



IMPLEMENTAÇÃO E COMPARAÇÃO ENTRE ESTIMADORES DE ESTADO DE TRANSIÇÃO MULTIESTÁGIOS

Bruno Luiz da Costa Fonseca

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Rio de Janeiro
Junho de 2014

IMPLEMENTAÇÃO E COMPARAÇÃO ENTRE ESTIMADORES DE ESTADO DE
TRANSIÇÃO MULTIESTÁGIOS

Bruno Luiz da Costa Fonseca

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE
ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO
GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.

Prof. Milton Brown do Couto Filho, Ph.D.

Dr. Luiz Corrêa Lima, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2014

Fonseca, Bruno Luiz da Costa

Implementação e Comparação Entre Estimadores de Estado de Transição Multiestágios / Bruno Luiz da Costa Fonseca – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

XI, 92 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Dissertação (mestrado) –UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 82-85.

1. Estimação de Estado. 2. Medição fasorial. 3. Estimador de Estado de Transição Multiestágios. I. Falcão, Djalma Mosqueira II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título

AGRADECIMENTOS

Antes de tudo e de todos, à Deus, que me ensina e me inspira a cada dia. À minha esposa, Priscila, pelo incentivo, paciência e colaboração. Aos meus pais, que, entre outras coisas me ensinaram que, muito mais do que o lugar de onde se veio, o que importa é onde se quer chegar. Ao professor Djalma, por toda a ajuda e orientação na elaboração do trabalho e a todos os professores da COPPE, com os quais tive o grande prazer de aprender. Finalmente, agradeço também aos colegas de trabalho do CEPEL, pelas palavras de incentivo, pelas diversas “dicas” dadas durante a confecção desta dissertação e pelas ajudas na formatação deste documento.

“Bem aventurado o homem que acha a sabedoria, e o homem que adquire conhecimento, pois estes são melhores que a prata e têm mais valor que o ouro.”

Livro de Provérbios, capítulo 3, versículos 13 e 14

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

IMPLEMENTAÇÃO E COMPARAÇÃO ENTRE ESTIMADORES DE ESTADO DE TRANSIÇÃO MULTIESTÁGIOS

Bruno Luiz da Costa Fonseca

Junho/2014

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Programa: Engenharia Elétrica

O advento das Unidades de Medição Fasorial abriu uma grande janela de oportunidades e trouxe diversos benefícios para os sistemas de monitoração e controle. Entretanto, no que diz respeito aos aplicativos de estimação de estado, algumas questões passam a ser levantadas, tanto sobre a real necessidade de um Estimador de Estado (visto que as medições fasoriais possuem grande precisão) quanto sobre o que fazer com o sistema de medição convencional já existente, preparado para dar suporte aos aplicativos encontrados usualmente em Sistemas de Gerenciamento de Energia.

Este trabalho traz uma breve introdução às Unidades de Medição Fasorial e aos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada, além de desenvolver e colocar sob teste dois Estimadores de Estado de Transição Multiestágios, capazes de lidar simultaneamente com medidas convencionais e fasoriais.

Os casos estudados mostram alguns aspectos importantes sobre a utilidade destes Estimadores e sobre a qualidade dos resultados obtidos por eles.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.).

IMPLEMENTATION AND COMPARATION BETWEEN MULTISTAGE TRANSITION STATE ESTIMATORS

Bruno Luiz da Costa Fonseca

June/2014

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Department: Electrical Engineering

The advent of the Phasorial Measurement Units has opened a huge window of opportunities and brought several benefits to the monitoring and control systems. However, regarding the state estimation applications, some questions are being raised, both the real need of a state estimator (since the phasor measurements have high precision) as to what to do with the existing conventional measurements systems, prepared to support EMS applications.

This paper introduces the Phasor Measurement Units and the Synchronized Phasor Measurement Systems, in addition to developing and putting under test two Multistage Transition State Estimators, able to deal simultaneously with conventional and phasorial measurements.

The study cases conducted reveals some important aspects about the usefulness of these estimators and the quality of the results obtained by them.

SUMÁRIO

Capítulo I: Introdução	1
I.1 Objetivo	1
I.2 Descrição do problema	2
I.3 Estrutura do texto.....	3
Capítulo II: Introdução à Medição Fasorial.....	5
II.1 Elementos básicos de uma UMF.....	7
II.1.1 Entradas analógicas	8
II.1.2 Filtros anti-aliasing.....	8
II.1.3 Sistema de Posicionamento Global e receptores GPS.....	8
II.1.4 Oscilador em fase com GPS.....	10
II.1.5 Microprocessador.....	11
II.1.6 Modems.....	11
II.2 Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada	11
II.3 Fasores, sincrofases e cálculo da representação fasorial de sinais senoidais	14
II.4 Estrutura de dados das mensagens de comunicação das UMFs	20
II.5 Etiquetas de tempo e sincronização dos dados das UMFs	22
II.6 Taxas de atualização de dados	24
II.7 Requisitos de exatidão e das UMFs	25
II.7.1 Frequência e Taxa de Variação de Frequência (TVF).....	25
II.7.2 Erro Vetorial Total (EVT).....	28
II.8 Estado da arte.....	31
Capítulo III: Estimção de Estado Aplicada a Sistemas de Potência	33
III.1 Introdução	33
III.2 Fundamentos matemáticos da estimção de estado	34
III.2.1 Estimção de estado linear	37
III.2.2 Estimção de estado não linear	40
Capítulo IV: Adaptação dos Estimadores de Estado às UMFs e Uso dos Estimadores de Transição	43
IV.1 Estimção de estado linear utilizando dados de UMFs.....	45
IV.2 Estimadores de Estado de Transição.....	47
IV.2.1 Consideração de Informações a Priori.....	48
IV.2.2 Estimção de estado aliada à Fusão de Estimativas	51
Capítulo V: Simulações e Resultados Obtidos.....	55
V.1 Programa desenvolvido.....	55
V.2 Sistema de teste.....	59
V.3 Casos de estudo.....	61

VI.3.1	Caso base.....	62
VI.3.2	Caso 01 – Sistema em transição.....	66
VI.3.3	Caso 02 – Erro de estimação do EEC em barra sem medição fasorial.....	69
VI.3.4	Caso 03 – Erro de estimação do EEC em barra com medição fasorial.....	72
VI.3.5	Caso 04 – Erro grosseiro em medida de tensão complexa de uma UMF.....	74
VI.3.6	Caso 05 – Erros grosseiros em todas as medidas de uma UMF.....	75
Capítulo VI:	Conclusões e Propostas de Trabalhos Futuros.....	78
VI.1	Conclusões.....	78
VI.2	Propostas de trabalhos futuros.....	80
	Referências Bibliográficas.....	82
	ANEXO A: Plano Base de Medição Para o Sistema IEEE 57 Barras.....	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 2 - 1 – Protótipos de UMF construídos na Universidade Virginia Tech	6
Figura 2 - 2 – Diagrama de blocos com os principais elementos de uma UMF moderna	7
Figura 2 - 3 – Representação da constelação de satélites do GPS atual	9
Figura 2 - 4 – Sistema de Medição Fasorial Sincronizada genérico	12
Figura 2 - 5 – Representação fasorial de um sinal senoidal	15
Figura 2 - 6 – Convenção adotada para o ângulo de fase em sincrofasores	16
Figura 2 - 7 – ângulo de fase de um sincrofasor de acordo com o desvio de frequência	18
Figura 2 - 9 – Formato dos arquivos de transmissão de dados	21
Figura 2 - 10 – Representação visual do critério de $EVT \leq 1\%$	30
Figura 3 - 1 – Modelo pi-nominal de uma linha de transmissão	40
Figura 4 - 1 – Estrutura simplificada do EEIAP	50
Figura 4 - 2 – Estrutura simplificada do EEFE	53
Figura 5 - 2 – Principais componentes da estrutura do protótipo	58
Figura 5 - 3 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 57 barras	59
Figura 5 - 4 – EVT por tipo de Estimador para as tensões complexas do caso base	65
Figura 5 - 5 – Disposição das UMFs no sistema de testes para o caso 01	67
Figura 5 - 6 – EVT dos valores calculados pelos Estimadores de Transição no caso 01	67
Figura 5 - 7 – Comparação entre EVTs dos resultados do Estimador Convencional	70
Figura 5 - 8 – Comparação entre os EVTs do caso 02	71
Figura 5 - 9 – Comparação entre os EVTs do caso 03	73
Figura 5 - 10 – Comparação entre os EVTs no caso 01	76
Figura 5 - 11 – Comparação entre os EVTs no caso 05	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 2 - 1 – Requisitos de taxa de atualização das UMFs.....	24
Tabela 2 - 2 – Requisitos de frequência e TVF sob regime permanente	27
Tabela 2 - 3 – Requisitos dinâmicos de frequência e TVF (modulação).....	27
Tabela 2 - 4 – Requisitos dinâmicos de frequência e TVF (rampa de frequência)	28
Tabela 2 - 5 – Requisitos de EVT sob regime permanente.....	29
Tabela 2 - 6 – Requisitos dinâmicos de EVT (modulação)	29
Tabela 2 - 7 – Requisitos dinâmicos de EVT (modulação)	29
Tabela 2 - 8 – Características de algumas UMFs disponíveis no mercado.....	32
Tabela 5 - 1 – Valores de variância atribuídos por tipo de medida	61
Tabela 5 - 2 – Parâmetros utilizados pelo Estimador desenvolvido	61
Tabela 5 - 3 – Valores estimados das variáveis de estado para cada Estimador.....	63
Tabela 5 - 4 – Valores de EVT das variáveis de estado calculadas pelos Estimadores	64
Tabela 5 - 5 – Valores calculados pelos EETs	68
Tabela 5 - 6 – Tensão complexa na barra 31 estimada pelo EEC.....	71
Tabela 5 - 7 – Comparação entre valores estimados de tensão na barra 31 (Caso 02).....	72
Tabela 5 - 8 – Comparação entre valores estimados de tensão na barra 31 (Caso 03).....	73
Tabela 5 - 9 – Comparação entre tensões estimadas na barra 12 (caso 04)	74
Tabela 5 - 10 – Comparação entre valores verdadeiros e medidos na barra 12.....	75
Tabela 5 - 11 – Comparação entre tensões estimadas na barra 12 (caso 05)	76
Tabela A - 1 – Valores de módulo de tensão SCADA	86
Tabela A - 2 – Valores das injeções de potência ativa SCADA	87
Tabela A - 3 – Valores das injeções de potência reativa SCADA	88
Tabela A - 4 – Valores dos fluxos de potência ativa SCADA.....	89
Tabela A - 5 – Valores dos fluxos de potência reativa SCADA.....	90
Tabela A - 6 – Valores das tensões nodais complexas SMFS	91
Tabela A - 7 – Valores das correntes de ramo complexas SMFS.....	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CDF – Concentrador de Dados Fasoriais
EEC – Estimador de Estado Convencional
EIAP – Estimador de Estado com uso de Informações a Priori
EEL – Estimador de Estado Linear
EET – Estimador de Estado de Transição
EEFE – Estimador de Estado com uso de Fusão de Estimativas
EF – Erro de Frequência
EMS – Energy Management System
ETVF – Erro de Taxa de Variação de Frequência
FDMS – Fusão de Dados de Múltiplos Sensores
GPS – Global Positioning System
IED – Intelligent Electronic Device
IEEE – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
LAN – Local Area Network
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PMU – Phasor Measurement Unit
PNT – Positioning Navigation and Timing
PPS – Pulso Por Segundo
SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition
SCDF – Super Concentrador de Dados Fasoriais
SE – Subestação
SEP – Sistema Elétrico de Potência
SIN – Sistema Interligado Nacional
SMFS – Sistema de Medição Fasorial Sincronizada
SOC – Second of The Century
TC – Transformador de Corrente
TDF – Transformada Discreta de Fourier
TP – Transformador de Potencial
TR – Tempo Real
TRF – Transformada Rápida de Fourier
TVF – Taxa de Variação de Frequência
UMF – Unidade de Medição Fasorial
UTC – Universal Time Coordinated

Capítulo I: Introdução

Neste primeiro capítulo, serão apresentados o objetivo da dissertação, uma descrição superficial do problema a ser enfrentado e a estrutura de capítulos em que o texto está organizado, seguidos por uma breve descrição de seus conteúdos.

I.1 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo principal desenvolver e comparar dois Estimadores de Estado de Transição Multiestágios que utilizam técnicas diferentes na solução do problema de estimação de estado utilizando medição fasorial e medição convencional. Este problema é encontrado quando se deseja utilizar a medição fasorial disponível junto ao Estimador de Estado Convencional (que utiliza medição do sistema SCADA) já implantado, com o objetivo de aproveitar os benefícios oriundos das maiores taxas de atualização e maior precisão das Unidades de Medição Fasorial (UMFs).

As técnicas utilizadas são a Estimação de Estado com uso de Fusão de Estimativas e a Estimação de Estado com uso de Informações a Priori; ambas serviram como base no desenvolvimento de Estimadores de Estado de Transição Multiestágios, que terão seus desempenhos comparados entre si e com os desempenhos de um Estimador Convencional e de um Estimador Linear que considera a existência de um sistema observável unicamente por medidas oriundas de UMFs.

Para que fosse possível o desenvolvimento dos dois Estimadores de Estado de Transição, foi realizada uma intensa pesquisa entre diversas fontes de dados buscando aprofundamento no que diz respeito à medição fasorial e, para colaborar na divulgação de parte do conhecimento adquirido, foi adicionado um capítulo versando exclusivamente sobre este objeto, com explicações básicas e uma breve descrição do atual estágio em que se encontram as UMFs.

I.2 Descrição do problema

Embora o estabelecimento e a utilização de sistemas SCADA tenha se mostrado uma importante aquisição para a operação segura dos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), os dados obtidos através deste sistema se mostraram nem sempre corretos (apresentando por vezes, medidas portadoras de erros grosseiros). Além disso, nem sempre todas as medidas necessárias à operação estavam realmente disponíveis a todo instante nos Centros de Controle [1].

Buscando uma solução para os problemas supracitados, a função do Estimador de Estado nos Centros de Controle foi desenvolvida e implantada inicialmente na década de 70 [2,3,4]. Em termos práticos este era um software que funcionava conectado ao terminal do sistema SCADA tendo, por este motivo, uma arquitetura altamente dependente da arquitetura deste sistema. Neste trabalho, este tipo de Estimador de Estado será chamado de Estimador de Estado Convencional, abreviado pela sigla EEC.

Os dados de medição utilizados pelo EEC são um subconjunto dos dados de tempo real (TR) presentes na base de dados do SCADA e os dados da rede elétrica (basicamente dados de conectividade e parâmetros dos equipamentos) normalmente estão presentes numa base de dados estática utilizada pelos aplicativos EMS (do inglês *Energy Management System*) do Centro de Controle.

Nas últimas décadas, os sistemas de medição nas subestações (SEs) vêm sendo substituídos por outros que usam uma tecnologia baseada em microprocessadores presente em IEDs, que por sua vez estão conectados em LANs e que têm, a capacidade de coletar medidas a uma taxa de atualização muito maior (e com muito mais precisão) que a do sistema SCADA, além de poderem associar a essas medidas etiquetas de tempo sincronizadas via GPS, o que permite que sejam medidos diretamente fasores de corrente e tensão [5].

Com o advento dessas unidades de medição, chamadas de Unidades de Medição Fasorial (UMFs ou, do inglês *Phasor Measurement Units* – PMUs), novas possibilidades surgiram para o desenvolvimento de aplicativos a serem utilizados na supervisão controle dos sistemas elétricos. Uma dessas possibilidades é o uso da medição direta de tensões e correntes complexas como dados de entrada de um

programa com função de Estimador de Estado Linear (EEL), capaz de filtrar possíveis erros de medição e prover valores não telemedidos, com alguns benefícios tais como uma maior velocidade de processamento, maior taxa de atualização de valores estimados e maior precisão.

Pelas qualidades citadas, os softwares de estimação de estado linear têm despertado grande interesse de implementação em sistemas elétricos. Entretanto, há ainda algumas questões técnicas e econômicas que dificultam sua implantação nos Centros de Controle. Entre estas questões, destacam-se:

- 1) O uso de um Estimador de Estado Linear requer, por questões ligadas principalmente à observabilidade, o uso de uma quantidade generosa de UMFs, o que, economicamente se torna um problema, visto que estes equipamentos requerem um investimento relativamente alto;
- 2) Abrir mão de um investimento grande e contínuo como o aplicado no sistema SCADA e nos softwares relacionados a este, normalmente não é algo visto com bons olhos pelos agentes dos sistemas elétricos. Por isso, é razoável se imaginar uma substituição gradual dos equipamentos e um longo período de convivência entre a tecnologia atual e o Sistema de Medição Fasorial Sincronizada.
- 3) Assumir uma condição de implantação gradual das UMFs, faz com que seja necessário se pensar num software que possa admitir uma transição na estrutura de medição e, portanto, em seus dados de entrada.

Antevendo estes obstáculos, surgiram os Estimadores de Estado de Transição (EETs) [6,7], detalhados adiante, cujo desenvolvimento e teste são objetivos principais desta dissertação.

I.3 Estrutura do texto

O trabalho apresentado neste documento está estruturado em 6 capítulos, como a seguir disposto.

- **Capítulo I:** Introdução e objetivo do trabalho e descrição inicial do problema sob estudo;
- **Capítulo II:** Informações básicas sobre Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada, parâmetros de comparação utilizados pelas UMFs e estado da arte das UMFs;
- **Capítulo III:** Aspectos básicos e de modelagem relacionados à aplicação de estimação de estado em sistemas de energia elétrica;
- **Capítulo IV:** Estimação de estado utilizando medição fasorial, Estimadores de Estado de Transição (Híbridos e Multiestágios) e formulação matemática para o desenvolvimento dos EETs utilizados neste trabalho;
- **Capítulo V:** Apresentação do sistema desenvolvido para aplicação dos métodos sob análise, casos de estudo e comparação dos resultados obtidos;
- **Capítulo VI:** Conclusões e proposição de trabalhos futuros, que poderão ensejar complementos a esta dissertação;

Capítulo II: Introdução à Medição Fasorial

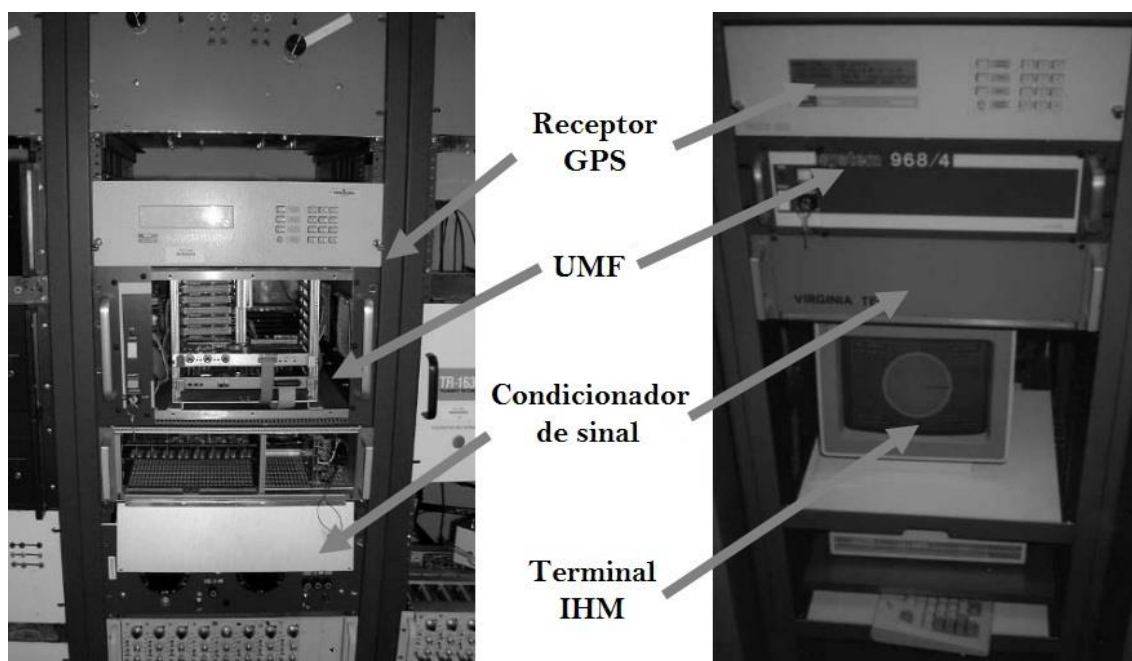
A importância do conhecimento dos valores de ângulo das tensões é de conhecimento geral dentro da área de engenharia elétrica, haja vista por exemplo a proporcionalidade entre o fluxo de potência ativa numa linha e o seno da abertura angular entre as tensões nos seus terminais. Devido a esta grande importância, a busca por uma forma de medição dos valores destas diferenças angulares foi uma grande preocupação por anos [8].

Após o blecaute de 1965 nos EUA, a comunidade científica ligada aos sistemas de potência começou a direcionar um maior número de pesquisas para o objetivo de tornar o sistema elétrico mais seguro. Um dos frutos destas pesquisas foi o uso da Transformada Rápida de Fourier (TRF ou, do inglês, Fast Fourier Transform – FFT) um algoritmo de alta velocidade para o cálculo da Transformada Discreta de Fourier (TDF ou, do inglês, “Discrete Fourier Transform” – DFT), utilizada no cálculo das componentes simétricas das tensões e correntes e mostrada com detalhes em [9], que é considerada por alguns como o ponto de partida para o desenvolvimento das UMFs atuais [8].

A baixa capacidade de processamento dos equipamentos da época requeria um algoritmo eficiente para o cálculo dos valores de sequência positiva das tensões e correntes e foi exatamente esta a grande inovação trazida por este algoritmo, que tornou possível o cálculo destes valores com grande precisão e em tempo de processamento da ordem de um ciclo (aproximadamente 16,67ms), o que fez com que esta técnica chamasse atenção para o uso em diversas outras aplicações [10].

Seguindo o caminho traçado até o desenvolvimento das UMFs, a próxima etapa seria a sincronização da base de tempo utilizada nas amostragens das tensões e correntes medidas, o que tornaria possível a obtenção de fasores com mesma referência angular. Curiosamente, o Sistema Global de Posicionamento estava sendo desenvolvido na mesma época que o algoritmo citado anteriormente [11], e ficou claro que este sistema oferecia a forma mais eficiente de sincronização de medidas separadas por grandes distâncias.

Com isto, em 1988, o primeiro protótipo daquilo que hoje é conhecido como uma Unidade de Medição Fasorial foi criado na Universidade Virginia Tech, dos EUA e foi instalado em algumas subestações para testes [12,13,14]. A Figura 2 - 1 mostra dois destes protótipos. Ambos não possuíam receptor GPS interno e, como a constelação de satélites da época de sua criação era bem menor que a atual, precisavam de um aparelho que mantivesse um sinal de tempo preciso na falta de sinal GPS.



Fonte: “Synchronized Phasor Measurements and Their Applications”

Figura 2 - 1 – Protótipos de UMF construídos na Universidade Virginia Tech

O primeiro modelo comercial de UMF foi o 1690 da Macrodyne, construído em 1991 [8,15]. Atualmente há diversos fabricantes de UMFs em todo o mundo e o IEEE publicou, em 1995, a norma IEEE Std 1344TM-1995 [16] com o objetivo de padronizar algumas características destas unidades.

Esta norma foi substituída 2005 pela IEEE Std C37.118-2005 [17] que sofreu uma revisão em 2011, sendo expandida e dividida em duas normas: a IEEE Std C37.118.1-2011 [18] (IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems) e a IEEE Std C37.118.2-2011 [19] (IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems), que são as normas sob vigência atualmente.

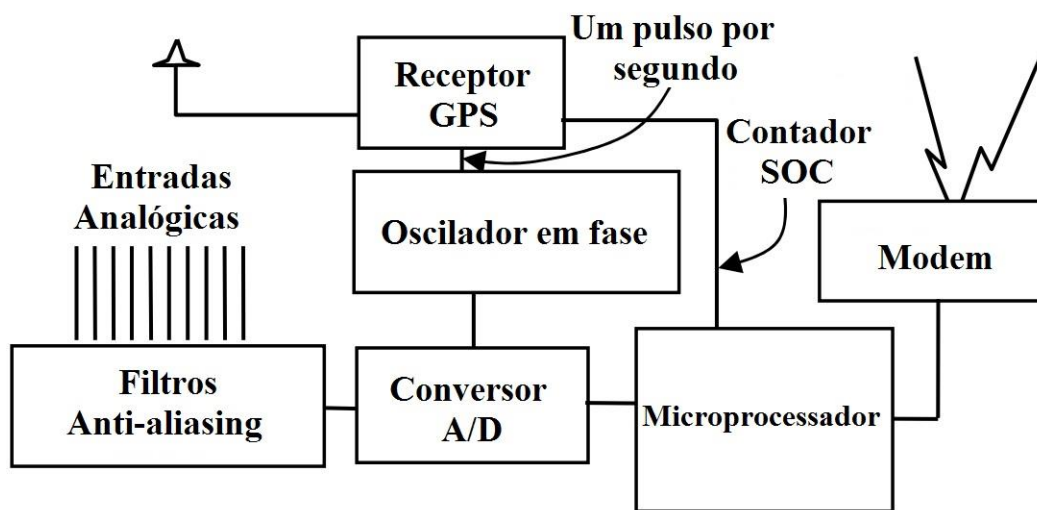
Os próximos itens deste capítulo serão dedicados a uma breve apresentação dos elementos que compõem as UMFs; dos Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada

(SMFS); das características técnicas das UMFs e dos SMFSs; dos métodos utilizados para o cálculo dos fasores; e das normas C37.118.1-2011 e C37.118.2-2011.

II.1 Elementos básicos de uma UMF

As UMFs atuais são capazes de fornecer estimativas de sincrofasores de tensão e corrente e da frequência do sistema, bem como outras informações opcionais (valores calculados de potência ativa e reativa por exemplo) [19]. Estes dispositivos podem ainda exercer outras funções, como a de Relé de Proteção [10]. Desta forma, observa-se que, embora haja normas do IEEE que visam a padronização de características em comum das UMFs (principalmente no que diz respeito ao formato e precisão da saída de dados), as características construtivas destes equipamentos podem variar de acordo com seu desenvolvedor e com suas funções adicionais, o que torna difícil obter uma configuração universal de hardware.

Mesmo não havendo um padrão construtivo a ser seguido, em [8], um modelo genérico de UMF é proposto. Este modelo contém os componentes básicos necessários para o funcionamento da unidade de medição e é reproduzido na Figura 2 - 2 mostrada abaixo. Alguns de seus componentes serão comentados nos próximos subitens deste capítulo.



Fonte: "Electric Power Grid Monitoring with Synchronized Phasor Measurements"

Figura 2 - 2 – Diagrama de blocos com os principais elementos de uma UMF moderna

II.1.1 Entradas analógicas

As entradas analógicas representadas são as correntes e tensões oriundas das saídas dos TCs e TPs. Como todas as três fases são medidas, as componentes de sequência positiva podem ser calculadas. Uma única UMF pode receber diversas entradas de correntes e tensões de uma mesma subestação e é através destes sinais e do sinal de tempo do GPS que todas as grandezas de saída serão calculadas

Normalmente estas entradas são convertidas em sinais de tensão com amplitude na faixa de $\pm 10V$ [8].

II.1.2 Filtros anti-aliasing

O processo de anti-aliasing é responsável por filtrar o sinal de entrada antes da etapa de amostragem, de forma a remover deste as possíveis componentes cuja frequência seja maior ou igual à frequência de Nyquist (frequência igual a metade da frequência de amostragem). Caso estes componentes não sejam removidos, irão aparecer na saída da UMF como componentes de baixa frequência (conhecidos como alias).

Desta forma, os filtros anti-aliasing limitam a banda de passagem do sinal de entrada com uma frequência de corte menor que metade da frequência de amostragem escolhida, de forma a atender o critério de Nyquist para evitar erros de aliasing. Na prática estes valores são limitados a valores bem menores que os requeridos pelo critério de Nyquist [8]. Embora possam ser usados filtros ativos, geralmente estes componentes são filtros R-C passivos [20].

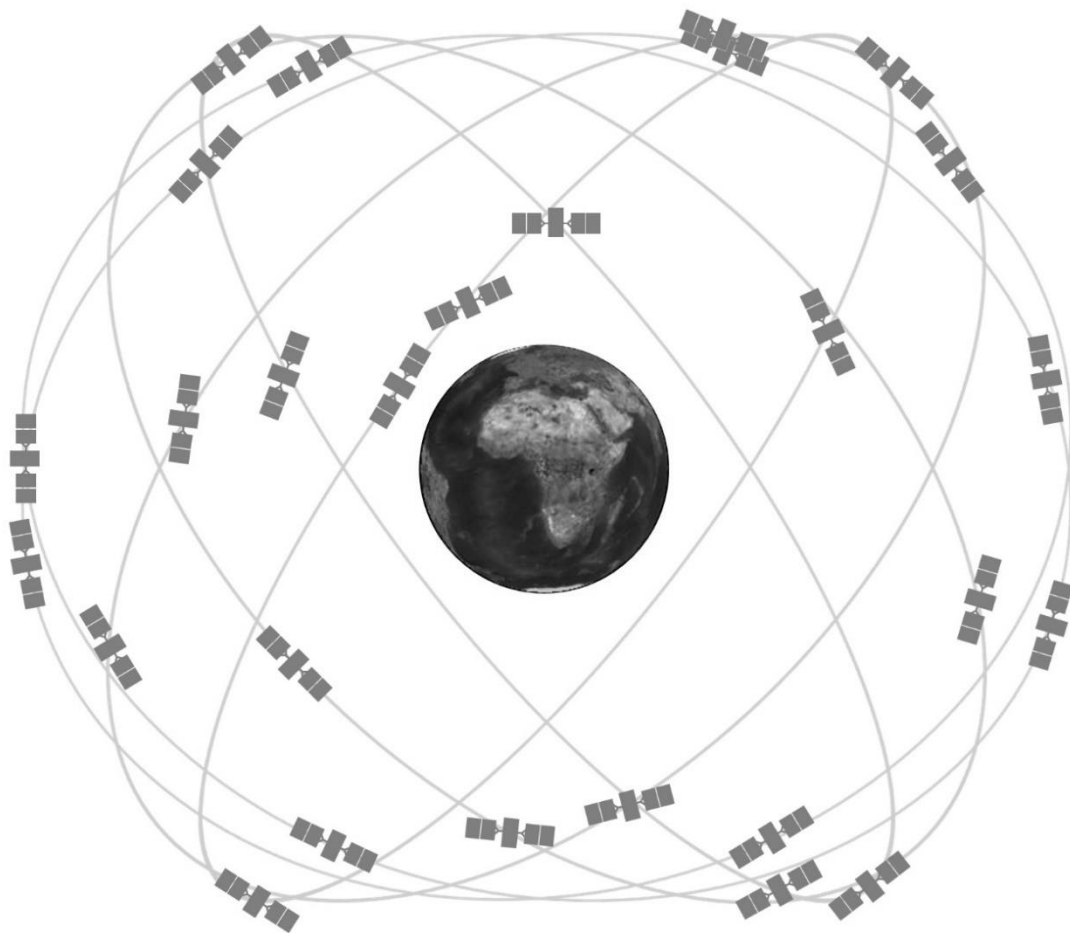
II.1.3 Sistema de Posicionamento Global e receptores GPS

O Sistema de Posicionamento Global (GPS) é um serviço utilitário de propriedade dos EUA e que se dispõe a fornecer informações de Posicionamento, Navegação e Tempo (PNT). Todo o sistema é composto pelos segmentos espacial, de

controle e de usuário. Juntos estes segmentos oferecem serviços para fins civis e militares [21].

Em 1978 o Departamento de Defesa dos Estados Unidos da América colocou em órbita 10 satélites da série “Block I”. Com o passar dos anos, novos satélites foram sendo colocados em órbita enquanto outros foram descontinuados e, atualmente, a constelação que forma o GPS conta com 24 satélites separados entre si por 60° e arranjados ao redor do globo terrestre em seis órbitas diferentes, cada uma contendo 4 satélites girando num raio de aproximadamente 26500 km e dando a volta no globo terrestre duas vezes por dia [21,22]. Este arranjo é feito de tal forma que a qualquer momento e em qualquer ponto do globo terrestre, entre 6 e 10 satélites estão visíveis para os receptores GPS [8].

