	100	3,0%	-	Proteção
		20xIn		10,0%		

Norma	Classe	Corrente (% In)	Carga (%)	Erro de Relação	Desvio de Fase	Aplicação
IEEE	X	1xIn	100	1,0%	-	Proteção
		20xIn		Definido Pelo Usuário		
IEC	0,1	5	25 - 100	0,4%	0,25°	Medição
		20		0,2%	0,13°	
		100		0,1%	0,083°	
		120		0,1%	0,083°	
IEC	0,2	5	25 - 100	0,75%	0,50°	Medição
		20		0,35%	0,25°	
		100		0,2%	0,17°	
		120		0,2%	0,17°	
IEC	0,5	5	25 - 100	1,5%	1,50°	Medição
		20		0,75%	0,75°	
		100		0,5%	0,50°	
		120		0,5%	0,50°	
IEC	1,0	5	25 - 100	3,0%	3,00°	Medição
		20		1,5%	1,50°	
		100		1,0%	1,00°	
		120		1,0%	1,00°	
IEC	3,0	50	50 - 100	3,0%	-	Medição
		120		3,0%	-	
IEC	5,0	50	50 - 100	5,0%	-	Medição
		120		5,0%	-	
IEC	5P	100	100	1,0%	1,00°	Proteção
		ALFxIn <sup>a</sup>		5,0%	-	
IEC	10P	100	100	3,0%	-	Proteção
		ALFxIn <sup>a</sup>		10,0%	-	

a – Fator de Limite de Exatidão (*Accuracy Limit Factor* – ALF).

Pequenos desvios de frequência em torno do valor nominal são normais na operação regime permanente. Durante perturbações de grande intensidade estas variações podem atingir valores próximos a  $\pm 10\text{Hz}$  em torno da frequência nominal (PHADKE; THORP, 2008). Os TC são projetados para operarem com boa exatidão para uma faixa de frequência de 25Hz a 133Hz (BRITO, 2011). Além disto as normas não definem nenhum tipo de ensaio para condições fora da frequência nominal. Assim espera-se que o comportamento do TC, em geral, seja pouco influenciado por desvios de frequência, presentes em sistemas elétricos.

### 3.2.3 Influência dos Cabos de Controle

Em geral os TI são instalados no pátio das subestações. Já os equipamentos de medição estão localizados nas salas de controle das subestações. Para transportar o sinal produzido nos terminais secundários

do TI até a carga de medição são utilizados os cabos de controle. A distância percorrida por esta fiação, em geral, é em torno de 50m a 400m (LIRA, 2010). Por possuírem características próprias de condução (resistência, indutância e capacitância), os cabos de controle se comportam como uma impedância em série com a carga de medição. Desta forma a passagem do sinal nos condutores provoca distorções nas grandezas medidas.

Muitas vezes são realizadas alterações neste cabeamento para adição/remoção de equipamentos de medição, sem que sejam feitos os devidos estudos da mudança do valor da carga, consequente destes cabos (HUANG et al., 2008).

No caso específico de Sistemas de Medição de Faturamento (SMF), o Submódulo 12.2 dos Procedimentos de Rede do ONS (ONS, 2011) define que:

- Os cabos de controle utilizados em TC não devem elevar a carga total (cabo de controle + carga de medição) imposta ao TC acima da carga nominal;
- Os cabos de controle utilizados em TP indutivos ou capacitivos não devem inserir erro de medição maior que 0,05% para fator de potência 0,8;
- Os cabos devem ser do tipo multicondutor blindado, sendo que os condutores não utilizados e a blindagem devem ser aterrados.

Para outras aplicações que não a de faturamento, não há normas específicas para o cabo de controle.

Na prática geral, é conveniente que a distância entre a sala de controle e o pátio da subestação não eleve a resistência do cabo de controle acima de  $0,5\Omega$  (KINDERMANN, 2012).

### **3.2.4 Influência da Carga de Medição**

As cargas de medição, ou *burden*, compreendem o grupo de equipamentos conectados aos terminais dos TI, através dos cabos de controle, e que fazem uso dos sinais produzidos para a realização de suas funções. Cada equipamento possui um valor de impedância em seu canal de medição. O conjunto destes equipamentos conectados no mesmo terminal definirá o carregamento imposto ao TI.

No caso dos TC, as cargas devem estar conectadas em série, e nos TP devem ser conectadas em paralelo, garantindo que o mesmo sinal seja aplicado à todas.

Os TI devem suportar uma determinada faixa de variação da carga de medição, sem sair de sua classe de exatidão. Estas faixas são definidas nas norma, e podem ter valores diferentes para cada classe, como pode ser visto nas Tabelas 3.1 e 3.2.

Variações na carga de medição provocam mudanças nas tensões e correntes que fluem nos ramos do TI e, como consequência, alteram o valor de tensão/corrente fornecido nos terminais secundários. Também provocam alterações no fluxo magnético que percorre o núcleo do transformador e, desta maneira, também se alterará o valor da corrente de excitação, fonte de erros por sub-excitação e saturação (BRITO, 2011). Deste modo, é importante o correto dimensionamento da carga imposta ao TI, para que esteja de acordo com a especificada.

Equipamentos de medição eletromecânicos apresentam valor de carga muito mais alto em relação aos equipamentos eletrônicos e digitais. É comum ocorrer situações em que são feitas alterações na carga de medição (ex.: adição ou remoção de equipamentos, e substituição de equipamentos antigos por de tecnologia mais moderna), sem a realização de estudos que verifiquem a adequação do valor da impedância resultante, com o valor para o qual foi especificado para o TI.

Então ao se realizar instalações de PMU deve se levar em conta a alteração da impedância do circuito utilizado, para que o valor total esteja adequado ao TI, garantindo a exatidão da medição.

### **3.2.5 Transformadores Ópticos**

O desenvolvimento dos equipamentos de medição digitais tem levado à utilização de novas tecnologias em SEE. Um exemplo desta modernização é o emprego de TI ópticos, que se baseiam nos efeitos dos campos elétrico e magnético em feixes de luz polarizados.

O princípio de operação destes transformadores se dá através da sensibilidade óptica de certos materiais como vidros, cristais e plásticos. Estes materiais alteram suas propriedades ópticas quando submetidos a variações de campo magnético ou elétrico. A medição de corrente se dá pelo efeito magneto-óptico de Faraday (sensibilidade do material em relação ao campo magnético). Como exemplo, o esquema de funcionamento de um TC óptico é ilustrado na Figura 3.10.

Um LED emissor aplica um feixe de luz polarizada em um bloco de material fotossensível. Este bloco é posicionado de forma que fique



imerso no campo magnético produzido pelo condutor da LT. O campo aplicado, muda as propriedades do material, alterando as características do sinal de feixe de luz, que é então detectado por um foto-sensor. Em seguida um circuito eletrônico é encarregado de receber estas informações e, através de processamentos de sinais, reconstrói o sinal de corrente da LT.

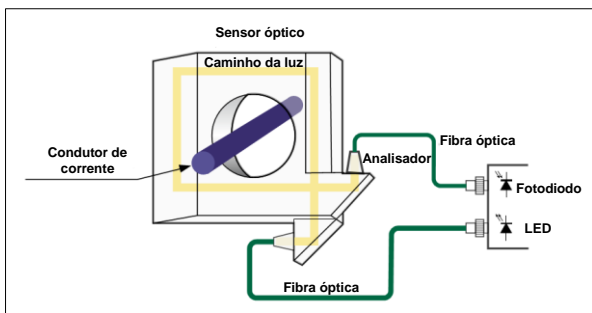


Figura 3.10 - Funcionamento de um TC óptico. Adaptado de: (ABB, 2009)

De forma similar, o sensor de medição de tensão utiliza o efeito Pockels (sensibilidade do material em relação ao campo elétrico). Quando a luz atravessa um cristal imerso em um campo elétrico, a luz polariza de forma proporcional à intensidade do campo elétrico. Este processo está ilustrado na Figura 3.11 (PARKER; BEASLEY, 2013).

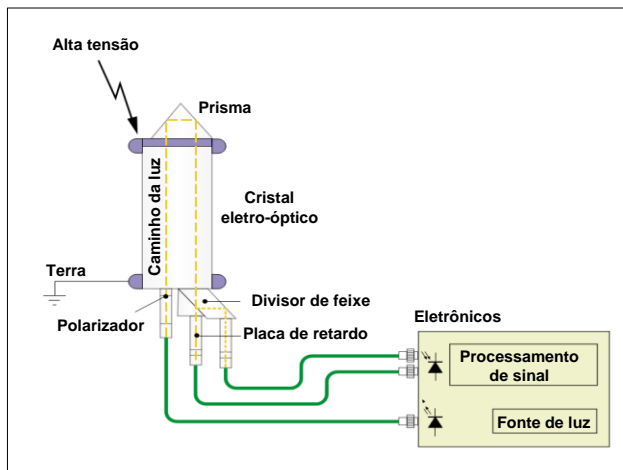


Figura 3.11 - Funcionamento de um TP óptico. Adaptado de: (ABB, 2009)

Por não utilizarem núcleos ferromagnéticos, não sofrem de problemas de saturação e sub-excitação. Da mesma forma não há dispersão do campo magnético, como ocorreria em TI convencionais. Também se caracterizam por serem mais leves e de menores dimensões quando comparados com TI convencionais. Não necessitam da fiação secundária dos cabos de controle, pois o transporte do sinal é realizado por meio de fibras ópticas. Como consequência, apresentam elevados níveis de exatidão da medição tanto em regime permanente quanto para transitórios (KUCUKSARI, 2010).

Os TI ópticos atualmente apresentam uma tecnologia consolidada e sendo comercializada por diversos fabricantes. Desta forma o uso TI ópticos se mostra uma opção adequada para serem empregados em instalações de medição fasorial sincronizada, trazendo muitos benefícios (NUQUI; ZARGHAMI; MENDIK, 2010), como a redução considerável dos erros de medição. Apesar disto, o alto custo de substituição dos atuais equipamentos convencionais instalados em campo, por equipamentos baseados em novas tecnologias, ainda é um fator limitante. Entende-se que a modernização das subestações de energia elétrica, agregando novas tecnologias digitais será algo a ser realizado de forma gradual. Com isso as novas instalações de PMU, previstas para ocorrer de forma acentuada nos próximos anos, em sua maioria, ainda serão feitas utilizando os CI convencionais. Sendo assim os estudos deste trabalho se limitam aos TI eletromagnéticos.

### **3.2.6 Compensação dos Erros Fasoriais**

Fica claro que os equipamentos que compõem os CI são responsáveis por degradar, de certa forma, a qualidade da medição. Para contornar este problema, algumas técnicas para compensar os erros fasoriais são propostas na literatura.

Em (MELIOPOULOS, A. P. S. et al., 2007) é desenvolvida uma metodologia de compensação dos erros, através de estimação de estados. A ideia básica está ilustrada na Figura 3.12, e consiste em utilizar um modelo detalhado da subestação (a qual inclui os CI). Os dados de medição de todos os equipamentos disponíveis são então empregados na modelagem, e são obtidos os valores das grandezas por meio de uma estimação de estados distribuída, a nível de subestação.

Outros trabalhos se baseiam na compensação individual de cada equipamento. Em (SLOMOVITZ, 2003) é proposta uma técnica para compensar os erros de TC devido à corrente de magnetização. A técnica

se dá por meio de um circuito auxiliar que injeta uma corrente idêntica à sua corrente de magnetização, no secundário do TC, e conseqüentemente compensando os erros. O valor da corrente injetada é calculado a partir das informações da corrente e tensão no terminal secundário do TC, e dos valores das impedâncias internas do modelo do TC, previamente obtidas através de ensaios.

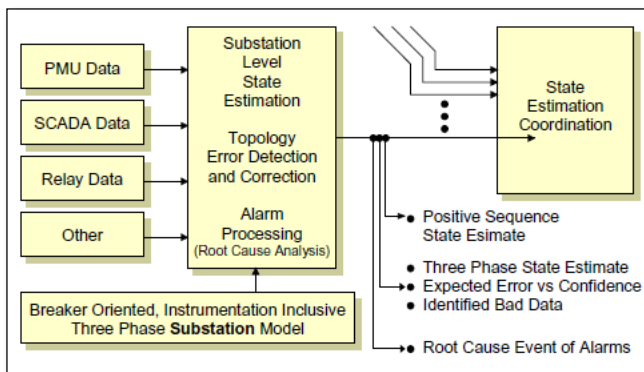


Figura 3.12 - Compensação dos erros via estimação de estados. Fonte: (MELIOPOULOS, A. P. S. et al., 2007)

No caso dos TPC, no trabalho (LOPES et al., 2012) é proposto um método de compensação dinâmica dos erros de medição. Faz-se uso da função de transferência obtida do modelo equivalente do TPC. É então calculada a função de transferência inversa, sendo empregada em um filtro digital recursivo, implementado em um DSP (*Digital Signal Processor*), denominado compensador. O sinal produzido pelo secundário do TPC alimenta então o DSP, corrigindo os sinais de tensão em tempo real.

Já em (SALEH et al., 2009) é desenvolvido um algoritmo baseado em redes neurais, para obter a função de transferência inversa do TPC, sem necessidade de ensaios, para a obtenção do valor corrigido da tensão primária.

No trabalho realizado por (WU et al., 2012) é apresentada uma metodologia de calibração de transformadores de instrumentos, através de dados de medição de fasores. A técnica baseia-se na disponibilização de pelo menos um TP de referência, com o valor do FCR conhecido. A partir de um desenvolvimento matemático é possível de se obter, de forma precisa, os valores dos FCR dos demais transformadores de instrumentos

### 3.2.7 Comentários

Nas seções anteriores foram apresentados os aspectos de exatidão referente aos CI, sendo apresentadas várias de suas características que influenciam os erros produzidos por estes equipamentos. De acordo com o que foi exposto, fica evidente a atenção que deve ser dada ao se realizar uma instalação de PMU.

Muitas vezes a instalação de PMU é feita utilizando o CI destinado à proteção, que se comparado ao destinado à medição/instrumentação apresenta requisitos de erro mais relaxados, em alguns casos sem limitação para os erros de ângulo.

Também é importante considerar que os equipamentos que compõem os CI apresentam vida útil elevada. Assim muitos dos equipamentos encontrados em campo são antigos, podendo apresentar baixo desempenho. Como exemplo, no sistema elétrico brasileiro, atualmente encontram-se em operação equipamentos de fabricação nas décadas de 70 e 80. Devido ao tempo de uso, os TI podem até mesmo ter sua exatidão comprometida pela ação do tempo, que desgasta seus elementos e altera seus parâmetros internos.

No caso dos TC é comum ocorrer situações em que este foi sobredimensionado, levando-o a operar em regime permanente abaixo do carregamento nominal para qual foi projetado (BRITO, 2011; LIRA, 2010). Nesta situação o equipamento tende a operar na região de sub-excitação da curva de magnetização, onde os erros produzidos tendem a ser elevados.

Há ainda casos em que os cabos de controle utilizados não são blindados, sujeitando os sinais transportados a ruídos externos. Alterações nesta fiação também são comuns para a adição ou alteração de equipamentos de medição, sem que sejam realizados estudos que avaliem o impacto desta mudança na exatidão do CI.

### 3.3 ASPECTOS DE EXATIDÃO DE SPMS

Diversas aplicações que podem se beneficiar do uso de sincrofasores possuem diferentes requisitos de exatidão das medidas. Assim é necessário que o usuário tenha conhecimento das características de exatidão de cada instalação do SPMS utilizado. A Tabela 3.3 apresenta algumas das aplicações que utilizam dados de SPMS, com seus respectivos requisitos de exatidão, em termos qualitativos.

Tabela 3.3 - Requisitos de exatidão de aplicações de SPMS. Fonte: (MELIOPOULOS et al., 2006)

Aplicação	Exatidão Requerida
Monitoramento em Regime Permanente	Baixa
Monitoramento de Distúrbios	Moderada
Medição de Estados	Alta
Estimação de Estados	Alta
Proteção de Área Ampla	Moderada
Monitoramento de Instabilidades Transitórias	Alta

À parte dos CI, o desempenho de um SPMS é influenciado por:

- Atrasos de comunicação;
- Latência na medição;
- Erros de medição:
  - Erro na conversão analógico-digital;
  - Erro na sincronização;
  - Erro no cálculo do fasor.

Diversas soluções podem ser empregadas para o transporte das informações em um SPMS. Cada um dos meios de comunicação possui diferentes características de atraso. Estes atrasos apresentam impacto direto no desempenho dos SPMS, principalmente para aplicações de controle em tempo real. Desta forma a escolha do meio de comunicação dependerá do tipo de aplicação a qual o sistema será empregado (SANTOS, 2008).

A Norma IEEE C37.118.1-2011 distingue o conceito de latência em duas categorias. A latência em envio de medição (*Latency in Measurement Reporting*) é definida como o tempo entre o momento em que ocorre um evento na entrada da PMU, e o momento em que a informação sobre este evento está disponível na saída de dados da PMU. Já a latência de envio da PMU (*PMU Reporting Latency*) é o intervalo entre o valor da etiqueta de tempo de um determinado pacote de dados, e o momento em que este pacote se torna disponível na saída da PMU (IEEE, 2013b). Para a latência de envio, a Norma estabelece que esta deve ser no máximo  $2/F_s$  para PMU de classe P, e  $5/F_s$  para PMU de classe M, onde  $F_s$  é a taxa de envio de fasores.

A PMU é responsável por medir as grandezas tensão e corrente na forma de fasores, e enviá-las ao concentrador de dados. A Figura 3.13 apresenta genericamente a arquitetura básica de uma PMU.

Inicialmente as grandezas elétricas devem ser convertidas em dados digitais. Desta forma os sinais passam por transdutores para o

condicionamento dos sinais, e filtros analógicos *anti-aliasing*, removendo ruídos de alta frequência. Em seguida passam pelo conversor analógico digital propriamente dito, amostrados a taxas típicas de 128, 256 e 384 amostras por ciclo (MENEZES, 2012). Todo este processo de conversão analógico-digital é responsável por uma parcela dos erros presentes na medição dos sincrofasores.

Outra parcela dos erros está relacionada ao processo de extração do fasor. O sinal oriundo do GPS fornece a referência de tempo para a obtenção do ângulo de fase, com uma exatidão de tempo de  $1\mu\text{s}$ . Isto equivale a um erro de  $0,022^\circ$  a 60 Hz, ou  $0,018^\circ$  a 50 Hz. Vários algoritmos podem ser usados para o cálculo dos fasores, dentre os quais pode-se citar aqueles baseados na Transformada de Fourier, Filtro de Kalman, Filtro Cosseno, entre outros. Porém, na grande maioria da vezes, os mais empregados são aqueles baseados na Transformada Discreta de Fourier (*Discrete Fourier Transform – DFT*) (LIRA, 2010; NGUYEN; LI, 2006; OLIVEIRA, N. L. S.; SOUZA, 2012; SERNA; MALDONADO, 2012). A DFT original considera o sinal como uma senóide perfeita, ou seja, composta de sinais contínuos de frequência constante. Porém apresenta erros quando aplicada em sinais que não possuem tais características, como é o caso de perturbações nos sistemas elétricos. Assim técnicas são empregadas para mitigar os erros. Além disto, PMU de diferentes fabricantes podem empregar técnicas diferentes e, portanto, apresentar comportamentos diferentes, principalmente durante transitórios.

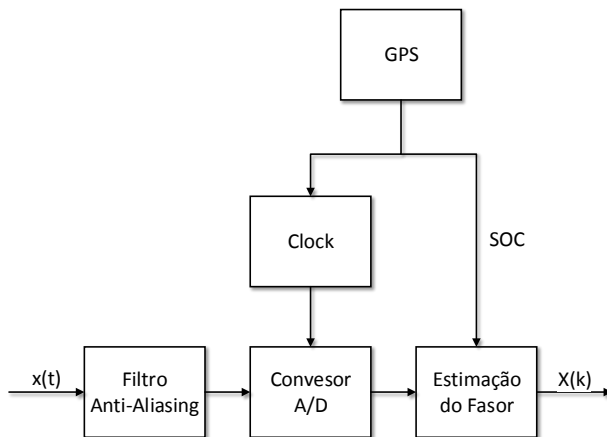


Figura 3.13 - Arquitetura básica de uma PMU. Fonte: (PHADKE; THORP, 2008)

Na Norma C37.118.1-2011 estão previstas ainda dois tipos de PMU: PMU de classe M e de classe P. A de classe M é indicada para aplicações sensíveis aos efeitos de *aliasing*, e não requerem uma resposta tão rápida. A letra M é uma alusão às aplicações de medição analítica, as quais necessitam boa exatidão das medições, abrindo mão de respostas rápidas. Já a PMU de classe P são empregadas em situações onde é exigida rápida resposta, mas não demandando uma filtragem explícita, como é o caso das aplicações de proteção e controle. A escolha da classe de PMU é uma opção do usuário, não sendo necessariamente obrigatório a utilização da classe P exclusivamente para proteção e classe M exclusivamente para medição.

É exigido das PMU a garantia da qualidade da medição nas condições de operação em que estarão sujeitas, quando instaladas em sistemas elétricos. Para isto, a Norma define que as PMU devem atender aos critérios de desempenho sob diferentes condições de testes, sendo elas:

- Condições nominais de operação:
  - Sinal de tensão/corrente com Magnitude, ângulo de fase e frequência em valores nominais e invariantes no tempo;
- Fora das condições nominais de operação:
  - Regime permanente:
    - Frequência do sinal de tensão/corrente fora do valor nominal;
    - Magnitude de tensão fora do valor nominal;
    - Magnitude de corrente fora do valor nominal;
    - Variação do ângulo de fase do sinal de tensão/corrente;
    - Sinal de tensão/corrente com distorção harmônica;
    - Interferência “fora-da-banda” do filtro no sinal de tensão/corrente.
  - Regime dinâmico:
    - Modulação da amplitude do sinal de tensão/corrente (Largura de banda);
    - Rampa de frequência aplicada no sinal de tensão/corrente;
    - Degrau de magnitude aplicado no sinal de tensão/corrente;
    - Degrau de ângulo de fase aplicado no sinal de tensão/corrente;

### 3.3.1 Erro Vetorial Total

Para determinar a qualidade da medição de sincrofasores nas condições de testes supracitadas, na Norma IEEE C37.118.1-2011 é definido que os erros de amplitude e de fase sejam avaliados de forma conjunta, através do índice denominado Erro Vetorial Total, ou *Total Vector Error* (TVE). O TVE corresponde à diferença entre o valor do fasor verdadeiro, e aquele calculado pela PMU, sendo obtido através de (3.3):

$$TVE = \sqrt{\frac{[\hat{X}_r(n) - X_r(n)]^2 + [\hat{X}_i(n) - X_i(n)]^2}{[X_r(n)]^2 + [X_i(n)]^2}} \quad (3.3)$$

onde  $X_r$  e  $X_i$  são respectivamente, as partes real e imaginária do fasor verdadeiro, e  $\hat{X}_r$  e  $\hat{X}_i$  as partes real e imaginária do fasor fornecido pela PMU.  $n$  é o índice que identifica o fasor na sequência de amostras. Como se pode observar, o TVE permite, com um único valor, avaliar de forma combinada o erro de sincronização de tempo, de ângulo de fase, e de magnitude.

Para a maioria das situações, a Norma estabelece que o TVE deve respeitar o limite de 1%. Isto quer dizer que  $TVE \leq 0,01$ . Esta restrição pode ser visualizada na ilustração da Figura 3.14.

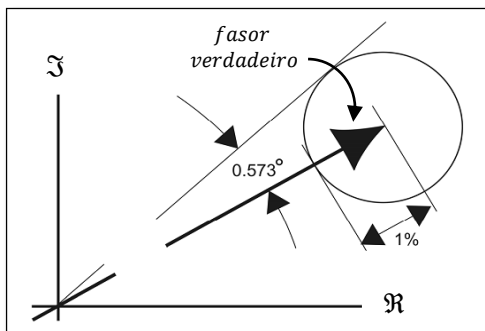


Figura 3.14 - Representação do limite de TVE. Adaptado de: (IEEE, 2011)



Qualquer fasor respeitará o limite de 1% de TVE, desde que sua extremidade esteja dentro do círculo representado na figura supramencionada. Para estar de acordo com a Norma, o fasor poderá ter até 1% de erro de magnitude, desde que não apresente nenhum desvio de fase. Por outro lado, se não houver erro de magnitude, o desvio de fase poderá ser de até  $0,573^\circ$ .

A Figura 3.15 apresenta a evolução do TVE em função dos erros de magnitude e ângulo. Mais especificamente, a Figura 3.15 (a) mostra o comportamento em relação ao erro de magnitude, para alguns patamares de erro angular. Como é de se esperar, o erro de magnitude é exatamente o valor do TVE, quando não há a presença de erro de ângulo. Já a Figura 3.15 (b) também mostra o comportamento do TVE, porém em relação ao erro angular, em diversos patamares de erro de magnitude.

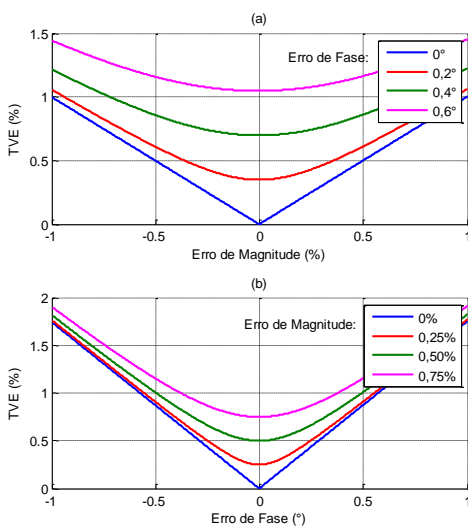


Figura 3.15 - Representação do TVE em relação aos erros de magnitude (a) e de fase (b)

É possível ainda representar o TVE sobre ambos os eixos dos erros de magnitude e fase, em um gráfico tridimensional, como apresentado na Figura 3.16. A elipse desenhada sobre o gráfico indica o limite em que a combinação dos erros de fase e de magnitude resultam em um TVE de 1%.

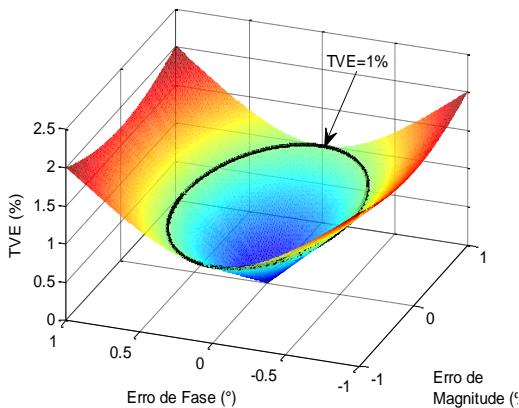


Figura 3.16 - Representação tridimensional do TVE

Além do TVE a Norma ainda trabalha com outros indicadores, como o Erro de Frequência (*Frequency Error – FE*), e o Erro de Taxa de Variação de Frequência (*Rate of Change of Frequency Error – RFE*), utilizados para avaliar ambos os sinais, que também são enviados pela PMU. Porém os estudos realizados neste trabalho se limitam ao TVE, visto que desta maneira as outras grandezas são indiretamente avaliadas, uma vez que podem ser derivadas do fasor.

O uso do TVE se mostra uma metodologia adequada e prática, pois permite avaliar conjuntamente os erros de magnitude e fase, resultantes de todo o processo de cálculo do fasor, realizado pela PMU.

### 3.4 ÍNDICE GLOBAL DE AVALIAÇÃO DO ERRO VETORIAL

Nas Seções 3.2 e 3.3 foram apresentados os aspectos que se referem à exatidão de CI e SPMS, respectivamente. Como visto, existem normas aplicadas a cada um deles, com o intuito de definir requisitos de desempenho das medições. Porém, as normas que se aplicam à PMU não utilizam a mesma metodologia das normas aplicáveis a TI, quanto a definição e avaliação dos erros inseridos pelos equipamentos. Na Norma IEEE C37.118.1-2011 é estabelecido que os erros de magnitude e fase produzidos pela PMU devem ser avaliados de forma conjunta, através do índice TVE, sendo que para o caso geral deve ser menor ou igual a 1%. Já as normas de TI avaliam os erro de magnitude através do FCR e o

desvio de fase por  $\beta^1$ . Além disto, as normas de TI apresentam várias classes de exatidão para diferentes finalidades, porém nenhuma prevendo a instalação de PMU. Também é importante ressaltar que, diferentemente da Norma de PMU, as normas aplicáveis aos TI não consideram a operação fora da frequência nominal, com exceção da Norma IEC 60044-5. Porém, mesmo nesta, os requisitos de frequência são consideravelmente menos exigentes em relação à Norma de PMU. Por fim não há norma que limite os erros inseridos pelos cabos de controle.

Estas questões de preocupação com os diferentes requisitos de desempenho de PMU e CI, também foram tratadas em outros estudos (BRITO, 2011; LIRA, 2010), e foram alguns dos fatores motivadores para a elaboração do Guia IEEE C37.242-2013 que trata da sincronização, teste, e instalação de PMU. Dentre outros aspectos aborda a necessidade de se avaliar os equipamentos que serão utilizados no CI para se obter o máximo desempenho da medição, trazendo exemplos de caracterização dos erros típicos introduzidos pelos CI.

No Brasil são definidos, no Submódulo 12.2 dos Procedimentos de Rede do ONS, os requisitos de exatidão para instalações de CI destinadas ao serviço de medição para faturamento. Por outro lado, está atualmente em fase de desenvolvimento o projeto de implantação de um sistema de medição fasorial sincronizada no SIN, liderado pelo ONS, o que demandará nos próximos anos instalações de PMU nos sistemas elétricos das empresas de transmissão que compõem o SIN. De acordo com esta reflexão, algo que se mostra apropriado é o desenvolvimento de uma metodologia que defina os requisitos de exatidão de CI para instalações de PMU, da mesma forma como é feito para o serviço de medição de faturamento. Esta mesma constatação também foi feita em outros trabalhos (BRITO, 2011).

O que este trabalho propõe é a definição de um índice de avaliação do erro vetorial global, ou  $TVE_{Global}$  que considere não só a PMU, mas que cubra toda a cadeia de equipamentos que farão parte do CI destinado à instalação de PMU. O  $TVE_{Global}$  seria uma composição dos TVE equivalentes da PMU + TI + Cabo de Controle. Assim as mesmas bases conceituais de avaliação dos erros seriam aplicados à todos os equipamentos da instalação de PMU. A Figura 3.17 ilustra esta proposta.

---

<sup>1</sup> Nas normas ABNT/IEEE o erro de fase provocado por TP é tratado como  $\gamma$ , enquanto que nos TC é tratado como  $\beta$ . Nos desenvolvimentos apresentados neste trabalho é utilizado  $\beta$  para referir-se genericamente ao erro de fase produzido tanto por TP como TC. Caso seja necessária a diferenciação, esta estará indicada na descrição do problema.

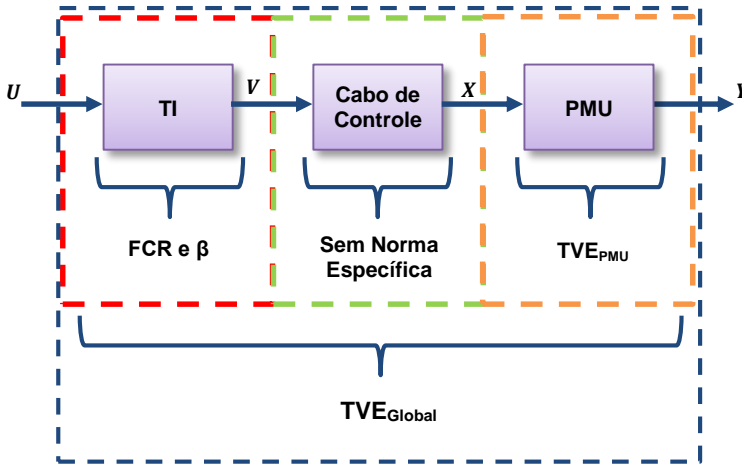


Figura 3.17 - Aplicação do TVE Global

O erro inserido pela PMU é apenas uma parcela do erro total do processo de obtenção do fasor, avaliado através do TVE que relaciona  $X$  e  $Y$ , obtido através da Equação (3.4):

$$TVE_{PMU} = \sqrt{\frac{(Y_r - X_r)^2 + (Y_i - X_i)^2}{(X_r)^2 + (X_i)^2}} \quad (3.4)$$

Por outro lado, um índice  $TVE_{Global}$  aplicado a todo o CI, levaria em consideração não só o erro produzido pela PMU, como também os erros inseridos pelo TI e pelo cabo de controle, envolvendo todas as fontes de erro da medição de fasores, fornecendo uma informação mais completa do erro total presente na medição.

Ainda de acordo com a Figura 3.17, o  $TVE_{Global}$  relaciona o fasor  $Y$  entregue pela PMU, com o fasor  $U$  relativo ao sinal na entrada do TI, sendo calculado pela Equação (3.5):

$$TVE_{Global} = \sqrt{\frac{(Y_r - U_r)^2 + (Y_i - U_i)^2}{(U_r)^2 + (U_i)^2}} \quad (3.5)$$

Desta forma seriam definidos valores máximos aceitáveis de TVE inseridos por cada componente do CI, bem como o valor máximo do  $TVE_{Global}$  para toda a instalação de PMU. É importante lembrar que o valor do  $TVE_{Global}$  não pode ser obtido pela soma direta  $TVE_{PMU} + TVE_{TI} + TVE_{Cabo}$ , pois, apesar do TVE ser uma grandeza percentual, o erro inserido por cada equipamento é vetorial, ou seja uma grandeza complexa.

Porém, como mostra a Figura 3.17, as normas atuais aplicadas aos TI empregam o conceito de  $FCR$  e erro angular  $\beta$ , diferentemente do conceito de TVE proposto. Para que se possa utilizar as classes de exatidão definidas nas normas de TI, é necessário obter o TVE equivalente para cada uma delas, a fim de se utilizar aquelas que melhor se adequam aos requisitos de exatidão de SPMS.

Em (BRITO, 2011) é demonstrada a possibilidade de representar o TVE e os limites das classes de exatidão de TI em função do erro de relação e do desvio angular, permitindo a análise sobre os mesmos eixos de variáveis. Seguindo um raciocínio semelhante é possível calcular o TVE em função do  $FCR$ . Considerando a Figura 3.18,  $U$  é o fasor verdadeiro na entrada do TI, possuindo módulo igual a 1, e ângulo igual a  $0^\circ$ .  $V$  é o valor do fasor entregue no secundário do TI, diferenciado de  $U$  pelo erro de medição inserido pelo TI.

