



**Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica**

Trabalho de Conclusão de Curso

**Análise de desempenho do Estimador de
Estado Híbrido, por Mínimos Quadrados
Ponderados, que faz uso de Medidas
Convencionais e Medidas Fasoriais
Sincronizadas**

Autor:

Julio Augusto Druzina Massignan

Número USP:

5910651

Orientador:

Prof. Dr. João Bosco Augusto London Jr.

São Carlos, Novembro de 2011.

Julio Augusto Druzina Massignan

**Análise de desempenho do Estimador de
Estado Híbrido, por Mínimos Quadrados
Ponderados, que faz uso de Medidas
Convencionais e Medidas Fasoriais
Sincronizadas**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase
em Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Prof. Dr. João Bosco Augusto London Jr.

São Carlos

2011

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE
TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO,
PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica preparada pela Seção de Tratamento
da Informação do Serviço de Biblioteca – EESC/USP

M417a Massignan, Julio Augusto Druzina
 Análise de desempenho do estimador de estado híbrido,
 por mínimos quadrados ponderados, que faz uso de medidas
 convencionais e medidas fasoriais sincronizadas / Julio
 Druzina Massigna ; orientador João Bosco Augusto London
 Jr. -- São Carlos, 2011.

 Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em
 Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e
 Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da
 Universidade de São Paulo, 2011.

 1. Sistemas elétricos de potência. 2. Tempo-real.
 3. Estimção do estado. 4. Medidas convencionais.
 5. Medidas fasoriais sincronizadas I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Julio Augusto Druzina Massignan


Título: "Análise de desempenho do Estimador de Estado Híbrido, por Mínimos Quadrados Ponderados, que faz Uso de Medidas Convencionais e Medidas Fasoriais Sincronizadas"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 29 / 11 / 2011,

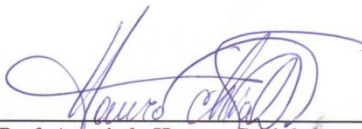
com NOTA 9,0 (Nove, Zero), pela comissão julgadora:



Prof. Dr. Eduardo Nobuhiro Asada - EESC/USP



Dra. Madeline Rocio Medrano Castillo Albertini - EESC/USP



Prof. Associado Homero Schiabel
Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica
EESC/USP

Dedicatória

Aos meus pais, Eduardo e Mara, e
meus irmãos, João Paulo, Luiz
Fernando e Eduardo Jr, com amor.

“Quem ousa, vence.”

(Slogan do British Special Service Regiment)

Agradecimentos

- Aos meus pais, Eduardo e Mara, e meus irmãos João Paulo, Luiz Fernando e Eduardo Jr por toda a compreensão, ajuda incondicional e carinho durante todos esses anos.
- Ao professor João Bosco Augusto London Jr, pela orientação, atenção, apoio e incentivo na elaboração deste trabalho.
- Aos companheiros de laboratório Raphael Augusto e Madeleine Castillo, pela colaboração essencial na construção deste trabalho.
- Aos professores Geraldo Roberto Costa Martins, Marcello Rubens Barsi Andreeta e Vilma Oliveira, pela orientação durante minha graduação.
- À todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, que de algum modo colaboraram durante a minha graduação nesta universidade.
- Aos meus prezados colegas de quarto João Ricardo Graminha Bordim e Oureste Elias Batista, com os quais passei grandes momentos e que me ajudaram durante toda a graduação.
- Aos meus grandes amigos do Alojamento Estudantil Lucas Rodrigues Carrer, Rogério Paula de Souza, André Del Bianco Giufrida, Jonas Laerte Ansoni, Willian Vilela, Daniela Lara Vanessa, Rafael Frederice, Wanderson Alves Neto, Leandro Marcelino, Felipe Volgarini, Adilson Barros, Thiago Martinelli, Fábio Urban, Bruno Ricardo, Paola Lanzoni, Jackson Ramalho, e todos os outros que não citei mas tem lugar garantido neste agradecimento, e que durante todo o período de minha graduação se mostraram como uma segunda família para mim.
- Aos meus colegas de turma com os quais estudei, sofri, me diverti e tomei vários cafés com inúmeras discussões sobre os mais variados assuntos, em especial Rodrigo Sampaio, Maicon Polizelli, Yuri Belentani, Lucas Nishioka, Josué Bratfich, Jefferson Amadeu, Vinicius Rosseti, Lauro Ito, Guilherme Fuzato, Leandro Rissato, Carlos Gehring, e todos que não consegui me lembrar neste momento.
- Aos meus ótimos amigos com os quais passei uma das experiências mais marcantes e transformadoras da minha vida, Gabriela Denari, Stevan Manzan, Fernando Lindo, Eduardo Blanco, Mayra Navarro, Mariana Yamamoto, Tiago Moraes, Profa. Teca e Profa. Ana Plépis.
- Aos prezados veteranos e amigos que me auxiliaram durante minha graduação e neste último ano, Lucas e Fernando Cunha, Leonardo Hernandez, Rubens Prado, Bruno Almeida, Alessandro Maciel e Felipe Abe, pelo apoio e amizade.
- À Deus, por toda minha família e amigos.

Índice

Índice de Figuras	3
Índice de Tabelas	6
Resumo.....	7
Abstract.....	8
1. Introdução.....	9
1.1 Estrutura do Trabalho	11
2. Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Potência.....	13
3. Modelagem Monofásica dos Componentes do SEP	17
3.1 Linhas de Transmissão e Transformadores.....	17
3.2 Bancos de Capacitores e Reatores.....	19
3.3 Cargas e Geradores	20
3.4 Análise Nodal	20
4. Estimador de Estado Baseado no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados	23
4.1 Formulação Matemática	23
4.2 Modelo do Sistema Elétrico e o vetor $h(x)$	26
4.3 Matriz Jacobina $H(x)$ e Matriz Ganho $G(x)$	27
4.4 Estimador de Estado Híbrido – Inserção de Medições Fasoriais	28
5. Análise de desempenho da Inclusão de PMUs no processo de Estimação de Estado.....	32
5.1 Ponderação de Medidas Convencionais e Fasoriais	32
5.2 Métricas para Avaliação do Desempenho.....	34
5.3 Sistemas-Teste e Planos de Medição	35
6. Simulações e Resultados.....	41
6.1 Estudo de Caso Sistema IEEE5.....	41
6.1.1 Ponderação Constante	42
6.1.2 Ponderação em Função do Valor Medido	47
6.1.3 Ponderação em Função do Fundo de Escala do Medidor	50

6.1.4	Influência de Medições Fasorias Sincronizadas de Tensão e Magnitude de Corrente em Conjunto	52
6.1.5	Influência da Localização dos PMUs no Plano de Medição	54
6.2	Estudo de Caso para o Sistema IEEE14	57
6.2.1	Ponderação Constante	58
6.2.3	Ponderação em Função do Fundo de Escala do Medidor	61
6.2.4	Influência da Precisão dos Medidores Fasoriais	63
6.3	Estudo de Caso Sistema IEEE30	66
7	Conclusões.....	71
7.1	Resumo Submetido para Congresso	74
	Apêndice A – Conceitos de Estatística	75
	Apêndice B – Montagem da Matriz Jacobiana $H(x)$	78
	Apêndice C – Transformadores de Instrumentação	81
	C.1 Transformadores de Corrente.....	81
	C.2 Transformadores de Potencial.....	82
	Apêndice D - Medições Fasorias Sincronizadas	84
	Anexo 1 – Diagrama Unifilar – IEEE5	86
	Anexo 2 – Diagrama Unifilar – IEEE14	87
	Anexo 3 – Diagrama Unifilar IEEE30	88
	Bibliografia	89

Índice de Figuras

Figura 2. 1: Sistema de operação em tempo real com medições fasoriais sincronizadas (MORAES, 2009)	15
Figura 3. 1: Modelo π generalizado para equacionamento de análise estática (BENEDITO, 2007)	18
Figura 3.2: Elementos Shunt do Sistema Elétrico	20
Figura 4. 1: Algoritmo do Estimador de Estado Convencional	26
Figura 4. 2: Algoritmo do Estimador de Estado Híbrido	31
Figura 5. 1: Ruído aleatório criado pelo programa de geração de medidas	37
Figura 5. 2: Fluxograma da metodologia de análise de desempenho de ponderações	37
Figura 5. 3: Fluxograma funcional do programa de geração de medidas	38
Figura 5. 4: Fluxograma funcional do programa de estimação de estado	38
Figura 6. 1: Desempenho da estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Constante	43
Figura 6. 2: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Constante	43
Figura 6. 3: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de corrente: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Constante	44
Figura 6. 4: Desempenho da estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Constante	45
Figura 6. 5: Desempenho de estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Constante	46
Figura 6. 6: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Dependente do Valor Medido	48
Figura 6. 7: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Dependente do Valor Medido	48
Figura 6. 8: Desempenho de estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Dependente do Valor Medido ...	49
Figura 6. 9: Desempenho de estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Dependente do Valor Medido	49
Figura 6. 10: Desempenho da estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala	50
Figura 6. 11: Desempenho da estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala	51

Figura 6. 12: Desempenho da estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala	51
Figura 6. 13: Desempenho da estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala	52
Figura 6. 14: Desempenho da estimação em função do acréscimo de medidas: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala	53
Figura 6. 15: Desempenho da estimação em função do acréscimo de medidas: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala	53
Figura 6. 16: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Influência da Localização 1	56
Figura 6. 17: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Influência da Localização 2	56
Figura 6. 18: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Influência da Localização 3	57
Figura 6. 19: Desempenho de estimação em função de medidas fasorias de tensão e medidas de magnitude de corrente: Métrica de Tensão – IEEE14 – Ponderação Constante.....	59
Figura 6. 20: Desempenho de estimação em função de medidas fasorias de tensão e medidas de magnitude de corrente: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE14 – Ponderação Constante.....	59
Figura 6. 21: Desempenho de estimação em função de medidas fasorias de tensão e medidas de magnitude de corrente: Métrica de Tensão – IEEE14 – Ponderação Fundo de Escala.....	62
Figura 6. 22: Desempenho de estimação em função de medidas fasorias de tensão e medidas de magnitude de corrente: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE14 – Ponderação Fundo de Escala	62
Figura 6. 23: Desempenho de estimação em função da precisão dos medidores fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE14 – Ponderação Fundo de Escala	65
Figura 6. 24: Desempenho de estimação em função da precisão dos medidores fasoriais de tensão: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE14 – Ponderação Fundo de Escala	65
Figura 6. 25: Curva de carga adotada para a barra 29	67
Figura 6. 26: Curva de carga real X Curva de carga estimada para a barra 29 – Medidas Convencionais	68

Figura 6. 27: Curva de carga real X Curva de carga estimada para a barra 29 – Medidas Fasoriais.....	68
Figura 6. 28: Tensão estimada para a barra 29 – Medidas Fasoriais.....	69

Índice de Tabelas

Tabela 3. 1: Valores particulares das variáveis a_{km} , φ_{km} e b_{km}^{sh} em virtude do equipamento (BENEDITO, 2007)	19
Tabela 5. 1: Desvios-Padrão utilizados – Ponderação Constante	33
Tabela 5. 2: Desvios-Padrão utilizados – Ponderação Valor Medido	33
Tabela 5. 3: Fundo de Escala de Medidores	34
Tabela 6. 1: Plano de Medição base – IEEE5	42
Tabela 6. 2: Estado “Verdadeiro” do Sistema IEEE5	42
Tabela 6. 3: Variáveis de Estado Estimadas para o melhor plano de medição – IEEE5 –Ponderação Constante	46
Tabela 6. 4: Variáveis de Estado Estimadas para o melhor plano de medição – IEEE5 –Ponderação Fundo de Escala	52
Tabela 6. 5: Variáveis de estado Estimadas para o melhor plano de medição – IEEE5 –Ponderação Fundo de Escala	54
Tabela 6. 6: Plano de Medição base – IEEE14	57
Tabela 6. 7: Variáveis de Estado “Verdadeiras” do Sistema IEEE14	58
Tabela 6. 8: Variáveis de Estado Estimadas para o melhor plano de medição – IEEE14 –Ponderação Constante	60
Tabela 6. 9: Resultado divergente do algoritmo de estimação híbrido considerando medidas de ângulo de corrente	61
Tabela 6. 10: Variáveis de Estado Estimadas para o melhor plano de medição – IEEE14 – Ponderação Fundo de Escala	63
Tabela 6. 11: Plano de Medição IEEE30	66

Resumo

MASSIGNAN, J.A.D. (2011). "Análise de Desempenho do Estimador de Estado Híbrido, por Mínimos Quadrados Ponderados, que faz uso de Medidas Convencionais e Medidas Fasoriais Sincronizadas". São Carlos, 2011. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

A estimação de estado em sistemas elétricos de potência (SEP) consiste na obtenção, em tempo real, das variáveis de estado (fasores de tensão) em todas as barras de um SEP, utilizando-se do modelo elétrico da rede e seus parâmetros, e de um conjunto redundante de medidas analógicas. O processo de estimação é uma aplicação do método estatístico dos Mínimos Quadrados Ponderados, o qual encontra o estado do sistema que melhor ajusta o modelo elétrico com os dados de medição do sistema. A partir da década de 80 e 90, avanços na criação de novos equipamentos de medição possibilitaram o acesso do ângulo de fase de grandezas elétricas do sistema a partir da referência de tempo do sistema *GPS*. Este trabalho consiste na implementação do estimador de estado híbrido em linguagem de programação C++, o qual é capaz de usar medidas convencionais e fasoriais do sistema. É apresentada uma análise da influência dessas novas medidas no desempenho do estimador, no sentido de levantar os principais fatores a serem considerados durante um projeto conceitual de um sistema de operação em tempo real baseado em estimação de estado, como escolha da ponderação dos medidores, localização e precisão dos medidores fasoriais e quantidade dessas novas medidas. Melhorias de desempenho da ordem de 45% a 80% foram observadas dependendo da inserção de medidas fasoriais de tensão e de magnitude de corrente, mostrando assim o potencial que estas novas medidas podem agregar à estimação.

Palavras chave: Sistemas Elétricos de Potência, Operação em Tempo-Real, Estimação de Estado, Medidas Convencionais, Medidas Fasoriais Sincronizadas.

Abstract

MASSIGNAN, J.A.D. (2011). "Performance Analysis of the Hybrid State Estimator, by Weighted Least Squares, capable of using Conventional and Synchronized Phasor Measurements". São Carlos, 2011. Undergraduate Final Work – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

Power systems state estimation consists in obtaining, in real time, the state variables (voltage phasors) at all buses in the electric system, using the static electric model and parameters of the network, and a redundant group of analog measurements. The process of state estimation is an application of the Weighted Least Squares statistical method, which finds the best system state that corresponds both to the electric model and measurement data of the system. Starting in the 80's and 90's, new advances in developing measurement equipments enabled the access to the phase angle of electrical quantities of the system using the GPS time reference. This work consists in the implementation of the hybrid state estimator algorithm in C++ language, capable of using conventional and phasor measurements of the system. It presents an analysis of the influence of these new measurements on the state estimator performance, studying the main factors to be considered during a real time operation system using state estimation, as the choice of measurements weights, location and precision of phasor measurements and number of these new measurements. Performance improvements from 45% to 80% were observed depending on the use of voltage phasor and current amplitude measurements, showing the potential which these new measurements can achieve in the estimation process.

Keywords: Electric Power Systems, Real Time Operation, State Estimation, Conventional Measurements, Synchronized Phasor Measurements.

1. Introdução

Dentre as informações necessárias para operação em tempo-real dos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), destacam-se as tensões complexas nodais. Isto em razão de as mesmas determinarem o estado de operação atual do SEP.

Para determinar as tensões complexas nodais, também chamadas de variáveis de estado, realizam-se diversas medições nos SEP, que nem sempre possibilitam a obtenção de todas as variáveis de estado, estando ainda sujeitas a uma série de erros. Dessa forma, para obtenção de variáveis de estado confiáveis, torna-se necessário que as medidas aferidas sejam filtradas. A ferramenta computacional utilizada nos centros de controle e operação para realizar essa filtragem recebe o nome de estimador de estado.

O estimador de estado destina-se então a obtenção, em tempo real, das variáveis de estado de um SEP, a partir do modelo elétrico e dos parâmetros da rede e de um conjunto redundante de medidas analógicas com ruído.

O processo de estimação de estado em SEP foi inicialmente introduzido na década de 70 (SCHWPPW; HANDSCHIN, 1974) e tornou-se fundamental para a operação em tempo real dos SEPs, por ser capaz de fornecer informações confiáveis, sobre o sistema elétrico, e para outras funções de análise.

Independente do estimador de estado utilizado, a confiabilidade do processo de estimação depende da redundância das medidas utilizadas, que é determinada pelo número, tipo e localização dos medidores instalados no sistema, sendo um fator importante não apenas para garantir a observabilidade (determinação de todas as variáveis de estado), mas também para possibilitar detecção e identificação de possíveis erros grosseiros (CARTOLANO; et.al., 2005). Tais erros estão atrelados à qualidade da medição e podem ser causados por erros de conversão analógico-digital, falhas de telemetria, entre outras (BORGES. 2011).

Normalmente o conjunto de medições analógicas é composto por medidas de fluxos de potência ativa e reativa nos ramos do sistema, injeções de potência ativa e reativa e magnitudes de tensão nas barras do sistema, obtidas através do sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), que serão chamadas aqui de medidas convencionais.

Com o advento de sistemas microprocessados e dispositivos multifunção em SEP, os métodos e filosofias de operação, proteção e até planejamento dos SEPs, foram se atualizando cada vez mais. Subestações automatizadas, proteção adaptativa, seletividade lógica, sistemas de reconfiguração de redes em tempo real,

são exemplos de situações cada vez mais corriqueiras em plantas industriais, em sistemas de distribuição e transmissão de energia, e em grandes parques de geração. O processo de estimação de estado não poderia ficar desatualizado em relação a este cenário inovador.

Um equipamento que vêm se mostrando cada vez mais promissor para monitoramento e controle de SEPs é a unidade de medição fasorial sincronizada PMU, da sigla em inglês *Phasor Measurement Unit*. A base de tempo utilizada, para sincronização, é o sinal de relógio do Sistema de Geoposicionamento por Satélite (GPS).

O uso de medição fasorial sincronizada, no processo de estimação de estado, foi primeiramente proposto por PHADKE et. al. (1986). Posteriormente várias pesquisas vêm sendo desenvolvidas propondo estimadores de estado que fazem uso de medidas convencionais e fasoriais sincronizadas, como, por exemplo, o trabalho proposto por ZHU e ABUR(2007).

Dentre as vantagens das medições fasoriais pode-se citar a medição direta das variáveis de estado (tensões complexas) das barras que possuem medição fasorial, um aumento na redundância do conjunto de medição, a possibilidade de medição dos ângulos de fase de tensão do sistema em uma única referência, mesmo quando o sistema possui situações de ilhamento, entre outras (MORAES, 2009).

Importa mencionar que se todas as tensões complexas nodais de um SEP forem monitoradas por PMUs, o problema tornar-se-ia linear, sendo resolvido através exclusivamente das medidas fasoriais sincronizadas. Isto porque essas medidas relacionam diretamente as variáveis de estado, ao contrário das medidas convencionais de potência, que relacionam as variáveis de estado através de funções não lineares. Entretanto, devido aos elevados custos envolvidos para instalação de PMUs, principalmente decorrentes das necessidades de telecomunicação, os atuais sistemas de medição não serão completamente substituídos por PMUs em um curto intervalo de tempo. Eis a razão de já terem sido propostos diversos estimadores de estado híbridos (PHADKE; et.al., 1986; ZHU; ABUR, 2007), isto é, estimadores que fazem uso de medidas convencionais e medidas fasoriais sincronizadas.

Duas das principais dificuldades encontradas na implementação de estimadores híbridos são: o tratamento dado à referência angular do sistema (BORGES. 2011) e a inserção de medidas de corrente no processo de estimação de estado (ABUR; EXPOSITO, 2004).

O objetivo deste trabalho é analisar o desempenho da inclusão de medidas fasoriais no processo de estimação de estado em sistemas elétricos de potência. Para

isso, foi implementado o estimador de estado híbrido proposto por ZHU e ABUR (2007) em linguagem C++, e analisadas as principais características que influem no processo de estimação híbrida, como número de medidores fasoriais, ponderação das medidas, precisão dos medidores fasoriais e distribuição dos medidores no sistema. Por fim apresenta-se ainda uma simulação de como o estimador de estado opera em uma situação de análise em tempo real do sistema elétrico.

Importa ressaltar que o estimador de estado híbrido proposto por ZHU e ABUR (2007) foi escolhido para desenvolvimento deste trabalho em razão das seguintes vantagens: não exige muitas mudanças na formulação do processo de estimação de estado convencional, por mínimos quadrados ponderados; não requer a escolha de uma barra como referência angular, nem mesmo a criação de uma barra de referência virtual; e possibilita o processamento de erros grosseiros em medidas fasoriais sincronizadas, desde que a redundância seja adequada.

1.1 Estrutura do Trabalho

O capítulo 2 apresenta os conceitos gerais sobre estimação de estado considerando medidas convencionais e medidas fasoriais sincronizadas.

No capítulo 3 apresenta-se a modelagem dos componentes do SEP para o propósito de análise estática e estimação de estado.

O capítulo 4 tem como foco a formulação matemática do processo de estimação de estado utilizando medidas convencionais e medidas fasoriais sincronizadas.

O capítulo 5 descreve o procedimento utilizado para análise de desempenho do estimador de estado proposto por ZHU e ABUR (2007), assim como as ponderações adotadas, e uma descrição dos algoritmos implementados.

O capítulo 6 apresenta os resultados e as análises de desempenho considerando três sistemas elétricos utilizados como teste.

Além dos capítulos supracitados este texto possui ainda 6 apêndices apresentando conceitos básicos utilizados no processo de desenvolvimento deste trabalho, bem como uma descrição sobre os principais equipamentos de medição em sistemas elétricos de potência.

2. Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Potência

A operação de SEP, assim como diversas outras aplicações de engenharia, necessita de informações sobre o estado atual do sistema sendo analisado. Assim, um sistema de medição adequado e com um grau de precisão apropriado se torna uma ferramenta fundamental para o engenheiro.

Como apresentado anteriormente, o propósito da estimação de estado é determinar o estado de operação de um SEP, caracterizado pelos fasores de tensão nas barras do sistema, em tempo real.

O estimador depende da topologia da rede no modelo barra-ramo, obtida pelo configurador de redes que analisa o estado lógico de disjuntores e chaves seccionadoras. A partir da topologia da rede verifica-se se o sistema é observável, isto é, verifica-se a possibilidade de estimar todas as variáveis de estado do sistema a partir das medições analógicas disponíveis. Sendo o sistema observável, a partir da topologia do sistema e dos parâmetros de seus componentes, bem como dos dados de medição, inicia-se o processo de estimação de estado (BORGES. 2011). Caso contrário, a falta de medidas pode ser suprida por pseudo-medidas¹, através das quais o sistema se torna observável como um todo.

A aquisição e transferência dos dados de medição do sistema para os centros de controle e operação são feitas através do Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados, designado pela sigla em inglês SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*).

O sucesso da estimação de estado está atrelado à qualidade e redundância das medidas obtidas. Assim, ruídos aleatórios presentes nas medições devido a diversas condições possíveis devem ser corrigidos e filtrados numericamente pelo estimador. Isto é feito através da redundância das medidas e da consideração da exatidão de cada medida durante o processo de estimação de estado a partir de pesos numéricos (ponderações) atribuídos para cada tipo de medidor.

O resultado final da estimação de estado permite ao operador do sistema acesso às seguintes informações: (BORGES. 2011)

- Estimativas de fluxos de potência nas linhas, transformadores, e outros elementos série, potências geradas e cargas, níveis de tensão;
- Anomalias no sistema bem como localização geográfica, alertando o operador para situações de problema ou críticas ao sistema;

¹ Pseudo-medidas são dados de previsão de carga, previsão de geração, dados históricos, etc, que fazem parte do banco de dados dos centros de operação.

- Índices de segurança como, por exemplo, reserva de capacidade de produção, margem de estabilidade, indicando estados vulneráveis;
- Ações corretivas em resposta a diversas situações e condições indesejáveis ao sistema.

Com a concepção de medidores fasoriais sincronizadas na década de 80, e avanços no desenvolvimento desses equipamentos na década de 90 (BORGES. 2011), um novo tipo de medição foi introduzido no processo de estimação de estado. O Apêndice D apresenta uma explanação sobre o funcionamento desse tipo de medidor.

O estimador de estado híbrido proposto por PHADKE et. al. (1986) trabalha em duas etapas: a primeira consiste de um estimador linear que processa apenas medidas fasoriais sincronizadas, para tratar as áreas observáveis por PMUs; já a segunda consiste de um processo de estimação convencional para as regiões não monitoradas por PMUs. Entretanto, essa abordagem requer várias considerações nas regiões de fronteira entre áreas supervisionadas e não supervisionadas por PMUs (BORGES. 2011).

ZHUA e ABUR (2007) propõem um estimador de estado híbrido, por mínimos quadrados ponderados, capaz de utilizar simultaneamente medidas convencionais e fasoriais sincronizadas de uma forma mais simples e direta. Esse estimador trata as medidas fasoriais sincronizadas como se fossem medidas convencionais. Na existência de pelo menos uma medida sincronizada de ângulo de fase de tensão, a referência de ângulo de fase para as tensões vai ser determinada pelo sinal emitido pelo sistema GPS. Entretanto, na ausência de tais medidas, utilizar-se-á a prática convencional, ou seja, uma das barras do sistema é escolhida como referência angular.

Nos últimos anos diversos trabalhos têm sido desenvolvidos para avaliar as vantagens da inclusão das medidas fasoriais sincronizadas no processo de estimação de estado em SEP, como, por exemplo, os trabalhos apresentados por COSTA, et.al. (2008), LEITES e COSTA (2010) e RICE e HEYDT (2006).

ABUR (2009) apresenta algoritmos para alocação ótima de PMUs, do ponto de vista de estimação de estado. Neste artigo apresenta-se também resultados de processamento de erros em medições e parâmetros do sistema, quando presentes medições fasoriais.

Outra linha de pesquisa interessante que vem sendo desenvolvida propõe a aplicação de estimação de estado, utilizando medidas fasoriais, em sistemas de distribuição, como meio de auxiliar e complementar o desenvolvimento e aplicação do

conceito de *Smart Grids* (MELIOPOULOS, et.al., 2011) para operação de tais sistemas.

A Figura 2.1 apresenta a concepção de um sistema operando em tempo real, a partir do uso de medições fasoriais sincronizada e de medidas convencionias, onde fica claro o uso em conjunto de PMUs e medidas convencionais adquiridas pelo sistema SCADA para operação de SEPs. Essa concepção é o tema abordado neste trabalho, o qual visa avaliar os principais critérios que devem ser abordados na fase de projeto conceitual de sistemas de medições híbridos para efeito de estimação de estado.