A Figura 2 - 3 apresenta uma ilustração do arranjo da constelação de satélites atual do GPS.



Fonte: <http://www.gps.gov/multimedia/images/constellation.jpg>

Figura 2 - 3 – Representação da constelação de satélites do GPS atual

Os satélites do GPS mantêm um registro de tempo muito preciso e proveem um sinal com frequência de 1 pps (pulso por segundo), como indicado na Figura 2 - 2. A taxa de amostragem dos valores das entradas analógicas das UMFs está sincronizada com o clock do GPS. Nas primeiras UMFs estas taxas eram de cerca de 12 amostras por ciclo e atualmente há equipamentos que chegam a taxas maiores que 128 amostras por ciclo [8].

Um importante aspecto sobre o registro de tempo do GPS é o fato de que seus satélites disponibilizam o chamado “Tempo GPS”, que não leva em conta a rotação da Terra. Por isso os receptores GPS precisam receber um sinal de ajuste, chamado de “ajuste de segundo bissexto” (do inglês “leap-second correction”). Com este ajuste, os receptores GPS como o mostrado na Figura 2 - 2 proveem às UMF o “Tempo Universal Coordenado” (do inglês, Universal Time Coordinated – UTC), que identifica o tempo atual a partir de uma contagem de segundos iniciada em 6 de janeiro de 1980 [8], entretanto, a norma IEEE C37.118.2-2011 [19] define que o tempo a ser utilizado na etiqueta de tempo das medidas sincronizadas deve disponibilizado no padrão UNIX, que tem como base o “Segundo do Século” (do inglês, Second Of the Century – SOC), que conta o tempo pelos segundos decorridos desde a meia noite do dia 1 de janeiro de 1970, portanto, como indicado na Figura 2 - 2, cabe à UMF as devidas transformações [8].

II.1.4 Oscilador em fase com GPS

Este componente é o responsável por converter os pulsos do receptor GPS (1 pulso por segundo, como visto no item anterior) numa sequência de pulsos de alta frequência que será usada na amostragem do sinal de entrada do microprocessador [23]. Também é este sinal de 1pps que será utilizado como referência no cálculo do ângulo de fase dos sincrofasores calculados nas UMFs, conforme será detalhado no item II.5.

II.1.5 Microprocessador

É o componente responsável pelos cálculos das estimativas dos valores de sequência positiva dos fasores de tensão e corrente, usando técnicas baseadas na TDF, que será mais bem apresentada na seção II.3. Outros valores calculados são a frequência e a taxa de variação de frequência (TVF) [18].

Também através deste componente poderão, em alguns modelos de UMF, serem feitos os ajustes de conversão de tempo citados no item anterior e a inserção das etiquetas de tempo na mensagem de saída das UMFs. O conteúdo e formatação destas etiquetas de tempo, bem como a estrutura do formato de saída das UMFs serão discutidos nos próximos itens

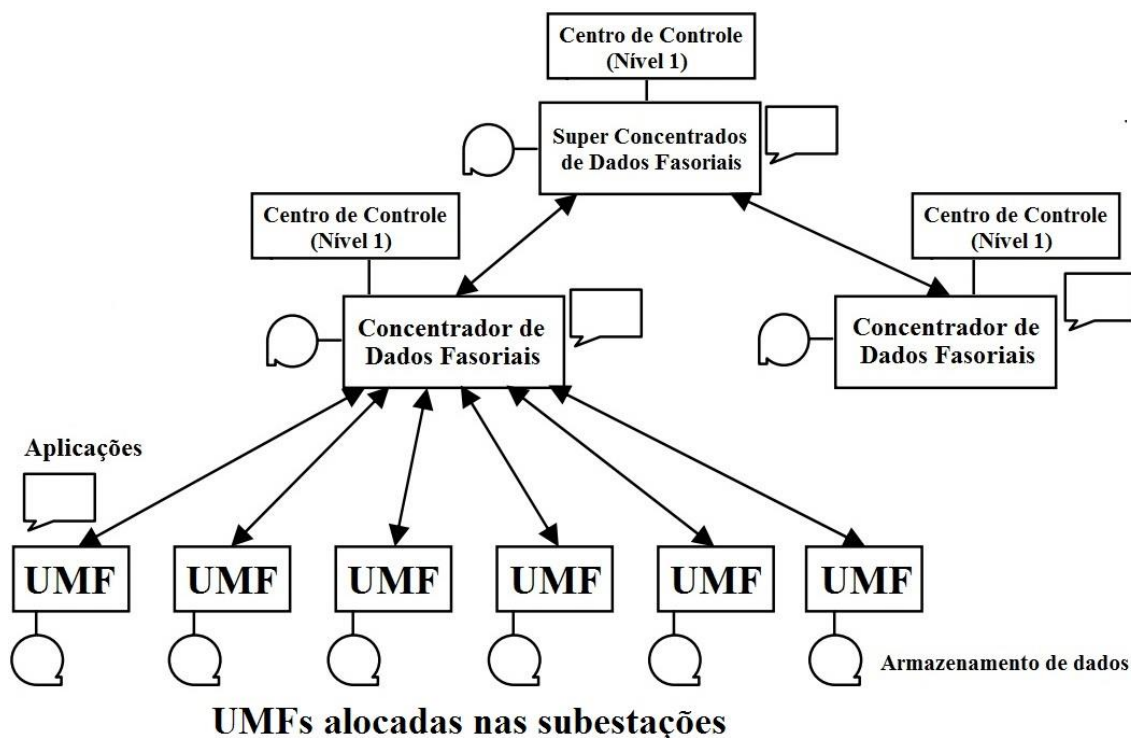
II.1.6 Modems

Depois de cumpridas todas as etapas de processamento dos sinais de entrada analógicos e dos sinais do GPS, as medidas fasoriais sincronizadas e outras grandezas calculadas devem ser transmitidas a estruturas concentradoras de dados por meio de um sistema de telecomunicação utilizando o formato de dados padronizado atualmente pela norma IEEE C37.118.2-2011 (este padrão será descrito na seção II.4). Estas estruturas concentradoras de dados, bem como o restante da hierarquia mais aceita para um Sistema de Medição Fasorial serão os objetos de estudo da próxima seção.

II.2 Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada

As UMFs componentes de um Sistema de Medição Fasorial Sincronizada (SMFS) são instaladas em diversas subestações. A escolha destas subestações depende do uso das medidas fasoriais e, na verdade, existem diversos estudos que buscam a melhor forma de alocação destes equipamentos [8,23]. Entretanto, na maioria das aplicações, as UMFs estão alocadas em lugares distantes daqueles onde os dados das

medições realizadas serão utilizados e, portanto, é necessário que haja uma estrutura de telecomunicação que seja responsável pela transmissão destes dados. A Figura 2 - 4 mostra a arquitetura genérica de SMFSs com maior aceitação atualmente [8,10].



Fonte: "Synchronized Phasor Measurements and Their Applications"

Figura 2 - 4 – Sistema de Medição Fasorial Sincronizada genérico

Nesta figura, pode-se observar os níveis hierárquicos aos quais estariam submetidos os dados oriundos das UMFs.

As UMFs estão alocadas nas subestações e disponibilizam dados das medições realizadas. Num primeiro nível, estes dados são armazenados em dispositivos de armazenamento locais com capacidade de armazenamento limitada a uma quantidade relativamente pequena de dados e cuja função seria a de manter um backup dos dados adquiridos e prover dados para aplicações locais. Neste nível, dados associados a eventos de grande interesse e/ou dados necessários para estudos posteriores devem receber algum tipo de flag que indique que estes devem ser mantidos no banco de dados local mesmo quando sua capacidade máxima tiver sido atingida e seja necessário sobrescrever dados antigos para que haja espaço para armazenamento de novos dados.

Como dito no parágrafo anterior, há a possibilidade de uso das informações das UMFs em aplicações locais. Entretanto, o uso principal dessas informações está nos níveis mais elevados da hierarquia, onde dados de diversas UMFs estão disponíveis, possibilitando uma visão da situação regional e sistêmica atual. No primeiro nível acima do nível local estão os Concentradores de Dados Fasoriais (CDFs) que, considerando-se o Sistema Interligado Nacional (SIN), podem estar localizados nos Centros de Controle Regionais dos agentes do Sistema Elétrico. Estes componentes dos SMFSs podem ser vistos como um nó que, além de armazenar dados de diversas UMFs localizadas em pontos remotos do sistema, podem ainda acumular funções voltadas para a consolidação das medidas recebidas, realizando a rejeição de dados espúrios e criação de um registro coerente dos dados recebidos das diversas UMFs através do alinhamento destes dados de acordo com suas etiquetas de tempo. Os dados recebidos e processados nos CDFs podem então ser disponibilizados para o uso em aplicativos que necessitam das medições sincronizadas nos Centros de Controle Regionais.

Num nível hierárquico ainda mais elevado, os dados das CDFs (após serem alinhados por suas etiquetas de tempo) são repassados aos Super Concentradores de Dados Fasoriais (SCDFs) que, por exemplo no SIN, podem estar localizados nos Centros de Controle do Operador Nacional do Sistema (ONS). Os objetivos dos SCDFs são similares aos dos CDFs, diferenciando-se apenas no número de medidas disponíveis. Tanto nos CDFs quanto nos SCDFs podem ser realizadas as interfaces do SMFS com o SCADA e com as ferramentas EMS como, por exemplo, o Estimador de Estado.

Observando todo o caminho percorrido pelas informações disponibilizadas pelas UMFs, fica claro que quanto maior o nível hierárquico, maior o retardo de tempo introduzido na disponibilização destes dados para as aplicações em tempo real. Cada CDF de cada agente já deve lidar com as diferentes latências de dados de cada subestação, o que faz com que o tempo total para a disponibilização dos dados de cada CDF seja igual ao tempo da subestação com menor latência somado ao tempo de processamento local dos dados. Os SCDFs por sua vez devem lidar com os atrasos devidos aos CDFs, tendo também uma limitação de tempo parecida com a dos CDFs, porém desta vez sendo limitada pelo tempo de transferência de dados do CDF que possui a menor velocidade somado ao tempo de processamento dos dados recebidos.

O retardo total introduzido por todas as camadas desta hierarquia poderiam fazer com que o tempo de resposta fosse aumentado a ponto de tornar inviável a utilização dos dados das UMFs em aplicações de tempo real em nível sistêmico, porém em [8], Phadke afirma que a latência destes dados pode ser otimizada de forma a viabilizar seu uso.

A Figura 2 - 4 mostrada anteriormente deixa claro que os links de comunicação devem ser bidirecionais. Em nível de CDFs, isto é devido à possibilidade de envio de comando por parte dos Centros de Controle aos equipamentos de suas subestações, e em nível de SCDFs, este canal fica aberto para que o Centro de Controle Sistêmico troque informações com os Centro de Controle Regionais.

II.3 Fasores, sincrofasores e cálculo da representação fasorial de sinais senoidais

No item 3.1 da norma IEEE Std C37.118.1-2011 estão definidos diversos termos relativos à Medição fasorial. Entre estes termos estão os fasores e sincrofasores, descritos da seguinte forma:

Fasor: Um número complexo equivalente a uma onda senoidal de forma que o módulo do número complexo seja igual à amplitude da onda e o ângulo do número complexo seja igual ao ângulo de fase da onda.

Sincrofasor: Um fasor calculado a partir de amostras de dados usando um sinal de tempo padrão como referência para a medição.

O conceito da representação fasorial aplicado à engenharia elétrica foi proposto em 1893 por Steimetz [24]. Nele, formas de onda senoidais são representadas no domínio do tempo por uma expressão tal qual:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) \quad \text{II. 1}$$

Onde:

X_m : Amplitude do sinal;

ω : Frequencia do sinal em rad/s;

t : Tempo em segundos;

φ : ângulo de fase.

Em [24] Steimetz mostra que esta equação pode ser representada como um vetor que gira com velocidade angular ω , sendo esta a sua representação fasorial.

Este fasor pode ser representado em coordenadas polares por:

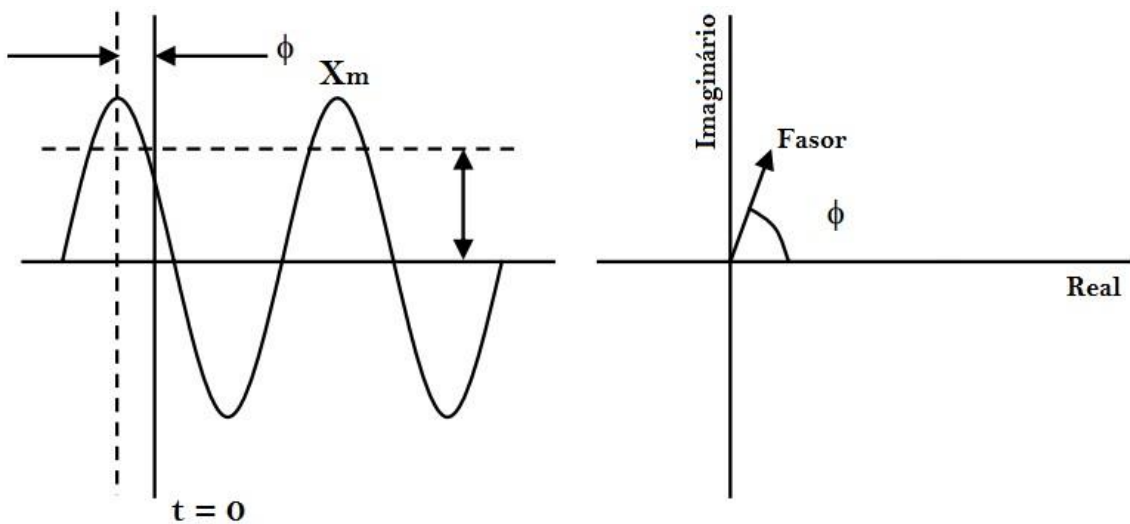
$$\dot{x} = X_{rms} \angle \varphi = X_{rms} e^{j\varphi} \quad \text{II. 2}$$

E em coordenadas retangulares por:

$$\dot{x} = X_m (\cos(\varphi) + j \sin(\varphi)) = X_m \text{cis}(\varphi) = X_r + jX_i \quad \text{II. 3}$$

Onde $X_{rms} = \frac{X_m}{\sqrt{2}}$ representa a raiz média quadrática do sinal senoidal e X_r e X_i são as partes real e imaginária do valor complexo.

A representação de uma senóide na forma fasorial é mostrada na Figura 2 – 5 abaixo.



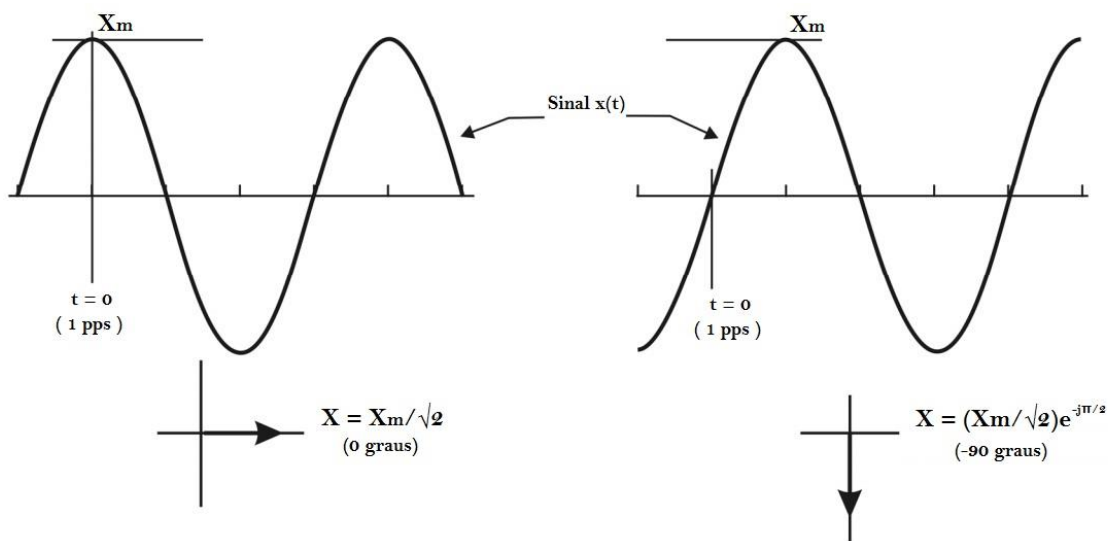
Fonte: “Synchronized Phasor Measurements and Their Applications”

Figura 2 - 5 – Representação fasorial de um sinal senoidal

É importante observar que, como pode ser visto a partir de II. 2 e II. 3, a representação fasorial é independente da frequência do sinal.

A representação do valor de $x(t)$ na equação II. 1 por um sincrofasor é dada pelo valor de \dot{x} na equação II. 2 com o ângulo φ representando o ângulo de fase de uma função cossenoidal na frequência nominal do sistema sincronizado com o UTC (no caso das UMFs) [18].

Assim, se um sinal cossenoidal tem seu máximo em $t = 0$, então o ângulo do sincrofasor que o representa é 0° quando o valor máximo de $x(t)$ ocorre na virada do segundo UTC e este mesmo ângulo de fase é -90° quando o cruzamento por zero no sentido positivo ocorre na virada do segundo UTC. Esta convenção é mostrada na Figura 2 - 6.



Fonte: "IEEE Std C37.118.1-2011"

Figura 2 - 6 – Convenção adotada para o ângulo de fase em sincrofasores

Para compreender como as UMFs fazem o cálculo do ângulo de fase de um fasor, imagine que o sinal senoidal apresentado na Figura 2 - 6 esteja sendo representado pela equação abaixo.

$$x(t) = X_m \cos(\omega_o t + \varphi) = X_m \cos(2\pi f_o t + \varphi) \quad \text{II. 4}$$

Onde f_0 é a frequência nominal do sistema.

No caso geral, em que tanto a amplitude quanto a frequência são funções do tempo ($X_m(t)$ e $f(t)$), pode-se definir uma função g tal que $g = f - f_0$ e reescrever a equação II. 4 como:

$$\begin{aligned} x(t) &= X_m(t) \cos\left(2\pi \int f dt + \varphi\right) \\ &= X_m(t) \cos\left(2\pi \int (f_0 + g) dt + \varphi\right) \\ &= X_m(t) \cos\left(2\pi f_0 t + \left(2\pi \int g dt + \varphi\right)\right) \end{aligned} \quad \text{II. 5}$$

Cuja representação por sincrofasor (que independe do termo $2\pi f_0 t$) é dada por:

$$x(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \int g dt + \varphi)} \quad \text{II. 6}$$

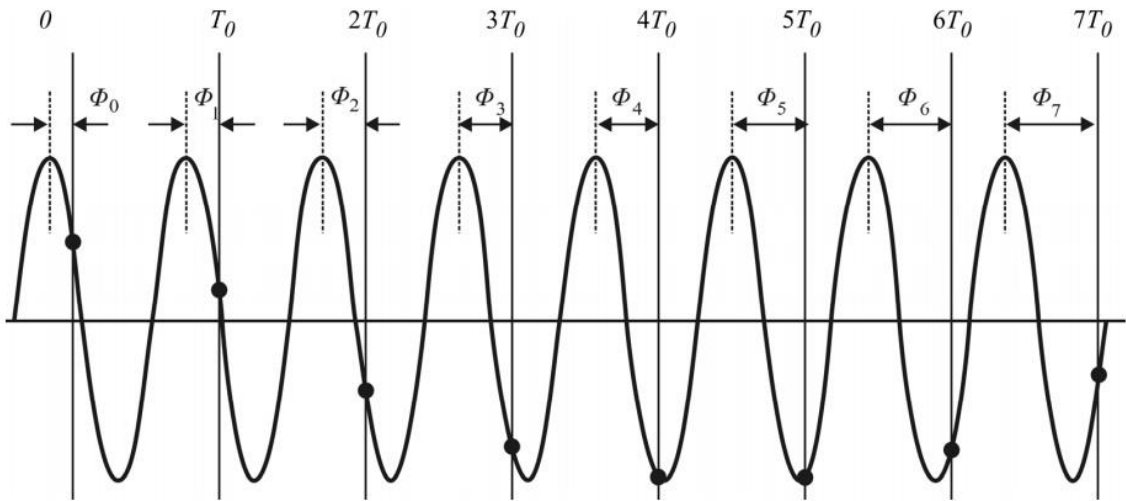
Voltando a um caso particular, em que $X_m(t) = X_m$ e $g = \Delta f$ (um valor constante de desvio de frequência), sua representação sincrofasorial é dada por:

$$x(t) = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \Delta f t + \varphi)} \quad \text{II. 7}$$

Ou seja, um sincrofasor com magnitude constante girando com velocidade proporcional à diferença entre a frequência atual e a frequência nominal do sistema.

Agora imagine um sinal senoidal com frequência diferente da frequência nominal de um sistema e sendo observado em intervalos regulares iguais a T_0 , onde $T_0 = 1/f_0$ (inverso da frequência nominal). Este sinal teria, ao longo do tempo diversas representação fasoriais ($X_0 \angle \varphi_0, X_1 \angle \varphi_1, \dots, X_n \angle \varphi_n, \dots$)

Se a frequência deste sinal for tal que $f \neq f_0$ e $f < 2f_0$, teremos um sincrofasor com magnitude constante e ângulo de fase variando numa taxa uniforme igual a $2\pi \Delta f T_0$. Isto pode ser observado de forma gráfica pela Figura 2 - 7.

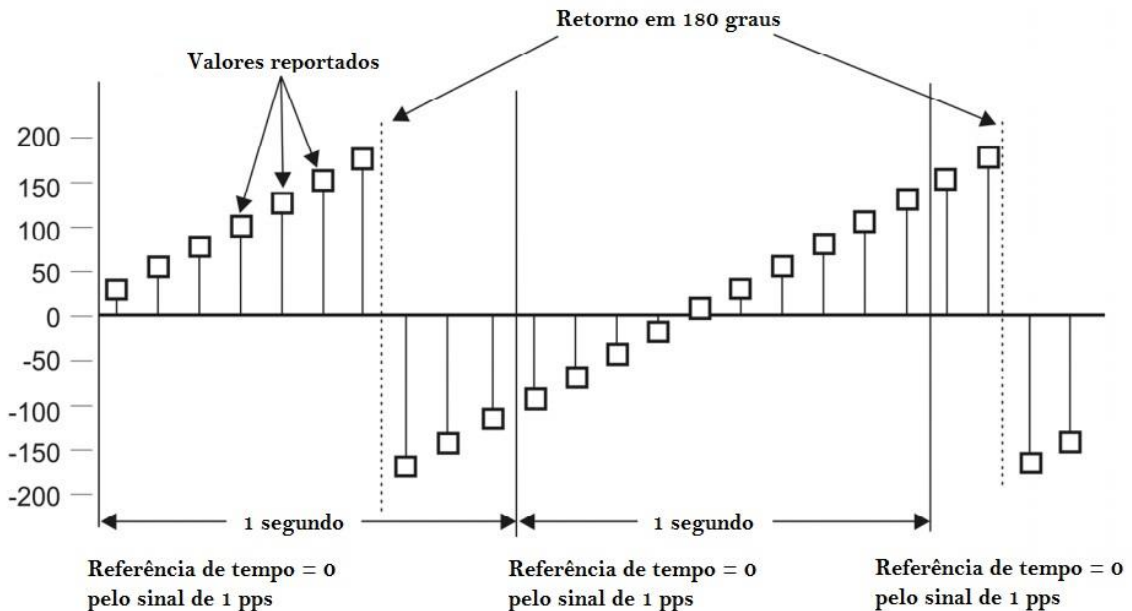


Fonte: "IEEE Std C37.118.1-2011"

Figura 2 - 7 – ângulo de fase de um sincrofasor de acordo com o desvio de frequência

Caso os valores de φ_n continuassem a ser exibidos na figura acima, eles continuariam evoluindo até que chegassem a 180° , de onde passariam diretamente para -180° e tornariam a crescer novamente até 180° , como mostrado na Figura 2 - 8.

Por este motivo os valores de ângulos de fase normalmente são dados pelas UMFs numa faixa entre -180° e 180° .



Fonte: "IEEE Std C37.118.1-2011"

Figura 2 - 8 – Evolução do valor calculado do ângulo de fase

Conforme visto na Figura 2 - 2 e no item II.1.3, as UMFs são providas com um GPS cujo clock está fixado em 1pps (pulso por segundo) e possui alta precisão. Esta é a referência utilizada no cálculo dos sincrofasores.

Voltando-se para o método utilizado no cálculo dos fasores de acordo com os sinais de entrada das UMFs, embora a suposição de que as grandezas elétricas possam ser representadas por sinais senoidais seja utilizada na determinação das condições operativas dos sistemas de potência operando em regime permanente [10,25], na prática estes sinais podem conter interferências de sinais com diferentes frequências, como por exemplo harmônicos ou outros ruídos e mudanças de estado introduzidas por cargas, controladores ou pelo acionamento de equipamentos de proteção. Isto faz com que seja necessária uma técnica para extrair uma única componente de frequência (fundamental) de forma que as UMFs possam disponibilizar valores corretos de magnitude, ângulo de fase, frequência e Taxa de Variação de Frequência. A técnica utilizada nos algoritmos utilizados nas UMFs para a extração de um fasor a partir de um sinal alternado é a Transformada Discreta de Fourier (TDF) em sua forma recursiva [12].

A TDF é um método de calcular a Transformada de Fourier de um sinal $x(t)$ a partir de um número relativamente pequeno de amostras. A Transformada de Fourier é calculada em passos discretos no domínio da frequência, conforme são recolhidas amostras do sinal de entrada em instantes discretos no domínio do tempo. Tal amostragem é feita dentro de uma janela de dados deslizante com n amostras, sendo esta janela utilizada para um novo cálculo das partes real e imaginária do sinal a cada vez em que uma nova amostra é coletada e passa a compor o grupo de amostras pertencentes a esta janela de tempo deslizante.

O cálculo de um fasor pela TDF permite a obtenção do ângulo de fase do sinal e, de acordo com II. 1, este valor depende do instante de tempo em que a medição é iniciada.

Outro fato interessante é o de que se o intervalo de amostragem for igual a um múltiplo inteiro do período da grandeza medida ($T_0=1/f_0$), a TDF apresentará como resultado, a cada nova amostra, um fasor constante, mas caso a frequência de amostragem seja diferente da frequência nominal do sinal medido, a TDF apresentará como resultado uma sequência de fasores com magnitude aproximadamente constante, mas com ângulos de fase variando numa taxa igual a $2\pi(f-f_0)T_0$ [10]. Esta variação do ângulo de fase da grandeza medida decorre do fato de que o instante $t = 0$ da TDF

corresponde ao início da janela de medição e se o período de amostragem não for múltiplo inteiro do período do sinal medido, o instante inicial da medida ocorrerá em pontos diferentes da forma de onda cossenoidal.

Isto significa que, na prática, a aplicação da TDF a um sinal com frequência constante dará como resultado um fasor com ângulo de fase constante, enquanto que se a frequência do sinal medido for diferente da frequência nominal, obter-se-á um fasor girando com uma velocidade proporcional à diferença entre a frequência do sinal e a frequência nominal.

Maiores detalhes sobre as equações da TDF podem ser encontrados em [8].

II.4 Estrutura de dados das mensagens de comunicação das UMFs

O correto funcionamento do sistema apresentado na Figura 2 - 4 depende da interoperabilidade das UMFs, que podem ser fabricadas por diferentes empresas. Para que seja garantida esta interoperabilidade é necessário que os dados de saída das UMFs sigam um mesmo padrão.

Conforme dito anteriormente, as normas que atualmente estabelecem os padrões a serem seguidos pelas UMFs são a IEEE Std C37.118.1-2011 18 e a IEEE Std C37.118.2-2011 [19].

A estrutura dos dados de comunicação das UMFs estabelecida em [19] define quatro tipos de arquivos a serem transmitidos/recebidos pelos equipamentos, a saber: arquivos header, arquivos de configuração, arquivos de dados e arquivos de comando. Os três primeiros são gerados pelas UMFs, enquanto o quarto é utilizado para comunicação com as UMFs vinda de um nível hierárquico maior, como, por exemplo, os CDFs. Abaixo seguem as definições dos conteúdos e formatos destes arquivos.

Arquivos header

Arquivos de informações em linguagem humana que são escritos pelo próprio usuário, afim de compartilhar informações entre a origem e destino.

Arquivos de configuração

Arquivos de informações escrito em linguagem de máquina afim de descrever os tipos de dados a serem enviados nos arquivos de dados, além dos dados de calibração das UMFs e outras informações úteis para a interpretação dos dados transmitidos.

Arquivos de dados

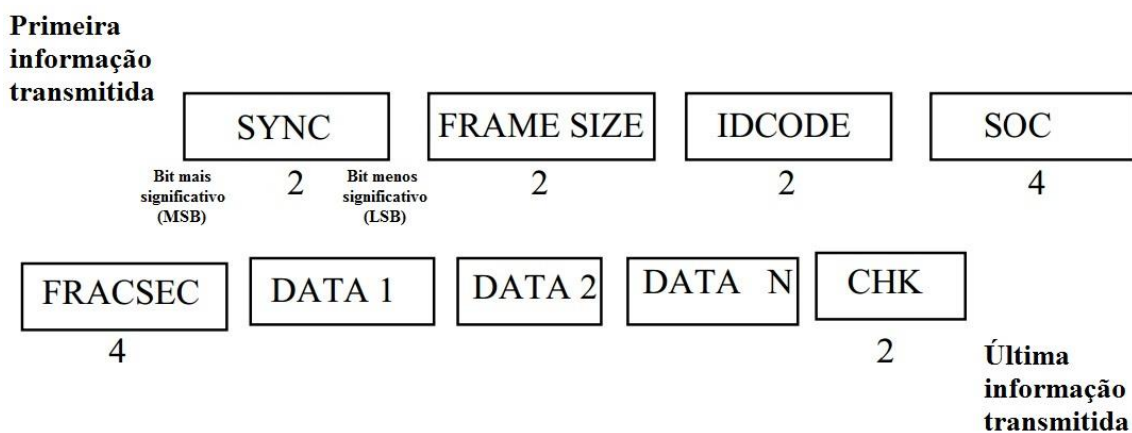
Também são arquivos em linguagem de máquina e basicamente contém os valores das medições realizadas pelas UMFs. Os valores das medições podem ser disponibilizados em forma polar ou retangular, sendo este apenas um dos parâmetros definidos nos arquivos de configuração.

Uma UMF, em operação normal, deve enviar apenas arquivos de dados.

Arquivos de comando

São usados pelos níveis mais altos da hierarquia dos SMFSs para controlar a performance das UMFs.

Todos os quatro arquivos descritos acima devem seguir uma mesma estrutura, definida na Figura 2 - 9 mostrada abaixo.



Fonte: "IEEE Standard for Synchronphasor Data Transfer for Power Systems"

Figura 2 - 9 – Formato dos arquivos de transmissão de dados

Nela, a primeira palavra de 2 bytes (SYNC) é utilizada para sincronização da transferência de dados. A segunda palavra (FRAME SIZE), define o tamanho total do registro e serve como garantia de integridade dos dados. A terceira palavra (IDCODE) define a origem dos dados.

A primeira palavra de quatro bytes (SOC) contém Segundo do Século correspondente ao instante em que o dado está sendo relatado e a segunda palavra de quatro bytes (FRACSEC) contém a fração de segundo do século em que o dado está sendo relatado, maiores detalhes sobre estas duas palavras serão dados na próxima seção. Por agora pode-se dizer que são elas que formarão as etiquetas de tempo dos dados medidos.

As palavras DATA # têm tamanho dependente do que é especificado no arquivo de configuração da UMF para cada tipo de dados a ser transmitido. São elas que contém os dados do arquivo transmitido (seja ele um arquivo header, de configuração, de dados ou de comando).

A última palavra (CHK) é o checksum, útil para ajudar na determinação de possíveis erros na transmissão de dados [8].

O Anexo D de [19] contém exemplos de arquivos de dados, de configuração e de comando. Estes arquivos podem ser de grande interesse para um estudo mais aprofundado sobre o assunto.

II.5 Etiquetas de tempo e sincronização dos dados das UMFs

De acordo com o conteúdo mostrado no início do item II.3, a norma define os sincrofases como uma extensão do conceito de fasor, utilizando uma base de tempo única para a referência angular [10]. Conforme dito no item II.1.3, a base de tempo utilizada na norma é o UTC e todas as UMFs devem estar sincronizadas nesta base de tempo, de forma a garantir o mínimo erro de tempo possível.

