

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE INSTITUTO DE COMPUTAÇÃO – IC PÓS-GRADUAÇÃO EM COMPUTAÇÃO

SINCROFASORES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA: APLICAÇÕES NA ESTIMAÇÃO DE ESTADO

RUI MENEZES DE MORAES

Orientadores: Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc. Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D.Sc.

> NITERÓI, RJ – BRASIL * * 2009 * * *

RUI MENEZES DE MORAES

SINCROFASORES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA: APLICAÇÕES NA ESTIMAÇÃO DE ESTADO

Tese submetida ao Programa de Pósgraduação do Instituto de Computação da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do grau de Doutor em Ciências. Área de concentração: Aplicações (computação em potência)

Orientadores: Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc. Prof. Milton Brown Do Coutto Filho, D.Sc.

> NITERÓI, RJ – BRASIL * * 2009 * * *

Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca da Escola de Engenharia e Instituto de Computação da UFF

M827 Moraes, Rui Menezes. Sincrofasores em sistemas de potência: aplicações na estimação de estado / Rui Menezes de Moraes. – Niterói, RJ : [s.n.], 2009. 220 f.
Orientadores: Julio Cesar Stacchini de Souza, Milton Brown Do Coutto Filho. Tese (Doutorado em Ciências) - Universidade Federal Fluminense, 2009.
1. Estimação de estado (Energia elétrica). 2. Sistemas de potência. 3. Sincrofasor. 4. Medição fasorial. I. Título.

SINCROFASORES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA: APLICAÇÕES NA ESTIMAÇÃO DE ESTADO

RUI MENEZES DE MORAES

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação do Instituto de Computação da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do grau de Doutor em Ciências.

Área de Concentração: Aplicações -Computação em Potência.

Aprovada por:

Milton Brown Do Coutto Filho, D.Sc. – Orientador UFF – Universidade Federal Fluminense

Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc. – Orientador UFF– Universidade Federal Fluminense

Marcus Theodor Schilling, D.Sc. UFF – Universidade Federal Fluminense

a diara (inc Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc. UFF - Universidade Federal Fluminense

Glauco Nery Taranto, Ph.D. UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro

Luiz Corrêa Lima, D.Sc. CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

* * * Niterói, 14 de dezembro de 2009 * * *

Dedicatória

Dedico este trabalho à minha companheira de todas as horas, que perdeu horas de lazer para que eu estudasse tranquilo, acreditou em mim, quando eu mesmo duvidei, me deu confiança para que eu lutasse pelos meus sonhos, e me apoiou quando esses sonhos pareciam estar muito distantes.

Agradecimentos

Este trabalho é fruto de esforço individual, mas também da contribuição de diversas pessoas e instituições, sem as quais certamente teria sido mais difícil sua realização.

A orientação contínua e competente, o apoio, a motivação e a solidariedade nas horas incertas, de meus orientadores e amigos, professores Julio Stacchini e Milton Brown, foram fundamentais. A vocês, um "Muitíssimo obrigado!".

Ao professor Marcus Schilling pelo estímulo para o início desta empreitada e pelo entusiasmo e cobrança permanentes.

Aos meus colegas de escola e trabalho – não os nomino para evitar injustiças – pelas contribuições, discussões, sugestões e comentários relevantes.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, pela confiança em mim depositada, ao designar-me responsável pelo desenvolvimento do Sistema de Medição Sincronizada de Fasores para o Sistema Interligado Nacional, pela oportunidade de trabalhar com liberdade em um assunto instigante e por permitir dedicar-me ao doutorado.

A minha avó materna, Prof^a. Dora Werneck de Almeida Menezes (*in memoriam*), que ao ensinar-me as primeiras letras, iniciou-me no caminho do conhecimento.

Aos meus familiares e amigos, especialmente minha esposa e meus filhos, pelo incentivo constante, apoio e compreensão pelas horas de convívio furtadas para a dedicação aos meus estudos.

A todos, os meus sinceros agradecimentos!

Rui Menezes de Moraes Niterói, 31 de outubro de 2009.

Resumo

SINCROFASORES EM SISTEMAS DE POTÊNCIA: APLICAÇÕES NA ESTIMAÇÃO DE ESTADO

Rui Menezes de Moraes

Esta Tese aborda a utilização de medição sincronizada de fasores, realizada por meio de Unidades de Medição Fasorial (UMFs) em sistemas elétricos de potência de grande porte, como o Sistema Interligado Nacional (SIN). A implantação em larga escala de UMFs em um sistema elétrico apresenta desafios únicos, decorrentes: (i) do grande número de medidas necessárias; (ii) do grande volume de dados a ser tratado; (iii) da confiabilidade da comunicação de dados em longas distâncias; (iv) da utilização de diferentes UMFs (modelos ou fabricantes); (v) da necessidade de atendimento de aplicações com diferentes requisitos.