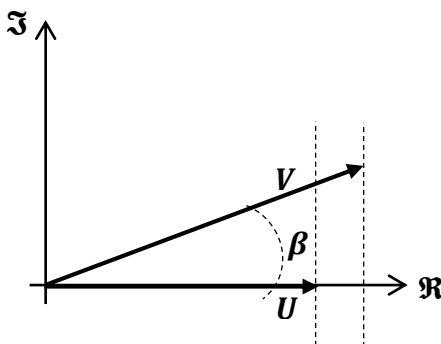


Figura 3.18 - Representação fasorial para a correlação do TVE com FCR

Então pode-se dizer que:

$$U = 1 \angle 0^\circ \quad (3.6)$$

$$V = FCR \times |U| \angle \beta^\circ = FCR \angle \beta^\circ \quad (3.7)$$

Assim, as componentes real e imaginária do fasor  $U$  são:

$$U_r = 1 \quad (3.8)$$

$$U_i = 0 \quad (3.9)$$

E as componentes real e imaginária do fasor  $V$  são:

$$V_r = FCR \times \cos\beta \quad (3.10)$$

$$V_i = FCR \times \sen\beta \quad (3.11)$$

Aplicando as Equações (3.8) a (3.11), na Equação (3.3), obtém-se o TVE referente ao TI, em função das variáveis  $FCR$  e  $\beta$ :

$$TVE_{TI} = \sqrt{\left(\frac{\cos\beta}{FCR} - 1\right)^2 + \left(\frac{\sen\beta}{FCR}\right)^2} \quad (3.12)$$

Com a expressão obtida na Equação (3.12) é possível realizar a análise dos valores de  $TVE_{TI}$  equivalentes às diferentes classes de exatidão, definidas nas normas de TI.

O uso dos valores de  $FCR$  e  $\beta$  para avaliação dos erros é uma metodologia utilizada nas normas ABNT e IEEE, com base na medição de energia. Porém também é interessante estender a análise para as classes de exatidão da Norma IEC, também muito utilizadas pelos fabricantes na padronização dos TI. No caso desta Norma, os limites das classes de exatidão são definidos pelos valores máximos de erro de relação  $\varepsilon$  e erro angular  $\beta$ . O erro de relação  $\varepsilon$  é caracterizado pela Equação (3.13):

$$|V| = (1 + \varepsilon) \times |U| \quad (3.13)$$

De acordo com (3.7):

$$|U| = FCR \times |V| \quad (3.14)$$

Conclui-se então que:

$$FCR = \frac{1}{1 + \varepsilon} \quad (3.15)$$

Para se obter o TVE equivalente às classes de exatidão definidas na norma IEC, basta substituir a Equação (3.15) em (3.12).

Tendo disponíveis as equações que correlacionam os conceitos utilizados nas normas de PMU e TI, é possível traçar as curvas de nível do gráfico tridimensional do TVE, apresentado na Figura 3.16, sobre a representação dos limites das classes de exatidão TI. A Figura 3.19 apresenta os gráficos relativos ao TP, enquanto a Figura 3.20 apresenta os gráficos relativos ao TC. Em ambas as figuras, os gráficos estão ilustrados sobre os eixos do  $FCR$  e do erro de ângulo  $\beta$ , da mesma forma que as normas ABNT/IEEE de TI. O círculo representado pela linha de cor preta mais espessa indica o limite acima do qual o TVE extrapola o valor de 1% definido pela Norma de PMU.

Comparando os limites das classes de exatidão de TI com os de PMU, fica evidente a diferença existente nas metodologias e conceitos adotados. Através do TVE, a Norma de PMU limita de forma proporcional os erros de magnitude e de fase, fazendo com que a representação do limite dos erros se apresente na forma de um círculo. Por outro lado a metodologia da Norma de TI ABNT/IEEE define uma relação linear entre as duas grandezas, tendo ainda um limite máximo e mínimo para o  $FCR$ . Já a Norma de TI IEC limita os erros de relação e fase, sem que haja uma função que correlacione as duas grandezas. Neste caso muitas das classes de exatidão definidas para os TI resultam em valores de  $TVE_{TI}$  acima do limite de 1%.

Resta então calcular os valores de  $TVE_{TI}$  equivalentes para as classes de exatidão, para que se possa quantificar os erros admitidos em cada uma. Utilizando as equações desenvolvidas neste capítulo, são obtidos os resultados apresentados na Tabela 3.4.

Ao analisar os dados apresentados na tabela é importante atentar-se em alguns detalhes. Em alguns casos uma mesma classe de exatidão pode ter requisitos de TP diferentes dos requisitos de TC. Por exemplo, a classe IEC 0,5 estabelece que o TC deve apresentar no máximo  $0,50^\circ$  de desvio de fase, enquanto que a mesma classe aplicada para TP exige  $0,33^\circ$ . Uma mesma classe de exatidão pode apresentar mais de um requisito de erro de relação e fase. Isto porque no caso dos TC os requisitos dependem do nível da corrente primária, como visto na Tabela 3.2 da Seção 3.2.2. No caso da mesma classe se aplicar a ambos os TI,

considera-se como requisitos de TP aqueles com menor valor de erro de relação e erro de fase (Ex.: classe IEC 0,2 os requisitos de TP são 0,2% e  $0,17^\circ$ ).

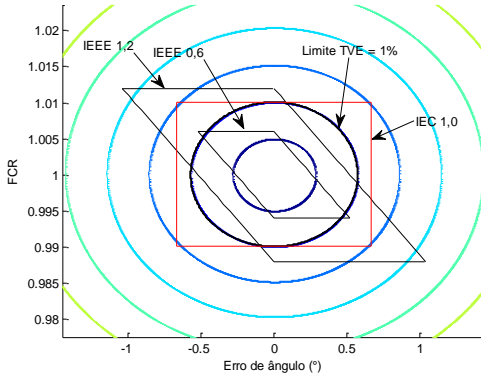


Figura 3.19 - TVE x FCR – TP

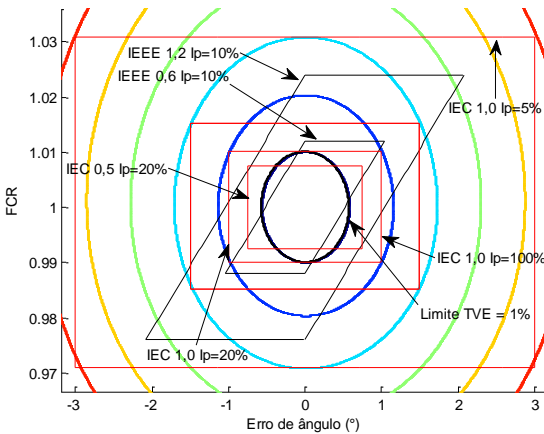


Figura 3.20 - TVE x FCR – TC

Os valores equivalentes de  $TVE_{TI}$  estão indicados com marcadores de cores diferentes, de acordo com a sua magnitude em relação ao limite de 1%, da seguinte forma:



- ● → acima de 1%;
- ● → acima de 2%;
- ● → acima de 3%.

Observando os dados apresentados verifica-se que a maioria das classes de exatidão de TI resultam em valores de TVE acima do limite de 1% exigido das PMU. Tais valores podem atingir patamares relativamente altos, extrapolando várias vezes aquele limite.

Há ainda casos em que o valor do TVE é indeterminado, uma vez que não há limite estabelecido para o erro de ângulo. Este mesmo raciocínio não é seguido pela Norma de PMU, uma vez que mesmo a PMU de classe P (proteção) deve respeitar o limite  $TVE \leq 1\%$ . As classes de exatidão aplicadas a TC permitem valores de TVE que aumentam conforme se reduz o valor da corrente primária, em geral desde a nominal até algo em torno de 10%. Por outro lado a Norma de PMU exige que o limite de 1% de TVE seja respeitado para qualquer corrente entre 10% e 200% da nominal.

Tabela 3.4 - Valores de  $TVE_{TI}$  equivalentes para as classes de exatidão

Norma	Tipo de TI	Classe	Erro de Relação	Desvio de Fase	$TVE_{TI}$		
ABNT/ IEEE	TP/TC	0,3	0,6%	0,52°	1,0902%	●	
			0,3%	0,26°	0,5446%		
		0,6	1,2%	1,04°	2,1850%	●	
			0,6%	0,52°	1,0902%	●	
			1,2%	2,08°	4,3879%	●	
ABNT	TP/TC	3,0	3,0%	-	Indeterminado	●	
			5,0	5,0%	-	Indeterminado	●
	TC	10,0	10,0%	-	Indeterminado	●	
			C	3,0%	-	Indeterminado	●
			10,0%	-	Indeterminado	●	
IEEE	TC	T	3,0%	-	Indeterminado	●	
			10,0%	-	Indeterminado	●	
		X	1,0%	-	Indeterminado	●	
			Definido Pelo Usuário	-	Indeterminado	●	
IEC	TP/TC	0,1	0,4%	0,25°	0,5926%		
			0,2%	0,13°	0,3026%		
			0,1%	0,083°	0,1761%		
		0,2	0,1%	0,083°	0,1761%		
			0,75%	0,50°	1,1531%	●	
			0,35%	0,25°	0,5600%		
	0,2%	0,17°	0,3581%				

Norma	Tipo de TI	Classe	Erro de Relação	Desvio de Fase	TVE <sub>TI</sub>	
			0,2%	0,17°	0,3581%	
	TC	0,5	1,5%	1,50°	3,0342%	●
			0,75%	0,75°	1,5129%	●
			0,5%	0,50°	1,0076%	●
			0,5%	0,50°	1,0076%	●
	TP	0,5	0,5%	0,33%	0,7638%	
	TC	1,0	3,0%	3,00°	6,1018%	●
			1,5%	1,50°	3,0342%	●
			1,0%	1,00°	2,0190%	●
	TP	1,0	1,0%	0,67°	1,5431%	●
	TP/TC	3,0	3,0%	-	Indeterminado	●
			3,0%	-		●
	TC	5,0	5,0%	-	Indeterminado	●
			5,0%	-		●
		5P	1,0%	1,00°	2,0190%	●
			5,0%	-	Indeterminado	●
	10P	3,0%	-	Indeterminado	●	
		10,0%	-		●	
	TP	3P	3,0%	2,00°	4,6421%	●
		6P	6,0%	4,00°	9,3617%	●

De acordo com os dados apresentados, as classes que respeitam o limite de TVE exigido pela Norma de PMU são ABNT 0,3 (somente para TP), IEC 0,1, IEC 0,2 e IEC 0,5 (somente para TP), pois todas apresentaram  $TVE_{TI} \leq 1\%$ . Porém, como observado por (BRITO, 2011), se considerarmos o valor majorante do  $TVE_{Global}$ , em que tem-se ainda os erros inseridos pelo cabo de controle e pela própria PMU, na maioria dos casos, este valor ficara acima de 1%.

### 3.5 COMENTÁRIOS FINAIS

Considerando o que foi apresentado neste capítulo, entende-se que talvez o valor limite de 1% de TVE é algo demasiado rigoroso para ser aplicado a toda a instalação de PMU. Há uma margem que pode ser explorada pelo restante dos equipamentos do CI, sem comprometimento da qualidade da medição. Porém para se aproveitar ao máximo os benefícios da tecnologia de medição fasorial sincronizada é importante que os equipamentos escolhidos para a instalação atendam critérios de exatidão elevados, acima daqueles que normalmente são adotados para as instalações tradicionais. A título de exemplo, muitas PMU são instaladas utilizando CI de aplicações de proteção. Mas como visto, por norma estes equipamentos podem apresentar valores excessivos de TVE, e em

algumas vezes sem compromisso com um valor limite para o desvio de fase.

Mais uma vez salienta-se a dificuldade desta tarefa, pelo fato das normas de PMU e TI não seguirem a mesma metodologia no que se refere aos conceitos de exatidão. Tampouco existe algum tipo de normatização (Procedimento de Rede) que defina os critérios para a escolha dos equipamentos a serem empregados na instalação de PMU. Neste cenário é apropriado que os critérios adotados para definir a exatidão referente à instalação de PMU, sejam melhor desenvolvidos para garantia da coerência.

Em (BRITO, 2011) é sugerida a utilização de um índice TVE para avaliação da exatidão dos TC.

A proposta deste trabalho é que seja utilizado o índice  $TVE_{Global}$ , aplicado a toda a cadeia de equipamentos do CI de medição fasorial, para se avaliar o erro vetorial global. Desta forma é possível definir limites para o TVE de cada componente da instalação, bem como para o  $TVE_{Global}$ , trabalhando com as mesmas bases conceituais em uma única metodologia.

Mostrou-se possível correlacionar os índices de erro utilizados nas normas de TI, com o índice TVE definido na Norma de PMU, permitindo a utilização das atuais classes de exatidão de TI na metodologia proposta neste trabalho.



## 4 MODELAGEM DOS CANAIS DE INSTRUMENTAÇÃO

A caracterização dos erros fasoriais, através avaliação do desempenho real dos CI, é outra etapa importante a ser realizada. Esses estudos visam permitir uma melhor compreensão da influência dos CI na exatidão das medidas provenientes de SPMS, e obter informações que levem à redução destes erros, no momento da realização de instalações de PMU.

Para tanto, neste capítulo são desenvolvidos os modelos matemáticos que representam os equipamentos que compõem a instalação de PMU, adotando valores de parâmetros típicos de equipamentos encontrados na literatura.

Inicialmente são apresentados os diagramas dos circuitos equivalentes de cada um dos equipamentos, e as equações que os regem. Em seguida são apresentados os modelos de equipamentos selecionados para a realização dos estudos, fornecendo os valores dos parâmetros dos elementos internos do circuito equivalente.

Por fim, são detalhadas as etapas do desenvolvimento destes modelos em equações diferenciais em espaço de estados, necessárias para a realização de estudos em regime dinâmico.

De acordo com informações levantadas na literatura, os TP indutivos apresentam baixa inserção de erros de medição, pois possuem poucos elementos internos, e operam em uma faixa estreita de tensão (LIRA, 2010). Neste caso as simulações de TI deste trabalho se restringem aos TPC e TC.

### 4.1 MODELO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CAPACITIVO

O TPC é uma solução econômica e eficiente para reduzir os elevados níveis de tensão dos sistemas de transmissão, para níveis mensuráveis pelos equipamentos de medição e proteção. Seu princípio de funcionamento se dá por meio do uso de uma coluna de divisão capacitiva, cujo objetivo é realizar a redução inicial da tensão. Em conjunto a essa coluna é acoplado um transformador magnético de dimensões reduzidas, que realiza a transformação final da tensão. O modelo adotado neste trabalho, para simulação dos resultados, é baseado em trabalhos encontrados na literatura (JÚNIOR, 2003; KEZUNOVIC et al., 1992; KOJOVIC et al., 1994; LIRA, 2010), sendo representado na Figura 4.1.

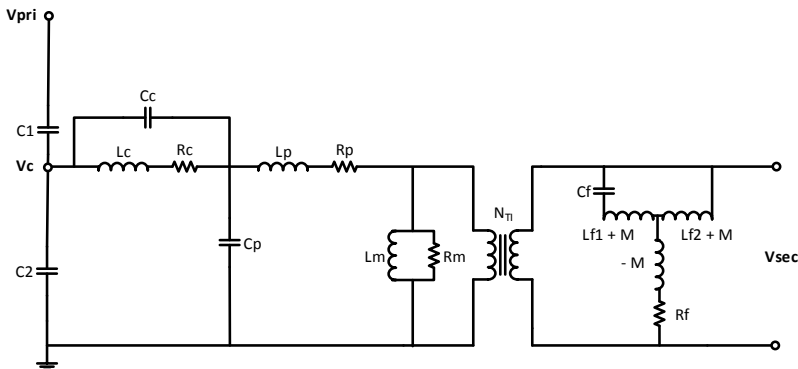


Figura 4.1 - Modelo adotado para o TPC

A tensão secundária para alimentar as cargas de medição em geral é de 115V, ou  $115/\sqrt{3}$ V. A relação entre a tensão primária e a secundária é dada pela relação de transformação  $N$ , como mostra a Equação (4.1):

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

Como pode ser observado a relação de transformação  $N$  é a total do TPC, ou seja, composta pela relação de transformação da coluna capacitiva ( $N_C$ ), e pela relação de transformação do transformador magnético ( $N_{TI}$ ):

$$N = N_C \times N_{TI} \quad (4.2)$$

A coluna capacitiva, representada pelas capacitâncias  $C_1$  e  $C_2$ , faz a transformação intermediária de  $V_{pri}$  para  $V_C$ . A relação de transformação fornecida pela coluna capacitiva é função dos valores de  $C_1$  e  $C_2$ , calculada a partir da Equação (4.3):

$$\frac{V_{pri}}{V_C} = N_C = \frac{C_1 + C_2}{C_1} \quad (4.3)$$

Para reproduzir fielmente a tensão primária no terminal secundário, é utilizado um reator de compensação, composta por  $R_C$ ,  $L_C$  e  $C_C$ , que tem por objetivo compensar os desvios de fase provocados pela

coluna capacitiva (SILVA, C. A. et al., 2012). Ela é conectada no TPC e ajustada de acordo com a Equação (4.4), de forma que seja criado um circuito ressonante paralelo com a coluna capacitiva. Porém alguns erros ainda podem existir por conta da corrente de magnetização e da carga de medição (JÚNIOR, 2003).

$$L_c = \frac{1}{\omega^2(C_1 + C_2)} \quad (4.4)$$

Os elementos  $L_p$  e  $R_p$  representam as perdas no enrolamento primário do transformador magnético. As espiras deste enrolamento são isoladas, e possuem diferenças de tensão entre si. Desta forma há a presença de uma capacitância parasita neste enrolamento, representada por  $C_p$ . Em relação ao primário, o enrolamento secundário possui poucas espiras. Logo os efeitos das perdas neste condutor são desprezíveis (KEZUNOVIC et al., 1992).

As perdas no ferro, provocadas pela histerese e correntes parasitas, são representadas pelo ramo em paralelo, formado por  $L_m$  e  $R_m$ . Considerando a operação do TPC em uma faixa muito estreita de variação da tensão, é possível considerar  $L_m$  linear em torno do seu ponto nominal de operação.

Com vários elementos indutivos e capacitivos em seu circuito interno, o TPC está sujeito ao fenômeno de ferroressonância. Isto ocorre pela possibilidade de alguma capacitância entrar em ressonância com algum valor de indutância não linear. Trata-se de um fenômeno indesejado, uma vez que distorce a forma de onda nos terminais secundários, transmitindo informações erradas aos equipamentos conectados. Para mitigar este problema é empregado no TPC um dispositivo denominado Circuito Supressor de Ferroressonância (CSF), podendo ser ativo ou passivo.

O modelo de CSF mais comumente utilizado consiste em um circuito sintonizado na frequência fundamental do sistema, em série com um resistor de amortecimento (JÚNIOR, 2003), sendo ilustrado na Figura 4.2 (a). O circuito elétrico equivalente para este arranjo é apresentado na Figura 4.2 (b), sendo que para maior fidelidade dos resultados é necessário considerar a indutância mútua  $M$  entre  $L_1$  e  $L_2$ , conectada na forma apresentada.

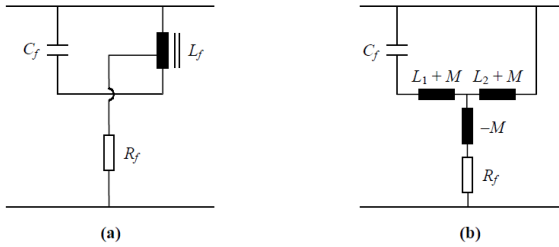


Figura 4.2 – (a) Modelo de circuito supressor de ferroressonância. (b) Circuito equivalente do CSF. Fonte: (JÚNIOR, 2003)

#### 4.1.1 Modelos de TPC Adotados para a Simulação

Com o objetivo de realização de simulações foram adotados valores para os parâmetros internos, típicos de TPC encontrados na literatura. Para tanto três modelos de TPC foram considerados, de acordo com as referências indicadas na Tabela 4.1<sup>2</sup>:

Tabela 4.1 - Modelos de TPC adotados para os estudos

TPC	Fabricante	Modelo	Tensão Nominal	Classe de Exatidão	Carga Secundária
1 (KOJOVIC et al., 1994)	Westinghouse	PCA-5	138kV	IEEE 1,2	200VA
2 (KOJOVIC et al., 1994)	General Electric	CD-31B	138kV	IEEE 1,2	200VA
3 (JÚNIOR, 2003; SILVA, C. A. et al., 2012)	Não Informado	CVT245/8M	230kV	Não Informado	400VA

Os valores dos parâmetros internos dos TPC selecionados estão apresentados na Tabela 4.2, sendo que tais valores são absolutos, ou seja, referidos no mesmo lado em que se encontram.

Ressalta-se que na literatura podem ser encontradas diferentes variações para a modelagem do TPC. As diferenças estão principalmente

<sup>2</sup> As classes de exatidão de alguns dos equipamentos selecionados não puderam ser encontradas nas referências. Entretanto a escolha de tais modelos para a realização dos estudos se deve à escassez de informações detalhadas dos parâmetros internos de TPC na literatura.



na representação dos elementos do transformador magnético e do CSF. Além disto os fabricantes podem utilizar outras soluções para o arranjo do CSF, diferentes daquela apresentada na Figura 4.2. A escolha do modelo adotado neste trabalho foi feita por se tratar de um modelo que apresenta bons resultados, com alta exatidão, para estudos em regime permanente e transitório, em uma ampla faixa de frequência de 10Hz a 10kHz (KEZUNOVIC et al., 1992).

Como visto este modelo apresenta muitos elementos internos, que alteram o comportamento da resposta do TPC. Porém os valores desses parâmetros são de difícil obtenção, pois raramente são disponibilizados pelos fabricantes, e nem todos podem ser obtidos através de ensaios. Desta forma alguns trabalhos foram desenvolvidos, objetivando a estimação dos parâmetros, através de métodos de aproximação da curva de resposta em frequência (JÚNIOR, 2003).

Tabela 4.2 - Valores dos parâmetros dos TPC

	TPC		
	1	2	3
$C_1$	5,65 nF	5,3 nF	10 nF
$C_2$	81,1 nF	80 nF	65,4 nF
$L_c$	58,3 H	69 H	338,5 H
$R_c$	228 $\Omega$	685 $\Omega$	50,5 k $\Omega$
$C_c$	130 pF	250 pF	668,9 nF
$L_p$	2,8 H	8,9 H	98,3 H
$R_p$	400 $\Omega$	830 $\Omega$	7,7 k $\Omega$
$C_p$	140 pF	100 pF	512,8 pF
$N_{TI}$	40,5	43,5	150,613
$L_m$	10 kH	46,6 kH	129,1 kH
$R_m$	1 M $\Omega$	1 M $\Omega$	57,93 k $\Omega$
$C_f$	9,6 $\mu$ F	8 $\mu$ F	226,9 $\mu$ F
$L_1$	0,478 H	0,32 H	4,58 mH
$L_2$	0,244 H	0,084 H	32,78 mH
$M$	0,16 H	0,16 H	4,34 mH
$R_f$	37,5 $\Omega$	40 $\Omega$	4,33 $\Omega$

#### 4.2 MODELO DE TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Os TC são empregados em subestações de SEE, para realizar a redução dos valores das correntes que fluem pelas LT, fornecendo um réplica mensurável pelos equipamentos de medição e proteção conectados.

A transformação da corrente é feita por meio de um transformador magnético, conectado em série com a LT. Portanto, para que não produza quedas de tensão, e apresente consumo insignificante, a bobina do

primário deve possuir condutores de grande diâmetro e poucas espiras. Isto atribui ao enrolamento baixa reatância e resistência elétrica (KINDERMANN, 2012).

Como as correntes que fluem nas LT dependem da carga, os TC devem garantir sua exatidão para uma ampla faixa de variação de corrente.

Diferentemente do TPC, o TC não possui muitos elementos internos, o que torna o seu circuito equivalente relativamente simples. Mais uma vez, a escolha do modelo de TC a ser utilizado é baseado naqueles usualmente encontrados na literatura (CAMARENA, 2004; FOLKERS, 1999; TZIOUVARAS et al., 2000), tendo o seu circuito equivalente ilustrado na Figura 4.3:

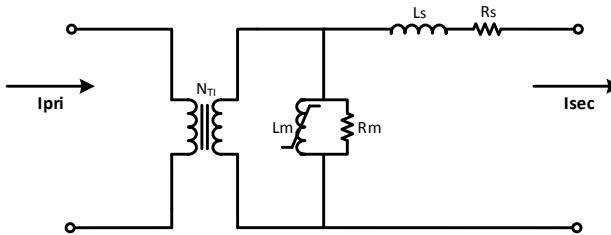


Figura 4.3 - Modelo adotado para o TC

Em geral, os TC são projetados para uma corrente secundária nominal de 1A ou 5A. A relação entre a corrente primária e a corrente secundária é definida pela relação de transformação do transformador magnético, conforme Equação (4.5):

$$I_{pri} = N_{T1} \times I_{sec} \quad (4.5)$$

É importante lembrar que o terminal secundário do TC possui maior nível de tensão em relação ao primário, e pelo fato do TC estar em série com a LT, seus terminais secundários nunca devem ser abertos com o equipamento energizado. Caso contrário podem ser gerados arcs elétricos, rompendo a rigidez dielétrica, causando danos ao equipamento e acidentes pessoais. Assim, ao se remover/adicionar equipamentos de medição, o terminal secundário deve ser previamente curto-circuitado.

As perdas provocadas pela histerese e correntes parasitas no núcleo ferromagnético, são representadas pelo ramo de magnetização em paralelo, formado por  $L_m$  e  $R_m$ . O valor da indutância  $L_m$  tende a variar

de forma não-linear devido à saturação do núcleo. Porém para estudos que considerem a operação em torno do ponto nominal de operação, é possível considerá-la linear (LIRA, 2010).

As perdas nos enrolamentos do transformador magnético são representadas pelos valores de  $L_s$  e  $R_s$ , que são a indutância de dispersão e a resistência do enrolamento secundário, respectivamente. Como mencionado anteriormente, o enrolamento primário dos TC possui número bastante reduzido de espiras e, em alguns casos, é composto apenas de um único condutor. Desta maneira as perdas no enrolamento primário são desprezíveis.

#### 4.2.1 Modelos de TC Adotados para a Simulação

Com o intuito de realizar as simulações de TC, foram adotados valores de parâmetros de três modelos encontrados na literatura, indicados na Tabela 4.3:

Tabela 4.3 - Modelos de TC adotados para os estudos

TC	Fabricante	Modelo	Corrente Nominal	Classe de Exatidão	Carga Secundária
<b>1</b> (LIRA, 2010)	Arteche	CA-525	2000A	IEEE C400	100VA fp=0,5
<b>2</b> (CAMARENA, 2004)	Não Informado	OE12	1200A	IEEE C200	50VA fp=0,5
<b>3</b> (FOLKERS, 1999)	Não Informado	C800 CT	1200A	IEEE C800	200VA fp=0,5

Todos os TC listados acima possuem corrente secundária nominal de 5A. Os valores dos parâmetros estão apresentados na Tabela 4.4. No caso do TC3, o autor não fornece o valor da resistência do ramo de magnetização  $R_m$ . Desta forma foi adotado um valor típico.

Tabela 4.4 - Valores dos parâmetros dos TC

	TC		
	1	2	3
$N_{TI}$	480	240	240
$R_s$	0,49 $\Omega$	0,6 $\Omega$	0,576 $\Omega$
$L_s$	0,127mH	0,024mH	0,024mH
$R_m$	4000 $\Omega$	3500 $\Omega$	5000 $\Omega$
$L_m$	1,5H	-	-

Para se realizar estudos em torno do ponto nominal de operação é necessário o valor linearizado da indutância de magnetização  $L_m$  nesta região. Tal informação não é fornecida pelas referências dos TC 2 e 3. Neste caso, a Figura 4.4 apresenta as curvas de magnetização de cada um dos TC considerados neste trabalho, obtidas através de ensaios, com os valores numéricos apresentados na Tabela 4.5.

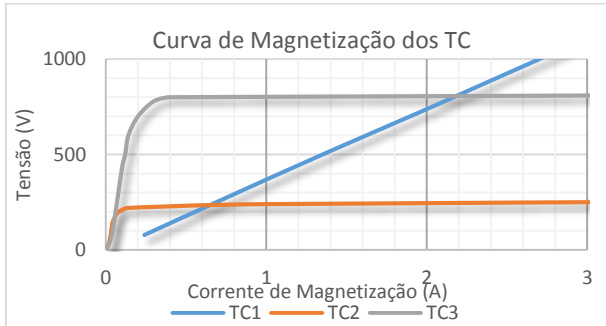


Figura 4.4 - Curvas de magnetização dos TC

Tabela 4.5 - Dados das curvas de magnetização dos TC

TC					
1		2		3	
Corrente (A)	Tensão (V)	Corrente (A)	Tensão (V)	Corrente (A)	Tensão (V)
0,24	78	0,01	20	0,01	9
0,71	258	0,02	40	0,04	90
1,38	511	0,03	80	0,1	428
2,02	745	0,04	140	0,12	500
2,72	1007	0,05	160	0,14	600
3,28	1209	0,06	180	0,2	700
4,2	1530	0,08	200	0,3	780
5,1	1879	0,14	220	0,4	800
7	2570	1	240	40	927
-	-	10	280	-	-

O valor de  $L_m$  pode então ser obtido através do valor de tensão e de corrente, no ponto nominal de operação (LIRA, 2010). As tensões secundárias nominais são:

- TC2:  $V_s = I_s \times Z_b = 5 \times 2 = 10V$ ;
- TC3:  $V_s = I_s \times Z_b = 5 \times 8 = 40V$ .

onde  $Z_b$  é o valor da impedância da carga nominal, obtida da Norma.

Conclui-se então que, para os dois transformadores, o valor da primeira linha da Tabela 4.5 é aquele mais próximo do ponto nominal de operação. A relação entre o valor de tensão e corrente neste ponto nos fornece o módulo da impedância equivalente de magnetização  $Z_m$ . Como o interesse é o valor de  $L_m$ , pode-se calculá-la através da Equação (4.6):

$$L_m = \frac{X_m}{\omega} \quad (4.6)$$

onde o cálculo da reatância de magnetização é dado pela Equação (4.7):

$$X_m = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{1}{|Z_m|}\right)^2 - \left(\frac{1}{R_m}\right)^2}} \quad (4.7)$$

Logo os valores obtidos são:

- TC2:  $L_m = 6,4646H$ ;
- TC3:  $L_m = 2,4270H$ .

### 4.3 MODELO DO CABO DE CONTROLE

Para transportar os sinais das grandezas elétricas dos TI, que estão instalados nos pátios das subestações, até as cargas de medição, localizadas nas salas de controle, são utilizados os cabos de controle. Com um comprimento significativo, o cabo de controle altera o carregamento imposto aos terminais do TI, se comportando como uma impedância em série com a carga de medição. São utilizados cabos multipolares, em geral blindados, para baixa tensão (MEDEIROS, 1989).

Para a simulação dos resultados, o cabo de controle pode ser considerado como uma LT, representado pelo modelo  $\pi$  de parâmetros concentrados, como mostrado na Figura 4.5:

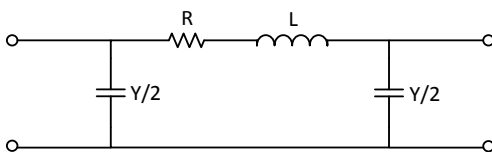


Figura 4.5 - Modelagem do cabo de controle

### 4.3.1 Parâmetros do Cabo de Controle Adotado

Neste trabalho foi considerado o cabo de controle apresentado em (LIRA, 2010), para a obtenção dos parâmetros construtivos. As características deste cabo foram obtidas com base em instalações de subestações de 525kV da empresa Eletrosul. Os dados estão apresentados na Tabela 4.6.

De acordo com o modelo da Figura 4.5, para a modelagem do cabo é necessário o conhecimento dos valores de resistência, indutância e capacitância por unidade de comprimento. Segundo (LIRA, 2010), é possível utilizar as informações construtivas apresentadas na Tabela 4.6, no módulo *Line/Cable Constants* (LCC) do aplicativo *Alternative Transients Program* (ATP). O módulo LCC permite ao usuário obter os valores dos parâmetros do modelo de uma LT, através da especificação das características construtivas dos condutores (EMTP, 1995).

Tabela 4.6 - Dados do cabo de controle

Tipo	4X7AWG (10mm <sup>2</sup> )
Condutor	Cobre (0,0016Ω/km)
Blindagem	Folha de cobre
Nº de veias	4 (3 fases + 1 neutro)
Diâmetro de cada condutor	3,9mm
Espessura da isolamento	1,00mm
Espessura da cobertura	1,40mm
Diâmetro externo	17,02mm
Comprimento	400m

Como o aplicativo é voltado para LT, outras informações são exigidas para a simulação, além daquelas fornecidas pela Tabela 4.6, como por exemplo a posição em relação ao solo (aéreo, subterrâneo, etc.). Para estes casos foram utilizados valores fornecidos pelo autor (LIRA, 2010).

Para a obtenção dos resultados deve-se selecionar o módulo LCC, e acionar a opção “ATP>>Line Check (Group)”. A Figura 4.6 ilustra os resultados apresentados pelo programa.

De acordo com estes resultados, os valores dos parâmetros do cabo são:

- $r = 1,43\Omega/km$
- $L = 0,767mH/km$
- $C = 0,35\mu F/km$

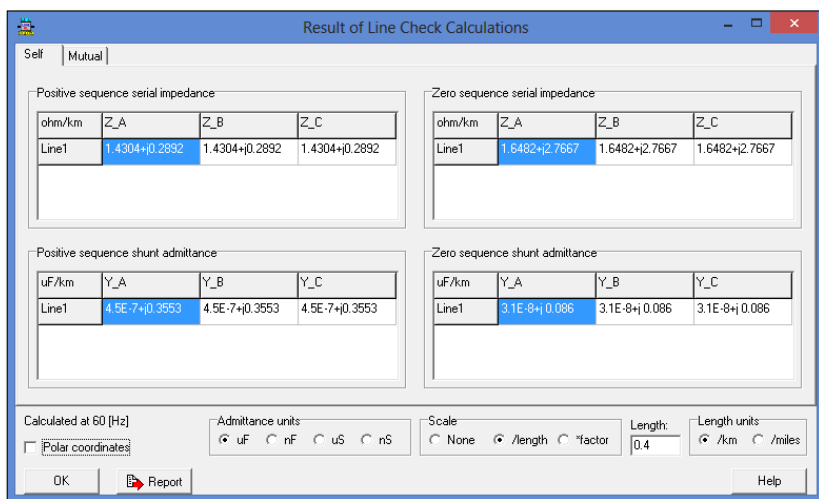


Figura 4.6 - Parâmetros do cabo de controle fornecidos pelo LCC

#### 4.4 DESENVOLVIMENTO DOS MODELOS DE CI PARA ESTUDOS DINÂMICOS

Em estudos do desempenho em regime permanente os diagramas dos circuitos apresentados nas Figuras 4.1, 4.3 e 4.5 são suficientes, pois é possível trabalhar diretamente com fasores, utilizando equações algébricas das leis de Kirchhoff, para obter os valores de tensão e corrente fornecidos nos terminais secundários.