Para se entender a importância da exatidão da sincronização nas medidas das UMFs, basta verificar-se que num sistema cuja frequência nominal é de 60 Hz, uma diferença de tempo Δt de apenas 1 μ s gera um erro de fase ε_ϕ de:

$$\varepsilon_{\varphi} = \frac{2\pi f \times \Delta t \times 180}{\pi} = 360 \times f \times \Delta t = 0,0216^{\circ} \quad \text{II. 8}$$

Um erro relativamente alto para os níveis de exatidão esperados na maioria das aplicações das UMFs [10].

De forma a atingir a sincronização necessária, as UMFs associam a cada medição realizada as chamadas etiquetas de tempo.

As etiquetas de tempo são compostas por três números, a saber: a contagem SOC, formada por uma palavra de 4 bytes; a contagem FRASEC, também formada por uma palavra de 4 bytes (sendo apenas 24 dos 32 bits reservados para o contador FRACSEC) e um indicador de status do tempo (formado pelos 8 bit restantes da FRACSEC) que, entre outras coisas, indica quando é necessário incluir/excluir um “segundo bissexto”, que permite a adequação do tempo UTC com o tempo SOC [10,18].

A inserção do segundo bissexto resulta em dois segundo consecutivos na contagem de tempo UTC com a mesma contagem de tempo SOC; já a remoção do segundo bissexto resulta em um segundo a menos na contagem de tempo UTC, enquanto a contagem de tempo SOC continua normalmente.

Tanto a inserção quanto a remoção de um segundo bissexto são indicadas através do bit indicativo de “Leap Second” (aqui chamado de segundo bissexto) contido dentro dos 8 bits do flag de status do tempo. Para uma compreensão completa da função do Segundo Bissexto na formação das etiquetas de tempo, recomenda-se a leitura do exemplo existente no item 6.2.3 de [19].

O cálculo das frações de segundo é feito dividindo o contador de fração de segundos (FRACSEC) pela “Time Base”, que representa o número inteiro de subdivisões de um segundo [10] pois, na verdade, a palavra da FRACSEC é a representação de um número inteiro que será dividido pela Time Base a fim de calcular a fração de segundo onde ocorreu a medição. A configuração do valor de Time Base depende do padrão adotado. (para compatibilidade com o IEC 61850, por exemplo, seu valor deverá ser 2^{24} [19,26]).

Desta forma, o tempo associado aos dados de saída das UMFs é calculado somando o SOC à divisão da FRASEC pela Time Base, seguindo a equação II. 9:

$$Time = SOC + \frac{FRASEC}{Time\ Base}$$

II.6 Taxas de atualização de dados

As UMFs são capazes de transmitir seus dados em altas taxas de atualização. Em [19], os valores de taxa de atualização dos dados das UMFs são simbolizadas por F_S , o que significa que, a cada $\frac{1}{F_S}$ segundos as UMFs devem transmitir para os CDFs um conjunto de dados contendo todas as informações por elas calculadas.

As UMFs pertencentes a um mesmo Sistema de Medição Fasorial Sincronizada devem estar todas transmitindo dados numa mesma taxa de atualização; portanto, a norma especifica valores de taxa de atualização que devem estar disponíveis em todas as UMFs [19]. A Tabela 2 - 1 mostra estas taxas para UMFs operando em sistemas com frequência nominal de 50 e 60 Hz.

Tabela 2 - 1 – Requisitos de taxa de atualização das UMFs

Frequência do Sistema	50 Hz			60 Hz					
Taxas de atualização (Fs - Quadros por segundo)	10	25	50	10	12	15	20	30	60

Fonte: “IEEE Standard for Synchronphasor Measurements for Power Systems”

Somente para efeitos de comparação entre a capacidade de transferência de dados entre das UMFs e dos medidores convencionais, o item 7.3 do submódulo 2.7 dos procedimentos de rede do ONS [27], que diz respeito aos requisitos de telesupervisão para a operação, estabelece que as medidas analógicas operacionais devem suportar períodos de aquisição de 4 ou, no máximo, 6 segundos.

No melhor caso (período de 4 segundos), a taxa de atualização dos dados seria de $\frac{1}{4} = 0,25$ quadros por segundo (ou 1 quadro a cada 4 segundos), uma taxa de transferência 40 vezes menor que a menor taxa de atualização definida para UMFs pela norma (10 quadros por segundo).

II.7 Requisitos de exatidão e das UMFs

A norma IEEE Std C37.118.1-2011 define, em seu Capítulo 5, grandezas e métodos de avaliação de desempenho das UMFs. Neste capítulo da norma são descritas as grandezas utilizadas para avaliação bem como seus valores limítrofes.

A norma define ainda duas classes de performance que dependem da aplicação à qual a UMF será submetida, a saber:

Classe P: Aplicações que requerem respostas rápidas. A letra “P” remete aos dispositivos de proteção, que requerem maior velocidade em suas respostas.

Classe M: Aplicações que podem ser afetadas por erros de aliasing, requerendo portanto o uso de filtros para uma alta precisão, mas não tendo como requisito fundamental uma velocidade tão alta de resposta quanto o caso da classe P. A letra “M” remete aos dispositivos de medição (estando, portanto, mais alinhado ao objetivo deste trabalho).

Esta seção se propõe a apresentar algumas das grandezas que definem os requisitos de exatidão das UMFs e seus valores limite segundo a norma vigente.

II.7.1 Frequência e Taxa de Variação de Frequência (TVF)

Dentre os dados de saída das UMFs, além dos valores de tensão, corrente e potência, também estão a frequência e a Taxa de Variação de Frequência (TVF ou, do inglês, Rate of Change of Frequency – ROCOF), definidas em [18] da seguinte forma:

Dado um sinal senoidal tal que:

$$x(t) = X_m \cos(\Psi(t)) \quad \text{II. 10}$$

Nas UMFs os fasores são calculados com relação à frequência nominal do sistema (f_0), então pode-se representar o argumento do cosseno na equação acima como:

$$\Psi(t) = w_0 t + \varphi(t) = 2\pi f_0 t + \varphi(t) = 2\pi \left[f_0 t + \frac{\varphi_0}{2\pi} \right] \quad \text{II. 71}$$

Dadas as equações apresentadas em II. 10 e II. 71, a frequência é definida como:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\Psi(t)}{dt} = f_0 + \frac{d\left(\frac{\varphi_0}{2\pi}\right)}{dt} = f_0 + \Delta f(t) \quad \text{II. 82}$$

E a TVF como:

$$TVF(t) = \frac{df(t)}{dt} = \frac{d^2\left(\frac{\varphi_0}{2\pi}\right)}{dt^2} = \frac{d(\Delta f(t))}{dt} \quad \text{II. 93}$$

Sendo $\Delta f(t)$ o desvio de frequência relativo à frequência nominal.

Os critérios de avaliação destas grandezas, definidos pela norma, são os valores absolutos das diferenças entre seus valores verdadeiros e os valores calculados pelas UMFs em Hz e Hz/s. Estes são chamados de Erro de Frequência (EF ou, do inglês, Frequency Error – FE) e Erro de TVF ou ETVF (do inglês ROCOF Error – RFE) e calculados pelas seguintes expressões:

$$EF = |f_{verd} - f_{med}| = |\Delta f_{verd} - \Delta f_{med}| \quad \text{II. 104}$$

$$ETVF = \left| \frac{df}{dt}_{verd} - \frac{df}{dt}_{med} \right| \quad \text{II. 115}$$

Tendo definidas as grandezas e as equações de avaliação, a norma faz diferenciação entre os critérios de avaliação de desempenho sob regime permanente e dinâmico das UMFs.

A Tabela 2 - 2 mostra os valores admissíveis dos erros EF e EFTV para as condições de teste de desempenho sob regime permanente definidas no item 5.5.5 de [18].

Tabela 2 - 2 – Requisitos de frequência e TVF sob regime permanente

Grandeza de influência	Condição de referência	Requisitos de erro máximo			
		Classe P		Classe M	
Frequência do sinal	Frequência = f_0 (frequência nominal) Ângulo de fase constante	Faixa de erro: $f_0 \pm 2,0$ Hz		Faixa de erro: $f_0 \pm 2,0$ Hz para $F_s \leq 10$ $\pm F_s/5$ para $10 < F_s < 25$ $\pm 5,0$ Hz para $F_s \geq 25$	
		EF Máx	ETVF Máx	EF Máx	ETVF Máx
		0,005 Hz	0,01 Hz/s	0,005 Hz	0,01 Hz/s
Distorção harmônica	< 0,2% THD	1% de cada harmônico até o 50°		10% de cada harmônico até o 50°	
		EF Máx	ETVF Máx	EF Máx	ETVF Máx
		$F_s > 20$	0,005 Hz	0,01 Hz/s	0,025 Hz
	$F_s \leq 10$	0,005 Hz	0,01 Hz/s	0,005 Hz	2 Hz/s
Interferência fora de banda	< 0,2% da magnitude do sinal de entrada	Sem requisitos		Sinal de interferência de 10% da magnitude do sinal	
		EF Máx	ETVF Máx	EF Máx	ETVF Máx
				0,01 Hz	0,1 Hz/s

Fonte: “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems”

A Tabela 2 - 3 mostra os valores admissíveis dos erros FE e EFTV para as condições de teste de desempenho dinâmico sob modulação do sinal de entrada, conforme definidas no item 5.5.6 de [18].

Tabela 2 - 3 – Requisitos dinâmicos de frequência e TVF (modulação)

Condição de referência		Requisito de erro máx			
		Classe P		Classe M	
		EF Máx	ETVF Máx	EF Máx	ETVF Máx
$F_s > 20$	Magnitude do sinal de entrada = 100%, $f_{nominal}$	0,06Hz	3Hz/s	0,3Hz	30Hz/s
$F_s \leq 20$	Modulação de frequência de 0,1 a menor que $F_s/10$ ou 2Hz	0,01Hz	0,2Hz/s	0,06Hz	2Hz/s

Fonte: “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems”

A Tabela 2 - 4 mostra os valores admissíveis dos erros FE e EFTV para as condições de teste de desempenho dinâmico sob rampa da frequência do sistema definidas no item 5.5.7 de [18].

Tabela 2 - 4 – Requisitos dinâmicos de frequência e TVF (rampa de frequência)

Sinal de teste	Condições de referência	Tempo de transição	Requisitos de erro			
			Classe P		Classe M	
Rampa de frequência linear	Magnitude do sinal = 100% Ângulo de base = 0 rad	$\pm 2/F_s$ para o início e fim da rampa	FE Máx	ETVF Máx	FE Máx	ETVF Máx
			0,01Hz	0,1Hz/s	0,005Hz	0,1Hz/s

Fonte: “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems”

II.7.2 Erro Vetorial Total (EVT)

Para a determinação do nível de exatidão das medidas de sincrofasores, é utilizada uma grandeza chamada Erro Vetorial Total (EVT), que é a diferença entre a informação descrita por uma UMF sobre o valor de um sincrofasor medido e o valor verdadeiro do sincrofasor. Esta grandeza avalia de forma simultânea os erros de amplitude e ângulo de fase dos sincrofasores medidos.

A expressão utilizada no cálculo do EVT é dada pela equação II. 126 exibida a seguir [18].

$$EVT = \sqrt{\frac{(x_r(n) - x_r)^2 + (x_i(n) - x_i)^2}{x_r^2 + x_i^2}} \quad \text{II. 126}$$

Onde:

$x_r(n)$ e $x_i(n)$: Partes real e imaginária do valor medido do sincrofasor;

x_r e x_i : Partes real e imaginária do valor verdadeiro do sincrofasor.

A Tabela 2 - 5 mostra os valores admissíveis de EVT para as condições de teste de desempenho sob regime permanente definidas no item 5.5.5 de [18].

A Tabela 2 - 6 e a Tabela 2 - 7 a seguir mostram, respectivamente, os valores admissíveis de EVT para as condições de teste de desempenho dinâmico sob modulação do sinal de entrada e sob rampa de frequência do sistema, definidas nos itens 5.5.6 e 5.5.7 de [18].

Tabela 2 - 5 – Requisitos de EVT sob regime permanente

Grandeza de influência	Condição de referência	Mínima faixa de influência sobre a qual a UMF deve estar dentro dos limites de EVT			
		Classe P		Classe M	
		Faixa	EVT Máx (%)	Faixa	EVT Máx (%)
Faixa de frequência do sinal: $f_0 \pm f_{dev}$	Frequência = f_0 (frequência nominal)	$\pm 2,0\text{Hz}$	1	$\pm 2,0\text{Hz}$ para $F_s < 1$ $\pm F_s/5$ para $10 \leq F_s < 25$ $\pm 5,0\text{Hz}$ para $F_s \geq 25$	1
Magnitude do sinal de tensão	100%	80% a 120% do considerado	1	10% a 120% do considerado	1
Magnitude do sinal de corrente	100%	80% a 200% do considerado	1	80% a 200% do considerado	1
Ângulo de fase com $ f_{input} - f_0 < 0,25\text{Hz}$	Constante ou variação lenta	$\pm \pi$ radianos	1	$\pm \pi$ radianos	1
Distorção harmônica	$< 0,2\%$ THD	1% de cada harmônico até o 50°	1	1% de cada harmônico até o 50°	1
Interferência fora de banda	$< 0,2\%$ da magnitude do sinal de entrada	N/A	N/A	10% do sinal p/ $F_s \geq 10$ Não há p/ $F_s < 10$	1,3

Fonte: “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems”

Tabela 2 - 6 – Requisitos dinâmicos de EVT (modulação)

Condições de referência	Mínima faixa de influência sobre a qual a UMF deve estar dentro dos limites de EVT			
	Classe P		Classe M	
	Faixa	EVT Máx	Faixa	EVT Máx
Magnitude do sinal de entrada = 100%, $f_{nominal}$	Modulação de frequência de 0,1 a menor que $F_s/10$ ou 2Hz	3%	Modulação de frequência de 0,1 a menor que $F_s/5$ ou 5Hz	3%
		3%		3%

Fonte: “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems”

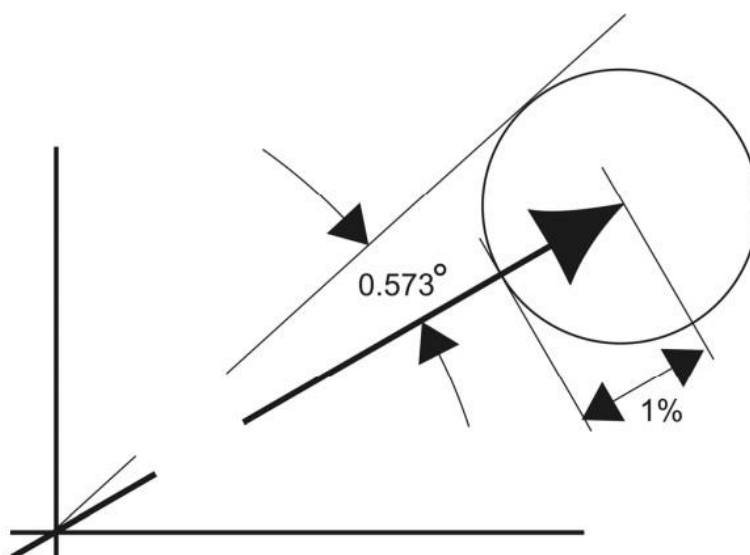
Tabela 2 - 7 – Requisitos dinâmicos de EVT (modulação)

Sinal de teste	Condições de referência	Mínima faixa de influência sobre a qual a UMF deve estar dentro dos limites de			
		Taxa de rampa	Classe de performance	"Range" da rampa	EVT Máx
Rampa de frequência linear	Magnitude do sinal = 100% f_{nom} no início ou em algum	$\pm 1,0\text{Hz/s}$	Classe P	$\pm 2\text{Hz}$	1%
			Classe M	Menor que $\pm F_s/5$ ou $\pm 5\text{Hz}$	1%

Fonte: “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems”

Das três condições de teste mostradas nas tabelas anteriores, a de maior interesse no contexto de estimação de estado é a de desempenho em regime permanente (Tabela 2 - 5) cujo EVT máximo permitido é de 1% para tensão e corrente, ou seja, o valor

calculado pela expressão descrita em II. 126 não deve ser maior que 0,01. Este valor de erro significa um erro de $\pm 1\%$ na magnitude do fasor quando o erro de fase for nulo ou um erro de ângulo de $\pm 0,573^\circ$ no fasor quando este possuir erro de magnitude nulo (este valor de erro de fase, num sistema em 60Hz, corresponde a um erro de tempo máximo de $26\mu\text{s}$).



Fonte: “IEEE Std C37.118.1-2011”

Figura 2 - 10 – Representação visual do critério de $EVT \leq 1\%$

Com as informações acima, é possível se pensar no critério de $EVT \leq 1\%$ como um pequeno círculo com centro na ponta da flecha que representa graficamente um fasor. Esta representação pode ser visualizada na Figura 2 - 10, onde o círculo foi aumentado para dar mais clareza.

A figura acima mostra que o Erro Vetorial Total é na verdade uma forma de resumir a avaliação de duas grandezas (o erro de ângulo de fase e o erro de módulo) em uma só.

Pelo fato exposto acima, a comparação entre os requisitos de exatidão de um medidor convencional (que mede apenas o módulo de uma grandeza analógica) e os requisitos de exatidão de uma UMF é algo pouco convencional. Entretanto, para podermos traçar algum tipo de comparação, poderíamos admitir um erro de fase nulo, o que faria com que o máximo erro de módulo permitido fosse de 1% .

Segundo os procedimentos de rede do ONS [27], a medição operacional que requer o maior valor de exatidão é a de módulo de tensão, que requer um erro máximo de 1%, o mesmo valor que o EVT máximo admitido na norma IEEE Std C37.118.1-2011, entretanto, conforme será visto na próxima seção, atualmente há fabricantes de UMFs que garantem erros máximo de 0,1% em regime permanente, ou seja, uma exatidão 10 vezes maior que a requerida pela medição convencional de tensão. Cabe ainda ressaltar que o tipo de processamento de dados feitos pelas UMFs é algo muito mais complexo e sofisticado que o que é feito pelos medidores convencionais, tendo de lidar tanto com o módulo quanto com o ângulo de fase.

II.8 Estado da arte

O objetivo desta seção é destacar alguns aspectos importantes com respeito ao estágio tecnológico atual das UMFs disponíveis no mercado, em termos de atendimento aos requisitos de exatidão em regime permanente e de interoperabilidade (características de grande importância no contexto deste trabalho) perante a norma atual.

Seguindo o exemplo do exposto no item II.4.2 de [10], será mostrado aqui, através da Tabela 2 - 8, um levantamento de alguns modelos de UMFs disponíveis atualmente no mercado. A tabela foi montada com auxílio dos datasheets e dos manuais de cada modelo e mostra suas características de multifunção, capacidade máxima de fasores medidos, exatidão em regime permanente e taxa de atualização para sistemas em 60Hz, além de mostrar se a unidade possui ou não GPS interno.

Como pode ser observado, entre as UMFs pesquisadas há poucos modelos cuja exatidão e/ou a taxa de atualização mínimas garantidas sejam melhores que as requisitadas na norma (segundo o disponibilizado em suas especificações técnicas).

Outro fato interessante é que nenhuma das normas atuais [18,19] são citadas como referência nos datasheets ou manuais destes modelos, sendo citadas apenas as normas [16] e [17] (normas mais antigas criadas pelo IEEE). Isso indica uma aceitação, por parte do mercado, ao atendimento somente dos requisitos das normas antigas. Além disso, segundo o exposto no 2nd Rio Internacional Workshop on Synchrophasor Applications [28], nenhuma das UMFs disponíveis atualmente no mercado norte

americano atendem por completo os requisitos de interoperabilidade pedidos nas normas atuais.

Tabela 2 - 8 – Características de algumas UMFs disponíveis no mercado

Fabricante	Modelo	Multifunção	GPS	Número máximo de fasores	Exatidão (EVT) Regime Permanente	Taxa de atualização máxima (p/ 60Hz)
ABB	REL 512	Relé de proteção, Registrado Digital de Perturbações	E	6 fasores	1%	60 fps
	REL 521	Relé de proteção	I	9 fasores	1%	60 fps
AMETEK	PLATINUM 2.5K	Registrador Digital de Perturbações	I	32 fasores	1%	120 fps
ARBITER	1133A Power Sentinel	Medidor	I	6 fasores	≈ 0,1%	60 fps
AREVA	MICOMP847	Apenas UMF	E	6 fasores de tensão e 12 de corrente (separados dois grupos de 3 e 6 por duas UMFs lógicas)	<1%	60 fps
ERLPHASE	Tesla 4000	Registrador Digital de Perturbações	E	36 fasores	<1%	60 fps
GE	N60	Relé de proteção	E	46 fasores	<1%	120 fps
	L90	Relé de proteção	E	14 fasores	<1%	120 fps
	D60	Relé de proteção	E	14 fasores	<1%	120 fps
Qualitrol Hathaway	IDM	Registrador Digital de Perturbações	I	32 fasores	1%	60 fps
	BEN 6000	Registrador Digital de Perturbações	E	32 fasores	<1%	60 fps
Macrodyne	1690	Apenas UMF	I	-	1%	60 fps
Reason	RPV-304	Registrador Digital de Perturbações	E	16 fasores	1%	60 fps
	RPV-311	Registrador Digital de Perturbações	E	64 fasores	1%	60 fps
Schweitzer	SEL-421	Relé de proteção	E	6 fasores	1%	60 fps
	SEL-451	Relé de proteção	E	6 fasores	1%	60 fps
	SEL-451-5	Relé de proteção	E	5 Data Streams, (6 fasores de tensão de fase, 9 de corrente de fase, 2 de tensão de seq positiva, 3 de corrente de seq positiva para cada stream)	1%	60 fps
	SEL-487E	Transformer Diferencial Relay	E	24 (6 de tensão e 18 de corrente)	1%	60 fps
	SEL-487E-3,487E-4	Transformer Diferencial Relay	E	5 Data Streams, (6 fasores de tensão de fase, 18 de corrente de fase, 2 de tensão de seq positiva, 6 de corrente de seq positiva para cada stream)	1%	60 fps
	SEL-734	Medidor	E	6 fasores	1%	60 fps
	SEL-351,311B,311C,311L	Relé de proteção	E	6 fasores	1%	60 fps
	SEL-751A	Relé de proteção	E	6 fasores	1%	10 fps
	SEL-787A	Relé de proteção	E	6 fasores	1%	60 fps
Siemens	SIMEAS R 7KE6100	Registrador Digital de Perturbações	E	32 fasores	1%	60 fps

Capítulo III: Estimação de Estado

Aplicada a Sistemas de Potência

Este capítulo apresenta alguns aspectos relacionados ao uso de processos computacionais utilizadas na operação de Sistemas Elétricos, com foco nos softwares de estimação de estado. Além disso, também são apresentados os fundamentos matemáticos do cálculo da estimação de estado aplicada aos sistemas elétricos utilizando algumas diferentes técnicas. Estes fundamentos serão a base para o desenvolvimento das ferramentas desenvolvidas neste trabalho.

III.1 Introdução

A Operação de Sistemas de Potência necessita de equipes de trabalho focadas em tarefas a serem realizadas em horizontes de tempo distintos, a saber: as equipes de pré-operação, de operação e de pós-operação.

Embora cada uma das equipes citadas trabalhe com diferentes focos (planejamento, operação em tempo real e análise de desempenho), todas dependem do conhecimento do estado operativo do sistema para a situação sob estudo.

Num sistema de potência operando em regime quase estático, em que a configuração topológica e os parâmetros da rede são conhecidos, o estado do sistema é dado (basicamente) pelas tensões complexas em cada barra, visto que, conhecendo-se estas grandezas, os valores de praticamente todas as demais grandezas elétricas (injeções e fluxos de potência e corrente) podem ser determinados.

Atualmente, as ferramentas mais básicas utilizadas na operação de Sistemas Elétricos, em sua grande maioria, contam com informações oriundas do sistema SCADA para a determinação de status de chaves e disjuntores e para a medição de grandezas elétricas, tais como injeções de potência ativa e reativa, fluxos de potências ativa e reativa, taps dos transformadores, módulo das correntes nos ramos e módulo das tensões nodais.

Conforme visto anteriormente, a determinação do estado da rede elétrica depende basicamente do conhecimento das tensões em cada barra. Estas tensões são grandezas fasoriais e, por isso, sua completa descrição depende do conhecimento tanto de seus módulos quanto dos ângulos de fase. Embora a obtenção do módulo das tensões possa ser realizada com certa facilidade pelo métodos de medição convencionais, o mesmo não acontece com a obtenção do ângulo de fase; pois para que a medida de ângulo das tensões de todas as barras tenham sentido, elas devem estar sob uma referência comum e, no caso da obtenção de diferenças angulares entre grandezas localizadas a distâncias consideráveis, são necessárias aplicações de técnicas como as apresentadas no capítulo anterior, de forma a obter a medição de sincrofasores.

Uma alternativa para a determinação das tensões complexas é encontrada na estimação de estado, que se aproveita da grande quantidade de medições redundantes existente nos sistemas de monitoração atuais para o cálculo da melhor estimativa para o estado do sistema, podendo inclusive lidar com medidas portadoras de erros grosseiros e reduzir os efeitos dos erros de topologia e de parâmetros de rede.

Os próximos itens trarão informações adicionais sobre o processo de estimação de estado.

III.2 Fundamentos matemáticos da estimação de estado

Atualmente o Estimador de Estado é uma ferramenta básica dos Sistemas de Gerenciamento de Energia utilizados na operação do sistema elétrico, sendo este o responsável pela apresentação, em tempo real, de informações confiáveis sobre o sistema elétrico para os operadores de tempo real, além de montar casos a serem utilizadas por outros programas de análise de redes (ferramentas baseadas em problemas de fluxo de potência para estudos pós-operação, ferramentas de simulação, análise de segurança da operação e programas de proposição de ações corretivas baseados em fluxo de potência ótimo, entre outros) [29]. A estimação de estado em Sistemas de Potência teve seu início por volta da década de 1970, proposta por Fred Schweppe [2,30].

O modelo matemático sugerido por Schweppe trata da estimação estática do estado do sistema elétrico quando se tem como entrada um conjunto de medidas de grandezas elétricas obtidas em tempo real.

Neste modelo, os valores medidos e os valores dos parâmetros da rede são utilizados em funções baseadas nas equações do fluxo de potência, de forma a obter o estado mais provável da rede elétrica.

Aos valores medidos estão sempre associados erros de medição, sendo assim, pode-se modelar estes valores da seguinte forma [31,32,33]:

$$\underline{z}^{med} = \underline{z}^{verd} + \underline{r} \quad \text{III. 1}$$

Onde:

\underline{z}^{med} : Vetor com os valores medidos das grandezas elétricas. Possui dimensão $Nm \times 1$, onde Nm é o número de medidas consideradas no problema de estimação de estado.

\underline{z}^{verd} : Vetor com os valores verdadeiros das grandezas elétricas que foram medidas. Também possui dimensão $Nm \times 1$.

\underline{r} : Vetor com os resíduos associados às medidas. Representa os erros das medições realizadas e também possui dimensão $Nm \times 1$.

Considerando que os medidores não tenham nenhum tipo de tendência a medirem sempre valores maiores ou menores que os valores verdadeiros das grandezas elétricas (tendo, portanto, um resíduo médio ou erro de medição médio nulo), e considerando ainda que a variância (σ^2) destes medidores seja constante, pode-se dizer que os resíduos de medição encontrados no vetor \hat{r} da equação III. 1 possuem distribuição normal de probabilidade (ou distribuição Gaussiana), com média nula e variância constante, ou seja:

$$r_i \sim N(0, \sigma_i^2), \quad i = 1, \dots, Nm \quad \text{III. 2}$$

Desta forma, a distribuição de probabilidade dos resíduos das medidas efetuadas pode ser representada pela seguinte função densidade de probabilidade (FDP):

$$FDP(r_i) = \frac{1}{\sigma_i \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{r_i}{\sigma_i}\right)^2} \quad \text{III. 3}$$

Através da equação III. 1, conclui-se que:

$$\underline{r} = \underline{z}^{med} - \underline{z}^{verd} \quad \text{III. 4}$$

E, como os valores de \hat{z}^{verd} podem ser representados como a média dos valores de \hat{z}^{med} ($\hat{z}^{verd} = E[\hat{z}^{med}]$, visto que os valores medidos foram considerados como não tendenciosos), podemos combinar as informações de III. 4 e III. 3, e chegamos à conclusão de que:

$$FDP(\underline{z}^{med}) = \frac{1}{\sigma_i \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\underline{z}^{med} - \underline{z}^{verd}}{\sigma_i}\right)^2} \quad \text{III. 5}$$

Como já foi dito, os valores de \underline{z}^{verd} representam a média dos valores de \hat{z}^{med} . Com esta informação e sabendo que isto só é verdade caso a equação III. 2 também seja verdadeira, pode-se concluir que o fator que determina o grau de “espalhamento” das medidas (\underline{z}^{med}) em relação aos valores verdadeiros das grandezas (\underline{z}^{verd}) é a variância (σ^2), e portanto, quanto menor a variância de uma medida, menor a probabilidade de que ela tenha valores muito diferentes dos valores verdadeiros.

A variância de uma medida pode ser representada por:

$$\sigma_i^2 = E \left[(z_i^{med} - z_i^{verd})^2 \right] = E[r_i^2] \quad \text{III. 6}$$

E, se isso for estendido a uma forma matricial:

$$\underline{\underline{R}} = E[\underline{r} \cdot \underline{r}^t] \quad \text{III. 7}$$

Sendo

$$\underline{r} \cdot \underline{r}^t = \begin{bmatrix} r_1 \\ r_2 \\ \vdots \\ r_m \end{bmatrix} \cdot [r_1 \quad r_2 \quad \dots \quad r_m] = \begin{bmatrix} r_1^2 & r_1 \cdot r_2 & \dots & r_1 \cdot r_m \\ r_2 \cdot r_1 & r_2^2 & \dots & r_2 \cdot r_m \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_m \cdot r_1 & r_m \cdot r_2 & \dots & r_m^2 \end{bmatrix} \quad \text{III. 8}$$

Onde $r_i \cdot r_j = 0$ para todo $i \neq j$, o que representa o fato de que os valores medidos são considerados como não correlacionados.

Embora esta última afirmação não seja verdadeira em todos os casos (como exemplo, pode-se citar os casos de transdutores que compartilham um mesmo TC), ainda assim esta aproximação é válida e muito utilizada.

Com isto, finalmente temos:

$$\underline{\underline{R}} = E[\underline{r} \cdot \underline{r}^t] = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_2^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_{Nm}^2 \end{bmatrix} \quad \text{III. 9}$$

A matriz $\underline{\underline{R}}$ pode então ser chamada de matriz de covariâncias dos erros de medição ou, simplesmente, matriz de covariâncias. A partir destas definições serão desenvolvidas as equações para os casos de estimação de estado linear e não linear.

III.2.1 Estimação de estado linear

Considerando agora que os valores das grandezas medidas do sistema elétrico se relacionam com os valores das variáveis de estado a serem estimadas por uma série de equações lineares, tais que:

$$z_i^{med} = f_i(x_1, x_2, \dots, x_{Ns}) = f_i(\underline{x}) = h_{i,1}x_1 + h_{i,2}x_2 + \dots + h_{i,Ns}x_{Ns} \quad \text{III. 10}$$

Onde:

Ns : Número de parâmetros a serem estimados (número de variáveis de estado).

Desta forma, organizando as funções $f_i(\underline{x})$ em um vetor, tem-se:

$$\hat{f}(\underline{x}) = \begin{bmatrix} f_1(\underline{x}) \\ f_2(\underline{x}) \\ \vdots \\ f_{Nm}(\underline{x}) \end{bmatrix} = \underline{\underline{H}} \underline{x} \quad \text{III. 11}$$

Sendo:

$\underline{\underline{H}}$: Matriz ($Nm \times Ns$), contendo os coeficientes das funções lineares $f_i(\hat{x})$.

Nm : Número de medidas.

O objetivo a ser alcançado é o de estimar os valores das variáveis de estado com o mínimo possível de desvio com relação aos seus valores verdadeiros. Para este fim, pode ser aplicado o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MMQP).