O trabalho de pesquisa realizado analisou os requisitos funcionais e arquiteturais para um sistema de medição fasorial de grande porte e apresenta propostas que possibilitem a sua aplicação com sucesso, avaliando o estágio atual da tecnologia de medição sincronizada de fasores e estabelecendo uma estratégia para a implantação destes sistemas em redes elétricas de grande extensão. A pesquisa aborda ainda uma aplicação da tecnologia de medição sincronizada de fasores numa ferramenta fundamental para a operação dos sistemas elétricos modernos – a Estimação de Estado, utilizada nos Sistemas de Gerenciamento de Energia.

Os estudos realizados consubstanciam a presente pesquisa, em que se demonstram as diferentes formas de incluir medidas oriundas de UMFs no processo de estimação de estado, focalizando aspectos tais como: exatidão dos diferentes componentes do sistema de medição; processo de medição utilizado; algoritmos para a estimação de estado e validação dos dados.

Abstract

SYNCHOPHASORS IN POWER SYSTEMS: APPLICATION ON STATE ESTIMATION

RUI MENEZES DE MORAES

This Thesis evaluates the use of synchronized phasor measurements, applying Phasor Measurement Units (PMUs) in wide area electrical power systems, as the Brazilian Interconnected System (SIN). The deployment in large scale of PMUs presents some unique challenges, as: (i) the great number of measuring involved; (II) the huge volume of data to be managed; (III) the data communication reliability over long distances; (IV) the use of multi-vendor PMUs (different models or manufacturers); (v) and the need to comply with different applications requirements.

This research analyzed the functional and architectural requirements for a wide area phasor measurement system and presents proposals that make possible its successful application, evaluating the current state-of-the-art of the synchronized measurement technology and establishing a strategy for the deployment of these systems with success in wide area electrical power systems. The research still focuses the application of synchronized measurement technology in a basic tool for the operation of modern electrical power systems - the State Estimators found in Energy Management Systems.

Simulation studies were conducted to evaluate different ways of including PMU measurements in the state estimation process, regarding: accuracy of different measurement system components; the measurement process itself; state estimation algorithms and data validation.

Sumário

CAPÍTULO I INTRODUÇÃO1		
I.1	CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES	1
I.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	4
I.3	OBJETIVOS	5
I.4	ESTRUTURA DO TEXTO	5
I.5	PUBLICAÇÕES	6
CAPÍT	ULO II FUNDAMENTOS DA MEDIÇÃO FASORIAL	8
II.1	O ESTADO DA ARTE	8
II.2	Fasores e medidas de ângulo	9
II.3	FASORES SINCRONIZADOS OU SINCROFASORES	12
II.	3.1 Sincronização da base de tempo	13
II.	3.2 Etiqueta de tempo	14
II.	3.3 Exatidão	16
II.	3.4 Protocolo de comunicação e mensagens de dados	17
II.4	Unidades de Medição Fasorial – UMFs	18
II.	4.1 Descrição geral	18
II.	4.2 Características técnicas das UMFs	19
II.5	SISTEMAS DE MEDIÇÃO SINCRONIZADA DE FASORES	22
II.	5.1 Arquitetura utilizada no Eastern Interconnection Phasor Project	26
II.6	Principais aplicações das UMFs	28
II.	6.1 Registro do desempenho dinâmico do sistema	29
II.	6.2 Monitoramento e supervisão da rede	32
II.	6.3 Determinação do estado	35
II.	6.4 Alerta situacional	36
II.	6.5 Controle automático em tempo real	37
II.	6.6 Proteção sistêmica	39
II.	6.7 Sumário das principais aplicações	39
II.7	COMENTÁRIOS	40
CAPÍTI GRANI	ULO III PROPOSTAS PARA APLICAÇÃO DE SINCROFASORES EM SISTEMAS DE DE PORTE	43
III.1	Introdução	43
III.2	Considerações preliminares	46
III.3	Requisitos das aplicações	50
III		50