Já na condição de regime dinâmico as características de amplitude, fase e frequência das grandezas tensão e corrente podem ser variantes no tempo. Diante desta situação a avaliação da resposta dinâmica dos equipamentos do CI só é possível através do uso de modelos matemáticos que considerem equações diferenciais, para relacionar o sinal de entrada e a saída. Para a realização deste estudo foi utilizada neste trabalho a representação dos circuitos elétricos dos CI por equações diferenciais lineares de espaço de estados, expressa pela Equação (4.8), com o desenvolvimento da modelagem descrita a seguir.

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= Ax(t) + Bu(t) \\ y(t) &= Cx(t) + Du(t) \end{aligned} \quad (4.8)$$

#### 4.4.1 Modelagem do Circuito de Medição de Tensão

Na modelagem e simulação de circuitos elétricos problemas numéricos podem surgir em determinadas configurações de disposição dos elementos. Um exemplo comum é a conexão de uma fonte de tensão em paralelo com um capacitor (MATLAB, 2013). No caso do TPC ocorre justamente esta situação, pois a coluna capacitiva está em paralelo com a fonte de tensão. Em um circuito real tal topologia é possível devido à presença da resistência parasita existente entre os dois elementos. Para resolver esse problema foi inserido um pequeno valor de resistência em série com os capacitores da coluna capacitiva, da forma ilustrada na Figura 4.7, que apresenta o modelo do CI completo (TPC + cabo de controle):

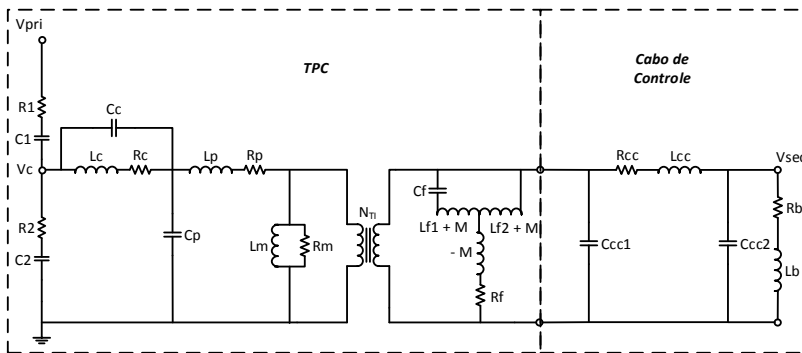


Figura 4.7 - Modelo de CI de medição de tensão

As resistências inseridas  $R_1$  e  $R_2$  devem apresentar valor baixo, para que sejam insignificantes na resposta do TPC. De acordo com esta condição, foi atribuído  $R_1 = R_2 = 1\mu\Omega$ .

O desenvolvimento em espaço de estados requer a definição das variáveis de estado, que neste trabalho são:

$$\begin{array}{lll}
 x_1 = V_{C_1} & x_6 = I_{L_P} & x_{11} = I_M \\
 x_2 = V_{C_2} & x_7 = I_{L_m} & x_{12} = V_{C_{cc1}} \\
 x_3 = V_{C_c} & x_8 = V_{C_f} & x_{13} = V_{C_{cc2}} \\
 x_4 = I_{L_c} & x_9 = I_{L_{f1}} & x_{14} = I_{L_{cc}} \\
 x_5 = V_{C_P} & x_{10} = I_{L_{f2}} & x_{15} = I_{L_b}
 \end{array} \quad (4.9)$$



A entrada e saída do sistema são a tensão primária e a tensão secundária respectivamente:

$$\begin{aligned} u &= V_{pri} \\ y &= V_{sec} \end{aligned} \quad (4.10)$$

As equações que relacionam as variáveis, obtidas a partir do circuito da Figura 4.7, são apresentadas a seguir:

$$\begin{aligned} R_1 C_1 \dot{x}_1 &= u - x_1 - x_3 - x_5 & L_1 \dot{x}_9 &= x_{12} - x_8 - M \dot{x}_{11} \\ & & & - R_f x_{11} \\ R_2 C_2 \dot{x}_2 &= x_3 + x_5 - x_2 & L_2 \dot{x}_{10} &= x_8 + L_1 \dot{x}_9 \\ C_c \dot{x}_3 &= C_1 \dot{x}_1 - C_2 \dot{x}_2 - x_4 & x_{11} &= x_9 + x_{10} \rightarrow \dot{x}_{11} \\ & & & = \dot{x}_9 + \dot{x}_{10} \\ L_c \dot{x}_4 &= x_3 - R_c x_4 & C_{cc1} \dot{x}_{12} &= x_6 - x_7 - x_{12}/R_m \\ & & & - x_{11} - x_{14} \\ C_p \dot{x}_5 &= C_c \dot{x}_3 + x_4 - x_6 & C_{cc2} \dot{x}_{13} &= x_{14} - x_{15} \\ L_p \dot{x}_6 &= x_5 - R_p x_6 - x_{12} & L_{cc} \dot{x}_{14} &= x_{12} - x_{13} - R_{cc} x_{14} \\ L_m \dot{x}_7 &= x_{12} & L_b \dot{x}_{15} &= x_{13} - R_b x_{15} \\ C_f \dot{x}_8 &= x_9 & y &= x_{13} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Considerando  $C_{cc1} = C_{cc2} = C_{cc}$ , e todas as grandezas referidas ao mesmo lado do transformador magnético, o sistema linear de equações diferenciais que representa o circuito de medição de tensão com TPC é dado pela Equação (4.12).

A validação da modelagem foi feita comparando a Figura 4.8, que traz a resposta em frequência do TPC1, fornecida pelo autor (KOJOVIC et al., 1994), medida em quatro equipamentos do mesmo modelo, com a Figura 4.9, que traz a resposta obtida através do modelo de espaço de estados desenvolvido. Como o gráfico da Figura 4.8 se refere somente ao TPC, na Figura 4.9 foram traçados dois gráficos: um considerando somente o TPC, e outro considerando também a presença do cabo de controle.



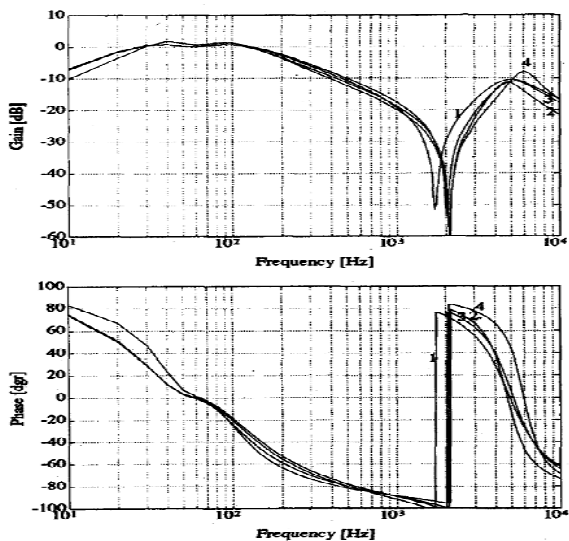


Figura 4.8 - Resposta em frequência do TPC(1) segundo o autor. Fonte: (KOJOVIC et al., 1994)

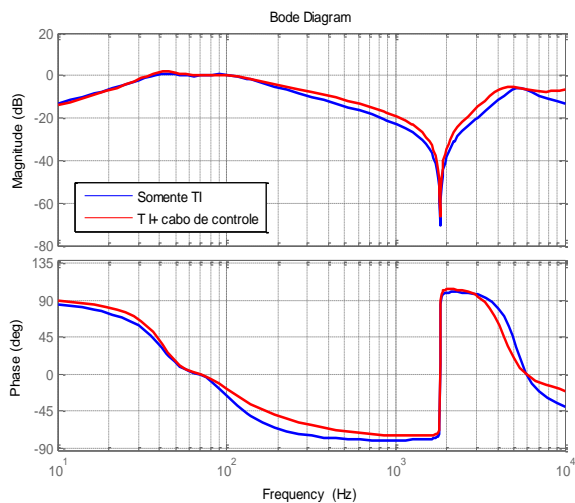


Figura 4.9 - Resposta em frequência do TPC(1) obtida através da modelagem desenvolvida

#### 4.4.2 Modelagem do Circuito de Medição de Corrente

A Figura 4.10 apresenta o modelo do CI de medição de corrente, composto pelo TC, cabo de controle e a impedância da carga de medição.

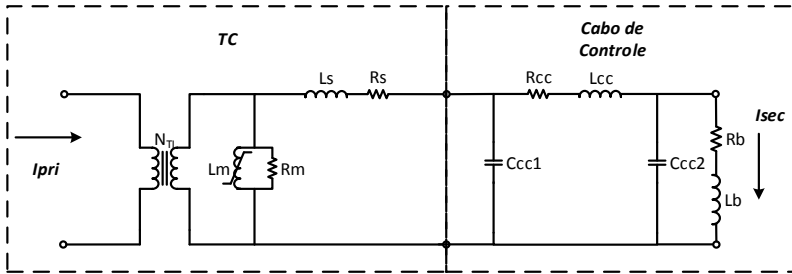


Figura 4.10 - Modelo de CI de medição de corrente

Para a modelagem deste CI em equações de espaço de estados são definidas as seguintes variáveis:

$$\begin{aligned}
 x_1 &= I_{L_m} & x_5 &= V_{C_{cc2}} \\
 x_2 &= I_{L_s} & x_6 &= I_{L_b} \\
 x_3 &= V_{C_{cc1}} & u &= I_{pri} \\
 x_4 &= I_{L_c} & y &= I_{sec}
 \end{aligned}$$

As equações que relacionam estas variáveis são:

$$\begin{aligned}
 L_m \dot{x}_1 &= R_m(u - x_1 - x_2) & C_{cc2} \dot{x}_5 &= x_4 - x_6 \\
 L_s \dot{x}_2 &= L_m \dot{x}_1 - R_s x_2 - x_3 & L_b \dot{x}_6 &= x_5 - R_b x_6 \\
 C_{cc1} \dot{x}_3 &= x_2 - x_4 & y &= x_6 \\
 L_c \dot{x}_4 &= x_3 - R_c x_4 - x_5
 \end{aligned}$$

Organizando as variáveis das equações, e considerando  $C_{cc1} = C_{cc2} = C_{cc}$ , e todas as grandezas referidas ao mesmo lado do transformador, a representação do CI de medição de corrente por equações diferenciais lineares é dada pela Equação (4.13).

Como pode ser observado, pelo fato do TC possuir poucos elementos em seu circuito, a modelagem do CI de medição de corrente em espaço de estados é consideravelmente mais simples, quando comparada à do CI de medição de tensão. Como exemplo, na Figura 4.11 apresenta-se o gráfico da resposta em frequência do modelo

desenvolvido, considerando os parâmetros do TC1. O resultado mostra que o CI de medição de corrente é muito pouco sensível à variação da frequência, em uma ampla faixa de variação. As maiores distorções ocorrem na presença do cabo de controle, em frequências próximas a 2kHz.

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} -\frac{R_m}{L_m} & -\frac{R_m}{L_m} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{R_m}{L_s} & -\frac{(R_m + R_s)}{L_s} & -\frac{1}{L_s} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{C_{cc}} & 0 & -\frac{1}{C_{cc}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{L_c} & -\frac{R_c}{L_c} & -\frac{1}{L_c} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{1}{C_{cc}} & 0 & -\frac{1}{C_{cc}} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{1}{L_b} & -\frac{R_b}{L_b} \end{bmatrix} x + \begin{bmatrix} \frac{R_m}{L_m} \\ \frac{R_m}{L_s} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} u \quad (4.13)$$

$$y = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1]x$$

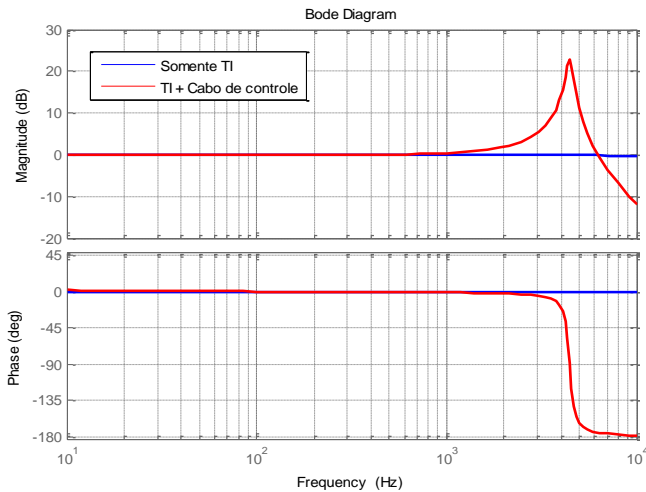


Figura 4.11 - Resposta em frequência do TC(1) obtida através da modelagem desenvolvida

#### 4.5 COMENTÁRIOS

Neste capítulo foram apresentados os desenvolvimentos referentes à modelagem dos CI, a serem utilizadas nas simulações computacionais.

A obtenção do circuito equivalente dos equipamentos que compõem o CI (TPC, TC e cabo de controle), permite que, com o uso de equações algébricas, seja possível trabalhar diretamente com o conceito de fasores, para se obter os resultados dos erros fasoriais, inseridos pelos CI.

Já para a realização de simulações de regime dinâmico foram desenvolvidos os modelos matemáticos destes circuito, representados por equações diferenciais lineares em espaço de estados. Neste desenvolvimento percebe-se que, devido ao grande número de elementos no circuito equivalente, a modelagem em espaço de estados do CI de medição de tensão é mais complexa, e com matriz de maiores dimensões, em relação ao de medição de corrente.

Por fim os resultados se mostraram coerentes com a literatura, reforçando a confiabilidade dos mesmos para serem aplicados nas simulações computacionais.

## 5 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados de simulações de erros fasoriais provocados pelos CI, utilizando os modelos apresentados no Capítulo 4. Para isto foi desenvolvido um aplicativo computacional cuja função é permitir a obtenção dos resultados, sendo a sua descrição apresentada a seguir.

As simulações foram realizadas sob diferentes configurações dos CI, a fim de se auferir padrões que permitam mitigar os erros fasoriais na instalação de PMU. Para isto foram consideradas:

- Alteração do comprimento da fiação do cabo de controle;
- Alteração do valor da carga de medição imposta aos TI.

Foram também realizadas simulações dos CI em condições de operação em que normalmente a PMU estaria sujeita. Para tanto foram consideradas as condições de testes exigidas na Norma IEEE C37.118.1-2011, sendo utilizadas neste trabalho:

- Condições nominais de operação:
  - Sinal de tensão/corrente com magnitude, ângulo de fase e frequência em valores nominais e invariantes no tempo;
- Fora das condições nominais de operação:
  - Regime permanente:
    - Frequência do sinal de tensão/corrente fora do valor nominal;
    - Magnitude de tensão fora do valor nominal;
    - Magnitude de corrente fora do valor nominal;
  - Regime dinâmico:
    - Rampa de frequência aplicada no sinal de tensão/corrente;
    - Degrau de magnitude aplicado no sinal de tensão/corrente;
    - Degrau de ângulo de fase aplicado no sinal de tensão/corrente;

Por fim, foram realizadas simulações utilizando como sinal de entrada dos CI dados de oscilografias fornecidas pelos registradores de perturbação do Projeto MedFasee, durante a ocorrência de eventos no SIN.

## 5.1 APLICATIVO DESENVOLVIDO

As simulações deste trabalho foram realizadas utilizando um aplicativo computacional desenvolvido, denominado EFCI (Erros Fasoriais produzidos por Canais de Instrumentação). O objetivo deste aplicativo é prover um ambiente de análise, que armazene as informações de parâmetros dos equipamentos que compõem os CI, permitindo a análise dos erros fasoriais, associados às instalações de CI para uso de PMU. O aplicativo EFCI foi desenvolvido em Matlab®. Optou-se por essa solução por tratar-se de um ambiente computacional de fácil implementação, com uma grande gama de recursos matemáticos. Além disto apresenta grande praticidade no desenvolvimento de protótipos, permitindo facilmente alterações, comuns em aplicativos em fase de desenvolvimento. De forma mais pontual, podemos citar como vantagens do uso de Matlab® (JEREMIAS, 2012):

- Recursos matemáticos: operações entre matrizes e vetores, inversão de matrizes, funções de transferência, resposta em frequência e etc. Tudo isto de forma simplificada, sendo muitos destes recursos utilizados nas análises feitas no EFCI;
- Detecção e indicação de erros de programação, gerando avisos com a descrição detalhada do erro, bem como a solução dos mesmos. Isto reduz o tempo que normalmente seria gasto com a busca e correção dos mesmos;
- Linguagem computacional de fácil interpretação, o que facilita a conversão do código para outras plataformas de mais baixo nível, destinadas à produção final, como por exemplo C/C++, C#, Java e etc.

O aplicativo EFCI possui uma interface gráfica amigável, permitindo ao usuário utilizá-la de forma intuitiva. Esta interface está ilustrada na Figura 5.1, e foi produzida por meio do recurso Matlab *Graphical User Interfaces* (GUI).

A descrição da interface é feita a partir dos campos **1** a **7**, destacados na Figura 5.1.

No campo **1** é possível selecionar o tipo, fabricante e o modelo do TI a ser simulado. Já no campo **2** são apresentados os valores dos parâmetros do modelo do TI selecionado, sendo possível a alteração manual destes valores. No campo **3** é selecionado o cabo de controle



utilizado no CI a ser simulado. A ilustração do CI selecionado para a simulação é apresentada no campo indicado por **4**.

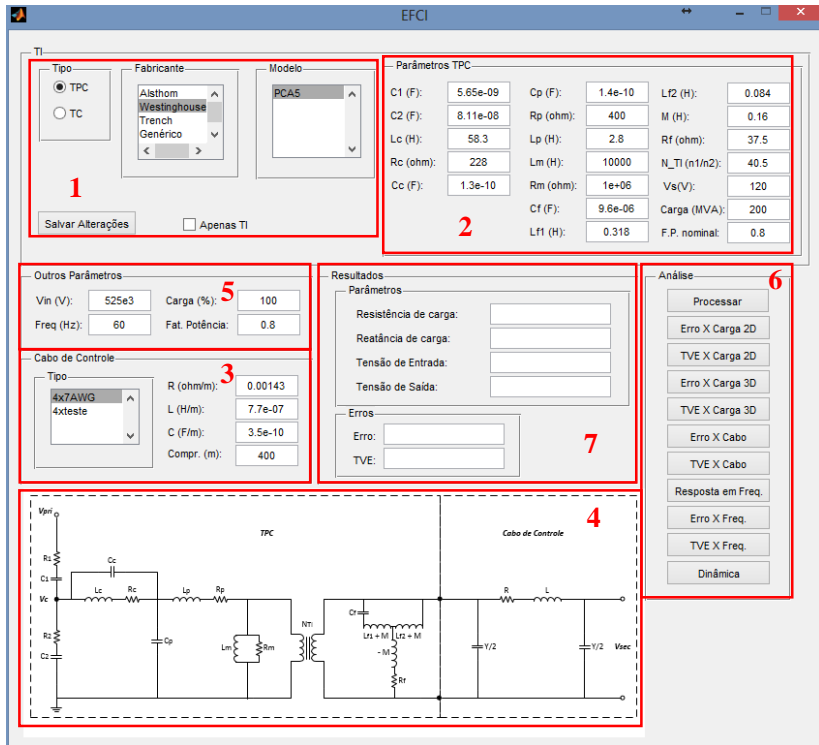


Figura 5.1 - Interface gráfica do EFCI

Em **5** podem ser alterados os valores dos parâmetros de tensão/corrente de entrada, frequência nominal da rede, magnitude percentual da carga de medição imposta ao TI, e o fator de potência desta carga. Em **6** estão localizadas as várias opções de simulação do desempenho do CI, para a determinação dos erros, sendo elas:

- Condições nominais;
- Erros de relação e fase em função da carga de medição, apresentados em gráficos 2D;
- TVE em função da carga de medição, em gráficos 2D;
- Erros de relação e fase em função da carga de medição, apresentados em gráficos 3D;

- TVE em função da carga de medição, em gráficos 3D;
- Erros de relação e fase em função do comprimento do cabo de controle;
- TVE em função do comprimento do cabo de controle;
- Resposta em frequência do CI, apresentada em diagramas de Bode;
- Erros de relação e fase em função da frequência do sistema;
- TVE em função da frequência do sistema.

Por fim, no campo **7** são apresentados os resultados numéricos da simulação, nas condições nominais de operação, de acordo com os parâmetros indicados em **5**.

## 5.2 ANÁLISE DOS ERROS NAS CONDIÇÕES NOMINAIS DE OPERAÇÃO

Os resultados nas condições nominais de operação se referem à situação em que, o sistema elétrico monitorado apresenta sinais de tensão e corrente com característica nominais. Isto quer dizer que as seguintes variáveis apresentam valores nominais e invariantes no tempo:

- Magnitude da tensão/corrente de entrada do CI;
- Ângulo de fase da tensão/corrente de entrada do CI;
- Frequência do sistema;

A obtenção dos resultados é feita para cada CI em estudo, mediante o acionamento do botão “Processar” destacado em **6**, sendo os resultados apresentados nos campos destacados em **7**.

A simulação na condição de regime permanente consiste basicamente na aplicação de equações algébricas, baseadas nas Leis de Kirchhoff nos circuitos dos modelos dos CI, trabalhando diretamente com fasores. Obtém-se os valores de tensão/corrente secundária, bem como os valores de tensão/corrente na entrada do TI. Comparando estes valores são então obtidos os erros associados.

De acordo com a Figura 3.17, quando consideramos somente o TI, ou seja, sem o cabo de controle, o erro de magnitude, em percentual, é calculado através da Equação (5.1), e o erro de ângulo pela Equação (5.2):

$$\varepsilon = \frac{|V| - |U|}{|V|} \times 100 \quad (5.1)$$

$$\beta = \angle V - \angle U \quad (5.2)$$

onde  $V$  é o fasor de tensão/corrente entregue no terminal secundário do TI, e  $U$  é o fasor de tensão/corrente aplicada no terminal primário do TI, referido ao secundário através das Equações (4.1) e (4.5).

Já quando consideramos a presença do cabo de controle, os erros de magnitude e ângulo são obtidos pelas Equações (5.3) e (5.4), respectivamente:

$$\varepsilon = \frac{|X| - |U|}{|U|} \times 100 \quad (5.3)$$

$$\beta = \angle X - \angle U \quad (5.4)$$

onde  $X$  é o fasor de tensão/corrente entregue na saída do cabo de controle.

A Tabela 5.1 apresenta os resultados da simulação onde a coluna “Somente TI” se refere aos resultados dos erros fasoriais, considerando somente a presença do TI, enquanto os valores da coluna “TI + CC” consideram a presença do cabo de controle nos terminais secundários do TI. Logo o valor de  $TVE_{CI}$  corresponde ao erro vetorial entre  $X$  e  $U$ , e o valor de  $TVE_{TI}$  corresponde ao erro vetorial entre  $V$  e  $U$  (Figura 3.17).

Tabela 5.1 - Resultados de simulação em condições nominais

Medição	CI <sup>3</sup>	Somente TI			TI + CC		
		$\varepsilon$	$\beta$	$TVE_{TI}$	$\varepsilon$	$\beta$	$TVE_{CI}$
Tensão	1	3,633%	3,685°	7,487%	2,810%	3,862°	7,388%
	2	-0,146%	1,422°	2,484%	-0,972%	1,583°	2,917%
	3	-2,045%	-0,401°	2,160%	-3,508%	-0,093°	3,511%
Corrente	1	-0,680%	0,201°	0,764%	-0,696%	0,250°	0,820%
	2	-0,117%	0,009°	0,118%	-0,129%	0,017°	0,132%
	3	-0,843%	0,205°	0,916%	-0,831%	0,227°	0,920%

### Comentários:

Da análise dos dados apresentados, verifica-se que a magnitude do  $TVE_{TI}$  produzido pelos CI de medição de tensão, analisados neste

<sup>3</sup> Nos resultados apresentados neste trabalho o circuito ao qual os resultados se referem são descritos pela sigla CI, seguida do número do TI, e o tipo da grandeza medida. Por exemplo: CI3 de medição de tensão, se refere ao CI de medição de tensão, composto pelo TPC3 + cabo de controle.

trabalho, é consideravelmente maior que o limite de 1%, exigido da PMU, fornecendo para as PMU um sinal com erro vetorial com mais de 2% e até mesmo 7% de TVE.

No caso do valor absoluto do erro, é importante lembrar que imprecisões podem existir, devido às incertezas envolvidas aos valores dos parâmetros dos modelos, obtidos na literatura. Desta forma tal característica deve ser levada em consideração durante a análise dos resultados deste trabalho. A informação de maior importância é a variação dos erros de acordo com cada condição de teste simulada.

A presença do cabo de controle tende a alterar a qualidade do sinal produzido pelos TI. No caso dos CI de medição de tensão, o cabo de controle tende a aumentar a magnitude do erro de relação. Por exemplo, o CI2 que possuía erro de relação de -0,1456%, com a presença do cabo de controle este erro ficou em -0,97218%. Isto porque o cabo de controle é uma impedância em série com a carga, e desta maneira atua como um divisor, provocando uma queda de tensão no cabo, o que faz com que apenas parte da tensão chegue na carga de medição. Este fenômeno foi benéfico para o CII, uma vez que, na presença do cabo de controle, o seu erro de magnitude foi reduzido de 3,63% para 2,81%. Isto permitiu uma leve redução no valor do  $TVE_{CI}$  equivalente a este circuito.

Por outro lado, os valores de  $TVE_{TI}$  produzidos pelos CI 1 e 3 de medição de corrente ficaram abaixo do limite de 1%, exigido da PMU, porém próximos a ele. Em (AGOSTINI et al., 2013) são apresentados valores de  $TVE_{PMU}$ , obtidos através de ensaios de exatidão de PMU. Se considerarmos a majorante do TVE, como sendo o  $TVE_{Global}$ , onde além do CI é considerada a parcela de erro da PMU, facilmente os erros de medição apresentariam TVE superior a 1%. É importante frisar que este limite é o exigido da PMU e que, em geral, as aplicações toleram valores de TVE superiores a este limite, permitindo uma margem do erro global a ser explorada pelo CI. O principal objetivo da análise é demonstrar que, apesar da norma de PMU exigir 1% de TVE, as medições de sincrofasores em um SPMS podem conter erros com TVE superiores a este limite.

Em geral os TC apresentam baixos valores de erros fasoriais, constatação também feita em (MELIPOULOS, A. P. et al., 2007).

As simulações de CI de medição de corrente pouco alteram seus resultados com a presença do cabo de controle. A diferença entre o  $TVE_{TI}$  (somente TC) e o  $TVE_{CI}$  (TC mais o cabo de controle) ficou próxima de 0,056 pontos percentuais, no caso mais crítico. Isto porque, diferentemente dos TPC, a grandeza medida neste caso é a corrente, e a mesma corrente que entra no cabo através dos terminais secundários do

TC, chega à carga de medição. Apenas uma pequena parcela de corrente flui na forma de reativo pela capacitância *shunt* do cabo de controle.

Os dados expostos mostram que, em condições nominais de operação, **o CI é responsável por uma parcela considerável do TVE<sub>Global</sub>**, conclusão semelhante à obtida por (BRITO, 2011). Sendo assim demandam maiores investigações para a caracterização destes erros, as quais são realizadas a seguir.

## 5.2.1 Análise da Influência das Características dos Equipamentos que Compõem o CI

Os CI possuem algumas características definidas no processo de instalação que influenciam a qualidade da medição. Este é o caso do comprimento do cabo de controle utilizado nos terminais secundários dos TI, e o valor da carga de medição imposta à estes terminais. A seguir são apresentados alguns estudos de sensibilidade dos erros a essas características, a fim de se obter um indicativo das melhores práticas a serem adotadas na realização de uma instalação de PMU.

### 5.2.1.1 Análise da Influência do Cabo de Controle

Com o intuito de compreender melhor a influência do cabo de controle sobre os erros fasoriais, foram realizadas simulações variando-se o comprimento do cabo da fiação, em uma faixa de 50m a 400m. A carga de medição foi considerada com valor nominal.

#### Simulações de CI de Medição de Tensão:

A Tabela 5.2 apresenta os resultados dos erros inseridos pelos CI de medição de tensão, para diferentes valores de comprimento do cabo de controle.

Tabela 5.2 - Resultados de erros provocados por CI de medição de tensão para diferentes comprimentos de cabo de controle

Comp. do Cabo	CI de Medição de Tensão								
	1			2			3		
	$\epsilon$	$\beta$	TVE <sub>CI</sub>	$\epsilon$	$\beta$	TVE <sub>CI</sub>	$\epsilon$	$\beta$	TVE <sub>CI</sub>
<b>50m</b>	3,53%	3,71°	7,47%	-0,25%	1,44°	2,53%	-2,23%	-0,36°	2,32%
<b>100m</b>	3,43%	3,73°	7,45%	-0,35%	1,46°	2,57%	-2,42%	-0,32°	2,48%
<b>200m</b>	3,22%	3,77°	7,43%	-0,56%	1,50°	2,68%	-2,81%	-0,25°	2,81%
<b>300m</b>	3,01%	3,82°	7,40%	-0,77%	1,54°	2,79%	-3,15%	-0,17°	3,16%
<b>400m</b>	2,81%	3,86°	7,39%	-0,97%	1,58°	2,92%	-3,51%	-0,09°	3,52%

De acordo com os resultados, o comportamento dos erros inseridos pelo CI em relação ao cabo de controle é semelhante em todos os equipamentos. Para não tornar a análise repetitiva, os gráficos a seguir apresentados tomarão como base somente o CI2. Os gráficos dos CI 1 e 3 estão disponíveis no Anexo A. A Figura 5.2 ilustra os erros de magnitude e de fase, em função do comprimento do cabo, enquanto que a Figura 5.3 apresenta o  $TVE_{CI}$  equivalente a estes erros.

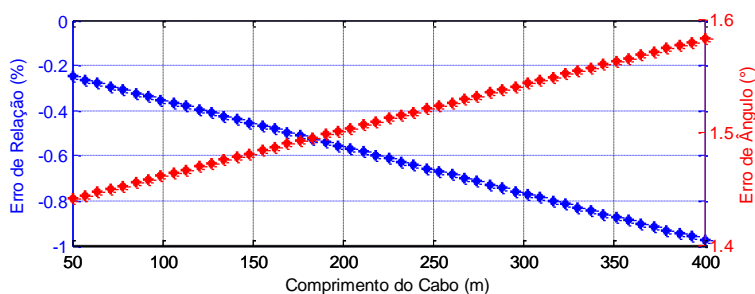


Figura 5.2 - Erro de relação e de ângulo do CI2 de medição de tensão em relação ao comprimento do cabo de controle

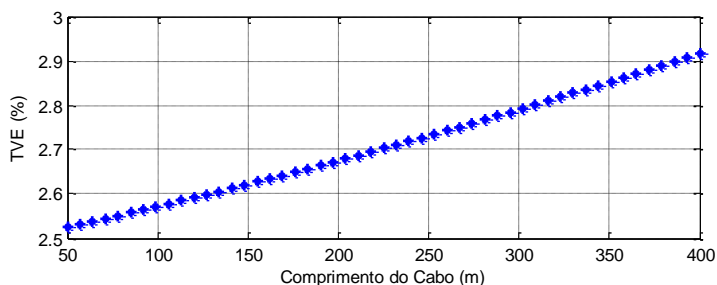


Figura 5.3 -  $TVE_{CI}$  do CI2 de medição de tensão em relação ao cabo de controle

### Comentários:

Como constatado em 5.2, no caso do TPC o cabo de controle tende a reduzir valor da tensão secundária, devido à parcela de queda de tensão na fiação, provocando um erro de relação com sinal negativo. Tal comportamento foi abordado também em (MEDEIROS, 1989). Já o desvio de ângulo tende a aumentar com o comprimento do cabo. Desta maneira o aumento do comprimento do cabo de controle resulta no

aumento do TVE equivalente. Por exemplo, no CI3 de medição de tensão uma variação no comprimento do cabo de controle, de 50m para 400m, provoca um aumento de 1,2 pontos percentuais no  $TVE_{CI}$ . A exceção é o CI1, que por apresentar erro de relação positivo, o aumento do cabo de controle reduz esta grandeza, e conseqüentemente o valor do  $TVE_{CI}$  equivalente.

### Simulações de CI de Medição de Corrente:

Na Tabela 5.3 são apresentados os valores de erros de magnitude e ângulo, bem como o  $TVE_{CI}$  equivalente, resultantes da simulação de diferentes comprimentos de cabo de controle, em CI de medição de corrente.

Tabela 5.3 - Resultados de erros provocados por CI de medição de corrente para diferentes comprimentos de cabo de controle

Comp. do Cabo	CI de Medição de Corrente								
	1			2			3		
	$\epsilon$	$\beta$	$TVE_{CI}$	$\epsilon$	$\beta$	$TVE_{CI}$	$\epsilon$	$\beta$	$TVE_{CI}$
50m	-0,68%	0,21°	0,77%	-0,12%	0,01°	0,12%	-0,84%	0,21°	0,92%
100m	-0,68%	0,21°	0,78%	-0,12%	0,01°	0,12%	-0,84%	0,21°	0,92%
200m	-0,69%	0,23°	0,79%	-0,12%	0,01°	0,13%	-0,84%	0,22°	0,92%
300m	-0,69%	0,24°	0,81%	-0,13%	0,02°	0,13%	-0,83%	0,22°	0,92%
400m	-0,70%	0,25°	0,82%	-0,13%	0,02°	0,13%	-0,83%	0,23°	0,92%

O CI1 tem seus erros de relação e de fase ilustrados na Figura 5.4, e o  $TVE_{CI}$  equivalente a estes erros está apresentado na Figura 5.5. Os gráficos dos erros em função do cabo para os outros CI de medição de corrente estão apresentados no Anexo A.

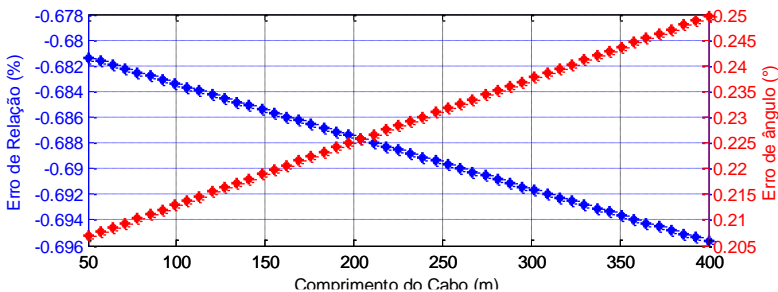


Figura 5.4 - Erro de relação e de ângulo do CI1 de medição de corrente em relação ao comprimento do cabo de controle

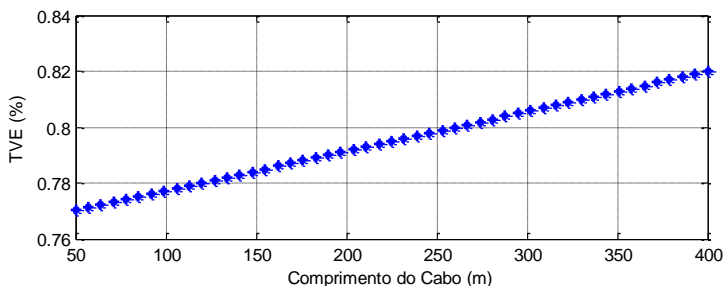


Figura 5.5 - TVE<sub>CI</sub> do CII de medição de corrente em relação ao cabo de controle

### Comentários:

Os erros em CI de medição de corrente são muito pouco influenciados pela presença do cabo de controle. Em geral o erro de relação do fasor apresenta crescimento negativo com o comprimento do cabo. Já o erro de fase tende a aumentar com o comprimento. Porém tais variações são de baixa intensidade. No caso do CI uma alteração no comprimento do cabo de 50 para 400 metros produz um aumento de 0,014 pontos percentuais na magnitude do erro de relação, e 0,043° de erro de fase. Em consequência a variação total do valor do TVE<sub>CI</sub> resultante é de 0,049%.