Neste trabalho, apenas alguns aspectos do MMQP serão detalhados. Caso o leitor queira se aprofundar no assunto, é recomendada a leitura do Capítulo 2 da referência [31].

Como o objetivo do método dos mínimos quadrados ponderados é a minimização da soma dos quadrados dos resíduos ponderados [31], o problema a ser resolvido pode ser representado por:

$$\underset{\underline{x}}{\text{Min}} J(\underline{x}) = [\underline{z}^{med} - f(\underline{x})]^t \underline{\underline{R}}^{-1} [\underline{z}^{med} - f(\underline{x})] \quad \text{III. 12}$$

Expandindo esta expressão e substituindo-se $f(\underline{x})$ por $[\underline{\underline{H}} \underline{x}]$, tem-se:

$$\underset{\underline{x}}{\text{Min}} J(\underline{x}) = \begin{pmatrix} \underline{z}^{medt} \underline{\underline{R}}^{-1} \underline{z}^{med} - \underline{x}^t \underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{R}}^{-1} \underline{z}^{med} \\ -\underline{z}^{medt} \underline{\underline{R}}^{-1} \underline{\underline{H}} \underline{x} + \underline{x}^t \underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{R}}^{-1} \underline{\underline{H}} \underline{x} \end{pmatrix} \quad \text{III. 13}$$

Sendo esta uma função convexa, seu mínimo pode ser encontrado quando $\frac{\partial J(\underline{x})}{\partial x_i} = 0$ para $i = 1, \dots, Ns$, ou seja, quando $\nabla J(\underline{x}) = 0$. Assim, para que seja encontrado o mínimo da função:

$$\nabla J(\underline{x}) = -2\underline{H}^t \underline{R}^{-1} \underline{z}^{med} + 2\underline{H}^t \underline{R}^{-1} \underline{H} \underline{x} = 0 \quad \text{III. 14}$$

E, finalmente, através da equação III. 15 mostrada abaixo, chega-se à equação de estimação de estado linear, onde:

$$\begin{aligned} \underline{x}^{est} &= \underline{G}^{-1} \underline{H}^t \underline{R}^{-1} \underline{z}^{med} \\ \underline{G} &= \underline{H}^t \underline{R}^{-1} \underline{H} \end{aligned} \quad \text{III. 15}$$

E a matriz \underline{G} é chamada de matriz de ganho.

Resolvendo a equação III. 15 para \underline{x}^{est} , encontra-se, de forma direta, os valores estimados das variáveis de estado e, a partir deste resultado, os valores estimados das grandezas medidas podem ser calculados, utilizando-se a seguinte expressão:

$$\underline{z}^{est} = \underline{H} \underline{x}^{est} \quad \text{III. 16}$$

Um caso em que o Estimador de Estado Linear pode ser aplicado é aquele onde há um sistema completamente observável apenas por medição fasorial. Nele, os valores que compõem o vetor de grandezas medidas (\underline{z}^{med}) podem ser, por exemplo, os valores das tensões nodais e das correntes de ramo complexas, assim a matriz \underline{H} de coeficientes lineares passa a ser composta simplesmente por valores unitários nos elementos correspondentes às medidas de tensão complexa (o que pode ser facilmente compreendido) e por algumas combinações de admitâncias série e shunt nos elementos correspondentes às medidas de fluxo de corrente.

Uma forma simples de observar a validade desta última afirmação é dada quando se leva em consideração o modelo pi-nominal de uma linha de transmissão representada na Figura 3 - 1 mostrada abaixo.

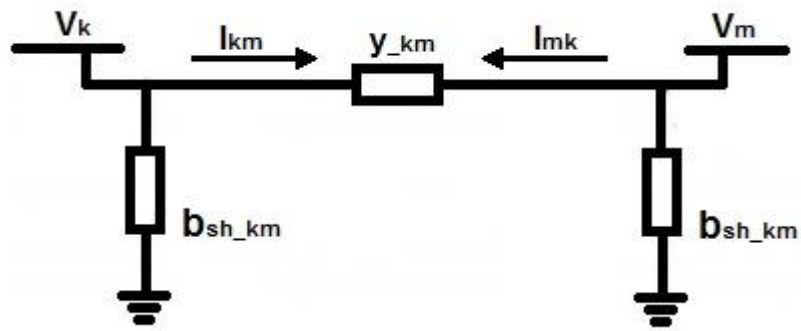


Figura 3 - 1 – Modelo pi-nominal de uma linha de transmissão

Pode-se determinar o valor da corrente I_{km} que flui na linha no sentido barra k – barra m por: $I_{km} = (V_k - V_m) \times y_{km} + V_k \times b_{sh\ km}$. Tal equação confere os coeficientes lineares $(y_{km} + b_{sh\ km})$ a V_k e $(-y_{km})$ a V_m .

É importante observar que as equações utilizadas no cálculo destes coeficientes lineares variam de acordo com o equipamento modelado.

III.2.2 Estimação de estado não linear

Num caso mais aproximado do problema resolvido pelos Estimadores Convencionais, as relações entre as variáveis de estado e as grandezas elétricas medidas em sua maioria são dadas por equações não lineares. Nesse caso, recorre-se a um método iterativo para a solução do problema de minimização de $J(\hat{x})$.

Uma forma comum é o calcular o gradiente de $J(\hat{x})$ e forçá-lo a zero através do método de Newton, de forma similar ao que é feito num problema de fluxo de potência.

Desta maneira, no problema de estimação de estado, tendo:

$$\underset{\underline{x}}{\text{Min}} J(\underline{x}) = \sum_{i=1}^{Nm} \frac{[z_i - f_i(\underline{x})]^2}{\sigma_i^2} \quad \text{III. 17}$$

Pode-se calcular $\nabla J(\underline{x})$ como:

$$\nabla J(\underline{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial J(\underline{x})}{\partial x_1} \\ \frac{\partial J(\underline{x})}{\partial x_2} \\ \vdots \end{bmatrix} = -2 \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma_1^2} \\ \vdots \\ \frac{1}{\sigma_2^2} \\ \vdots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\underline{x})] \\ [z_2 - f_2(\underline{x})] \\ \vdots \end{bmatrix} \quad \text{III. 18}$$

Colocando as funções não lineares $f_i(\underline{x})$ num vetor $\underline{f}(\underline{x})$ e calculando sua jacobiana, teremos:

$$\frac{\partial \underline{f}(\underline{x})}{\partial \underline{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_1}{\partial x_3} & \dots \\ \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_3} & \dots \\ \frac{\partial f_3}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3}{\partial x_2} & \frac{\partial f_3}{\partial x_3} & \dots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \quad \text{III. 19}$$

Esta matriz também pode ser representada por $\underline{\underline{H}}$, e sua transposta é dada por:

$$\underline{\underline{H}}^t = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2}{\partial x_1} & \frac{\partial f_3}{\partial x_1} & \dots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_2} & \frac{\partial f_2}{\partial x_2} & \frac{\partial f_3}{\partial x_2} & \dots \\ \frac{\partial f_1}{\partial x_3} & \frac{\partial f_2}{\partial x_3} & \frac{\partial f_3}{\partial x_3} & \dots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \quad \text{III. 20}$$

Assim, a equação III. 18 pode ser reescrita como:

$$\nabla J(\underline{x}) = -2 \underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{R}}^t \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\underline{x})] \\ [z_2 - f_2(\underline{x})] \\ \vdots \end{bmatrix} \quad \text{III. 21}$$

Aplicando o método de Newton:

$$\Delta \underline{x} = \left[\frac{\partial \nabla J(\underline{x})}{\partial \underline{x}} \right]^{-1} [-\nabla J(\underline{x})] \quad \text{III. 22}$$

E como:

$$\frac{\partial \nabla J(\underline{x})}{\partial \underline{x}} = \frac{\partial \left(-2 \underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{R}}^{-1} \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\underline{x})] \\ [z_2 - f_2(\underline{x})] \\ \vdots \end{bmatrix} \right)}{\partial \underline{x}} = 2 \underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{R}}^{-1} \underline{\underline{H}} \quad \text{III. 23}$$

Então a equação III. 1822 também pode ser reescrita como:

$$\Delta \underline{x} = \underline{\underline{G}}^{-1} \underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{R}}^{-1} \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\underline{x})] \\ [z_2 - f_2(\underline{x})] \\ \vdots \end{bmatrix} \quad \text{III. 24}$$

Onde:

$$\underline{\underline{G}} = \underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{R}}^{-1} \underline{\underline{H}} \quad \text{III. 25}$$

Finalmente, para que a equação III. 24 seja aplicada de forma iterativa, esta pode ser representada da seguinte forma:

$$\Delta \underline{x}_{k+1} = \left[\underline{\underline{G}}(\hat{x}_k) \right]^{-1} \left[\underline{\underline{H}}(\underline{x}_k) \right]^t \underline{\underline{R}}^{-1} \begin{bmatrix} [z_1 - f_1(\underline{x}_k)] \\ [z_2 - f_2(\underline{x}_k)] \\ \vdots \end{bmatrix} \quad \text{III. 26}$$

Os valores das variáveis de estado estimadas podem ser encontrados então quando se resolve a equação III. 26 de forma iterativa até que o maior desvio Δx_k seja menor que uma tolerância pré-especificada.

O Estimador de Estado Não Linear, também chamado neste trabalho de Estimador de Estado Convencional (EEC) é a base das ferramentas atuais de estimação de estado, onde as grandezas medidas que servem de input são, normalmente os valores dos módulos das tensões, fluxos e injeções de potência ativa e reativa.

As Seções 10.2 e 10.3 da referência [31] apresentam em detalhes as equações relativas aos elementos que compõem a matriz $[H]$ utilizada no EEC.

Capítulo IV: Adaptação dos Estimadores de Estado às UMFs e Uso dos Estimadores de Transição

Conforme citado no Capítulo I., o desenvolvimento dos processos de estimação de estado foram um grande avanço para a operação segura dos sistemas elétricos de potência, introduzindo vantagens até então inexistentes.

Com o passar do tempo e, conseqüentemente com os avanços tecnológicos, novos equipamentos foram surgindo e inovações foram sendo implantadas nos sistemas de supervisão e controle. Uma dessas inovações foram as Unidades de Medição Fasorial (UMFs). Tais equipamentos possuem, entre outras, a vantagem de serem capazes de medir diretamente os valores de tensões e correntes complexas, permitindo que sejam obtidos de forma direta os valores até então calculados das tensões (e correntes) complexas.

Embora as UMFs tenham a capacidade de medição direta das tensões e correntes complexas, mesmo num sistema completamente coberto por UMFs, o uso da estimação de estado não pode ser prontamente descartado por motivos como os listados abaixo [6,7]:

- 1) Embora as medições oriundas das UMFs possuam grande precisão, elas ainda são passíveis de erros que, embora tenham escala reduzida quando comparados aos sistemas de medição convencionais, podem ser filtrados pelos Estimadores de Estado;
- 2) Ocasionalmente as medições oriundas das UMFs podem apresentar erros grosseiros, que podem ser detectados, identificados e tratados por uma ferramenta de estimação de estado;
- 3) Há também a possibilidade de perda ou inexistência de uma ou mais medidas cujos valores seriam importantes para a operação em tempo real, o que também

pode ser solucionado com o uso de um Estimador de Estado, que é capaz de, em certas ocasiões, calcular valores não telemedidos.

Motivos como estes deixam clara a utilidade dos de Estimadores de Estado mesmo numa rede coberta por um SMFS.

Considerando a realidade atual, surge uma questão que diz respeito ao tipo de Estimador de Estado a ser utilizado quando há a presença de medição fasorial. Isto se dá pois, atualmente, alguns fatores impossibilitam o uso de um processo de estimação de estado que utilize como dados de entrada apenas medição fasorial:

- 1) Devido ao alto investimento necessário (o custo estimado para implantação de uma única UMF, incluindo equipamento, infraestrutura de telecomunicação, tratamento de informações, armazenamento de dados e treinamento gira em torno de US\$ 100.000,00 [28]), o planejamento e a implantação de UMFs tendem a serem feitos de forma gradual, ou seja, inicialmente um número relativamente baixo de UMFs estariam disponíveis, porém este número tende a crescer com o passar do tempo;
- 2) Há outras aplicações que, teoricamente, podem tirar melhores vantagens sobre o uso de UMFs e que, por isso, teriam preferência nos investimentos relativos à aquisição destes equipamentos [34];
- 3) Além do alto custo, a implantação de um sistema que dê suporte ao uso das UMFs também precisaria de um tempo relativamente grande, sendo impraticável a substituição de todos os equipamentos de todas as instalações numa janela de tempo relativamente estreita. Desta forma, durante este intervalo de tempo, seria vivenciado um período de transição entre sistemas;
- 4) Com um número reduzido de UMFs disponíveis (devido ao alto custo e à preferência dada a outras aplicações), podem surgir casos onde não haja medição fasorial suficiente para garantir a observabilidade plena de grandes redes;
- 5) Há uma infraestrutura complexa e relativamente cara dando suporte ao sistema SCADA existente. Dificilmente esta estrutura seria descartada sem prejuízo financeiro pelas empresas de energia elétrica [30].

Devido a estes obstáculos (de naturezas econômica e técnica), uma nova ferramenta, que utilize uma adaptação da estimação de estado linear se faz necessária.

Neste sentido, as pesquisas têm se mostrado favoráveis ao uso dos Estimadores de Estado de Transição (EET), ferramentas capazes de lidar tanto com as medidas convencionais quanto das UMFs, e capazes também de acompanhar a evolução das instalações de novas UMFs no sistema [6,7].

Outra vantagem do uso destes Estimadores está no fato de que, dependendo da técnica utilizada, uma vez que se tenha garantia de observabilidade por parte do sistema SCADA, não é necessária a existência de áreas observáveis somente por UMFs, pois os resultados da estimação realizada utilizando o sistema de medição convencional podem servir como complemento ao conjunto de dados necessários na estimação linear.

Os próximos itens versam sobre algumas técnicas de estimação de estado capazes de aproveitar os benefícios da medição fasorial tanto num sistema observável puramente por UMFs quanto numa situação de transição, em que se pretende utilizar tanto o sistema de medição convencional já existente quanto o novo sistema baseado em UMFs. As técnicas de estimação de estado de transição a serem apresentadas também fazem parte da base dos Estimadores desenvolvidos e testados no Capítulo V: deste trabalho.

IV.1 Estimação de estado linear utilizando dados de UMFs

Embora o subitem III.2.1 tenha versado sobre a estimação de estado linear, cabe neste tópico esclarecer com maior riqueza de detalhes uma das possíveis técnicas a serem utilizadas quando se deseja aplicar a estimação de estado a um sistema puramente observável por medidas oriundas de UMFs [35].

Considere um sistema com n barras e m medidas fasoriais de tensões e correntes complexas. Considere ainda que tais medidas estão agrupadas num vetor \underline{Z}_{med} diretamente relacionado ao vetor \underline{V} , de dimensão n e que contém os valores das tensões complexas em todas as barras do sistema. A equação a seguir apresenta de uma nova forma o já conhecido modelo utilizado para a medição de grandezas elétricas em estimação de estado:

$$\underline{z}_{med} = \underline{\underline{B}} \underline{V} + \underline{v} \quad \text{IV. 1}$$

Onde:

$\underline{\underline{B}}$: matriz de dimensão $m \times n$, relacionando as tensões complexas aos valores medidos através de coeficientes lineares

\underline{v} : vetor de dimensão m contendo os valores complexos dos erros associados às medições

Expandindo a equação IV. 1 de forma a explicitar os termos relativos às tensões e correntes complexas, mantendo-se estes termos em função dos valores verdadeiros das tensões complexas em todas as barras do sistema, e considerando (de forma a simplificar o desenvolvimento) que há medição fasorial de todas as tensões nodais e correntes de ramo, chegamos a:

$$\begin{bmatrix} \underline{z}_V \\ \underline{z}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I} \\ \underline{Y}_{SE} \underline{A}^t + \underline{Y}_0 \end{bmatrix} \underline{V} + \underline{v} \quad \text{IV. 2}$$

Onde:

\underline{z}_V : vetor de dimensão m_v contendo os valores medidos das tensões nodais

\underline{z}_I : vetor de dimensão m_i contendo os valores medidos das correntes de ramo

\underline{I} : matriz identidade de dimensão $m_v \times n$ (ou $n \times n$ nas condições apresentadas), contendo valores unitários nos elementos correspondentes às tensões medidas.

\underline{Y}_{SE} : matriz diagonal de dimensão $m_i \times m_i$ contendo as admitâncias série dos ramos

\underline{A}^t : matriz de incidência de dimensão $m_i \times n$

\underline{Y}_0 : matriz de elementos shunts, com dimensão $m_i \times n$

É importante frisar que a equação $\underline{z}_I = \left(\underline{Y}_{SE} \underline{A}^t + \underline{Y}_0 \right) \underline{V} + \underline{v}$ foi desenvolvida com base na modelagem descrita de forma breve no subitem III.2.1. Assim, a solução do problema de estimação de estado é dada de forma direta e similar à apresentada neste item, a saber:

$$\underline{V} = \underline{G}^{-1} \underline{B}^t \underline{R}^{-1} \underline{z}_{med}$$

IV. 3

$$\underline{G} = \underline{B}^t \underline{R}^{-1} \underline{B}$$

Onde a matriz \underline{R} também é similar à apresentada anteriormente, ou seja, é a matriz de variâncias dos valores medidos.

IV.2 Estimadores de Estado de Transição

Conforme mencionado na introdução deste capítulo, os Estimadores de Estado de Transição (EETs) são ferramentas capazes de lidar com medidas oriundas de ambas as fontes sob análise (SCADA e SMFSs), de forma a apresentar uma solução para o período de transição entre os sistemas de medição e/ou, de forma a integrar informações de dois sistemas de medição diferentes alimentando um único Estimador de Estado.

Uma vez que os EETs lidam com diferentes modelos de medidas e têm como objeto principal integrar o uso destes diferentes tipos de medidas em um único modelo de Estimador, é necessário que sejam feitas modificações nas equações vistas até o momento.

Dentro do contexto estudado, a situação de transição mais comum é a passagem de um processo de estimação de estado convencional para um processo de estimação de estado de linear com uso de UMFs. Conforme dito anteriormente, isto é feito através de modificações no Estimador de Estado Convencional pré-existente e, por este motivo, a principal divisão entre as técnicas utilizadas pelos EETs é marcada por duas propostas distintas: as técnicas invasivas e as técnicas não invasivas [36]. Estas propostas diferem fundamentalmente quanto à forma de processamento das medidas oriundas de UMFs.

As técnicas invasivas tomam todas as medidas disponíveis (SCADA e UMFs) de forma indistinta, aplicando mudanças diretas na estrutura interna dos Estimadores de Estado Convencionais.

As técnicas não invasivas consideram os dois tipos de medidas separadamente e realizam um processamento paralelo ou sequencial das mesmas, e as unem numa etapa adicional, não alterando em nada a estrutura do Estimador de Estado Convencional, apenas acrescentando novos módulos à estrutura já existente.

Na literatura, os EETs que utilizam técnicas invasivas também são chamados de Estimadores Híbridos. Por outro lado, os Estimadores que utilizam técnicas não invasivas também podem ser chamados de Estimadores Multiestágios (daí o nome utilizado no título deste trabalho).

Por não comprometerem em nada o processo de estimação de estado convencional e pela existência de técnicas que já obtiveram resultados muito semelhantes aos dos Estimadores Híbridos [30], os Estimadores de Estado de Transição Multiestágios vêm, atualmente, tendo uma maior aceitação e são, por este motivo, o objeto de estudo desta Dissertação.

Os subitens IV.2.1 e IV.2.2 a seguir irão detalhar alguns aspectos básicos referentes a duas técnicas não invasivas, a saber: a Consideração de Informações a Priori e a Fusão de Estimativas. Estas duas técnicas foram utilizadas no desenvolvimento dos dois Estimadores de Estado de Transição utilizados no presente trabalho e cujos resultados serão apresentados e comparados no próximo capítulo.

Caso seja de interesse do leitor, exemplos de outros Estimadores de Estado que utilizam técnicas não invasivas podem ser vistos em [6], [7], e [46], enquanto que exemplos de técnicas invasivas podem ser obtidos em [38], [39], e [40].

IV.2.1 Consideração de Informações a Priori

O princípio básico desta técnica é o uso de informações confiáveis sobre o sistema para o auxílio na estimação de estado. Pelo fato de estas informações estarem disponíveis antes mesmo da execução do Estimador de Estado, elas recebem o nome de informações a priori. Estas informações podem ser apresentadas de diversas formas: previsões, valores médios baseados numa certa faixa de valores esperados para as variáveis de estado, valores estimados numa rodada anterior do Estimador de Estado, ou até mesmo valores estimados utilizando um conjunto diferente de medidas [41].

Em [42] é mostrado que estas informações podem contribuir para a estimação de forma similar aos valores realmente medidos.

Mais uma vez, trazendo esta definição para o contexto do presente trabalho, numa aplicação em que o objetivo é se criar um Estimador de Estado de Transição, as Informações a Priori podem ser os estados estimados previamente por um Estimador de

Estado Convencional (EEC). Espera-se que a qualidade destas informações seja aumentada após o processamento das medições fasoriais disponíveis.

Sendo assim, considerando-se um vetor \bar{x} que armazena um conjunto de informações a priori (neste caso, estados estimados previamente por um EEC), cuja matriz de covariância é dada por $\underline{\underline{P}}$, a inclusão destes dados no problema de estimação de estado sob estudo pode ser feita através da seguinte generalização aplicada à função objetivo representada na equação III. 12:

$$\min J(\underline{x}) = \frac{1}{2} [\underline{z}^{med} - h(\underline{x})]^t \underline{\underline{R}}^{-1} [\underline{z}^{med} - h(\underline{x})] + \frac{1}{2} [\underline{x} - \bar{x}]^t \underline{\underline{P}}^{-1} [\underline{x} - \bar{x}] \quad \text{IV. 4}$$

Onde:

\underline{z}^{med} : Medidas oriundas das UMFs

\underline{x} : Vetor de estados a serem estimados

\bar{x} : Vetor de informações a priori

Teoricamente, este novo problema poderia ser resolvido com a aplicação do método de Gauss-Newton, com uma equação linear modificada a partir da equação III. 26 e dada por:

$$\left(\underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{R}}^{-1} \underline{\underline{H}} + \underline{\underline{P}}^{-1} \right) \Delta \underline{x}_k = \underline{\underline{H}}^t \underline{\underline{R}}^{-1} \Delta \underline{z} + \underline{\underline{P}}^{-1} \Delta \bar{x}_k \quad \text{IV. 5}$$

Onde:

$$\bar{x}_{k+1} = \bar{x}_k + \Delta \bar{x}_k$$

$$\Delta \bar{x}_k \triangleq (\bar{x} - x_k).$$

Assim como ocorre com as medidas coletadas no problema de estimação de estado original, as informações a priori também podem ser consideradas como sendo não correlacionadas entre si, o que faz com que a matriz $\underline{\underline{P}}$ seja uma matriz diagonal, cujos componentes são as variâncias das informações a priori e podem ser caracterizados por $\bar{\sigma}_i^2$.

A contribuição das informações a priori pode ser analisada na equação IV. 5 pela matriz $\underline{\underline{P}}^{-1}$, que atribui pesos aos valores de $\Delta\bar{x}$. Pode-se observar então que, para ignorar completamente estas informações, basta simular que nada é conhecido sobre as informações a priori. Na prática isto seria o mesmo que atribuir valores infinitos às variâncias $\bar{\sigma}_i^2$, ou seja, fazer com que $\underline{\underline{P}} \rightarrow \infty$, o que, conseqüentemente leva a $\underline{\underline{P}}^{-1} \rightarrow 0$, trazendo a equação IV. 5 de volta à sua forma original descrita na III. 26 e tornando o problema novamente num problema de estimação de estado convencional.

A estrutura e seqüência de processamento das informações num Estimador de Estado com uso de Informações a Priori (EEIAP) é mostrada na Figura 4 - 1.

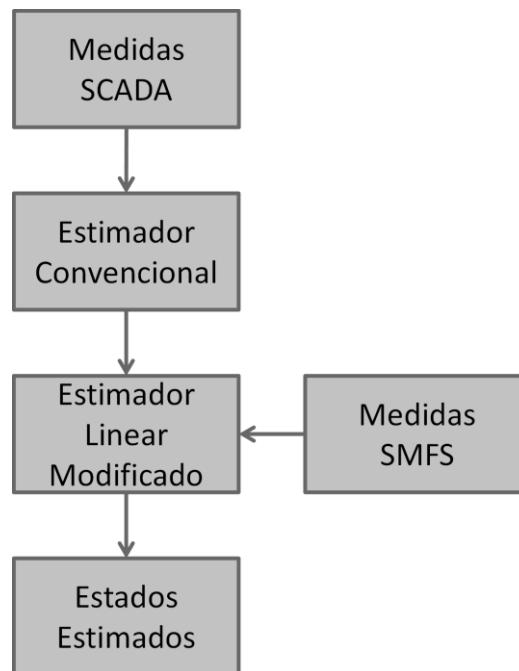


Figura 4 - 1 – Estrutura simplificada do EEIAP

Com auxílio desta, é possível entender a seqüência de processamento de dados no EEIAP.

Primeiramente, as medidas do SCADA abastecem o Estimador de Estado convencional, que será responsável por calcular os valores estimados das variáveis de estado. Após isso, os resultados da primeira etapa são processados juntamente às medidas coletadas pelas UMFs num Estimador de Estado Linear Modificado, que tem como base a equação IV. 5.

À primeira vista, o processamento sequencial de informações mostrado na Figura 4 - 1 (estimação convencional seguida por estimação linear modificada), pode parecer uma grande desvantagem desta técnica, pois teoricamente este processamento de dados em cascata leva a maiores tempos de processamento. Entretanto, além de a estimação de estado linear modificada requerer um baixo esforço computacional e normalmente ser executada com reduzido tempo de processamento, é importante salientar que, pelo fato de que nesta etapa tanto os valores medidos pelas UMFs quanto os valores calculados pelo EEC para as tensões complexas já estarem disponíveis, este Estimador não requer que haja garantia de observabilidade por parte do sistema de medição das UMFs, pois os estados estimados na primeira etapa (EEC) podem ser utilizados como complemento às medições fasoriais com o intuito de garantir o funcionamento do Estimador Linear Modificado.

Finalmente, após a etapa marcada pelo Estimador Linear Modificado, têm-se novos valores estimados para as variáveis de estado, valores estes melhorados pela integração feita com as medidas provenientes das UMFs.

IV.2.2 Estimação de estado aliada à Fusão de Estimativas

Esta técnica foi adaptada a partir de um processo da área de Processamento Digital de Sinais, chamado de Fusão de Dados de Múltiplos Sensores (FDMS) [43]. As ferramentas associadas à teoria de FDMS fornecem métodos sistemáticos para associação de estimações obtidas de sensores de tecnologias diferentes, onde os dados dos diversos sensores que monitoram um determinado processo são manipulados e combinados de forma a se obter um único conjunto de dados que descreva por completo o estado do objeto monitorado.

No âmbito da estimação de estado, pode-se fazer uma analogia dos diferentes sensores com os diferentes Estimadores de Estado (no caso dos Estimadores de Transição não invasivos, apenas o Estimador Convencional e o Estimador Linear) e do objeto a ser monitorado com as variáveis de estado da rede monitorada, aproveitando assim o Sistema de Medição Fasorial Sincronizada disponível para obter uma melhora significativa no resultado final do Estimador.

Na estimação de estado, o método de Fusão de Dados de Múltiplos Sensores a ser utilizado é a Fusão de Estimativas e, como dito no parágrafo anterior, o processo se resume a combinar as diversas estimativas de um mesmo vetor de estado, de forma a tentar obter uma estimativa ótima.

O problema genérico de Fusão de estimativas é apresentado na seguinte forma:

$$\underline{x}^* = \underline{W}_1 \underline{x}_1 + \dots + \underline{W}_N \underline{x}_N \quad \text{IV. 6}$$

Onde:

N = Número de vetores de estimativas independentes

\underline{x}^* = Vetor ótimo do estado estimado

$\underline{W}_1, \dots, \underline{W}_N$ = Matrizes de ponderação

$\underline{x}_1, \dots, \underline{x}_N$ = Vetores de estimativas independentes

Assim, o problema Fusão de Estimativas aplicado à estimação de estado em Sistemas Elétricos se resume aos cálculos dos estados estimados pelos Estimadores envolvidos (EEC e EEL), e aos cálculos das matrizes de ponderação.

No caso onde a técnica é aplicada no desenvolvimento de um Estimador de Estado de Transição, o cálculo das matrizes de ponderação é simplificado pelo fato de existirem apenas dois Estimadores (análogos a dois sensores), portanto, neste caso, $N = 2$ o que, segundo mostrado em [44], faz com a equação genérica mostrada em IV. 6, possa ser reduzida a:

$$\underline{x}^* = \underline{P}_L (\underline{P}_C + P_L)^{-1} \underline{x}_C + \underline{P}_C (\underline{P}_C + \underline{P}_L)^{-1} \underline{x}_L \quad \text{IV. 7}$$

Onde:

\underline{x}_C = Estimativas relativas ao Estimador de Estado Convencional

\underline{x}_L = Estimativas relativas ao Estimador de Estado Linear

\underline{P}_C = Matriz de ponderação relativa ao Estimador de Estado Convencional

\underline{P}_L = Matriz de ponderação relativa ao Estimador de Estado Linear

O cálculo das matrizes de ponderação, conforme [45], pode ser feito utilizando-se as equações a seguir:

$$\underline{P}_C = \left(\underline{H}_C^t \underline{R}_C^{-1} \underline{H}_C \right)^{-1} \quad \text{IV. 8}$$

$$\underline{P}_L = \left(\underline{H}_L^t \underline{R}_L^{-1} \underline{H}_L \right)^{-1} \quad \text{IV. 9}$$

Onde os índices C e L dizem respeito aos Estimadores Convencional e Linear, respectivamente.

A estrutura e a sequência de processamento dos dados neste modelo de EET, que será chamado de Estimador de Estado com Fusão de Estimativas (EEFE) é então mostrada na Figura 4 - 2. Esta estrutura é referenciada em [43] como “Rede de Fusão Descentralizada”.

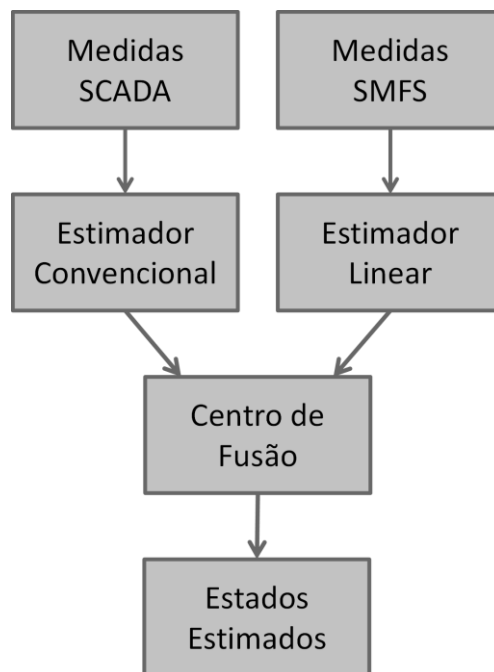


Figura 4 - 2 – Estrutura simplificada do EEFE

Observa-se então que, neste Estimador, diferentemente do que é feito no Estimador de Estado com uso de Informações a Priori, o processamento dos sinais é feito em paralelo até o momento onde as estimativas são utilizadas como dados de entrada no Centro de Fusão, de onde sairão os resultados finais da estimação de estado. Por este motivo, pode-se imaginar que o fato de não haver ligação entre o Estimador Linear e o Estimador Convencional seja um problema quando não houver medição fasorial suficiente para garantir observabilidade por parte do Estimador Linear, o que restringiria a aplicação a sistemas observáveis apenas com medidas fasoriais, entretanto

este problema pode ser facilmente contornado pela aplicação de pseudo-medidas em número suficiente para garantir a observabilidade. Os valores mais razoáveis para estas pseudo-medidas, segundo o indicado em [30], seriam módulo unitário e fase nula para as tensões nodais de todas as barras onde esta aplicação se fizer necessária. Tal atribuição considera, é claro, a associação de um maior nível de incerteza a essas informações, através da atribuição de elevadas variâncias às mesmas. O efeito destas pseudo medidas será então filtrado na etapa de fusão das estimativas.