III.3	3.2 Monitoramento e supervisão da rede em tempo real	54
III.3	3.3 Determinação de estado	55
III.3	3.4 Alerta situacional	56
III.3	3.5 Controle automático em tempo real	56
III.3	3.6 Proteção sistêmica	59
III.4	ARQUITETURA PROPOSTA	61
III.4	1.1 Concentrador de dados das subestações	67
III.4	1.2 Requisitos de comunicação	73
III.4	1.3 Tráfegos de dados no sistema de comunicação	78
III.4	1.4 Requisitos do concentrador de dados central – CDC	83
III.4	1.5 Integração dos sincrofasores nos sistemas SCSAD/SGE	85
III.5	Conclusões	
CAPÍTU	LO IV ESTIMAÇÃO DE ESTADO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA	
IV.1	INTRODUÇÃO	90
IV.2	FUNDAMENTOS	
IV.2	2.1 Estimação de estado não linear	93
IV.2	2.2 Estimação de estado linear	97
IV.3	OBSERVABILIDADE E LOCALIZAÇÃO DE MEDIDORES	
IV.4	Análise de resíduos	101
IV.5	MEDIÇÃO FASORIAL E ESTIMAÇÃO DE ESTADO	
IV.	5.1 Desenvolvimento histórico	104
IV.	5.2 Comentários	119
IV.6	Conclusões	
CAPÍTU	LO V INTEGRAÇÃO DE SINCROFASORES NA ESTIMAÇÃO DE ESTADO	126
V.1	Introdução	126
V.2	ASPECTOS GERAIS	
V.3	Erros associados às medidas	131
V.3	.1 Incertezas dos transformadores para instrumentos	131
V.3	2 Incertezas das medidas convencionais	
V.3	.3 Incertezas das medidas das UMFs	139
V.4	MEDIDAS DE UMFS NA ESTIMAÇÃO DE ESTADO	143
V.4	.1 Efeito das medidas de ângulo de fase	
V.4	.2 Efeito das medidas de fasores de corrente	153
V.4	.3 Efeito da multiplicidade de medidas das UMFs	155
V.4	.4 Condições de redundância crítica	156
V.5	Identificação de erros grosseiros em medidas de UTRs	
V.5	.1 Detecção de EGs em uma única medida de UTR	166

V.5	2.2 Detecção de múltiplos EGs em medidas de UTRs	169
V.6	IDENTIFICAÇÃO DE ERROS EM PARÂMETROS	171
V.7	Erros grosseiros em medidas de UMFs	179
V.8	Conclusões	
CAPÍTU	LO VI CONCLUSÕES	
REFERÊ	ÈNCIAS	192
APÊNDI	CE A FERRAMENTA COMPUTACIONAL DESENVOLVIDA	
A.1	Injeções de potência e de corrente nas barras	
A.2	FLUXOS DE POTÊNCIA E CORRENTES NOS RAMOS	
A.3	Montagem da matriz Jacobiano	
APÊNDI	CE B ESTRUTURA GERAL DAS MENSAGENS DE COMANDO DAS UMFS	
APÊNDI	CE C SISTEMA DE TESTE – IEEE 14 BARRAS	
APÊNDI	CE D MEDIDAS E CONJUNTOS CRÍTICOS	

* * *

Lista de Tabelas

Tabela II-1 – Limites das grandezas de influência para cada nível de conformidade [IEE05]	16
Tabela II-2 – Taxas de exteriorização dos sincrofasores	17
Tabela II-3 – Principais características da UMFs	20
Tabela II-4 – Síntese das principais aplicações para as medidas fasoriais	40
Tabela III-1 – Limites da banda de frequência para rejeição de interferências	
Tabela III-2 – Atrasos calculados em diferentes enlaces de telecomunicação	58
Tabela III-3 – Requisitos das aplicações da medição fasorial	60
Tabela III-4 – Proposta de alteração das mensagens de comando da norma IEEE C37.118	73
Tabela III-5 – Definição dos dados no quadro estendido	73
Tabela III-6 – Tráfegos previstos na rede de comunicação	79
Tabela III-7 – Overhead dos protocolos de comunicação	80
Tabela III-8 – Largura de banda necessária para uma UMF	81
Tabela III-9 – Largura de banda necessária para o CDS	82
Tabela V-1- Desvios-padrão para os transformadores para instrumentos (Classe 0,3)	133
Tabela V-2 – Desvios-padrão de TCs de proteção com correntes próximas a In	135
Tabela V-3– Desvios-padrão constante	136
Tabela V-4 – Desvios-padrão para medidas de tensão	136
Tabela V-5 – Desvios-padrão para medidas de potência	137
Tabela V-6 – Desvios-padrão das medidas convencionais	139
Tabela V-7 – Valores típicos da potência natural para as linhas de transmissão	139
Tabela V-8 – Convenção para identificação das medidas	146
Tabela V-9 – Plano de medição de referência	147
Tabela V-10 – Estado estimado e respectivo EVT – Caso Referência	148
Tabela V-11 – Resultado do estimador após a inclusão da medida de ângulo na barra 2	148
Tabela V-12 – Resultado do estimador após a inclusão de medida de magnitude e ângulo de fase da ter barra 2	nsão na 149
Tabela V-13 – Resultado do estimador após a inclusão apenas da medida de magnitude de tensão na ba	arra 2.150
Tabela V-14 – Resíduos Normalizados para as medidas de ângulo de fase da tensão na barra 2 e na seg barra indicada	gunda 150
Tabela V-15 – Efeito da terceira medida de ângulo de fase	152
Tabela V-16 - Efeito da inclusão das medidas de corrente na UMF da barra 2	153
Tabela V-17 - Efeito das medidas de corrente de ramos – duas medidas de ângulo de fase	154
Tabela V-18 – Medidas e resíduos	160
Tabela V-19 – Grupos de medidas com resíduos normalizados iguais	161
Tabela V-20 – Medidas com correlação máxima (posições na matriz Γ_a)	162
Tabela V-21 – Inclusão de pares de medidas de ângulos de tensões nodais	