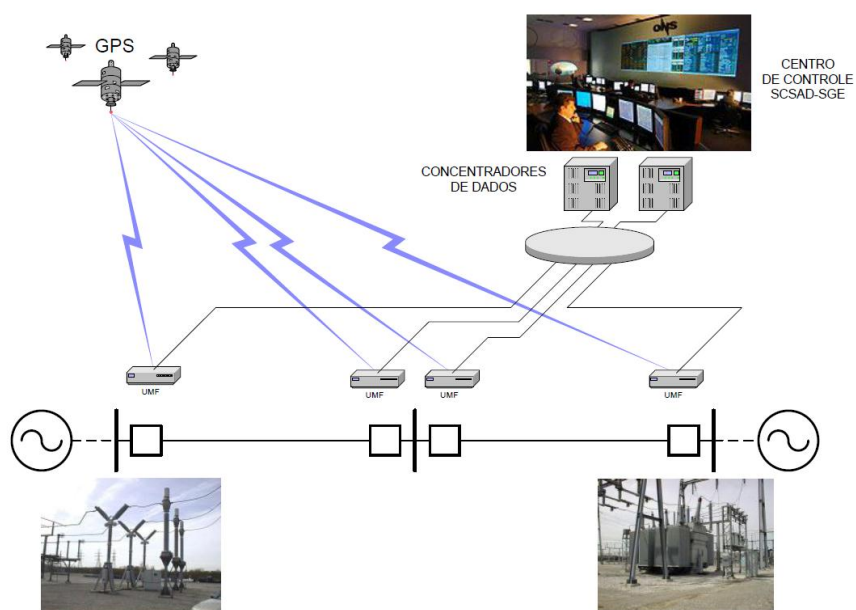


Figura 2. 1: Sistema de operação em tempo real com medições fasoriais sincronizadas (MORAES, 2009)

No Brasil um projeto piloto de monitoramento do Sistema Interligado Nacional está em execução entre universidades do país. O Projeto Sistema de Medição Fasorial Sincronizada com Aplicações em Sistemas de Energia Elétrica - MedFasee tem por objetivos principais a pesquisa, desenvolvimento e divulgação da tecnologia de medição fasorial sincronizada e suas aplicações (MEDFASEE, 2011).

Nos capítulos seguintes apresentar-se-ão os fundamentos e a modelagem necessária para implementação de um estimador de estado.

3. Modelagem Monofásica dos Componentes do SEP

O processo de estimação de estado consiste de uma análise em regime permanente do sistema elétrico, e que para sistemas de transmissão de energia faz uso da modelagem monofásica de sequência positiva do sistema (ABUR; EXPOSITO, 2004).

O modelo monofásico (ou por – fase), empregado também na análise e planejamento de sistemas elétricos, baseia-se na hipótese de que as cargas são balanceadas e as redes equilibradas. A representação do sistema através desse modelo tem como principal vantagem a simplicidade dos cálculos envolvidos, fornecendo resultados satisfatórios em muitas situações práticas, sendo assim utilizado em larga escala.

Apresenta-se, a seguir, a modelagem monofásica dos componentes do sistema elétrico utilizada para estudo de estimação de estado monofásica, que é exatamente a mesma utilizada no estudo de fluxo de carga. Vale lembrar que essa é uma modelagem estática do sistema, que não considera as variações das grandezas elétricas com o tempo. O modelo contemplando essas variações aplica-se na área de estabilidade de sistemas elétricos e estimadores de estado dinâmicos.

Para escrever este capítulo foram adotados como referências os seguintes trabalhos: MONTICELLI (1983) e BENEDITO (2007).

3.1 Linhas de Transmissão e Transformadores

Linhas de transmissão e transformadores de potência são partes fundamentais de um sistema elétrico de potência, e tem como principal função transmitir a energia elétrica dos centros de geração para os centros consumidores.

O modelo elétrico da linha de transmissão segue uma linha clássica baseada na teoria eletromagnética, a qual resulta em modelo que representa os efeitos dos campos magnéticos através de uma reatância em série (x_{km}), os efeitos dos campos elétricos através de uma susceptância em paralelo (b_{km}^{sh}) e as perdas através de uma resistência série (r_{km}). Para o caso do transformador, é acrescentado ao modelo um transformador ideal que representa a mudança de tap's para o regulador de tensão (a_{km}) e uma translação fasorial para o caso do defasador ($e^{j\varphi}$), representado pela relação de transformação $1:t_{km}$, onde $t_{km} = a_{km} \cdot e^{j\varphi}$.

A Figura 3. 1 apresenta o modelo π unificado Linha-Trafo para equacionamento de fluxo de potência e que foi utilizado neste trabalho para modelagem destes equipamentos.

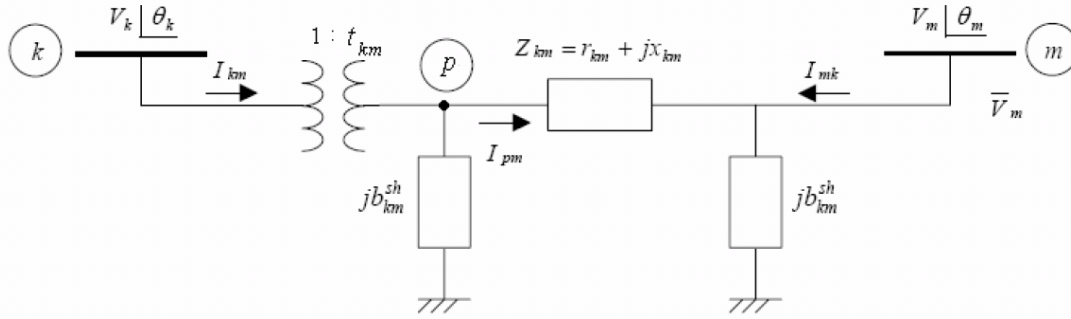


Figura 3. 1: Modelo π generalizado para equacionamento de análise estática (BENEDITO, 2007)

Onde V_k representa a magnitude de tensão na barra “k”, V_m representa a magnitude de tensão na barra “m” adjacente à barra “k”, θ_k representa o ângulo de fase da tensão da barra “k”, θ_m representa o ângulo de fase da tensão da barra “m”, g_{km} representa a condutância série e b_{km} a susceptância série descritas pela equação 3-1 e 3-2, respectivamente.

$$g_{km} = g_{mk} = \frac{r_{km}}{x_{km}^2 + r_{km}^2} \quad (3-1)$$

$$b_{km} = b_{mk} = -\frac{x_{km}}{x_{km}^2 + r_{km}^2} \quad (3-2)$$

Aplicando-se as Leis de Kirchhoff no circuito da Figura 3. 1, obtemos o fasor de corrente no ramo k-m, ou seja, o fluxo de corrente na linha de transmissão ou transformador que liga a barra “k” à barra “m”.

$$\dot{I}_{km} = \frac{(a_{km}\dot{V}_k e^{j\varphi} - \dot{V}_m)}{r_{km} + jx_{km}} + a_{km}\dot{V}_k e^{j\varphi} \cdot j b_{km}^{sh} \quad (3-3)$$

$$\dot{I}_{mk} = \frac{(\dot{V}_m - a_{km}\dot{V}_k e^{j\varphi})}{r_{km} + jx_{km}} + \dot{V}_m \cdot j b_{km}^{sh} \quad (3-4)$$

Assim calcula-se a potência complexa que flui no ramo k-m:

$$S_{km} = P_{km} + jQ_{km} = V_k \cdot I_{km}^* \quad (3-5)$$

$$S_{mk} = P_{mk} + jQ_{mk} = V_m \cdot I_{mk}^* \quad (3-6)$$

Obtendo assim os fluxos de potência ativa e reativa para o ramo k-m:

$$P_{km} = g_{km} \cdot a_{km}^2 \cdot V_k^2 - a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \varphi) + b_{km} \cdot \sin(\theta_{km} + \varphi)] \quad (3-7)$$

$$P_{mk} = g_{km} \cdot V_m^2 - a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \cos(\theta_{mk} - \varphi) + b_{km} \cdot \sin(\theta_{mk} - \varphi)] \quad (3-8)$$

$$Q_{km} = -(b_{km} + b_{km}^{sh}) \cdot a_{km}^2 \cdot V_k^2 - a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \sin(\theta_{km} + \varphi) - b_{km} \cdot \cos(\theta_{km} + \varphi)] \quad (3-9)$$

$$Q_{mk} = -(b_{km} + b_{km}^{sh}) \cdot V_m^2 - a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \sin(\theta_{mk} - \varphi) - b_{km} \cdot \cos(\theta_{mk} - \varphi)] \quad (3-10)$$

A magnitude de corrente que flui no ramo k-m pode ser determinada através da continuação da análise na equação 3-3 e 3-4, ou de maneira mais direta através da potência complexa:

$$I_{km} = \frac{\sqrt{P_{km}^2 + Q_{km}^2}}{a_{km} \cdot V_k} \quad (3-11)$$

$$I_{mk} = \frac{\sqrt{P_{mk}^2 + Q_{mk}^2}}{V_k} \quad (3-12)$$

Substituindo as equações 3-7, 3-8, 3-9 e 3-10, encontra-se a magnitude de corrente:

$$I_{km} = \sqrt{(a_{km}^2 \cdot V_k^2 \cdot (g_{km}^2 + (b_{km} + b_{km}^{sh})^2) + V_m^2 \cdot (g_{km}^2 + b_{km}^2) - 2 \cdot a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [(g_{km}^2 + b_{km}^2 + b_{km} \cdot b_{km}^{sh}) \cdot \cos(\theta_{km} + \varphi) - g_{km} \cdot b_{km}^{sh} \cdot \sin(\theta_{km} + \varphi)]} \quad (3-13)$$

$$I_{mk} = \sqrt{(V_m^2 \cdot (g_{km}^2 + (b_{km} + b_{km}^{sh})^2) + a_{km}^2 \cdot V_k^2 \cdot (g_{km}^2 + b_{km}^2) - 2 \cdot a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [(g_{km}^2 + b_{km}^2 + b_{km} \cdot b_{km}^{sh}) \cdot \cos(\theta_{mk} - \varphi) - g_{km} \cdot b_{km}^{sh} \cdot \sin(\theta_{mk} - \varphi)]} \quad (3-14)$$

A Tabela 3.1 apresenta os parâmetros que diferenciam o uso do modelo para uma linha de transmissão, transformador com regulação de tap e transformador defasador.

Tabela 3. 1: Valores particulares das variáveis a_{km} , φ_{km} e b_{km}^{sh} em virtude do equipamento (BENEDITO, 2007)

Equipamento	a_{km}	φ_{km}	b_{km}^{sh}
Linha de Transmissão	1	0	∀ valor
Transformador Defasador	∀ valor	∀ valor	0
Transformador em fase	∀ valor	0	0

3.2 Bancos de Capacitores e Reatores

Bancos de capacitores e bancos de reatores tem uma vasta função em sistemas elétricos de potência e são amplamente utilizados seja para compensação de reativos ou como filtros passivos de harmônicos. Em sistemas de distribuição e transmissão tem uma função importante de controle de tensão, através da injeção ou absorção de reativos.

No modelo do sistema elétrico é representando por sua susceptância em pu e conectados em paralelo com as barras do sistema. Os sinais positivo e negativo diferenciam o capacitor shunt do reator shunt, respectivamente. A Figura 3.2 apresenta a representação deste tipo de componente.

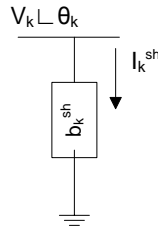


Figura 3.2: Elementos Shunt do Sistema Elétrico

A equação 3-15 apresenta o modelo matemático para estes equipamentos.

$$Q_k^{sh} = \pm b_k^{sh} \cdot V_k^2 \quad (3-15)$$

3.3 Cargas e Geradores

Cargas e geradores são representados como injeções de potência líquida equivalente nas barras e portanto não tem efeitos no modelo. Cargas de impedância constante e corrente constante não são consideradas neste trabalho, mas poderiam ser modeladas como admitâncias em paralelo no sistema (ABUR; EXPOSITO, 2004).

3.4 Análise Nodal

As equações apresentadas descrevem o modelos dos componentes de um sistema elétrico. O modelo completo da rede é obtido também através das Leis de Krichhoff através da análise nodal do sistema. Esta consiste de uma método clássico de análise de circuitos e sistemas elétricos, baseado na matriz admitância do sistema, comumente denotada por Y_{barra} .

A equação 3-16 descreve a forma matricial da análise nodal, onde I representa o vetor de injeções de corrente e o vetor V os fasores de tensão para as barras do sistema elétrico.

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & \cdots & y_{1m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{k1} & \cdots & y_{kk} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_k \end{bmatrix} \quad (3-16)$$

O uso da matriz Y_{barra} para análise de sistemas elétricos é utilizado em diversos estudos de redes (ABUR; EXPOSITO, 2004) como fluxo de carga, cálculo de curto circuito, estimação de estado, etc. Isso se dá pelo fato de que a matriz admitância é relativamente simples de se construir e de se alterar durante os cálculos iterativos, dada sua relação direta com a topologia do sistema. A matriz Y_{barra} possui algumas propriedades para sistemas elétricos: (ABUR; EXPOSITO, 2004)

- É em geral uma matriz complexa, e pode ser escrita da forma $Y_{barra} = G + jB$;

- É estruturalmente simétrica, e pode ser também numericamente dependendo da presença de transformadores defasadores;
- É altamente esparsa;
- Os elementos da matriz Y_{barra} podem ser calculados de acordo com as equações 3-17 e 3-18, que descrevem os elementos da diagonal e fora da diagonal, respectivamente, onde Ω_k é conjunto de barras adjacentes à barra k , incluindo a própria:

$$y_{km} = -y_{km}, \text{ se } k \neq m \quad (3-17)$$

$$y_{km} = \sum_{m \in \Omega_k} y_{km}, \text{ se } k = m \quad (3-18)$$

Assim obtemos um modelo completo do sistema elétrico de potência, o qual será utilizado pelo estimador de estado, descrito no próximo capítulo, o qual aplica o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados para encontrar o ponto ótimo entre os valores medidos no sistema elétrico e o modelo matemático para o mesmo.

4. Estimador de Estado Baseado no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados

Considerando a topologia do sistema no modelo barra-ramo, obtida pelo configurador de redes, e através dos seus parâmetros armazenados no banco de dados, bem como do conjunto disponível de medidas analógicas, o estimador de estado permite determinar as variáveis de estado de todas as barras do sistema.

O estimador de estado pode ser dinâmico ou estático. No caso do estimador dinâmico, as variações das grandezas de interesse, em relação à variável “tempo”, são consideradas na modelagem da rede. Por outro lado, no estimador estático, o modelo de rede utilizado é estático, traduzindo-se numa “fotografia” do sistema num instante de tempo fixo. Dessa forma, o comportamento matemático do sistema elétrico é traduzido utilizando-se apenas equações algébricas não-lineares, sem o emprego de equações diferenciais. Ademais, o mesmo pode ser considerado como uma generalização do problema clássico de fluxo de carga.

O estimador de estado é utilizado para o cálculo das variáveis de estado desconhecidas de um sistema, através de um conjunto de medidas analógicas não exatas. Logo, o resultado obtido para essas variáveis de estado desconhecidas também não será exato.

Em razão da simplicidade da sua formulação, bem como da facilidade com que se nos permite implantar em computador, o estimador de estado por mínimos quadrados ponderados é o mais utilizado na prática.

Este capítulo contempla a formulação matemática do estimador de estado por mínimos quadrados ponderados. O Apêndice A apresenta uma revisão dos conceitos de estatística necessários para compreensão do processo de estimação de estado.

Para escrever este capítulo foram adotados como referências os seguintes trabalhos: (ABUR; EXPOSITO, 2004) e (STEVENSON; GRAINGER, 1994)

4.1 Formulação Matemática

Conhecida a topologia da rede e os parâmetros de um SEP, torna-se possível relacionar as medidas analógicas aferidas, expressas como funções não-lineares das variáveis de estado, com os erros de medição, através da seguinte equação:

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(x) + e \quad (4-1)$$

Na qual:

$x = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T$ é o vetor de estado do sistema, constituído pelos ângulos nodais e magnitudes de tensão de todas as barras do sistema;

$h(x) = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)]^T$ é o vetor de funções não-lineares, que relaciona as medidas com as variáveis de estado;

$z = [z_1, z_2, \dots, z_m]^T$ é o vetor de medidas de grandezas elétricas pelo sistema;

$e = [e_1, e_2, \dots, e_m]^T$ é o vetor dos erros associados às medidas. É assumido pelo método que os erros são independentes e tem distribuição gaussiana com média zero.

O estimador WLS então minimizará a seguinte função de maneira a encontrar os fasores de tensão que melhor adaptam o modelo estático às medidas. O desvio padrão σ_i de cada medida é calculado de maneira a melhor refletir a precisão do medidor.

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{\sigma_i^2} = [z - h(x)]^T \cdot W^{-1} \cdot [z - h(x)] \quad (4-2)$$

Onde, $W = \text{diag}\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\}$ é Matriz de Ponderação ou de Covariância do estimador.

No ponto de mínimo, a condição da derivada de primeira ordem deve ser satisfeita (7). Assim obtemos:

$$\frac{dJ(x)}{dx} = -H^T(x) \cdot W^{-1} \cdot [z - h(x)] = 0 \quad (4-3)$$

Onde,

$H(x) = \left[\frac{dh(x)}{dx} \right]$ Matriz Jacobiana para o conjunto de medições.

Trata-se de um sistema não linear e que pode ser resolvido através do método de Gauss-Newton. Aplicando a expansão de Taylor, e truncando a série no termo de primeira ordem, obtemos a linearização:

$$G(x^k) \cdot (x^{k+1} - x^k) - H^T(x^k) \cdot W^{-1} \cdot [z - h(x^k)] = 0 \quad (4-4)$$

$$x^{k+1} = x^k + [G(x^k)]^{-1} \cdot H^T(x^k) \cdot W^{-1} \cdot [z - h(x^k)] \quad (4-5)$$

Onde:

$$G(x) = H^T(x^k).W^{-1}.H(x^k) , \text{ chamada de Matriz Ganho}$$

Tratando-se de um método iterativo, método Gauss-Newton precisa de uma solução inicial para o vetor de estado como maneira de se inicializar o método. No caso de um estimador operando um sistema real no centro de operação e com auxílio do sistema SCADA, a estimativa anterior pode ser utilizada como solução inicial, lembrando que o propósito do estimador é o de ser uma ferramenta de operação em tempo real do SEP. Para nossos casos controlados onde não é propósito analisar o desempenho do estimador operando em tempo real, utiliza-se o *flat start* ($V_i = 1$ e $\theta_i = 0^\circ$) como solução inicial.

A matriz ganho geralmente não é invertida para encontrar a solução, visto que trata-se de uma matriz esparsa. Para a solução do sistema linear utiliza-se a decomposição em fatores triangulares, e a solução do sistema é feita através de um algoritmo do tipo *forward/backward* com substituições a cada iteração k.

$$G(x^k).\Delta x^{k+1} = H^T(x^k).W^{-1}.[z - h(x^k)] \quad (4-6)$$

Chamada de Equação Normal do estimador de estado. Assim encontra-se o estado estimado para a k-ésima iteração com a equação 4-8. Testa-se a convergência do método de acordo com uma tolerância numérica ε , adotada como 10^{-5} nos resultados obtidos neste trabalho, e retorna-se o estado estimado ou repete-se a iteração.

$$|\Delta x^{k+1}| < \varepsilon \quad (4-7)$$

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^{k+1} \quad (4-8)$$

A Figura 4. 1 apresenta o algoritmo do Estimador de Estado Convencional, ou seja que computa medições de injeção de potência ativa e reativa, fluxos de potência ativa e reativa e magnitudes de tensão.

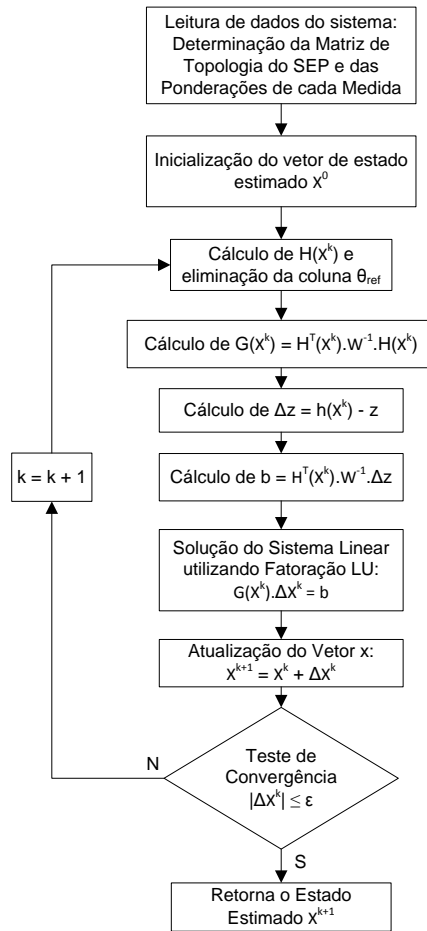


Figura 4. 1: Algoritmo do Estimador de Estado Convencional

No capítulo 0 foi apresentada a modelagem estática do sistema elétrico e seus componentes. A seguir apresentamos como é montado o vetor $h(x)$ que está diretamente relacionado com o conjunto de medições e com o modelo do sistema elétrico.

4.2 Modelo do Sistema Elétrico e o vetor $h(x)$

No processo de estimação de estado, as relações entre o sistema elétrico e o estado da rede (fasores de tensão) são ditadas por relações não lineares, que dependem do tipo de equipamento, como os descritos no capítulo 0. Assim, em um sistema elétrico com z_i medições de injeções e fluxos de potência e magnitudes de tensão, podemos encontrar o modelo para cada medição $h_i(x)$.

O vetor de estado é descrito como os ângulos de fase e as magnitudes de tensão nas barras do sistema, adotando-se uma barra arbitrária (comumente a barra 1) como referência de ângulo de fase de tensão, ou seja $\theta_i = 0$. Na presença de medições fasoriais sincronizadas, a escolha da referência é tratada de maneira especial, uma vez que o sinal de GPS em si já é uma referência para os ângulos

medidos (ZHU; ABUR, 2007). Este assunto será tratado adiante, pois no momento estamos considerando somente medidas convencionais. A inserção de PMUs no sistema será considerada através de pequenas alterações no algoritmo, sendo este chamado de estimador de estado híbrido (ZHU; ABUR, 2007).

$$x = [\theta_2, \theta_3, \dots, \theta_N, V_1, V_2, \dots, V_N]^T \quad (4-9)$$

As equações 4-10 e 4-11 descrevem o modelo para representar as medidas de injeção de potência ativa e reativa em uma barra qualquer k .

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} \quad (4-10)$$

$$Q_k = Q_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} \quad (4-11)$$

As equações 3-7 a 3-10, descritas anteriormente no capítulo de modelagem, são utilizadas para representar as medidas de fluxos de potência nos ramos do sistema. A relação entre as magnitudes de tensão é direta, ou seja, $h_{med_V}(x) = V_k$.

4.3 Matriz Jacobina $H(x)$ e Matriz Ganho $G(x)$

A equação de minimização do método dos mínimos quadrados torna necessário o cálculo da matriz Jacobiana do modelo de sistema elétrico. Essa matriz assim como o vetor $h(x)$ é descrita de acordo com as medições presentes no sistema elétrico.

O Apêndice B apresenta as equações de cálculo dos elementos da matriz Jacobiana em função dos parâmetros dos equipamentos do sistema e do vetor de estado.

A equação 4-12 apresenta a organização do vetor $h(x)$ e da matriz $H(x)$ de acordo com a organização do tipo de medidas e do vetor de estado. Este é um ponto importante pois é possível observar a organização do vetor implementado no algoritmo e pode-se ter uma noção direta das relações entre estado, medições e modelos.

$$h(x) = \begin{bmatrix} P_k \\ Q_k \\ P_{km} \\ P_{mk} \\ Q_{km} \\ Q_{mk} \\ V_k \end{bmatrix}, \quad H(x) = \begin{bmatrix} \frac{dP_k}{d\theta} & \frac{dP_k}{dV} \\ \frac{dQ_k}{d\theta} & \frac{dQ_k}{dV} \\ \frac{dP_{km}}{d\theta} & \frac{dP_{km}}{dV} \\ \frac{dP_{mk}}{d\theta} & \frac{dP_{mk}}{dV} \\ \frac{dQ_{km}}{d\theta} & \frac{dQ_{km}}{dV} \\ \frac{dQ_{mk}}{d\theta} & \frac{dQ_{mk}}{dV} \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

(4-12)

Outra matriz importante durante o processo de estimação de estado é a matriz Ganho $G(x)$. A análise desta matriz apresenta as seguintes características: (ABUR; EXPOSITO, 2004)

- É estrutural e numericamente simétrica;
- É esparsa, porém menos que a matriz $H(x)$;
- Para redes totalmente observáveis é definida positiva.

Dada sua importância durante a solução do sistema linear descrito na equação 4-6, esta matriz deve ser tratada numericamente o melhor possível. Por isso da utilização de métodos numéricos voltados para matrizes esparsas se torna algo de suma importância, no sentido de aumentar o desempenho computacional do algoritmo. Devido a suas características de simetria é comumente utilizado o método de decomposição Cholesky para encontrar as matrizes LU do processo de solução do sistema linear. Porém neste trabalho foi utilizado o algoritmo de Crout para realizar a decomposição LU, devido a sua simplicidade de implementação e robustez para outras aplicações diferentes de decompor matrizes simétricas. (ABUR; EXPOSITO, 2004)

4.4 Estimador de Estado Híbrido – Inserção de Medições Fasoriais

Como descrito no Apêndice D, PMU's utilizam o sistema GPS como referência de tempo e sincronismo para executar medições sincronizadas de fasores de tensão e corrente. Uma vez que o número de PMU's no sistema é pequeno, o processo de estimação continua sendo não linear e iterativo. Este trabalho faz uso do estimador de estado híbrido proposto por ZHU e ABUR (2007) para avaliar a inserção das medidas fasoriais sincronizadas no processo de estimação de estado em SEP.

Uma grande preocupação a ser contornada na implementação do estimador é a determinação do ângulo de referência para as tensões. No estimador convencional esta é uma escolha arbitrária, porém agora com a inserção de medidas fasoriais existe a necessidade de um tratamento especial para a referência. A literatura apresenta quatro principais métodos de tratamento do ângulo de referência :

- *O método da barra física com backup*: utiliza como referência a barra com o ângulo medido por um PMU de tensão; (BORGES, 2011)
- *O método da barra virtual*: cria-se uma barra adicional ao sistema e toma-se como referência a média dos ângulos de PMUs selecionadas; (EIPP, 2005)
- *O método da barra real com cálculo retroativo*: similar ao primeiro método, porém tem uma filosofia diferente no tratamento da perda da medida de referência; (EIPP, 2005)
- *O método da referência de tempo*: adotado como metodologia para implementar o algoritmo desenvolvido neste trabalho, o método utiliza o tempo do sistema GPS como referência para todos os ângulos calculados no sistema. A referência passa a ser a marcação de tempo de sincronismo das medidas fasoriais, e todas as barras do sistema serão caracterizadas em relação a essa referência, assim o sistema não requer a escolha de uma barra como referência angular, nem mesmo a criação de uma barra de referência virtual. Devido a possibilidade de medição do ângulo de corrente, este também é medido em relação a marcação de tempo do sistema GPS, mesmo na ausência de medidas de ângulo de tensão. Neste caso é utilizada uma barra de referência (neste trabalho a primeira barra do sistema), e as medidas de ângulo passam a seguir esta referência, uma vez que é mais importante a abertura angular do ramo do que a escolha da referência do ângulo de tensão. Assim sistemas com medidores fasoriais de tensão complexa nodal estarão referenciado ao sistema GPS, enquanto sistemas sem esse tipo de medida, estarão referenciados da mesma maneira que o estimador convencional. (ZHU; ABUR, 2007)

A inclusão das medidas fasoriais no processo do estimador híbrido, proposto por ZHU e ABUR (2007), se dá incluindo diretamente as equações na matriz jacobiana $H(x)$ e nos vetores de mediação z e do modelo de medições $h(x)$. A equação 4-13 apresenta a nova estrutura para estes elementos do estimador.

$$h(x) = \begin{bmatrix} P_k \\ Q_k \\ P_{km} \\ P_{mk} \\ Q_{km} \\ Q_{mk} \\ V_k \\ \theta_{k_pmu} \\ I_{km_pmu} \\ I_{mk_pmu} \\ \delta_{km_pmu} \\ \delta_{mk_pmu} \end{bmatrix}, \quad H(x) = \begin{bmatrix} \frac{dP_k}{d\theta} & \frac{dP_k}{dV} \\ \frac{dQ_k}{d\theta} & \frac{dQ_k}{dV} \\ \frac{d\theta}{dP_{km}} & \frac{dV}{dP_{km}} \\ \frac{d\theta}{dP_{mk}} & \frac{dV}{dP_{mk}} \\ \frac{d\theta}{dQ_{km}} & \frac{dV}{dQ_{km}} \\ \frac{d\theta}{dQ_{mk}} & \frac{dV}{dQ_{mk}} \\ \frac{d\theta}{dV} & \frac{dV}{dV} \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ \frac{dI_{km_pmu}}{d\theta} & \frac{dI_{km_pmu}}{dV} \\ \frac{dI_{mk_pmu}}{d\theta} & \frac{dI_{mk_pmu}}{dV} \\ \frac{d\theta}{d\delta_{km_pmu}} & \frac{dV}{d\delta_{km_pmu}} \\ \frac{d\theta}{d\delta_{mk_pmu}} & \frac{dV}{d\delta_{mk_pmu}} \\ \frac{d\theta}{d\delta_{mk_pmu}} & \frac{dV}{d\delta_{mk_pmu}} \end{bmatrix}$$

(4-13)

Assim como as tensões os ângulos de tensões são determinados diretamente no estimador híbrido, ou seja, $h_{med_\theta}(x) = \theta_k$.