#### 5.2.1.2 Análise da Influência da Carga de Medição

Outra característica que exerce influência no erro fasorial produzido pelo CI é o valor da carga de medição submetida aos secundários dos TI. Este valor pode variar em uma determinada faixa, de acordo com as normas de TI. Com certa frequência, alterações são feitas na carga imposta ao CI, como adição e remoção de equipamentos, sem levar em conta o impacto desta ação na exatidão da medição.

A título de exemplo, a Tabela 5.4 apresenta as características das cargas de medição de um CI, utilizado para a medição com PMU, em uma determinada instalação real de uma empresa de energia elétrica.

As características de carga nominal dos transformadores utilizados nesta instalação são:

- TPC: 25VA;
- TC: 30VA.



Tabela 5.4 - Cargas de medição de uma instalação real de PMU

Equipamento	Valor da Carga Conectada ao TI	
	TPC	TC
MWh Actaris	10VA	0,5VA
MWh Schlumberger	4VA	50mVA
Amperímetro Enertec Schlumberger	-	1VA
Multifuncional ION 7700	7,2mVA	50mVA
PMU XM	75,85mVA	0,5VA
Transdutor Digital Siemens	20mVA	50mVA
Total	14,1031VA	2,15VA

De acordo com os dados, o carregamento empregado no CI de medição de tensão é de 56,41% do valor nominal, enquanto que o CI de medição de corrente está com 7,17% do seu carregamento nominal. Como esperado, a carga de medição imposta aos TI em geral não atinge valores nominais. Esta característica tende a se tornar cada vez mais comum, principalmente pelo uso de novos equipamentos que utilizam tecnologias digitais. Tais equipamentos apresentam baixo consumo de potência, quando comparados às cargas de medição de instalações mais antigas, formadas por instrumentos de medição eletrônicos e eletromecânicos. Os equipamentos da Tabela 5.4 que apresentam maior consumo, são justamente deste último tipo.

Considerando a situação em que a carga de medição imposta aos TI pode, em alguns casos, estar abaixo do valor nominal, foram realizadas simulações para os 3 CI de medição de tensão, e para os 3 CI de medição de corrente, considerando diferentes patamares de carga de medição. Foram utilizados valores entre 0 e 100% da carga nominal, referentes aos TI de medição, definidos pela Norma brasileira.

Nestas simulações foi considerado o cabo de controle com comprimento de 400m.

### Simulações de CI de Medição de Tensão:

Tabela 5.5 - Resultados de erros de CI de medição de tensão para diferentes valores de carga de medição

Carga	CI de Medição de Tensão								
	1			2			3		
	$\varepsilon$	$\beta$	TVE <sub>CI</sub>	$\varepsilon$	$\beta$	TVE <sub>CI</sub>	$\varepsilon$	$\beta$	TVE <sub>CI</sub>
<b>10%</b>	0,54%	0,79°	1,48%	0,09%	0,53°	0,92%	-1,60%	-0,73°	2,04%
<b>20%</b>	0,81%	1,12°	2,12%	-0,03%	0,64°	1,13%	-1,81%	-0,66°	2,14%
<b>35%</b>	1,20%	1,60°	3,10%	-0,20%	0,82°	1,45%	-2,14%	-0,55°	2,34%
<b>50%</b>	1,58%	2,14°	4,08%	-0,38%	1,00°	1,78%	-2,46%	-0,44°	2,57%
<b>70%</b>	2,08%	2,82°	5,39%	-0,62%	1,23°	2,23%	-2,88%	-0,30°	2,93%
<b>100%</b>	2,81%	3,86°	7,39%	-0,97%	1,58°	2,92%	-3,51%	-0,09°	3,51%

As simulações realizadas para os CI de medição de tensão têm seus resultados numéricos apresentados na Tabela 5.5.

A Figura 5.6 ilustra a variação dos erros de relação e de fase em função do valor da carga, para os três CI em estudo. Na Figura 5.7 apresenta a representação gráfica da evolução do  $TVE_{CI}$  em função do valor da carga de medição.

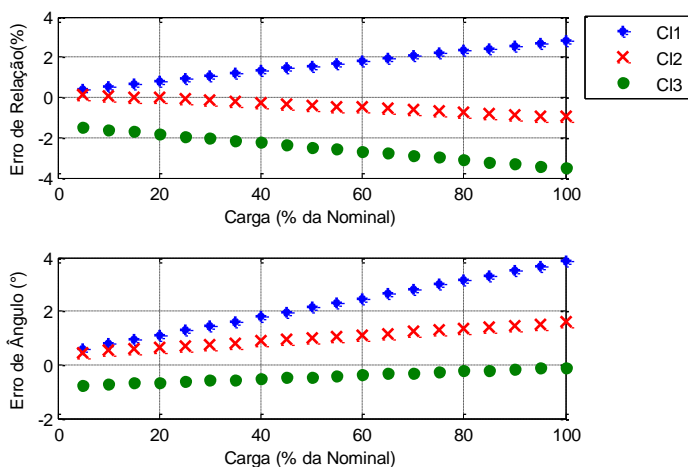


Figura 5.6 - Erros de relação e de fase dos CI de medição de tensão em função do valor da carga

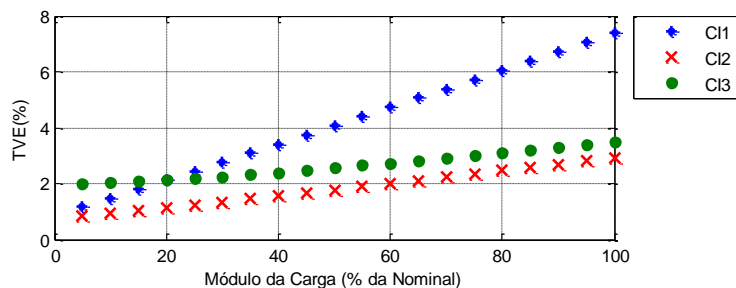


Figura 5.7 -  $TVE_{CI}$  dos CI de medição de tensão em função do valor da carga

Outro aspecto importante a ressaltar diz respeito ao fator de potência da carga de medição. Tal grandeza também deve estar de acordo com valores estabelecidos pelas normas de TI. A Figura 5.8 ilustra o

gráfico tridimensional do TVE, em função da variação da magnitude e do fator de potência da carga de medição, considerando o CI2 de medição de tensão. O mesmo tipo de gráfico para os CI 1 e 3 estão disponíveis no Anexo B.

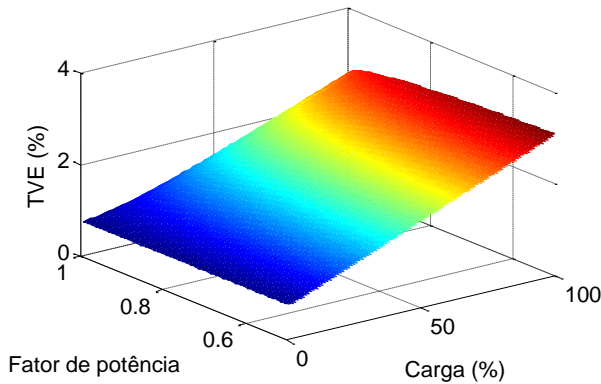


Figura 5.8 - Gráfico do TVE do CI2 de medição de tensão em função da carga e do fator de potência

### Comentários:

De acordo com os resultados a carga de medição tem forte influência nos erros fasoriais provenientes de CI de medição de tensão.

O aumento do valor carga de medição imposta aos secundários dos CI de medição de tensão acarreta no aumento do valor do  $TVE_{CI}$  produzido por este circuito. Por exemplo, o CI1 a 10% da sua carga nominal possuía  $TVE_{CI}$  de 1,48%. Com sua carga a 100% da nominal o valor do  $TVE_{CI}$  passou para 7,39%. Da mesma forma o CI2, que inseria um  $TVE_{CI}$  abaixo de 1% em 10% da carga, com 100% da carga o valor do  $TVE_{CI}$  passou para 2,92%. CI3 por sua vez apresentou mais de duas vezes o limite de 1% mesmo para a carga de 10%. Desta maneira a limitação do valor da carga de medição pode ser uma estratégia para reduzir os TVE do CI de medição de tensão.

Analisando o gráfico apresentado na Figura 5.8, percebe-se que o valor do TVE produzido pelo CI de medição de tensão é função das duas variáveis (magnitude e fator de potência da carga). Porém é importante observar que o fator de potência da carga de medição é uma grandeza de ajuste relativamente difícil. Entretanto os resultados mostram que os erros de medição são mais sensíveis ao valor da magnitude da carga de

medição. Logo a limitação do valor da carga de medição submetida aos TPC é uma prática adequada, a ser aplicada em instalações destinadas à medição de fasores, a fim de se mitigar os erros provenientes do CI.

### Simulações de CI de Medição de Corrente:

Os resultados da simulação dos erros produzidos por CI de medição de corrente, em função do valor da carga de medição, estão apresentados na Tabela 5.6, e ilustrados nas Figuras 5.9 e 5.10.

Tabela 5.6 - Resultados de erros de CI de medição de corrente para diferentes valores de carga de medição de controle

Carga	CI de Medição de Corrente								
	1			2			3		
	$\varepsilon$	$\beta$	TVE <sub>CI</sub>	$\varepsilon$	$\beta$	TVE <sub>CI</sub>	$\varepsilon$	$\beta$	TVE <sub>CI</sub>
10%	-0,12%	0,12°	0,24%	-0,05%	0,02°	0,06%	-0,12%	0,09°	0,19%
20%	-0,18%	0,13°	0,30%	-0,06%	0,02°	0,07%	-0,20%	0,10°	0,27%
35%	-0,28%	0,16°	0,39%	-0,07%	0,02°	0,08%	-0,32%	0,12°	0,38%
50%	-0,38%	0,18°	0,49%	-0,09%	0,02°	0,09%	-0,43%	0,15°	0,51%
70%	-0,50%	0,21°	0,62%	-0,10%	0,02°	0,11%	-0,59%	0,18°	0,67%
100%	-0,70%	0,25°	0,82%	-0,13%	0,02°	0,13%	-0,83%	0,23°	0,92%

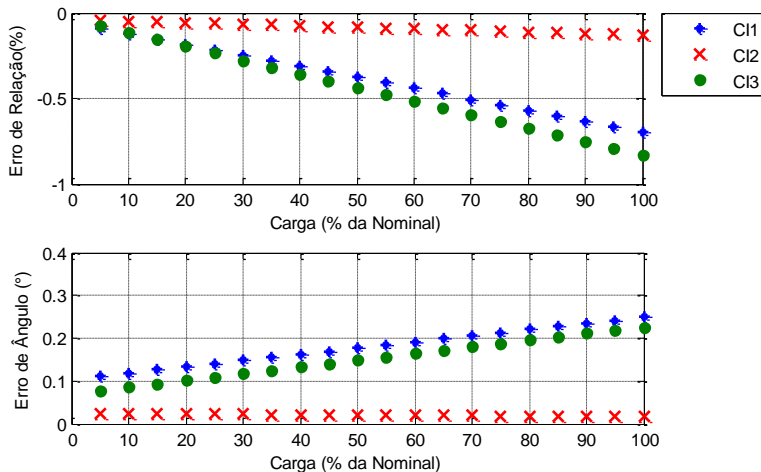


Figura 5.9 - Erros de relação e de fase dos CI de medição de corrente em função do valor da carga

Da mesma forma que para os TPC, as normas de TC definem, além da magnitude, o fator de potência que a carga de medição deve apresentar.

Seguindo este raciocínio, foi feita a investigação dos erros produzidos pelos CI de medição de corrente, em função destas duas variáveis. Para isso tomou-se como base o CI1 de medição de corrente, sendo ilustrado na Figura 5.11 a variação do  $TVE_{CI}$  produzido por este CI, em função da magnitude e do fator de potência da carga de medição. O mesmo tipo de gráfico para os CI 2 e 3 de medição de corrente estão disponíveis no Anexo B.

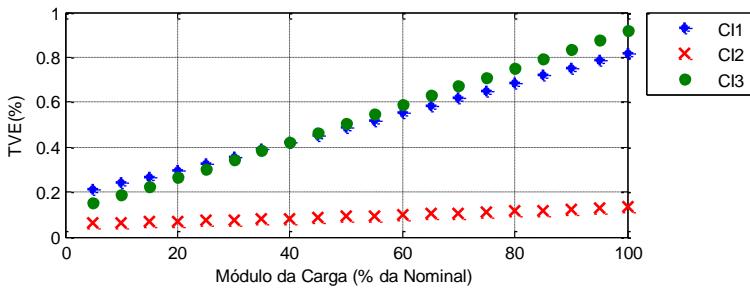


Figura 5.10 -  $TVE_{CI}$  dos CI de medição de corrente em função do valor da carga

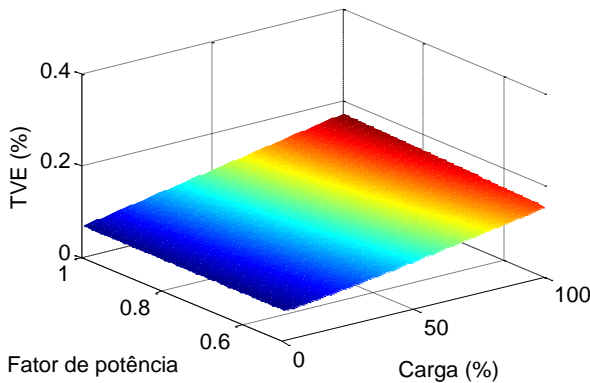


Figura 5.11 - Gráfico 3D do TVE do TC(1) em função da carga e do fator de potência

### Comentários:

No caso dos CI de medição de corrente verifica-se que o comportamento dos erros dos três equipamentos analisados são semelhantes. O erro de relação tende a reduzir sua magnitude, enquanto o erro de fase tende a aumentar com o aumento da carga de medição. Como consequência o TVE resultante é dependente do valor da carga de medição. Observa-se porém que, em alguns equipamentos, a variação dos erros em relação à carga de medição pode ser mais baixa em relação aos demais, como é o caso do CI2.

Também é importante observar que, para toda a faixa de variação da carga de medição, os  $TVE_{CI}$  inseridos pelos CI de medição de corrente analisados neste trabalho, ficaram abaixo do limite de 1% de TVE exigido da PMU.

Na Figura 5.11 pode-se ver claramente que a magnitude da carga exerce muito mais influência nos erros fasoriais, em comparação com o fator de potência.

#### 5.2.2 Considerações Adicionais

Seguindo os objetivos deste trabalho, buscou-se investigar ações que melhor resultam na redução dos erros fasoriais em instalações de PMU. Sendo assim foi traçado o gráfico da Figura 5.12, o qual apresenta a redução do  $TVE_{CI}$  caso o valor da carga secundária seja reduzido a 50% da nominal, e caso o comprimento do cabo de controle seja reduzido em 200m (50% dos 400m considerados nas simulações).

Observa-se que de forma geral, a redução do valor da carga de medição produz efeitos mais significativos no  $TVE_{CI}$ , em comparação com a redução do comprimento do cabo de controle. Além do mais, mudanças no comprimento da fiação do cabo é uma tarefa mais limitada, uma vez que este deve cobrir a distância que existe na subestação, entre o TI e a carga. Mesmo o CI3 de medição de tensão, que se mostrou o CI mais sensível ao comprimento do cabo, alterações na fiação produzem alterações no valor do TVE de somente 0,003% por metro de cabo. Se considerarmos que o comprimento da fiação possa ser reduzido alguns poucos metros, a redução dos erros desta maneira se mostra irrisória.

Por outro lado, variações no valor da carga de medição é uma ação mais factível, pois depende da adição/remoção de equipamentos, utilização de equipamentos mais modernos com menor consumo, e compensação do valor de impedância através da associação de elementos série/paralelo. Desta maneira, **para garantir a máxima exatidão em**

**instalações de CI para PMU, uma alternativa possível e eficaz é limitar o valor da carga de medição imposta aos terminais secundários do TI.** Os resultados mostram que uma redução de 50% no carregamento de um CI de medição de tensão, pode proporcionar uma redução do TVE de pelo menos 1 ponto percentual. Porém é importante ressaltar que, como observado em (BRITO, 2011), valores de carga muito próximos de zero podem ter comportamento oposto, elevando os erros fasoriais. Desta forma é preciso estudar cada caso, para compreender melhor a variação dos erros de cada equipamento, para definir um valor adequado dessa limitação de carregamento.

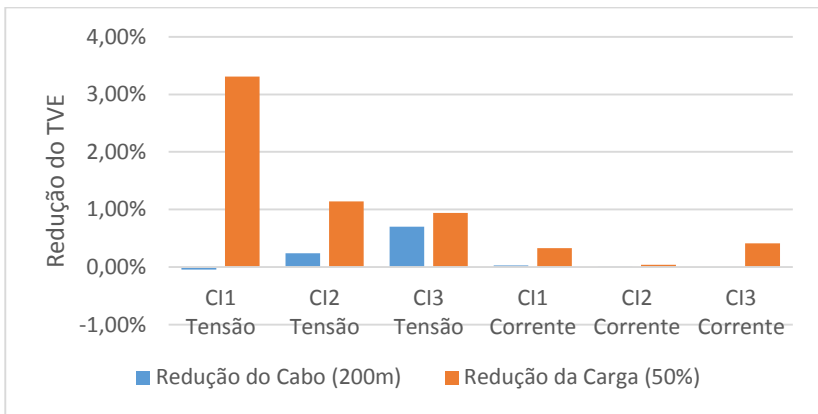


Figura 5.12 - Redução do  $TVE_{CI}$  com a redução do comprimento do cabo de controle e do valor da carga de medição

Os resultados apresentados demonstram que, em um sistema com condições nominais de operação, os CI são responsáveis por uma parcela considerável dos erros fasoriais. Considerando a majorante do erro fasorial, composta pelos erros dos CI aqui apresentados, somados com os erros produzidos pela PMU, conclui-se que o  $TVE_{Global}$  na maioria dos casos será superior ao limite de 1% definido na Norma de PMU. Desta maneira é reforçada a necessidade da utilização de um índice  $TVE_{Global}$ , que avalie por completo toda a cadeia de equipamentos que compõe uma instalação PMU.

É importante ressaltar que o comportamento dos erros proveniente de CI é função da combinação das características construtivas do TI, do tipo e do comprimento do cabo de controle, e do valor da carga de medição imposta ao secundário do TI. Desta forma equipamentos de

diferentes modelos podem apresentar diferentes comportamentos dos erros resultantes.

### 5.3 ANÁLISE DOS ERROS FORA DAS CONDIÇÕES NOMINAIS DE OPERAÇÃO

A apresentação desta seção foi motivada pelo fato de que a Norma IEEE C37.118.1-2011 estabelece um conjunto de requisitos de desempenho para PMU, em condições de operação em regime permanente e regime dinâmico, onde as grandezas elétricas monitoradas estão fora dos seus respectivos valores nominais. O objetivo é garantir que equipamentos de diferentes fabricantes apresentem performance semelhante, quando submetidos aos mesmos sinais de entrada.

Entretanto, como foi apresentado nos capítulos anteriores, a presença dos CI implica na inserção de erros fasoriais nos sinais disponibilizados para a PMU. Portanto é importante que seja também analisado o desempenho dos CI frente às condições de operação estabelecidas pela norma de PMU. Isto permite verificar o comportamento dos erros produzidos pelos CI nas condições em que normalmente a PMU estará sujeita e, desta forma, averiguar o nível de exatidão que os atuais equipamentos de instrumentação produzem na medição fasorial.

Os dados enviados pela PMU contém informações de magnitude, ângulo, frequência e ROCOF (*Rate of Change of Frequency*) do sincrofator. A Norma possui requisitos de exatidão para cada uma destas variáveis. Entretanto, neste trabalho é dado enfoque somente ao valor do fasor propriamente dito, ou seja, magnitude e ângulo, os quais são avaliados conjuntamente através do TVE. As demais variáveis são derivadas do valor de ângulo do fasor e, desta maneira, para fins do estudo aqui realizado, a avaliação dos erros fasoriais através do TVE é suficiente.

A realização de tal estudo implica no conhecimento do valor do fasor disponibilizado na saída do cabo de controle. Entretanto em determinadas situações esta não é uma tarefa trivial. A simples aplicação de equações algébricas das Leis de Kirchhoff, utilizando diretamente o conceito de fasor, só é válida quando consideradas aquelas premissas de magnitude, frequência e fase invariáveis no tempo.

Para melhor compreender esta situação, considera-se a ilustração apresentada na Figura 5.13. A entrada  $u$  é o sinal de teste a ser aplicado no CI. O fasor  $U$  referente ao sinal  $u$  é conhecido, e corresponde à amplitude e o ângulo de fase do sinal, definidos pelo usuário no momento da realização dos testes. O valor de  $x$  é o sinal sinusoidal entregue na



saída do CI. Este sinal corresponde à entrada  $u$  distorcida pela característica de resposta do CI. O problema surge quando consideramos os fenômenos de saturação, e a análise em regime dinâmico. Nestas condições o CI irá produzir uma saída  $x$  cujas características de magnitude, frequência e fase podem não mais ser constantes no tempo. Desta forma não é possível obter o valor do fasor  $X$  equivalente ao sinal  $x$  pela forma convencional.

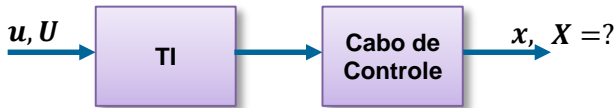


Figura 5.13 - Sinais de entrada e saída no CI

Frente a isso buscou-se encontrar uma saída que permitisse avaliar os erros fasoriais inseridos pelo CI, nestas circunstâncias. A solução adotada está ilustrada na Figura 5.14.

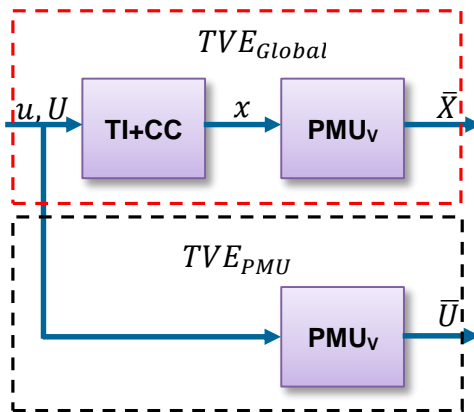


Figura 5.14 - Solução para obtenção do fasor em condições fora de regime permanente

Nesta abordagem é utilizado um bloco denominado “PMU<sub>virtual</sub>”<sup>4</sup>, que nada mais é do que um algoritmo de cálculo de fasor, que irá estimar o fasor  $\bar{X}$ , correspondente ao sinal  $x$  fornecido na saída do cabo de

<sup>4</sup> Neste trabalho há alguns casos onde o bloco PMU<sub>virtual</sub> é denominado simplesmente de PMU<sub>v</sub>.

controle. Com isto é calculado o TVE equivalente que relacionada  $\bar{X}$  com o fasor verdadeiro  $U$ , relativo ao sinal de entrada. O mesmo bloco “PMU<sub>virtual</sub>” é utilizado para obter o fasor estimado  $\bar{U}$  correspondente ao sinal de entrada  $u$ , que não está sob influência do CI, e assim é obtido o TVE que correlaciona  $\bar{U}$  e  $U$ . Por fim é realizada a comparação dos dois resultados.

Ressalta-se que se trata de uma análise indireta, que pode ser interpretada como a verificação da influência dos CI na estimação de fasores. Alguns trabalhos também foram realizados neste sentido (BAINY et al., 2012; LOPES et al., 2012).

Para o emprego do bloco “PMU<sub>virtual</sub>” foi desenvolvido neste trabalho um algoritmo de estimação de fasores, cuja descrição encontra-se no Anexo C. Destaca-se que esta não é uma tarefa trivial, uma vez que a Norma de PMU não especifica o algoritmo a ser utilizado para o processamento de sinais. Logo os detalhes do processo de cálculo de fasor utilizado nas PMU é segredo industrial não sendo disponibilizado pelos fabricantes.

Neste trabalho a estratégia ilustrada na Figura 5.14 é empregada nas análises de regime permanente; onde a magnitude da tensão e da corrente estão fora do valor nominal, sendo necessário considerar os fenômenos de saturação do núcleo magnético dos TI; e para todos os estudos de regime dinâmico.

Para todas as simulações apresentadas nas seções seguintes, quando não especificado de outra forma, as seguintes características foram consideradas para os CI:

- Carga de medição com valor nominal;
- Cabo de controle com comprimento de 400m.

### 5.3.1 Análise em Regime Permanente

Condições de regime permanente são aquelas em que as grandezas de amplitude, fase e frequência são fixas no período da medição, ou seja, invariantes no tempo.

O atendimento das condições de regime permanente se dá através da comparação do fasor produzido na saída do cabo de controle, com o fasor inserido nos terminais de entrada do TI.

Os requisitos de regime permanente exigidos pela Norma de PMU estão apresentados no Quadro 5.1, onde são definidas as seguintes condições de teste:

Quadro 5.1 - Requisitos de regime permanente segundo a Norma C37.118.1-2011

Influence quantity	Reference condition	Minimum range of influence quantity over which PMU shall be within given TVE limit			
		P class		M class	
		Range	Max TVE (%)	Range	Max TVE (%)
Signal frequency range— $f_{dev}$ (test applied nominal + deviation: $f_0 \pm f_{dev}$ )	$F_{nominal}$ ( $f_0$ )	$\pm 2.0$ Hz	1	$\pm 2.0$ Hz for $F_s < 10$ $\pm F_s/5$ for $10 \leq F_s < 25$ $\pm 5.0$ Hz for $F_s \geq 25$	1
The signal frequency range tests above are to be performed over the given ranges and meet the given requirements at three temperatures: T = nominal ( $\sim 23$ °C), T = 0 °C, and T = 50 °C					
Signal magnitude—Voltage	100% rated	80% to 120% rated	1	10% to 120% rated	1
Signal magnitude—Current	100% rated	10% to 200% rated	1	10% to 200% rated	1
Phase angle with $ f_m - f_0  < 0.25$ Hz (See NOTE 1)	Constant or slowly varying angle	$\pm \pi$ radians	1	$\pm \pi$ radians	1
Harmonic distortion (single harmonic)	<0.2% (THD)	1%, each harmonic up to 50th	1	10%, each harmonic up to 50th	1
Out-of-band interference as described below (See NOTES 2 and 3)	<0.2% of input signal magnitude		None	10% of input signal magnitude for $F_s \geq 10$ . No requirement for $F_s < 10$ .	1.3
<p>Out-of-band interference testing: The passband at each reporting rate is defined as <math> f - f_0  &lt; F_s/2</math>. An interfering signal outside the filter passband is a signal at frequency <math>f</math> where: <math> f - f_0  \geq F_s/2</math></p> <p>For test the input test signal frequency <math>f_m</math> is varied between <math>f_0</math> and <math>\pm (10\%)</math> of the Nyquist frequency of the reporting rate.</p> <p>That is: <math>f_0 - 0.1 (F_s/2) \leq f_m \leq f_0 + 0.1 (F_s/2)</math></p> <p>where</p> <p><math>F_s</math> = phasor reporting rate  <math>f_0</math> = nominal system frequency  <math>f_m</math> = fundamental frequency of the input test signal</p>					
<p>NOTE 1—The phase angle test can be performed with the input frequency <math>f_m</math> offset from <math>f_0</math> where <math> f_m - f_0  &lt; 0.25</math> Hz. This provides a slowly varying phase angle that simplifies compliance verification without causing significant other effects.</p> <p>NOTE 2—A signal whose frequency exceeds the Nyquist rate for the reporting rate <math>F_s</math> can alias into the passband. The test signal described for the out-of-band interference test verifies the effectiveness of the PMU anti-alias filtering. The test signal shall include those frequencies outside of the bandwidth specified above that cause the greatest TVE.</p> <p>NOTE 3—Compliance with out-of-band rejection can be confirmed by using a single frequency sinusoid added to the fundamental power signal at the required magnitude level. The signal frequency is varied over a range from below the passband (at least down to 10 Hz) and from above the passband up to the second harmonic (<math>2 \times f_0</math>). If the positive sequence measurement is being tested, the interfering signal is a positive sequence.</p>					

- Frequência fora da nominal;
- Magnitude de tensão fora do valor nominal;
- Magnitude de corrente fora do valor nominal;
- Ângulo do ângulo de fase diferente de zero;
- Distorção harmônica;
- Interferência fora de banda.

Os dois últimos casos são condições consequentes do uso de dispositivos específicos junto à rede de energia elétrica. As distorções harmônicas são produzidas, em geral, pelo uso de dispositivos não-lineares, como fontes chaveadas, retificadores, e os núcleos ferromagnéticos de motores e transformadores (DECKMANN; POMILIO, 2010). As interferências fora da banda se referem àquelas em que há presença de componentes com frequência  $f$ , tal que:

$$|f - f_0| \geq F_s/2 \quad (5.5)$$

onde  $f_0$  é o valor de frequência nominal, e  $F_s$  é a taxa de transmissão de fasores. Ou seja, situação que viola o Teorema de Nyquist.

Logo as condições de teste de distorção harmônica, interferência fora de banda e ângulo de fase estão mais correlacionados ao erro provocado pelo cálculo do fasor, e pouco influenciam os erros provocados pelos CI.

Desta maneira, as condições de teste de regime permanente, selecionadas para testar a influência do CI no erro fasorial, são aquelas de frequência, magnitude de tensão e magnitude de corrente fora dos valores nominais.

Segundo as informações do Quadro 5.1, a faixa de valores dos parâmetros a serem testados depende da classe da PMU considerada, podendo ser classe M ou classe P. Porém, segundo a própria Norma, estas duas designações não indicam qual classe deve ser utilizada para um determinado tipo de aplicação, ficando a critério do usuário decidir qual a que melhor se adequa às suas necessidades. De acordo com tais considerações, optou-se neste trabalho por utilizar as condições estabelecidas para PMU de classe M, por apresentarem exigência maior das faixas de variação nos testes de frequência.

### 5.3.1.1 Frequência Fora da Nominal

A avaliação dos erros fasoriais em situações que envolvam sinais com frequência fora da nominal é de grande importância, pois muitos dos eventos que ocorrem em SEE, e que podem ser analisados através de sincrofasores, se caracterizam por grandes excursões de frequência.

A Norma define que a grandeza frequência do sinal pode ser expressada por:

$$f = f_0 + \Delta f \quad (5.6)$$

Simulações de frequência fora do seu valor nominal, são aquelas em que  $\Delta f \neq 0$ . É importante ressaltar que, como se trata de uma condição de regime permanente, não há a variação da frequência. Isto é,  $\Delta f$  é diferente de zero, porém fixa para cada estudo.

Segundo os dados do Quadro 5.1 a faixa de variação da frequência deve ser de:

- PMU de classe P:
  - $\pm 2\text{Hz}$ ;
- PMU de classe M:
  - $\pm 2\text{Hz}$ , para  $F_s$  menor que 10;
  - $\pm F_s/5$  para  $10 \leq F_s < 25$ ;
  - $\pm 5\text{Hz}$  para  $F_s \geq 25$ .

Considerando uma taxa de transmissão de 60 faores por segundo, e uma PMU de classe M, de acordo com a Norma, a faixa correspondente de variação de frequência é de  $\pm 5\text{Hz}$ , em torno da frequência nominal. Com a frequência nominal do sistema igual a 60Hz, a PMU deve atender ao requisito de 1% de TVE para qualquer valor de frequência entre 55Hz e 65Hz.

Nesta simulação, apenas o valor da frequência é alterado, ou seja, a magnitude e ângulo de fase dos sinais de tensão e corrente são mantidos fixos em seus valores nominais. Logo, os resultados nestas condições são obtidos através da análise na forma fasorial, por de equações algébricas dos circuitos das Figuras 4.1, 4.3 e 4.5, considerando  $\omega = 2\pi(f_0 + \Delta f)$ .

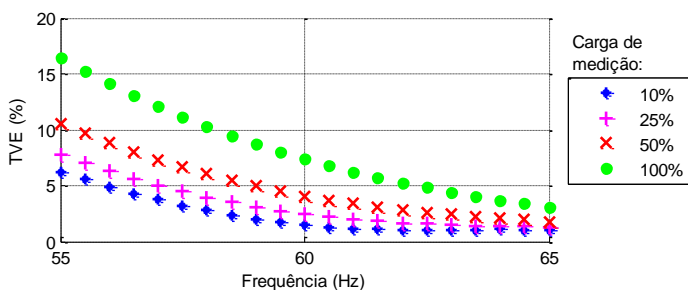
Com relação às características do CI, foram considerados diferentes patamares de carregamento secundário (carga de medição): 10%, 25%, 50% e 100% da carga nominal. Isto para verificar a influência que tal grandeza pode apresentar nos resultados de variação frequência.

### **Simulações de CI de Medição de Tensão:**

Através das simulações foram obtidos os valores de  $\text{TVE}_{\text{CI}}$  para a faixa de valores de frequência entre 55Hz e 65Hz. É importante reforçar que a magnitude da tensão foi mantida fixa em seu valor nominal. Os resultados numéricos desta simulação estão apresentados nas Tabelas 5.7, 5.8 e 5.9 para os CI 1, 2 e 3 de medição de tensão, respectivamente. Tais resultados também estão ilustrados nas Figuras 5.15, 5.16 e 5.17, onde cada uma das curvas dos gráficos corresponde a um diferente patamar de carga de medição.