Tabela V-22 - Inclusão de três ou mais de medidas de ângulos de tensões nodais	165
Tabela V-23 – Testes para identificação de EGs nas medidas de UTRs – Sem UMFs	167
Tabela V-24 – Testes para identificação de EGs nas medidas de UTRs – Com UMFs	167
Tabela V-25 – Resíduos Normalizados para EG na medida de FP ₂₋₃ antes e depois da instalação de UMFs	168
Tabela V-26 – Resíduos Normalizados (RN) para múltiplos EGs em medidas de UTRs	169
Tabela V-27 - Resíduos Normalizados (RN) para múltiplos EGs em medidas de UTRs com UMF na barra	a 2 . 170
Tabela V-28 – Resíduos Normalizados (RN) para EG no parâmetro do ramo 1-2	172
Tabela V-29 - Lista de ramos suspeitos de EG – Medidas de UTR	173
Tabela V-30 – Resultado da EE após exclusão das medidas relacionadas ao ramo 1-5	173
Tabela V-31 – Resíduos Normalizados (RN) para EG no parâmetro do ramo 1-2 – Caso com medidas de	UMF 174
Tabela V-32 - Lista de ramos suspeitos de EG – Medidas de UTR + UMF	175
Tabela V-33 – Resultado da EE após exclusão das medidas referentes ao ramo 1-2	175
Tabela V-34 – Resíduos normalizados EGs nos parâmetros dos ramos 1-2 e 2-5	177
Tabela V-35 – Lista de ramos suspeitos - EGs nos ramos 1-2 e 2-5	177
Tabela V-36 – Resultado do EE após tornados irrelevantes os ramos 2-5 e 1-2	178
Tabela V-37 – Resíduos Normalizados para EG na medida de ângulo da barra 13	180
Tabela V-38 – Resíduos Normalizados para EG na medida de ângulo da barra 13 – Caso com 3 medidas ângulo	de 180
Tabela V-39 – EG na medida de ângulo da barra 13 – UMF com medidas de correntes na barra 2	181
Tabela V-40 – Resultado do estimador após a inclusão de medidas de fasores de tensão e de corrente na l e medidas de ângulo nas barras 9 e 13	barra 2
Tabela V-41 – Testes para identificação de EGs nas medidas de UMFs	183
Tabela B-1 – Definições comuns a todos os tipos de mensagens	211
Tabela B-2 – Formato das mensagens de comando	211
Tabela B-3 – Significado do campo CMD nas mensagens de comando	212
Tabela C-1 – Dados das barras do sistema IEEE 14	214
Tabela C-2 – Dados dos ramos do sistema IEEE 14	214
Tabela C-3 – Valores de referência das medidas nas barras	215
Tabela C-4 – Valores de referência das medidas nos ramos	215
Tabela C-5 – Medidas do caso de referência	216
Tabela C-6 – Resultado do estimador para as medidas do caso referência	216