As equações 3-11 a 3-14 apresentadas anteriormente apresentam o modelo para o cálculo de fluxos de corrente e as equação 4-14 apresenta dos ângulos de corrente, respectivamente, a serem inseridos no vetor $h(x)$.

$$\delta_{km} = \theta_k - \arctg\left(\frac{Q_{km}}{P_{km}}\right)$$

(4-14)

A inserção dos elementos na matriz Jacobiana $H(x)$ para as novas medidas de magnitude de corrente e ângulo de corrente, também são descritas no Apêndice B .

Nota-se que para primeira iteração utilizando o flat start existe uma indeterminação no cálculo das derivadas para as correntes e ângulos de corrente pois, para equipamentos sem susceptância shunt em sua modelagem, a potência complexa $S_{km} = 0$. Em um estimador em funcionamento, monitorando em tempo real um sistema elétrico, isso não seria problema pois sua solução inicial é a estimativa anterior. Pode-se inserir uma perturbação aleatória no flat-start de maneira que esse problema seja contornado. No algoritmo deste trabalho utilizou-se a estratégia de considerar as medições de corrente e ângulos de corrente a partir da segunda iteração do método, assim na primeira iteração o algoritmo é idêntico ao estimador convencional. (borges, 2011)

A Figura 4. 2 apresenta o algoritmo do Estimador de Estado Híbrido implementado neste trabalho.

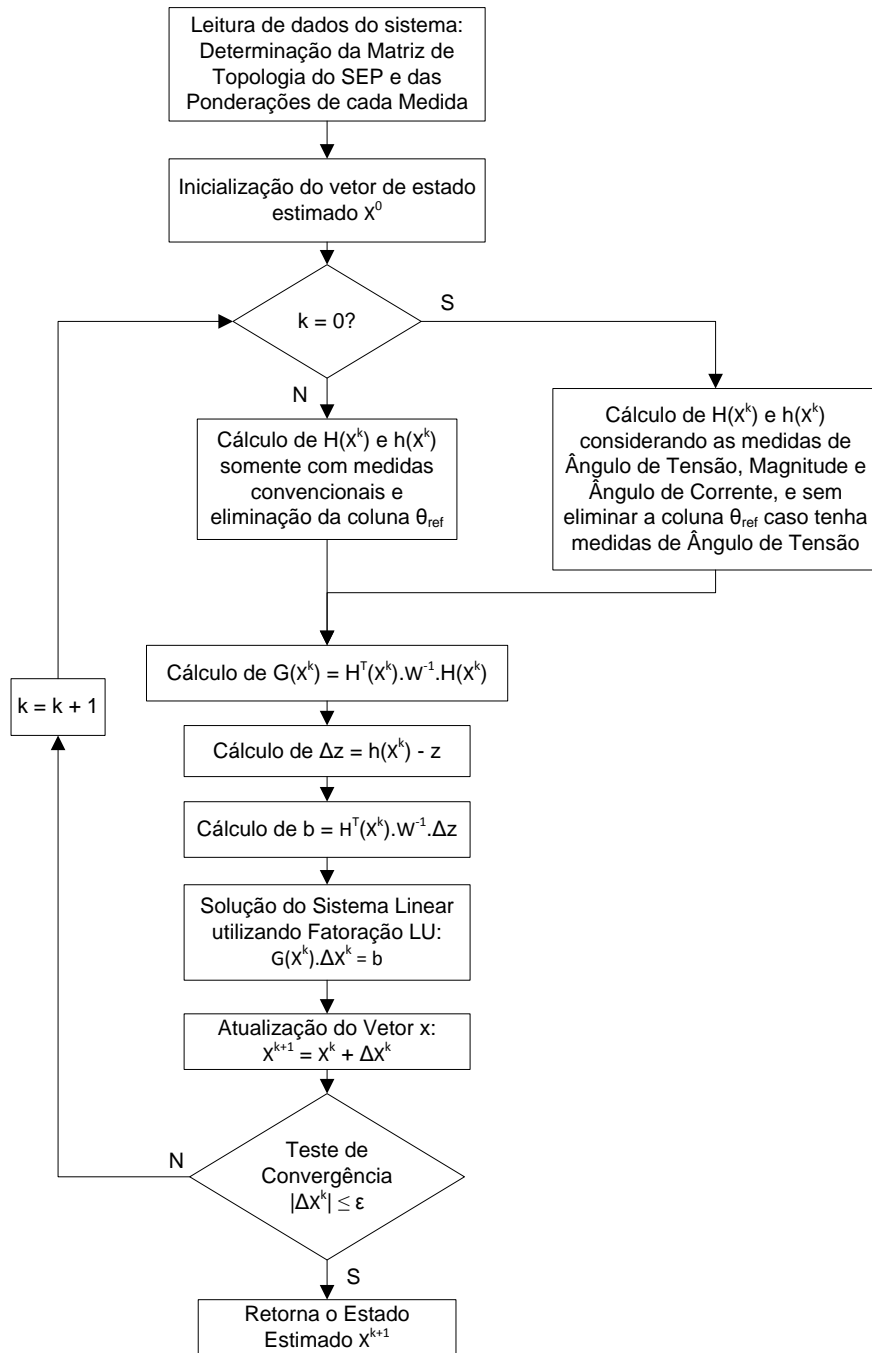


Figura 4. 2: Algoritmo do Estimador de Estado Híbrido

5. Análise de desempenho da Inclusão de PMUs no processo de Estimação de Estado

Para analisar o desempenho do estimador de estado híbrido proposto por ZHU e ABUR (2007) realizaram-se diversas simulações computacionais, seguindo um procedimento bem definido e que reflete o caráter estatístico do estimador.

O desempenho do estimador foi analisado através dos seguintes sistemas: um sistema de 5 barras baseado no sistema do IEEE de 14 barras, aqui denominado de IEEE5; o sistema do IEEE de 14 barras (IEEE14); e o sistema do IEEE de 30 barras (IEEE30).

5.1 Ponderação de Medidas Convencionais e Fasoriais

Esta seção foi escrita tomando por base o trabalho desenvolvido por MORAES (2009).

Como observado anteriormente, a presença de erros e ruídos inerentes ao processo de medição em sistemas elétricos é uma característica já conhecida e implica na necessidade de uma filtragem numérica das medidas nos centros de controle e operação do sistema. Nesse contexto vale destacar que a qualidade e a precisão das medidas dependem da qualidade e precisão dos medidores e dos transformadores de instrumentos utilizados². Desta forma, para estimar as variáveis de estado deve-se dar um peso maior para medidas de maior qualidade e precisão. Para isso, usualmente as medidas são ponderadas pelo inverso dos seus desvios-padrão, que são calculados de acordo com a precisão dos equipamentos de medição utilizados.

Diversas propostas para cálculo dos desvios-padrão das medidas, para efeito de estimação de estado, já foram apresentadas na literatura. Para desenvolver este trabalho foram escolhidas as seguintes propostas (MORAES, 2009):

² O Apêndice C apresenta conceitos e especificações previstas em norma, para avaliação da precisão de transformadores de instrumentos.

- a) Valor constante. A Tabela 5. 1 apresenta os valores utilizados neste trabalho;

Tabela 5. 1: Desvios-Padrão utilizados – Ponderação Constante

Tipo de Medição	Desvio Padrão (pu)
Medida de Magnitude de Tensão	0,002
Medida de Magnitude de Corrente	0,001
Medida de Injeção de Potência	0,013
Medida de Fluxo de Potência	0,013
Medida Fasoriais Sincronizadas	0,0004

- b) Função do valor medido. Geralmente são apresentados na forma de uma porcentagem e igual para todas as medidas, em torno de 0,01% a 3% do valor medido. A equação 5-1 apresenta a relação entre o desvio padrão, precisão do medidor e o valor medido utilizado nesta ponderação. A Tabela 5. 2 apresenta as precisões (*pr*) dos medidores para este tipo de ponderação utilizadas neste trabalho;

$$\sigma = \frac{pr.Z_{med}}{3} \quad (5-1)$$

Tabela 5. 2: Desvios-Padrão utilizados – Ponderação Valor Medido

Tipo de Medição	Precisão do Medidor (%)
Medida de Magnitude de Tensão	0,6
Medida de Magnitude de Corrente	0,3
Medida de Injeção de Potência	5,0
Medida de Fluxo de Potência	5,0
Medida Fasoriais Sincronizadas	0,1

- c) Tabela 5. 3 Função do fundo de escala (FE) do medidor. A equação 5-2 apresenta a relação entre o desvio padrão, precisão do medidor e valor atribuído ao fundo de escala. A precisão utilizada é a mesma descrita na Tabela 5. 2. As medidas fasoriais sincronizadas foram ponderadas da mesma maneira descrita na ponderação constante. A Tabela 5. 3 apresenta os fundos de escala utilizados e as correspondentes ponderações.

$$\sigma = \frac{pr.FE}{3} \quad (5-2)$$

Tabela 5. 3: Fundo de Escala de Medidores

Intervalo	Fundo de Escala (FE)
$2.00 \leq Z \leq 2.80$	2.80
$1.80 \leq Z \leq 2.00$	2.00
$1.00 \leq Z \leq 1.80$	1.80
$0.50 \leq Z \leq 1.00$	1.00
$0.20 \leq Z \leq 0.50$	0.50
$0.10 \leq Z \leq 0.20$	0.20
$0.00 \leq Z \leq 0.10$	0.10

Vale ressaltar que os medidores convencionais são projetados para medir com boa exatidão considerando o sistema em regime permanente ou variando muito lentamente. Isso se dá pelo fato de que medidas convencionais têm uma constante de tempo elevada e pela forma de transmissão de dados para os centros de operação (MORAES, 2009). “Assim estimadores de estado convencionais não seriam adequados para reproduzir o comportamento dinâmico do sistema de potência, e sim para a medição de regimes permanentes sucessivos, nos quais as mudanças ocorrem com constantes de tempo lentas” (MORAES, 2009).

5.2 Métricas para Avaliação do Desempenho

O principal objetivo deste trabalho é avaliar os benefícios da incorporação de medidas fasoriais sincronizadas (PMU's) no processo de estimação de estado. Assim torna-se necessário adotar critérios de desempenho.

Uma vez trabalhando em um ambiente controlado de simulações, onde parte-se do princípio que o valor real (ou “verdadeiro”) das variáveis de estado é conhecido, as métricas foram adotadas de maneira a melhor refletir a diferença entre as variáveis de estado estimadas e as reais (ou “verdadeiras”) do sistema elétrico. As métricas aqui utilizadas foram propostas tomando por base as propostas por COSTA et.al. (2008, 2010), mas vale ressaltar que na literatura são propostas outras métricas, baseadas também em conceitos estatísticos aplicados a estimação (RICE; HEYDT, 2006)

Apesar de existirem diversas métricas para análise de desempenho, estas foram utilizadas uma vez que representam de uma maneira mais intuitiva e direta a relação entre o valor estimado e o valor real (ou “verdadeiro”) das variáveis de interesse no processo de estimação. Vale ressaltar que operando um sistema real, os valores “verdadeiros” não são conhecidos, assim a literatura (RICE; HEYDT, 2006) apresenta métricas de desempenho mais recomendadas, como o resíduo normalizado, por exemplo.

Assim foram adotadas duas métricas para avaliar o desempenho do estimador:

- *Métrica para valores de fluxo*: Calculada em função da diferença entre os valores complexos reais e estimados dos fluxos, em pu, para todos os ramos do sistema, descrito pela equação 5-3:

$$Macc_S = \left(\sum_j \left| \overrightarrow{S_{j,de}^{real}} - \overrightarrow{S_{j,de}^{est}} \right|^2 + \left| \overrightarrow{S_{j,para}^{real}} - \overrightarrow{S_{j,para}^{est}} \right|^2 \right)^{1/2} \quad (5-3)$$

- *Métrica para valores de tensão*: Calculada em função da diferença entre os fasores de tensão reais e dos fasores de tensão estimados, em pu, para todas as barras do sistema, descrito pela equação 5-4:

$$Macc_V = \left(\sum_j \left| \overrightarrow{V_j^{real}} - \overrightarrow{V_j^{est}} \right|^2 \right)^{1/2} \quad (5-4)$$

5.3 Sistemas-Teste e Planos de Medição

Este trabalho vai avaliar a influencia da inserção de medidas fasoriais sincronizadas, no processo de estimação de estado, considerando não apenas o número e a localização desses medidores, mas também a ponderação adotada.

As análises efetuadas para os sistemas IEEE5 e IEEE14 tem como objetivo avaliar o desempenho do estimador híbrido proposto por ZHU e ABUR (2007) em relação ao número de medições fasoriais do sistema e em relação a ponderação utilizada para cada medida. O caso IEEE5 avalia ainda a influência da distribuição geográfica (ponto de medição no sistema elétrico) dos medidores fasoriais no desempenho da estimação. Para o caso IEEE14 também foi avaliada a influência da precisão do medidor fasorial, através da variação da ponderação dada a este tipo de medidor.

O caso IEEE30 apresenta uma simulação que reflete o comportamento do estimador de estado em um centro de operação, na qual são consideradas curvas de

carga (STEVENSON; GRAINGER, 1994) individuais no sistema elétrico, assim observando a estimação de estado sendo influenciada por variações nos dados de medição (variações nos resultados de fluxo de carga).

Foram analisados planos de medição, respectivamente, para os sistemas IEEE5 e IEEE14. Para cada um desses planos de medição foram geradas 40 amostras de medidas. Para gerar os valores das medidas de cada amostra desenvolveu-se, em linguagem C++, um programa computacional para simulação de medidas com ruído que trabalha da seguinte forma:

1. Executa-se um estudo de fluxo de carga (a partir do software Power Factory DigSilent) para o sistema em análise;
2. Através do resultado obtido pelo estudo de fluxo de carga, cria-se um conjunto de medidas e executa-se um estimador de estado WLS convencional;
3. A partir das medidas e das variáveis de estado estimadas no passo anterior pelo estimador de estado WLS convencional, obtém-se o vetor de medidas convencionais e fasoriais sincronizadas “real”, ou “verdadeiro”, isto é, sem ruído ou erro grosseiro;
4. Acrescenta-se, ao vetor de medidas obtido no passo anterior, erros aleatórios com distribuição Gaussiana de média zero e desvios-padrão calculados de acordo com a seção 5.1, acrescentando ruído de no máximo 3 desvios-padrão.

Vale ressaltar o fato de o programa desenvolvido para gerar os valores de medidas não adicionar os erros aleatórios diretamente nos valores obtidos pelo estudo de fluxo de carga, ou seja, o programa não considera como medidas “verdadeiras” as medidas obtidas pelo fluxo de carga. Isto porque através de simulações verificou-se que utilizando as medidas obtidas pelo fluxo de carga, sem a adição de ruído algum, em um estimador WLS convencional, foram encontradas medidas com ruídos significativos. A razão disto é que o arquivo de entrada com os dados de fluxo de carga apresenta uma precisão numérica limitada pelo número de caracteres do arquivo, seguindo o padrão de entrada do software ANAREDE.

As funções numéricas para gerar números pseudo-aleatórios em linguagem C++ utilizam uma distribuição linear de probabilidade que não se adequa às hipóteses consideradas no modelo de medição para estimação de estado. Assim, foi implementado o chamado algoritmo de Box-Muller (PRESS, 2002) para gerar o tipo de ruído adequado para o problema em pauta. Deve-se salientar que a explicação e apresentação mais detalhada da teoria por trás deste algoritmo não é foco deste trabalho.

A Figura 5. 1 apresenta o teste de desempenho do programa desenvolvido para gerar os valores de medidas, onde foram criadas 2000 medidas com os parâmetros esperados de média 0 e desvio padrão igual a $2,301 \times 10^{-3}$.

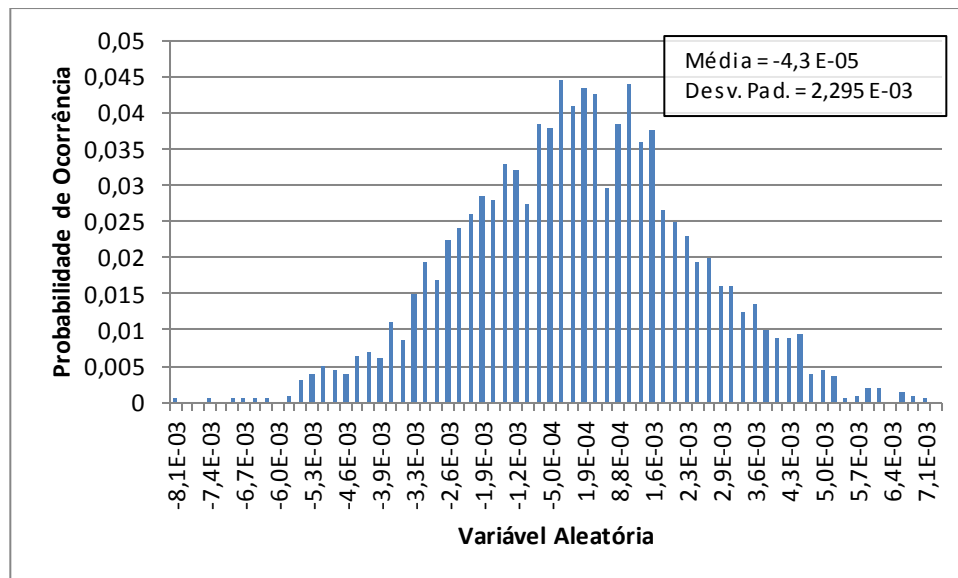


Figura 5. 1: Ruído aleatório criado pelo programa de geração de medidas

A partir do programa desenvolvido para geração de valores de medidas convencionais e fasoriais sincronizadas, foram criadas, para os sistemas IEEE5 e IEEE14, 40 amostras de medidas para cada uma das três formas de cálculo de desvio-padrão apresentadas na seção 5.1, conforme apresentado na Figura 5.2.

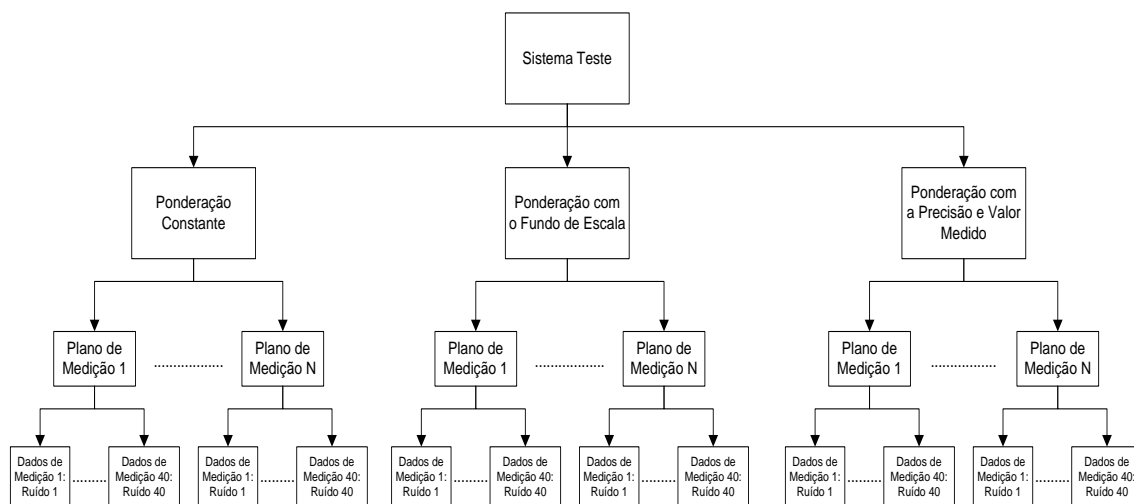


Figura 5. 2: Fluxograma da metodologia de análise de desempenho de ponderações

As Figura 5. 3 e Figura 5. 4 apresentam os fluxogramas básicos de operação do programa de geração de medidas e estimação de estado, respectivamente.

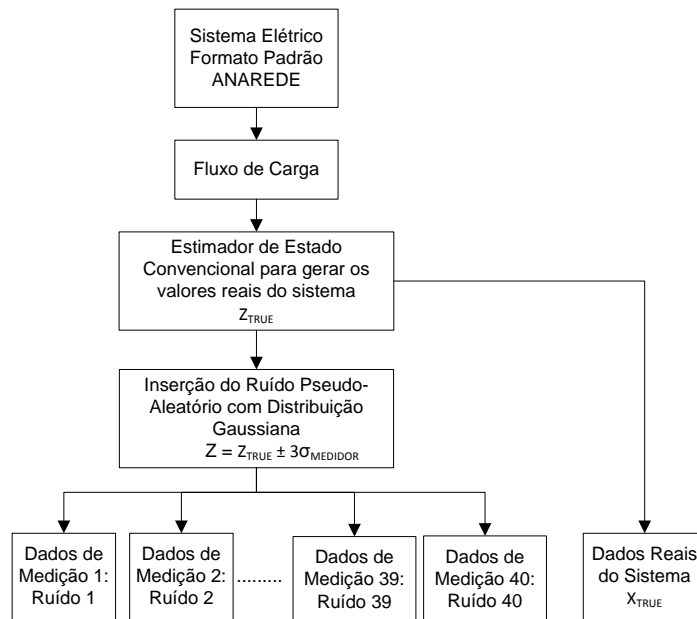


Figura 5. 3: Fluxograma funcional do programa de geração de medidas

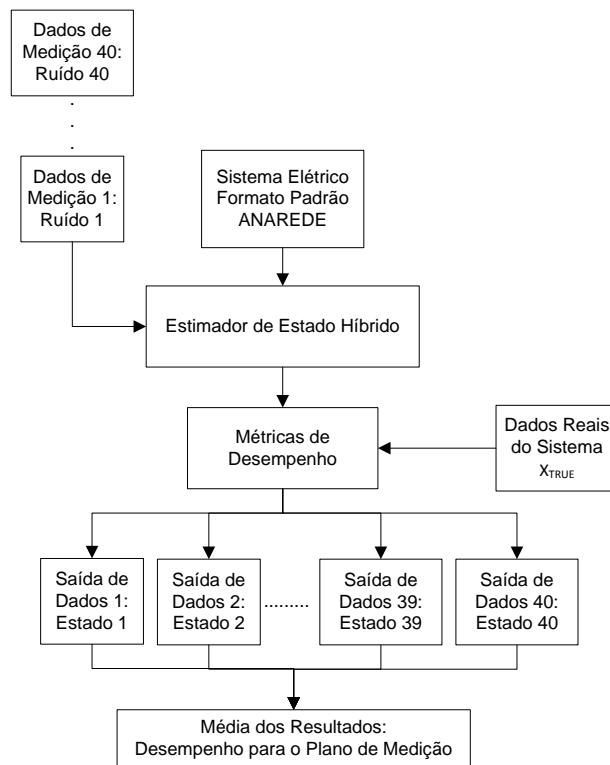


Figura 5. 4: Fluxograma funcional do programa de estimação de estado

Em algumas simulações realizadas para o sistema IEEE5 considerando medidas fasoriais de ângulo de fase das correntes foram encontrados alguns resultados incoerentes com os esperados tomando por base as referências (ZHU; ABUR,2007; COSTA; et.al., 2008; LEITES; COSTA, 2010), e que serão descritos posteriormente no capítulo 6. Deve-se mencionar que em alguns casos o estimador de estado WLS híbrido não atingiu convergência.

Face ao exposto, para os sistemas IEEE14 e IEEE30 barras não foram consideradas medidas fasoriais de ângulo de fase de corrente. Ou seja, foram consideradas apenas medidas fasoriais sincronizadas de tensão nodal e de magnitude de corrente. No capítulo seguinte são apresentados os resultados obtidos e discussões sobre o desempenho do estimador de estado híbrido implementado neste trabalho.

6. Simulações e Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações realizadas para os sistemas IEE5, IEEE14 e IEEE30. Apresentam-se, ainda, as análises realizadas baseadas nas métricas definidas no capítulo 5, seção 5.2.

Vale ressaltar que para todos os casos simulados foram considerados planos de medição observáveis e sem erros grosseiros, ou seja, os ruídos adicionados às medidas estão dentro do intervalo de três vezes o desvio-padrão de cada medida.

6.1 Estudo de Caso Sistema IEEE5

O sistema IEEE5 é uma simplificação do sistema IEEE14. O diagrama unifilar deste sistema é apresentado no Anexo 1 com o resultado do cálculo de Fluxo de Carga obtido através do software Power Factory DigSilent.

As análises iniciais, para este sistema, têm como finalidade observar como o número de medidas fasoriais de tensão e de corrente influenciam na estimação de estado, dependendo das respectivas ponderações (ponderações definidas em função dos desvios-padrão das medidas). Em seguida analisa-se a influência da distribuição das medidas, ao longo do sistema, no desempenho do estimador.

A Tabela 6. 1 apresenta o plano de medição base, com a localização e tipo de medidas convencionais presentes no sistema. A Tabela 6. 2 apresenta o estado “verdadeiro” do sistema IEEE5, utilizando o cálculo dos desvios-padrão em função do fundo de escala descrito na seção 5.1. Observe que o valor verdadeiro do ângulo de fase de tensão da barra 1 não é zero, mas sim $0,5730^\circ$. Isto ocorre porque estão sendo consideradas medições fasoriais de tensão, cujas medições são obtidas tomando como referência o sinal de sincronização do GPS. O ângulo $0,573^\circ$ presente na barra 1 representa a defasagem entre a barra 1, antes tomada como barra de referência, e o tempo de sincronismo do GPS. Para os casos onde não estão presentes as medidas fasoriais de tensão os ângulos indicados na Tabela 6. 2 devem ser subtraídos de $0,573^\circ$.

Tabela 6. 1: Plano de Medição base – IEEE5

Tipo de Medidor	Medida	Unidade	Locais	Quantidade
<i>Injeção</i>	<i>P</i>	MW	Barras 1; 3; 5	3
<i>Injeção</i>	<i>Q</i>	MVAr	Barras 1; 3	2
<i>Fluxo</i>	<i>Pkm</i>	MW	Ramos 2-3; 2-4; 2-5; 4-5	4
<i>Fluxo</i>	<i>Pmk</i>	MW	Ramos 1-2; 1-5; 2-4; 2-5; 4-5;	5
<i>Fluxo</i>	<i>Qkm</i>	MVAr	Ramos 2-3; 2-4; 2-5; 4-5	4
<i>Fluxo</i>	<i>Qmk</i>	MVAr	Ramos 1-2; 1-5; 2-4; 2-5; 4-5;	5
<i>Tensão</i>	<i>V</i>	pu	Barras 1; 2; 5	3

Tabela 6. 2: Estado “Verdadeiro” do Sistema IEEE5

Barra	Tensão (pu)	Ângulo de Fase (°)
Barra 1	1.05990	0.573
Barra 2	1.04489	-2.374
Barra 3	1.00990	-8.749
Barra 4	1.03207	-5.418
Barra 5	1.03812	-4.225

6.1.1 Ponderação Constante

As Figura 6. 1 Figura 6. 2 apresentam o desempenho do estimador em relação às métricas de tensão e fluxos de potência respectivamente, considerando o acréscimo de medidas fasoriais sincronizadas de tensão nas barras do sistema e utilizando a ponderação constante das medidas. Importa destacar que os gráficos apresentados naquelas figuras foram construídos considerando os valores médios (em azul) e os desvios-padrão (em vermelho), para as métricas de tensão e de fluxo, encontrados para 40 amostras de medidas para cada plano de medição analisado.