Tabela 5.7 - Resultados numéricos do TVE<sub>CI</sub> produzido pelo CI1 de tensão para variações de frequência

Carga	TVE				
	Frequência				
	55Hz	58Hz	60Hz	62Hz	65Hz
10%	6,25%	2,78%	1,48%	1,07%	1,06%
25%	7,82%	3,97%	2,45%	1,68%	1,27%
50%	10,59%	6,03%	4,07%	2,84%	1,80%
100%	16,46%	10,28%	7,39%	5,27%	3,08%

Figura 5.15 - TVE<sub>CI</sub> produzido pelo CI1 de tensão em função da frequênciaTabela 5.8 - Resultados numéricos do TVE<sub>CI</sub> produzido pelo CI2 de tensão para variações de frequência

Carga	TVE				
	Frequência				
	55Hz	58Hz	60Hz	62Hz	65Hz
10%	4,68%	2,00%	0,92%	0,57	0,74%
25%	5,49%	2,46%	1,23%	0,88%	1,23%
50%	6,90%	3,26%	1,78%	1,39%	2,04%
100%	9,85%	4,95%	2,92%	2,40%	3,63%

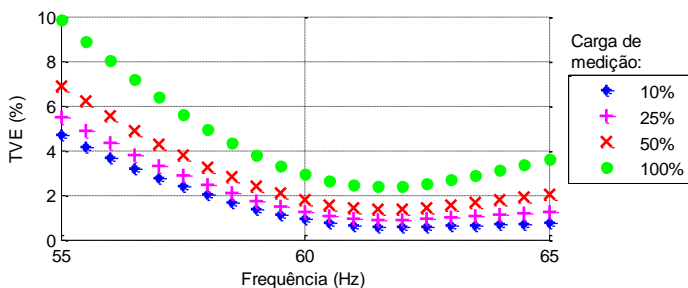
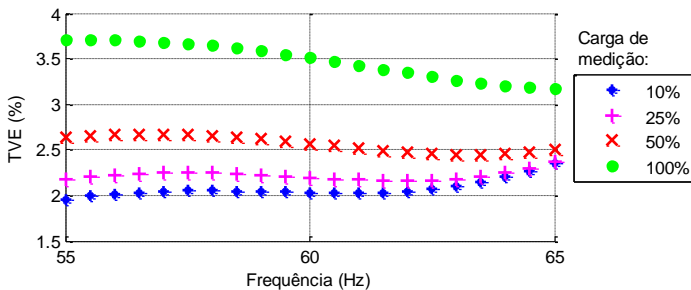
Figura 5.16 - TVE<sub>CI</sub> produzido pelo CI2 de tensão em função da frequência

Tabela 5.9 - Resultados numéricos do  $TVE_{CI}$  produzido pelo CI3 de tensão para variações de frequência

Carga	TVE				
	55Hz	58Hz	60Hz	62Hz	65Hz
10%	1,96%	2,05%	2,03%	2,05%	2,37%
25%	2,18%	2,25%	2,20%	2,16%	2,37%
50%	2,64%	2,65%	2,57%	2,47%	2,51%
100%	3,72%	3,64%	3,51%	3,35%	3,18%

Figura 5.17 -  $TVE_{CI}$  produzido pelo CI3 de tensão em função da frequência

### Comentários:

Os resultados indicam que a resposta do CI de medição de tensão para diferentes valores de frequência depende das características construtivas, variando de acordo com o modelo empregado.

A Figura 5.15 mostra que uma redução no valor de frequência acarreta numa elevação considerável do valor do  $TVE_{CI}$  produzido pelo CI1. Em carga nominal e 60Hz, o valor de  $TVE_{CI}$  produzido por este circuito, que é de 7,39%, em 55Hz passa para 16,46%, mais do que dobrando de valor. Já para frequências acima de 60Hz o valor do  $TVE_{CI}$  tende a apresentar leve redução no seu valor.

O CI2 apresenta um comportamento semelhante ao CI1. Para frequências abaixo da nominal, o valor do  $TVE_{CI}$  produzido tende a se elevar consideravelmente, podendo chegar a valores acima de 9% no carregamento nominal. Quando operando em frequências acima de 60Hz a tendência do  $TVE_{CI}$  deste circuito também é de se elevar, porém para patamares inferiores àqueles na condição de frequência abaixo da nominal. Analisando a Figura 5.16 tem-se a impressão de que o ponto de mínimo do gráfico está deslocado para próximo de 61Hz. Isto é razoável, uma vez que o ajuste fino do projeto do TPC pode ser uma tarefa não trivial. Além disto, considerando um espectro de frequência maior,

certamente o ponto de frequência nominal está em uma região de baixos erros de medição.

O CI3 por sua vez apresentou comportamento um pouco diferente dos dois anteriores. O valor do  $TVE_{CI}$  produzido por este circuito tende a aumentar com a redução da frequência, até aproximadamente 57Hz quando volta reduzir-se. Para valores de frequência acima de 60Hz, a tendência é de leve redução do valor do  $TVE_{CI}$ , sendo que próximo a 62Hz, em condições de baixo carregamento, o  $TVE_{CI}$  produzido por este circuito volta a aumentar.

### Simulações de CI de Medição de Corrente:

Os resultados numéricos dos erros inseridos pelos CI de medição de corrente, em função do valor da frequência do sistema, são apresentados nas Tabelas 5.10, 5.11 e 5.12, para os CI 1, 2 e 3, respectivamente. Estes resultados estão ilustrados nas Figuras 5.18, 5.19 e 5.20. Nesta simulação a corrente primária é fixada no seu valor nominal.

Tabela 5.10 - Resultados numéricos do  $TVE_{CI}$  produzido pelo CII de corrente para variações de frequência

Carga	TVE				
	55Hz	58Hz	60Hz	62Hz	65Hz
10%	0,26%	0,25%	0,24%	0,23%	0,22%
25%	0,35%	0,33%	0,33%	0,32%	0,31%
50%	0,51%	0,50%	0,49%	0,48%	0,47%
100%	0,85%	0,83%	0,82%	0,81%	0,79%

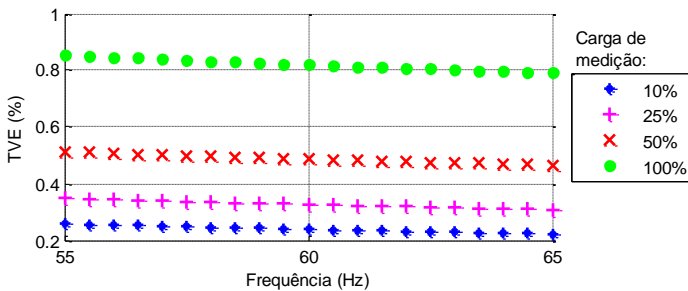


Figura 5.18 -  $TVE_{CI}$  produzido pelo CII de corrente em função da frequência



Tabela 5.11 - Resultados numéricos do  $TVE_{CI}$  produzido pelo CI2 de corrente para variações de frequência

Carga	TVE				
	Frequência				
	55Hz	58Hz	60Hz	62Hz	65Hz
<b>10%</b>	0,07%	0,07%	0,06%	0,06%	0,06%
<b>25%</b>	0,08%	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
<b>50%</b>	0,10%	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%
<b>100%</b>	0,14%	0,13%	0,13%	0,13%	0,13%

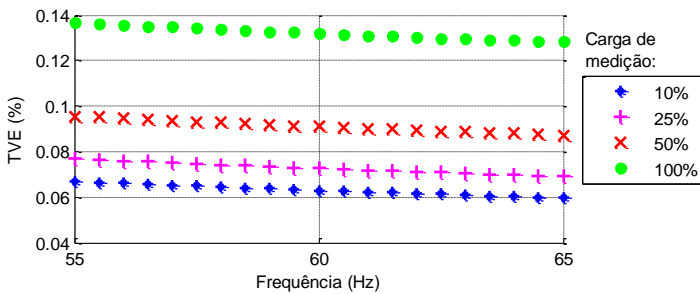


Figura 5.19 -  $TVE_{CI}$  produzido pelo CI2 de corrente em função da frequência

Tabela 5.12 - Resultados numéricos do  $TVE_{CI}$  produzido pelo CI3 de corrente para variações de frequência

Carga	TVE				
	Frequência				
	55Hz	58Hz	60Hz	62Hz	65Hz
<b>10%</b>	0,20%	0,19%	0,19%	0,18%	0,18%
<b>25%</b>	0,32%	0,31%	0,30%	0,30%	0,29%
<b>50%</b>	0,53%	0,52%	0,51%	0,50%	0,49%
<b>100%</b>	0,95%	0,93%	0,92%	0,91%	0,89%

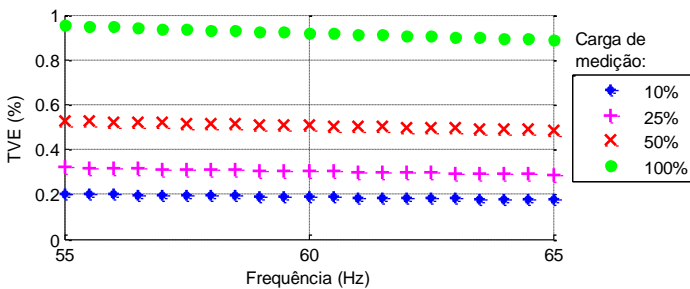


Figura 5.20 -  $TVE_{CI}$  produzido pelo CI3 de corrente em função da frequência

### Comentários:

No caso dos CI de medição de corrente pode-se verificar que o comportamento dos três equipamentos simulados é muito semelhante. Em geral os erros fasoriais produzidos por esses circuitos são pouco sensíveis à variação da frequência do sistema, apresentando uma leve elevação no valor do  $TVE_{CI}$ , para valores de frequência inferiores ao nominal. Comportamento este que se mantém para todos os valores de carga de medição.

Os níveis de  $TVE_{CI}$  produzidos pelo CI1 é muito semelhante àqueles produzidos pelo CI3, atingindo valores máximos próximos a 0,9% em 55Hz e carregamento secundário nominal. O CI2 por sua vez apresentou melhores resultados, sendo o valor máximo de  $TVE_{CI}$  igual a 0,16% nas mesmas condições.

### Comentários Adicionais:

De acordo com os resultados. **a frequência do sistema tem forte influência nos erros de medição produzidos pelos TPC**, comportamento este ressaltado por (MEDEIROS, 1989). Isto por conta da quantidade de elementos indutivos e capacitivos em seu circuito interno. Por outro lado **os TC são pouco influenciados por variações de frequência do sistema**.

#### 5.3.1.2 Magnitude do Sinal Fora do Valor Nominal

Considerando o CI representado por elementos lineares, a variação da magnitude da tensão e corrente não altera os valores dos erros fasoriais produzidos. Isto só é válido para situações em que consideramos excursões próximas aos valores nominais. Contudo a Norma de PMU exige ensaios em que a magnitude de corrente deve variar de 10% a 200% da nominal. No caso da tensão, a magnitude deve variar de 80% a 120% da nominal, para PMU de classe P, e de 10% a 120%, para PMU de classe M. Logo na verificação dos erros fasoriais em CI, para valores de tensão e corrente exigidos pela Norma de PMU, é necessária a consideração das não linearidades dos CI.

O principal elemento não-linear de um CI é o transformador magnético presente nos TI convencionais. Este componente está sujeito à saturação e subexcitação, quando as grandezas de tensão e corrente se afastam do ponto nominal de operação. Tal fenômeno é representado

como uma indutância  $L_m$  não-linear no ramo de magnetização, dos circuitos apresentados nas Figuras 4.1 e 4.3.

A simulação computacional de circuitos não-lineares requer a implementação de técnicas específicas como o Balanço Harmônico e a Integração no Domínio do Tempo (DAUTBEGOVIC'; CONDON; BRENNAN, 2005). Entretanto buscou-se uma alternativa menos dispendiosa, que consiste em utilizar o aplicativo *Alternative Transients Program* (ATP) para obter os sinais de resposta dos CI, modelados, considerando as características não-lineares. No ATP foram implementados os modelos dos circuitos dos CI, utilizando o modelo de transformador saturável, no qual são inseridas as informações da curva de magnetização, formada pelo par de variáveis  $V_{rms}$  e  $I_{rms}$ , ou Fluxo Magnético e  $I_{pico}$ .

A Simulação é feita com base na estratégia representada na Figura 5.14, onde o ATP atua como o bloco “TI+CC”, fornecendo os resultados da forma de onda de tensão e corrente, considerando a não-linearidade do núcleo ferromagnético do TI. A partir destas informações os fasores são estimados pelo bloco “PMU<sub>virtual</sub>”. Por fim é realizada a análise em termos de TVE.

As simulações no ATP foram realizadas com um tempo de execução de 5 segundos, e um  $\Delta t$  de 6.5104e-05, equivalente a 256 pontos por ciclos de 60Hz. Foi considerado como valor de TVE o máximo atingido durante os 5 segundos de simulação.

Com relação às características do CI, foi considerado:

- Carga de medição com valor nominal;
- Cabo de controle com comprimento de 400m.

### **Simulações de CI de Medição de Tensão:**

No que se refere à simulação dos CI de medição de tensão, este trabalho possui limitações, pois a característica da curva de magnetização só é fornecida pela referência do TPC3, sendo esta apresentada na Tabela 5.13, e ilustrada na Figura 5.21. Por falta de tal informação, os demais TPC não passaram pela análise de magnitude da tensão fora da nominal.

A Figura 5.22 ilustra o modelo do CI composto pelo TPC, cabo de controle e a impedância da carga de medição, desenvolvido em ATP, mais especificamente pela versão de interface gráfica ATPDraw.

Considerando uma PMU de classe M, de acordo com o Quadro 5.1, o limite de TVE deve ser garantido para qualquer valor de tensão entre 10% e 120% da nominal.



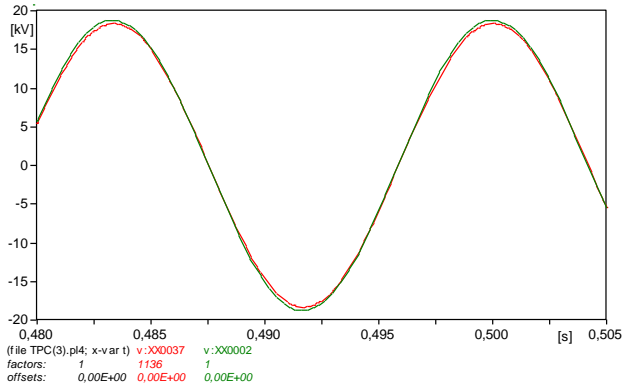


Figura 5.23 - Detalhe da forma de onda de tensão da simulação do ATP

Na Tabela 5.14 são apresentados os resultados de simulação do CI3 de medição de tensão nestas condições. A coluna  $TVE_{PMU}$  se refere ao TVE produzido somente pela  $PMU_{Virtual}$ , usando como dados de entrada o sinal primário, aplicado na entrada do TPC. Por sua vez a coluna  $TVE_{Global}$  se refere aos erros produzidos pela  $PMU_{Virtual}$ , em conjunto com o CI3, ou seja, referentes ao fasor calculado a partir do sinal secundário, produzido nos terminais do cabo de controle.

Tabela 5.14 - Resultados de simulação do CI3 de medição de tensão para diferentes níveis de tensão

$V_{nominal(pico)}=187,79kV$		
Nível de Tensão	$TVE_{PMU}$	$TVE_{Global}$
10%	0,0012%	2,630%
30%	0,0012%	2,605%
50%	0,0012%	2,601%
70%	0,0012%	2,605%
100%	0,0012%	2,609%
120%	0,0012%	2,614%

### Comentários:

Os resultados mostram que o erro inserido pela  $PMU_{Virtual}$  não depende do valor da magnitude de tensão, mantendo-se constante para todos os casos. É importante reforçar que isto é uma característica da forma com a qual a  $PMU_{Virtual}$  foi implementada.

Na presença do CI de medição de tensão os erros maiores são aqueles na operação no mais baixo nível de tensão, a 10% da nominal.

Isto por ser o ponto mais afastado do nominal, sofrendo do fenômeno de subexcitação. Apesar do  $TVE_{Global}$  aumentar quando a tensão se afasta do valor nominal, este aumento é relativamente baixo, apresentando uma diferença máxima de 0,029 pontos percentuais, entre os pontos de maior e menor TVE. A explicação para este comportamento se deve ao fato da Norma de PMU definir que a faixa de tensão de teste é de 10% a 120% da nominal. Porém, de acordo com a Figura 5.21 esta faixa está compreendida na região linear de operação do TPC simulado. O joelho da curva de magnetização, onde se inicia a região não-linear, se dá somente a partir de aproximadamente 200% da tensão nominal.

Os valores de  $TVE_{Global}$  obtidos na simulação de variação da tensão mostram que o **CI3 de medição de tensão não prejudica a medição para a faixa de excursão da tensão definida pela Norma de PMU**. Entretanto para ter uma conclusão global é necessário maiores investigações, que considerem outros equipamentos.

É importante ressaltar que o valor de  $TVE_{Global}$  atingido a 100% da tensão nominal não se iguala a aqueles valores da Tabela 5.1, obtidos na simulação em condições nominal de operação. Isto pode estar associado a alguns fatores, dentre os quais podemos citar: a presença do  $TVE_{PMU}$  na composição do  $TVE_{Global}$ , as diferenças existentes na indutância de magnetização linearizada, a fidelidade no valor de indutância e da curva de magnetização fornecidos pelo autor. Entretanto, a informação relevante está na evolução do TVE em função do valor da tensão, informação esta que não é prejudicada.

### Simulações de CI de Medição de Corrente:

Para a simulação dos CI de medição de corrente, foram consideradas as características de magnetização dos TC, apresentadas na Tabela 4.5.

Na Figura 5.24 é ilustrada a modelagem do CI de medição de corrente, implementado em ATPDraw, composto pelo gerador do sinal corrente, TC, cabo de controle e a impedância da carga de medição.

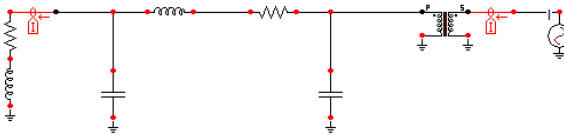


Figura 5.24 - Modelo de CI com TC no ATP

No que se refere à magnitude de corrente, a Norma de PMU estabelece que esta deva assumir qualquer valor entre 10% e 200% do nominal, sem que o limite de TVE seja violado. Variando a corrente nesta faixa, o  $TVE_{Global}$  produzido pelos CI de medição de corrente estão apresentados na Tabela 5.15.

Tabela 5.15 - Resultados de simulação dos CI de medição de corrente para diferentes níveis de corrente

Nível de Corrente	CI1		CI2		CI3	
	$I_{nominal(pico)}=2,828kA$		$I_{nominal(pico)}=1,697kA$		$I_{nominal(pico)}=1,697kA$	
	$TVE_{PMU}$	$TVE_{Global}$	$TVE_{PMU}$	$TVE_{Global}$	$TVE_{PMU}$	$TVE_{Global}$
10%	0,0012%	1,181%	0,0012%	0,2559%	0,0012%	0,9245%
30%	0,0012%	1,181%	0,0012%	0,2559%	0,0012%	0,7958%
50%	0,0012%	1,181%	0,0012%	0,2559%	0,0012%	0,6026%
100%	0,0012%	1,181%	0,0012%	0,2559%	0,0012%	0,4365%
150%	0,0012%	1,181%	0,0012%	0,2559%	0,0012%	0,3790%
200%	0,0012%	1,181%	0,0012%	0,2457%	0,0012%	0,3501%

### Comentários:

Os resultados mostram que, nos testes realizados, os erros fasoriais produzidos pelos CI de corrente são pouco afetados pelo valor da corrente primária. Isto porque, de acordo com a Figura 4.4, a faixa de variação da corrente, definida pela Norma de PMU, se encontra na região linear de operação dos TC.

O erro fasorial inserido pelo CI3 foi o que mostrou-se mais afetado pelo valor da corrente primária. Neste caso o  $TVE_{Global}$  é maior em condições de baixo carregamento da LT, onde ocorre a subexcitação do transformador magnético.

Nos CI 2 e 3, a tendência dos erros é de reduzir-se com o aumento da corrente. Acima da corrente nominal os TC não sofreram da saturação do núcleo magnético. Isto é algo esperado, uma vez que todos os TC aqui simulados são do tipo “C”, destinados à proteção. Por norma, este tipo de TC, deve garantir sua classe de exatidão pra correntes de até 20 vezes a nominal, ou 2000%, valor este bem superior ao exigido das PMU.

**De forma geral os erros produzidos pelos CI de medição de corrente, simulados neste trabalho, não sofrem variações de magnitude significativa, na faixa de valores de corrente, definidas pela Norma de PMU. Este mesmo comportamento também foi observado em (BRITO, 2011).**

### 5.3.2 Análise em Regime Dinâmico

Além do regime permanente, a Norma IEEE C37.118.1-2011 define também requisitos de desempenho da PMU em regime dinâmico. Nestas circunstâncias, a PMU deve atender requisitos de exatidão sob as seguintes condições de teste:

- Modulação da amplitude do sinal de tensão/corrente (Largura de banda da medição);
- Rampa de frequência aplicada no sinal de tensão/corrente;
- Degrau na magnitude do sinal de tensão/corrente;
- Degrau no ângulo de fase do sinal de tensão/corrente;

Os equipamentos de medição fasorial devem ter desempenho acurado nestas condições, pois uma das principais vantagens de SPMS é o monitoramento dos fenômenos dinâmicos de sistemas de potência. Porém, os equipamentos que compõem o CI podem gerar problemas de exatidão, quando submetidos a sinais de grandezas elétricas com características transitórias, afetando a qualidade da medição fasorial (BI et al., 2010).

Nesta seção é investigada a influência do CI na exatidão de fasores, nas condições de regime dinâmico definidas na Norma de PMU. Para isto será empregada a estratégia ilustrada na Figura 5.14, utilizando os modelos dos CI em espaço de estados, desenvolvidos no Capítulo 4, bem como o bloco “PMU<sub>Virtual</sub>”, cujo algoritmo de cálculo de fasores é descrito no Anexo C.

Da mesma forma que em regime permanente, os erros provocados em algumas das condições de testes são pouco influenciados pelos CI, estando mais relacionados ao processo de cálculo de fasor. Sendo assim, os estudos aqui realizados serão de rampa de frequência, degrau de amplitude e degrau de ângulo.

Para a avaliação do desempenho dinâmico em testes de degrau de amplitude e ângulo, além do TVE, são definidos na Norma os conceitos de tempo de resposta (*response time*), tempo de atraso (*delay time*) e ultrapassagem (*overshoot*), ilustrados na Figura 5.25, e descritos a seguir:

- Tempo de resposta da medição é o tempo de transição de uma grandeza entre dois estados estáveis, após a aplicação de um degrau de amplitude ou de fase no sinal de teste. É determinado como a diferença entre o instante em que a medição viola um



limite de exatidão especificado, e o momento em que retorna e permanece dentro deste limite, quando uma mudança de degrau é aplicada na entrada da PMU. Neste caso o limite a ser utilizado é o de  $TVE \leq 1\%$ ;

- O tempo de atraso da medição é definido como o intervalo de tempo entre o instante em que o degrau é aplicado no módulo ou no ângulo, e o momento em que esta grandeza atinge a metade do valor numérico entre o estado inicial (antes do degrau) e o estado final (após o degrau);
- Ultrapassagem ou *overshoot* é a diferença numérica entre o valor máximo atingido pela grandeza durante a transição ocasionada pela aplicação de degrau, e o valor estável atingido após a aplicação do degrau.

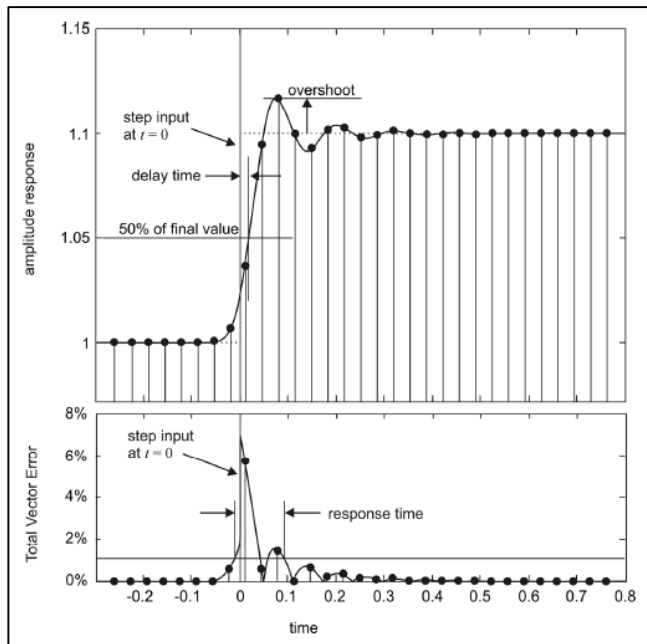


Figura 5.25 - Medição e avaliação da resposta dinâmica em testes de degrau de amplitude e fase. Fonte: (IEEE, 2011)

Entretanto os tempos típicos de resposta e atraso de medição de uma PMU são menores do que os períodos de amostragem de

sincrofasores (que no caso de 60 fasores por segundo é 16,7ms). Logo, a determinação destes valores com um único teste de degrau é insuficiente. Desta maneira deve ser utilizado um artifício que envolve a realização de “ $n$ ” repetições do teste, acrescentando a cada repetição  $\Delta t/n$  no instante em que o degrau é aplicado, onde  $\Delta t$  é o intervalo de tempo de envio de fasores, obtido pela Equação (5.7):

$$\Delta t = \frac{T}{F_s} \quad (5.7)$$

A curva resultante é obtida no final do processo, intercalando os pontos das curvas de cada repetição, e deslocando cada uma  $\Delta t/n$  para traz no tempo. Isto permite obter uma curva detalhada, equivalente à de uma PMU operando a uma taxa de “ $n$ ” vezes a taxa nominal (AGOSTINI et al., 2013). Para as simulações realizadas neste trabalho adotou-se um número de repetições  $n = 10$ , o que permite uma medição do tempo de resposta, tempo de atraso e ultrapassagem, com boa exatidão (IEEE, 2011).

### 5.3.2.1 Rampa de Frequência

A performance da medição durante a excursão da frequência do sistema deve ser testada com a aplicação de uma rampa linear de frequência, descrita pela Equação (5.8):

$$f = f_0 + R_f t \quad (5.8)$$

onde  $R_f$  é a taxa de crescimento da rampa de frequência em Hz/segundo.

Matematicamente o sinal de entrada com esta característica pode ser representado por:

$$x(t) = X_m \cos(\omega_0 t + \varphi + \pi R_f t^2) \quad (5.9)$$

O valor do fasor correspondente à Equação (5.9) é dado por:

$$X_k = X_m \angle (\varphi + \pi R_f t_k^2) \quad (5.10)$$

Os requisitos de desempenho frente à aplicação de rampa de frequência, segundo na Norma de PMU, são mostrados no Quadro 5.2.

Quadro 5.2 - Requisitos de desempenho em rampa de frequência segundo a Norma de PMU

Test signal	Reference condition	Minimum range of influence quantity over which PMU shall be within given TVE limit			
		Ramp rate ( $R_r$ ) (positive and negative ramp)	Performance class	Ramp range	Max TVE
Linear frequency ramp	100% rated signal magnitude, & $f_{\text{nominal}}$ at start or some point during the test	$\pm 1.0$ Hz/s	P class	$\pm 2$ Hz	1%
			M class	Lesser of $\pm (F_s/5)$ or $\pm 5$ Hz <sup>a</sup>	1%

Considerando como referência a PMU de classe M, e taxa de envio de fasores de 60 fasores por segundo, o limite de 1% de TVE deve ser respeitado para uma rampa com taxa de variação de frequência de  $\pm 1$ Hz/segundo, entre  $\pm 5$ Hz em torno da frequência nominal. Todas as outras variáveis do sinal devem estar em valores nominais.

É importante ressaltar que o valor máximo permitido de TVE pode ser excedido durante o “tempo de transição”, antes e após a mudança da taxa de variação de frequência. Para isto o cálculo do erro deve excluir medições durante os dois primeiros períodos de amostragem antes e depois da mudança da taxa de variação de frequência. Período de amostragem é o intervalo de transmissão de fasores, igual a  $1/F_s$ . Considerando o envio de 60 fasores por segundo, medições realizadas no período de 33ms antes e depois da transição devem ser descartadas.

Nas simulações de regime dinâmico os modelos dos CI são considerados todos lineares, ou seja, são desprezados os efeitos de saturação do ramo de magnetização dos TI. Isto não compromete os resultados, uma vez que nesse teste a grandeza tensão/corrente devem estar muito próximas do valor nominal de operação.

### Simulações de CI de Medição de Tensão:

A simulação do CI de medição de tensão em condição de rampa de frequência é realizada através da aplicação de um sinal definido pela Equação (5.9), nos modelos de espaço de estados dos CI, desenvolvidos na seção 4.4. Isto é feito por meio do uso da função *lsim* disponível em Matlab. O sinal resultante é utilizado para o cálculo do fasor, através da  $PMU_{\text{Virtual}}$ . Por fim o erro produzido é avaliado por meio do TVE, calculado pela diferença entre o fasor obtido pela  $PMU_{\text{Virtual}}$  e o definido pela Equação (5.10).

As Figuras 5.26, 5.27 e 5.28 ilustram os resultados da aplicação de rampa de frequência com taxa de variação positiva.

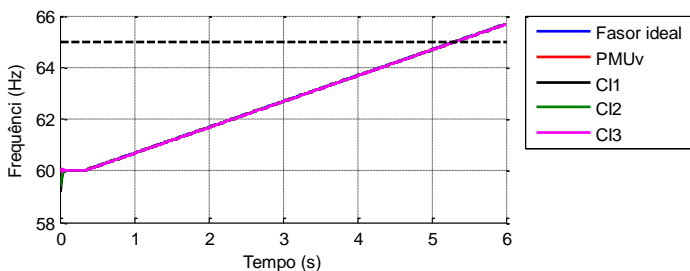


Figura 5.26 - Frequência do fasor em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de tensão

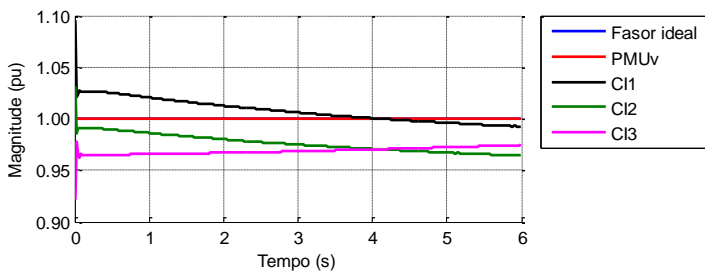


Figura 5.27 - Amplitude do fasor em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de tensão

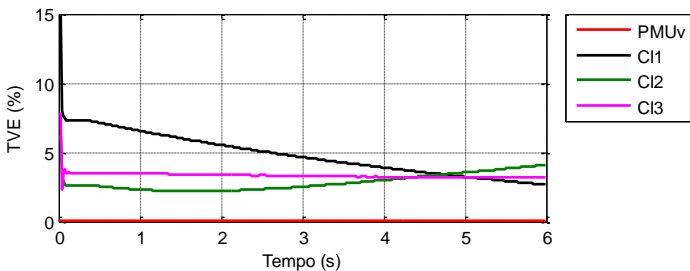


Figura 5.28 - TVE em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de tensão

No início da simulação observa-se a presença de um transitório rápido, devido aos estados do modelo de CI não partirem de regime permanente.

A simulação se inicia com frequência constante de 60Hz, sendo a rampa aplicada a partir de 0,317 segundos. Isto faz com que a frequência atinja 65Hz em 5,317 segundos de simulação. A Figura 5.26 mostra que a estimação de frequência possui boa aderência em relação à frequência do fasor verdadeiro.

Nas Figuras 5.29, 5.30 e 5.31 são apresentados os resultados de simulação de rampa de frequência com taxa de variação negativa, para os CI de TPC.

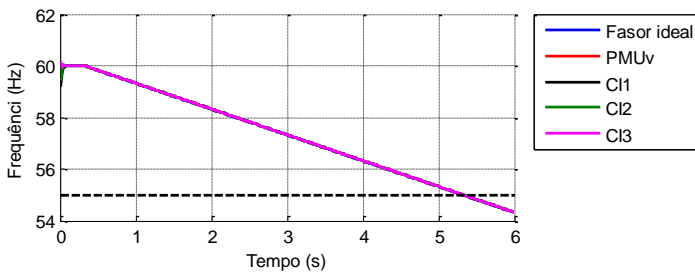


Figura 5.29 - Frequência do fasor em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de tensão

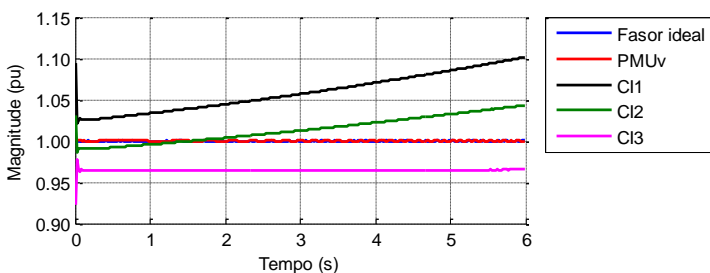


Figura 5.30 - Amplitude do fasor em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de tensão

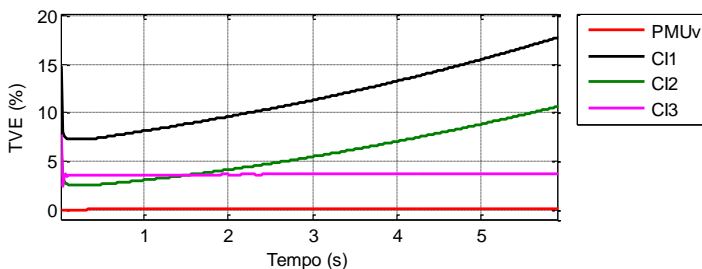


Figura 5.31 - TVE em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de tensão

### Comentários:

De acordo com os resultados a variação da frequência altera a magnitude do fasor entregue pelos CI de medição de tensão, e como consequência disto, o TVE resultante também tende a variar. O CI1 tem seus erros reduzidos com o a aplicação de rampa positiva de frequência, enquanto o CI2 mostra comportamento oposto. Já os erros fasoriais produzidos pelo CI3 tem pouca variação com o aumento da frequência.

Já a redução da frequência tende a elevar a magnitude do fasor de tensão entregue pelos três CI. Isto se reflete em um crescimento do  $TVE_{Global}$ , que atinge valores elevados, no instante 5,317s, referente à frequência de 55Hz.

O  $TVE_{PMU}$ , produzido pela  $PMU_{Virtual}$ , é da ordem de 0,07%. Na presença dos CI ( $TVE_{Global}$ ) é elevado consideravelmente acima do limite de 1%, exigido da PMU.

Tais resultados são aderentes com aqueles apresentados na seção 5.3.1.1, inclusive em termos quantitativos, o que reforça a confiança nos procedimentos adotados para a avaliação dos erros.

### Simulações de CI de Medição de Corrente:

Os procedimentos para obtenção dos resultados referentes aos CI de medição de corrente são os mesmos utilizados no caso daqueles de medição de tensão.

A aplicação de rampa de frequência positiva está ilustrada nas Figuras 5.32, 5.33 e 5.34.