* * *

Lista de Figuras

Figura II-1– Convenção para representação do ângulo de fase	
Figura II-2 – Diagrama de blocos de uma UMF	
Figura II-3 – Exemplo de um sistema de medição fasorial	
Figura II-4 – Distribuição das UMFs instaladas no NASPI em abril de 2009	
Figura II-5 – Arquitetura conceitual da rede de comunicação NASPInet	
Figura II-6 – Arquitetura do SMF do EIPP	
Figura III-1 – Sistema Interligado Nacional – SIN	
Figura III-2 – Limites de EVT para ensaio de interferência fora da banda	
Figura III-3 – Resultado de ensaios de rejeição de frequências fora da banda para uma UMF comer fasores por segundo)	rcial (12
Figura III-4 – Resposta a um degrau de 10% da magnitude da tensão de sequência positiva (UMF_ por segundo)	1 – 12 fasores 57
Figura III-5 – Resposta a um degrau de 10% da magnitude da tensão de sequência positiva (UMF_ por segundo)	2 – 12 fasores 58
Figura III-6 – Arquitetura proposta para um sistema de medição fasorial	65
Figura III-7– Diagrama de blocos do CDS	69
Figura III-8 – Arquitetura do CDC	
Figura III-9 – Integração dos sincrofasores no SCSAD/SGE	
Figura V-1 – Paralelogramo de exatidão de transformadores de corrente para medição	
Figura V-2 – Paralelogramo de exatidão de transformadores de potencial (convencional e capacitiv medição	vo) para 132
Figura V-3 – Comparação entre medidas de UMFs e UTRs	
Figura V-4 – Erro de magnitude para ensaio de variação da tensão em UMF comercial	
Figura V-5 – Erro de fase para ensaio de variação da tensão em UMF comercial	
Figura V-6 – Variação do EVT com a taxa de exteriorização de fasores	
Figura V-7 – Sistema de medição – caso base – UMF localizada na barra 1	
Figura B-1 – Formato das mensagens das UMFs	
Figura C-1 – Sistema de Teste IEEE 14 barras	

* * *

Nomenclatura e Símbolos

ASD	Avaliação de Segurança Dinâmica, do inglês <i>Dynamic Security</i> Assessment – DSA.
AEP	American Electric Power Service Corporation, companhia de energia elétrica dos EUA.
AST	Avaliação de Segurança da Tensão, do inglês Voltage Security Assessment – VSA.
CDC	Concentrador de dados central.
CDF	Concentrador de dados fasoriais, do inglês <i>Phasor Data</i> <i>Concentrator – PDC</i> .
CDS	Concentrador de dados fasoriais para subestação.
CRC	Verificação de Redundância Cíclica, do inglês <i>Cyclic Redundancy Check.</i>
EE	Estimador de Estado.
EG	Erro Grosseiro.
EIPP	<i>Eastern Interconnection Phasor Project</i> , projeto de medição fasorial do sistema interligado do leste norte-americano.
EPIS	Esquema de Proteção da Integridade do Sistema, do inglês System Integrity Protection Scheme – SIPS.
EVT	Erro Vetorial Total, do inglês Total Vector Error – TVE.
FE	Fundo de Escala.
FIFO	First In – First Out.
FPO	Fluxo de Potência Ótimo, do inglês Optimized Power Flow – OPF.
FRASEC	Fração de segundo, do inglês FRACtion Of SECond.
GALILEO	Sistema de posicionamento global em desenvolvimento pela União Europeia.
GLONASS	Sistema de posicionamento global desenvolvido pela extinta União Soviética e atualmente mantido pela Rússia.

GPS	Sistemas de Posicionamento Global, do inglês <i>Global Positioning System</i> .
ID	Instrumento Digital, do inglês Intelligent Electronic Device – IED.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
IP	Protocolo Internet, do inglês Internet Protocol.
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados.
NASPI	North American Synchrophasor Initiative.
NAVSTAR	Sistema de Posicionamento Global mantido pelo Departamento de Defesa Americano, para utilização militar e civil.
NERC	North American Electric Reliability Corporation.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
RDP	Registrador Digital de Perturbações, do inglês <i>Digital Fault</i> <i>Recorder – DFR</i> .
SCSAD	Sistema de Controle Supervisório e de Aquisição de Dados, do inglês Supervisory Control And Data Acquisition System – SCADA.
SEP	Sistemas Especiais de Proteção.
SGE	Sistema de Gerenciamento de Energia, do inglês <i>Energy</i> Management System – EMS.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
SMGA	Sistemas de Medição em Grandes Áreas, do inglês <i>Wide Area</i> Measuring Systems – WAMS.
SMSF	Sistema de Medição Sincronizada de Fasores.
SOC	Segundo do século, do inglês Second Of Century.
TC	Transformador de corrente.
TDF	Transformada Discreta de Fourier, do inglês <i>Discrete Fourier</i> <i>Transformer – DFT</i> .
TP	Transformador de potencial.
TVA	<i>Tennessee Valley Authority</i> , companhia de energia elétrica dos EUA.