O acréscimo de PMU's de tensão foi feito acompanhando a sequência das barras do sistema. Inicialmente não foi inserida medida fasorial de tensão complexa nodal alguma. Depois foi inserida uma medida fasorial de tensão complexa nodal na barra 1. Depois duas medidas desse tipo, nas barras 1 e 2. E assim por diante até a inserção de cinco medidas fasoriais de tensão complexa nodal nas 5 barras do sistema IEEE5.

Vale ressaltar que as métricas de desempenho refletem o quão próximo o estado estimado e os fluxos estimados estão dos valores “verdadeiros” do sistema elétrico (verdadeiros no sentido apresentado na seção 5.3, isto é, obtidos a partir do estudo de fluxo de carga e de uma estimação de estado convencional). Assim, menores valores apresentam um melhor desempenho. O desvio padrão da métrica apresenta uma forma de avaliar o desempenho do estimador em função de diferentes

valores de ruído que possam estar presente na medição, ou seja, apresenta uma maneira de avaliar o desempenho em relação a diversas situações de medição.

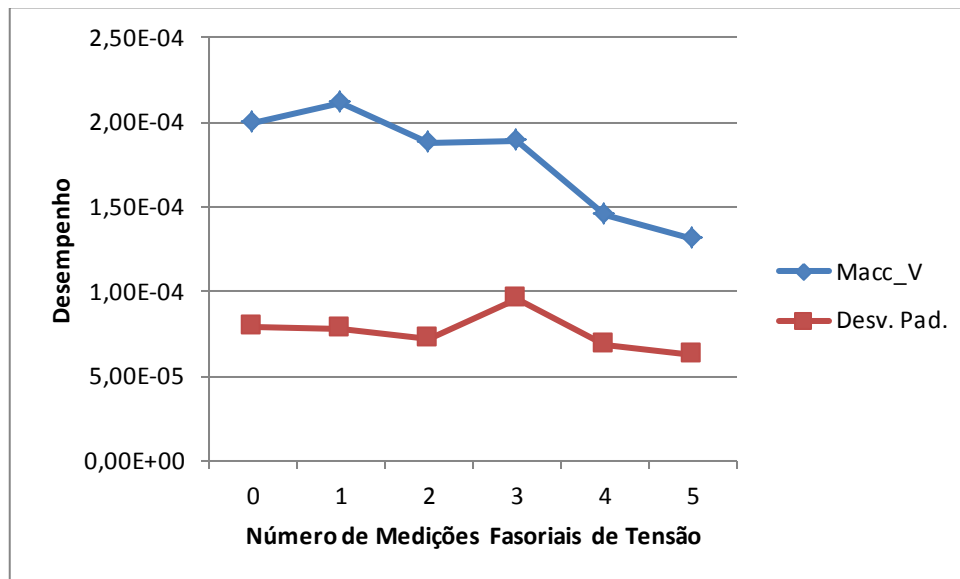


Figura 6. 1: Desempenho da estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Constante³

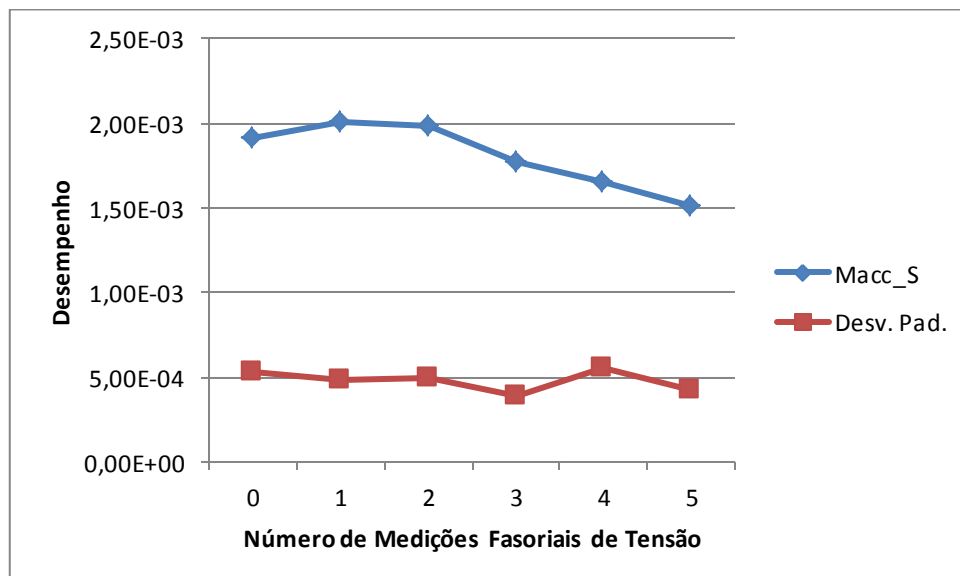


Figura 6. 2: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Constante⁴

Para este caso de ponderação é possível observar uma melhoria do desempenho do estimador a partir do acréscimo de duas medidas fasoriais de tensão. Isso ocorre pelo fato de que para este tipo de ponderação esses medidores têm uma precisão maior em relação às medidas convencionais. Além disso, a medida sincronizada de ângulo de tensão, assim como a medida de magnitude, é uma medida direta do estado da rede.

³ Macc_V: Métrica de desempenho em estimação dos fasores de tensão.

⁴ Macc_S: Métrica de desempenho em estimação dos fluxos de potência nos ramos do sistema.

Observa-se também que a inserção de apenas uma medição fasorial de tensão não apresentou melhoria no desempenho do estimador. Isso nos levou a levantar a hipótese de que a localização dos PMUs, no plano de medição, poderia influenciar no desempenho, o que será analisado posteriormente após a escolha da melhor ponderação.

A Figura 6. 3 apresenta a influência da medição fasorial de corrente. As medidas foram inseridas seguindo a sequência das barras do sistema, inserindo medidas fasoriais de corrente em todos os ramos conectados à barra. Por exemplo, para a barra 1 existem dois ramos conectados, assim foram inseridos duas medições fasoriais de corrente conectadas a barra 1, medindo a fluxo fasorial de corrente da barra 1 para a barra 2 e da barra 1 para a barra 5. E assim seguindo para as outras barras do sistema. A inserção de medidas fasoriais dessa maneira é coerente com os PMUs atuais, que comportam várias entradas de corrente. Isso também foi feito pois em barramentos de transmissão a presença de transformadores de corrente em todos os ramos conectados ao barramento é algo comum, devido a necessidade deste esquema de medição para efetuar a proteção diferencial de barramentos ou medição dos intercâmbios de potência, por exemplo.

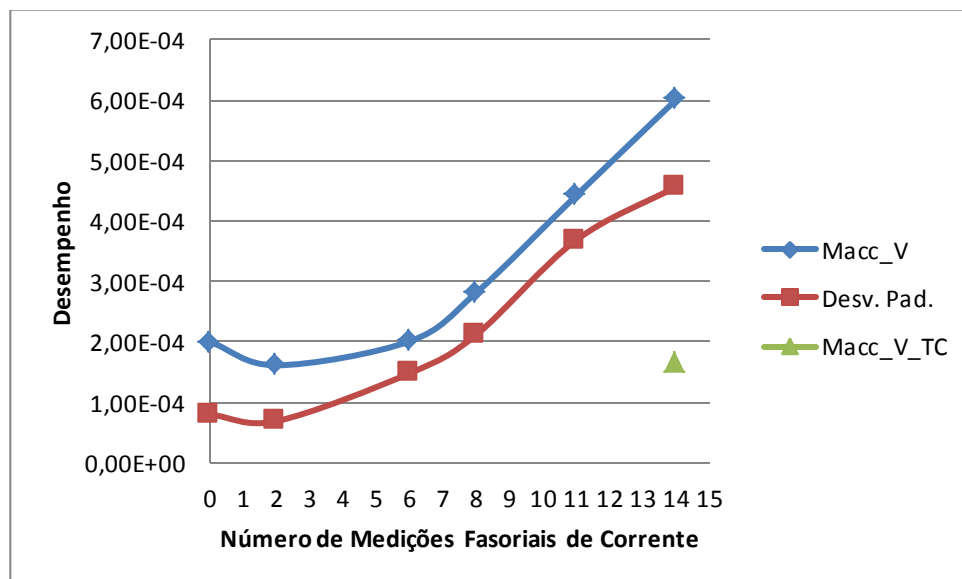


Figura 6. 3: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de corrente: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Constante

Este foi o primeiro indicativo de que existia algum erro no algoritmo implementado quando são consideradas medidas de ângulo de fase de corrente. O ponto destacado em verde no gráfico apresenta o mesmo plano de medição e ponderação, porém considerando apenas a medição da magnitude de corrente. Outro ponto que deve ser observado é que em determinados planos de medição o algoritmo não apresentava convergência, o que será apresentado posteriormente para o sistema

IEEE14. Até o momento tal erro não foi encontrado e corrigido, mas acredita-se que esteja meramente no algoritmo de tratamento de dados e informações, e não no modelo elétrico da medição de ângulo de corrente, hipótese a ser confirmada. Isso mostra uma das dificuldades de implementação deste algoritmo, como já previsto na literatura (BORGES,2011). Porém a perspectiva de utilizar as medidas de magnitude de corrente também é algo válido. Assim, o propósito deste trabalho foi levemente alterado de maneira a considerar o desempenho do estimador de estado híbrido em relação às medidas fasoriais de tensão e de magnitude de corrente apenas.

As Figura 6. 4 e Figura 6. 5 apresentam o desempenho do estimador em relação a inserção de medidas fasoriais sincronizadas de magnitude de corrente. Apesar da disponibilidade deste tipo de medição em subestações, normalmente este tipo de medição é excluído do processo de estimação de estado. Isso se dá pelo fato de que a alta não-linearidade do modelo matemático, deste tipo de medição, pode causar erros numéricos na montagem da matriz Jacobiana, como deterioração do condicionamento desta matriz e até múltiplas soluções para a estimação (ABUR; EXPOSITO, 2004).

Para os casos aqui apresentados devido a dimensão dos sistemas e também da presença de medidores convencionais de fluxo de potência nos ramos, estes erros e dificuldades não apresentam um inconveniente significativo para o estudo, mas mesmo assim fica evidente esta influência. Assim a análise da influência deste tipo de medição foi feita da maneira previamente descrita, adicionando todas as medições fasoriais de magnitude de corrente nos ramos adjacentes a cada barra em sequência.

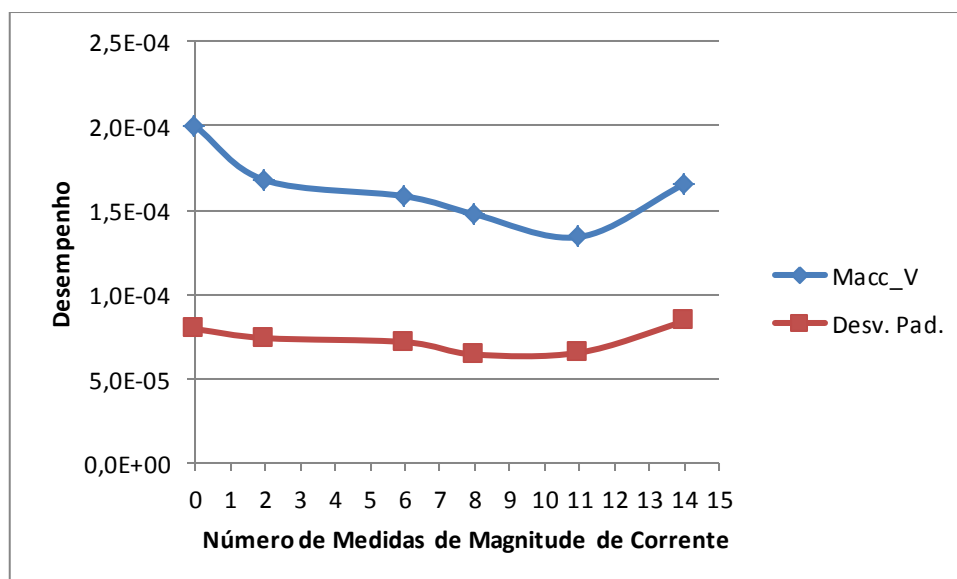


Figura 6. 4: Desempenho da estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Constante

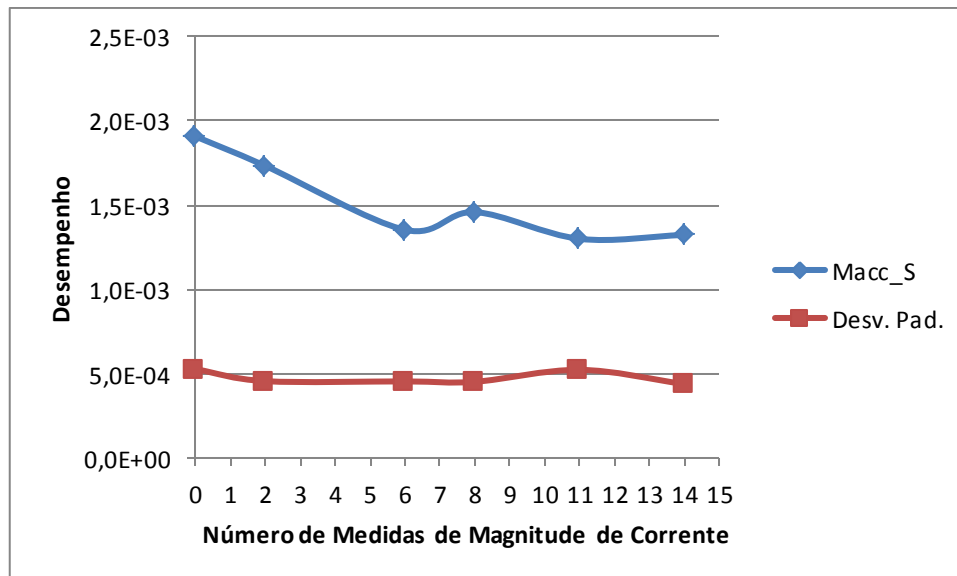


Figura 6. 5: Desempenho de estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Constante

Nota-se também uma melhoria no resultado da estimação, principalmente para a estimação dos fluxos de potência nos ramos. Isso se dá pelo fato de que este tipo de medida está ligado diretamente com os fluxos nos ramos do sistema. Apesar da melhoria na estimação do estado, existe uma quantidade de medidores de corrente em que esta melhoria já não é mais observada. Isto ocorre porque à medida que os medidores de corrente são inseridos isoladamente, sem a presença de medidas de fluxo de potência nos respectivos ramos, os erros numéricos devido a não-linearidade deste tipo de medição influi negativamente no condicionamento numérico do problema, como previsto de acordo com a literatura (ABUR; EXPOSITO, 2004).

A Tabela 6. 3 apresenta as variáveis de estado estimadas para o melhor caso de plano de medição em relação a métrica de tensão (plano de medição com 5 medidas fasoriais de tensão). Apresenta, ainda, a média e o desvio padrão para os 40 casos simulados.

Tabela 6. 3: Variáveis de Estado Estimadas para o melhor plano de medição – IEEE5 –Ponderação Constante

	Tensão (pu)		Ângulo de Fase (°)	
	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.
Barra 1	1.05991	6.0E-05	0.00	0.0E+00
Barra 2	1.04492	7.1E-05	-2.94	1.9E-03
Barra 3	1.00990	1.1E-04	-9.32	4.4E-03
Barra 4	1.03210	7.3E-05	-5.99	3.3E-03
Barra 5	1.03814	7.8E-05	-4.79	2.8E-03

Apesar de esta ponderação apresentar bons resultados para estimação do estado da rede ela não contempla um fato importante dos sistemas de medição, que cada medidor é independente do outro, tendo assim características particulares, o que leva a erros e precisões diferentes para cada medição.

6.1.2 Ponderação em Função do Valor Medido

As Figura 6. 6 e Figura 6. 7 apresentam o desempenho do estimador em relação às métricas de tensão e fluxos de potência considerando o acréscimo de medidas fasoriais de tensão nas barras do sistema e utilizando a ponderação dependente do valor medido (MORAES, 2009). Assim como no caso da ponderação constante, é apresentado o valor das métricas de tensão e fluxos junto com o desvio-padrão obtido entre as 40 simulações realizadas para cada plano de medição.

Vale ressaltar que a referência utilizada neste trabalho não apresentava uma maneira direta de como ponderar as medidas fasoriais sincronizadas de maneira dependente do valor medido. Assim foi utilizada como precisão do medidor o Erro Vetorial Total típico encontrado em manuais de fabricantes, parâmetro este que reflete a precisão mas de uma maneira mais específica para medidores fasoriais (MORAES, 2009).

A análise deste tipo de ponderação se mostrou inadequada ao processo de estimação de estados com medidas fasoriais. Isso está ligado à maneira como foram ponderadas as medidas fasoriais, uma vez que a ponderação deve refletir a precisão individual do medidor em função dos possíveis erros e ruídos que possam estar presentes na medição. Neste trabalho as medidas foram ponderadas inicialmente para gerar o ruído aleatório nas medidas obtidas a partir dos resultados de fluxo de carga. Geradas as medidas, o processo de estimação aplica a subrotina de ponderação novamente, porém desta vez em função dos valores recebidos como dados de medição. Isto é incoerente com a análise proposta de desempenho, uma vez que estamos criando erros a partir de uma ponderação e tomando uma outra para realizar a estimação.

O desempenho do estimador está ligado a diversos fatores, e um dos objetivos deste trabalho é inferir sobre as principais características que devem ser levadas em consideração para montar um sistema de operação em tempo real baseado em estimação de estado com medições fasoriais. Assim, a escolha da ponderação é uma decisão que deve ser tomada da melhor maneira possível, caso contrário toda a estimação está comprometida.

De fato, alguns esimadores em operação não possuem dados confiáveis sobre a precisão dos medidores envolvidos, seja por falta de técnicas de comissionamento comerciais destes equipamentos, ou por necessidade de ajustes manuais nas ponderações que garantam convergência do estimador. Assim, estes resultados apesar de incoerentes com a metodologia desenvolvida, mostram que a ponderação é um fator crítico para o estimador.

É interessante notar que o caso com medidas convencionais apresenta o melhor resultado. Como comentado anteriormente a influência da ponderação na estimação de estados é de suma importância. Apesar de mais precisas, se as ponderações utilizadas não refletirem de maneira criteriosa as características do medidor e dos ruídos presentes na medição, a estimação de estado não apresentará bom desempenho.

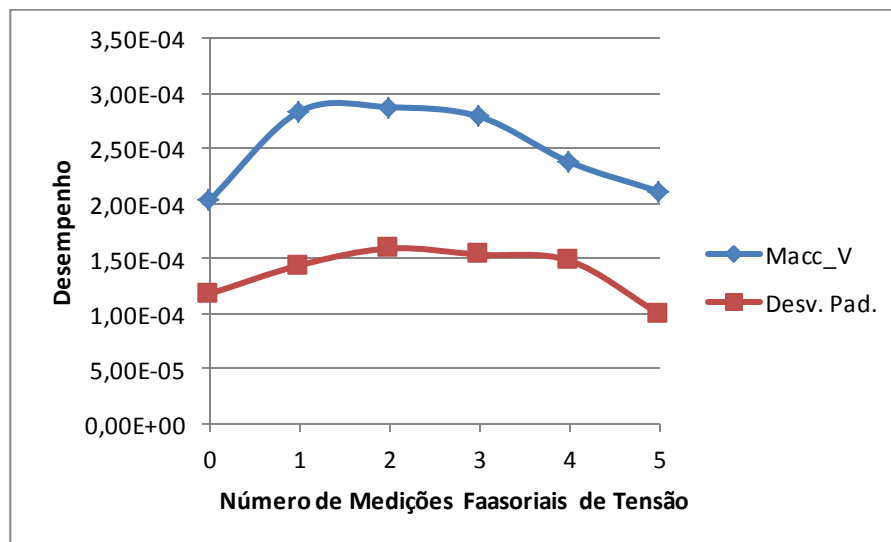


Figura 6. 6: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Dependente do Valor Medido

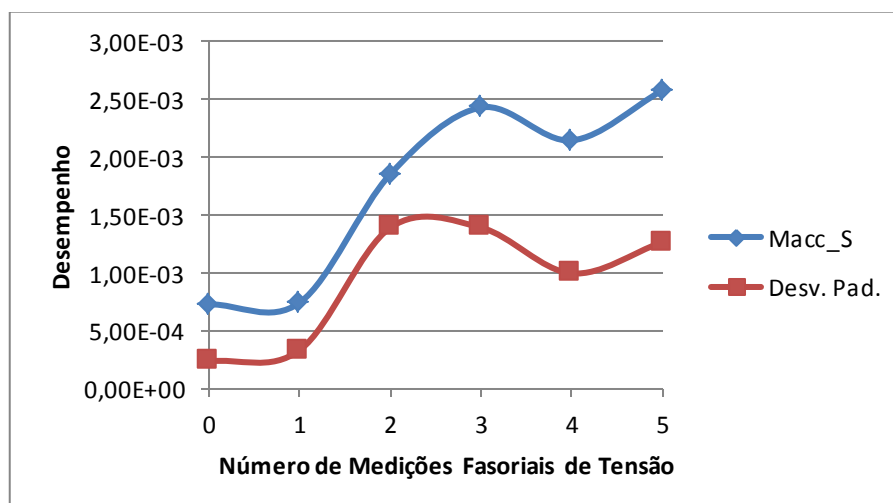


Figura 6. 7: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Dependente do Valor Medido

A Figura 6. 8 e Figura 6. 9 apresentam o desempenho do estimador em relação a inserção de medidas de magnitude de corrente. A análise da influência deste tipo de medição foi feita da maneira previamente descrita para ponderação constante, adicionando todas as medições de magnitude de corrente nos ramos adjacentes a cada barra em seqüência.

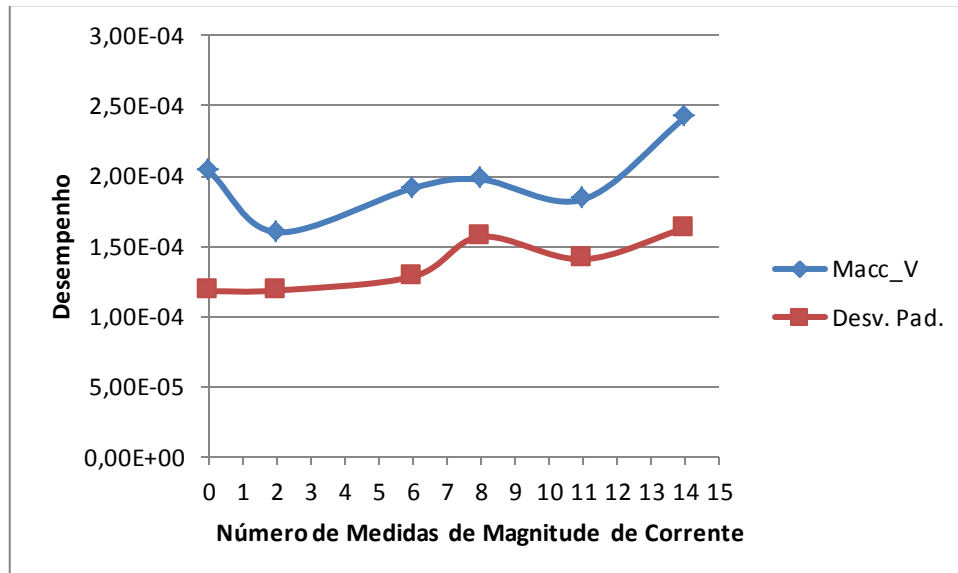


Figura 6. 8: Desempenho de estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Dependente do Valor Medido

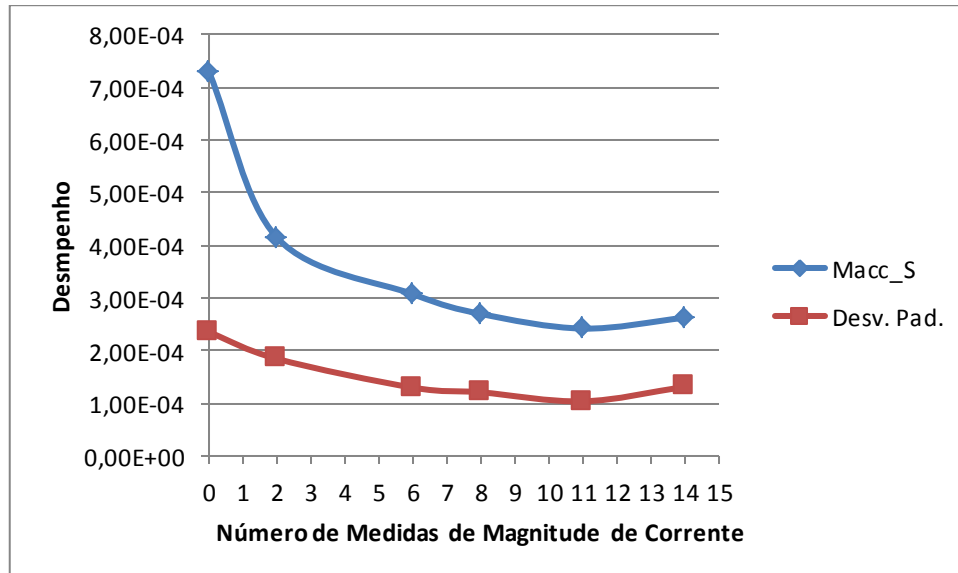


Figura 6. 9: Desempenho de estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Dependente do Valor Medido

Como comentado anteriormente, a ponderação independente de cada medidor pode ser mais adequada para inferir sobre erros grosseiros nas medidas. Para a utilização desta ponderação no processo de estimação de estado e análise de seu desempenho de maneira criteriosa, o algoritmo de estimação aqui apresentado deve ser reorganizado de maneira que a ponderação utilizada pelo programa de estimação

seja a mesma para a criação dos ruídos aleatórios. Assim este tipo de ponderação até o momento foi descartada para o estudo IEEE14 de maneira a manter a coerência dos resultados aqui apresentados.

Vale ressaltar que para os outros casos de ponderação aqui analisados (constante e dependente do fundo de escala) não sofrem com o erro aqui apresentado, pois suas ponderações independem do valor medido (ponderação constante) ou não são afetadas sensivelmente pelo valor medido (ponderação fundo de escala).

6.1.3 Ponderação em Função do Fundo de Escala do Medidor

As Figura 6. 10 e Figura 6. 11 apresentam o desempenho do estimador em relação às métricas de tensão e fluxos de potência considerando o acréscimo de medidas fasoriais de tensão nas barras do sistema utilizando a ponderação dependente do fundo de escala, conforme apresentado no capítulo 5, na seção 5.1. O procedimento adotado para montagem das Figuras 6.10 e 6.11 foi o mesmo adotado para montagem das Figuras 6.1 e 6.2.