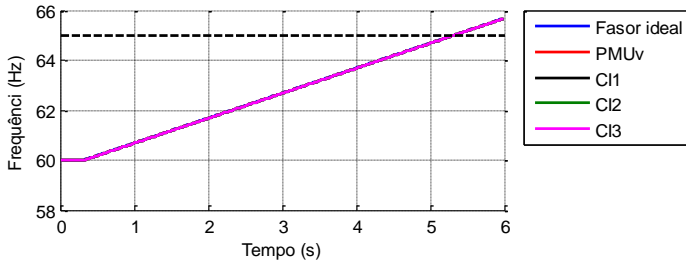


Figura 5.32 - Frequência do fasor em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de corrente

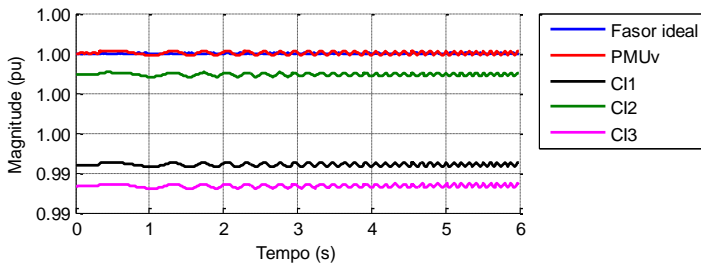


Figura 5.33 - Amplitude do fasor em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de corrente

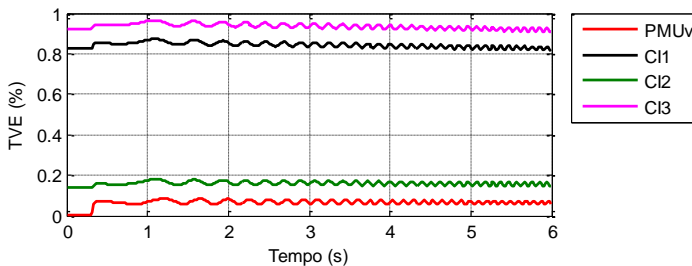


Figura 5.34 - TVE do fasor em rampa positiva de frequência referente aos CI de medição de corrente

As Figuras 5.35, 5.36 e 5.37 mostram os resultados de simulação dos CI de medição de corrente, submetidos a um sinal de entrada com rampa de frequência negativa, de taxa de variação de  $-1\text{Hz}/\text{segundo}$ .

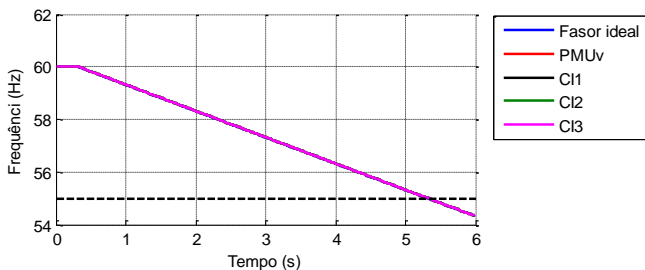


Figura 5.35 - Frequência do fasor em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de corrente

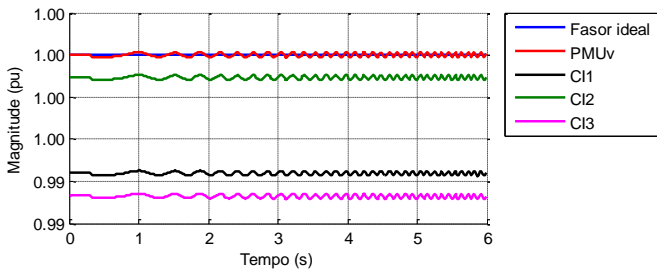


Figura 5.36 - Amplitude do fasor em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de corrente

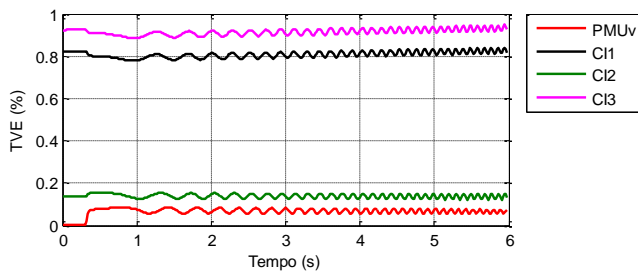


Figura 5.37 - TVE do fasor em rampa negativa de frequência referente aos CI de medição de corrente



### Comentários:

De acordo com os resultados, os erros produzidos pelos CI de medição de corrente são pouco sensíveis à aplicação da rampa da frequência no sinal de corrente. Esta característica condiz com os resultados obtidos anteriormente na seção 5.3.1.1.

É visível a presença de uma harmônica no gráfico de magnitude, que se reflete no gráfico do TVE. Isto já havia sido verificado no Anexo C, e é consequência do algoritmo de estimação de fasores, empregado pela PMU<sub>virtual</sub>. Porém tal característica não prejudica a análise dos resultados, uma vez que a amplitude de oscilação é muito pequena.

#### 5.3.2.2 Degrau de Amplitude

O sinal de teste utilizado no degraude de amplitude é descrito pela Equação (5.11):

$$x(t) = X_m \times [1 + k_x f_1(t)] \times \cos(\omega_0 t + \varphi) \quad (5.11)$$

Onde  $f_1(t)$  é a função de degrau unitário, e  $k_x$  é a magnitude percentual do degrau a ser aplicado. Considerando  $t_x$  o instante em que o degrau é aplicado, o fasor equivalente é descrito pela Equação (5.12):

$$\begin{cases} X_k = X_m \angle \varphi, & t < t_x \\ X_k = (1 + k_x) X_m \angle \varphi, & t \geq t_x \end{cases} \quad (5.12)$$

O desempenho da PMU frente à aplicação de degrau deve ser avaliado através dos valores de *overshoot*, tempo de resposta e tempo de atraso, conforme descrito na seção 5.3.2, e ilustrados na Figura 5.25. Os valores máximos que tais variáveis podem atingir constituem os requisitos de desempenho definidos na Norma, apresentados nos Quadros 5.3 e 5.4<sup>5</sup>. De acordo com tais informações, uma PMU de classe M, com

---

<sup>5</sup> Atualmente está em desenvolvimento uma emenda à norma IEEE C37.118.1-2011, denominada “PC37.118.1a/D2, Dec 2013 IEEE *Draft Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems Amendment to modify selected performance requirements*”, cujo objetivo é alterar alguns dos parâmetros de performance, definidos na norma original, para manter a coerência dos requisitos de desempenho.

taxa de envio de 60 fasores por segundo, submetida a um degrau de  $\pm 10\%$  de amplitude, deve respeitar os seguintes limites:

- *Overshoot*: 10% da magnitude do degrau aplicado;
- Tempo de resposta: 0,079s;
- Tempo de atraso: 0,004167s.

Quadro 5.3 - Requisitos de desempenho em degrau de amplitude e ângulo

Step change specification	Reference condition	Maximum response time, delay time, and overshoot					
		P class			M class		
		Response time (s)	Delay time  (s)	Max overshoot/undershoot	Response time (s)	Delay time  (s)	Max Overshoot/undershoot
Magnitude = $\pm 10\%$ , $k_s = \pm 0.1$ , $k_a = 0$	All test conditions nominal at start or end of step	$1.7/f_0$	$1/(4 \times F_s)$	5% of step magnitude	Ver Quadro 5.4	$1/(4 \times F_s)$	10% of step magnitude
Angle $\pm 10^\circ$ , $k_s = 0$ , $k_a = \pm \pi/18$	All test conditions nominal at start or end of step	$1.7/f_0$	$1/(4 \times F_s)$	5% of step magnitude	Ver Quadro 5.4	$1/(4 \times F_s)$	10% of step magnitude

Quadro 5.4 - Máximo de tempo de resposta para PMU de classe M

Maximum response time in step change test for M class, in seconds										
Reporting rate ( $F_s$ )	10	12	15	20	25	30	50	60	100 <sup>a</sup>	120 <sup>a</sup>
Phasor (TVE)	0.595	0.493	0.394	0.282	0.231	0.182	0.199	0.079	0.050	0.035
Frequency (FE)	0.869	0.737	0.629	0.478	0.328	0.305	0.130	0.120	0.059	0.053
ROCOF (RFE)	1.038	0.863	0.691	0.520	0.369	0.314	0.134	0.129	0.061	0.056

Todas as simulações foram realizadas considerando a aplicação de um degrau de 10% em 1s de simulação, e em seguida outro degrau de -10% a 3s de simulação.

### Simulações de CI de Medição de Tensão:

A resposta dos diferentes circuitos de CI de medição de tensão frente à aplicação do degrau de amplitude está ilustrada na Figura 5.38. Nela também é apresentada em vermelho a resposta da PMU<sub>virtual</sub> (sem a presença de CI) utilizada no processo, uma vez que esta também insere uma parcela dos erros fasoriais.

A simulação se inicia com as curvas referentes aos CI já deslocadas no eixo vertical em relação ao fasor verdadeiro, devido ao erro em regime permanente. A magnitude de tais erros estão de acordo com os resultados apresentados na seção 5.2. Em 1s de simulação é aplicado o degrau positivo de magnitude, logo entrando em regime estável no novo patamar de amplitude, e assim permanecendo até o instante 3s, onde então ocorre o degrau negativo. Para melhor visualizar os resultados, a Figura 5.39 apresenta o detalhe do instante da aplicação do degrau positivo, enquanto que a Figura 5.40 traz o detalhe do degrau negativo.

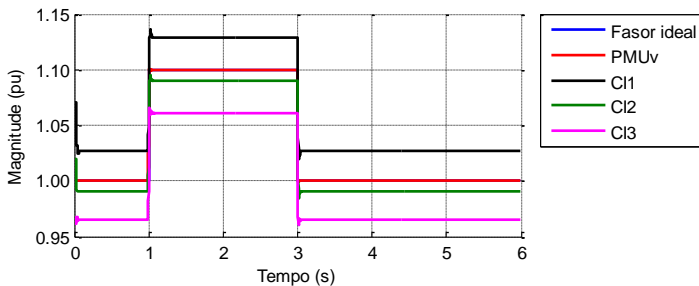


Figura 5.38 - Resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degrau de amplitude

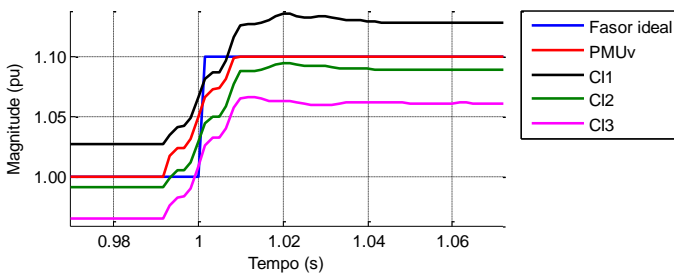


Figura 5.39 - Detalhe da resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degrau positivo de amplitude

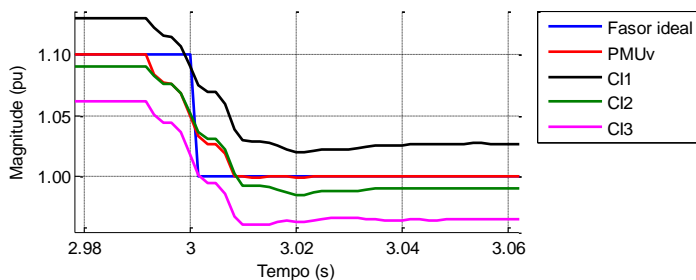


Figura 5.40 - Detalhe da resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degrau negativo de amplitude

A Figura 5.41 apresenta a evolução do TVE no tempo, equivalente aos gráficos da Figura 5.38. Este TVE é calculado tendo como referência o sinal do fasor verdadeiro.

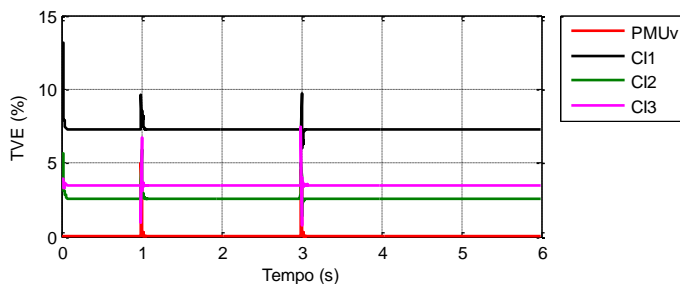


Figura 5.41 - TVE dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degrau de amplitude

Os detalhes do gráfico do TVE nos instantes da aplicação dos degraus positivo e negativo estão apresentados nas Figuras 5.42 e 5.43, respectivamente.

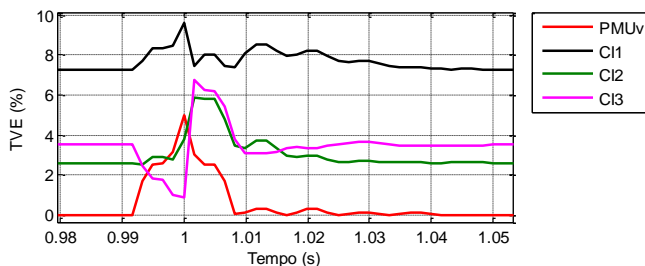


Figura 5.42 - Detalhe do TVE dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degrau positivo de amplitude

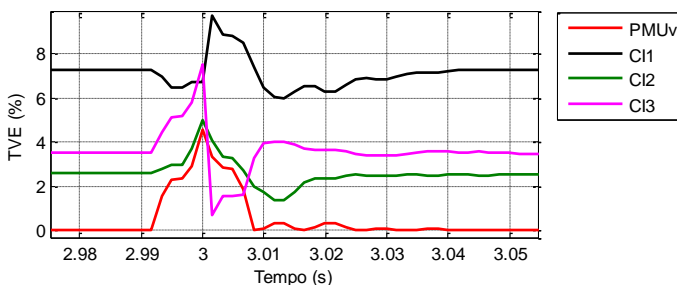


Figura 5.43 - Detalhe do TVE dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degrau negativo de amplitude

A Tabela 5.16 apresenta os resultados numéricos dos valores de *overshoot*, tempo de resposta e tempo de atraso, definidos pela norma de PMU, para a avaliação dos erros fasoriais durante o teste de degrau de amplitude.

Tabela 5.16 - Resultados da aplicação de degrau de amplitude nos CI de medição de tensão

CI de Medição de Tensão	Degrau de 10%			Degrau de -10%		
	<i>Overshoot</i>	Tempo de Resposta	Tempo de Atraso	<i>Overshoot</i>	Tempo de Resposta	Tempo de Atraso
<b>Limite</b>	10,00%	0,079s	4,167ms	10,00%	0,079s	4,167ms
<b>PMU<sub>v</sub></b>	0,50%	0,015s	65μs	0,50%	0,015s	65μs
<b>CI1</b>	6,80%	-	1,6ms	6,80%	-	1,6ms
<b>CI2</b>	6,06%	-	1,6ms	5,56%	-	1,6ms
<b>CI3</b>	4,66%	-	65μs	4,66%	-	65μs

### Comentários:

Os resultados gráficos indicam que a  $PMU_{\text{virtual}}$  quase não produz *overshoot* no sinal da amplitude. Por outro lado a presença dos CI de medição de tensão parecem prejudicar esta característica. Isto pode ser confirmado nos dados apresentados na Tabela 5.16. Sem os CI, o *overshoot* produzido pela  $PMU_{\text{virtual}}$  é de 0,50%, tanto para degrau positivo quanto para degrau negativo. Porém na presença dos CI tal variável passou para valores acima de 4%.

Com relação ao tempo de atraso, os valores da Tabela 5.16 mostram que os CI 1 e 2 acarretaram em um aumento de mais de vinte vezes em relação ao caso sem CI (somente  $PMU_{\text{virtual}}$ ). Ainda assim, tais valores de tempo permaneceram dentro do limite máximo de 0,004167s. Já a presença do CI3 não parece alterar significativamente o tempo de atraso.

Como esperado, no momento da transição entre os dois patamares do degrau, o TVE resultante tende a apresentar um salto em seu valor, retornando ao nível anterior em poucos instantes.

O tempo de resposta é aquele referente à duração entre o instante de tempo em que o TVE extrapola o limite de 1%, e o instante em que retorna abaixo deste limite. A resposta da  $PMU_{\text{virtual}}$ , sem a presença do CI, apresenta tempo de resposta de 0,017s, respeitando o limite de 0,079s. Porém como os CI de medição de tensão aqui simulados produzem, em regime permanente, TVE superior a 1%, considerando este limite, não foi possível calcular o tempo de resposta inserido por estes equipamentos.

**De forma geral as simulações mostram que os CI de medição de tensão tendem a alterar o resultado do fasor fornecido pela PMU, durante a aplicação de degrau de amplitude.** Porém em nenhum caso foram violados os limites estabelecidos para a PMU. Entretanto, para que conclusões mais gerais acerca do uso de CI com TPC em medição fasorial, entende-se que são necessários maiores estudos.

### Simulações de CI de Medição de Corrente:

Os resultados de simulação da resposta dos CI de medição de corrente, frente à aplicação de degrau de amplitude, estão apresentados na Figura 5.44.

As amplitudes dos fasores produzidos pelos CI de medição de corrente são deslocadas no eixo vertical em relação ao fasor verdadeiro, na proporção do erro de regime permanente. No instante 1s é aplicado o

degrau positivo, detalhado na Figura 5.45, e em 3s é aplicado o degrau negativo, detalhado na Figura 5.46.

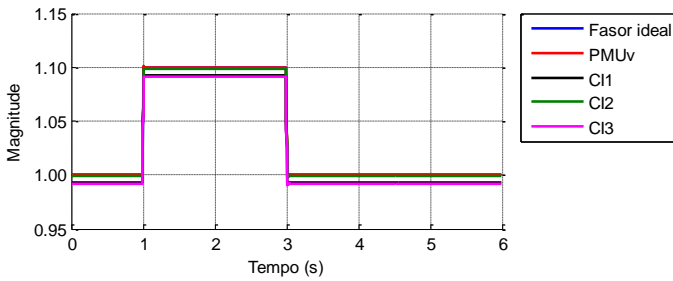


Figura 5.44 - Resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau de amplitude

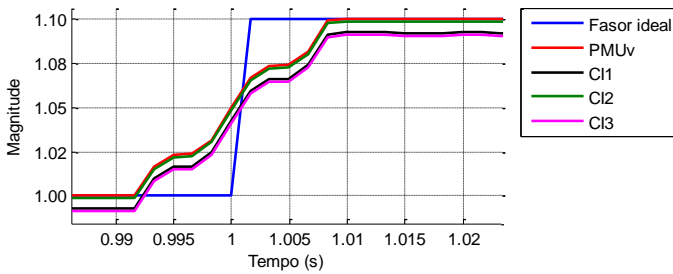


Figura 5.45 - Detalhe da resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau positivo de amplitude

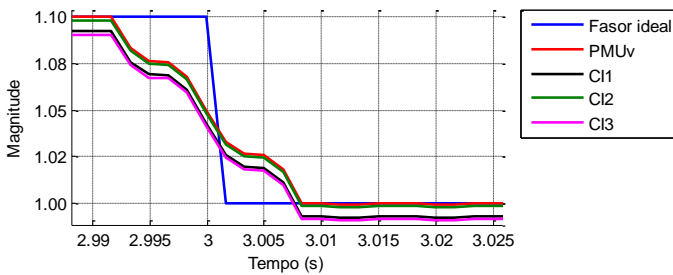


Figura 5.46 - Detalhe da resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau negativo de amplitude

Na Figura 5.47 está ilustrada a evolução do TVE, relativo aos gráficos da Figura 5.44.

A mudança de patamar de amplitude é caracterizada por uma descontinuidade no sinal, o que acarreta em aumentos rápidos no TVE resultante, nos instantes onde ocorrem o degrau. Estes instantes estão detalhados nas Figuras 5.48 e 5.49. Os valores de *overshoot*, tempo de resposta e tempo de atraso, obtidos de tais figuras estão apresentados na Tabela 5.17.

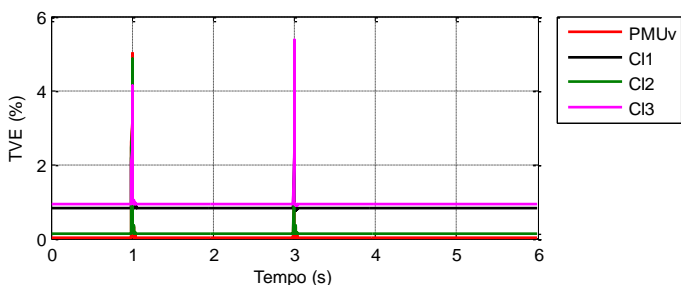


Figura 5.47 - TVE dos CI de medição de corrente durante à aplicação de degrau de amplitude

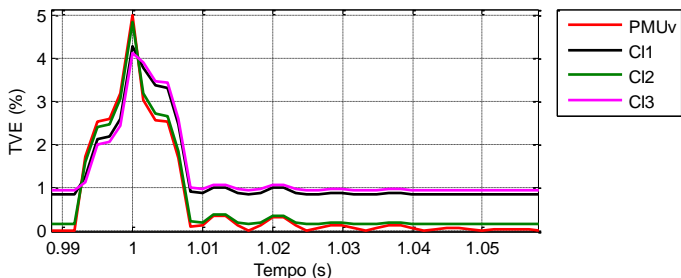


Figura 5.48 - Detalhe do TVE dos CI de medição de corrente durante à aplicação de degrau positivo de amplitude



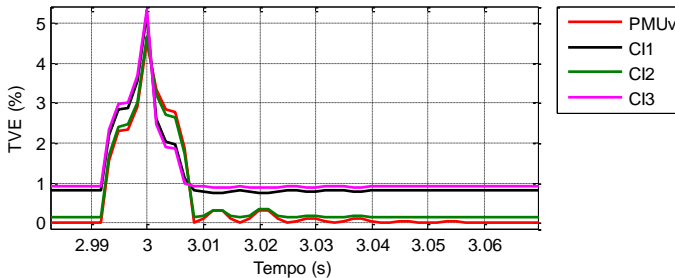


Figura 5.49 - Detalhe do TVE dos CI de medição de corrente durante à aplicação de degrau negativo de amplitude

Tabela 5.17 - Resultados da aplicação de degrau de amplitude nos CI de medição de corrente

CI de Medição de Corrente	Degrau de 10%			Degrau de -10%		
	<i>Overshoot</i>	Tempo de Resposta	Tempo de Atraso	<i>Overshoot</i>	Tempo de Resposta	Tempo de Atraso
<b>Limite</b>	10,00%	0,079s	4,167ms	10,00%	0,079s	4,167ms
<b>PMU<sub>v</sub></b>	0,50%	0,015s	65μs	0,50%	0,015s	65μs
<b>CI1</b>	0,50%	0,015s	65μs	0,50%	0,015s	65μs
<b>CI2</b>	0,50%	0,015s	65μs	0,50%	0,015s	65μs
<b>CI3</b>	0,50%	0,030s	65μs	0,50%	0,013s	65μs

### Comentários:

Pode-se observar que os TC praticamente não provocam *overshoot* durante a transição de amplitude, o que pode ser confirmado nos dados apresentados na Tabela 5.17. Da mesma forma o tempo de atraso também não apresenta variação perceptível, em relação ao caso sem CI.

Segundo os dados apenas o CI3 apresentou efeitos visíveis nestas condições. A presença do CI3 dobrou o tempo de resposta, quando submetido a um degrau positivo de amplitude, mas ainda assim respeitando o limite exigido pela Norma. Porém no caso de degrau negativo, o efeito foi oposto, reduzindo levemente o valor do tempo de resposta. Os outros dois CI simulados não apresentaram alterações significativas.

**De forma geral, os resultados indicam que os TC simulados não prejudicam de forma significativa a medição de fasores em regime dinâmico.**

### 5.3.2.3 Degrau de Ângulo

Além do degraú de amplitude, a Norma de PMU também define o ensaio de degraú no ângulo de fase do sinal de teste. Tal sinal é descrito pela Equação (5.13):

$$x(t) = X_m \cos(\omega_0 t + \varphi + k_a f_1(t)) \quad (5.13)$$

onde  $f_1(t)$  é a função degraú unitário, aplicado no instante  $t_x$ , e  $k_a$  é a amplitude em graus a ser aplicada no ângulo de fase do sinal.

O fasor referente ao sinal de teste com tais características é representado pela Equação (5.14):

$$\begin{cases} X_k = X_m \angle \varphi, & t < t_x \\ X_k = X_m \angle (\varphi + k_a) & , t \geq t_x \end{cases} \quad (5.14)$$

Os requisitos de desempenho para a aplicação de degraú de ângulo são os mesmos para o degraú de amplitude, descritos nos Quadros 5.3 e 5.4. A simulação consiste em um único sinal de teste, no qual é aplicado o degraú positivo de ângulo no instante 1s de simulação, e o degraú negativo no instante 3s de simulação.

#### Simulações de CI de Medição de Tensão:

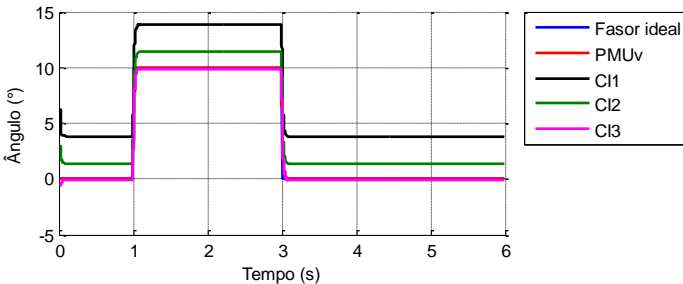


Figura 5.50 - Resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degraú de ângulo

A Figura 5.50 ilustra a resposta dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degraú no ângulo de fase.

Os detalhes dos instantes em que ocorrem os degraús positivo e negativo estão ilustrados nas Figuras 5.51 e 5.52 respectivamente. Já o

TVE resultante está apresentado na Figura 5.53, e detalhado nas Figuras 5.54 e 5.55.

Os resultados numéricos desta simulação podem ser visualizados na Tabela 5.18:

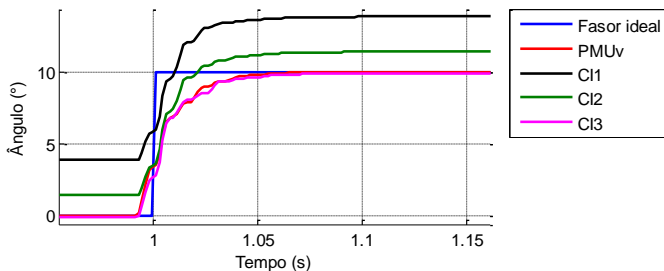


Figura 5.51 - Detalhe da resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degrau positivo de ângulo

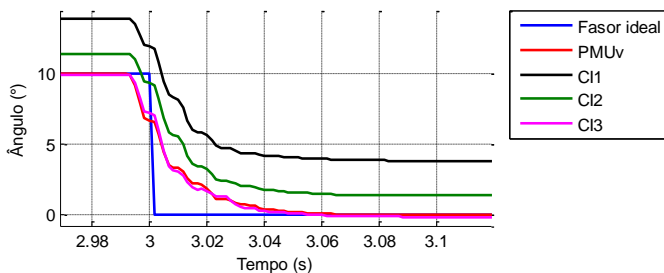


Figura 5.52 - Detalhe da resposta dos CI de medição de tensão frente à aplicação de degrau negativo de ângulo

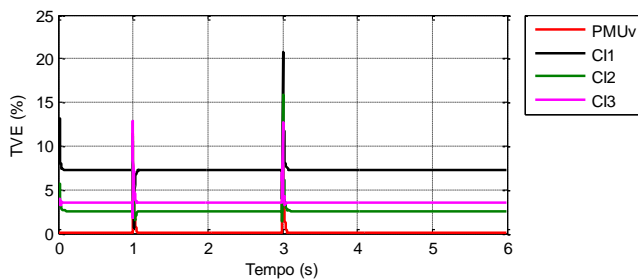


Figura 5.53 - TVE dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degrau de ângulo

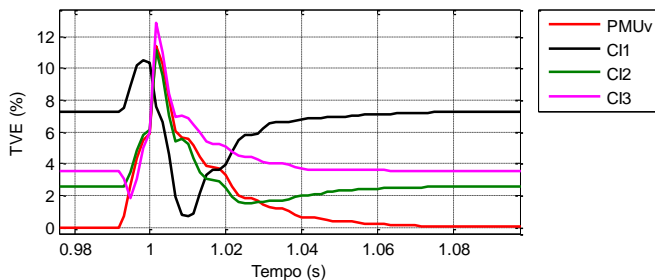


Figura 5.54 - Detalhe do TVE dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degrau positivo de ângulo

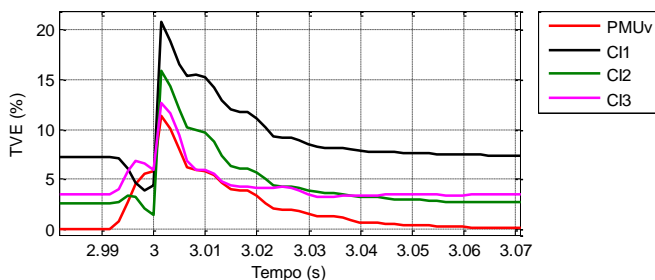


Figura 5.55 - Detalhe do TVE dos CI de medição de tensão durante a aplicação de degrau negativo de ângulo

Tabela 5.18 - Resultados da aplicação de degrau de ângulo nos CI de medição de tensão

CI de Medição de Tensão	Degrau de $10^\circ$			Degrau de $-10^\circ$		
	<i>Overshoot</i>	Tempo de Resposta	Tempo de Atraso	<i>Overshoot</i>	Tempo de Resposta	Tempo de Atraso
<b>Limite</b>	10,00%	0,079s	4,167ms	10,00%	0,079s	4,167ms
<b>PMU<sub>v</sub></b>	0%	0,043s	3,2ms	0%	0,043	3,2ms
<b>CI1</b>	0%	-	3,2ms	0%	-	4,9ms
<b>CI2</b>	0%	-	4,9ms	0%	-	4,9ms
<b>CI3</b>	0%	-	3,2ms	0%	-	3,2ms

### Comentários:

Inicialmente, verifica-se que não há produção de *overshoot* em nenhum dos casos simulados.

Considerando a presença dos CI de medição de tensão, o tempo de atraso apresenta pequena diferença em relação ao caso onde há somente a PMU<sub>Virtual</sub>. Porém este aumento fez com que em alguns casos o limite de 0,004167s fosse violado, sendo eles: CI2 com degrau positivo, e CI 1 e 2 com degrau negativo. Como o TVE em todos os casos é sempre superior ao limite de 1%, o tempo de resposta pôde de ser calculado.

Os resultados mostram que, **na condição de operação em que ocorram degraus no ângulo de fase do sinal monitorado, os CI de medição de tensão podem elevar os valores dos índices de avaliação dos erros fasoriais, definidos pela norma de PMU, acima dos limites estabelecidos.**

### Simulações de CI de Medição de Corrente:

Os resultados da aplicação de degrau de ângulo em CI de medição de corrente estão apresentados nos gráficos da Figura 5.56 a Figura 5.61.

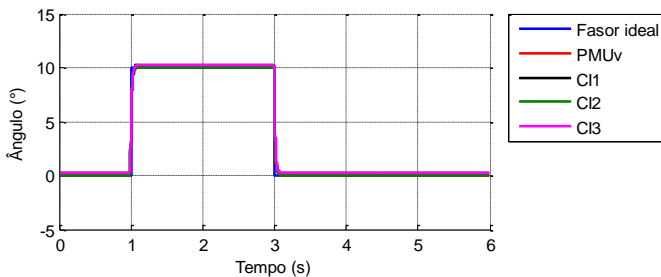


Figura 5.56 - Resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau de ângulo

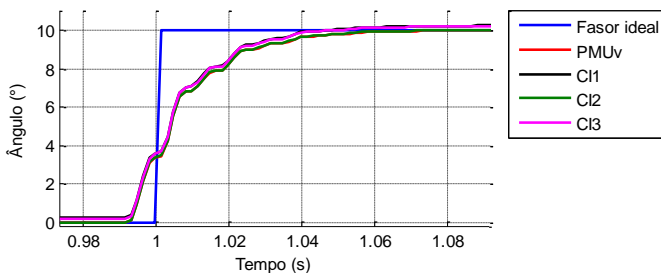


Figura 5.57 - Detalhe da resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau positivo de ângulo

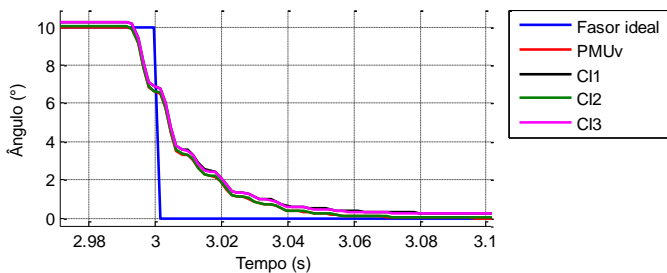


Figura 5.58 - Detalhe da resposta dos CI de medição de corrente frente à aplicação de degrau negativo de ângulo

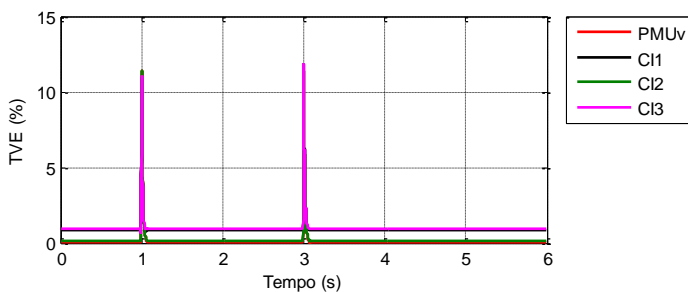


Figura 5.59 - TVE dos CI de medição de corrente durante a aplicação de degrau de ângulo

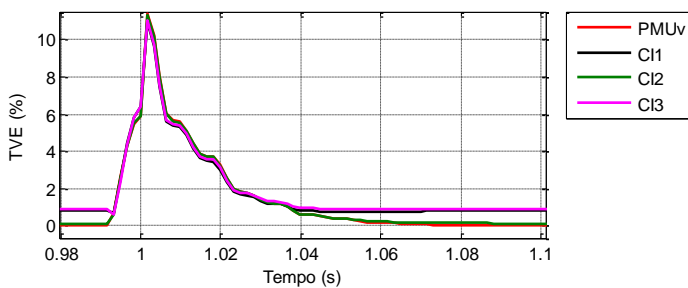


Figura 5.60 - Detalhe do TVE dos CI de medição de corrente durante a aplicação de degrau positivo de ângulo

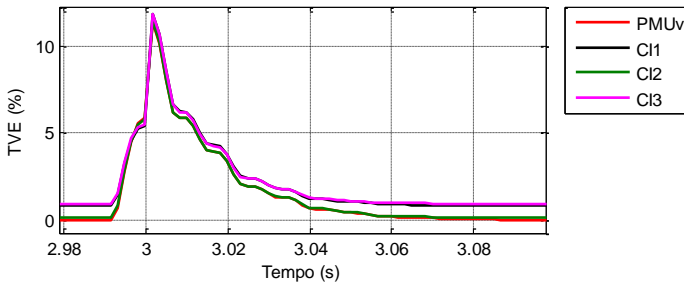


Figura 5.61 - Detalhe do TVE dos CI de medição de corrente durante a aplicação de degrau negativo de ângulo

A Tabela 5.19 apresenta os valores das grandezas de avaliação do desempenho, de acordo com os resultados gráficos.