UMF	Unidade de Medição Fasorial, do inglês <i>Phasor Measurement Unit</i> – <i>PMU</i> .
UTC	Tempo Universal Coordenado, padrão de tempo baseado no Tempo Atômico Internacional (TAI). Em inglês <i>Coordinated</i> <i>Universal Time</i> e em francês, <i>Temps Universel Coordonné</i> .
UTR	Unidade Terminal Remota, do inglês <i>Remote Terminal Unit – RTU</i> .
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council,</i> conselho composto por empresas de energia elétrica do Canadá, USA e México, formado em 2002 para a coordenação e promoção da confiabilidade da operação interligada.

* * *

Capítulo I Introdução

I.1 Considerações preliminares

A energia elétrica é um insumo básico da vida moderna. Seu consumo aumenta com o crescimento populacional, sendo fator fundamental para o desenvolvimento econômico de qualquer nação. A dependência da sociedade à energia elétrica origina, além da crescente exigência por qualidade e continuidade de suprimento, um aumento de consumo superior ao crescimento vegetativo da população, tal qual ocorre no Brasil [EPE06].

Sabe-se que a expansão da oferta de energia elétrica exige recursos elevados. Tal fato contribuiu para a reestruturação do modelo setorial em diversos países, passando-se de uma indústria em boa parte estatal, para instituições privadas, buscando-se, principalmente o aumento da eficiência das instalações existentes e a captação de novos investimentos.

As múltiplas modificações e reestruturações a que o setor elétrico tem sido submetido resulta na necessidade de maior utilização dos ativos disponíveis com o objetivo de manter a lucratividade das empresas o que, dadas as dimensões e os requisitos de continuidade e qualidade de suprimento, torna bastante complexa a operação dos sistemas elétricos.

Por outro lado, a expansão do sistema com a implantação de usinas geradoras de grande capacidade, a ampliação das redes de transmissão, o aumento do número de interligações (entre regiões e entre países), a diversificação da matriz energética e a utilização de novas tecnologias introduzem desafios consideráveis para a operação segura do sistema.

Isto implica na necessidade de melhor conhecimento das condições de operação do sistema.

Os sistemas de Controle Supervisório e de Aquisição de Dados (SCSAD) e de Gerenciamento de Energia (SGE) são essenciais para a operação dos sistemas elétricos. Estas ferramentas dependem fundamentalmente dos medidores instalados no sistema de potência.

Diversas iniciativas têm sido tomadas para a melhoria da medição operacional em sistemas de potência e novas técnicas de medição têm sido pesquisadas, dentre elas a medição sincronizada de fasores (sincrofasores), que promete revolucionar a aquisição de medidas nos sistemas elétricos, principalmente em decorrência da possibilidade da medição direta do ângulo de fase das grandezas de estado, permitindo assim que se obtenha uma visão mais acurada do sistema de potência.

Desde a sua introdução, nos anos 80, a medição sincronizada de fasores tem despertado grande interesse de aplicação aos sistemas elétricos de potência [Pha02]. Uma grande parte deste interesse é motivada pela necessidade urgente de modernização que o setor elétrico mundial vem vivendo nos últimos anos.

Constata-se que os sistemas de energia elétrica, mesmo nos países mais desenvolvidos, ainda utilizam a infraestrutura de operação desenvolvida há décadas, sem modernizações significativas, e vem enfrentando desafios que envolvem a confiabilidade e a segurança de sua operação [Wik09].

Em 2003, a América do Norte vivenciou um blecaute de grandes proporções cuja análise mostrou que poderia ter sido evitado se os operadores tivessem uma visão mais clara do comportamento corrente do sistema [NER04].

Outro aspecto importante está na crescente pressão por obtenção de energia limpa, sem agressão ao meio ambiente. A construção de grandes plantas geradoras de energia eólica, em diversos países europeus, tem sido um fator de risco para a operação segura dos sistemas da União Europeia, com repercussão nos distúrbios ocorridos em 2006 [UCT07][T&D07].