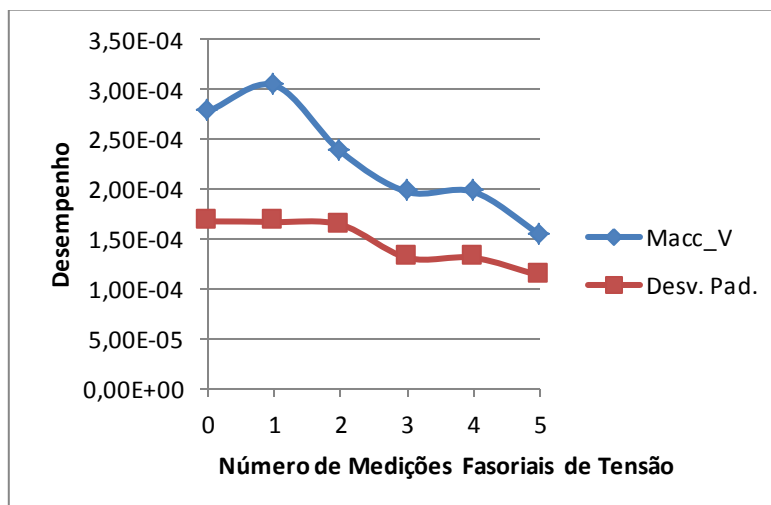


Figura 6. 10: Desempenho da estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala

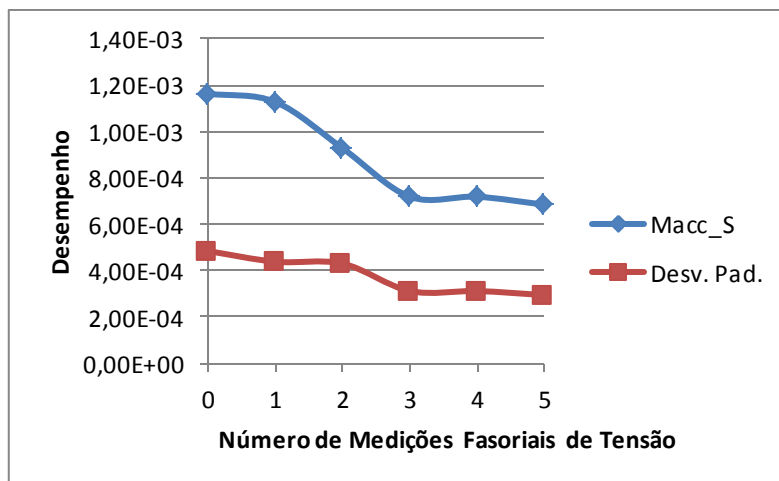


Figura 6. 11: Desempenho da estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala

Um ponto importante em relação às métricas de tensão é a deterioração do desempenho da estimação para a inserção de apenas um medidor fasorial sincronizado de tensão complexa nodal, observada também para a ponderação constante. LEITES e COSTA (2010) apresentam resultados similares aos obtidos neste trabalho, e observam que a adição de alguns medidores fasoriais de tensão a mais no sistema já apresentam uma melhoria significativa na estimação do estado, conclusão esta também aqui observada.

As Figura 6. 12 e Figura 6. 13 apresentam o desempenho do estimador em relação a inserção de medidas fasoriais sincronizadas de magnitude de corrente. A análise da influência deste tipo de medição foi feita da maneira previamente descrita para ponderação constante, adicionando todas as medições de magnitude de corrente nos ramos adjacentes a cada barra, em seqüência.

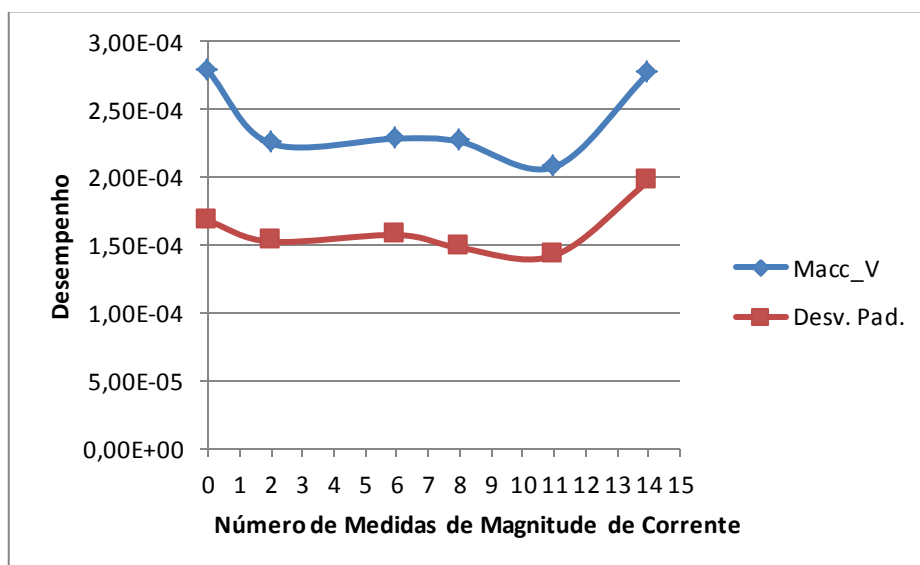


Figura 6. 12: Desempenho da estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala

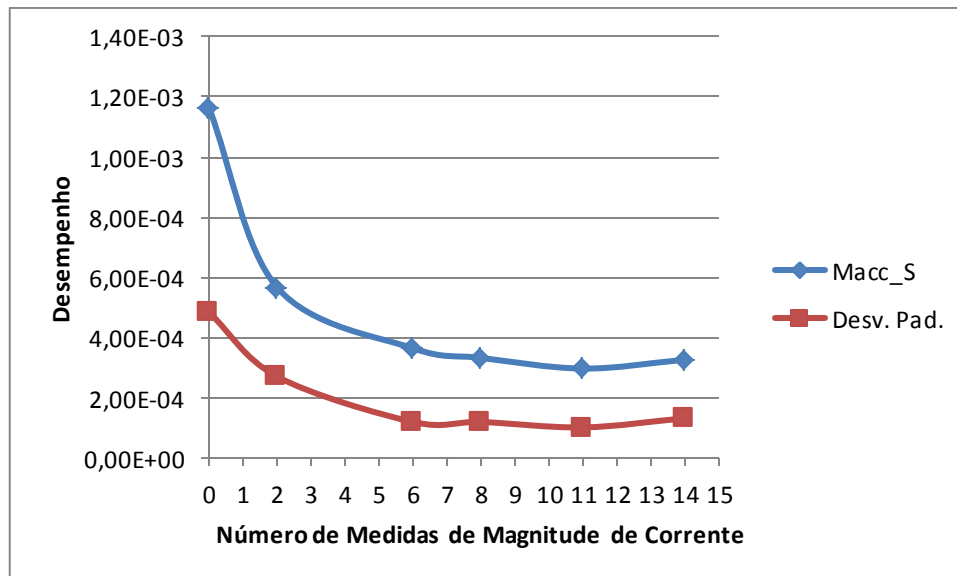


Figura 6. 13: Desempenho da estimação em função de medidas de magnitude de corrente: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala

Verifica-se, para este caso de ponderação, uma melhoria tanto na estimativa das variáveis de estado quanto dos fluxos de potência na rede. Vale ressaltar que para as medidas fasoriais não existem fundos de escala, assim o valor de ponderação utilizado foi o mesmo utilizado para ponderação constante.

A Tabela 6. 4 apresenta as variáveis de estado estimadas para o melhor caso de plano de medição em relação a métrica de tensão (plano de medição com 5 medidores fasoriais de tensão).

Tabela 6. 4: Variáveis de Estado Estimadas para o melhor plano de medição – IEEE5 –Ponderação Fundo de Escala

	Tensão (pu)		Ângulo de Fase (°)	
	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.
Barra 1	1.05990	8.4E-05	0.57	1.1E-03
Barra 2	1.04489	8.4E-05	-2.37	9.5E-04
Barra 3	1.00990	8.6E-05	-8.75	1.3E-03
Barra 4	1.03208	8.4E-05	-5.42	8.8E-04
Barra 5	1.03812	8.4E-05	-4.22	7.2E-04

6.1.4 Influência de Medições Fasoriais Sincronizadas de Tensão e Magnitude de Corrente em Conjunto

As Figura 6. 14 e Figura 6. 15 apresentam o desempenho do estimador em relação às métricas de tensão e fluxos de potência considerando o acréscimo de medidas fasoriais de tensão e, posteriormente, de magnitude de corrente nas barras e ramos do sistema. Nesta seção foi considerada a ponderação dependente do fundo de escala.

Como observado nos casos apresentados anteriormente, a influência de medidas fasoriais de tensão produz melhorias significativas no desempenho da estimação do estado, enquanto as medidas fasoriais de magnitude de corrente influenciam mais no desempenho de estimação dos fluxos de potência na rede. Neste caso podemos observar a influência de ambas as medidas operando simultaneamente no desempenho da estimação.

A inserção de medidas fasoriais de tensão já apresenta uma melhoria máxima no desempenho do estimador em torno de 45% considerando a métrica de tensão. A inserção de medidas de magnitude de corrente, em conjunto com as medidas fasoriais de tensão, aumenta a redundância do sistema, melhorando o desempenho em torno de 70% também em relação à métrica de tensão.

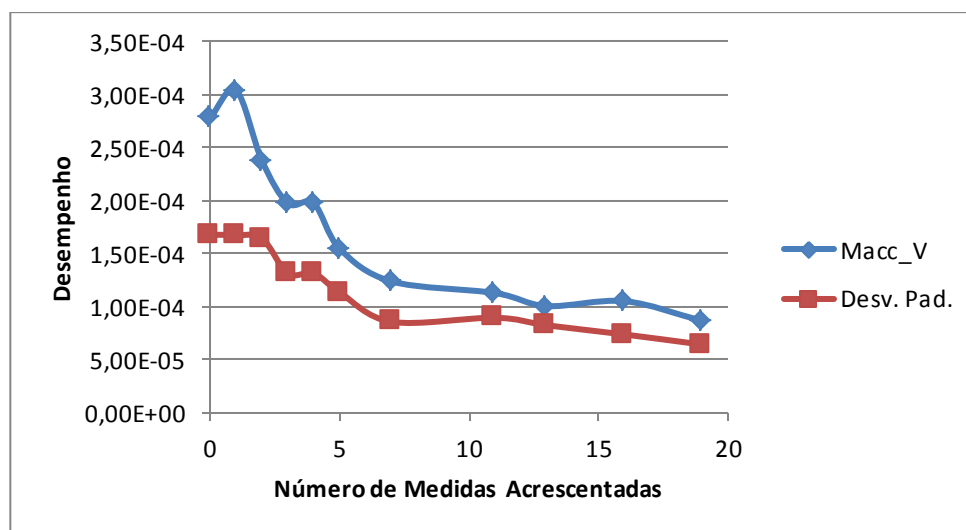


Figura 6. 14: Desempenho da estimação em função do acréscimo de medidas: Métrica de Tensão – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala

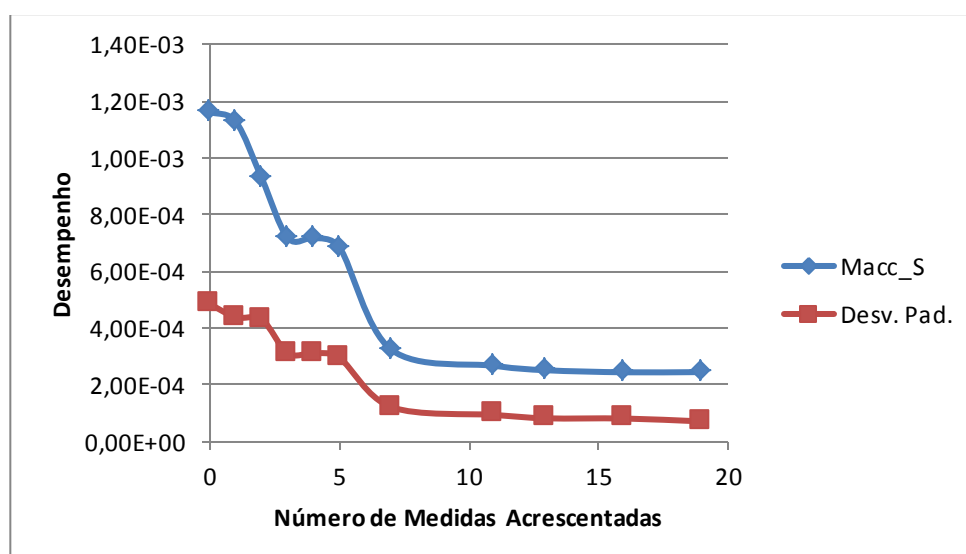


Figura 6. 15: Desempenho da estimação em função do acréscimo de medidas: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE5 – Ponderação Dependente do Fundo de Escala

Vale ressaltar que existe um número máximo de medidas em que um acréscimo não vai aumentar de forma significativa o desempenho do estimador. Assim, o aumento na quantidade de medidores não significa que um melhor desempenho será alcançado.

O aumento da redundância com medidas fasoriais de tensão e de magnitude de corrente também apresentam resultados significativos na melhoria do desempenho na estimação dos fluxos de potência na rede, chegando a um máximo em torno de 80% de melhoria.

Vale ressaltar novamente que apesar do uso de uma gama maior de medidas, o uso de medidores de magnitude de corrente não é algo comum em estimadores de estado. Isso devido às relações altamente não-lineares deste tipo de medição e também da necessidade de que estas medidas estejam sempre em conjunto com medições de tensão e fluxos de potência para garantir que não ocorra problemas com multiplicidade de soluções no estimador (ABUR; EXPOSITO, 2004).

Assim um bom projeto de plano de medição deve garantir um número de medidas adequado à precisão esperada do estimador como critério de custo-benefício, e também tipos de medidores diferentes que possam operar em conjunto para a melhoria dos resultados obtidos através da estimação.

A Tabela 6. 5 apresenta as variáveis de estado estimadas para o melhor caso de plano de medição em relação a métrica de tensão (plano de medição com o acréscimo de 19 medidas).

Tabela 6. 5: Variáveis de estado Estimadas para o melhor plano de medição – IEEE5 –Ponderação Fundo de Escala

	Tensão (pu)		Ângulo de Fase (°)	
	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.
<i>Barra 1</i>	1.05990	4.7E-05	0.57	2.8E-04
<i>Barra 2</i>	1.04489	4.7E-05	-2.37	1.7E-04
<i>Barra 3</i>	1.00990	5.0E-05	-8.75	2.7E-04
<i>Barra 4</i>	1.03207	4.8E-05	-5.42	2.0E-04
<i>Barra 5</i>	1.03812	4.8E-05	-4.22	2.0E-04

6.1.5 Influência da Localização dos PMUs no Plano de Medição

Como observado nos resultados anteriores, a presença de um medidor fasorial não apresentou melhorias no processo de estimação em termos das métricas utilizadas neste trabalho. Uma mudança na escolha da localização dos PMUs, no

plano de medição, ou seja, na escolha da sequência das barras que possuem medição fasorial de tensão, foi analisada para verificar se essa constatação depende da localização da barra escolhida para alocação de PMU.

Apesar da ponderação constante apresentar um melhor desempenho para estimação, a ponderação utilizada para esta análise foi a dependente do fundo de escala do medidor. Esta ponderação apresenta um bom desempenho na medição e também considera o caráter independente de cada medidor. Assim a escolha da ponderação não deve levar somente em conta o desempenho no processo de estimação de estado. Vale ressaltar que outras análises que usam da ponderação dos medidores, como o tratamento de erros grosseiros que não é contemplado neste trabalho, devem ser levadas em conta da melhor maneira possível. Como exemplo a ponderação constante apresenta bons resultados para estimação, mas esta ponderação irá dificultar a detecção e identificação de medidas portadoras de erros grosseiros, uma vez que não trata de maneira independente os medidores e a maneira como os ruídos podem estar presentes em cada medida.

As Figura 6. 16 e Figura 6. 18 apresentam o desempenho do estimador em relação à métrica de tensão, considerando o acréscimo de medidas fasoriais de tensão nas barras do sistema e utilizando a ponderação dependente do fundo de escala.

No caso descrito como Localização 1, as medidas foram inseridas inicialmente na barra 5 e na sequência decrescente até a barra 1. No caso descrito como Localização 2, as medidas inicialmente foram inseridas na barra 2, a qual tem mais conexões com outras barras, em seguida pela barra 3, 4, 1 e finalizando até a barra 5.

É possível observar que a escolha da localização dos medidores fasoriais afeta sensivelmente o desempenho do estimador. Apesar de não corrigir por completo o desempenho para a inserção de uma medida de ângulo de tensão, há melhoria de 5% para este plano de medição, somente alterando a escolha da barra na qual é inserida a primeira medição de fasor de tensão. A escolha de barras com um maior número de ramos adjacentes apresenta uma melhoria no desempenho da estimação. Assim, uma orientação de projeto deve ser a de inserir medidores fasoriais primeiramente em subestações com um maior número de interligações.

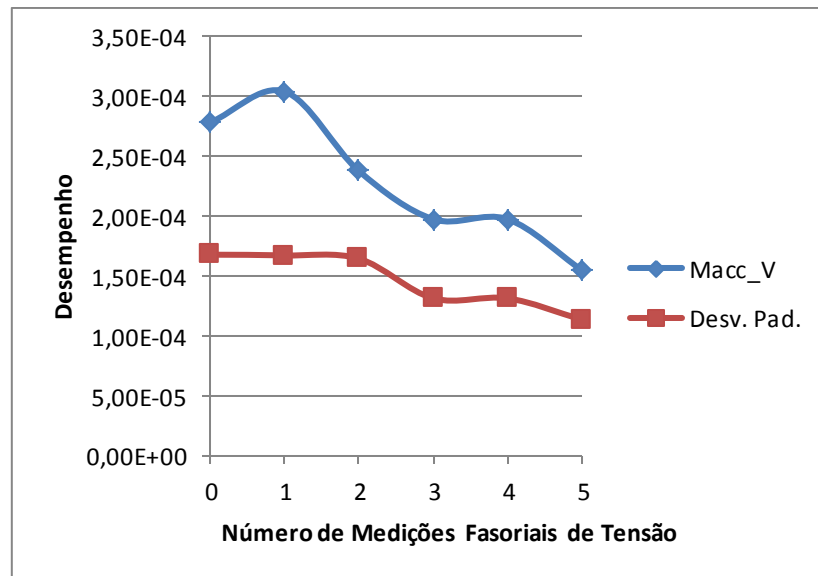


Figura 6. 16: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Influência da Localização 1

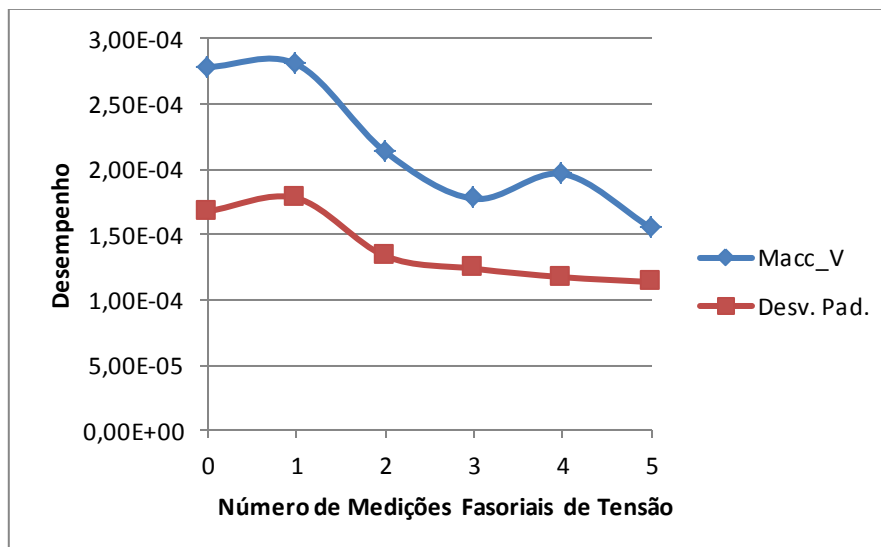


Figura 6. 17: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Influência da Localização 2

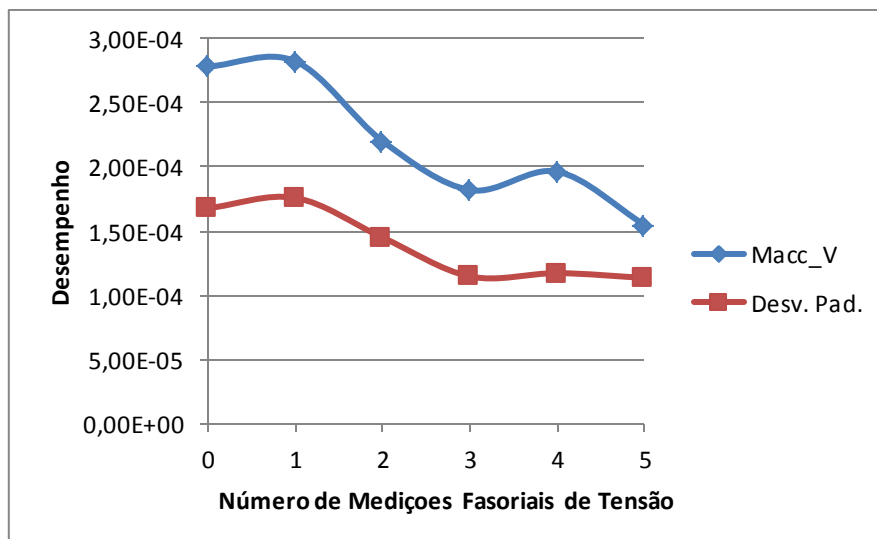


Figura 6. 18: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão: Métrica de Tensão – IEEE5 – Influência da Localização 3

Também para o plano de medição com 3 medidores fasoriais é observada uma melhoria de 9% em relação à primeira escolha de topologia no desempenho apenas pela escolha das barras com PMU's. Vale ressaltar que a melhoria máxima no desempenho está em torno de 45% para o caso com 5 medidas fasoriais em relação ao caso sem medidas fasoriais (só convencionais), um aumento substancial no desempenho a partir do uso desse novo tipo de medidor.

6.2 Estudo de Caso para o Sistema IEEE14

O diagrama unifilar do sistema IEEE14 é apresentado no Anexo 2, com o resultado do cálculo de Fluxo de Carga obtido através do software Power Factory DigSilent.

As análises para este sistema têm como finalidade observar como o número de medidas fasoriais de tensão e de magnitude de corrente em conjunto influenciam na estimação de estado dependendo da ponderação dada para cada medida. Em seguida é analisada a influência da precisão através da ponderação para os medidores fasoriais no desempenho do estimador.

A Tabela 6. 6 apresenta o plano de medição base com a localização e tipo de medidas convencionais presentes no sistema. A Tabela 6. 7 apresenta as variáveis de estado “verdadeiras” do sistema IEEE14.

Tabela 6. 6: Plano de Medição base – IEEE14

Tipo de Medidor	Medida	Unidade	Locais	Quantidade
<i>Injeção</i>	<i>P</i>	MW	Barras 1; 2; 5; 7; 8; 9; 13; 14	8
<i>Injeção</i>	<i>Q</i>	MVAr	Barras 1; 2; 5; 7; 8; 9; 11; 13; 14	9
<i>Fluxo</i>	<i>Pkm</i>	MW	Ramos 1-2; 2-3; 3-4; 4-5; 5-6; 6-11; 6-12; 6-13; 7-8; 7-9; 9-10; 9-14; 10-11; 12-13	14
<i>Fluxo</i>	<i>Pmk</i>	MW	Ramos 2-4; 2-5; 4-7; 4-9; 5-6; 6-11; 6-13; 7-8; 9-10; 13-14	10
<i>Fluxo</i>	<i>Qkm</i>	MVAr	Ramos 1-2; 2-3; 3-4; 4-5; 5-6; 6-11; 6-12; 6-13; 7-8; 7-9; 9-10; 9-14; 10-11; 12-13	14
<i>Fluxo</i>	<i>Qmk</i>	MVAr	Ramos 2-4; 2-5; 4-7; 4-9; 5-6; 6-11; 6-13; 7-8; 9-10; 13-14	10
<i>Tensão</i>	<i>V</i>	pu	Barras 1; 2; 3; 6; 8; 12	6

Tabela 6. 7: Variáveis de Estado “Verdadeiras” do Sistema IEEE14

Barra	Tensão (pu)	Ângulo de Fase (°)
Barra 1	1.06013	0.573
Barra 2	1.04511	-4.409
Barra 3	1.01005	-12.156
Barra 4	1.01775	-9.737
Barra 5	1.01960	-8.198
Barra 6	1.07001	-13.641
Barra 7	1.06156	-12.785
Barra 8	1.09004	-12.785
Barra 9	1.05596	-14.364
Barra 10	1.05101	-14.522
Barra 11	1.05691	-14.214
Barra 12	1.05519	-14.497
Barra 13	1.05041	-14.576
Barra 14	1.03558	-15.456

6.2.1 Ponderação Constante

A Figura 6. 19 e Figura 6. 20 apresentam o desempenho do estimador em relação às métricas de tensão e fluxos de potência considerando o acréscimo de medidas fasoriais de tensão complexa nodal e medidas de magnitude de corrente no sistema e utilizando a ponderação constante. É apresentado o valor médio das métricas de tensão e fluxos juntamente com o desvio-padrão obtido para as 40 simulações realizadas para cada plano de medição.

Para o sistema IEEE14 foram inseridas primeiramente 4 medidas fasoriais de tensão e em seguida acrescentadas mais 5 medidas. Posteriormente este plano de

medição, com 9 medições fasoriais de tensão, foi complementado com o acréscimo de medições de magnitude de corrente em barras que possuíam medidas fasoriais de tensão até o último plano de medição com todas as medidas de magnitude de corrente.

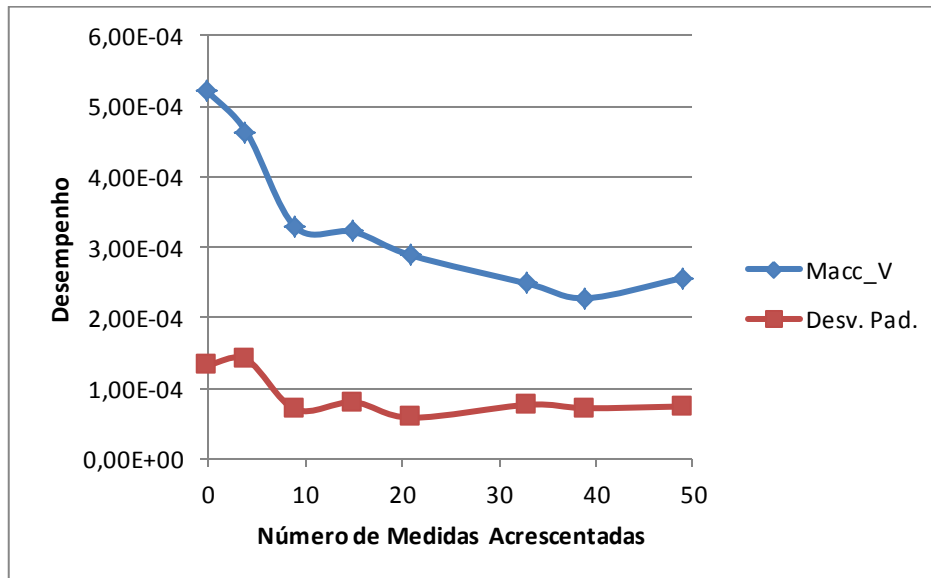


Figura 6. 19: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão e medidas de magnitude de corrente: Métrica de Tensão – IEEE14 – Ponderação Constante

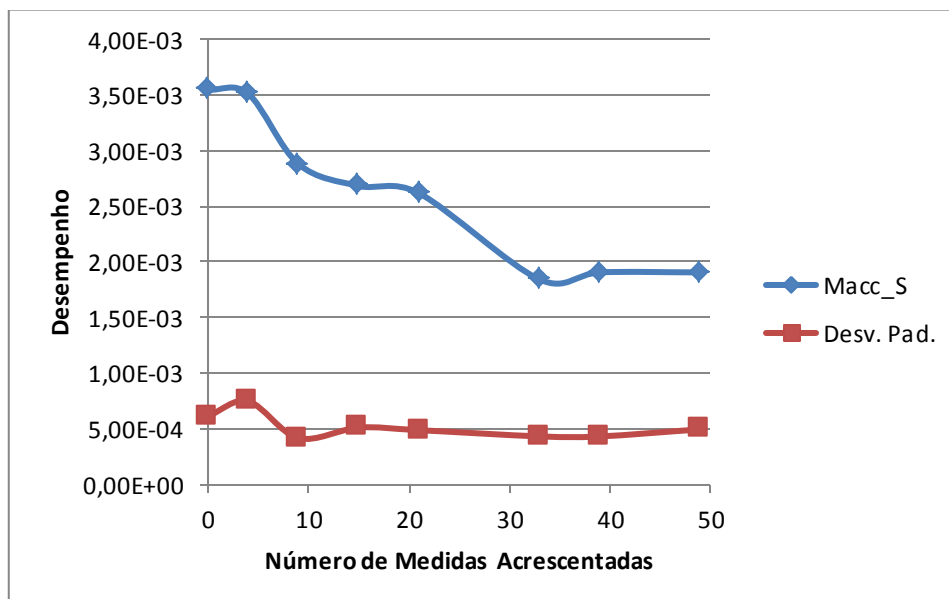


Figura 6. 20: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão e medidas de magnitude de corrente: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE14 – Ponderação Constante

É possível observar para os primeiros planos de medição novamente que o acréscimo de medidas fasoriais de tensão melhora o desempenho na estimação de estado. A partir da inserção de medidas de magnitude de corrente é observada uma melhoria na estimação dos fluxos, porém agora sem deteriorar a estimação do estado

da rede, como é evidenciado pela métrica de tensão. Pelo contrário, o acréscimo de novas medidas de corrente continuam melhorando a estimação até certo ponto.