Tabela 5.19 - Resultados da aplicação de degrau de ângulo nos CI de medição de corrente

CI de Medição de Corrente	Degrau de $10^\circ$			Degrau de $-10^\circ$		
	<i>Overshoot</i>	Tempo de Resposta	Tempo de Atraso	<i>Overshoot</i>	Tempo de Resposta	Tempo de Atraso
<b>Limite</b>	10,00%	0,079s	4,167ms	10,00%	0,079s	4,167ms
PMU <sub>v</sub>	0%	0,043s	3,2ms	0%	0,043s	3,2ms
CI1	0%	0,043s	3,2ms	0%	0,061s	3,2ms
CI2	0%	0,043s	3,2ms	0%	0,043s	3,2ms
CI3	0%	0,045s	3,2ms	0%	0,068s	3,2ms

### Comentários:

Assim como no caso dos CI de medição de tensão, verifica-se que não há produção de *overshoot* em nenhum dos casos simulados.

Durante a aplicação do degrau positivo de ângulo, a presença dos CI de medição de corrente praticamente não alterou o resultado em relação ao caso onde há somente a PMU<sub>virtual</sub>. Já durante a aplicação do degrau negativo, os CI 1 e 3 elevaram o tempo de resposta, porém respeitando o limite exigido pela Norma de PMU.

Porém os resultados indicam que **durante a aplicação do degrau de ângulo de fase do sinal monitorado, os CI de medição de corrente podem contribuir com a elevação dos índices de avaliação de erros fasoriais, definidos pela norma de PMU.**

### 5.3.3 Considerações Adicionais

Os resultados das simulações apresentadas até este ponto do trabalho mostram que, apesar da Norma de PMU exigir elevada exatidão por parte dos equipamentos de medição fasorial, esta característica não está garantida por conta da presença dos CI. Os resultados demonstram que **os CI, operando nas condições de ensaio definidas pela Norma de PMU, podem prejudicar a exatidão global do sistema.**

Durante as simulações foi verificado que **a variação da magnitude da tensão e da corrente nas faixas definidas pela Norma de PMU, pouco influenciaram os erros provenientes dos CI simulados, tanto de medição de tensão quanto de medição de corrente.** Porém, para confirmar esta afirmação, no caso dos CI de medição de tensão, são necessárias maiores investigações, que envolvam mais equipamentos.

**Os testes que envolvem a frequência do sistema fora do valor nominal, tanto em regime permanente quanto em regime dinâmico (itens 5.3.1.1 e 5.3.2.1, respectivamente), se mostraram bastante prejudiciais aos erros produzidos pelos CI de medição de tensão, elevando o  $TVE_{Global}$  para patamares muito acima daquele definido para a PMU. Os mesmos testes mostram que os CI de medição de corrente são pouco afetados por esta condição.**

Os resultados também mostram que **os CI de medição de tensão, durante a aplicação de degrau de amplitude e degrau de ângulo de fase, tendem a alterar o sinal de tensão, inserindo erros no fasor fornecido pela PMU.** Sob essas condições a análise do tempo de resposta ficou comprometida, pois o  $TVE_{CI}$ , produzido pelos CI de medição de tensão em regime permanente, é superior ao limite de 1%. Mesmo assim, analisando os gráficos é possível afirmar que o CI de medição de tensão pode prejudicar o tempo de resposta do sistema (caso o  $TVE_{CI}$  em regime permanente fosse menor ou igual a 1%).

**Os CI de medição de corrente, por outro lado, tendem a apresentar bons resultados, quando comparados aos de medição de tensão, não produzindo elevações significativas dos erros, na maioria das condições simuladas.** Em geral apresentam baixo erro fasorial em regime permanente, quando comparados aos CI de medição de tensão. Também são pouco sensíveis às condições de regime transitório. Entretanto também contribuem para a formação do erro fasorial global, em uma instalação de PMU.



#### 5.4 SIMULAÇÕES DOS MODELOS DE CI EM CASOS REGISTRADOS PELO SISTEMA MEDFASEE BT

Nesta seção são apresentados resultados de simulação dos CI, utilizando dados de eventos registrados pelo SPMS do Projeto MedFasee BT.

Como os equipamentos do Projeto MedFasee são na verdade registradores de perturbação (RDP), com funcionalidade de PMU habilitada, é possível recuperar a forma de onda de tensão, através dos dados de oscilografia, disponibilizados nos registros de curta duração.

Como neste caso a medição é realizada em baixa tensão, as grandezas elétricas são obtidas diretamente da rede elétrica, sem a utilização de CI. A simulação aqui realizada consiste na utilização do sinal de onda de oscilografia, fornecido pelo RDP, como sinal de entrada a ser inserido nos modelos dos CI em espaço de estados.

Diferentemente das simulações anteriores, neste caso não se tem de forma precisa o valor do fasor verdadeiro referente ao sinal de entrada. Porém os resultados anteriores mostram que o fasor obtido pela  $PMU_{Virtual}$  é muito próximo do valor do fasor verdadeiro, com erros muito inferiores a aqueles inseridos pelos CI. Desta maneira a avaliação do impacto dos CI é feita comparando o valor do fasor fornecido pela  $PMU_{Virtual}$ , com o fasor fornecido pelo conjunto  $PMU_{Virtual} + CI$ .

Como no Sistema MedFasee BT somente a grandeza tensão é monitorada, os resultados aqui apresentados estão limitados somente aos estudos que envolvem CI de medição de tensão. É importante salientar que os modelos dos CI utilizados nesta simulação não consideram os efeitos de saturação do núcleo magnético dos TPC. Desta maneira é possível utilizar o sinal original, cuja tensão nominal é de 120V.

##### 5.4.1 Caso 1

O primeiro evento analisado consiste em um afundamento de frequência, acompanhada de uma leve redução na tensão, característicos de desbalanços entre carga e geração. Os resultados deste caso estão ilustrados nas Figuras 5.62, 5.63, 5.64 e 5.65. O período de análise é de pouco mais de 14 segundos.

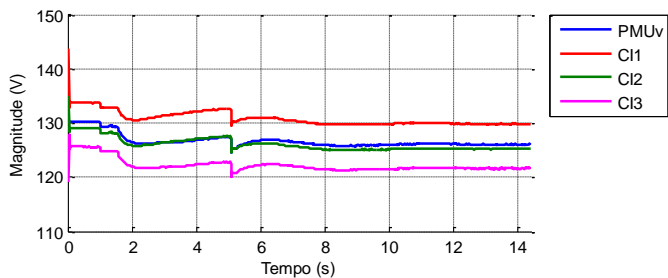


Figura 5.62 - Módulo da tensão durante a ocorrência 1

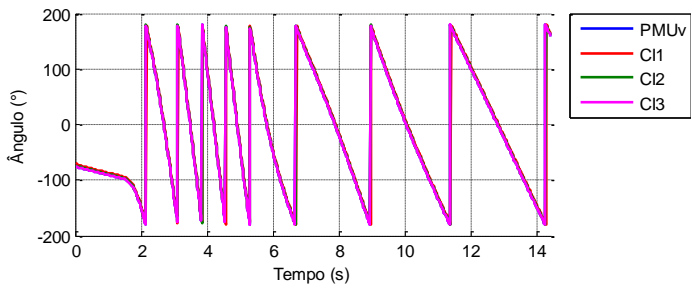


Figura 5.63 - Ângulo da tensão durante a ocorrência 1

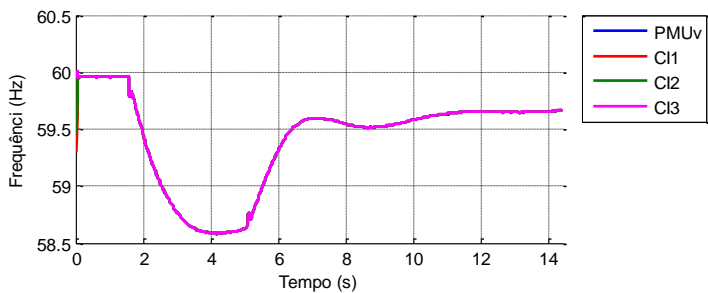


Figura 5.64 - Frequência da tensão durante a ocorrência 1

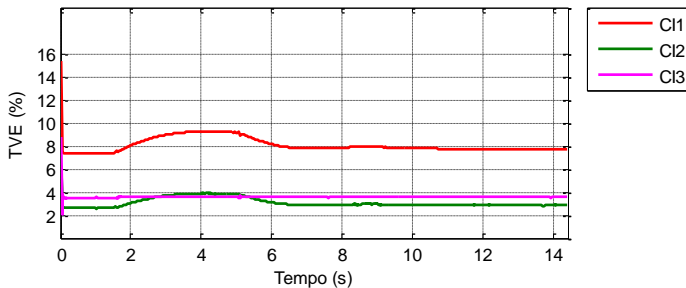


Figura 5.65 - TVE durante a ocorrência 1

### Comentários:

No gráfico do módulo da tensão (Figura 5.62) é possível verificar o descolamento entre as tensões, devido ao erro inserido em regime permanente.

Como pode ser observado na Figura 5.64, o afundamento de frequência ocorre, a partir do instante 1,558s. Esta ocorrência leva a frequência do sistema a atingir um valor de 58,58Hz. A partir deste ponto o  $TVE_{Global}$  inserido pelos CI passa a aumentar, devido às distorções provocadas quando operando fora da frequência nominal. O CI1 antes de 1,558s produz  $TVE_{Global}$  de 7,33%. Durante o afundamento de frequência, este mesmo CI passa a inserir 9,44% de TVE, um aumento de aproximadamente 2 pontos percentuais. O CI2 apresenta comportamento semelhante ao CI1. Comparado aos CI 1 e 2, os erros produzidos pelo CI3 se mostram menos sensíveis ao afundamento de frequência.

Tais valores estão de acordo com os resultados observados na seção 5.3.1.1, reforçando a validade da simulação.

### 5.4.2 Caso 2

Uma segunda ocorrência também é analisada. Consiste em um afundamento de tensão, em conjunto com uma rápida variação de frequência. Os gráficos deste evento estão apresentados nas Figuras 5.66, 5.67, 5.68, 5.69 e 5.70.

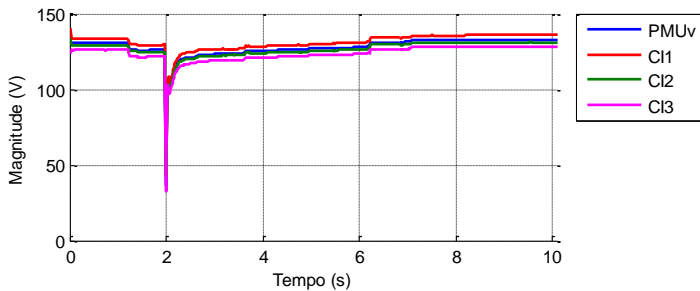


Figura 5.66 - Módulo da tensão durante a ocorrência 2

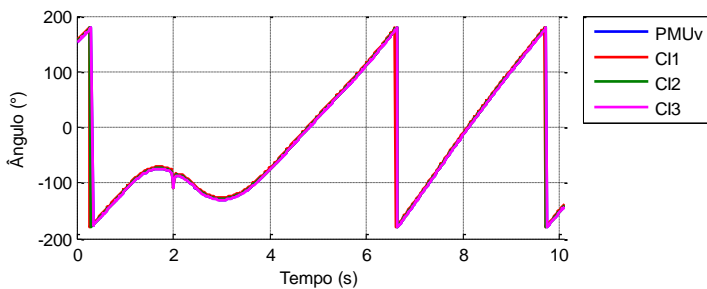


Figura 5.67 - Ângulo da tensão durante a ocorrência 2

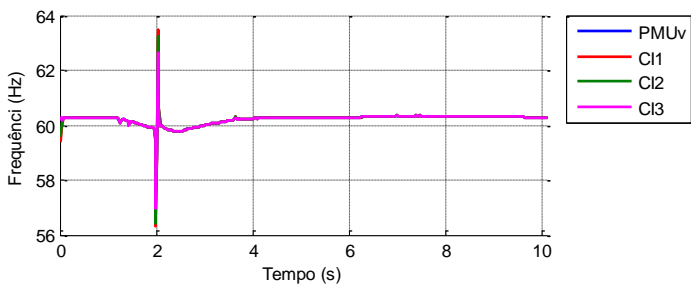


Figura 5.68 - Frequência da tensão durante a ocorrência 2

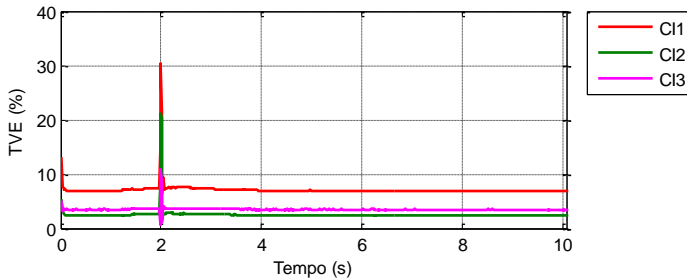


Figura 5.69 - TVE durante a ocorrência 2

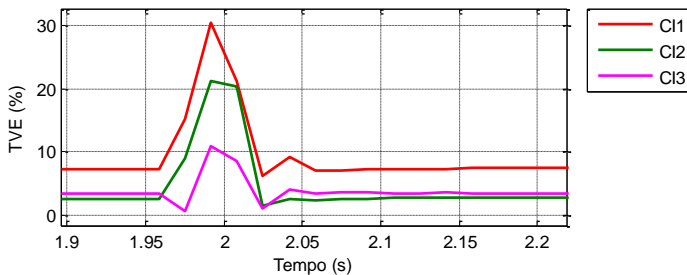


Figura 5.70 - Detalhe do TVE durante a ocorrência 2

### Comentários:

Observa-se que o afundamento de tensão é mais intenso do que o caso anteriormente analisado. A partir de 1,2s ocorrem sucessivas mudanças de patamar da tensão, geralmente associadas às mudanças de TAP da rede. Neste momento se inicia um leve decaimento da frequência do sistema. Em 1,958s a tensão cai para valores abaixo de 40V, e rapidamente se recupera, com novas mudanças de TAP. Juntamente com isto ocorre um transitório na frequência, atingindo picos de 58,53Hz e 62,28Hz. Neste momento ocorrem os maiores desvios produzidos pelos CI. A título de exemplo, os picos de frequência do sinal fornecido pelo CI1 são de 56,32Hz e 63,5Hz, uma diferença maior que 1Hz em relação ao caso sem CI. Neste instante é observado excessivos valores de TVE produzido pelos CI, da ordem de 30,5%, 21,11% e 10,92%, nos CI 1, 2 e 3, respectivamente.

De acordo com a Figura 5.70, a duração do pico de TVE é de 100ms, 67ms e 100ms, para os CI 1, 2 e 3, respectivamente.

Tais resultados confirmam o impacto que os CI podem provocar na exatidão da medição oriunda de SPMS, principalmente durante transitórios rápidos.

## 6 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O desenvolvimento dos sistemas de medição fasorial tem trazido muitos benefícios para o monitoramento e operação dos sistemas elétricos. Isto porque fornece diretamente as informações do fasor (módulo e ângulo) referente às ondas de tensão e corrente, obtidos de forma simultânea em pontos geograficamente distantes.

O desenvolvimento tecnológico do SEE que vem ocorrendo em diversos países, tem se mostrado um ambiente propício para a disseminação dos SPMS. Neste cenário a inserção de PMU nas subestações das redes de energia é algo que tem se tornado cada vez mais frequente. Muitos países já contam com um número considerável desses equipamentos, monitorando os seus sistemas de geração, transmissão e distribuição. Especificamente no caso do Brasil o ONS tem trabalhado no estabelecimento de diretrizes, para que nos próximos anos seja implementado um sistema de medição de fasores no SIN. Para que isto seja possível serão necessárias instalações de novas unidades de medição, além do aproveitamento de PMU e IED com função de PMU já existentes no SIN, a fim de se atingir o número mínimo necessário para a garantia da observabilidade do sistema.

Porém a instalação de PMU nos sistemas de alta tensão requerem o uso dos CI, para a adequação dos níveis de tensão e corrente aos equipamentos de medição. Devido às suas características de condução elétrica, os CI podem provocar distorções nos sinais entregues à carga de medição. Desta maneira o erro fasorial global é função não somente da PMU, mas de toda a cadeia de equipamentos que compõe o CI.

Diante deste cenário, este trabalho de dissertação buscou investigar a influência da cadeia de equipamentos do CI na exatidão da medição de sincrofasores.

Pode-se dizer que os TI são os principais equipamentos da estrutura do CI. A nova tecnologia de TI ópticos traz uma série de vantagens no que diz respeito à exatidão da medição. Com estas características, se mostram uma opção bastante adequada para serem empregados em instalações de PMU. Porém o alto custo de substituição dos atuais equipamentos pelos de tecnologia óptica ainda é um fator limitante para a completa modernização das subestações. Desta maneira entende-se que as instalações de PMU, previstas para ocorrerem nos próximos anos serão realizadas utilizando CI convencionais, sendo este o foco deste trabalho.

TI dos tipos convencionais possuem uso bem consolidado em SEE há muitos anos. Porém não foram concebidos com finalidade de uso em SPMS. Esta característica pôde ser melhor observada analisando os aspectos de exatidão que envolvem tanto os CI, quanto PMU. Foi verificado que as normas aplicáveis aos TI e às PMU empregam metodologias diferentes para a avaliação do desempenho dos equipamentos. Isto resulta em incoerências na definição dos limites dos erros aceitáveis. A Norma de TI estabelece que os erros de magnitude e fase devem ser avaliados sob os índices  $FCR$  e  $\beta$  respectivamente, matematicamente correlacionados através de uma relação linear. Por outro lado, a Norma de PMU define o TVE como índice de erro fasorial, que avalia de forma conjunta os erros de magnitude e fase. Frente a isto foi proposta neste trabalho a utilização de um índice de erro vetorial global, denominado  $TVE_{Global}$ , que considera toda a instalação de PMU, permitindo a avaliação do erro total presente no valor do fasor fornecido pela PMU. Para isto o sinal de referência para o cálculo do TVE não mais é a entrada da PMU, mas sim aquele aplicado nos terminais primários do TI.

O  $TVE_{Global}$  é resultado da composição dos erros vetoriais do TI, cabo de controle e da PMU. Porém, como a Norma de TI utiliza conceitos diferentes, foi feito neste trabalho o relacionamento matemático destas variáveis, o que possibilitou o equacionamento do TVE em função de  $FCR$  e  $\beta$  ( $TVE_{TI}$ ). Isto permite utilizar o mesmo índice para a avaliação dos erros fasoriais de cada um dos equipamentos da instalação, garantindo o emprego das mesmas bases conceituais. Desta maneira é possível utilizar as atuais classes de exatidão, definidas nas normas de TI, em uma possível definição normativa das características dos equipamentos destinados à medição de fasores.

Com a equação do  $TVE_{TI}$  foi possível calcular o valor do TVE equivalente a cada uma das classes de exatidão definidas nas normas de TI. Foi verificado que na maioria dos casos são permitidos valores de TVE muito superiores ao limite de 1% exigido da PMU, podendo atingir mais de 9%. Há ainda casos em que a classe de exatidão de TI não possui compromisso com o erro de ângulo, não havendo limitação para o TVE resultante. Este mesmo raciocínio não é seguido pela Norma de PMU, onde todas as classes devem respeitar o limite de 1%. Estas constatações enfatizam as discrepâncias existentes entre as normas de TI e PMU.

Outra etapa do trabalho envolve a caracterização dos erros fasoriais inseridos pelos CI, através de simulações computacionais. Para que isto fosse possível foi desenvolvida a modelagem matemática dos equipamentos, através dos circuitos equivalentes baseados na literatura.



Neste ponto destaca-se a modelagem matemática dos CI em espaço de estados, o que torna possível a utilização de qualquer sinal de teste, inclusive aquele em condições de regime dinâmico. Também permite uma visão geral das características do CI, através dos gráficos de resposta em frequência.

Para a realização das simulações foi desenvolvido o aplicativo computacional em Matlab, denominado EFCI, o qual agrupa as informações dos equipamentos, fornecendo diferentes opções de simulação. O aplicativo possui um ambiente com interface gráfica amigável, apresentada de forma intuitiva e objetiva, permitindo que as simulações desejadas pelo usuário sejam realizadas de forma fácil e rápida. Mostra-se uma ferramenta útil para ser utilizada em estudos que envolvam a avaliação do erro fasorial em CI.

Outro ponto a ser destacado é que a análise das simulações em regime dinâmico não é possível de ser realizada diretamente na forma fasorial, pela simples aplicação de equações algébricas nos circuitos equivalentes do CI. Isto ocorre porque as grandezas de amplitude, ângulo de fase e frequência do sinal são variantes no tempo. A solução adotada no trabalho foi utilizar um bloco “PMU<sub>Virtual</sub>” para estimar o fasor fornecido na saída do CI, da forma apresentada na Figura 5.41. Esta estratégia pode ser interpretada como uma análise do impacto dos CI na estimação de fasores, que também foi alvo de estudo em outros trabalhos (BAINY et al., 2012; BI et al., 2010; LOPES et al., 2012). Neste caso foi utilizada uma estratégia que emprega o bloco “PMU<sub>Virtual</sub>”, que consiste em um algoritmo de cálculo de fasores, baseado na DFT, desenvolvido neste trabalho. O algoritmo elimina os problemas causados pelo vazamento espectral, estimando a frequência da forma de onda, e ajustando o tamanho da janela de dados utilizada. A formulação matemática da DFT foi estendida para considerar a maioria das situações, onde o número de pontos da janela não é um número inteiro. Os testes realizados mostram que algoritmo desenvolvido apresentou resultados promissores. Desta forma é importante salientar que este é um resultado importante do trabalho, pois o somente o algoritmo utilizado no cálculo do fasor já tem sido alvo de diversos trabalhos de pesquisa.

Em um primeiro momento buscou-se simular o CI em condições nominais de operação, a fim de se obter erros fasoriais típicos presentes em uma instalação. Chamou a atenção a magnitude dos erros fasoriais inseridos pelos CI de medição de tensão, onde foram observados valores de TVE bem acima do exigido das PMU. Neste tipo de instalação a presença do cabo de controle tende a prejudicar a exatidão da medição. Já os CI de medição de corrente simulados apresentaram erros fasoriais

abaixo de 1% de TVE, porém próximos a este limite. Caso considerada ainda a parcela de erro inserida pela PMU, facilmente o limite será violado.

Ficou evidente então a necessidade de se averiguar quais as práticas que podem ser adotadas no momento da realização de uma instalação de PMU, que contribuam para a mitigação dos erros fasoriais. Neste sentido as simulações realizadas indicam que, apesar do cabo de controle ser responsável por uma parcela dos erros, o ajuste do comprimento da fiação traz poucos ganhos de exatidão. Além disto, esta alteração é limitada, pois os condutores devem cobrir a distância entre os TI e a carga. Por outro lado o valor da carga de medição imposta aos TI apresentou forte influência na exatidão dos sinais fornecidos pelo CI. Em geral quanto menor o valor da carga de medição<sup>6</sup>, menores são os erros introduzidos pelo circuito. De acordo com esta análise a limitação do valor da carga de medição se mostra uma boa prática a ser aplicada em uma instalação de PMU, contribuindo para a redução dos erros fasoriais do circuito.

A Norma de PMU define ainda uma série de condições de teste as quais as PMU devem ser submetidas, sem violar o limite de TVE estabelecido. Como o erro fasorial total não depende somente da PMU, foram aplicadas essas mesmas condições em simulações computacionais, para verificar o desempenho dos equipamentos do restante do CI.

Nas condições de regime permanente foram primeiramente simuladas situações onde o sinal de teste possui frequência fora do valor nominal. Isto é uma das características de alguns eventos que ocorrem em SEE, principalmente em situações de desbalanço entre carga e geração. Eventos deste tipo tem sido observados no SIN através do SPMS MedFasee, sendo fruto de muitos estudos, e reforçando a importância deste tipo de análise. Os erros fasoriais produzidos pelos CI mostraram-se dependentes do valor da frequência do sistema, na faixa de variação definida pela Norma. Especialmente os CI de medição de tensão, em frequências abaixo da nominal, os erros fasoriais atingiram patamares consideravelmente elevados, em alguns casos acima de 16% de TVE. Já os CI de medição de corrente pouco sofreram com a variação do valor de frequência.

A segunda análise de regime permanente envolveu a magnitude do sinal de teste fora do valor nominal. Em um sistema totalmente linear, a

---

<sup>6</sup> Valor da carga em VA. No caso dos TPC quanto maior a potência em VA menor é a impedância em  $\Omega$ . Nos TC é justamente o oposto, quanto maior a potência em VA maior é a impedância em  $\Omega$ .

alteração desta variável não interfere nos resultados. Porém nestas circunstâncias os núcleos magnéticos dos TI podem sofrer de saturação e subexcitação magnética. Para que fosse possível considerar esta característica, foram implementados os modelos dos CI na ferramenta computacional ATP. Em todos os casos simulados os resultados mostram que a variação da amplitude dos sinais de tensão e corrente, na faixa definida pela Norma de PMU, pouco interfere na exatidão da medição de fasores. Isto porque esta faixa de variação, em geral, está compreendida na região linear de operação dos TI. Porém devido a limitações deste trabalho a comprovação dessa afirmação necessita de maiores investigações.

Além de regime permanente, a Norma define condições de regime dinâmico. A primeira delas se refere à aplicação de rampa na frequência do sinal de teste. Nestas condições verificou-se que o CI de medição de tensão tende a inserir erros de magnitude considerável, quando a frequência atinge os patamares máximo e mínimo definidos na norma. A magnitude destes erros foram da mesma ordem dos resultados de regime permanente, reforçando a confiabilidade nos resultados. Nos CI de medição de corrente, apesar dos erros serem influenciados pela frequência, esta sensibilidade não é muito elevada.

Outra condição de regime dinâmico simulada compreende a aplicação de degrau no valor da amplitude dos sinais de tensão e corrente. Nesta situação os resultados indicam que os CI de medição de tensão tendem a degradar o valor das três variáveis (*overshoot*, tempo de resposta e tempo de atraso) utilizadas para avaliar o desempenho. Especificamente o tempo de resposta não pode ser diretamente avaliado, pois os erros provocados pelos CI de medição de tensão em regime permanente são acima de 1% de TVE. Mesmo assim os gráficos (Figura 5.42 e Figura 5.43) mostram com clareza que os CI de medição de tensão alteram o valor do tempo de resposta. Os resultados sugerem que nestas condições os CI de medição de corrente não provocam *overshoot*, bem como apresentam baixa influência no tempo de atraso. Apenas um caso houve aumento do tempo de resposta, porém respeitando o limite exigido da Norma.

A última condição de Norma simulada envolve a aplicação de degrau no ângulo de fase do sinal aplicado aos CI. Sob esta condição, os resultados obtidos mostram que tanto os CI de medição de tensão quanto os de corrente não provocaram aumento expressivo em *overshoot* e tempo de atraso. Novamente os CI de medição de tensão parecem poder prejudicar o valor do tempo de resposta, apesar de a análise do ficar comprometido pela magnitude do erro em regime permanente. Já não se

pode fazer a mesma afirmação acerca dos CI de medição de corrente, que tanto os resultados numéricos quanto os gráficos mostram pouca ou nenhuma diferença em comparação com o caso sem CI.

Por fim foram realizadas simulações considerando sinais de entrada durante eventos reais, os quais os CI normalmente estariam sujeitos. Para isto foram utilizados os sinais de oscilografia obtidos da função de registrador de perturbação presentes nas PMU do Projeto MedFasee. Como estes equipamentos estão conectados na baixa tensão, os sinais fornecidos não estão distorcidos por CI. Os resultados destas simulações mostram que durante os eventos os CI podem produzir erro de magnitude muito elevada. Destaca-se o caso 2, caracterizado por uma rápida variação na frequência do sistema, onde os valores de TVE atingiram patamares próximos acima de 10%, 20% e 30% para os CI 3, 2 e 1 de medição de tensão, respectivamente.

Os resultados expostos neste trabalho de dissertação comprovam que, apesar de serem exigidos elevados requisitos de exatidão por parte das PMU, os CI podem ser responsáveis pela inserção de erros de magnitude elevada, quando submetidos às condições de testes e operação, as quais a PMU está sujeita. Normalmente observa-se preocupações maiores quanto ao desempenho dos TC, sendo pouca atenção dada aos TP. Entretanto como pôde ser visto os TPC tendem a apresentar problemas de exatidão consideráveis, quando submetidos a condições de operação fora dos valores nominais. Destaca-se que uma das vantagens advindas de SPMS é a observação do comportamento dinâmico do sistema durante a ocorrência de eventos transitórios. É justamente nessas condições que os TPC inserem maiores erros fasoriais.

Entende-se ainda que há espaço para maiores estudos na área, abrangendo um número maior de equipamentos analisados, permitindo uma maior elucidação acerca do tema.

Este trabalho contribui para o esclarecimento dos aspectos de exatidão referentes à instalação de PMU, principalmente no atual cenário de desenvolvimento da tecnologia de medição fasorial, onde é prevista a expansão e disseminação dos SPMS no Brasil e no mundo.

Por fim espera-se que este trabalho sirva de guia para que as melhores práticas sejam adotadas na realização de um instalação de PMU, para que assim seja extraído o máximo benefício advindo da tecnologia de medição fasorial. Espera-se assim que também sirva de apoio em uma possível elaboração de requisitos normativos de CI destinados à instalação de PMU.

Para dar continuidade ao tema de estudo, são sugeridos os seguintes trabalhos futuros:

- Desenvolvimento de métodos para a compensação dos erros fasoriais, considerando as características dos equipamentos instalados em campo, incluindo o regime dinâmico;
- Análise dos requisitos de exatidão que a instalação de PMU deve apresentar, para que não prejudique as potenciais aplicações que empregam medidas fasoriais (sensibilidade da aplicações, quanto aos erros fasoriais);
- Realização de estudos que envolvam testes e ensaios em laboratório, com equipamentos reais típicos encontrados em campo, continuando os estudos realizados por (BRITO, 2011);
- Desenvolvimento de métodos que permitam a obtenção das características dos elementos do circuito interno dos equipamentos que compõem o CI, sem a necessidade de sua remoção para ensaios de laboratório;
- Estudos de modelagem computacional de TI ópticos, e que avaliem os erros fasoriais produzidos por este tipo de equipamentos;
- Estudos utilizando uma abordagem estatística dos erros, considerando as incertezas associadas aos componentes do sistema de medição.



## 7 REFERÊNCIAS

ABB. **Instrument Transformers Application Guide**. High Voltage Products. Ludvika, Sweden 2009.

ABNT. **Transformador de Corrente**. Especificação. NBR 6856 1992a.

ABNT. **Transformador de Potencial Indutivo**. NBR 6855 1992b.

AGOSTINI, M. N. et al. **Ensaio de PMU de Acordo com a Norma IEEE C37.118.1-2011**. XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica Brasília - DF: SNPTEE 2013.

ANDRADE, S. R. C. **Sistema de Medição Fasorial Sincronizada: Aplicações para Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE. Belo Horizonte, MG: Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG. Mestrado 2008.

BAINY, R. G. et al. **Influência de Modelos de Transformadores de Potencial Capacitivo Sobre a Estimação de Fasores de Tensão**. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. SBSE, I. Goiânia, GO 2012.

BENETTI, M. A. et al. **Estudo da Influência dos Canais de Instrumentação na Exatidão de Medidas Fasoriais Sincronizadas e seus Efeitos em Aplicações**. XII SEPOPE 2012.

BI, T. et al. **Impact of Transient Response of Instrument Transformers on Phasor Measurements**. IEEE Power & Energy Society General Meeting. Minneapolis, MN 2010.

BRITO, L. C. G. D. **Avaliação dos Erros dos Transformadores de Corrente em Medições de Sincrofasores e em suas Aplicações**. Instituto

Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia. Rio de Janeiro: COPPE-UFRJ. Mestrado 2011.

CAMARENA, J. A. A. **Modelado y Simulación de Transformadores de Corriente con el Programa EMTP/ATP**. IEEE Latin America Transactions. 2 2004.

DAGLE, J. E. **The North American SynchroPhasor Initiative**. IEEE Power and Energy Society General Meeting. Minneapolis, MN 2010.

DAUTBEGOVIĆ, E.; CONDON, M.; BRENNAN, C. **An Efficient Nonlinear Circuit Simulation Technique**. IEEE Transactions on Microwave Theory and Techniques. 53 2005.

DECKER, I. C. **Experiências do Projeto MedFasee**. Workshop sobre soluções de Medição Fasorial Sincronizada. LABPLAN/UFSC. Florianópolis: Reason 2010.

DECKER, I. C. **Medição Fasorial Sincronizada: Teoria e Aplicações**. Florianópolis, SC: LabPlan-UFSC. Apostila do Curso ONS 2012.

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

DECKER, I. C. et al. **Performance of a Synchronized Phasor Measurements System in the Brazilian Power System**. Power Engineering Society General Meeting, IEEE 2006.

DECKMANN, S. M.; POMILIO, J. A. **Distorção Harmônica: Causas, Efeitos e Soluções**. Curso Avaliação da Qualidade de Energia Elétrica.



Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação: Universidade Estadual de Campinas 2010.

DOE, U. S. The Smart Grid - an Introduction. 2008. Disponível em: <<http://www.oe.energy.gov/SmartGridIntroduction.htm>>.

DOE, U. S. **Summary of the North American SynchroPhasor Initiative (NASPI) Activity Area.** PROGRAM, T. R. A. R. I.: U.S Department of Energy 2012.

DOTTA, D. et al. **A MATLAB based PMU Simulator.** IEEE PES GM 2013. Vancouver, CA 2013.

EHRENSPERGER, J. G. **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Análise do Estado da Arte e Aplicações no Monitoramento de Sistemas de Energia Elétrica.** Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Florianópolis, SC: Universidade Federal de Santa Catarina. Mestrado 2004.

EMTP. **Alternative Transient Program - Rule Book.** GROUP, C. A. E. U. 1995.

EREGG. **Position Paper on Smart Grids.** An EREGG Concluions Paper: European Regulators Group for Electricity & Gas 2010.

FALCÃO, D. M. **Smart Grids e Microredes: O Futura já é Presente.** VIII SIMPASE. Rio de Janeiro, RJ 2009.

FILHO, J. E. D. S.; BORBA, G. M. D.; RAMOS, M. A. F. **Novas Aplicações Utilizando um PDC e rede de PMUs de Baixo Custo.** X STPC 2010.

FOLKERS, R. **Determine Current Transformers Suitability Using EMTP Models.** 26th Western Protective Relay Conference. Spokane 1999.