É importante ressaltar que o trabalho desenvolvido em [45] mostra que esta técnica, quando aplicada sob certas condições, tem resultados muito semelhantes aos obtidos por um Estimador de Transição Invasivo que utiliza o Método dos Mínimos Quadrados Ponderados.

Capítulo V: Simulações e Resultados Obtidos

V.1 Programa desenvolvido

Visando a avaliação do desempenho das estratégias de uso de Informações a Priori e de Fusão de Estimativas na estimação de estado, foi desenvolvido, em Matlab, um Estimador de Estado capaz de lidar tanto com medidas SCADA quanto SMFS. Este Estimador foi projetado com quatro módulos básicos:

- **MMQP Convencional:** Estimador de Estado Convencional que processa medidas SCADA utilizando um algoritmo próprio à obtenção da melhor estimativa para variáveis de estado e no cálculo das grandezas derivadas destes valores.
- **MMQP Linear:** Estimador de Estado Linear que, conforme descrito no item IV.1, processa medidas do Sistema de Medição Fasorial Sincronizada utilizando um algoritmo próprio na busca da solução da estimação das variáveis de estado e do cálculo das grandezas derivadas destes valores.
- **Informações a Priori:** Estimador de Estado Multiestágios baseado no uso de informações a priori que utiliza o módulo MMQP Convencional e uma variante do módulo MMQP Linear, de forma semelhante à mostrada na Figura 4 - 1.
- **Fusão de Estimativas:** Estimador de Estado Multiestágios baseado em fusão de estimativas que utiliza os módulos MMQP Convencional e Linear além de uma etapa de fusão de estimativas, de forma semelhante à mostrada na Figura 4 - 2.

Todo o programa foi desenvolvido com algoritmos próprios e foram criados padrões de arquivos de entrada para os dados de parâmetros da rede (dados de circuitos e dados de barra) e para os dados medição (SCADA e PMU).

Como saída, o programa pode gerar relatórios contendo informações básicas sobre o processo de estimação de estado, sobre a identificação, detecção e tratamento de medidas portadoras de erros grosseiros (ainda que o tratamento de erros grosseiros não seja abordado nesta Dissertação), sobre valores estimados das variáveis de estado e sobre os fluxos e injeções líquidas de potência calculados a partir dos valores estimados para as variáveis de estado. Além disso, o programa pode ainda disponibilizar as matrizes G_{barra} e B_{barra} da rede sob análise.

Todas as informações de saída do programa são salvas em arquivos de texto em um diretório pré-especificado e, além disso, podem ou não ser exibidas em tela, de acordo com o desejo do usuário.

Com o intuito de tornar a interação do usuário com o programa mais amigável, foi criada uma simples interface homem máquina (IHM), onde pode ser realizada a entrada dos dados da rede elétrica, dos dados de medição e dos pedidos para exibição de relatórios e matrizes de condutância e susceptância nodal. A Figura 5 - 1 mostra a tela de apresentação desta IHM.

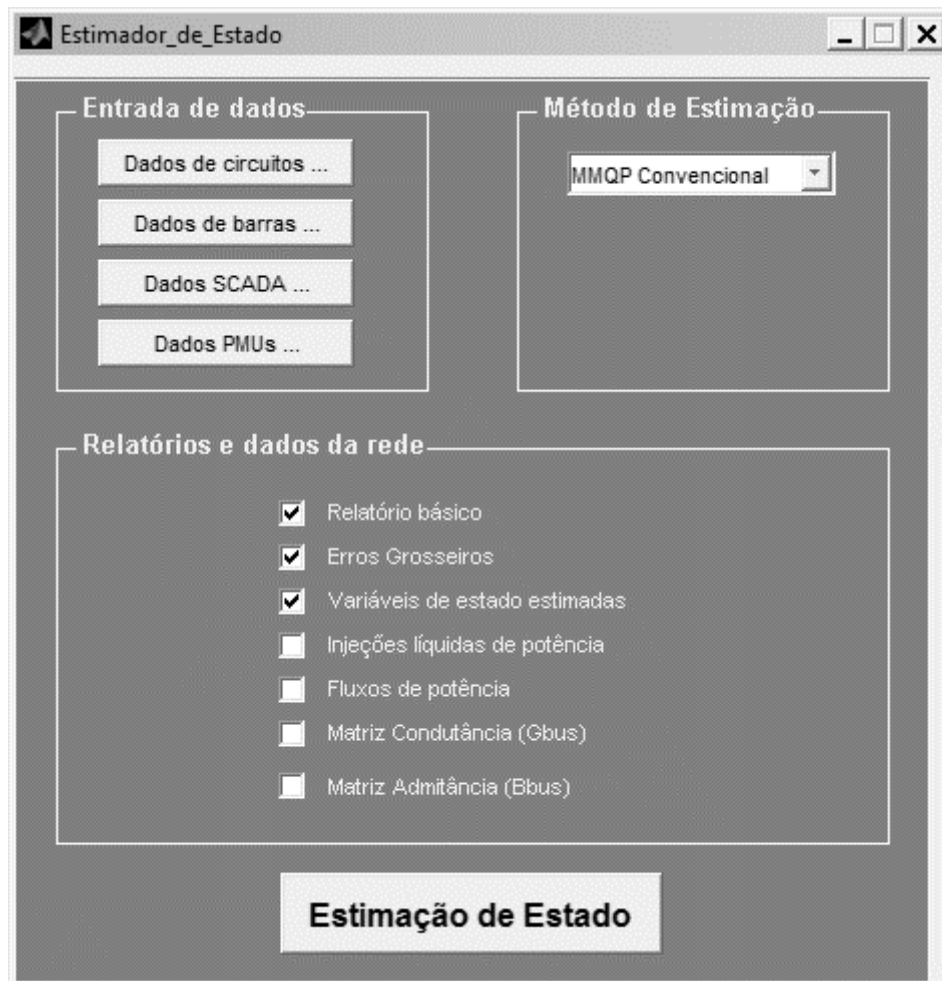


Figura 5 - 1 – Tela de apresentação da IHM

Os módulos básicos apresentados no início deste item são, na verdade, compostos por diversos scripts, cada um responsável por uma função específica. Além disso há outros módulos de menor importância que também fazem parte da composição do programa. A Figura 5 - 2 mostra um fluxograma contendo os principais componentes da estrutura do programa, com uma breve explicação sobre suas funções.

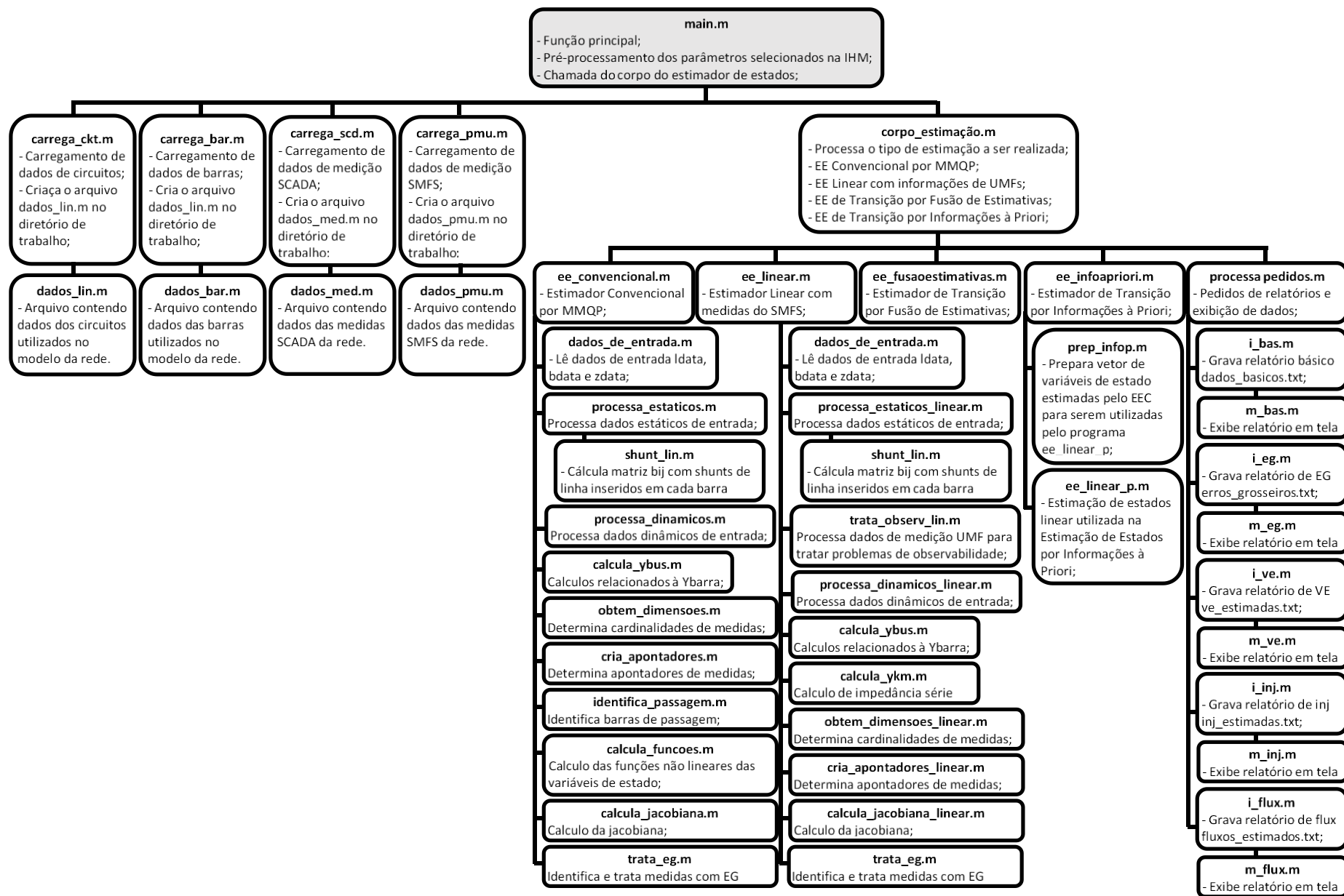


Figura 5 - 2 – Principais componentes da estrutura do protótipo

V.2 Sistema de teste

As simulações realizadas para teste dos Estimadores desenvolvidos utilizaram como base o sistema de teste IEEE57 barras, cujo diagrama unifilar é mostrado na Figura 5 - 3. Os parâmetros da rede representada neste sistema podem ser obtidos em 46.

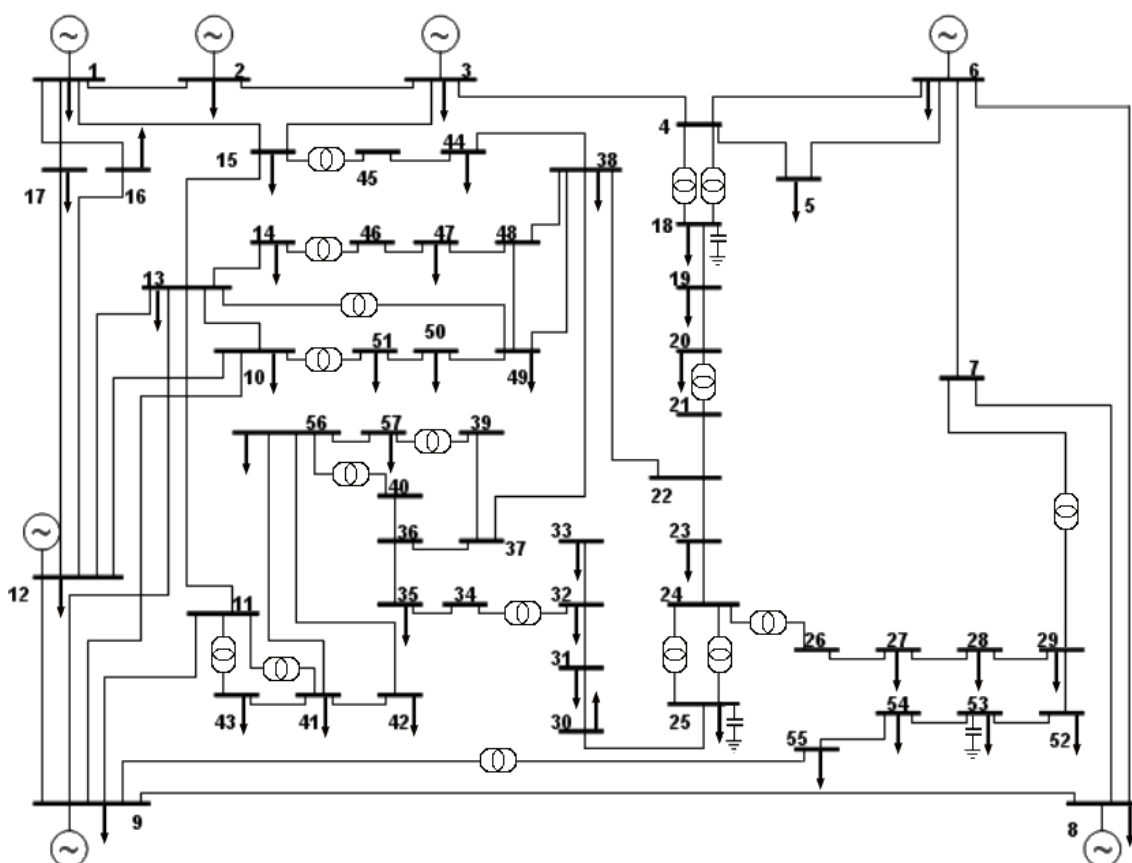


Figura 5 - 3 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 57 barras

Os planos de medição utilizados nas diversas simulações variam de caso para caso, entretanto, o “Plano base de medição”, constituído pelos valores medidos de todas as grandezas elétricas que podem ser utilizadas em um ou mais dos Estimadores desenvolvidos (módulos e ângulos das tensões nodais, módulos e ângulos das correntes de ramo, injeções líquidas de potência ativa e reativa e fluxos de potência ativa e reativa) foi obtido da seguinte forma:

1. Primeiramente foi executado um fluxo de potência no ANAREDE utilizando os dados disponíveis em [46] para o sistema IEEE 57 barras.
2. De posse dos valores dos fluxos e injeções líquidas de potência e das tensões complexas obtidos na etapa anterior, foram calculadas as demais grandezas necessárias, a saber: os módulos e ângulos das correntes de ramo. O conjunto que engloba todos estes valores forma o conjunto de valores verdadeiros das grandezas elétricas do sistema de teste.
3. A todos os valores obtidos na etapa anterior, foi adicionado um valor aleatório não tendencioso e proporcional ao valor da grandeza, de forma a simular os erros normais de medição. Estes erros foram balizados segundo os valores dos desvios padrão utilizados em aplicações práticas para medidas do SCADA e utilizando valores máximos de EVT de 1% para medidas do SMFS.

É importante frisar que nem todos os valores do plano base de medição foram, necessariamente, usados em todas as simulações. Estes foram apenas os valores calculados como base para serem utilizados nos diversos casos de estudo que serão descritos nas próximas seções e, nestes casos, sempre que necessário, foram introduzidas modificações no conjunto de medidas utilizadas.

Outro aspecto importante sobre o plano base de medição é o fato de que foram utilizados diferentes valores de exatidão (ou de erro) de acordo com o tipo de medida e o tipo de medidor, ou seja, medidas do SMFS tiveram uma exatidão maior que as medidas SCADA e dentro destes sistemas de medição, algumas medidas tiveram exatidão maior que outras, sendo estas classes de exatidão definidas apenas pelo tipo de grandeza elétrica medida e não por sua localização na rede.

O ANEXO A: Plano Base de Medição Para o Sistema IEEE 57 Barras mostra todos os valores verdadeiros das grandezas elétricas, bem como todos os valores do plano base de medição do sistema de teste juntamente com os valores absolutos máximos de erros percentuais admitidos na simulação de cada tipo de medida do SCADA e valores máximos de EVT admitidos na simulação de cada tipo de medida do SMFS.

De acordo com os valores de erros máximos admitidos, foram estipulados, para cada tipo de medida, os valores de variância mostrados na Tabela 5 - 1.

Tabela 5 - 1 – Valores de variância atribuídos por tipo de medida

Tipo de medida	Variância
Módulo de tensão nodal	0,000009
Injeção de potência ativa	0,000055
Injeção de potência reativa	0,000055
Fluxo de potência ativa	0,000075
Fluxo de potência reativa	0,000075
Tensão complexa nodal	0,000003
Corrente complexa de ramo	0,000007
Injeção de nula potência ativa em barras de passagem	0,0000001
Injeção de nula potência reativa em barras de passagem	0,0000001

Junto a estes valores de variância, os seguintes parâmetros, mostrados na Tabela 5 - 2, foram utilizados pelos Estimadores de estado:

Tabela 5 - 2 – Parâmetros utilizados pelo Estimador desenvolvido

Parâmetro	Valor
Intervalo de confiança	95%
Resíduo normalizado máximo	15

Tanto os valores das variâncias quanto os parâmetros utilizados pelo Estimador foram definidos apenas para uso durante as simulações executados, não tendo, necessariamente, valor prático algum.

V.3 Casos de estudo

Com o objetivo de avaliar o desempenho dos dois Estimadores de Estado Multiestágios desenvolvidos, foram montados diversos casos de estudos, onde os resultados dos Estimadores de transição foram comparados aos resultados dos Estimadores de Estado Convencional e Linear e/ou foram comparados entre si.

Os próximos subitens dissertarão sobre os casos mais relevantes, mostrando o cenário montado e os resultados obtidos.

V.3.1 Caso base

O primeiro caso a ser estudado é o caso base, onde estão disponíveis todas as medidas e não há erro grosseiro algum inserido, apenas os erros comuns de medição. Embora esta situação seja incompatível com aquilo que se espera numa situação real, este caso serve como base apenas para comparação de desempenho entre os 4 tipos de Estimadores sob operação numa situação ideal.

A Tabela 5 - 3 mostra os valores calculados das variáveis de estado para os quatro Estimadores desenvolvidos (EEC, EEL, EEIAP e EEFE).

A Tabela 5 - 4 é o complemento da Tabela 5 - 3, e mostra uma comparação numérica entre os erros vetoriais totais (EVTs) das variáveis de estado calculadas por cada Estimador. O maior valor de EVT obtido por cada Estimador está destacado em sua respectiva coluna e, além disso, a tabela mostra ainda os valores médios dos EVT's. Com os dados fornecidos, observa-se uma diferença de desempenho relativamente pequena a favor do Estimador de Estado com uso de Informações a Priori (EEIAP) em comparação com o Estimador de Estado com uso de Fusão de Estimativas (EEFE).

A Figura 5 - 4 mostra, de forma gráfica, os dados apresentados na Tabela 5 - 4. Pela observação dos dados apresentados nesta figura nota-se, de forma clara, o resultado já esperado de um desempenho superior ao do Estimador Convencional e inferior ao do Estimador Linear para ambos os Estimadores de Transição. Nota-se ainda que ambos tiveram a capacidade de filtrar os erros mais elevados por parte do EEC na vizinhança da barra 8, e também os erros elevados nas vizinhanças das barras 25 e 31 (embora este fenômeno tenha ocorrido tanto no EEC quanto no EEL).

Tabela 5 - 3 – Valores estimados das variáveis de estado para cada Estimador

Barra	Valores verdadeiros		EEC		EEL		EEIAP		EEFE	
	V mod (pu)	V ang (graus)	V mod (pu)	V ang (graus)	V mod (pu)	V ang (graus)	V mod (pu)	V ang (graus)	V mod (pu)	V ang (graus)
1	1,0400	0,0000	1,0390	0,0000	1,0400	0,0000	1,0401	0,0000	1,0395	0,0000
2	1,0100	-1,1881	1,0089	-1,1420	1,0100	-1,1755	1,0100	-1,1742	1,0095	-1,1673
3	0,9850	-5,9878	0,9846	-5,8725	0,9848	-5,9864	0,9848	-5,9833	0,9846	-5,9680
4	0,9808	-7,3369	0,9805	-7,2009	0,9806	-7,3332	0,9806	-7,3298	0,9804	-7,3154
5	0,9765	-8,5458	0,9768	-8,3944	0,9763	-8,5393	0,9762	-8,5349	0,9761	-8,5228
6	0,9800	-8,6734	0,9803	-8,5121	0,9797	-8,6660	0,9797	-8,6615	0,9796	-8,6519
7	0,9842	-7,6006	0,9845	-7,3923	0,9840	-7,5999	0,9839	-7,5950	0,9838	-7,5681
8	1,0050	-4,4771	1,0056	-4,2037	1,0048	-4,4672	1,0048	-4,4635	1,0048	-4,4266
9	0,9800	-9,5839	0,9804	-9,3735	0,9799	-9,5859	0,9799	-9,5814	0,9798	-9,5544
10	0,9863	-11,4489	0,9873	-11,3012	0,9863	-11,4546	0,9862	-11,4511	0,9862	-11,4352
11	0,9740	-10,1931	0,9740	-10,0302	0,9739	-10,1921	0,9738	-10,1882	0,9737	-10,1688
12	1,0150	-10,4706	1,0149	-10,3366	1,0148	-10,4743	1,0148	-10,4727	1,0146	-10,4496
13	0,9789	-9,8039	0,9788	-9,6609	0,9788	-9,8007	0,9787	-9,7974	0,9786	-9,7803
14	0,9702	-9,3509	0,9700	-9,2135	0,9700	-9,3472	0,9699	-9,3436	0,9697	-9,3268
15	0,9881	-7,1905	0,9877	-7,0725	0,9878	-7,1895	0,9878	-7,1866	0,9876	-7,1686
16	1,0134	-8,8585	1,0134	-8,7711	1,0131	-8,8593	1,0131	-8,8577	1,0129	-8,8394
17	1,0175	-5,3957	1,0169	-5,3639	1,0176	-5,4133	1,0176	-5,4125	1,0172	-5,3946
18	1,0007	-11,7288	0,9993	-11,5523	1,0014	-11,7107	1,0013	-11,7054	1,0005	-11,6915
19	0,9703	-13,2274	0,9703	-13,0456	0,9705	-13,2223	0,9704	-13,2101	0,9703	-13,2135
20	0,9639	-13,4462	0,9643	-13,2612	0,9640	-13,4433	0,9640	-13,4307	0,9639	-13,4326
21	1,0087	-12,9305	1,0081	-12,7857	1,0085	-12,9333	1,0083	-12,9274	1,0082	-12,9149
22	1,0100	-12,8761	1,0092	-12,7317	1,0097	-12,8791	1,0096	-12,8735	1,0094	-12,8580
23	1,0085	-12,9413	1,0077	-12,7963	1,0083	-12,9437	1,0082	-12,9380	1,0080	-12,9229
24	0,9994	-13,2927	0,9983	-13,1225	0,9989	-13,2974	0,9987	-13,2888	0,9990	-13,2839
25	0,9827	-18,1716	0,9794	-18,0452	0,9847	-18,1782	0,9833	-18,1749	0,9832	-18,1777
26	0,9590	-12,9821	0,9580	-12,8074	0,9585	-12,9864	0,9583	-12,9778	0,9586	-12,9722
27	0,9816	-11,5133	0,9814	-11,3377	0,9812	-11,5141	0,9812	-11,5068	0,9812	-11,4923
28	0,9967	-10,4809	0,9968	-10,3054	0,9965	-10,4839	0,9964	-10,4776	0,9964	-10,4606
29	1,0102	-9,7707	1,0104	-9,5935	1,0099	-9,7708	1,0099	-9,7653	1,0098	-9,7479
30	0,9629	-18,7178	0,9587	-18,5803	0,9647	-18,7234	0,9632	-18,7204	0,9631	-18,7215
31	0,9362	-19,3817	0,9313	-19,2700	0,9373	-19,3801	0,9358	-19,3804	0,9358	-19,3811
32	0,9501	-18,5109	0,9478	-18,3970	0,9505	-18,5104	0,9496	-18,5114	0,9497	-18,5047
33	0,9478	-18,5505	0,9456	-18,4366	0,9482	-18,5499	0,9473	-18,5509	0,9474	-18,5442
34	0,9594	-14,1498	0,9586	-14,0067	0,9592	-14,1414	0,9590	-14,1349	0,9590	-14,1291
35	0,9664	-13,9071	0,9657	-13,7673	0,9662	-13,9001	0,9661	-13,8938	0,9660	-13,8855
36	0,9761	-13,6358	0,9753	-13,4975	0,9759	-13,6294	0,9757	-13,6234	0,9756	-13,6155
37	0,9851	-13,4471	0,9843	-13,3093	0,9849	-13,4410	0,9847	-13,4353	0,9846	-13,4277
38	1,0130	-12,7367	1,0122	-12,5933	1,0128	-12,7392	1,0127	-12,7338	1,0125	-12,7183
39	0,9830	-13,4922	0,9822	-13,3571	0,9828	-13,4864	0,9826	-13,4807	0,9826	-13,4731
40	0,9730	-13,6591	0,9722	-13,5217	0,9728	-13,6527	0,9727	-13,6466	0,9726	-13,6389
41	0,9963	-14,0758	0,9960	-13,9855	0,9961	-14,0754	0,9960	-14,0785	0,9961	-14,0613
42	0,9666	-15,5324	0,9650	-15,4803	0,9666	-15,5351	0,9663	-15,5425	0,9662	-15,5262
43	1,0096	-11,3541	1,0094	-11,2222	1,0095	-11,3534	1,0094	-11,3503	1,0093	-11,3340
44	1,0170	-11,8578	1,0162	-11,7118	1,0168	-11,8587	1,0166	-11,8536	1,0165	-11,8375
45	1,0361	-9,2701	1,0355	-9,1424	1,0358	-9,2710	1,0358	-9,2677	1,0356	-9,2490
46	1,0599	-11,1162	1,0593	-10,9816	1,0596	-11,1107	1,0595	-11,1067	1,0594	-11,0946
47	1,0334	-12,5121	1,0325	-12,3753	1,0332	-12,5153	1,0331	-12,5105	1,0329	-12,4930
48	1,0276	-12,6118	1,0267	-12,4721	1,0273	-12,6169	1,0272	-12,6120	1,0270	-12,5926
49	1,0365	-12,9377	1,0361	-12,7902	1,0362	-12,9352	1,0361	-12,9303	1,0360	-12,9153
50	1,0235	-13,4131	1,0237	-13,2587	1,0233	-13,4124	1,0232	-13,4070	1,0232	-13,3918
51	1,0523	-12,5321	1,0534	-12,3844	1,0523	-12,5380	1,0522	-12,5342	1,0523	-12,5176
52	0,9804	-11,4965	0,9799	-11,3298	0,9801	-11,4894	0,9800	-11,4821	0,9800	-11,4677
53	0,9710	-12,2516	0,9701	-12,0945	0,9707	-12,2449	0,9706	-12,2371	0,9705	-12,2243
54	0,9963	-11,7087	0,9957	-11,5624	0,9962	-11,7121	0,9961	-11,7054	0,9960	-11,6910
55	1,0308	-10,8002	1,0312	-10,6362	1,0307	-10,7976	1,0306	-10,7925	1,0306	-10,7767
56	0,9685	-16,0655	0,9669	-15,9819	0,9684	-16,0699	0,9681	-16,0779	0,9680	-16,0529
57	0,9650	-16,5844	0,9646	-16,5313	0,9649	-16,5873	0,9646	-16,5967	0,9647	-16,5769

Tabela 5 - 4 – Valores de EVT das variáveis de estado calculadas pelos Estimadores

Barra	EEC	EEL	EEIAP	EEFE
1	0,0962%	0,0000%	0,0096%	0,0481%
2	0,1354%	0,0220%	0,0242%	0,0614%
3	0,2052%	0,0204%	0,0217%	0,0533%
4	0,2391%	0,0196%	0,0223%	0,0541%
5	0,2660%	0,0234%	0,0361%	0,0573%
6	0,2832%	0,0332%	0,0370%	0,0554%
7	0,3648%	0,0216%	0,0332%	0,0705%
8	0,4810%	0,0263%	0,0310%	0,0903%
9	0,3695%	0,0108%	0,0111%	0,0553%
10	0,2780%	0,0102%	0,0087%	0,0252%
11	0,2844%	0,0099%	0,0218%	0,0522%
12	0,2341%	0,0207%	0,0200%	0,0539%
13	0,2500%	0,0149%	0,0266%	0,0536%
14	0,2411%	0,0259%	0,0376%	0,0700%
15	0,2093%	0,0276%	0,0284%	0,0612%
16	0,1526%	0,0266%	0,0266%	0,0570%
17	0,0778%	0,0339%	0,0327%	0,0251%
18	0,3376%	0,0782%	0,0738%	0,0677%
19	0,3173%	0,0270%	0,0338%	0,0247%
20	0,3253%	0,0092%	0,0282%	0,0239%
21	0,2598%	0,0214%	0,0410%	0,0574%
22	0,2631%	0,0269%	0,0365%	0,0643%
23	0,2666%	0,0250%	0,0351%	0,0632%
24	0,3167%	0,0507%	0,0704%	0,0429%
25	0,4032%	0,2020%	0,0595%	0,0502%
26	0,3210%	0,0492%	0,0699%	0,0419%
27	0,3072%	0,0422%	0,0437%	0,0559%
28	0,3064%	0,0229%	0,0328%	0,0479%
29	0,3097%	0,0342%	0,0355%	0,0594%
30	0,4946%	0,1906%	0,0349%	0,0250%
31	0,5539%	0,1223%	0,0380%	0,0379%
32	0,3136%	0,0414%	0,0534%	0,0442%
33	0,3065%	0,0408%	0,0541%	0,0450%
34	0,2641%	0,0279%	0,0516%	0,0574%
35	0,2556%	0,0274%	0,0419%	0,0589%
36	0,2533%	0,0190%	0,0419%	0,0582%
37	0,2541%	0,0238%	0,0464%	0,0618%
38	0,2636%	0,0244%	0,0342%	0,0625%
39	0,2508%	0,0268%	0,0494%	0,0561%
40	0,2544%	0,0260%	0,0402%	0,0564%
41	0,1604%	0,0200%	0,0304%	0,0322%
42	0,1920%	0,0059%	0,0389%	0,0463%
43	0,2311%	0,0111%	0,0219%	0,0466%
44	0,2663%	0,0187%	0,0390%	0,0598%
45	0,2305%	0,0304%	0,0306%	0,0617%
46	0,2422%	0,0324%	0,0436%	0,0624%
47	0,2553%	0,0236%	0,0327%	0,0617%
48	0,2575%	0,0264%	0,0346%	0,0635%
49	0,2601%	0,0275%	0,0390%	0,0607%
50	0,2700%	0,0209%	0,0324%	0,0481%
51	0,2772%	0,0107%	0,0130%	0,0254%
52	0,2952%	0,0321%	0,0471%	0,0641%
53	0,2881%	0,0296%	0,0452%	0,0674%
54	0,2629%	0,0143%	0,0237%	0,0452%
55	0,2890%	0,0098%	0,0227%	0,0449%
56	0,2206%	0,0131%	0,0469%	0,0564%
57	0,1007%	0,0095%	0,0446%	0,0317%
Média	0,2713%	0,0323%	0,0362%	0,0524%

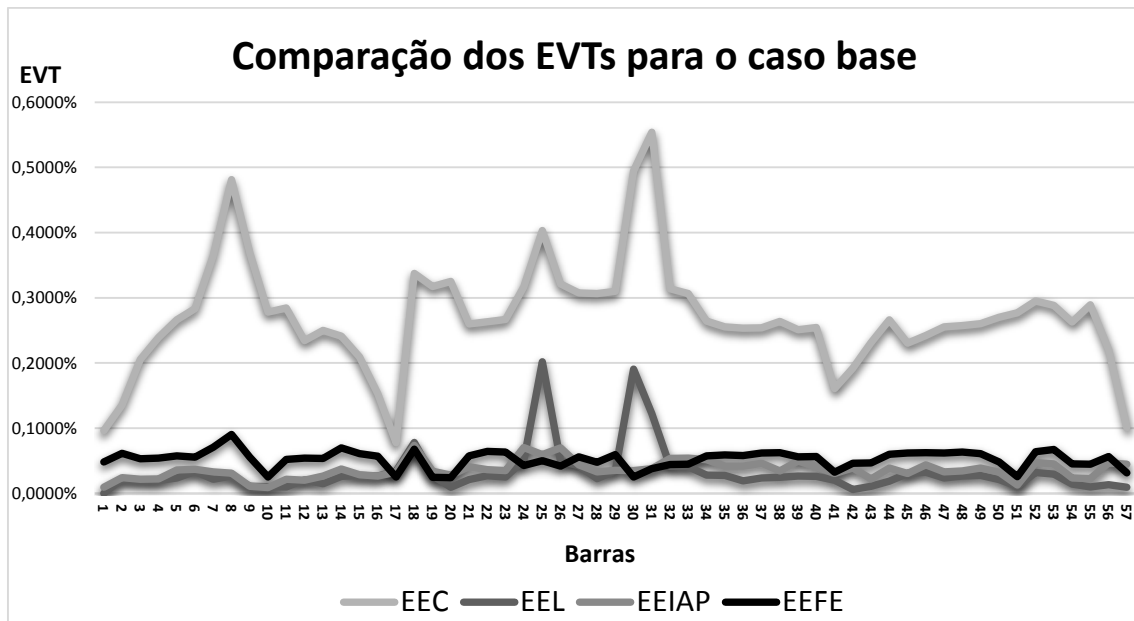


Figura 5 - 4 – EVT por tipo de Estimador para as tensões complexas do caso base

Desta forma, com as informações obtidas através da análise do caso base, três importantes fatos podem ser observados:

- 1) Numa situação ideal, onde tanto o SCADA quanto o SMFS disponibilizam um número suficientemente grande de medidas para garantir não só a observabilidade como também um alto grau de redundância, ambos os Estimadores de transição apresentam desempenhos satisfatórios, com uma certa vantagem a favor do Estimador de Estado com uso de Informações a Priori;
- 2) Ainda nesta mesma situação ideal, os desempenhos médios de ambos os Estimadores de Transição encontram-se situados entre o desempenho do Estimador de Estado Convencional (pior desempenho) e o desempenho do Estimador de Estado Linear com uso de medição fasorial (melhor desempenho);
- 3) Os Estimadores de transição foram ainda capazes de filtrar picos de erros de estimação mesmo quando os erros ocorreram tanto no Estimador Convencional quanto no Estimador Linear.