A Tabela 6. 8 apresenta as variáveis de estado estimadas para o melhor caso de plano de medição em relação à métrica de tensão (plano de medição com o acréscimo de 39 medidores).

Tabela 6. 8: Variáveis de Estado Estimadas para o melhor plano de medição – IEEE14 –Ponderação Constante

	Tensão (pu)		Ângulo de Fase (°)	
	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.
<i>Barra 1</i>	1.06013	4.6E-05	0.57	6.8E-04
<i>Barra 2</i>	1.04511	4.1E-05	-4.41	6.3E-04
<i>Barra 3</i>	1.01007	7.8E-05	-12.15	8.9E-04
<i>Barra 4</i>	1.01783	5.8E-05	-9.74	7.0E-04
<i>Barra 5</i>	1.01967	4.8E-05	-8.20	6.4E-04
<i>Barra 6</i>	1.07001	4.5E-05	-13.64	9.1E-04
<i>Barra 7</i>	1.06161	4.5E-05	-12.79	8.6E-04
<i>Barra 8</i>	1.09006	4.6E-05	-12.79	1.1E-03
<i>Barra 9</i>	1.05600	4.5E-05	-14.36	8.5E-04
<i>Barra 10</i>	1.05105	4.9E-05	-14.52	1.5E-03
<i>Barra 11</i>	1.05693	7.5E-05	-14.22	3.3E-03
<i>Barra 12</i>	1.05508	4.8E-05	-14.50	1.2E-03
<i>Barra 13</i>	1.05039	5.5E-05	-14.58	1.8E-03
<i>Barra 14</i>	1.03559	8.9E-05	-15.46	3.7E-03

Apresenta-se na Tabela 6. 9 o resultado da última iteração do algoritmo de estimação de estado considerando o acréscimo, ao plano de medição base, de 9 medidores fasoriais de tensão complexa e 24 medidores fasoriais de corrente complexa (módulo e ângulo de fase). Observa-se que os valores estimados durante a divergência do algoritmo estão longe dos valores esperados. Assim, a melhor opção para garantir credibilidade aos resultados aqui apresentados, foi descartar das análises o uso de medidas fasoriais sincronizadas de ângulo de fase de corrente, como já comentado anteriormente. Vale ressaltar que esse é um problema a ser tratado de maneira criteriosa, pois apesar do modelo utilizado estar de acordo com o proposto na literatura (ZHU; ABUR, 2007), uma análise minuciosa no algoritmo e no modelo deve ser realizada antes de considerar esse tipo de medição na análise de desempenho.

Tabela 6. 9: Resultado divergente do algoritmo de estimação híbrido considerando medidas de ângulo de corrente

Barra	Tensão (pu)	Ângulo de Fase (°)
Barra 1	0.97294	0.926
Barra 2	0.95841	-4.349
Barra 3	0.92580	-12.301
Barra 4	0.93303	-9.760
Barra 5	0.93472	-8.163
Barra 6	0.98056	-13.707
Barra 7	0.97327	-12.815
Barra 8	1.00593	-12.799
Barra 9	0.96810	-14.411
Barra 10	0.96333	-14.578
Barra 11	0.96796	-14.311
Barra 12	0.96658	-14.596
Barra 13	0.96964	-14.681
Barra 14	0.94651	-15.680

6.2.3 Ponderação em Função do Fundo de Escala do Medidor

A Figura 6. 21 e Figura 6. 22 apresentam o desempenho do estimador em relação às métricas de tensão e fluxos de potência considerando o acréscimo de medidas fasoriais de tensão nas barras do sistema utilizando a ponderação dependente do fundo de escala.

Para este tipo de ponderação verificam-se melhorias no desempenho do estimador para ambas as métricas. Nota-se que esta ponderação é mais sensível a inserção de medidas de magnitude de corrente, no desempenho da estimação do estado, mas apresenta resultados melhores no sentido de aumentar o desempenho de estimação dos fluxos de potência. Vale ressaltar que para o sistema IEEE14 esta ponderação acaba apresentando resultados melhores que a ponderação constante.

O aumento de desempenho que o estimador tem para esta ponderação, em relação às medidas fasoriais de tensões complexas nodais, também é expressivo, e a atuação em conjunto com medidores de magnitude de corrente faz dessa ponderação muito boa para uso em aplicações práticas.

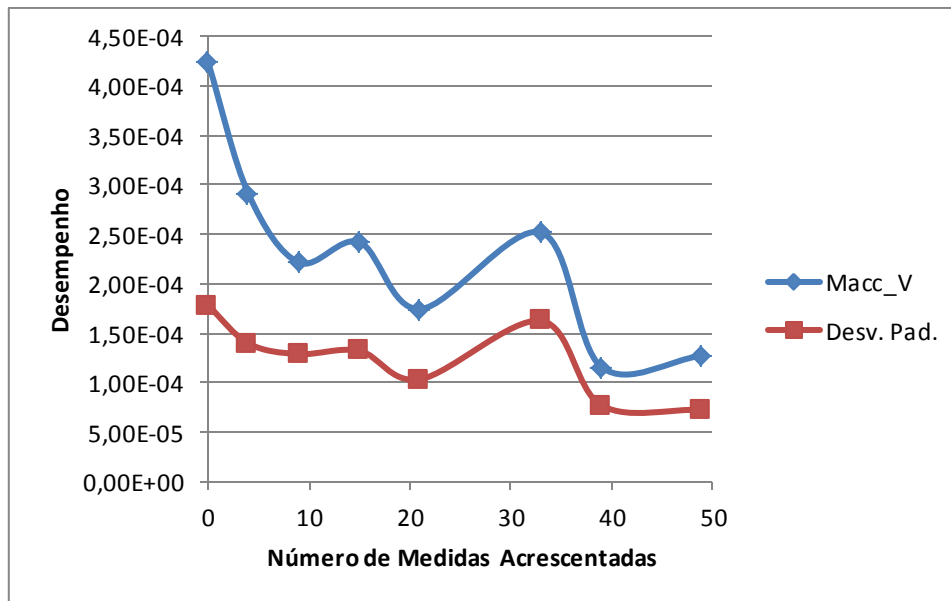


Figura 6. 21: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão e medidas de magnitude de corrente: Métrica de Tensão – IEEE14 – Ponderação Fundo de Escala

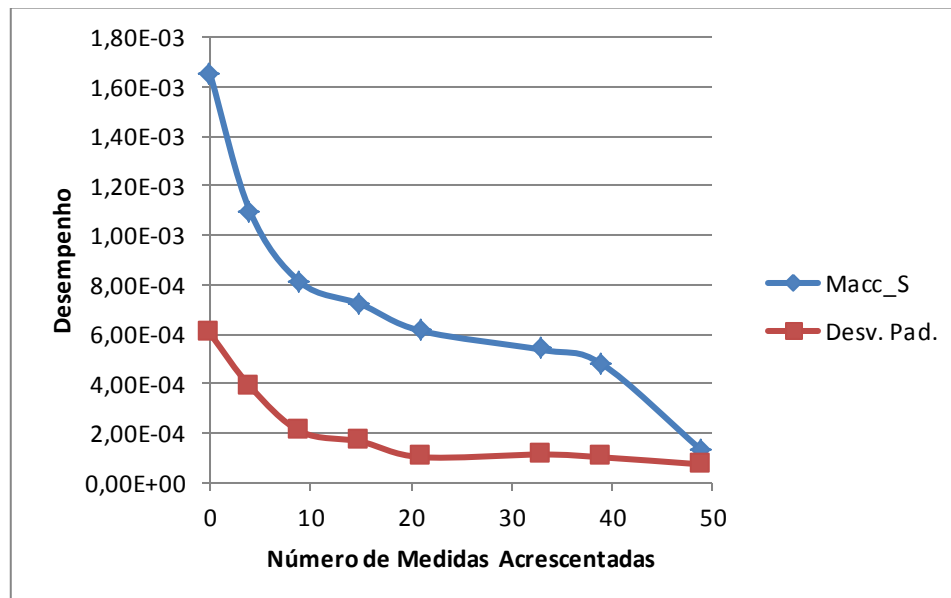


Figura 6. 22: Desempenho de estimação em função de medidas fasoriais de tensão e medidas de magnitude de corrente: Métrica de Fluxos de Potência – IEEE14 – Ponderação Fundo de Escala

A Tabela 6. 10 apresenta as variáveis de estado estimadas para o melhor caso de plano de medição em relação a métrica de tensão (plano de medição com o acréscimo de 39 medidores).

Tabela 6. 10: Variáveis de Estado Estimadas para o melhor plano de medição – IEEE14 – Ponderação Fundo de Escala

	Tensão (pu)		Ângulo de Fase (°)	
	Média	Desv. Pad.	Média	Desv. Pad.
<i>Barra 1</i>	1.0602	3.2E-05	0.57	1.9E-04
<i>Barra 2</i>	1.0452	3.2E-05	-4.41	1.8E-04
<i>Barra 3</i>	1.0101	3.3E-05	-12.15	3.3E-04
<i>Barra 4</i>	1.0178	3.6E-05	-9.74	2.3E-04
<i>Barra 5</i>	1.0197	3.4E-05	-8.20	1.8E-04
<i>Barra 6</i>	1.0701	3.7E-05	-13.64	2.6E-04
<i>Barra 7</i>	1.0616	3.6E-05	-12.78	2.4E-04
<i>Barra 8</i>	1.0901	3.9E-05	-12.78	2.7E-04
<i>Barra 9</i>	1.0560	3.7E-05	-14.36	2.6E-04
<i>Barra 10</i>	1.0511	3.8E-05	-14.52	3.4E-04
<i>Barra 11</i>	1.0570	3.9E-05	-14.21	4.8E-04
<i>Barra 12</i>	1.0553	4.0E-05	-14.49	3.3E-04
<i>Barra 13</i>	1.0505	3.8E-05	-14.57	4.4E-04
<i>Barra 14</i>	1.0357	4.0E-05	-15.45	6.8E-04

Ponderar as medidas de maneira a melhor refletir os ruídos presentes no processo de medição, seja utilizando ensaios estatísticos ou características dadas pelos fabricante dos sistemas de medição, é a melhor maneira de se obter bons resultados no processo de estimação. Caso estes ensaios ou dados não estejam disponíveis, ainda é possível utilizar-se de dados típicos de ponderação, como o apresentado para o caso de ponderação constante, obtendo também bons desempenhos na estimação.

6.2.4 Influência da Precisão dos Medidores Fasoriais

Para o sistema IEEE5 foi analisada a influência da distribuição topológica dos PMU's no processo de estimação de estado. Para o sistema IEEE14 é analisada a influência da precisão dos medidores fasoriais sincronizados utilizados na estimação. Como comentado anteriormente, a ponderação dada no processo de estimação deve refletir diretamente a precisão do medidor.

Nesta análise são atribuídos vários desvios-padrão para os medidores fasoriais durante o processo de geração de medidas e por consequência no processo de estimação do estado. Desta maneira, medidores mais precisos apresentam desvios-padrão menores, sendo assim inserido um erro pseudo-aleatório menor nestas medições e também sendo os medidores ponderados com um peso maior na

estimação. Fica evidente que tal abordagem deve levar a resultados melhores, uma vez que estamos inserindo medidas mais precisas.

Vale ressaltar que a precisão das medidas de ângulo de tensão foram alteradas, uma vez que estas estão mais atreladas a precisão do sistema GPS, do que em relação aos instrumentos de medição. Isso se dá pelo fato de que ao medir o ângulo de tensão, o atraso (ou avanço) do sinal do transformador de potencial pode ser corrigido através de uma análise dos fatores de correção de relação e da impedância dos cabos do medidor (ver Apêndice C).

A precisão de outros instrumentos não foi avaliada, pois os aspectos construtivos e as especificações exigidas por norma, atualmente não implicam em grandes avanços no sentido de desenvolver transformadores de instrumentação com classes de precisão menores.

Assim, a análise da precisão partiu do plano de medição com as medidas convencionais descritas na Tabela 6. 6, incluindo 9 medidores fasoriais de tensão complexa nodal e nenhuma medida de magnitude de corrente. Foi utilizada a ponderação dependente do fundo de escala do medidor de tal maneira que somente às medidas fasoriais de ângulo de tensão foram atribuídos novos desvios-padrão.

As Figura 6. 23 e Figura 6. 24 apresentam o desempenho do estimador em relação às métricas de tensão e fluxos de potência. São indicados nos gráficos os valores da média e do desvio-padrão obtido para a simulação de 40 casos de medição, de maneira a ser possível inferir estatisticamente sobre a influência da precisão dos medidores fasoriais para diferentes ruídos nas medidas.

A melhoria no desempenho da estimação do estado para desvios-padrão menores que 1×10^{-3} rad, o que corresponde a 0,06 graus, chega a um patamar de desempenho de melhoria expressiva, em torno de 80% em relação à pior precisão, enquanto as melhorias no desempenho de estimação de fluxos de potência somente atingem um patamar em torno de 70% em relação à pior precisão para desvios-padrão menores que 1×10^{-4} rad.

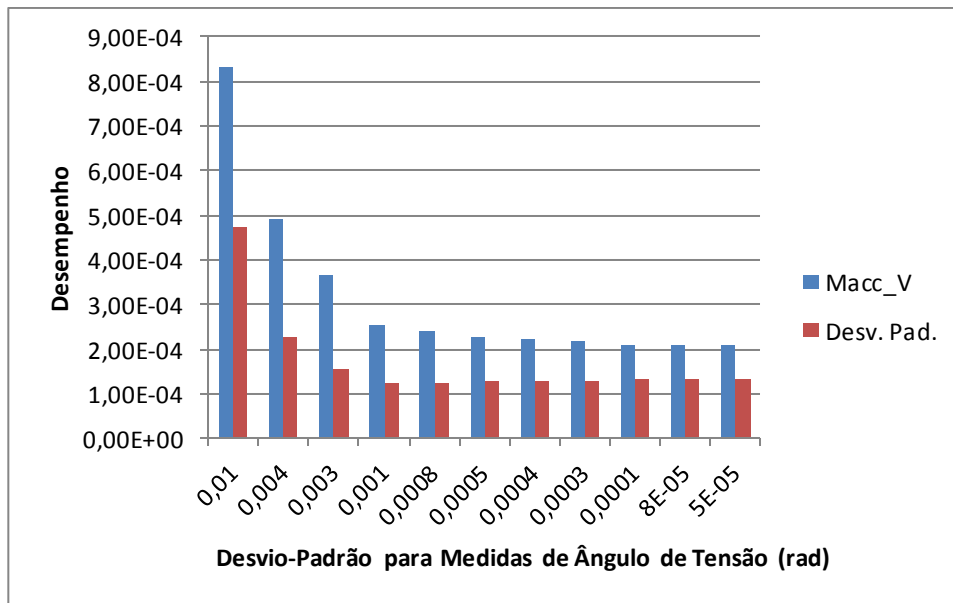


Figura 6. 23: Desempenho de estimação em função da precisão dos medidores fasoriais de tensão:
Métrica de Tensão – IEEE14 – Ponderação Fundo de Escala

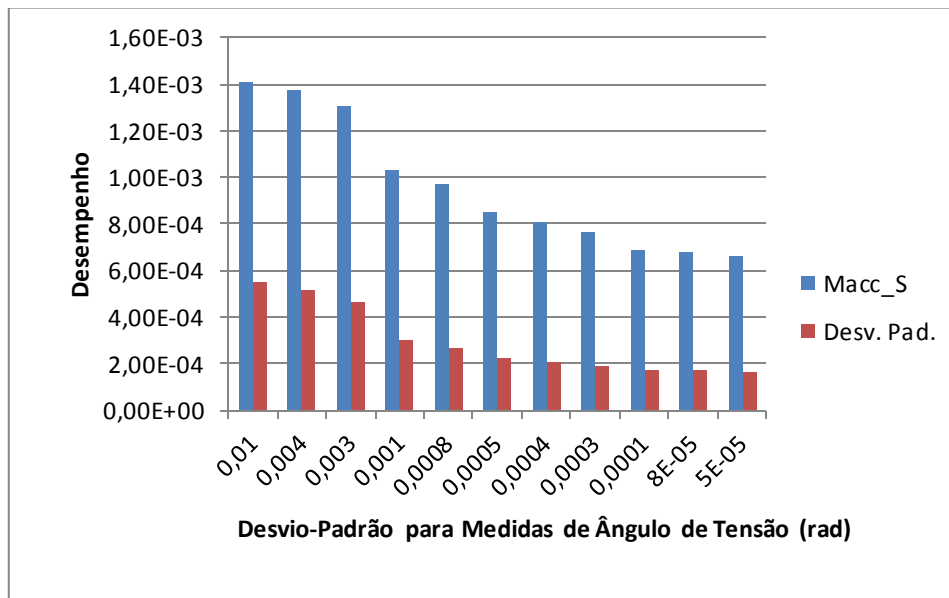


Figura 6. 24: Desempenho de estimação em função da precisão dos medidores fasoriais de tensão:
Métrica de Fluxos de Potência – IEEE14 – Ponderação Fundo de Escala

A influência da precisão do medidor fasorial na estimação das variáveis de estado é direta, porém precisões maiores não garantem necessariamente um desempenho melhor para o estimador. Isto se dá pelo fato de que as medidas fasoriais devem atuar em conjunto com as medidas convencionais, relativamente menos precisas, no processo de estimação híbrido.

Isso é um fato interessante, pois os investimentos em novas PMUs não precisam estar atrelados a medidores extremamente precisos, algo bom do ponto de vista de custo benefício. Uma análise criteriosa que leve em conta o número de

medidores fasoriais, sua distribuição na rede e sua precisão é de suma importância na fase conceitual de um projeto de operação em tempo real.

6.3 Estudo de Caso Sistema IEEE30

O diagrama unifilar do sistema IEEE30 é apresentado no Anexo 3, com o resultado do cálculo de Fluxo de Carga obtido através do software Power Factory DigSilent. A Tabela 6. 11 apresenta o plano de medição base para este sistema que contém apenas medidas convencionais.

Tabela 6. 11: Plano de Medição IEEE30

Tipo de Medidor	Medida	Unidade	Locais	Quantidade
<i>Injeção</i>	<i>P</i>	MW	Barras 1; 2; 5; 8; 10; 11; 13; 15; 17; 18; 19; 20; 24; 26; 27; 29; 30	17
<i>Injeção</i>	<i>Q</i>	MVAr	Barras 1; 2; 5; 8; 10; 11; 13; 15; 17; 18; 19; 20; 24; 26; 27; 29; 30	17
<i>Fluxo</i>	<i>Pkm</i>	MW	Ramos 1-2; 10-17; 10-21; 10-22; 11-13; 15-18; 18-23; 16-17; 18-19; 2-5; 2-6; 25-26; 25-27; 27-29; 27-30; 29-30; 2-4; 4-6; 5-7; 6-7; 6-8; 9-10; 9-11; 28-27; 4-12; 6-10; 6-9	27
<i>Fluxo</i>	<i>Pmk</i>	MW	Ramos 1-2; 10-20; 12-13; 12-14; 14-15; 15-18; 18-19; 2-4; 2-5; 22-24; 23-24; 25-27; 29-30; 3-4; 5-7; 6-8; 8-28; 28-27; 4-12; 6-10; 6-9	27
<i>Fluxo</i>	<i>Qkm</i>	MVAr	Ramos 1-2; 10-17; 10-21; 10-22; 11-13; 15-18; 18-23; 16-17; 18-19; 2-5; 2-6; 25-26; 25-27; 27-29; 27-30; 29-30; 2-4; 4-6; 5-7; 6-7; 6-8; 9-10; 9-11; 28-27; 4-12; 6-10; 6-9	27
<i>Fluxo</i>	<i>Qmk</i>	MVAr	Ramos 1-2; 10-17; 10-21; 10-22; 11-13; 15-18; 18-23; 16-17; 18-19; 2-5; 2-6; 25-26; 25-27; 27-29; 27-30; 29-30; 2-4; 4-6; 5-7; 6-7; 6-8; 9-10; 9-11; 28-27; 4-12; 6-10; 6-9	27
<i>Tensão</i>	<i>V</i>	pu	Barras 1; 2; 5; 8; 10; 11; 13; 15; 16; 17; 18; 19; 20; 22; 24; 26; 27; 29; 30	19
<i>Ângulo de Tensão</i>	<i>AV</i>	MVAr	Barras 1; 2; 5; 8; 11; 13; 16; 18; 19; 22; 26; 29	12
<i>Fluxo Corrente</i>	<i>Ikm</i>	pu	Ramos 1-2; 10-17; 12-13; 12-15; 15-18; 16-18; 22-24; 25-26; 3-4; 6-28; 28-27; 4-12; 6-10; 6-9	14

Tipo de Medidor	Medida	Unidade	Locais	Quantidade
<i>Fluxo Corrente</i>	<i>Imk</i>	pu	Ramos 1-3; 12-14; 15-23; 2-6; 21-22; 25-26; 3-4; 8-28; 28-27; 4-12; 6-10; 6-9	12

As análises para este sistema têm como finalidade observar como o estimador estaria funcionando em um dia de operação comum deste sistema. Para isso foram inseridas curvas de carga típicas de um sistema de transmissão nas barras do sistema, e a estimação foi realizada para cada amostra de tempo, como se dados do sistema SCADA e dos medidores fasoriais estivessem sendo recebidos pelo centro de operação.

Assim foi considerada uma curva de carga para cada barra do sistema com 15 variações de fator de demanda. Para cada fator de demanda foi considerado que o centro de operação recebeu 10 amostras correspondentes a esta situação de demanda. Isso equivale a um tempo de amostragem das medições do sistema elétrico de 09:36 min.

Este tipo de análise é importante no sentido de apresentar a finalidade do estimador em um sistema elétrico. A Figura 6. 25 apresenta a curva de carga inserida na barra 29 do sistema IEEE30 para o cálculo de fluxo de carga.

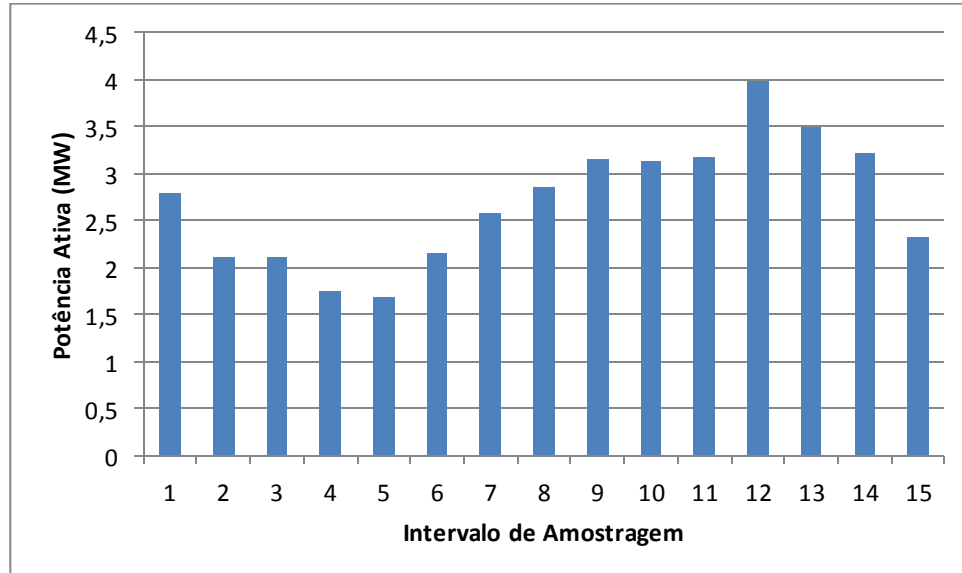


Figura 6. 25: Curva de carga adotada para a barra 29

A Figura 6. 26 apresenta primeiramente uma análise para o plano de medição somente considerando as medidas convencionais. É possível observar como previsto pela finalidade e funcionalidade do método, que o estimador obtenha a mesma curva

de carga, uma vez que seu desempenho em determinar os fluxos de potência também é alto.

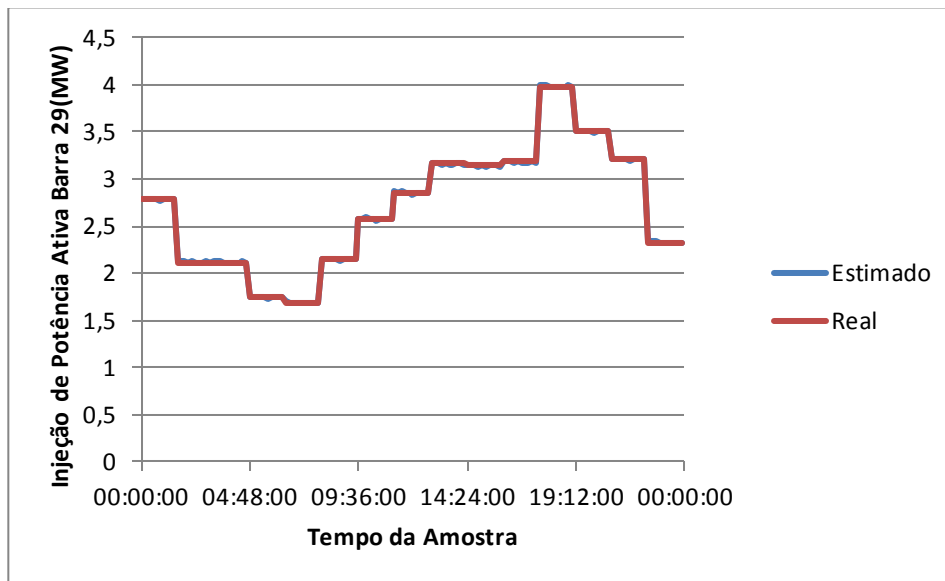


Figura 6. 26: Curva de carga real X Curva de carga estimada para a barra 29 – Medidas Convencionais

A Figura 6. 27 e Figura 6. 28 apresentam a curva de carga estimada e o nível de tensão obtido para cada ponto da curva de carga da barra 29, agora considerando o acréscimo das medidas fasoriais de tensão complexa nodal e medidas de magnitude de corrente.