GALINA, S. V. R. **Reestruturação na Indústria de Telecomunicações e suas Repercussões: Uma Análise do Desenvolvimento de Produtos**

**Através de Estudos com Fornecedores de Equipamentos.** XXI Encontro Nacional de Engenharia de Produção. Salvador, BA 2001.

GIRI, J.; SUN, D.; AVILA-ROSALES, R. **Wanted: A More Intelligent Grid.** IEEE Power & Energy Magazine 2009.

GOLDEMBERG, C. **F.A.Q sobre fadores.** CONSONNI, D. LPS - USP 2007.

HASHMI, M.; HANNINEN, S.; MAKI, K. **Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide.** Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 2011 IEEE PES Conference on: 1-7 p. 2011.

HUANG, Z. et al. **Performance Evaluation of Phasor Measurement Systems.** IEEE Power Engineering Society Meeting. Pittsburgh, PA 2008.

IEC. **Instrument Transformers Part 1: Current Transformers.** 60044-1 2003.

IEC. **Instrument Transformers Part 5: Capacitor Voltage Transformers.** 60044-5 2004.

IEEE. **Standard Requirements for Instrument Transformers.** Std C57.13 2008.

IEEE. **Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems.** IEEE Power & Energy Society. New York. C37.118.1-2011 2011.

IEEE. **Guide for Phasor Data Concentrator Requirements for Power System Protection, Control, and Monitoring.** IEEE Power & Energy Society. New York. C37.244-2013 2013a.

IEEE. **Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control.** Power System Relaying Committee. New York, NY - USA. C37.242 2013b.

JEREMIAS, T. **Implementação e Análise de Metodologias de Identificação de Oscilações Eletromecânicas em um Ambiente de Aplicativos para Sincrofasores.** Programa de Pós-Graduação em

Engenharia Elétrica. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC. Mestrado 2012.

JÚNIOR, D. F. **Modelo de Transformadores de Potencial Capacitivos para Estudos de Transitórios Eletromagnéticos**. Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Campina Grande - Paraíba: Universidade Federal de Campina Grande. Doutorado 2003.

KERL, J. **The DFT and the FFT**. The Discrete Fourier Transform via Riemann Sums 2008.

KEZUNOVIC, M. et al. **Digital Models of Coupling Capacitor Voltage Transformers for Protective Relay Transient Studies**. IEEE Transactions on Power Delivery 1992.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. UFSC - Florianópolis, SC. 1 2012.

KOJOVIC, L.; KEZUNOVIC, M.; FROMEN, C. W. **A New Method for the CCVT Performance Analysis Using Field Measurements, Signal Processing and EMTP Modeling**. IEEE Transactions on Power Delivery. 9 1994.

KUCUKSARI, S. **Development of Models for Optical Instrument Transformers**: Arizona State University. Doctor of Philosophy 2010.

LIRA, R. **Influência dos Canais de Instrumentação na Exatidão da Medição Fasorial Sincronizada**. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina. Mestrado 2010.

LOPES, F. V. et al. **Redução de Erros na Estimação Fasorial de Tensão via Correção dos Sinais Secundários de Transformadores de Potencial**

**Capacitivo. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2012.** Goiânia-GO 2012.

MARTÍNEZ, E. M. **Wide Area Measurement, Protection and Control System in Mexico.** MÉXICO, C. F. D. E. México: InTech 2010.

MARTÍNEZ, E. M. **Experiencias con Sincrofasores en la Comision Federal de Electricidad, Mexico.** II Energy Show. Florianópolis, SC 2012.

MARTINS, D. **Centro de Medição Fasorial Síncrona.** Eletronorte: Eletrobras 2011.

MASIELLO, R.; VENKATA, S. S. M. **Microgrids: There May Be One in Your Future.** IEEE Power & Energy Magazine 2013.

MATLAB. **Modeling Best Practices.** Documentation Center. R2013B 2013.

MEDEIROS, S. D. **Medição de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro, RJ: Guanabara Koogan S. A. 3ª E.d. 1989.

MELIOPOULOS, A. P. et al. **Synchrophasor Measurement Accuracy Characterization.** North American Synchrophasor Initiative. Performance & Standards Task Team 2007.

MELIOPOULOS, A. P. S. et al. **GPS-Synchronized Data Acquisition: Technology Assessment and Research Issues.** System Sciences, 2006. HICSS '06. Proceedings of the 39th Annual Hawaii International Conference on. 10: 244c-244c p. 2006.

MELIOPOULOS, A. P. S. et al. **Advances in the SuperCalibrator Concept-Practical Implementations.** 40th Hawaii International Conference on System Sciences 2007.

MENEZES, A. V. **A Proteção de Retaguarda para Linhas de Transmissão Aplicando Medição Fasorial Sincronizada.** Programa de

Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. São Carlos, SP: USP. Mestrado 2012.

NAUMANN, A. et al. **Experience with PMUs in Industrial Distribution Networks.** Power and Energy Society General Meeting. Minneapolis, MN 2010.

NGUYEN, T. T.; LI, X. J. **A Fast and Accurate Method for Estimating Power Systemas Phasor Using DFT Interpolation.** IEEE Power Engineering Society Meeting 2006.

NUQUI, R. F.; ZARGHAMI, M.; MENDIK, M. **The Impact of Optical Current and Voltage Sensors on Phasor Measurement and Applications.** Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE PES 2010.

OLIVEIRA, N. L. S.; SOUZA, B. A. D. **Análise da Resposta no Tempo de Algoritmos para Estimção de Fasores utilizados em Relés Digitais. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2012** 2012.

OLIVEIRA, P. C. D. **Análise de Transformadores de Corrente para Medição.** Programa de Pós-graduação em Metrologia para a Qualidade Industrial. Rio de Janeiro: Pontífica Universidade Católica do Rio de Janeiro. Mestrado 2001.

ONS. **Instalação do Sistema de Medição para Faturamento.** Procedimentos de Rede. Submódulo 12.2 2011.

PARKER, D.; BEASLEY, T. **Next Generation Instrument Transformers.** ElectricEnergy T&D Magazine 2013.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Synchronized Phasor Measurements and Their Applications.** PAI, M. A. e STANKOVIC, A. New York, NY, USA: Springer 2008.

RCC, R. C. C.-. **IRIG Serial Time Code Formats.** New Mexico: U.S. Army White Sands Missile Range 2004.

SALEH, S. M. et al. **Neural Network-based Technique Used for Recovery the CCVT Primary Signal.** Power Engineering Society General Meeting, IEEE 2009.

SANTOS, M. M. **Análise da Dinâmica de Sistemas Elétricos de Potência Usando Dados de Medição Fasorial Sincronizada.** Programa de Pós-

Graduação em Engenharia Elétrica. Florianópolis-SC: Universidade Federal de Santa Catarina. Mestrado 2008.

SERNA, J. A. D. L. O.; MALDONADO, J. R. **Estimacion Instantánea de Fasores Oscilantes Usando Filtros de Taylor-Kalman**. Ingenierias 2012.

SILVA, C. A. et al. **Um Método para Correção da Tensão Secundária de Transformadores de Potencial Capacitivos: Validação em Tempo Real**. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2012 2012.

SILVA, E. L. D. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. AUTOR, E. D. Florianópolis, SC 2012.

SLOMOVITZ, D. **Electronic System for Increasing the Accuracy of In-Service Instrument-Current Transformers**. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 52 2003.

TZIOUVARAS, D. A. et al. **Mathematical Models for Current, Voltage and Copuling Capacitor Voltage Transformers**. IEEE Transactions on Power Delivery. 15 2000.

WU, Z. et al. **Three-phase Instrument Transformer Calibration with Synchronized Phasor Measurements**. Washington, DC: Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) 2012.

XIE, X. et al. **Wams Applications in Chinese Power Systems**. IEEE Power & Energy Magazine 2006.

YU, Y.; YANG, J.; CHEN, B. **The Smart Grids in China - A Review**. Energies 2012.

ZHOU, M. et al. **Relatório 6 - Definição dos Locais de Instalação das PMUs para Observabilidade Plena e para Nível 3 de Tolerância, quando da Perda Simultânea de 3 PMUs**. Projeto ESTAL: Utilização de Fasores no Sistema Interligado Nacional do ONS. KEMA: ONS 2007.

ZIMMER, V. **Detecção, Identificação e Localização de Perturbações Usando Sincrofasores**. Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina. Mestrado 2013.

## ANEXO A – GRÁFICOS DOS ERROS FASORIAIS EM FUNÇÃO DO COMPRIMENTO DO CABO DE CONTROLE

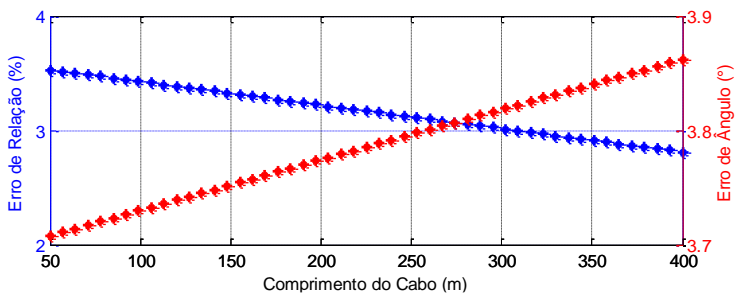


Figura 7.1 - Erro de relação e de ângulo do CII de medição de tensão em relação ao comprimento do cabo de controle

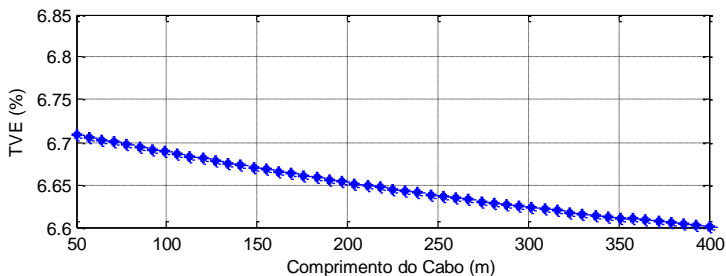


Figura 7.2 - TVE<sub>CII</sub> do CII de medição de tensão em relação ao cabo de controle

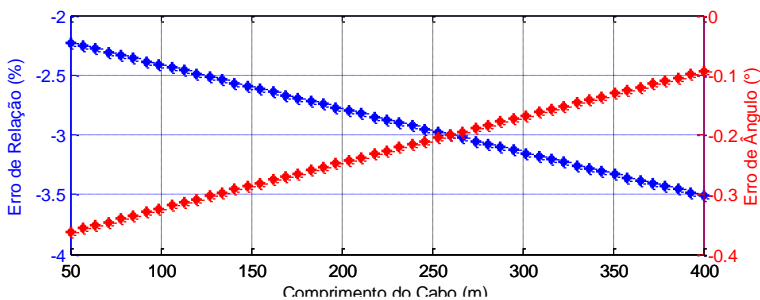


Figura 7.3 - Erro de relação e de ângulo do CI3 de medição de tensão em relação ao comprimento do cabo de controle

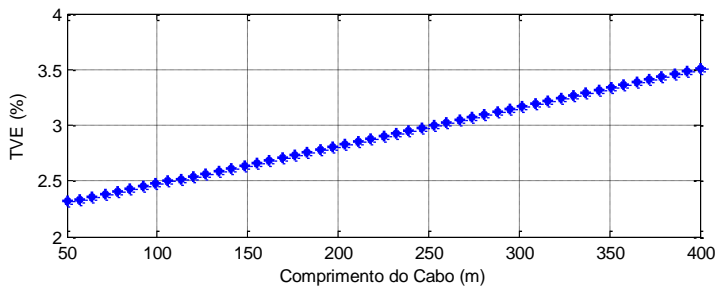


Figura 7.4 -  $TVE_{CI}$  do CI3 de medição de tensão em relação ao cabo de controle

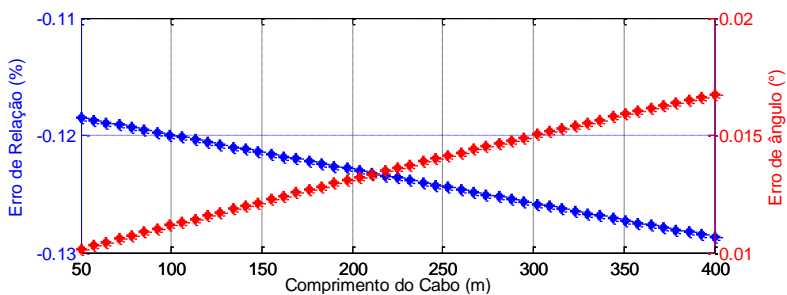


Figura 7.5 - Erro de relação e de ângulo do CI2 de medição de corrente em relação ao comprimento do cabo de controle

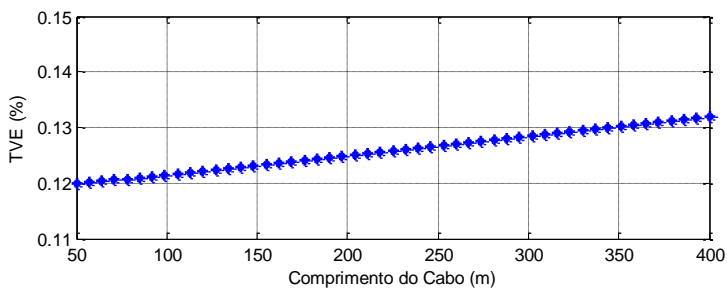


Figura 7.6 -  $TVE_{CI}$  do CI2 de medição de corrente em relação ao comprimento do cabo de controle



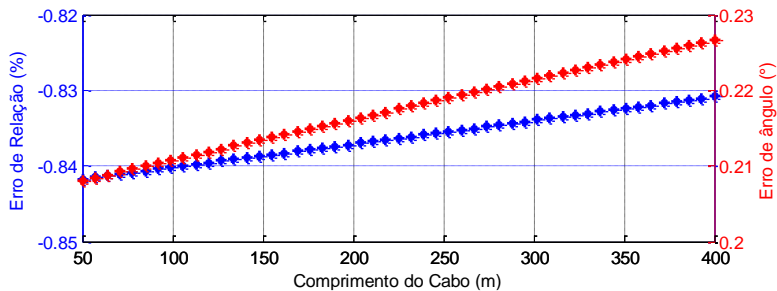


Figura 7.7 - Erro de relação e de ângulo do CI3 de medição de corrente em relação ao comprimento do cabo de controle

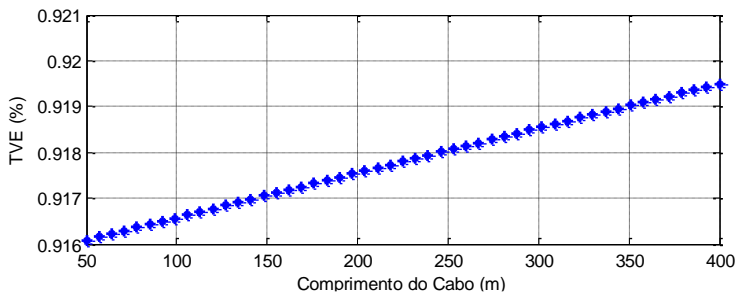


Figura 7.8 - TVE<sub>C1</sub> do CI3 de medição de corrente em relação ao comprimento do cabo de controle



## ANEXO B – GRÁFICOS DOS ERROS EM FUNÇÃO DA CARGA DE MEDIÇÃO

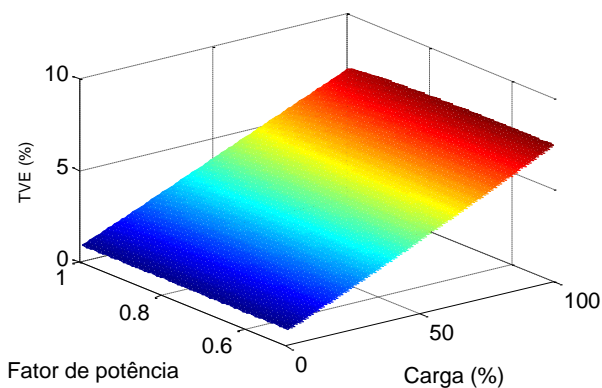


Figura 7.9 - Gráfico 3D do TVE do CI1 de medição de tensão em função da carga e do fator de potência

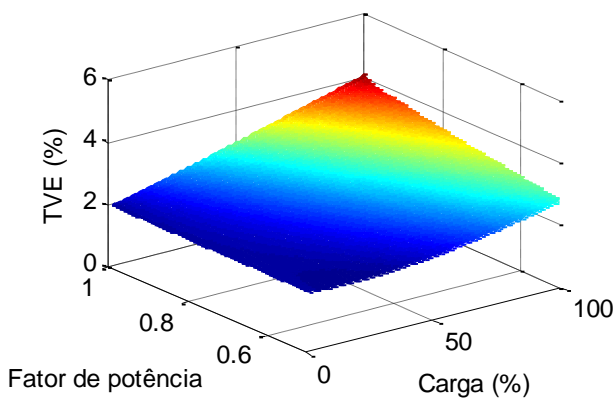


Figura 7.10 - Gráfico 3D do TVE do CI3 de medição de tensão em função da carga e do fator de potência

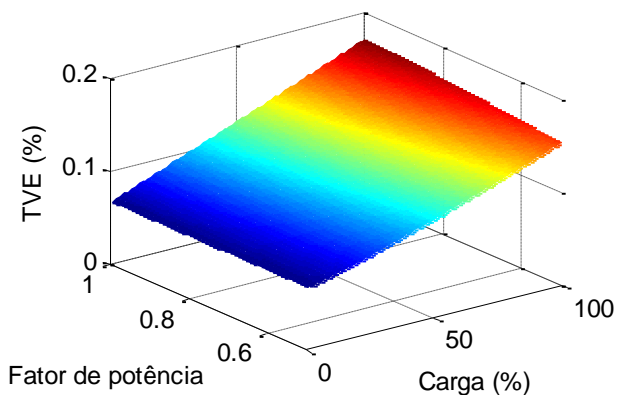


Figura 7.11 - Gráfico 3D do TVE do CI2 de medição de corrente em função da carga e do fator de potência

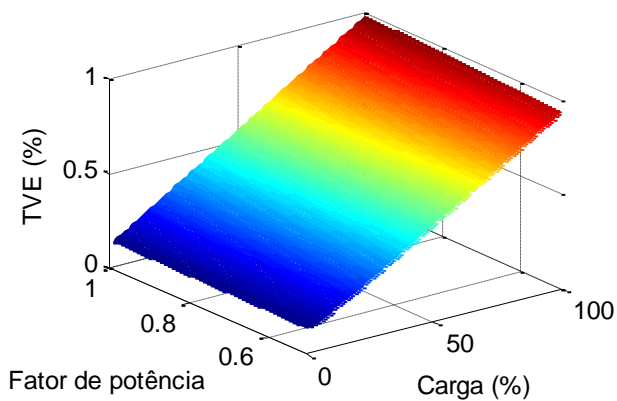


Figura 7.12 - Gráfico 3D do TVE do CI3 de medição de corrente em função da carga e do fator de potência

## ANEXO C – DESENVOLVIMENTO DE UM ALGORITMO DE ESTIMAÇÃO DE FASORES

Os algoritmos de estimação de fasores são em sua maioria baseados na transformada DFT (NGUYEN; LI, 2006). A Equação (A.1) expressa o cálculo do fasor da frequência fundamental, através da DFT.

$$\bar{X}_k = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \cdot e^{-\frac{i2\pi n}{N}} \quad (\text{A.1})$$

Onde  $N$  é o número total de amostras do sinal na janela analisada, e  $x_n$  é a amplitude do sinal na amostra  $n$ .

A DFT produz bons resultados quando a frequência de amostragem é um número inteiro, múltiplo da frequência do sistema. Porém quando ocorrem variações da frequência do sistema, os resultados tendem a se degradar. Isto é resultante do fenômeno denominado vazamento espectral, ou “janelamento”, que ocorre devido ao uso de janela de tempo de período constante, que acarreta no truncamento do sinal. Tal situação pode ser melhor observada na Figura 7.13.

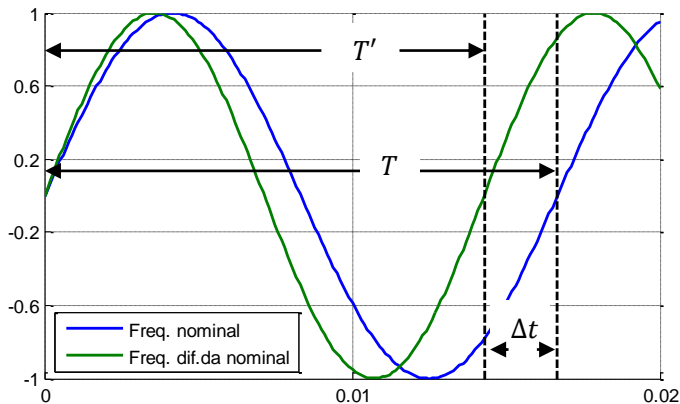


Figura 7.13 - Sinais com diferentes valores de frequência

A maioria dos desenvolvimentos de PMU se baseiam no uso de algoritmos de taxa de amostragem constante (DOTTA et al., 2013). Como resultado este trabalho se baseará nesta abordagem.

No cálculo  $N$  é o número de amostras do sinal, na janela de tempo utilizada para obtenção o fasor. Ou seja:

$$N = \frac{T}{\Delta t} \quad (\text{A.2})$$

Onde do  $\Delta t$  é o tempo entre as amostras, o qual é constante.  $T$  é o período da janela. Considerando o cálculo de 1 fasor por ciclo,  $T$  deve ser tal que:

$$T = \frac{1}{f} \quad (\text{A.3})$$

Quando a frequência se desvia em  $\Delta f$  do valor nominal, o período do sinal passa a ser:

$$T' = \frac{1}{f + \Delta f} \quad (\text{A.4})$$

Como o período da janela de cálculo de fasor se mantem constante, isto acaba provocando o truncamento do sinal, e consequentemente erros de vazamento espectral.

Buscou-se então uma rotina que corrigisse o tamanho da janela de tempo, reduzindo os erros causados pela variação de frequência.

Considerando que a taxa de cálculo de fasores é elevada, a frequência de um fasor  $X_k$  pode ser obtida por:

$$f_k = f_0 + \frac{\theta_k - \theta_{k-1}}{360 \cdot (t_k - t_{k-1})} \quad (\text{A.5})$$

Então a correção da janela de tempo é feita pela Equação (A.6), e o número de amostras do sinal pela Equação (A.7):

$$T_k = T \cdot \frac{f_0}{f_k} \quad (\text{A.6})$$

$$N_k = N \cdot \frac{f_0}{f_k} \quad (\text{A.7})$$

O diagrama de blocos correspondente a este processo está ilustrado na Figura 7.14.

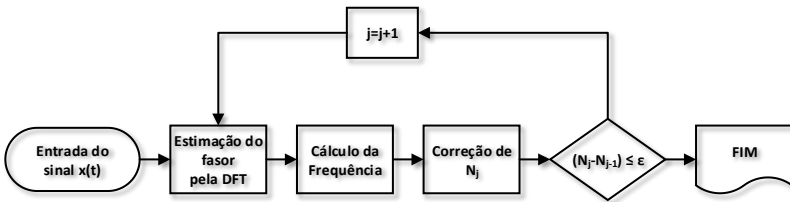


Figura 7.14 - Diagrama de blocos do algoritmo de cálculo de fasor

O algoritmo apresenta melhor exatidão quando comparado ao uso da DFT tradicional. Porém ainda persiste um problema referente ao número de amostras da janela. De acordo ainda a Equação (A.7), a correção realizada implica que, em praticamente 100% dos casos, o número de amostras corrigido  $N'$  não será um número inteiro. Isto pode ser observado na representação do sinal na Figura 7.15. Para que não sofra do problema de vazamento espectral o somatório da Equação (A.1) deve ser feito sobre um ciclo completo da senóide. Nestas condições, e supondo o sinal da Figura 7.15, isto implica no conhecimento do valor de  $x_{N'-1}$ . Como visto do índice  $N' - 1$  tende a ser decimal, não sendo mais possível aplicar a Equação (A.1) na sua forma original. Frente a isso, buscou-se estender a equação da DFT para considerar o caso em que o número total de amostras do sinal não é um inteiro.

A DFT tem origem na Transformada de Fourier, que quando calculada para um intervalo de tempo  $T$  é definida pela Equação (A.8):

$$X(f) = \frac{1}{T} \int_0^T x(t) e^{-i2\pi ft} dt \quad (\text{A.8})$$

No caso do sinal apresentado na Figura 7.15 podemos então reescrever a Equação (A.8) da seguinte forma:

$$X(f) = \frac{1}{T'} \int_0^{T'} x(t) e^{-i2\pi ft} dt \quad (\text{A.9})$$

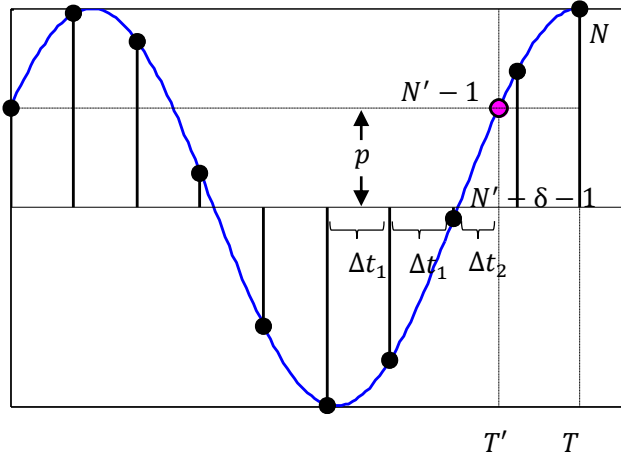


Figura 7.15 - Representação da amostragem de um sinal fora da frequência nominal

A transição da Transformada de Fourier de tempo contínuo para a Transformada de Fourier de tempo discreto pode ser realizada através da aproximação por Somas de Riemann (KERL, 2008). Esta abordagem permite calcular a área inferior à curva de um gráfico, como ilustrado na Figura 7.16.

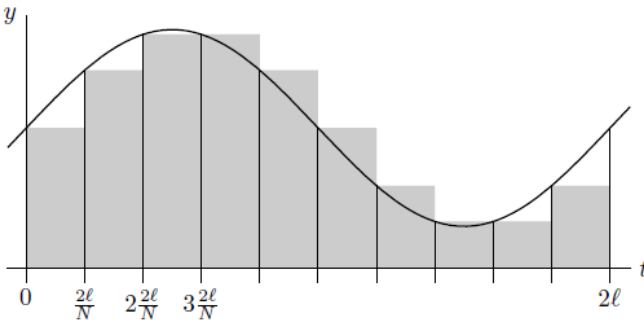


Figura 7.16 - Somas de Riemann

Considerando o número de amostras  $N' = \bar{N} + \delta$ , onde  $\delta$  é a parte decimal de  $N'$ , aplicando as Somas de Riemann na Equação (A.9), obtemos a aproximação em tempo discreto, dada pela Equação (A.10):



$$\bar{X} = \frac{1}{T'} \left[ \sum_{n=0}^{\bar{N}-1} x(t_n) \cdot e^{-i2\pi f t_n \cdot \Delta t_1} + x(t_{N'-1}) \cdot e^{-i2\pi f t_{N'-1} \cdot \Delta t_2} \right] \quad (\text{A.10})$$

Que na frequência fundamental é:

$$\bar{X} = \frac{1}{T'} \left[ \sum_{n=0}^{\bar{N}-1} x(t_n) \cdot e^{-i2\pi \frac{1}{T'} n \Delta t_1} \cdot \Delta t_1 + x(t_{N'-1}) \cdot e^{-i2\pi \frac{1}{T'} (N'-1) \Delta t_2} \cdot \Delta t_2 \right] \quad (\text{A.11})$$

Considerando que:

$$T' = \bar{N} \times \Delta t_1 + \Delta t_2 \quad (\text{A.12})$$

É obtida a Equação (A.13) que representa a aplicação da DFT para uma janela com número de amostras não inteiro:

$$\bar{X} = \frac{1}{N'} \left[ \sum_{n=0}^{\bar{N}-1} x(t_n) \cdot e^{\frac{-i2\pi n}{N'}} + x(t_{N'-1}) \cdot e^{\frac{-i2\pi(N'-1)}{N'}} \delta \right] \quad (\text{A.13})$$

Pode-se ainda reescreve-la na forma:

$$\bar{X} = \frac{1}{N'} [A + B] \quad (\text{A.14})$$

Onde:

$$A = \sum_{n=0}^{\bar{N}-1} x(t_n) \cdot e^{\frac{-i2\pi n}{N'}} \quad (\text{A.15})$$

$$B = x(t_{N'-1}) \cdot e^{\frac{-i2\pi(N'-1)}{N'}} \delta \quad (\text{A.16})$$

A equação obtida permite separar o somatório  $A$ , que contém somente índices de valor inteiro, e a parte  $B$  que considera o índice decimal fora do somatório. O último detalhe é a obtenção da amplitude da onda no instante  $t_{N'-1}$ . Considerando que o intervalo de tempo entre

uma amostra e outra é muito pequeno, o valor de  $x(t_{N'-1})$  é obtido traçando-se uma reta linear entre os pontos  $x(t_{N'-2})$  e  $x(t_{N'-\delta+1})$ , ou seja:

$$x(t_{N'-1}) = x(t_{N'-2}) + [x(t_{N'-\delta-1}) - x(t_{N'-2})] \times \delta \quad (\text{A.17})$$

O algoritmo aqui desenvolvido foi implementado em ambiente Matlab®.

São apresentados a seguir alguns exemplos de resultados obtidos pelo algoritmo. Considerando um sinal de 70Hz, descrito pela Equação (A.18), com um tempo de simulação de aproximadamente 5 segundos, e taxa de amostragem de 15360kHz, os gráficos das grandezas, calculadas a partir do algoritmo, estão apresentados nas Figuras 7.17, 7.19, 7.20 e 7.21.

$$x(t) = 200 \times \cos(2 \cdot \pi \cdot 70 \cdot t + 30^\circ) \quad (\text{A.18})$$

O início da simulação é caracterizado por uma desvio maior no valor das grandezas traçadas nos gráficos, voltando para patamares regulares após alguns instantes. Este é o tempo que o algoritmo leva para entrar em regime de operação, com boa estimativa da frequência, uma vez que tal variável é utilizada para o ajuste da janela, e calculada a partir da variação do ângulo em relação ao fasor anterior. Desta forma não é possível obtê-la para o fasor inicial.

Na Figura 7.18 é apresentado o detalhe da aplicação de *zoom* no módulo do fasor calculado. É possível perceber que há a presença de uma componente sinusoidal na magnitude das grandezas, destoando do valor correto. Tal característica é resultado das aproximações realizadas na DFT, que acarreta no surgimento de uma oscilação de  $\approx 2\Delta f$ , sendo de difícil remoção (DOTTA et al., 2013; PHADKE; THORP, 2008). Esta oscilação tende a reduzir sua magnitude com o aumento da taxa de amostragem do sinal. Em equipamentos comerciais são normalmente empregados filtros digitais, em uma etapa de pós-processamento, para a atenuação da oscilação. Porém esta parte não será aqui desenvolvida, uma vez que não é o foco do trabalho, sendo o algoritmo utilizado apenas para a realização das simulações que dependem do cálculo do fasor.

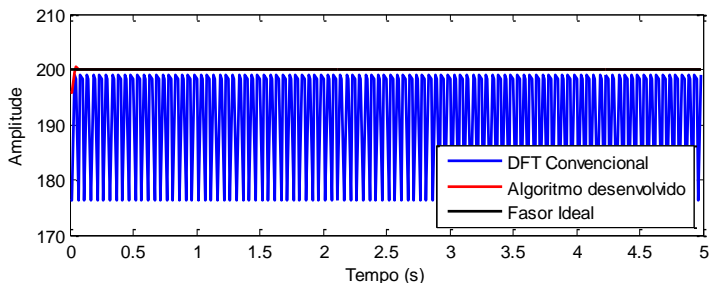


Figura 7.17 - Módulo do sinal calculado pelo algoritmo

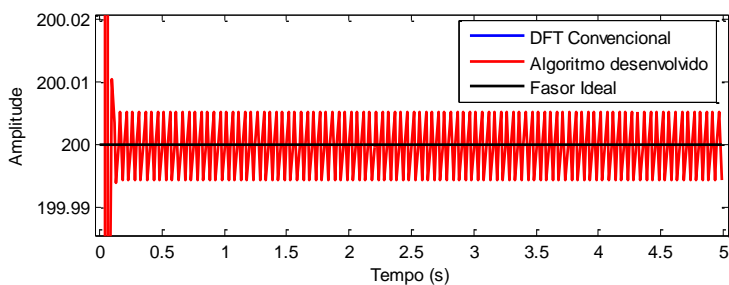


Figura 7.18 - Detalhe da aproximação do módulo do sinal calculado pelo algoritmo

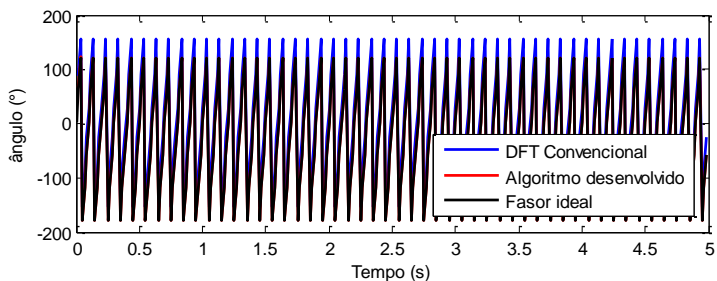


Figura 7.19 - Ângulo do sinal calculado pelo algoritmo

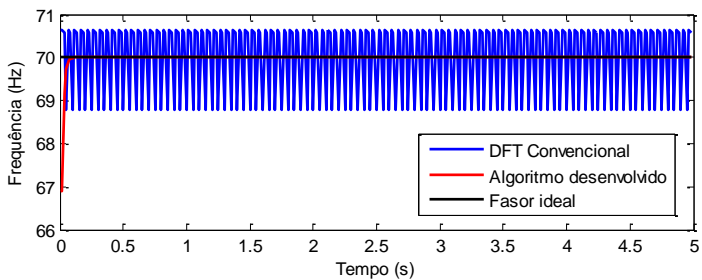


Figura 7.20 - Frequência do sinal calculado pelo algoritmo

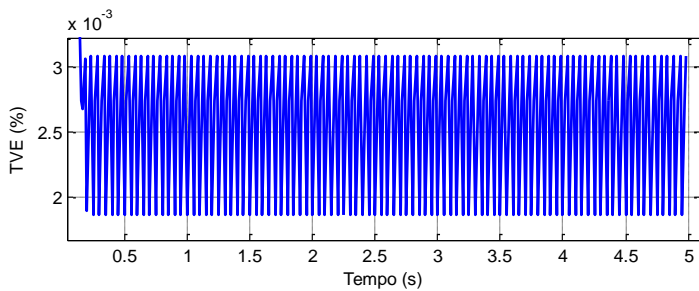


Figura 7.21 - TVE do sinal calculado pelo algoritmo