V.3.2 Caso 01 – Sistema em transição

Este caso de estudo simula a situação de uma rede no início do período de transição entre uso do SCADA e do SMFS para estimação de estado. Nele, apenas algumas poucas barras do sistema possuem medição fasorial, entretanto nas barras que possuem estão disponíveis as medições da tensão complexa e de todas as correntes de ramo (simulando as diversas saídas de uma única UMF instalada).

A partir deste caso, espera-se obter uma situação mais aproximada do problema a ser tratado pelos Estimadores de Estado de Transição, ou seja, uma rede elétrica sendo completamente monitorada pelo SCADA e uma ou mais áreas com disponibilidade de medidas do SMFS.

Para os estudos a serem realizados, a situação de transição é tal que, apenas as barras com tensão controlada localmente (barras 1,2,3,6,8,9 e 12), possuem medição fasorial. Inicialmente nenhuma condição desfavorável (erros grosseiros SCADA ou SMFS, redução no número de medidores, etc.) será inserida à rede sob estudo. Assim, este caso, além de mostrar os resultados esperados numa situação de operação normal da rede, servirá de ponto de partida para os demais casos de estudo.

A Figura 5 - 5 mostra, em destaque, as barras onde há disponibilidade de medição fasorial no caso em questão. Como pode ser visto, não há medição fasorial suficiente para garantir observabilidade, sendo assim, o EEIAP e o EEFE tiveram de lançar mão das estratégias citadas nos subitens IV.2.1 e IV.2.2 para calcularem os estados estimados, ou seja, utilizaram, respectivamente, os estados estimados pelo EEC e pseudo-medidas como dados de entrada complementares, para conseguirem a garantia de observabilidade do sistema.

A Figura 5 - 6 e a Tabela 5 - 5 mostram, respectivamente, um gráfico com os valores de EVT obtidos por ambos os Estimadores e uma tabela com todos os valores estimados das tensões complexas e seus respectivos valores numéricos de EVT.

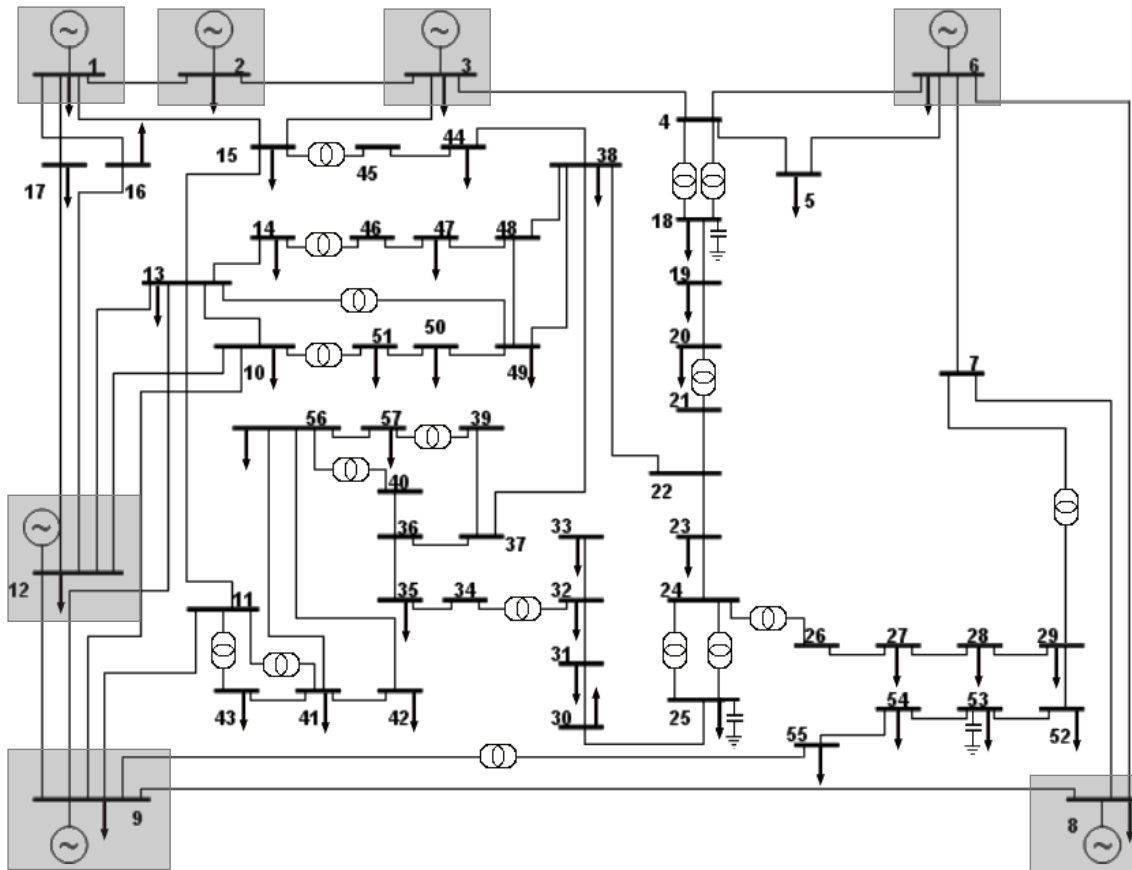


Figura 5 - 5 – Disposição das UMFs no sistema de testes para o caso 01

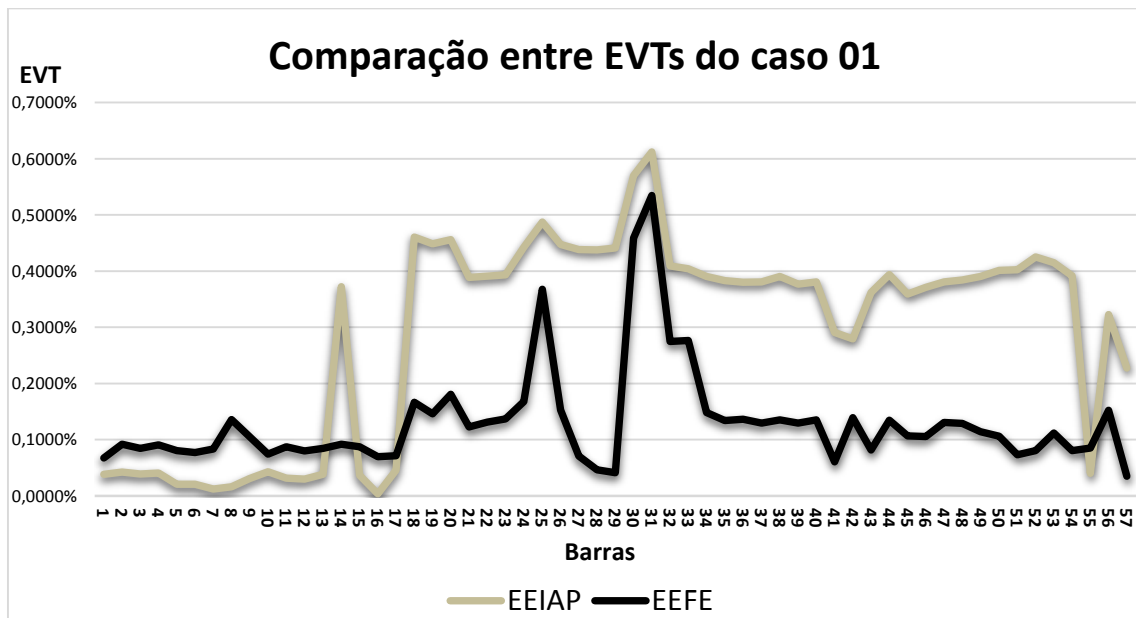


Figura 5 - 6 – EVT dos valores calculados pelos Estimadores de Transição no caso 01

Tabela 5 - 5 – Valores calculados pelos EETs

Barra	Valores verdadeiros		EEIAP		EEFE		EEIAP	EEFE
	V mod (pu)	V ang (graus)	V mod (pu)	V ang (graus)	V mod (pu)	V ang (graus)	EVT	EVT
1	1,0400	0,0000	1,0396	0,0000	1,0393	0,0000	0,0385%	0,0673%
2	1,0100	-1,1881	1,0096	-1,1790	1,0093	-1,1532	0,0427%	0,0922%
3	0,9850	-5,9878	0,9847	-6,0017	0,9845	-5,9488	0,0390%	0,0848%
4	0,9808	-7,3369	0,9805	-7,3535	0,9803	-7,2932	0,0408%	0,0907%
5	0,9765	-8,5458	0,9763	-8,5452	0,9763	-8,5012	0,0205%	0,0804%
6	0,9800	-8,6734	0,9798	-8,6747	0,9798	-8,6307	0,0205%	0,0772%
7	0,9842	-7,6006	0,9841	-7,6035	0,9841	-7,5533	0,0124%	0,0834%
8	1,0050	-4,4771	1,0050	-4,4679	1,0051	-4,3996	0,0160%	0,1356%
9	0,9800	-9,5839	0,9803	-9,5863	0,9802	-9,5249	0,0309%	0,1049%
10	0,9863	-11,4489	0,9867	-11,4513	0,9866	-11,4108	0,0431%	0,0741%
11	0,9740	-10,1931	0,9743	-10,1910	0,9740	-10,1431	0,0315%	0,0874%
12	1,0150	-10,4706	1,0153	-10,4724	1,0148	-10,4262	0,0297%	0,0800%
13	0,9789	-9,8039	0,9793	-9,7984	0,9788	-9,7561	0,0385%	0,0846%
14	0,9702	-9,3509	0,9700	-9,1381	0,9699	-9,3022	0,3722%	0,0920%
15	0,9881	-7,1905	0,9878	-7,2044	0,9876	-7,1486	0,0367%	0,0873%
16	1,0134	-8,8585	1,0134	-8,8571	1,0131	-8,8214	0,0039%	0,0700%
17	1,0175	-5,3957	1,0171	-5,4126	1,0168	-5,3777	0,0457%	0,0716%
18	1,0007	-11,7288	0,9993	-11,4769	0,9993	-11,6758	0,4607%	0,1665%
19	0,9703	-13,2274	0,9703	-12,9702	0,9703	-13,1436	0,4489%	0,1463%
20	0,9639	-13,4462	0,9643	-13,1859	0,9643	-13,3449	0,4561%	0,1811%
21	1,0087	-12,9305	1,0081	-12,7103	1,0080	-12,8729	0,3890%	0,1227%
22	1,0100	-12,8761	1,0092	-12,6563	1,0091	-12,8192	0,3909%	0,1311%
23	1,0085	-12,9413	1,0077	-12,7210	1,0076	-12,8842	0,3934%	0,1370%
24	0,9994	-13,2927	0,9983	-13,0472	0,9982	-13,2255	0,4422%	0,1678%
25	0,9827	-18,1716	0,9794	-17,9699	0,9793	-18,1035	0,4874%	0,3675%
26	0,9590	-12,9821	0,9580	-12,7320	0,9580	-12,9160	0,4478%	0,1532%
27	0,9816	-11,5133	0,9814	-11,2623	0,9812	-11,4805	0,4386%	0,0711%
28	0,9967	-10,4809	0,9968	-10,2301	0,9965	-10,4574	0,4378%	0,0466%
29	1,0102	-9,7707	1,0104	-9,5182	1,0101	-9,7485	0,4410%	0,0414%
30	0,9629	-18,7178	0,9587	-18,5050	0,9587	-18,6301	0,5698%	0,4590%
31	0,9362	-19,3817	0,9313	-19,1947	0,9313	-19,3074	0,6123%	0,5345%
32	0,9501	-18,5109	0,9478	-18,3217	0,9478	-18,4367	0,4095%	0,2751%
33	0,9478	-18,5505	0,9456	-18,3613	0,9455	-18,4757	0,4042%	0,2767%
34	0,9594	-14,1498	0,9586	-13,9314	0,9586	-14,0806	0,3906%	0,1484%
35	0,9664	-13,9071	0,9657	-13,6919	0,9657	-13,8439	0,3831%	0,1341%
36	0,9761	-13,6358	0,9753	-13,4222	0,9752	-13,5758	0,3805%	0,1362%
37	0,9851	-13,4471	0,9843	-13,2340	0,9843	-13,3895	0,3808%	0,1298%
38	1,0130	-12,7367	1,0122	-12,5179	1,0121	-12,6804	0,3906%	0,1353%
39	0,9830	-13,4922	0,9822	-13,2817	0,9822	-13,4364	0,3771%	0,1298%
40	0,9730	-13,6591	0,9722	-13,4463	0,9722	-13,5990	0,3809%	0,1351%
41	0,9963	-14,0758	0,9960	-13,9101	0,9964	-14,0416	0,2907%	0,0605%
42	0,9666	-15,5324	0,9650	-15,4050	0,9653	-15,5213	0,2793%	0,1395%
43	1,0096	-11,3541	1,0094	-11,1469	1,0098	-11,3085	0,3622%	0,0817%
44	1,0170	-11,8578	1,0162	-11,6364	1,0161	-11,7990	0,3940%	0,1349%
45	1,0361	-9,2701	1,0355	-9,0671	1,0354	-9,2232	0,3590%	0,1069%
46	1,0599	-11,1162	1,0593	-10,9062	1,0592	-11,0703	0,3711%	0,1055%
47	1,0334	-12,5121	1,0325	-12,3000	1,0324	-12,4638	0,3809%	0,1310%
48	1,0276	-12,6118	1,0267	-12,3967	1,0266	-12,5603	0,3843%	0,1292%
49	1,0365	-12,9377	1,0361	-12,7148	1,0359	-12,8807	0,3907%	0,1142%
50	1,0235	-13,4131	1,0237	-13,1834	1,0233	-13,3534	0,4013%	0,1062%
51	1,0523	-12,5321	1,0534	-12,3091	1,0526	-12,4929	0,4024%	0,0730%
52	0,9804	-11,4965	0,9799	-11,2545	0,9798	-11,4656	0,4252%	0,0808%
53	0,9710	-12,2516	0,9701	-12,0192	0,9700	-12,2221	0,4150%	0,1118%
54	0,9963	-11,7087	0,9957	-11,4870	0,9958	-11,6740	0,3919%	0,0805%
55	1,0308	-10,8002	1,0312	-10,7986	1,0311	-10,7547	0,0400%	0,0850%
56	0,9685	-16,0655	0,9669	-15,9066	0,9672	-16,0244	0,3228%	0,1524%
57	0,9650	-16,5844	0,9646	-16,4560	0,9647	-16,5728	0,2275%	0,0352%
EVT Médio							0,2915%	0,1301%

Pelos resultados apresentados, algumas novas observações podem ser destacadas:

- 1) Nesta nova situação, um pouco mais próxima da realidade, percebe-se que, diferentemente dos resultados obtidos no caso base, o Estimador de Estado com uso de Fusão de Estimativas apresentou resultados com maior exatidão que o Estimador de Estado com uso de Informações a Priori.
- 2) Pelo gráfico da Figura 5 - 4, observa-se que os erros de estimação da tensão na barra 8 obtidos por ambos os Estimadores de Transição foram bastante reduzidos em comparação com os erros obtidos pelo Estimador Convencional nesta mesma barra no caso base; entretanto, como nas barras 25 e 31 e em suas vizinhanças não há medição fasorial, não houve nenhuma interferência forte o suficiente entre os dados dos sistemas de medição convencional e fasorial para que estes erros fossem tão bem filtrados quanto no caso base. Isso tem a ver com o fato de o tratamento de erros na estimação de estado ser um problema de natureza local [33].

Para que seja feita uma análise do desempenho destes Estimadores sob condições de estresse, nos próximos casos de estudo serão inseridas à rede descrita no caso atual algumas situações desfavoráveis, como uma baixa qualidade nas medidas SCADA, de forma a forçar um resultado ruim na estimação efetuada pelo Estimador Convencional, ou a inserção de erros grosseiros em medidas do SMFS ou ainda a redução do número de medidas disponíveis em algumas áreas do sistema.

V.3.3 Caso 02 – Erro de estimação do EEC em barra sem medição fasorial

Este caso de estudo visa avaliar o desempenho dos Estimadores de Transição quando a estes são entregues, pelo Estimador de Estado Convencional, uma estimativa de baixa qualidade para a tensão complexa numa barra onde não há medição fasorial.

Basicamente, pretende-se avaliar a influência de erros de estimação oriundos do Estimador de Estado Convencional no resultado final de ambos os Estimadores de Transição quando não há a complementação da medição fasorial na vizinhança da área sob estresse.

Para a montagem desse caso, a qualidade dos resultados do EEC foi reduzida através da alteração de alguns aspectos da rede de medição do SCADA do caso base, a saber: redução de precisão dos medidores em geral, remoção de algumas medidas e inserção de erros grosseiros concordantes de forma a prejudicar a estimação de tensão da barra 31. A introdução destas modificações reduziu a qualidade da estimação efetuada pelo EEC na barra 31 e em sua vizinhança mais próxima. Esta barra em especial foi escolhida porque, além de não possuir medição fasorial, foi a barra com pior resultado de tensão complexa estimada, tanto no EEC quanto no EEL, para o caso base.

A Figura 5 - 7 mostra uma comparação dos valores de EVT das estimativas calculadas pelo EEC no Caso Base e no Caso atual e a Tabela 5 - 6 mostra uma comparação entre os valores estimados de tensão complexa da barra 31 no caso base e no caso atual.

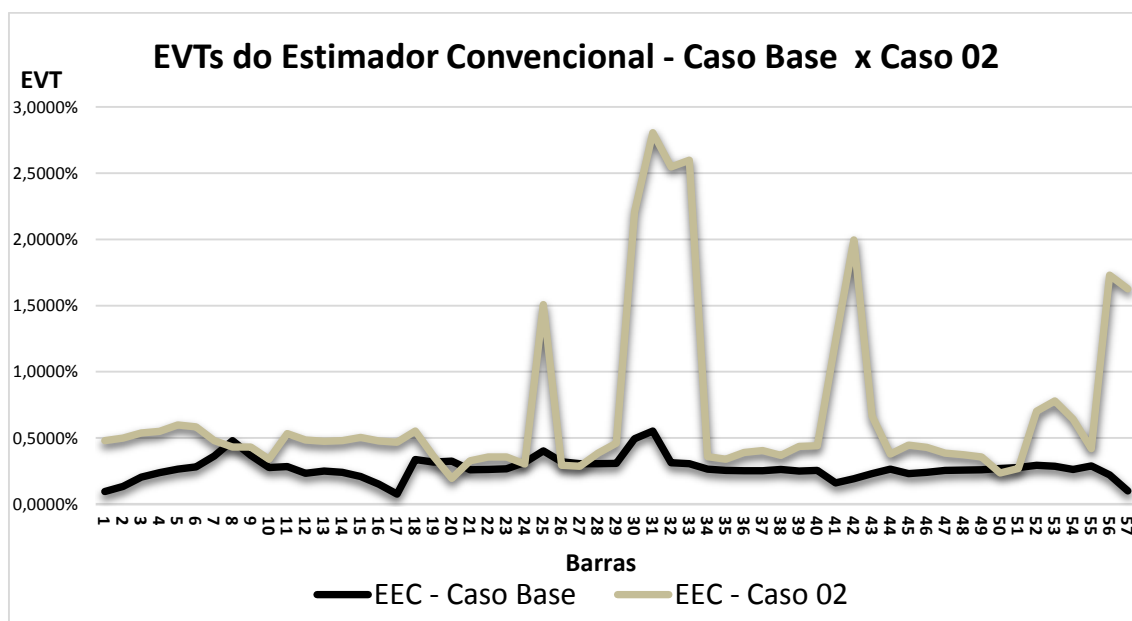


Figura 5 - 7 – Comparação entre EVTs dos resultados do Estimador Convencional

Tabela 5 - 6 – Tensão complexa na barra 31 estimada pelo EEC

Valor Verdadeiro		Estimado Caso Base (EEC)			Estimado Caso 02 (EEC)		
V mod (pu)	V ang (graus)	V mod (pu)	V ang (graus)	EVT	V mod (pu)	V ang (graus)	EVT
0,9362	-19,3817	0,9313	-19,2700	0,5539%	0,9615	-19,7955	2,8045%

Por estes dados, percebe-se o aumento no erro de estimação do EEC para a tensão complexa na barra 31 e sua vizinhança (EVT cerca de 5 vezes maior na estimação da tensão na barra 31). Estes valores portadores de erros foram utilizados para alimentar os Estimadores de Transição. A situação descrita é muito mais prejudicial que uma situação onde há a simples inserção de erros grosseiros nas medidas do SCADA, pois como a rede de monitoração do SCADA normalmente possui um bom nível de redundância, há casos em que os erros grosseiros podem ser facilmente tratáveis pelo EEC e não chegam a ter grande influência sobre os Estimadores de Transição.

Os resultados obtidos pelo EEIAP e pelo EEFE após o processamento dos dados de entrada pode ser analisado com o auxílio da Figura 5 - 8, que mostra uma comparação gráfica entre os EVTs dos valores estimados em ambos os Estimadores de Transição e no Estimador Convencional.

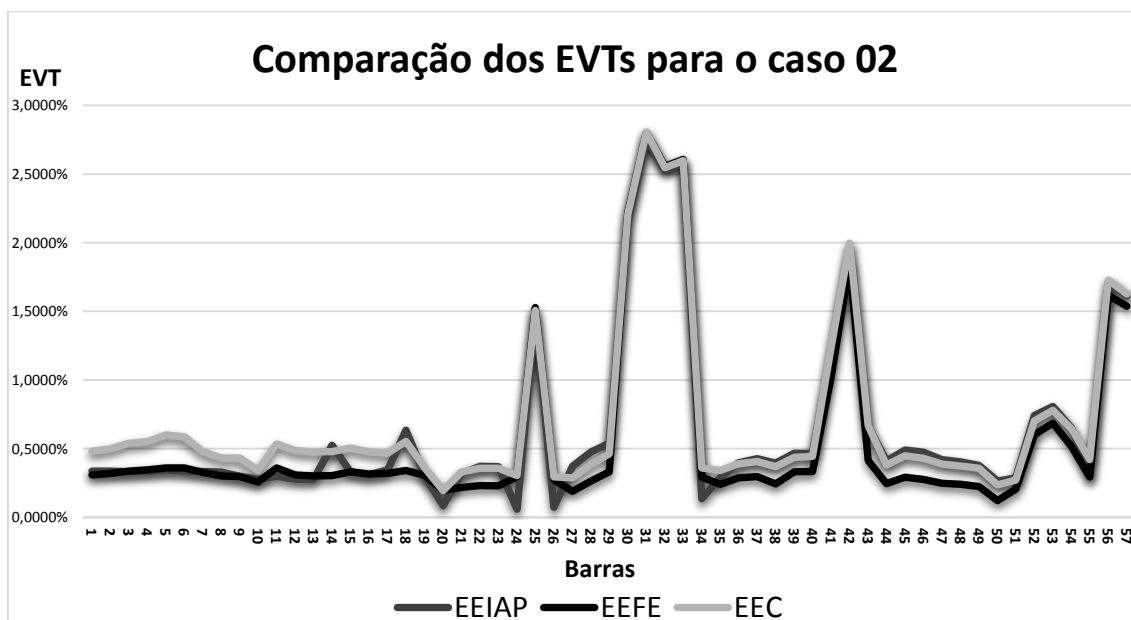


Figura 5 - 8 – Comparação entre os EVTs do caso 02

O gráfico mostra que ambos os Estimadores de Transição “seguiram” os erros introduzidos pelo Estimador Convencional, apresentando pouca capacidade de filtrar erros em barras que não possuem medição fasorial.

A Tabela 5 - 7 mostra, apenas para efeito de comparação, os valores calculados para a tensão complexa na barra 31 pelos três Estimadores (convencional, com uso de informações a priori e com uso de fusão de estimativas). Embora o valor de tensão calculado pelo EEFE esteja ainda mais próximo da estimativa errônea produzida pelo EEC que o valor calculado pelo EEIAP, ambos os Estimadores de Transição apresentaram valores muito contaminados.

Tabela 5 - 7 – Comparação entre valores estimados de tensão na barra 31 (Caso 02)

EEC			EEIAP			EEFE		
V mod (pu)	V ang (graus)	EVT	V mod (pu)	V ang (graus)	EVT	V mod (pu)	V ang (graus)	EVT
0,9615	-19,7955	2,8045%	0,9615	-19,6553	2,7503%	0,9615	-19,7948	2,8042%

A conclusão que pode ser tirada da análise dos resultados obtidos neste caso é o fato de que os Estimadores de Transição não conseguem filtrar os erros de estimação convencional quando não há medição fasorial na barra ou na vizinhança da barra afetada e, além disso, as componentes do estado estimado na vizinhança da barra afetada também acabam sendo contaminadas.

V.3.4 Caso 03 – Erro de estimação do EEC em barra com medição fasorial

A situação apresentada neste caso de estudo é, de certa forma, o complemento da situação proposta no caso anterior, ou seja, aqui será avaliado o desempenho dos Estimadores de Transição quando a estes é entregue pelo Estimador de Estado Convencional uma estimativa de baixa qualidade para a tensão complexa numa barra onde há medição fasorial.

Para a montagem deste caso, a qualidade dos resultados do EEC foi reduzida através das mesmas alterações realizadas no caso anterior. A única diferença está no

SMFS, onde foram adicionadas medições fasoriais de tensão e de correntes de ramo na barra 31, simulando a instalação de uma UMF nesta barra.

Como o plano de medição SCADA não foi alterado do caso anterior para o caso atual, os resultados mostrados na Figura 5 - 7 e na Tabela 5 - 6 continuam válidos.

Os resultados obtidos pelo EEIAP e pelo EEFE após o processamento dos dados de entrada podem ser analisados através da Figura 5 - 9, que mostra uma comparação gráfica entre os EVTs dos valores estimados em ambos os Estimadores de Transição e no Estimador Convencional para o caso atual.

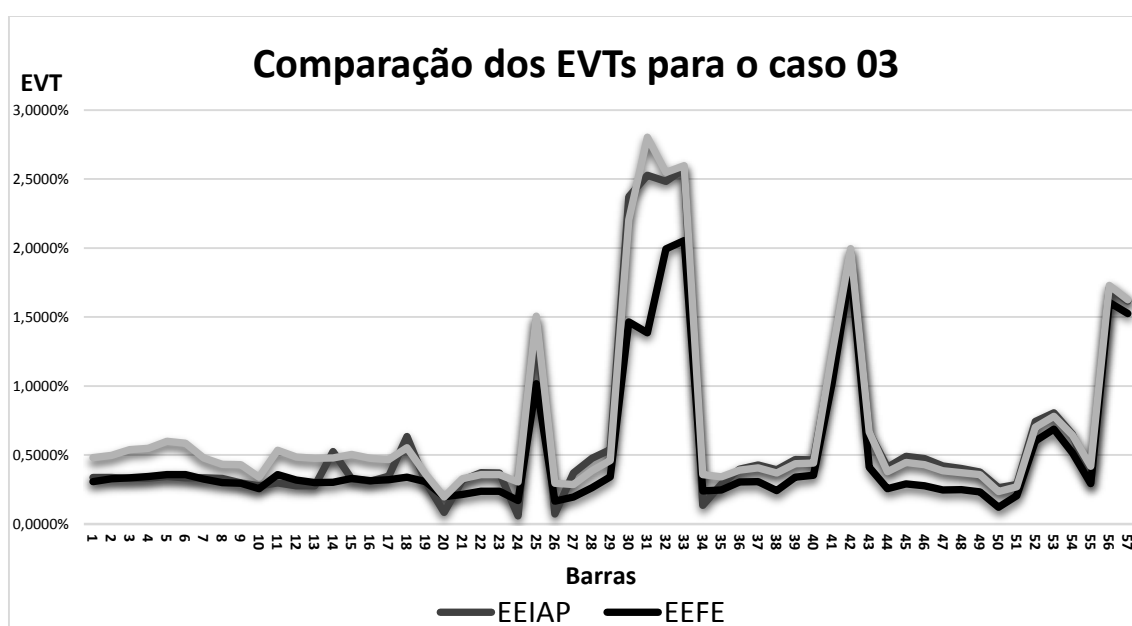


Figura 5 - 9 – Comparação entre os EVTs do caso 03

Pela simples observação deste gráfico, fica claro o melhor desempenho do Estimador de Estado com uso de Fusão de Estimativas, que não só obteve um valor médio de EVT menor que o obtido pelo Estimador de Estado com uso de Informações a Priori como também obteve, na barra 31, um valor de erro próximo à metade do obtido pelo seu concorrente. A Tabela 5 - 8 explicita isso através dos valores numéricos dos EVTs da tensão complexa estimada na barra 31.

Tabela 5 - 8 – Comparação entre valores estimados de tensão na barra 31 (Caso 03)

EEC			EEIAP			EEFE		
V mod (pu)	V ang (graus)	EVT	V mod (pu)	V ang (graus)	EVT	V mod (pu)	V ang (graus)	EVT
0,9615	-19,7955	2,8045%	0,9596	-19,5770	2,5281%	0,9490	-19,4963	1,3868%

Embora os casos 02 e 03 mostrem apenas os resultados obtidos para o caso de erros de estimação convencional na barra 31, outras simulações foram feitas com situações similares em outras barras e os resultados obtidos foram todos semelhantes (embora o resultado mais expressivo tenha sido o apresentado). Isso leva à importante conclusão de que o Estimador de Estado com uso de Fusão de Estimativas parece sofrer uma maior influência das medições fasoriais que o Estimador de Estado com uso de Informações a Priori, o que eleva sua capacidade de filtrar erros oriundos do Estimador Convencional quando há disponibilidade de medição fasorial na barra em questão ou em sua primeira vizinhança.

V.3.5 Caso 04 – Erro grosseiro em medida de tensão complexa de uma UMF

A situação proposta neste caso de estudo visa avaliar a capacidade dos Estimadores de Transição em filtrar possíveis erros grosseiros oriundos do sistema de medição fasorial. O sistema de medição a ser utilizado neste caso é o mesmo do caso 01, com a única diferença da inserção de erro grosseiro na medição da tensão complexa na barra 12, que passou a ter valor medido aproximadamente igual a $0,7103 \angle -10,47^\circ$ (módulo cerca de 30% menor que o valor normal, mantendo o mesmo ângulo de fase).

Como o plano de medição fasorial conta com relativamente poucas UMFs e, conseqüentemente, poucas grandezas elétricas sendo monitoradas, acredita-se que a simples inserção de erro grosseiro numa medida de tensão complexa seja suficiente para causar certo impacto no resultado dos Estimadores de Transição.