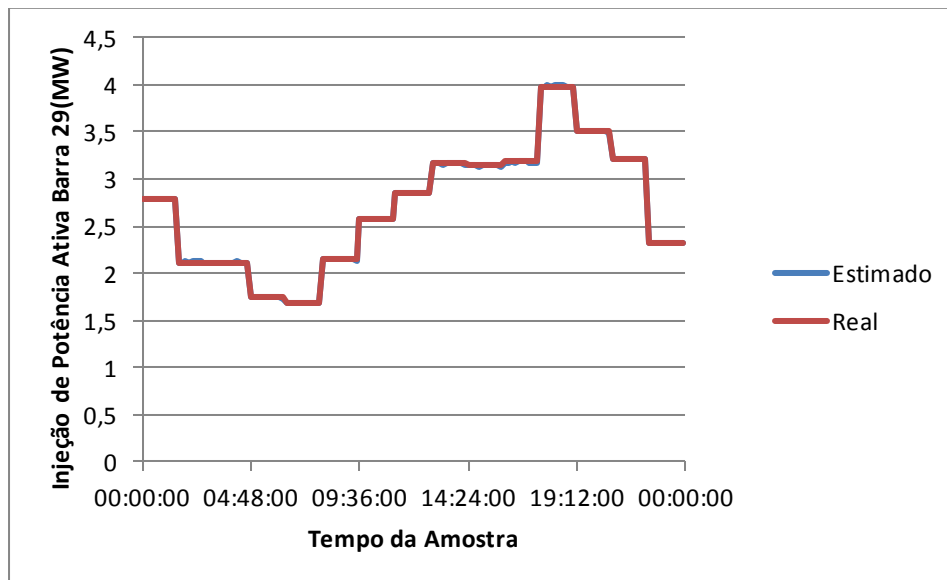


Figura 6. 27: Curva de carga real X Curva de carga estimada para a barra 29 – Medidas Fasoriais

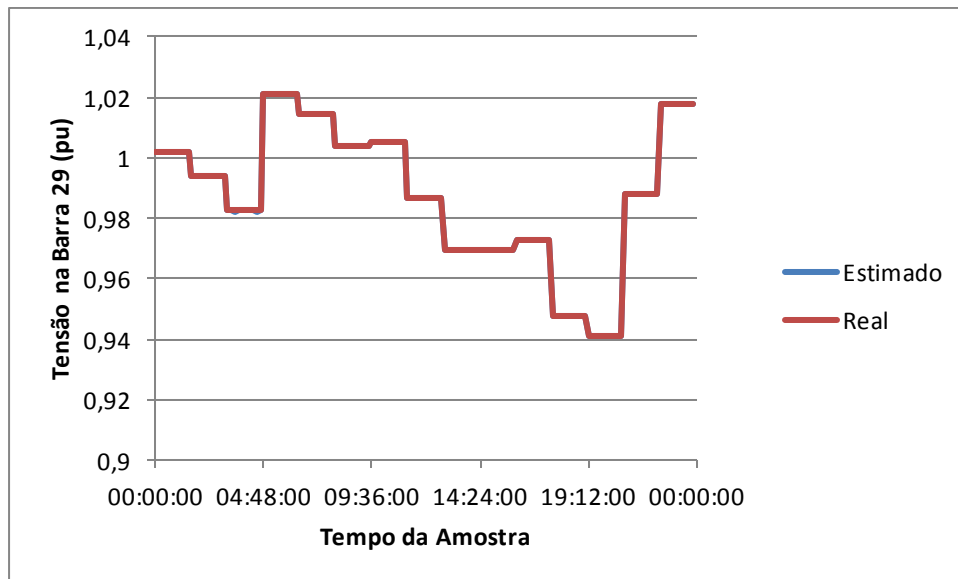


Figura 6. 28: Tensão estimada para a barra 29 – Medidas Fasoriais

Utilizando somente medidas convencionais um erro máximo de 0,88% (15kW) na determinação da curva de carga foi obtido, contra um erro de 0,57% (10kW) utilizando medidas fasoriais de tensão e as medidas de magnitude. Vale ressaltar que neste plano de medição, as medidas de corrente acrescentadas estão localizadas em locais que possuem as medições de fluxos de potência ativa e reativa. Este é um ponto importante pois para realizar as medidas de fluxo de potência já é necessário o uso de transformadores de corrente, e neste plano de medição proposto apenas estariam sendo transmitidos ao centro de operação um conjunto de medidas já existente (magnitude de corrente). Assim os únicos medidores novos a serem inseridos neste sistema seriam os medidores fasoriais de tensão.

7 Conclusões

A operação em tempo real de sistemas elétricos de potência tem como principal objetivo o suprimento de energia elétrica, em obediência à trilogia de continuidade, qualidade e economia de serviço. Para alcançar tal objetivo, é necessário que os níveis de tensão, frequência, fluxos nas interligações, carregamento de linhas e equipamentos, sejam mantidos dentro de faixas, ou limites de segurança. Para isso torna-se necessário a determinação do estado de operação corrente do sistema, definido em função das variáveis de estado do sistema, ou seja, das tensões complexas nodais.

Face ao exposto, o sucesso da operação em tempo real, dos sistemas elétricos de potência, depende da obtenção, em tempo real, das variáveis de estado. A ferramenta utilizada para isto nos modernos centros de controle e operação das companhias de energia elétrica é o estimador de estado. Assim, o sucesso da operação em tempo real depende do sucesso do processo de estimação de estado que, por sua vez, depende da qualidade e da redundância das medidas utilizadas. Nesse contexto nos últimos anos vem sendo investigada a possibilidade de utilização de medidas fasoriais sincronizadas no processo de estimação de estado.

Neste trabalho de conclusão de curso de graduação realizaram-se estudos e simulações computacionais com o intuito de investigar se realmente é vantajoso incluir as medidas fasoriais sincronizadas no processo de estimação de estado. Para isso, os seguintes estudos foram realizados:

1. Estudo do processo de estimação de estado convencional - para realizar esses estudos foram utilizadas diversas referências, como, por exemplo: SCHWEPPE (1974), MONTICELLI (1983) e ABUR e EXPOSITO (2004). Esses estudos possibilitaram o conhecimento de todas as etapas do processo de estimação de estado, bem como a implementação de um estimador de estado por mínimos quadrados ponderados convencional, isto é, que faz uso apenas de medidas convencionais obtidas pelo sistema SCADA;
2. Estudo do processo de estimação de estado híbrido – para realizar esses estudos foram utilizadas as seguintes referências PHADKE, et. al. (1986), ZHU e ABUR (2007), MORAES (2009) e BORGES (2011). Através desses estudos foi possível conhecer o funcionamento das PMUs e as dificuldades para utilização em conjunto de medidas convencionais e de medidas fasoriais sincronizadas no processo de estimação de estado. Dentre os estimadores híbridos analisados, o estimador de estado proposto por ZHU e ABUR (2007) foi escolhido para desenvolvimento deste trabalho, em razão

das seguintes vantagens: não exige muitas mudanças na formulação do processo de estimação de estado convencional, por mínimos quadrados ponderados; não requer a escolha de uma barra como referência angular, nem mesmo a criação de uma barra de referência virtual; e possibilita o processamento de erros grosseiros em medidas fasoriais sincronizadas, desde que a redundância seja adequada. Dessa forma tal estimador foi implementado em linguagem C++;

3. Para possibilitar uma avaliação dos benefícios da incorporação das medidas fasoriais sincronizadas, no processo de estimação de estado, foram analisadas diversas métricas propostas na literatura. Destas métricas destacam-se, a nosso ver, as propostas por COSTA et.al. (2008, 2010) , que serviram de base para desenvolvimento das duas métricas utilizadas neste trabalho, apresentadas no capítulo 5;

4. De posse das métricas realizaram-se estudos para verificar a forma mais adequada para ponderar as medidas a serem utilizadas no processo de estimação de estado. Buscando uma visão mais prática do problema, utilizou-se como base, para estes estudos, a tese de doutorado do engenheiro do ONS Rui Menezes de Moraes (2009), que apresenta uma visão bem prática do problema. Decidiu-se então utilizar duas formas de ponderação, ou seja, duas formas para cálculo de desvio-padrão de medidas, conforme apresentado no capítulo 5. Vale destacar que esses desvios-padrão foram utilizados tanto para gerar os valores das medidas quanto para ponderar as medidas no processo de estimação de estado;

5. Para possibilitar uma análise estatística confiável, desenvolveu-se um programa computacional para geração de valores de medidas a partir do estudo de fluxo de potência, conforma apresentado no capítulo 5. Através desse programa foram geradas 40 amostras de medidas para cada um dos sistemas de medição que foram considerados nos testes.

Analisando os resultados das diversas simulações computacionais realizadas, algumas das quais apresentadas no capítulo 6, foi possível observar o seguinte:

- As medidas fasoriais sincronizadas realmente melhoram o desempenho do processo de estimação de estado;
- As medidas fasoriais sincronizadas de tensão complexa nodal influenciam bastante nas estimativas das variáveis de estado e menos nas estimativas dos fluxos de potência;
- As medidas de magnitude de corrente influenciam bastante nas estimativas dos fluxos de potência e menos nas estimativas das variáveis de estado;

- A distribuição topológica das PMU influencia no desempenho do processo de estimação de estado. Observou-se uma melhora do processo de estimação de estado quando as PMUs foram instaladas em barras com maior quantidade de ramos adjacentes;
- Em geral pode-se afirmar que com o acréscimo de medidas fasoriais aumenta-se o desempenho do estimador de estado. Porém, as ponderações utilizadas para tais medidas influenciam bastante nos resultados obtidos. Isso ficou claro nos testes utilizando a ponderação em função do valor medido. Observe que para esses testes as ponderações obtidas não correspondiam aos ruídos que foram adicionados às medidas pelo programa que foi desenvolvido para gerar os valores das medidas para simulação;
- Em termos de ponderação mais adequada para as medidas, a ponderação em função do fundo de escala se mostrou como a mais eficiente para as métricas utilizadas. Para essa ponderação, o uso somente de medidas fasoriais de tensão complexa nodal atingiu melhorias de até 45%, de acordo com a métrica de tensão. Enquanto o acréscimo somente de medidas fasoriais de magnitude de corrente em ramos apresentou melhorias em torno de 15%, de acordo com a métrica de tensão, mas de 75% em relação à métrica de fluxo de potência. O uso em conjunto de medidas fasoriais de tensão complexa nodal e de magnitude de corrente acarretou melhorias no desempenho do estimador de até 70%, de acordo com a métrica de tensão, e de 80%, de acordo com a métrica de fluxos de potência;
- A precisão das medidas fasoriais sincronizadas também é algo que influencia diretamente o desempenho do estimador de estado híbrido. Medidas mais precisas melhoram o desempenho do estimador em até 70%, porém a influência da precisão na determinação do estado (métrica da tensão) da rede atinge um patamar de desempenho a partir de precisões em torno de 0,06 graus. Isso mostra que garantir uma precisão do medidor fasorial é importante para a estimação, mas do ponto de vista de custo benefício este fator não precisa ser tão criterioso, garantindo-se uma precisão aceitável do medidor fasorial é possível conciliar um bom desempenho para o estimador e um menor custo de implementação do sistema de medição. Vale ressaltar que a precisão atual de PMUs comerciais já apresentam bons resultados, tanto na estimação dos fluxos quanto na estimação do estado, sendo a preocupação quanto a precisão um critério a ser levado em conta na montagem de todo o sistema de medição (instalações elétricas, equipamentos de telemetria, etc.);
- Por último, ainda foi possível observar o resultado final da estimação durante um processo de operação em tempo real. Este caso de simulação representa a melhoria

do desempenho obtido através de medidas fasoriais, mas mais importante apresenta de maneira indireta as possibilidades de aplicação do estimador de estado apresentados no capítulo 2;

Face às observações supracitadas conclui-se que a inclusão de medidas fasoriais sincronizadas de tensão complexa nodal e de magnitude de corrente em ramos são benéficas para exatidão do processo de estimação de estado. Porém, para projetar sistemas de medição híbridos, para fins de estimação de estado, é vantajoso priorizar a instalação de PMUs em barras com mais ramos adjacentes. Além disso, outro fator crítico, para melhorar o desempenho de estimadores de estado híbridos, é a ponderação utilizada. Nesse contexto os resultados desse trabalho indicam que para melhorar a exatidão do processo de estimação de estado híbrido é de fundamental importância a realização de estudos detalhados para ponderar as medidas da forma mais correta possível, isto é, buscando refletir a imprecisão dos equipamentos utilizados no processo de medição.

A continuidade deste trabalho contempla a investigação dos efeitos da inclusão das medidas sincronizadas de ângulo de fase de corrente nos ramos da rede. Para isso será revisada toda a formulação do estimador de estado híbrido proposto por ZHU e ABUR (2007), bem como o programa desenvolvido neste trabalho. Em seguida, será analisado o impacto das medidas fasoriais sobre a capacidade de processamento de erros grosseiros em sistemas de medição híbridos.

7.1 Resumo Submetido para Congresso

- D. C. Barrionuevo; J. A. D. Massignan; Albertini, M.R.M.C.; Borges, G. P.; J.B.A. London Jr. *Estimadores de Estado que Fazem uso de Medidas Convencionais e de Medidas Fasoriais Sincronizadas*. XII SEPOPE, 2012.

Apêndice A – Conceitos de Estatística

Analisando fenômenos físicos, seja em engenharia elétrica ou em outras áreas da ciência, em geral não é possível obtermos ou medirmos o valor real do estado de um sistema físico. Mesmo tomando cuidados para garantir precisão, erros e ruídos aleatórios entram nas medidas. Entretanto, com repetidas medições os fenômenos físicos tendem a apresentar certas características estatísticas, com as quais é possível estimar o valor real com maior precisão. (STEVENSON; GRAINGER, 1994)

O objetivo do estimador de estado é determinar o estado do sistema mais real o possível de acordo com as grandezas elétricas medidas no sistema. Uma maneira de se obter este resultado é através do método estatístico da Máxima Verossimilhança. Os erros de medição são assumidos como tendo uma distribuição de probabilidade com alguns parâmetros desconhecidos. O método busca aqueles valores para os parâmetros de maneira a maximizar a probabilidade dos dados amostrados, dados o modelo assumido. (ABUR; EXPOSITO, 2004)

De maneira geral, posto um conjunto de dados e um modelo estatístico, o método de máxima verossimilhança estima os valores dos diferentes parâmetros do modelo estatístico de maneira a maximizar a probabilidade dos dados observados (isto é, busca parâmetros que maximizem a função de verossimilhança).

Os erros de medição são comumente assumidos como tendo uma distribuição de probabilidade Gaussiana (Distribuição Normal), sendo os parâmetros desta distribuição a média ou valor esperado μ , e a variância σ^2 . A equação A1 descreve a função de distribuição de probabilidade gaussiana, onde z é a variável aleatória e σ o desvio padrão de z .

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{z-\mu}{\sigma} \right)^2} \quad (A1)$$

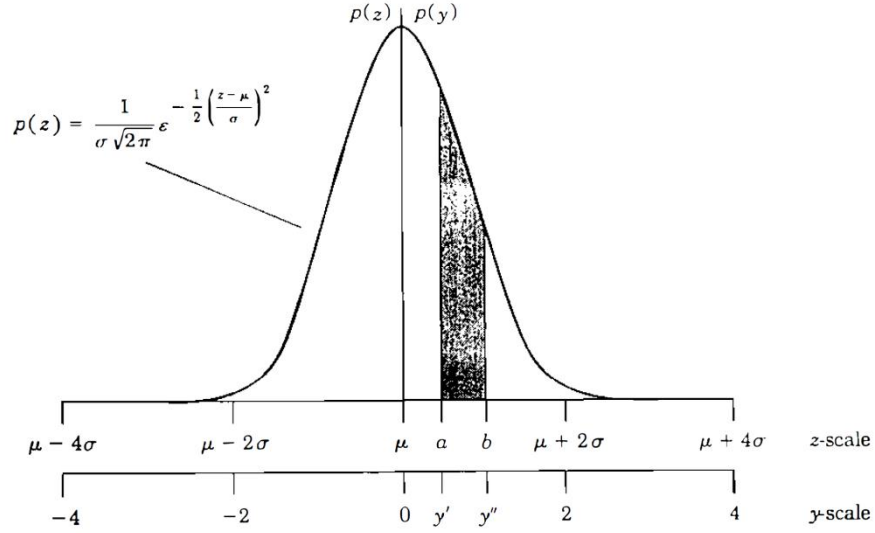


Figura A1: Distribuição de Probabilidade Gaussiana em Função da Média e Normalizada (16)

A Figura A1 apresenta a forma da função gaussiana normalizada através da mudança de variáveis descrita na equação A2.

$$y = \frac{z - \mu}{\sigma} \quad (\text{A2})$$

A área destacada representa a probabilidade de ocorrência da variável aleatória possuir um valor entre os pontos a e b . Analisando a função é possível observar as seguintes probabilidades de ocorrência do valor de z : 68% dentro dos limites de $z = \mu \pm \sigma$; 95% para os limites $z = \mu \pm 2\sigma$; e 99% de chance de ocorrência nos limites $z = \mu \pm 3\sigma$.

Se cada erro de medição é assumido como sendo independente, a função de máxima verossimilhança para um conjunto de m medições pode ser escrita de acordo com a equação A3.

$$f_m(z) = f(z_1) \cdot f(z_2) \dots f(z_m) \quad (\text{A3})$$

O método irá maximizar a função de máxima verossimilhança para um conjunto de medições z_1, z_2, \dots, z_m . O problema de otimização pode ser solucionado através da equação A4 (7), e não é propósito deste trabalho demonstrar esse desenvolvimento.

$$\min \sum_{i=1}^m \left(\frac{z_i - \mu_i}{\sigma_i} \right)^2 \quad (\text{A4})$$

Reescrevendo a equação acima em termos do resíduo r_i e do valor esperado de $E(z_i)$ da medida z_i expresso por $h(x_i)$, uma função não linear relacionada com o vetor de estado x . Assim obtêm-se o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados que é a solução do problema de otimização descrito na equação A5.

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{i=1}^m w_{ii} \cdot r_i^2 \\ \text{s. a.} \quad & z_i = h_i(x) + r_i, i = 1, \dots, m \end{aligned}$$

(A5)

O capítulo seguinte descreve o uso deste método para estimação de estado em sistemas elétricos de potência, onde também será melhor descrito o modelo de medidas e valores esperados em função do vetor de estado.

Apêndice B – Montagem da Matriz Jacobiana H(x)

Neste apêndice são apresentadas as equações para o cálculo dos elementos da matriz Jacobiana utilizada no processo de Estimação de Estado. O modelo utilizado para este equacionamento é modelo π generalizado, descrito no item 0 deste trabalho.

As equações B-1 a B-16 apresentam os cálculos para os elementos da matriz Jacobiana relacionados com os fluxos de potência ativa e reativa.

$$\frac{dP_{km}}{d\theta_k} = -a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [-g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi) + b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-1})$$

$$\frac{dP_{km}}{d\theta_m} = -a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi) - b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-2})$$

$$\frac{dP_{km}}{dV_k} = 2 \cdot a_{km}^2 \cdot V_k \cdot g_{km} - a_{km} \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi) + b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-3})$$

$$\frac{dP_{km}}{dV_m} = -a_{km} \cdot V_k \cdot [g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi) + b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-4})$$

Para os fluxos de potência reativa:

$$\frac{dQ_{km}}{d\theta_k} = -a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi) + b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-5})$$

$$\frac{dQ_{km}}{d\theta_m} = -a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [-g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi) - b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-6})$$

$$\frac{dQ_{km}}{dV_k} = -2 \cdot a_{km}^2 \cdot V_k \cdot (b_{km} + b_{km}^2) - a_{km} \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi) - b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-7})$$

$$\frac{dQ_{km}}{dV_m} = -a_{km} \cdot V_k \cdot [g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi) + b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-8})$$

Também para os fluxos da barra m para a barra k:

$$\frac{dP_{mk}}{d\theta_k} = -a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [-g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi) + b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-9})$$

$$\frac{dP_{mk}}{d\theta_m} = -a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi) - b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-10})$$

$$\frac{dP_{mk}}{dV_k} = 2 \cdot a_{km}^2 \cdot V_k \cdot g_{km} - a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi) + b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-11})$$

$$\frac{dP_{mk}}{dV_m} = -a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} + \varphi) + b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} + \varphi)] \quad (\text{B-12})$$

Para os fluxos de potência reativa:

$$\frac{dP_{mk}}{d\theta_k} = -a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} - \varphi) - b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} - \varphi)] \quad (\text{B-13})$$

$$\frac{dP_{mk}}{d\theta_m} = -a_{km} \cdot V_k \cdot V_m \cdot [-g_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} - \varphi) + b_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} - \varphi)] \quad (\text{B-14})$$

$$\frac{dP_{mk}}{dV_k} = -a_{km} \cdot V_m \cdot [g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} - \varphi) + b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} - \varphi)] \quad (\text{B-15})$$

$$\frac{dP_{mk}}{dV_m} = 2 \cdot V_m \cdot g_{km} - a_{km} \cdot V_k \cdot [g_{km} \cdot \text{cos}(\theta_{km} - \varphi) + b_{km} \cdot \text{sen}(\theta_{km} - \varphi)] \quad (\text{B-16})$$

As equações B-17 a B-23 apresentam os cálculos para os elementos da matriz Jacobiana relacionados com injeções de potência ativa e reativa.

$$\frac{dP_k}{d\theta_k} = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dP_{km}}{d\theta_k} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dP_{mk}}{d\theta_k} \quad (\text{B-17})$$

$$\frac{dP_{km}}{d\theta_m} = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dP_{km}}{d\theta_m} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dP_{mk}}{d\theta_m} \quad (\text{B-18})$$

$$\frac{dP_k}{dV_k} = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dP_{km}}{dV_k} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dP_{mk}}{dV_k} \quad (\text{B-19})$$

$$\frac{dP_k}{dV_m} = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dP_{km}}{dV_m} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dP_{mk}}{dV_m} \quad (\text{B-20})$$

Para as injeções de potência reativa:

$$\frac{dQ_k}{d\theta_k} = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dQ_{km}}{d\theta_k} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dQ_{mk}}{d\theta_k} \quad (\text{B-21})$$

$$\frac{dQ_{km}}{d\theta_m} = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dQ_{km}}{d\theta_m} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dQ_{mk}}{d\theta_m} \quad (\text{B-22})$$

$$\frac{dQ_k}{dV_k} = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dQ_{km}}{dV_k} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dQ_{mk}}{dV_k} + 2 \cdot b_k^{sh} \cdot V_k \quad (\text{B-23})$$

$$\frac{dQ_k}{dV_m} = \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dQ_{km}}{dV_m} + \sum_{m \in \Omega_k} \frac{dQ_{mk}}{dV_m} \quad (\text{B-24})$$

As equações B-25 a B-28 apresentam os cálculos para os elementos da matriz Jacobiana relacionados com as magnitudes de tensão.

$$\frac{dV_k}{d\theta_k} = \frac{dV_m}{d\theta_k} = 0 \quad (\text{B-25})$$

$$\frac{dV_k}{d\theta_m} = \frac{dV_m}{d\theta_m} = 0 \quad (\text{B-26})$$

$$\frac{dV_k}{dV_k} = 1, \quad \frac{dV_m}{dV_k} = 0 \quad (\text{B-27})$$

$$\frac{dV_k}{dV_m} = 0, \quad \frac{dV_m}{dV_m} = 1 \quad (\text{B-28})$$

As equações B-30 a B-33 apresentam o cálculo das derivadas parciais de primeira ordem para o fluxos de corrente da barra k para a barra m (análogo para o caso da barra m para barra k, desconsiderando o fator a_{km}).

$$S_{km} = \sqrt{P_{km}^2 + Q_{km}^2} \quad (B-29)$$

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial V_k} = \frac{1}{a_{km} \cdot V_k} \cdot \left(\frac{P_{km}}{S_{km}} \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} + \frac{Q_{km}}{S_{km}} \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_k} \right) - \frac{S_{km}}{(a_{km} \cdot V_k)^2} \quad (B-30)$$

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial V_m} = \frac{1}{a_{km} \cdot V_k} \cdot \left(\frac{P_{km}}{S_{km}} \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} + \frac{Q_{km}}{S_{km}} \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_m} \right) \quad (B-31)$$

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial \theta_k} = \frac{1}{a_{km} \cdot V_k} \cdot \left(\frac{P_{km}}{S_{km}} \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} + \frac{Q_{km}}{S_{km}} \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_k} \right) \quad (B-32)$$

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial \theta_m} = \frac{1}{a_{km} \cdot V_k} \cdot \left(\frac{P_{km}}{S_{km}} \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_m} + \frac{Q_{km}}{S_{km}} \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_m} \right) \quad (B-33)$$

As equações B-34 a B-37 apresentam os cálculos para os elementos da matriz Jacobiana relacionados com os ângulos de corrente.

$$\frac{\partial \delta_{km}}{\partial \theta_m} = -\frac{1}{S_{km}^2} \cdot \left(P_{km} \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} - Q_{km} \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_k} \right) \quad (B-34)$$

$$\frac{\partial \delta_{km}}{\partial \theta_m} = -\frac{1}{S_{km}^2} \cdot \left(P_{km} \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} - Q_{km} \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_k} \right) \quad (B-35)$$

$$\frac{\partial \delta_{km}}{\partial \theta_k} = 1 - \frac{1}{S_{km}^2} \cdot \left(P_{km} \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} - Q_{km} \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_k} \right) \quad (B-36)$$

$$\frac{\partial \delta_{km}}{\partial \theta_m} = -\frac{1}{S_{km}^2} \cdot \left(P_{km} \cdot \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_m} - Q_{km} \cdot \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_m} \right) \quad (B-37)$$

Apêndice C – Transformadores de Instrumentação

Em sistemas elétricos de potência, devido a magnitude das grandezas elétricas envolvidas, em torno de kV, kA e MVA, os instrumentos de medida se tornam um aspecto importante e particular na área de instrumentação. O engenheiro de sistemas de potência deve ter um conhecimento profundo desse tipo de instrumentos, seja para aplicações de proteção ou para a criação de um sistema supervisor de seu sistema.

Utiliza-se para estes fins transformadores de instrumentação e seu propósito é de transformar os altos níveis de tensão e corrente elétrica, em níveis menores apropriados para os dispositivos de medição em baixa tensão. Transformadores para medição requerem uma alta precisão na faixa de operação nominal do sistema, enquanto transformadores para proteção necessitam de linearidade em uma faixa grande de tensão e corrente. (ANSI/IEEE Std 242)

Valores nominais típicos para a saída de transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP), são 1 e 5 amperes e 115 e 120 volts, respectivamente. Quanto a classe de precisão, existem várias normas que descrevem aspectos de segurança e ensaios em transformadores de instrumentos, como IEEE, CSA, IEC, ANSI e NBR.

C.1 Transformadores de Corrente

Transformadores de corrente são equipamentos para medição de altas correntes. São classificados de acordo com o modelo do enrolamento primário, já que o enrolamento secundário é constituído por uma bobina com derivações (taps) ou múltiplas bobinas ligadas em série e/ou paralelo, para se obter diferentes relações de transformação. Quanto aos tipos construtivos podemos citar: Tipo enrolado; Tipo barra; Tipo bucha; Tipo janela; entre outros.

As principais considerações para aplicação são os parâmetros: Relação de Transformação; Corrente Nominal; Corrente Térmica Nominal; Fator Térmico Nominal; Corrente Dinâmica Nominal (1s); Fator Mecânico para Corrente Dinâmica (Tipo Enrolado); Tensão Nominal; Nível Básico de Isolamento; Carga Nominal; e Exatidão. (21)

A NBR 6856 – Transformador de Corrente – Especificação e a IEEE C57.13 - 2008 - *IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers* classificam o TC de medição quanto à precisão de acordo com os paralelogramos de exatidão, Figura C.1. Esse critério relaciona o fator de correção da relação (FCR) com o ângulo de fase em

minutos introduzido devido a carga nominal do TC. Vale ressaltar que as características da instalação elétrica do sistema de medição influem nessa precisão, e um acréscimo de ângulo deve ser inserido no valor medido devido à impedância dos cabos que ligam o TC ao instrumento de medição (ABB Tech App). As classes de exatidão típicas para medição nessas normas são 0,3-0,6-1,2, o que significa que para a carga nominal o erro percentual do valor medido pelo TC não ultrapassa 0,3% (ou 0,6% ou 1,2% dependendo da classe de exatidão) para a faixa de corrente de 1 a 20 vezes a corrente nominal.