Em todo o mundo, as necessidades de expansão ou substituição da oferta de energia por fontes renováveis (em decorrência de restrições ambientais), a crescente demanda da sociedade por um fornecimento de energia com maior qualidade e o uso de tecnologias emergentes (tais como a utilização de veículos híbridos elétricos e técnicas de armazenamento de energia) trarão desafios a curto prazo que levarão à busca por soluções que permitam manter a operação econômica e segura dos sistemas de energia elétrica.

Estas constatações têm originado propostas para modernização dos sistemas de transmissão de energia elétrica em diversos países, notadamente para a melhoria dos SCSAD/SGE em operação [DOE09].

Muitas pesquisas vêm sendo realizadas em diversos países e várias aplicações têm sido propostas para a utilização da medição sincronizada de fasores na análise, operação, controle e proteção. Embora um número expressivo de unidades de medição fasoriais (UMFs) já tenha sido instalado, a maior parte integra projetos experimentais, com um número ainda reduzido de sincrofasores; sua aplicação em sistemas comerciais pode ser considerada bastante limitada, principalmente em decorrência de dificuldades tecnológicas que necessitam de análise mais detalhada.

Panorama semelhante se observa no Brasil, onde blecautes em 1999, 2001 e 2002 despertaram o interesse do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a implantação de sincrofasores no Sistema Interligado Nacional (SIN), objetivando melhorar a confiabilidade e a segurança da operação. Inicialmente, com o registro do desempenho dinâmico do sistema, e em seguida, com a integração de sincrofasores nos SCSAD/SGE, para a supervisão em tempo real do sistema elétrico.

Uma das ferramentas básicas dos SCSAD/SGE é o Estimador de Estado, cuja função é depurar medidas disponíveis na rede elétrica, considerando as exatidões inerentes e eventuais erros do processo de medição, de forma que o estado mais provável do sistema de potência possa ser obtido.

Estimadores de Estado revestem-se de grande importância, uma vez que seus resultados são utilizados como dados de entrada para os demais aplicativos dos SGE, formando a base para a tomada de decisão em tempo real pelos operadores do sistema.

I.2 Definição do problema

As características específicas dos sincrofasores e as principais diferenças observadas na comparação com medidas oriundas de unidades terminais remotas (UTRs) dos SCSAD/SGE atuais implicam em diversos questionamentos sobre a integração desta nova forma de medição nos processos utilizados para a operação dos sistemas de potência.

Duas questões relevantes são prontamente identificadas:

- a) Quais são os requisitos e cuidados necessários para a instalação dos sincrofasores nos sistemas de potência, de forma a que os benefícios esperados possam ser auferidos adequadamente?
- b) Considerando que sincrofasores estejam disponíveis, e reconhecendo que fornecem medidas diretas de alta qualidade do estado de operação dos sistemas de potência, como integrar estas medidas aos estimadores de estado atualmente em uso e quais os impactos neles ocasionados?

Embora o uso da medição sincronizada de fasores tenha se expandido consideravelmente e trazido grande interesse de aplicação na operação dos sistemas elétricos, a decisão de instalação de sincrofasores em sistemas de grande porte, apresenta desafios especiais, a ser cuidadosamente considerados.

Dentre as diversas aplicações que podem se beneficiar com as medidas de sincrofasores, uma das principais é a Estimação de Estado (EE). Esta aplicação tem despertado o interesse de diversos pesquisadores, por sua importância para a operação dos sistemas elétricos de grande porte. Entretanto, a integração de sincrofasores aos sistemas SCSAD/SGE e o impacto de suas medidas das sobre esta ferramenta ainda requererem uma melhor compreensão.

I.3 Objetivos

A presente Tese busca: *i*) estabelecer requisitos para utilização de sincrofasores em sistemas elétricos de potência de grande porte, de forma que diferentes aplicações possam se beneficiar destas medidas, e ii) analisar e propor formas de integração dos sincrofasores na estimação de estado em sistemas de potência.

A seguir descreve-se como a Tese está organizada para a consecução dos objetivos aqui estabelecidos.

I.4 Estrutura do texto

Esta Tese compreende seis capítulos, incluindo esta introdução, assim descritos:

No Capítulo II apresenta-se uma descrição detalhada dos princípios da medição sincronizada de fasores: definição de sincrofasores; normas técnicas; e características funcionais relevantes para a integração de sincrofasores na medição em grandes áreas. Constam também, um levantamento e as principais características técnicas de UMFs de diferentes modelos e fabricantes. O objetivo do Capítulo II é formar a base para o entendimento das principais características das UMFs e dos requisitos relevantes para a proposta de integração de um número elevado de sincrofasores em um sistema de medição único, capaz de compartilhar diferentes UMFs e fornecer dados adequados para as aplicações esperadas.