A Tabela 5 - 9 mostra os valores estimados da tensão complexa na barra 12 pelos dois Estimadores de Transição no caso 01 (onde não há nenhum tipo de erro associado à qualquer medida) e no caso atual, com erro grosseiro na medição fasorial da tensão complexa na barra 12.

Tabela 5 - 9 – Comparação entre tensões estimadas na barra 12 (caso 04)

	EEIAP			EEFE			Valor Verdadeiro	
	V mod (pu)	V ang (graus)	EVT	V mod (pu)	V ang (graus)	EVT	V mod (pu)	V ang (graus)
Caso 01	1,0153	-10,4724	0,0297%	1,0148	-10,4262	0,0800%	1,0150	-10,4706
Caso 04	1,0153	-10,4724	0,0297%	1,0148	-10,4255	0,0812%		

Por estes dados, observa-se que, em ambos os Estimadores, não houve mudança significativa nos valores estimados de tensão nesta barra, já que ambos permanecem com os valores de EVT praticamente inalterados (com apenas o EEFE sofrendo uma alteração de aproximadamente +0,0012%).

Assim, os resultados mostram que um erro grosseiro numa medida fasorial, mesmo que seja a medida da própria tensão complexa na barra (este tipo de medida recebe um peso maior na técnica utilizada), não afeta em praticamente nada o resultado final dos Estimadores de Transição.

No próximo e último caso de estudo, o sistema de medição fasorial sincronizada será levado a uma situação que raramente ocorreria num caso real, onde todas as medidas fasoriais da UMF alocada na barra 12 serão portadoras de erro grosseiro. Esta situação tentará levar a capacidade de avaliação de medidas fasoriais portadoras de erros grosseiros dos Estimadores de Transição ao seu extremo.

V.3.6 Caso 05 – Erros grosseiros em todas as medidas de uma UMF

Neste caso, conforme adiantado no subitem anterior, será simulada uma falha na UMF instalada na barra 12, de forma que todas as suas medidas serão portadoras de erros grosseiros. A Tabela 5 - 10 mostra os valores verdadeiros das grandezas elétricas e os valores medidos pela UMF instalada na barra 12 para a situação proposta.

Tabela 5 - 10 – Comparação entre valores verdadeiros e medidos na barra 12

Medida	De	Para	Valor verdadeiro		Valor medido	
			Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo
Tensão	12	-	1,0150	-10,4706	0,7105	-10,4706
Corrente	12	9	0,0885	63,7276	0,0620	63,7276
Corrente	12	10	0,2467	-55,2148	0,1727	-55,2148
Corrente	12	13	0,5938	79,0697	0,4156	79,0697
Corrente	12	16	0,3403	4,3209	0,2382	4,3209
Corrente	12	17	0,4859	0,2396	0,3401	0,2396

Todas as medidas mostradas na tabela acima tiveram um erro tal que seus valores estivessem em torno de 70% do valor verdadeiro da grandeza elétrica. A Tabela 5 - 11 mostra os resultados obtidos para a tensão estimada na barra 12 por ambos os Estimadores de Transição.

Tabela 5 - 11 – Comparação entre tensões estimadas na barra 12 (caso 05)

	EEIAP			EEFE			Valor Verdadeiro	
	V mod (pu)	V ang (graus)	EVT	V mod (pu)	V ang (graus)	EVT	V mod (pu)	V ang (graus)
Caso 01	1,0153	-10,4724	0,0297%	1,0148	-10,4262	0,0800%	1,0150	-10,4706
Caso 05	1,0101	-10,2301	0,6391%	1,0096	-10,3415	0,5776%		

Os resultados mostrados por esta tabela evidenciam que ambos os Estimadores não foram capazes de lidar bem com a situação proposta, tendo um aumento considerável nos EVTs da tensão complexa estimada na barra 12. Para reforçar esta afirmação pode ser feita, através das figuras abaixo, uma comparação entre os EVTs obtidos no caso 01 (onde não há erro grosseiro algum) e no caso atual. A Figura 5 - 10 é simplesmente uma reprodução da Figura 5 - 6, colocada aqui para facilitar a comparação com a Figura 5 - 11, que mostra os EVTs obtidos para o caso atual.

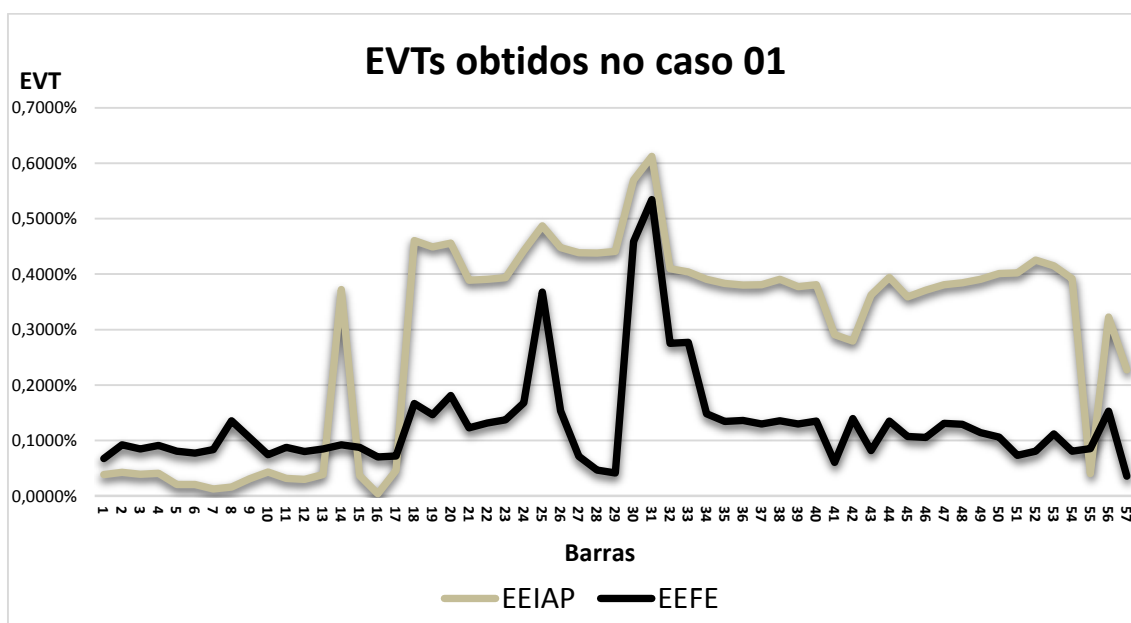


Figura 5 - 10 – Comparação entre os EVTs no caso 01

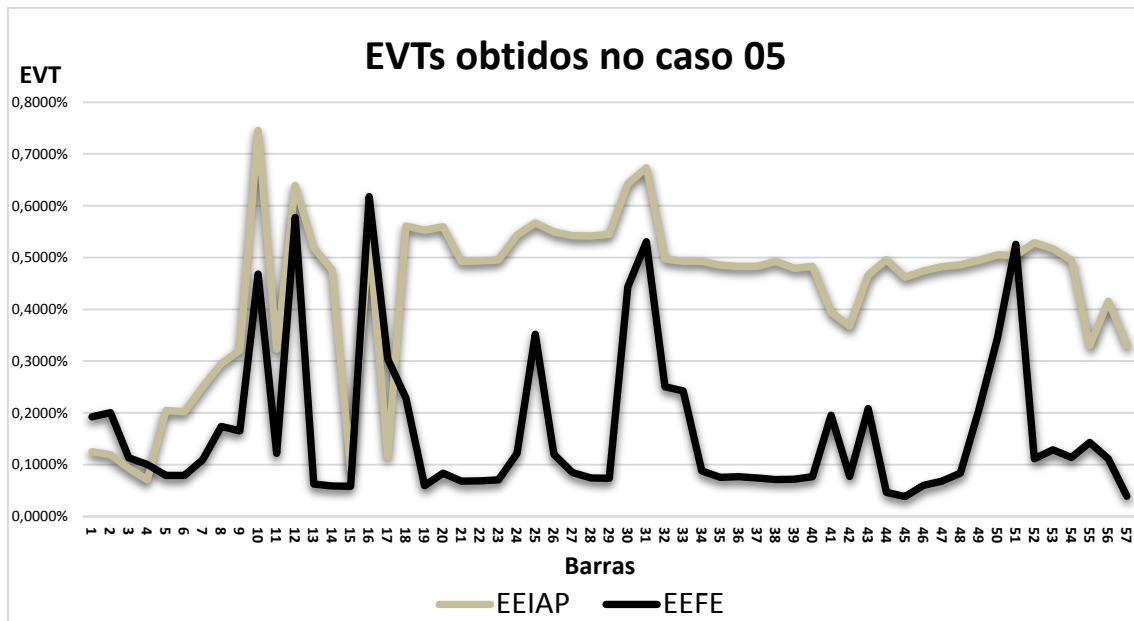


Figura 5 - 11 – Comparação entre os EVT's no caso 05

Pela comparação destas figuras, observa-se que, além de os dois Estimadores terem obtidos resultados ruins para a tensão estimada na barra 12, ambos ainda contaminaram a estimação das tensões nas barras vizinhas, comprometendo assim grande parte do sistema.

Capítulo VI: Conclusões e Propostas de Trabalhos Futuros

Os casos de estudo mostrados nos subitens V.3.2 a V.3.6 não foram os únicos realizados durante a confecção deste trabalho. Na verdade, todos os resultados foram testados em situações semelhantes, envolvendo outras áreas do sistema de teste. Isto foi feito para que as conclusões obtidas aqui não fossem baseadas apenas em uma situação específica.

O objetivo do trabalho era o de realizar comparações de desempenho entre os dois métodos de estimação de estado. Os resultados destas comparações foram mostrados pelos casos de estudo e as conclusões a serem mostradas a seguir.

VI.1 Conclusões

Com base nos estudos realizados, as seguintes conclusões podem ser tomadas:

- 1) Conforme visto no subitem V.3.1, na presença de medidas fasoriais suficientes para garantir a observabilidade para um Estimador de Estado Linear, embora talvez possa não mais haver a necessidade de um Estimador de Estado que utilize medidas do SCADA, caso queira ser mantido o uso destas medidas por questões de aumento de redundância, seria necessário o uso de Estimador de Transição e, nesse caso, ambos os Estimadores estudados apresentam desempenho satisfatório, com valores de Erro Vetorial Total situados entre os obtidos pelo Estimador Convencional e os obtidos pelo Estimador Linear.
- 2) Numa situação parecida com a proposta em V.3.2, marcada pela transição do uso de um sistema de medição convencional para um sistema de medição fasorial sincronizada (onde o uso de um Estimador de Transição é mais aconselhável), ambos os Estimadores apresentaram um bom desempenho sob

condições normais de operação, com certa vantagem para o Estimador de Estado com uso de Fusão de Estimativas.

- 3) O subitem V.3.3 mostra que ambos os Estimadores não apresentam capacidade bem desenvolvida para tratamento de erros do Estimador Convencional envolvendo barras que não possuem medição fasorial (nelas próprias ou em suas primeiras vizinhanças).
- 4) O subitem V.3.4 foi um complemento ao seu anterior, e mostrou que, no que diz respeito à capacidade de tratamento de erros grosseiros do Estimador Convencional envolvendo barras que possuem medição fasorial, o Estimador de Estado com uso de Fusão de Estimativas se mostrou muito mais eficiente que o Estimador de Estado com uso de Informações a Priori.
- 5) No subitem V.3.5, foi mostrado que ambos os Estimadores de Transição estudados possuem uma capacidade bem desenvolvida de tratamento de erros grosseiros isolados de medição fasorial.
- 6) Finalmente, o subitem V.3.6 mostrou que ambos os Estimadores de Transição estudados não possuem uma capacidade bem desenvolvida de tratamento de erros grosseiros concordantes entre si, simulando algum tipo de pane numa determinada UMF.

Voltando ainda à questão da validade do uso dos Estimadores de Estado de Transição, é importante lembrar que, embora se espere que o uso destas ferramentas esteja limitado ao período de tempo marcado pela transição entre os sistemas de medição (com os Estimadores de Estado de Transição ficando obsoletos após este período), não se sabe ao certo por quanto tempo perdurará este período de transição e, fora isso, é evidente que há necessidade da aplicação de técnicas que englobem ambos os sistemas de medição (SCADA e SMFS) e busquem o melhor aproveitamento possível de suas medidas na solução do problema de estimação de estado, e neste âmbito, os Estimadores de Estado Multiestágios têm apresentado um ótimo desempenho [8,38].

VI.2 Propostas de trabalhos futuros

Todo o trabalho desenvolvido durante a confecção desta dissertação voltou-se para Estimadores Multiestágios numa situação de transição de sistemas de medição, sem se preocupar com o sistema de comunicação e com o pré-processamento das informações adquiridas em campo.

Sobre o sistema de comunicação integrante dos SMFSs, uma boa área de pesquisa está relacionada à latência dos dados e ao retardo de tempo inserido pelas diversas subestações constituintes do SMFS. Esse assunto foi introduzido no item II.2 e é detalhado em [8]. A introdução de retardos de tempo é extremamente prejudicial ao SMFS, visto que isto limita o uso de uma de suas maiores vantagens que é a alta taxa de atualização dos dados. O estudo da otimização da transmissão de dados parece ser uma boa forma de redução do tempo de execução das ferramentas que dependem dos dados consolidados, visto que o retardo de tempo de uma única SE poderia provocar um atraso em todo o processo de consolidação dos dados.

Um grande e já bastante conhecido problema não discutido no presente trabalho diz respeito à sincronização entre as medidas fasoriais e os resultados do Estimador Convencional. Referências como [8], [38], e [39] fazem menção a este problema, entretanto, um estudo mais profundo sobre o tema parece ser um bom campo de pesquisa.

Outro aspecto não desenvolvido por este trabalho diz respeito à localização das unidades de medição fasorial. No caso de estudo apresentado no subitem V.3.2, onde há uma situação de transição de sistemas de medição, as UMFs foram dispostas de forma a atender barras consideradas como importantes para o sistema, sem se preocupar com uma disposição ótima das mesmas. Referências como [8], [23], e [28] também fazem menção a este problema, considerado como um tipo relevante de estudo dentro da área de utilização das UMFs.

Questões relacionadas ao processamento sequencial e paralelo e aos problemas relacionados à observabilidade que envolvem o EEIAP e o EEFE poderão ser tratadas futuramente.

No caso do EEIAP, em [38] abordam-se técnicas utilizando métodos ortogonais e uma versão rápida das rotações de Givens para acomodação, com baixo custo

computacional das informações a priori, o que pode tornar esta técnica ainda mais rápida.

No caso do EEFE, a referência [30] faz menção ao uso de módulos unitários e ângulos de fase nulos como pseudo-medidas a serem utilizadas quando da falta de observabilidade na etapa de estimação de estado linear. Sugere-se aqui o estudo de formas mais eficientes de contornar este problema.

Finalmente, sugere-se o aprofundamento do estudo relacionado ao tratamento de erros grosseiros nos processos de estimação de estado em Estimadores de Transição Multiestágios.

Referências Bibliográficas

- [1] WU, H.; GIRI, J.; “PMU Impact on State Estimation Reliability for Improved Grid Security”. In: *Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2005/2006 IEEE PES*, pp. 1349-1351, Dallas, May. 2006.
- [2] SCHWEPPE, F.C.; WILDES, J., “Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model”. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-89, pp. 120-125, Jan. 1970.
- [3] SCHWEPPE, F.C.; RON, D. B.; “Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-89, pp. 125-130, Jan. 1970.
- [4] SCHWEPPE, F.C.; “Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-89, pp. 130-135, Jan. 1970.
- [5] XU, B.; ABUR, A.; “Observability analysis and measurement placement for systems with PMUs”. In: *Power Systems Conference and Exposition*, v. 2, pp. 943-946, Oct. 2004.
- [6] YANG, T., SUN, H., BOSE, A.; “Transition to a two-level linear state estimator – Part I: Architecture”. In: *IEEE Transactions on Power System*, vol. 26, pp. 46–53, Feb. 2011.
- [7] YANG, T., SUN, H., BOSE, A.; “Transition to a two-level linear state estimator – Part II: Algorithm”. In: *IEEE Transactions on Power System*, vol. 26, pp. 54–62, Feb. 2011.
- [8] PHADKE, A. G., THORP, J. S., *Synchronized Phasor Measurements and Their Applications*. 1 ed. New York, Springer, 2008
- [9] PHADKE, A.G., THORP, J.S., ADAMIAK, M.G., “A New Measurement Technique for Tracking Voltage Phasors, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency”. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, pp. 1025-1038, May. 1983.
- [10] MORAES, R. M., 2009, *Sincrofasores em Sistemas de Potência: Aplicações na Estimacão de Estado*. Tese de D.Sc, Universidade Federal Fluminense, Niterói, RJ, Brasil.

- [11] WIKIPEDIA. “Global Positioning System”. Disponível em: <<http://en.wikipedia.org/wiki/Gps>>. Acesso em: 21 de novembro de 2013.
- [12] PHADKE, A.G., IBRAHIM, M., HLIBKA, T., “Fundamental Basis for Distance Relaying with Symmetrical Components”. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-96, pp. 635-646, Mar. 1977.
- [13] PHADKE, A.G., HLIBKA, T., IBRAHIM, M., ADAMIAK, M.G., “A Microcomputer Based Symmetrical Component Relay”. In: *Power Industry Computer Applications Conference*, vol. PICA-79, pp 47-55, Cleveland, May. 1979.
- [14] PHADKE, A.G., HLIBKA, T., ADAMIAK, M.G., IBRAHIM, M.; THORP, J.S.; “A Microcomputer Based Ultra High Speed Distance Relay: Field Tests”. In: *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, pp. 2026- 2036, apr. 1981.
- [15] MACRODYNE, INC. “Model 1690”. Disponível em <http://www.macrodyneusa.com/model_1690.htm>. Acessado em 23 de novembro de 2013.
- [16] IEEE Std 1344TM-1995, IEEE Standard for Synchrophasor for Power Systems.
- [17] IEEE C37.118TM-2005, IEEE Standard for Synchrophasor for Power Systems.
- [18] “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems”, C37.118.1-2011, 28 de dezembro de 2011.
- [19] “IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems”, C37.118.2-2011, 28 de dezembro de 2011.
- [20] PHADKE, A.G.; THORP, J.S.; *Computer Relaying for power systems*, 2 ed. New Jersey, John Wiley and Sons Inc., 2014.
- [21] US GOVERNMENT. “Information About the Global Positioning System and Related Topics”. Disponível em <<http://www.gps.gov>>. Acessado em 23 de novembro de 2013.
- [22] WIKIPEDIA. “GPS (Satellite)”. Disponível em: <[http://en.wikipedia.org/wiki/GPS_\(satellite\)](http://en.wikipedia.org/wiki/GPS_(satellite))>. Acessado em 23 de novembro de 2013.
- [23] NUQUI, R. F., *Electric Power Grid Monitoring with Synchronized Phasor Measurements*. 1 ed. Saarbrücken, VDM Verlag Dr. Müller, 2009.
- [24] STEINMETZ, C. P., “Complex Quantities and their use in Electrical Engineering”. In: *Proceedings of the International Electrical Congress*, pp.33-74, Chicago, 1893.

- [25] PHADKE, A.G.; “Synchronized Phasor Measurements in Power Systems”. In: *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 6, pp. 10-15, apr. 1993
- [26] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, “IEC 61850 – Communication Network and Systems in Substations”. Disponível em: <www.iec.ch>. Acessado em 24 de novembro de 2013.
- [27] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, “Procedimentos de Rede”. Disponível em: <www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>. Acessado em 15 de maio de 2014
- [28] “PMU & Smart Grids”. Apresentação realizada pelo Prof. Mladen Kezunovic, da Texas A&M University, EUA no 2nd Rio Internacional Workshop on Synchrophasor Applications, em 04/12/2013.
- [29] MONTICELLI, A. J., *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. 1 ed. São Paulo, Edgard Blücher, 1983.
- [30] ALBUQUERQUE, A., SIMÕES COSTA, A. J., “Tratamento de Erros Grosseiros em Estimadores de Estado Híbridos Multi-Estágios com Capacidade de Processamento de Medidas Fasoriais”. In: *XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (XII SEPOPE)*, mai. 2012.
- [31] MONTICELLI, A. J., *State Estimation in Electric Power Systems a Generalized Approach*. 1 ed. New York, Springer, 1999.
- [32] WOOD, A. J., WOLLENBERG, B. F. SHEBLÉ, G. B., *Power Generation, Operation, and Control*. 3 ed. New Jersey, John Wiley and Sons Inc., 2014.
- [33] ABUR, A., EXPÓSITO, A. G., *Power System State Estimation Theory and Implementation*. 1 ed. New York, Marcel Dekker Inc., 2004.
- [34] SIMÕES COSTA, A. J., ALBUQUERQUE, A., “A Two-Stage Orthogonal Estimator to Incorporate Phasor Measurements into Power System Real-Time Modeling”. In: *17th Power Systems Computation Conference*, aug. 2011.
- [35] ZIVANOVIC, R., CAIRNS, C., “Implementation of PMU technology in state estimation: an overview”. In: *Proc. IEEE AFRICON*, vol. 2, pp. 1006–1011, sep. 1996.
- [36] GUIMARAENS, M. A. R., COUTTO FILHO, M. B., SOUZA, J. C. S., “Utilização de Sincrofasores para Monitoramento do Estado Operativo de Sistemas de Potência”. In: *XII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, mai. 2012.
- [37] SIMÕES COSTA, A., ALBUQUERQUE, A., “Inclusão de Medidas Fasoriais na Estimção de Estados com Preservação da Estrutura dos Estimadores Convencionais”.

In: *XXI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XXI SNPTEE)*, Florianópolis, out. 2011.

[38] NUQUI, R. F., PHADKE, A. G.; “Hybrid Linear State Estimation Utilizing Synchronized Phasor Measurements”. In: *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pp. 1665-1669, jul. 2007.

[39] NASCIMENTO, D. P., FALCÃO, D. M., “Modelo Híbrido Linear de Estimação de Estado Utilizando Medição Fasorial Sincronizada”. In: *Anais do IV SBSE*, pp. 1-6, Goiânia, 2012.

[40] NASCIMENTO, D. P., 2011, *Inclusão da Medição Fasorial Sincronizada na Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Potência*. Dissertação de M. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

[41] COUTTO FILHO, M. B., SOUZA, J. C. S., “Forecasting-Aided State Estimation – Part I: Panorama”. In: *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, pp. 1667-1677, nov 2009.

[42] SWERLING, P., “Modern Estimation Methods from Viewpoint of the Method of Least Squares”. In: *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. ac-16, pp. 707-719, dec. 1971.

[43] MITCHELL, H. B., *Multi-Sensor Data Fusion: An Introduction*. 1 ed. New York, Springer, 2007.

[44] BAR-SHALOM, Y., CAMPO, L., “The Effect of the Common Process Noise on the Two-Sensor Fused-Track Covariance”. In: *IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Systems*, vol. AES-22, pp. 803 –805, nov. 1986.

[45] SHIN, V., LEE, Y., CHOI, T., “Generalized Millman's formula and its application for estimation problems”. In: *Signal Processing*. vol. 86, pp. 257-266, feb. 2006.

[46] UNIVERSITY OF WASHINGTON, “Power System Test Case Archives”. Disponível em: www.ee.washington.edu/research/pstca/pf57/pg_tca57bus.htm. Acessado em: 27 de maio de 2014.

ANEXO A: Plano Base de Medição Para o Sistema IEEE 57 Barras

As tabelas a seguir mostram os valores verdadeiros e os valores obtidos nas simulações de medição feitas para os dois sistemas de medição utilizados nas simulações (SCADA e SMFS). Os valores apresentados estão em p.u. nas bases definidas em 46.

Para as medidas de módulo de tensão SCADA mostradas na Tabela A - 1, o valor absoluto de erro percentual máximo admitido foi de 1,00% em relação ao valor verdadeiro da grandeza.

Tabela A - 1 – Valores de módulo de tensão SCADA

Barra	Verdade V mod	SCADA V mod	Erro SCADA V mod
1	1,0400	1,0445	0,43%
2	1,0100	1,0052	-0,47%
3	0,9850	0,9772	-0,79%
4	0,9808	0,9897	0,91%
5	0,9765	0,9850	0,87%
6	0,9800	0,9847	0,48%
7	0,9842	0,9889	0,48%
8	1,0050	0,9969	-0,81%
9	0,9800	0,9792	-0,08%
10	0,9863	0,9868	0,05%
11	0,9740	0,9823	0,85%
12	1,0150	1,0200	0,49%
13	0,9789	0,9775	-0,15%
14	0,9702	0,9726	0,24%
15	0,9881	0,9959	0,79%
16	1,0134	1,0111	-0,22%
17	1,0175	1,0099	-0,74%
18	1,0007	0,9913	-0,94%
19	0,9703	0,9746	0,45%
20	0,9639	0,9651	0,12%
21	1,0087	1,0058	-0,29%
22	1,0100	1,0119	0,19%
23	1,0085	1,0034	-0,51%
24	0,9994	1,0077	0,83%
25	0,9827	0,9753	-0,75%
26	0,9590	0,9603	0,14%
27	0,9816	0,9729	-0,89%
28	0,9967	1,0045	0,78%
29	1,0102	1,0051	-0,51%

Barra	Verdade V mod	SCADA V mod	Erro SCADA V mod
30	0,9629	0,9591	-0,39%
31	0,9362	0,9282	-0,85%
32	0,9501	0,9445	-0,59%
33	0,9478	0,9497	0,20%
34	0,9594	0,9620	0,27%
35	0,9664	0,9654	-0,11%
36	0,9761	0,9724	-0,37%
37	0,9851	0,9891	0,40%
38	1,0130	1,0036	-0,93%
39	0,9830	0,9862	0,32%
40	0,9730	0,9718	-0,13%
41	0,9963	1,0034	0,71%
42	0,9666	0,9634	-0,34%
43	1,0096	1,0030	-0,66%
44	1,0170	1,0170	0,00%
45	1,0361	1,0355	-0,06%
46	1,0599	1,0631	0,30%
47	1,0334	1,0252	-0,80%
48	1,0276	1,0190	-0,83%
49	1,0365	1,0273	-0,89%
50	1,0235	1,0331	0,94%
51	1,0523	1,0606	0,78%
52	0,9804	0,9862	0,59%
53	0,9710	0,9635	-0,77%
54	0,9963	0,9898	-0,65%
55	1,0308	1,0384	0,74%
56	0,9685	0,9595	-0,93%
57	0,9650	0,9658	0,09%

Para as medidas de injeção de potência ativa SCADA mostradas na Tabela A - 2, o valor absoluto de erro percentual máximo admitido em relação ao valor verdadeiro da grandeza foi de 5,00% nas barras de carga e 2,50% nas barras de geração. Nas barras de passagem não foi inserido erro algum.

Tabela A - 2 – Valores das injeções de potência ativa SCADA

Barra	Verdade P inj	SCADA P inj	Erro SCADA P inj
1	4,2370	4,1410	-2,27%
2	-0,0300	-0,0307	2,33%
3	-0,0100	-0,0099	-1,48%
4	0,0000	0,0000	PASSAGEM
5	-0,1300	-0,1295	-0,37%
6	-0,7500	-0,7619	1,59%
7	0,0000	0,0000	PASSAGEM
8	3,0000	3,0739	2,46%
9	-1,2100	-1,1799	-2,49%
10	-0,0500	-0,0487	-2,67%
11	0,0000	0,0000	PASSAGEM
12	-0,6700	-0,6593	-1,60%
13	-0,1800	-0,1836	1,99%
14	-0,1050	-0,1070	1,89%
15	-0,2200	-0,2186	-0,63%
16	-0,4300	-0,4436	3,15%
17	-0,4200	-0,4253	1,26%
18	-0,2720	-0,2694	-0,97%
19	-0,0330	-0,0334	1,17%
20	-0,0230	-0,0223	-3,06%
21	0,0000	0,0000	PASSAGEM
22	0,0000	0,0000	PASSAGEM
23	-0,0630	-0,0656	4,11%
24	0,0000	0,0000	PASSAGEM
25	-0,0630	-0,0651	3,31%
26	0,0000	0,0000	PASSAGEM
27	-0,0930	-0,0904	-2,76%
28	-0,0460	-0,0450	-2,10%
29	-0,1700	-0,1764	3,79%

Barra	Verdade P inj	SCADA P inj	Erro SCADA P inj
30	-0,0360	-0,0354	-1,74%
31	-0,0580	-0,0571	-1,57%
32	-0,0160	-0,0163	1,77%
33	-0,0380	-0,0377	-0,83%
34	0,0000	0,0000	PASSAGEM
35	-0,0600	-0,0602	0,39%
36	0,0000	0,0000	PASSAGEM
37	0,0000	0,0000	PASSAGEM
38	-0,1400	-0,1451	3,68%
39	0,0000	0,0000	PASSAGEM
40	0,0000	0,0000	PASSAGEM
41	-0,0630	-0,0621	-1,51%
42	-0,0710	-0,0726	2,24%
43	-0,0200	-0,0199	-0,25%
44	-0,1200	-0,1227	2,28%
45	0,0000	0,0000	PASSAGEM
46	0,0000	0,0000	PASSAGEM
47	-0,2970	-0,3002	1,08%
48	0,0000	0,0000	PASSAGEM
49	-0,1800	-0,1758	-2,31%
50	-0,2100	-0,2080	-0,93%
51	-0,1800	-0,1756	-2,47%
52	-0,0490	-0,0473	-3,55%
53	-0,2000	-0,1999	-0,04%
54	-0,0410	-0,0421	2,58%
55	-0,0680	-0,0689	1,33%
56	-0,0760	-0,0771	1,46%
57	-0,0670	-0,0692	3,26%

Para as medidas de injeção de potência reativa SCADA mostradas na Tabela A - 3, o valor absoluto de erro percentual máximo admitido em relação ao valor verdadeiro da grandeza foi de 5,00% nas barras de carga e 2,50% nas barras de geração. Nas barras de passagem não foi inserido erro algum.

Tabela A - 3 – Valores das injeções de potência reativa SCADA

Barra	Verdade Q inj	SCADA Q inj	Erro SCADA Q inj
1	1,1180	1,1069	-0,99%
2	-0,8880	-0,9101	2,49%
3	-0,2190	-0,2237	2,17%
4	0,0000	0,0000	PASSAGEM
5	-0,0400	-0,0403	0,66%
6	-0,0110	-0,0109	-1,03%
7	0,0000	0,0000	PASSAGEM
8	0,4010	0,4031	0,52%
9	-0,2370	-0,2405	1,47%
10	-0,0200	-0,0204	2,02%
11	0,0000	0,0000	PASSAGEM
12	1,0460	1,0238	-2,12%
13	-0,0230	-0,0223	-2,89%
14	-0,0530	-0,0510	-3,84%
15	-0,0500	-0,0490	-1,93%
16	-0,0300	-0,0299	-0,36%
17	-0,0800	-0,0830	3,77%
18	-0,0980	-0,1010	3,03%
19	-0,0060	-0,0059	-1,81%
20	-0,0100	-0,0101	1,37%
21	0,0000	0,0000	PASSAGEM
22	0,0000	0,0000	PASSAGEM
23	-0,0210	-0,0214	1,90%
24	0,0000	0,0000	PASSAGEM
25	-0,0320	-0,0307	-4,05%
26	0,0000	0,0000	PASSAGEM
27	-0,0050	-0,0049	-2,79%
28	-0,0230	-0,0240	4,29%
29	-0,0260	-0,0250	-4,04%

Barra	Verdade Q inj	SCADA Q inj	Erro SCADA Q inj
30	-0,0180	-0,0182	1,11%
31	-0,0290	-0,0279	-3,67%
32	-0,0080	-0,0083	4,08%
33	-0,0190	-0,0186	-2,05%
34	0,0000	0,0000	PASSAGEM
35	-0,0300	-0,0309	2,99%
36	0,0000	0,0000	PASSAGEM
37	0,0000	0,0000	PASSAGEM
38	-0,0700	-0,0723	3,22%
39	0,0000	0,0000	PASSAGEM
40	0,0000	0,0000	PASSAGEM
41	-0,0300	-0,0311	3,68%
42	-0,0440	-0,0439	-0,32%
43	-0,0100	-0,0104	3,95%
44	-0,0180	-0,0182	1,08%
45	0,0000	0,0000	PASSAGEM
46	0,0000	0,0000	PASSAGEM
47	-0,1160	-0,1197	3,15%
48	0,0000	0,0000	PASSAGEM
49	-0,0850	-0,0832	-2,11%
50	-0,1050	-0,1095	4,26%
51	-0,0530	-0,0523	-1,28%
52	-0,0220	-0,0220	0,13%
53	-0,1000	-0,0995	-0,53%
54	-0,0140	-0,0146	3,94%
55	-0,0340	-0,0353	3,88%
56	-0,0220	-0,0223	1,15%
57	-0,0200	-0,0207	3,48%

Para as medidas de fluxo de potência ativa SCADA mostradas na Tabela A - 4, o valor absoluto de erro percentual máximo admitido em relação ao valor verdadeiro da grandeza foi de 7,00%.