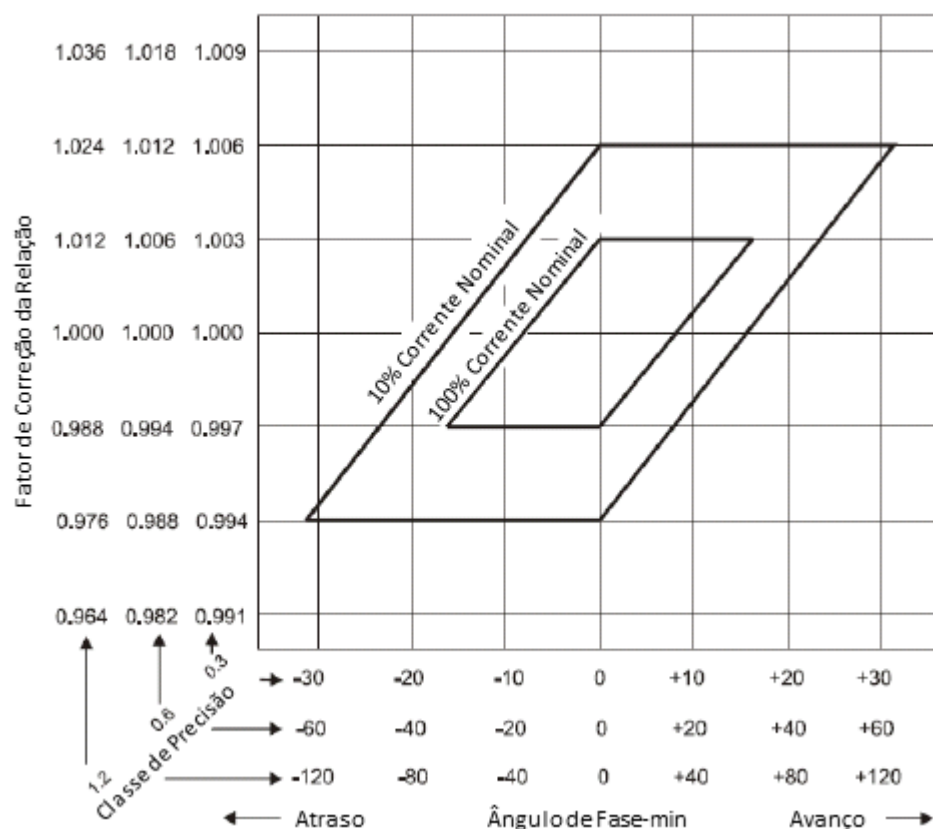


Figura C. 1: Paralelogramo de Exatidão de Transformadores de Corrente para Medição (MORAES, 2009)

C.2 Transformadores de Potencial

Transformadores de potencial são equipamentos para medição de altas e médias tensões. Um TP típico normalmente é monofásico e capaz de operar continuamente e de maneira precisa para uma faixa de tensão em torno de 10% da tensão nominal.

As principais considerações para aplicação são os parâmetros: Tensão Nominal Primária e Secundária; Potência Térmica Nominal; Fator de Sobretensão Nominal; Nível Básico de Isolamento; Carga Nominal; e Exatidão. (NBR 6855)

A NBR 6855– Transformador de Potencial Indutivo – Especificação e a IEEE C57.13 -2008 - *IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers* classificam o TP de medição quanto à precisão de acordo com os paralelogramos de exatidão, Figura C.2. Assim como para o TC, esse critério relaciona o fator de correção da relação (FCR) com o ângulo de fase em minutos introduzido devido a carga nominal do TP. A Figura C.3 representa a influência da impedância do cabo na medição e a necessidade do fator de correção (ABB Tech App). As classes de exatidão típicas para medição nessas normas são 0,3-0,6-1,2, o que significa que para a carga nominal o erro percentual do valor medido pelo TP não ultrapassa 0,3% (ou 0,6% ou 1,2% dependendo da classe de exatidão) para a faixa de tensão de 90% a 110% da tensão nominal.

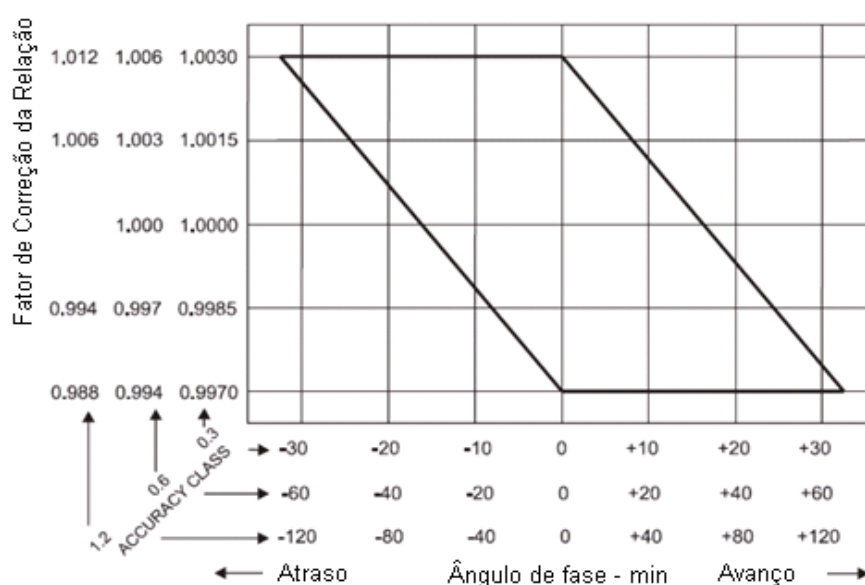


Figura C. 2: Paralelogramo de Exatidão de Transformadores de Potencial para Medição (MORAES, 2009)

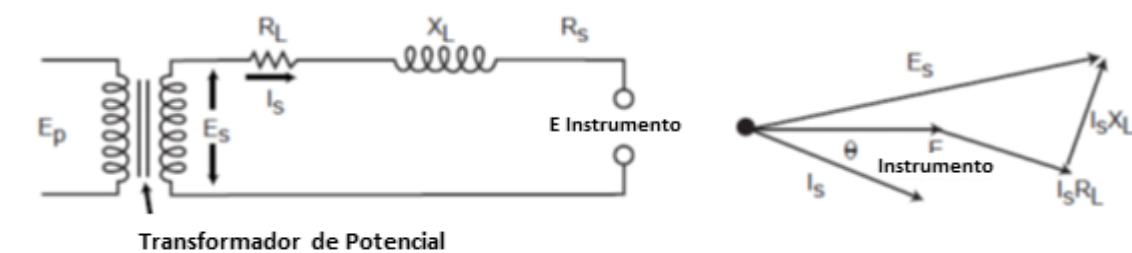


Figura C. 3: Influência da Impedância de Cabos na Medição (ABB Tech App)

Tanto imprecisões na medição de corrente quanto na medição de tensão se propagarão para outros tipos de medida (medições de fluxo e injeção de potência), uma vez que estes utilizam como base os valores de saída dos TC's e TP's. Os erros dos transformadores para instrumentos, se não corrigidos, devem ser considerados nos fatores de ponderação dos estimadores de estado.

Apêndice D - Medições Fasórias Sincronizadas

A operação e controle de sistemas elétricos é um assunto de suma importância, e novas tecnologias nesse setor, tradicionalmente conservador, tem apresentado um aumento de desempenho e confiabilidade dos sistemas. Com o advento do Sistema de Posicionamento Global (GPS), os dispositivos multifunção presentes no sistema elétrico passaram a ter uma possibilidade de atuação, a medição dos fasores de tensão e corrente.

O fasor é uma representação matemática no plano complexo de uma forma de onda cossenoidal, caracterizada pela magnitude e ângulo de fase do número complexo representado em coordenadas polares. A teoria clássica de circuitos elétricos usa desta ferramenta para simplificar os cálculos em análises de sistemas de corrente alternada. As equações D-1 a D-3 apresentam a definição matemática do fasor e sua forma em coordenadas polares e retangulares.

$$g(t) = \sqrt{2} \cdot G_{rms} \cdot \cos(\omega t + \phi) \quad (D-1)$$

$$\dot{g} = G_{rms} \angle \phi \text{ ou } \dot{g} = G_{rms} e^{j\phi} \quad (D-2)$$

$$\dot{g} = G_{rms} \cdot [\cos(\phi) + j\sin(\phi)] \quad (D-3)$$

O fasor de tensão ou corrente pode ser encontrado através da aplicação da Transformada Discreta de Fourier (DFT) na forma de onda medida. A partir de uma janela móvel de amostragens e um sistema de filtragem adequado as magnitudes e ângulos podem ser determinadas em diversos pontos do sistema elétrico. Porém se as amostras não forem tomadas no mesmo instante de tempo, os ângulos de fase não estarão referidos na mesma base de tempo e não irão refletir fielmente a defasagem entre os sinais de tensão e corrente do sistema. Assim, tratando um sistema de transmissão onde grandes distâncias estão envolvidas, o desafio torna-se a obtenção de uma referência de tempo única, com exatidão adequada e disponível em todos os locais de medição. (ANSI/IEEE Std 242)

Aplicando assim como referência de tempo para todo o sistema elétrico o sincronismo com o sistema GPS, a norma IEEE C37.118 – *IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems* defini o sincrofator como sendo o fasor referenciado à base de tempo do Tempo Universal Coordenado (UTC), definido pela norma do tempo Atômico Internacional (TAI). (MORAES, 2009)

Relógios sincronizado por GPS com precisão da ordem de $1\mu s$ estão disponíveis no mercado atualmente. Essa ordem de precisão equivale a uma diferença de fase de $0,022^\circ$ na frequência de 60 Hz.

A Figura D.1 representa o fundamento da medição fasorial tomando uma referência de tempo única.

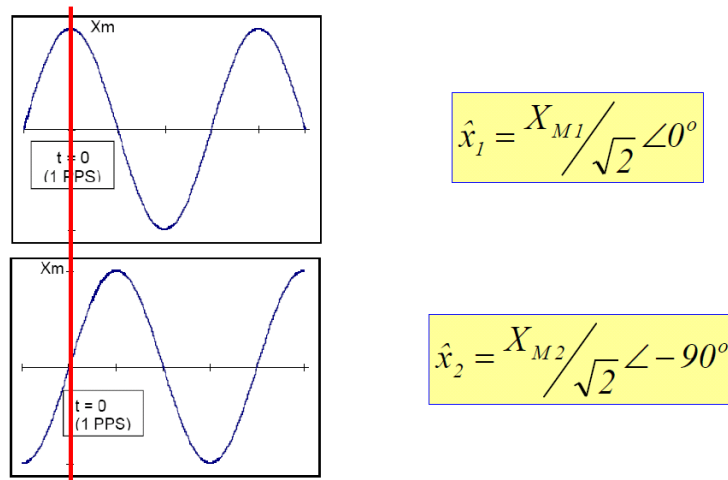


Figura D.1: Medição Fasorial Sincronizada (6)

Cada medição realizada através deste sistema possui uma etiqueta de tempo que indica o instante na qual ela foi efetuada em relação a referência comum de tempo. De um modo geral a etiqueta de tempo é um aspecto importante no projeto de uma unidade de medição fasorial (da sigla em inglês *Phasor Measurement Unit* – PMU), uma vez que esta depende do tamanho da janela de amostragem utilizada. Etiquetas de tempo introduzidas em instantes diferentes de uma mesma janela podem introduzir erros consideráveis na medição. (MORAES, 2009)

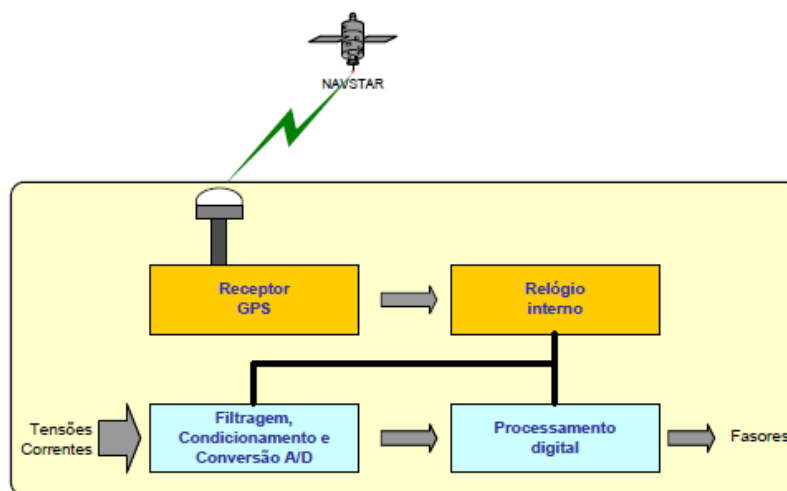
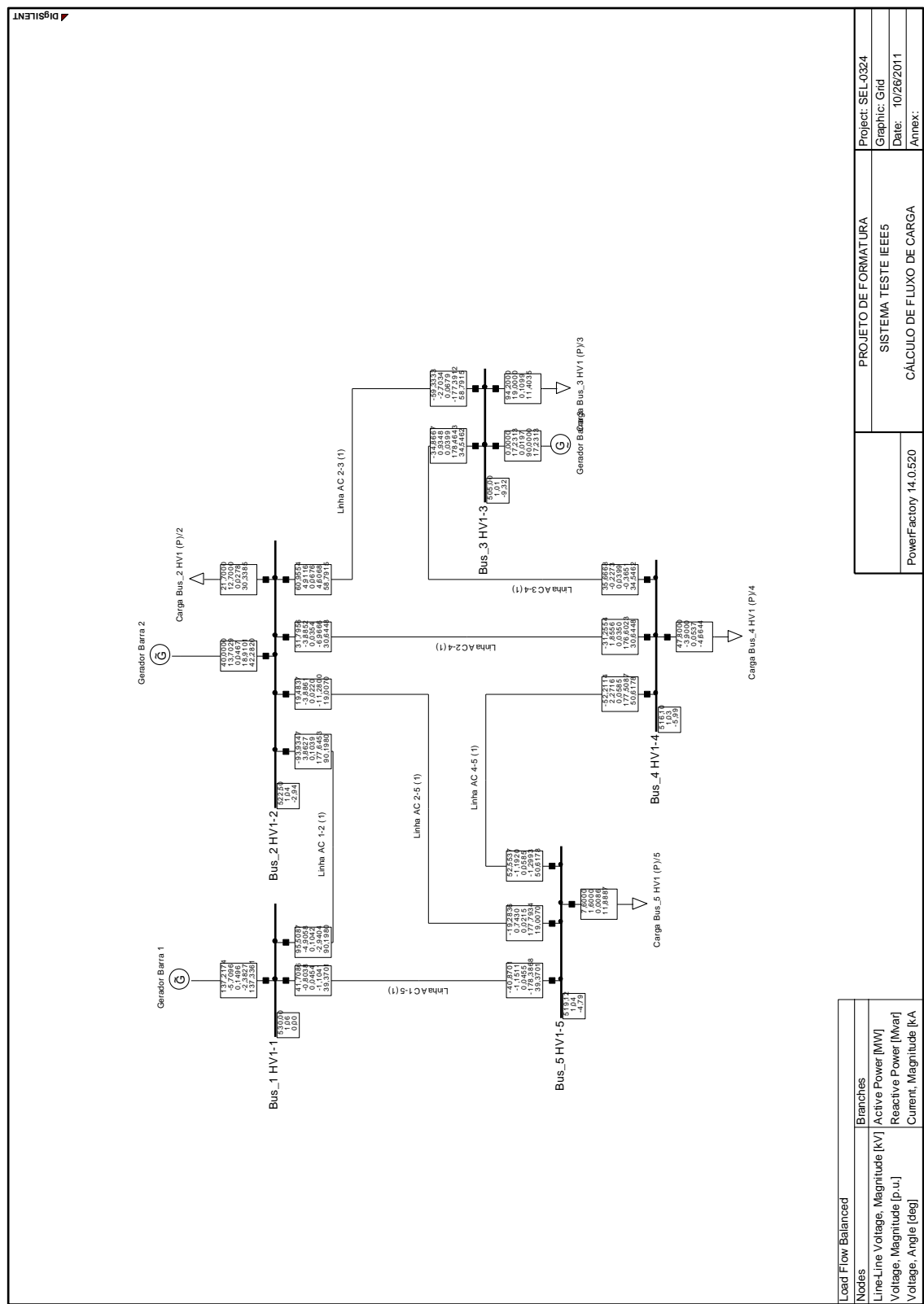
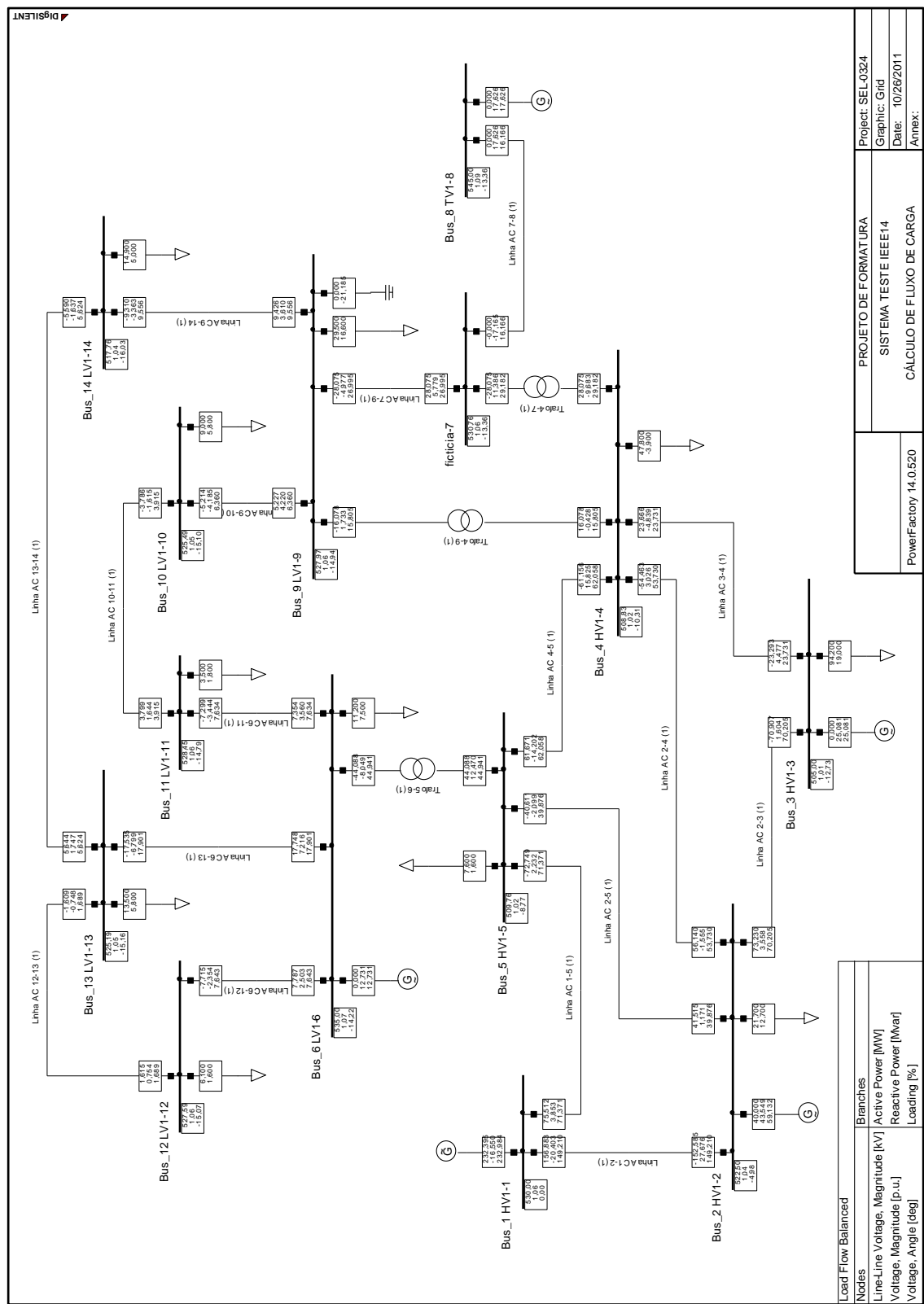


Figura D. 2: Estrutura Básica de uma Unidade de Medição Fasorial (6)

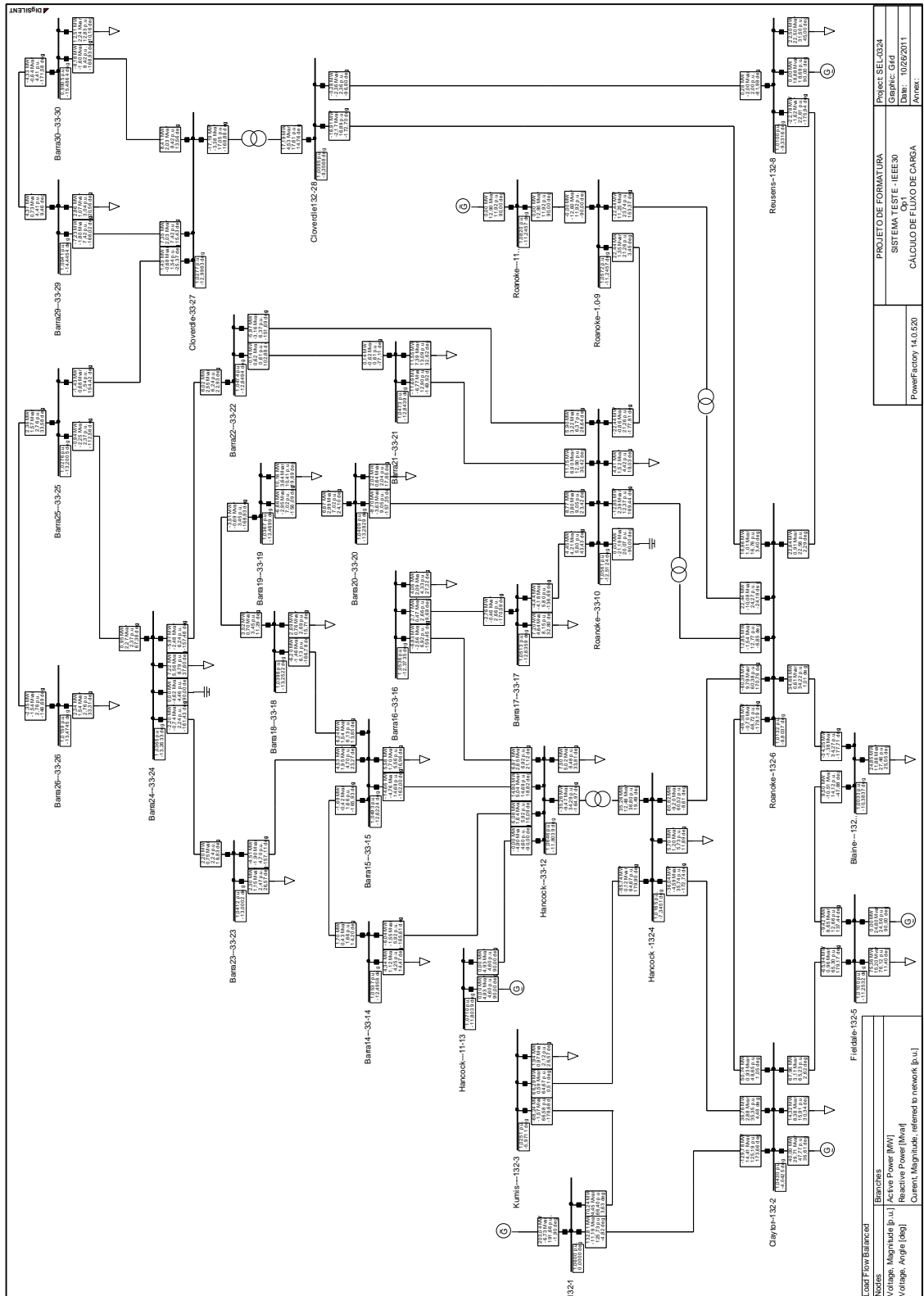
Anexo 1 – Diagrama Unifilar – IEEE5



Anexo 2 – Diagrama Unifilar – IEEE14



Anexo 3 – Diagrama Unifilar IEEE30



Bibliografia

1. **SCHWEPPE, F. C.; HANDSCHIN, E.** Static state estimation in electric power systems. *Proceedings of the IEEE*. 1974, Vol. 62, n.7, p.972-982, pp. 972-982.
2. **CARTOLANO, R.; et al.** Redundância de medidas para efeito de estimação de estado em sistemas elétricos de potência. *XVII Congresso Brasileiro de Automática*. Juiz de Fora, 2008.
3. **BORGES, G.P.** Medição Fasorial Sincronizada em Estimação de Estado. *Dissertação (Mestrado)*. São Carlos : Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2011.
4. **PHADKE, A.G.; THORP, J.S.; KARIMI, K.J.** State Estimation with Phasor Measurements. *IEEE Transactions on Power Systems*. p. 233-238, 1986, Vols. PWRS-1, 1.
5. **ZHU, J.; ABUR, A.** Effect of Phasor Measurements on the Choice of reference Bus for State Estimation. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. p.1-5, 2007.
6. **MORAES, R.M.** Sincrofasores em sistemas de potência: aplicações na estimação de estado. *Dissertação (Doutorado)*. Rio de Janeiro : Universidade Federal Fluminense - Instituto de Computação, 2009.
7. **ABUR, A.; EXPOSITO, A.G.** *Power System State Estimation: Theory and Application*. Nova York : Marcel Dekker, Inc, 2004.
8. **COSTA, A.S.; MEYER, B.T.; DECKER, I.** Análise dos benefícios de medições fasoriais sincronizadas quanto ao desempenho da estimação de estados em sistemas de potência. *XVII Brazilian Conference on Automatic Control*. Juiz de Fora, MG, 2008.
9. **LEITES, E.C.; COSTA, A.S.** Um estimador de estados ortogonal com capacidade para processar medidas fasoriais de tensão e corrente. *III Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. Belém, PA, 2010.
10. **RICE, M.J.; HEYDT, G.T.** Power Systems State Estimation Accuracy Enhancement Through the Use of PMU Measurements. *Transmission and Distribution Conference and Exhibition*. 2006.
11. **ABUR, A.** Impact of Phasor Measurements on State Estimation. *ELECO 2009 International Conference on Electrical and Electronics Engineering*. 2009.
12. **MELIOPOUOLOS, A.P.S.; et al.** Smart Grids Technologies for Autonomous Operation and Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*. p. 1-9, 2011, Vol. 2, 1.
13. Projeto MEDFASEE Monitoração do SIN em tempo real. [Online] [Cited: outubro 15, 2011.] <http://150.162.1.150/~labplan/index.php>.

14. **MONTICELLI, A.J.** *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. São Paulo : Edgard Blucher, 1983.
15. **BENEDITO, R.A.S.** Avaliação da Qualidade e Redundância das Medidas para Estimção de Estado em Sistemas Elétricos de Potência. *Dissertação (Mestrado)*. São Carlos : Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2007.
16. **STEVENSON, W.; GRAINGER, J.** *Power System Analysis*. s.l. : McGraw Hill, 1994.
17. **DigSilent**. *Software Power Factory v14.0.520*. 2011.
18. **CEPEL**. *Software ANAREDE Análise de Redes Elétricas*. 2006.
19. **PRESS, W.H.; et al.** *Numerical Recipes in C: The Art of Scientific Computing*. Cambridge : Cambridge University Press, 2002.
20. ABB Instrument Transformer Technical Information and Application Guide. [Online] [Cited: setembro 01, 2011.] <http://www.abb.com>.
21. **ANSI/IEEE Std 242**. *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power System*. 1986.
22. **ABNT**. *NBR 6856 - Transformador de Corrente. Especificação*. 1992.
23. **IEEE**. C57.13 - IEEE standard for Performance and Test Requirements for Instrument Transformers of a Nominal System Voltage of 115 kV and Above. 2009.
24. **ABNT**. *NBR 6855 - Transformador de Potencial Indutivo. Especificação*. 1993.
25. EIPP (2005) Performance Requirements Task Team. *Performance Requirements part II: targeted applications: state estimation*. [S.l.], 2006