Tabela A - 4 – Valores dos fluxos de potência ativa SCADA

Barra De	Barra Para	Verdade P ij	SCADA P ij	Erro SCADA P ij
1	2	1,0208	0,9920	-2,83%
1	15	1,4899	1,4507	-2,63%
1	16	0,7924	0,8044	1,51%
1	17	0,9334	0,9526	2,06%
2	1	-1,0077	-1,0082	0,06%
2	3	0,9777	0,9915	1,41%
3	2	-0,9498	-0,9442	-0,59%
3	4	0,6021	0,5888	-2,20%
3	15	0,3377	0,3438	1,80%
4	3	-0,5978	-0,6032	0,90%
4	5	0,1380	0,1394	1,01%
4	6	0,1415	0,1428	0,90%
4	18	0,1396	0,1379	-1,20%
4	18	0,1787	0,1756	-1,73%
5	4	-0,1367	-0,1363	-0,24%
5	6	0,0067	0,0069	3,24%
6	4	-0,1406	-0,1413	0,50%
6	5	-0,0066	-0,0070	6,79%
6	7	-0,1778	-0,1804	1,47%
6	8	-0,4250	-0,4346	2,26%
7	6	0,1785	0,1766	-1,03%
7	8	-0,7793	-0,7640	-1,97%
7	29	0,6009	0,6121	1,87%
8	6	0,4315	0,4237	-1,79%
8	7	0,7882	0,7991	1,37%
8	9	1,7803	1,8003	1,12%
9	8	-1,7487	-1,7737	1,43%
9	10	0,1717	0,1726	0,51%
9	11	0,1291	0,1290	-0,05%
9	12	0,0255	0,0244	-4,30%
9	13	0,0232	0,0225	-3,19%
9	55	0,1893	0,1870	-1,21%
10	9	-0,1703	-0,1666	-2,20%
10	12	-0,1760	-0,1713	-2,63%
10	51	0,2963	0,2921	-1,42%
11	9	-0,1286	-0,1281	-0,37%
11	13	-0,0992	-0,0998	0,59%
11	41	0,0919	0,0939	2,17%
11	43	0,1359	0,1357	-0,14%
12	9	-0,0245	-0,0238	-2,87%
12	10	0,1778	0,1752	-1,48%
12	13	-0,0048	-0,0049	1,30%
12	16	-0,3339	-0,3415	2,27%
12	17	-0,4846	-0,4728	-2,42%
13	9	-0,0232	-0,0232	0,00%
13	11	0,0995	0,1021	2,65%
13	12	0,0118	0,0122	3,91%
13	14	-0,1036	-0,1024	-1,15%
13	15	-0,4890	-0,4845	-0,90%
13	49	0,3245	0,3337	2,84%
14	13	0,1045	0,1023	-2,12%
14	15	-0,6884	-0,6749	-1,96%
14	46	0,4789	0,4857	1,43%
15	1	-1,4508	-1,4250	-1,78%
15	3	-0,3354	-0,3300	-1,60%
15	13	0,4958	0,5070	2,26%
15	14	0,6971	0,6975	0,05%
15	45	0,3733	0,3704	-0,79%
16	1	-0,7661	-0,7785	1,62%
16	12	0,3361	0,3374	0,41%
17	1	-0,9142	-0,9084	-0,63%
17	12	0,4942	0,4834	-2,17%
18	4	-0,1396	-0,1394	-0,14%
18	4	-0,1787	-0,1740	-2,64%
18	19	0,0463	0,0452	-2,45%
19	18	-0,0453	-0,0437	-3,33%
19	20	0,0123	0,0118	-3,78%
20	19	-0,0122	-0,0122	0,39%
20	21	-0,0108	-0,0109	1,14%
21	20	0,0108	0,0107	-0,73%
21	22	-0,0108	-0,0110	2,12%
22	21	0,0108	0,0109	0,64%
22	23	0,0966	0,0997	3,23%
22	38	-0,1074	-0,1093	1,78%
23	22	-0,0965	-0,0937	-2,85%
23	24	0,0335	0,0332	-0,94%
24	23	-0,0333	-0,0329	-1,26%
24	25	0,0707	0,0710	0,50%
24	25	0,0679	0,0673	-0,90%
24	26	-0,1053	-0,1065	1,13%
25	24	-0,0707	-0,0704	-0,38%
25	24	-0,0679	-0,0688	1,38%
25	30	0,0756	0,0758	0,34%
26	24	0,1053	0,1071	1,72%
26	27	-0,1053	-0,1055	0,16%
27	26	0,1073	0,1086	1,16%
27	28	-0,2003	-0,2051	2,36%
28	27	0,2030	0,2007	-1,11%
28	29	-0,2490	-0,2479	-0,42%
29	7	-0,6009	-0,6044	0,58%
29	28	0,2517	0,2581	2,55%
29	52	0,1792	0,1770	-1,24%
30	25	-0,0745	-0,0750	0,76%
30	31	0,0385	0,0386	0,25%
31	30	-0,0377	-0,0390	3,38%
31	32	-0,0203	-0,0199	-2,02%
32	31	0,0205	0,0213	3,88%
32	33	0,0381	0,0385	1,00%
32	34	-0,0746	-0,0771	3,30%
33	32	-0,0380	-0,0373	-1,95%
34	32	0,0746	0,0772	3,54%
34	35	-0,0746	-0,0772	3,49%
35	34	0,0750	0,0747	-0,43%
35	36	-0,1350	-0,1379	2,17%
36	35	0,1360	0,1371	0,81%
36	37	-0,1707	-0,1700	-0,37%
36	40	0,0347	0,0344	-0,59%
37	36	0,1719	0,1698	-1,24%
37	38	-0,2105	-0,2118	0,61%
37	39	0,0386	0,0386	-0,06%
38	22	0,1076	0,1056	-1,89%
38	37	0,2147	0,2139	-0,36%
38	44	-0,2434	-0,2375	-2,45%
38	48	-0,1723	-0,1677	-2,67%
38	49	-0,0466	-0,0479	2,80%
39	37	-0,0385	-0,0388	0,66%
39	57	0,0385	0,0397	3,10%
40	36	-0,0346	-0,0358	3,73%
40	56	0,0346	0,0354	2,52%
41	11	-0,0919	-0,0928	1,05%
41	42	0,0888	0,0909	2,41%
41	43	-0,1159	-0,1171	1,04%
41	56	0,0560	0,0576	2,79%
42	41	-0,0869	-0,0868	-0,12%
42	56	0,0159	0,0163	2,80%
43	11	-0,1359	-0,1397	2,80%
43	41	0,1159	0,1176	1,46%
44	38	0,2452	0,2501	2,00%
44	45	-0,3652	-0,3605	-1,29%
45	15	-0,3733	-0,3702	-0,84%
45	44	0,3733	0,3641	-2,46%
46	14	-0,4789	-0,4794	0,10%
46	47	0,4789	0,4715	-1,55%
47	46	-0,4729	-0,4825	2,04%
47	48	0,1759	0,1720	-2,17%
48	38	0,1743	0,1721	-1,27%
48	47	-0,1751	-0,1703	-2,74%
48	49	0,0008	0,0008	6,40%
49	13	-0,3245	-0,3246	0,05%
49	38	0,0481	0,0482	0,30%
49	48	-0,0004	-0,0003	-5,24%
49	50	0,0968	0,0958	-0,94%
50	49	-0,0959	-0,0955	-0,47%
50	51	-0,1141	-0,1168	2,38%
51	10	-0,2963	-0,3033	2,36%
51	50	0,1163	0,1129	-2,94%
52	29	-0,1746	-0,1799	3,06%
52	53	0,1256	0,1253	-0,17%
53	52	-0,1243	-0,1252	0,75%
53	54	-0,0757	-0,0762	0,68%
54	53	0,0772	0,0788	2,06%
54	55	-0,1182	-0,1153	-2,46%
55	9	-0,1893	-0,1878	-0,80%
55	54	0,1213	0,1222	0,76%
56	40	-0,0346	-0,0349	1,05%
56	41	-0,0543	-0,0531	-2,13%
56	42	-0,0158	-0,0159	0,46%
56	57	0,0286	0,0291	1,59%
57	39	-0,0385	-0,0383	-0,74%
57	56	-0,0285	-0,0282	-1,00%

Para as medidas de fluxo de potência ativa SCADA mostradas na Tabela A - 5, o valor absoluto de erro percentual máximo admitido em relação ao valor verdadeiro da grandeza foi de 7,00%.

Tabela A - 5 – Valores dos fluxos de potência reativa SCADA

Barra De	Barra Para	Verdade Q ij	SCADA Q ij	Erro SCADA Q ij
1	2	0,7500	0,7694	2,59%
1	15	0,3374	0,3432	1,73%
1	16	-0,0087	-0,0091	4,39%
1	17	0,0394	0,0382	-2,87%
2	1	-0,8412	-0,8548	1,62%
2	3	-0,0464	-0,0449	-3,21%
3	2	0,0446	0,0441	-1,25%
3	4	-0,0818	-0,0823	0,55%
3	15	-0,1827	-0,1808	-1,00%
4	3	0,0590	0,0606	2,72%
4	5	-0,0443	-0,0439	-0,98%
4	6	-0,0509	-0,0514	0,92%
4	18	0,0244	0,0237	-2,64%
4	18	0,0119	0,0123	3,19%
5	4	0,0223	0,0226	0,95%
5	6	-0,0623	-0,0632	1,41%
6	4	0,0207	0,0210	1,45%
6	5	0,0507	0,0508	0,17%
6	7	-0,0172	-0,0174	1,29%
6	8	-0,0656	-0,0654	-0,34%
7	6	-0,0061	-0,0059	-1,85%
7	8	-0,1240	-0,1272	2,61%
7	29	0,1300	0,1302	0,17%
8	6	0,0522	0,0508	-2,73%
8	7	0,1504	0,1509	0,32%
8	9	0,1983	0,1977	-0,30%
9	8	-0,0912	-0,0903	-1,01%
9	10	-0,0924	-0,0943	2,01%
9	11	0,0203	0,0212	4,37%
9	12	-0,1585	-0,1572	-0,87%
9	13	-0,0199	-0,0202	1,67%
9	55	0,1038	0,1038	0,03%
10	9	0,0560	0,0556	-0,67%
10	12	-0,2006	-0,1974	-1,62%
10	51	0,1247	0,1248	0,11%
11	9	-0,0396	-0,0394	-0,28%
11	13	-0,0441	-0,0429	-2,86%
11	41	0,0352	0,0355	0,76%
11	43	0,0485	0,0501	3,32%
12	9	0,0864	0,0885	2,40%
12	10	0,1762	0,1791	1,61%
12	13	0,6027	0,6070	0,72%
12	16	0,0882	0,0870	-1,39%
12	17	0,0917	0,0947	3,35%
13	9	-0,0190	-0,0189	-0,46%
13	11	0,0271	0,0273	0,81%
13	12	-0,6401	-0,6502	1,57%
13	14	0,2230	0,2223	-0,32%
13	15	0,0490	0,0489	-0,15%
13	49	0,3370	0,3433	1,86%
14	13	-0,2306	-0,2274	-1,40%
14	15	-0,0956	-0,0951	-0,47%
14	46	0,2731	0,2816	3,10%
15	1	-0,2395	-0,2377	-0,73%
15	3	0,1373	0,1343	-2,15%
15	13	-0,0492	-0,0494	0,28%
15	14	0,1094	0,1079	-1,30%
15	45	-0,0080	-0,0075	-5,97%
16	1	0,0708	0,0692	-2,23%
16	12	-0,1008	-0,1037	2,87%
17	1	0,0177	0,0178	0,78%
17	12	-0,0977	-0,1008	3,20%
18	4	-0,0135	-0,0129	-4,16%
18	4	0,0018	0,0019	6,66%
18	19	0,0138	0,0138	0,02%
19	18	-0,0122	-0,0121	-0,21%
19	20	0,0062	0,0059	-4,21%
20	19	-0,0061	-0,0061	0,79%
20	21	-0,0039	-0,0040	3,10%
21	20	0,0040	0,0039	-3,29%
21	22	-0,0040	-0,0039	-3,40%
22	21	0,0040	0,0041	0,93%
22	23	0,0313	0,0318	1,59%
22	38	-0,0353	-0,0358	1,29%
23	22	-0,0311	-0,0318	2,20%
23	24	0,0101	0,0100	-1,32%
24	23	-0,0183	-0,0184	0,49%
24	25	0,0171	0,0173	1,14%
24	25	0,0164	0,0161	-1,95%
24	26	-0,0153	-0,0160	4,75%
25	24	-0,0109	-0,0111	2,56%
25	24	0,0104	0,0101	-3,04%
25	30	0,0463	0,0469	1,40%
26	24	0,0159	0,0158	-0,22%
26	27	-0,0159	-0,0163	2,62%
27	26	0,0190	0,0191	0,37%
27	28	-0,0240	-0,0242	0,88%
28	27	0,0280	0,0282	0,56%
28	29	-0,0510	-0,0505	-1,06%
29	7	-0,1064	-0,1057	-0,62%
29	28	0,0549	0,0539	-1,80%
29	52	0,0255	0,0260	1,96%
30	25	-0,0446	-0,0452	1,28%
30	31	0,0266	0,0268	0,77%
31	30	-0,0255	-0,0251	-1,45%
31	32	-0,0035	-0,0038	6,60%
32	31	0,0039	0,0040	2,14%
32	33	0,0191	0,0195	2,31%
32	34	-0,0310	-0,0315	1,81%
33	32	-0,0190	-0,0188	-1,09%
34	32	0,0379	0,0377	-0,41%
34	35	-0,0379	-0,0372	-1,75%
35	34	0,0355	0,0360	1,39%
35	36	-0,0655	-0,0652	-0,42%
36	35	0,0652	0,0637	-2,37%
36	37	-0,1062	-0,1039	-2,21%
36	40	0,0410	0,0417	1,82%
37	36	0,1078	0,1098	1,85%
37	38	-0,1371	-0,1331	-2,94%
37	39	0,0294	0,0288	-1,78%
38	22	0,0357	0,0340	-4,87%
38	37	0,1417	0,1434	1,23%
38	44	0,0530	0,0509	-3,91%
38	48	-0,1934	-0,1886	-2,50%
38	49	-0,1069	-0,1064	-0,47%
39	37	-0,0293	-0,0293	-0,04%
39	57	0,0293	0,0299	2,02%
40	36	-0,0408	-0,0413	1,05%
40	56	0,0408	0,0415	1,73%
41	11	-0,0283	-0,0283	0,19%
41	42	0,0327	0,0339	3,82%
41	43	-0,0294	-0,0295	0,35%
41	56	-0,0049	-0,0050	0,39%
42	41	-0,0295	-0,0292	-1,05%
42	56	-0,0145	-0,0139	-4,04%
43	11	-0,0454	-0,0451	-0,66%
43	41	0,0354	0,0349	-1,45%
44	38	-0,0515	-0,0504	-2,08%
44	45	0,0335	0,0340	1,50%
45	15	0,0215	0,0211	-2,06%
45	44	-0,0215	-0,0204	-5,19%
46	14	-0,2539	-0,2548	0,36%
46	47	0,2539	0,2573	1,31%
47	46	-0,2396	-0,2367	-1,22%
47	48	0,1236	0,1221	-1,24%
48	38	0,1966	0,1978	0,62%
48	47	-0,1226	-0,1206	-1,60%
48	49	-0,0740	-0,0724	-2,21%
49	13	-0,3021	-0,2992	-0,97%
49	38	0,1028	0,1033	0,42%
49	48	0,0695	0,0675	-2,90%
49	50	0,0447	0,0433	-3,26%
50	49	-0,0434	-0,0432	-0,42%
50	51	-0,0616	-0,0612	-0,65%
51	10	-0,1181	-0,1175	-0,56%
51	50	0,0651	0,0655	0,51%
52	29	-0,0195	-0,0198	1,42%
52	53	-0,0025	-0,0024	-4,39%
53	52	0,0041	0,0041	0,02%
53	54	-0,0447	-0,0451	0,99%
54	53	0,0466	0,0481	3,18%
54	55	-0,0606	-0,0593	-2,17%
55	9	-0,0986	-0,0993	0,67%
55	54	0,0646	0,0656	1,55%
56	40	-0,0375	-0,0376	0,09%
56	41	0,0067	0,0068	1,39%
56	42	0,0147	0,0146	-0,60%
56	57	-0,0059	-0,0061	4,04%
57	39	-0,0261	-0,0260	-0,30%
57	56	0,0061	0,0061	0,04%

Para as medidas de tensão complexa SMFS mostradas na Tabela A - 6, o EVT máximo admitido foi de 1,00% em relação ao valor verdadeiro da grandeza.

Tabela A - 6 – Valores das tensões nodais complexas SMFS

Barra	Verdade V real	Verdade V imag	SMFS V real	SMFS V imag	Erro SMFS EVT
1	1,0400	0,0000	1,0398	0,0000	0,01%
2	1,0098	-0,0209	1,0100	-0,0210	0,02%
3	0,9796	-0,1028	0,9793	-0,1027	0,02%
4	0,9728	-0,1252	0,9723	-0,1252	0,03%
5	0,9657	-0,1451	0,9655	-0,1451	0,02%
6	0,9688	-0,1478	0,9689	-0,1479	0,01%
7	0,9756	-0,1302	0,9754	-0,1302	0,01%
8	1,0019	-0,0785	1,0022	-0,0784	0,02%
9	0,9663	-0,1632	0,9667	-0,1633	0,03%
10	0,9667	-0,1958	0,9668	-0,1957	0,01%
11	0,9586	-0,1724	0,9583	-0,1723	0,02%
12	0,9981	-0,1845	0,9978	-0,1843	0,02%
13	0,9646	-0,1667	0,9642	-0,1665	0,03%
14	0,9574	-0,1576	0,9570	-0,1576	0,02%
15	0,9803	-0,1237	0,9799	-0,1236	0,03%
16	1,0013	-0,1561	1,0008	-0,1560	0,03%
17	1,0129	-0,0957	1,0131	-0,0957	0,01%
18	0,9798	-0,2034	0,9802	-0,2035	0,03%
19	0,9445	-0,2220	0,9449	-0,2220	0,03%
20	0,9375	-0,2241	0,9373	-0,2240	0,02%
21	0,9831	-0,2257	0,9833	-0,2258	0,01%
22	0,9846	-0,2251	0,9845	-0,2251	0,00%
23	0,9829	-0,2259	0,9833	-0,2260	0,03%
24	0,9726	-0,2298	0,9728	-0,2297	0,01%
25	0,9337	-0,3065	0,9339	-0,3065	0,01%
26	0,9345	-0,2154	0,9346	-0,2154	0,01%
27	0,9619	-0,1959	0,9619	-0,1959	0,00%
28	0,9801	-0,1813	0,9802	-0,1813	0,01%
29	0,9956	-0,1714	0,9955	-0,1715	0,01%
30	0,9119	-0,3090	0,9123	-0,3091	0,03%
31	0,8831	-0,3107	0,8833	-0,3109	0,03%
32	0,9010	-0,3016	0,9009	-0,3016	0,01%
33	0,8986	-0,3015	0,8990	-0,3016	0,03%
34	0,9303	-0,2345	0,9305	-0,2346	0,01%
35	0,9381	-0,2323	0,9377	-0,2322	0,03%
36	0,9485	-0,2301	0,9482	-0,2299	0,03%
37	0,9581	-0,2291	0,9583	-0,2292	0,02%
38	0,9881	-0,2233	0,9881	-0,2233	0,00%
39	0,9559	-0,2294	0,9563	-0,2294	0,03%
40	0,9455	-0,2298	0,9453	-0,2296	0,02%
41	0,9664	-0,2423	0,9660	-0,2421	0,03%
42	0,9313	-0,2588	0,9314	-0,2589	0,01%
43	0,9899	-0,1988	0,9896	-0,1986	0,02%
44	0,9953	-0,2090	0,9950	-0,2089	0,02%
45	1,0226	-0,1669	1,0228	-0,1670	0,01%
46	1,0400	-0,2044	1,0398	-0,2043	0,01%
47	1,0089	-0,2239	1,0084	-0,2238	0,03%
48	1,0028	-0,2244	1,0028	-0,2243	0,00%
49	1,0102	-0,2321	1,0098	-0,2320	0,03%
50	0,9956	-0,2374	0,9952	-0,2373	0,03%
51	1,0273	-0,2283	1,0269	-0,2282	0,03%
52	0,9607	-0,1954	0,9608	-0,1955	0,01%
53	0,9489	-0,2060	0,9490	-0,2062	0,01%
54	0,9756	-0,2022	0,9752	-0,2022	0,03%
55	1,0125	-0,1932	1,0120	-0,1931	0,04%
56	0,9307	-0,2680	0,9302	-0,2680	0,04%
57	0,9248	-0,2754	0,9251	-0,2756	0,02%

Para as medidas de corrente de ramo complexa SMFS mostradas na Tabela A - 7, o EVT máximo admitido foi de 1,00% em relação ao valor verdadeiro da grandeza.

Tabela A - 7 – Valores das correntes de ramo complexas SMFS

De	Para	Verd lij real	Verd lij imag	SMFS lij real	SMFS lij imag	SMFS EVT
1	2	0,982	-0,721	0,975	-0,720	0,52%
1	15	1,433	-0,324	1,433	-0,326	0,12%
1	16	0,762	0,008	0,762	0,008	0,02%
1	17	0,897	-0,038	0,901	-0,038	0,42%
2	1	-0,980	0,853	-0,973	0,860	0,76%
2	3	0,969	0,026	0,972	0,026	0,32%
3	2	-0,964	0,056	-0,967	0,054	0,40%
3	4	0,617	0,019	0,616	0,019	0,09%
3	15	0,360	0,149	0,361	0,149	0,33%
4	3	-0,612	0,018	-0,611	0,018	0,23%
4	5	0,145	0,027	0,145	0,027	0,14%
4	6	0,150	0,033	0,149	0,033	0,36%
4	18	0,138	-0,043	0,138	-0,043	0,07%
4	18	0,179	-0,035	0,179	-0,035	0,30%
5	4	-0,142	-0,002	-0,142	-0,003	0,91%
5	6	0,016	0,062	0,016	0,062	0,44%
6	4	-0,145	0,001	-0,145	0,002	0,63%
6	5	-0,014	-0,050	-0,015	-0,050	0,46%
6	7	-0,177	0,045	-0,176	0,045	0,48%
6	8	-0,419	0,132	-0,417	0,135	0,92%
7	6	0,181	-0,018	0,180	-0,018	0,21%
7	8	-0,768	0,230	-0,770	0,228	0,36%
7	29	0,588	-0,212	0,587	-0,212	0,19%
8	6	0,424	-0,085	0,423	-0,085	0,24%
8	7	0,770	-0,210	0,773	-0,212	0,40%
8	9	1,751	-0,335	1,749	-0,335	0,07%
9	8	-1,744	0,389	-1,753	0,381	0,65%
9	10	0,188	0,064	0,189	0,064	0,48%
9	11	0,126	-0,042	0,126	-0,042	0,40%
9	12	0,053	0,155	0,052	0,155	0,49%
9	13	0,027	0,016	0,027	0,016	0,42%
9	55	0,173	-0,137	0,173	-0,136	0,36%
10	9	-0,181	-0,021	-0,180	-0,023	0,98%
10	12	-0,134	0,235	-0,136	0,233	0,82%
10	51	0,269	-0,184	0,270	-0,184	0,43%
11	9	-0,123	0,063	-0,123	0,062	0,99%
11	13	-0,092	0,063	-0,092	0,062	0,36%
11	41	0,086	-0,052	0,087	-0,052	0,34%
11	43	0,129	-0,074	0,128	-0,073	0,35%
12	9	-0,039	-0,079	-0,039	-0,080	0,48%
12	10	0,141	-0,203	0,141	-0,202	0,16%
12	13	-0,113	-0,583	-0,116	-0,581	0,61%
12	16	-0,339	-0,026	-0,340	-0,029	0,88%
12	17	-0,486	-0,002	-0,486	-0,006	0,91%
13	9	-0,020	0,023	-0,020	0,023	0,83%
13	11	0,095	-0,045	0,096	-0,044	0,32%
13	12	0,123	0,642	0,125	0,640	0,44%
13	14	-0,143	-0,206	-0,142	-0,208	0,85%
13	15	-0,501	0,036	-0,499	0,032	0,87%
13	49	0,268	-0,396	0,266	-0,395	0,33%
14	13	0,145	0,217	0,145	0,218	0,48%
14	15	-0,684	0,212	-0,682	0,218	0,91%
14	46	0,441	-0,358	0,442	-0,356	0,35%
15	1	-1,426	0,424	-1,424	0,436	0,81%
15	3	-0,354	-0,095	-0,355	-0,092	0,82%
15	13	0,504	-0,013	0,504	-0,013	0,05%
15	14	0,686	-0,198	0,687	-0,199	0,26%
15	45	0,376	-0,039	0,375	-0,039	0,24%
16	1	-0,758	0,047	-0,756	0,047	0,28%
16	12	0,343	0,047	0,343	0,047	0,12%
17	1	-0,896	0,067	-0,899	0,060	0,92%
17	12	0,493	0,050	0,492	0,050	0,02%
18	4	-0,134	0,042	-0,134	0,042	0,39%
18	4	-0,175	0,035	-0,175	0,033	0,94%
18	19	0,043	-0,023	0,043	-0,023	0,17%
19	18	-0,043	0,023	-0,043	0,023	0,79%
19	20	0,011	-0,009	0,011	-0,009	0,39%
20	19	-0,011	0,009	-0,011	0,009	0,64%
20	21	-0,010	0,007	-0,010	0,006	0,97%
21	20	0,010	-0,006	0,010	-0,006	0,22%
21	22	-0,010	0,006	-0,010	0,006	0,98%
22	21	0,010	-0,006	0,010	-0,006	0,39%
22	23	0,086	-0,052	0,086	-0,051	0,42%
22	38	-0,096	0,058	-0,096	0,057	0,60%
23	22	-0,086	0,052	-0,086	0,052	0,89%
23	24	0,030	-0,017	0,030	-0,017	0,41%
24	23	-0,028	0,025	-0,028	0,025	0,46%
24	25	0,065	-0,033	0,065	-0,033	0,31%
24	25	0,062	-0,032	0,062	-0,031	0,33%
24	26	-0,099	0,039	-0,100	0,038	0,92%
25	24	-0,065	0,033	-0,065	0,033	0,71%
25	24	-0,069	0,011	-0,069	0,011	0,94%
25	30	0,058	-0,069	0,059	-0,069	0,14%
26	24	0,103	-0,041	0,103	-0,041	0,18%
26	27	-0,103	0,041	-0,104	0,040	0,74%
27	26	0,103	-0,041	0,104	-0,041	0,49%
27	28	-0,195	0,065	-0,195	0,066	0,67%
28	27	0,195	-0,065	0,196	-0,065	0,30%
28	29	-0,236	0,096	-0,238	0,094	0,96%
29	7	-0,568	0,205	-0,569	0,207	0,32%
29	28	0,236	-0,096	0,236	-0,095	0,30%
29	52	0,171	-0,055	0,170	-0,055	0,42%
30	25	-0,058	0,069	-0,058	0,069	0,27%
30	31	0,029	-0,039	0,029	-0,039	0,28%
31	30	-0,029	0,039	-0,029	0,039	0,98%
31	32	-0,019	0,011	-0,019	0,011	0,96%
32	31	0,019	-0,011	0,019	-0,011	0,27%
32	33	0,032	-0,032	0,031	-0,032	0,41%
32	34	-0,064	0,056	-0,065	0,055	0,89%
33	32	-0,032	0,032	-0,032	0,032	0,14%
34	32	0,066	-0,057	0,066	-0,057	0,14%
34	35	-0,066	0,057	-0,066	0,058	0,91%
35	34	0,066	-0,054	0,066	-0,054	0,15%
35	36	-0,119	0,099	-0,119	0,099	0,48%
36	35	0,120	-0,098	0,120	-0,098	0,38%
36	37	-0,144	0,147	-0,144	0,146	0,72%
36	40	0,025	-0,049	0,025	-0,049	0,55%
37	36	0,144	-0,147	0,143	-0,147	0,57%
37	38	-0,175	0,185	-0,174	0,186	0,83%
37	39	0,031	-0,038	0,031	-0,038	0,51%
38	22	0,096	-0,058	0,096	-0,058	0,10%
38	37	0,176	-0,183	0,175	-0,183	0,28%
38	44	-0,246	0,002	-0,247	0,002	0,30%
38	48	-0,124	0,224	-0,123	0,225	0,71%
38	49	-0,022	0,113	-0,022	0,113	0,74%
39	37	-0,031	0,038	-0,031	0,038	0,87%
39	57	0,031	-0,038	0,031	-0,038	0,26%
40	36	-0,025	0,049	-0,024	0,049	0,56%
40	56	0,025	-0,049	0,025	-0,049	0,26%
41	11	-0,083	0,050	-0,083	0,049	0,82%
41	42	0,078	-0,053	0,078	-0,054	0,28%
41	43	-0,106	0,057	-0,105	0,058	0,97%
41	56	0,056	-0,009	0,056	-0,009	0,44%
42	41	-0,078	0,053	-0,078	0,053	0,84%
42	56	0,020	0,010	0,020	0,010	0,22%
43	11	-0,123	0,070	-0,123	0,071	0,34%
43	41	0,106	-0,057	0,106	-0,057	0,41%
44	38	0,246	0,000	0,246	0,000	0,02%
44	45	-0,358	0,042	-0,359	0,041	0,35%
45	15	-0,359	0,038	-0,360	0,038	0,41%
45	44	0,359	-0,038	0,358	-0,037	0,39%
46	14	-0,397	0,322	-0,396	0,325	0,62%
46	47	0,397	-0,322	0,398	-0,320	0,34%
47	46	-0,396	0,325	-0,401	0,323	0,92%
47	48	0,140	-0,154	0,141	-0,154	0,46%
48	38	0,124	-0,224	0,123	-0,225	0,34%
48	47	-0,140	0,154	-0,141	0,152	0,99%
48	49	0,016	0,070	0,016	0,070	0,31%
49	13	-0,240	0,354	-0,239	0,356	0,61%
49	38	0,023	-0,107	0,023	-0,107	0,62%
49	48	-0,015	-0,065	-0,015	-0,065	0,10%
49	50	0,081	-0,063	0,081	-0,063	0,22%
50	49	-0,081	0,063	-0,081	0,062	0,77%
50	51	-0,094	0,084	-0,094	0,085	0,81%
51	10	-0,251	0,171	-0,250	0,170	0,38%
51	50	0,094	-0,084	0,095	-0,084	0,28%
52	29	-0,171	0,055	-0,170	0,056	0,69%
52	53	0,126	-0,023	0,126	-0,023	0,24%
53	52	-0,126	0,023	-0,126	0,023	0,13%
53	54	-0,066	0,062	-0,066	0,062	0,87%
54	53	0,066	-0,062	0,067	-0,062	0,38%
54	55	-0,104	0,084	-0,105	0,083	0,98%
55	9	-0,162	0,128	-0,161	0,129	0,62%
55	54	0,104	-0,084	0,104	-0,084	0,42%
56	40	-0,024	0,047	-0,023	0,047	0,52%
56	41	-0,056	0,009	-0,056	0,009	0,39%
56	42	-0,020	-0,010	-0,020	-0,010	0,56%
56	57	0,030	-0,002	0,030	-0,002	0,07%
57	39	-0,031	0,037	-0,031	0,037	0,45%
57	56	-0,030	0,002	-0,030	0,003	0,85%