No Capitulo III analisa-se a aplicação da tecnologia de medição sincronizada de fasores em sistemas elétricos de grande porte. Neste capítulo são apresentados os requisitos técnicos das possíveis aplicações, bem como as características funcionais para o sistema de medição fasorial. Com base na análise realizada e nas disponibilidades atuais, propõem-se requisitos de arquitetura e dos componentes principais do sistema. Discute-se ainda uma proposta de metodologia para a implantação de um sistema de medição fasorial em um sistema elétrico de grande porte como o SIN. Neste capítulo pretende-se atender ao primeiro objetivo desta Tese.

No Capítulo IV introduzem-se os conceitos da estimação de estado em sistemas elétricos de potência. Também são apresentados: os estimadores de estado linear e não linear com base no método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MQP); os conceitos de redundância de medidas, localização de medidores e observabilidade do sistema de potência; os processos de filtragem para a identificação de erros grosseiros (EGs) nas medidas. Neste capítulo é também realizada a revisão bibliográfica do estado da arte da aplicação de sincrofasores no processo de EE em sistemas de potência. O Capítulo IV forma a base para o desenvolvimento de uma ferramenta de EE que inclua os sincrofasores.

O Capítulo V apresenta os resultados obtidos em estudos de simulação com o aplicativo computacional de EE construído nesta Tese. Nas simulações desenvolveu-se um estimador de estado MQP que incorpora as medidas sincronizadas de UMFs àquelas de UTRs convencionais. Discutem-se os aspectos mais relevantes desta integração, bem como seus efeitos sobre os processos de identificação e detecção de EGs nas medidas de UMFs e de UTRs. Diversos testes foram realizados para a análise da influência dos sincrofasores, especialmente da inclusão da medida de ângulo de fase das tensões, nos resultados do processo de EE. Verifica-se a influência dos sincrofasores nos processos de identificação de EGs simples e múltiplos nas medidas das UTRs, bem como na identificação de erros nos parâmetros da rede. Testes para a verificação da capacidade do estimador em identificar e tratar EGs nos sincrofasores são também descritos. Neste capítulo são apresentadas contribuições para o processo de integração dos sincrofasores na EE (notadamente para o processamento de EGs), cumprindo assim o segundo objetivo desta Tese.

Finalmente, no Capítulo VI, apresentam-se as conclusões do trabalho, bem como sugestões e propostas para a continuação da pesquisa neste tema, tão abrangente e rico.

I.5 Publicações

Ao longo do desenvolvimento desta pesquisa os seguintes trabalhos foram publicados:

- [Mor07a] Moraes, R.M. *et alii*; "*Sistema de Medição Sincronizada de Fasores*"; IX Encontro para Debates de Assuntos de Operação – EDAO, Rio Quente Resorts; Goiás, Brasil, Março 2007.
- [Hu07] Hu, Y.; Madani, V.; Moraes, R.M.; Novosel, D.; "Requirements of Large-Scale Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems"; 2007 Fault and Disturbance Conference, Atlanta, May 2007.
- [Mor07b] Moraes, R. M.; Sollero, R. B.; Hu, Y.; Novosel, D.; "Large Synchrophasor Measurement System Deployment – Architectural and Integration Issues"; CIGRÉ Study Committee B5, Paper 203, 2007 Annual Meeting & Colloquium, Madrid, Spain, October 2007.
- [Mor07c] Moraes, R.M. et alii; "Arquitetura do Sistema de Medição Fasorial do SIN – Requisitos e Aplicações"; XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Grupo V, Rio de Janeiro, Brasil, Outubro 2007.
- [Mor08a] Moraes, R.M.; Volskis, H.A.R; Hu, Y.; "Deploying a Large-Scale PMU System for the Brazilian Interconnected Power System"; IEEE 2008 DRPT Conference, Nanjing, China, April 2008.
- [Vol08a] Volskis, H.A.R.; Moraes, R.M.; "The Wide World of Wide-Area Measurement: WAMS Initiatives in Brazil", IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 6, no. 5, pp. 52-55, September/October 2008.
- [Mor08b] Moraes, R.M.; Volskis, H.A.R; "Challenges for Large-Scale PMU Application for the Brazilian Interconnected Power System"; Second International Conference on Monitoring Power System Dynamic Performance, Saint Petersburg, Russia; April 2008.
- [Mor08c] Moraes, R.M.; Volskis, H.A.R; Hu, Y.; "Ensaios de Homologação de PMUs para o Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN"; IX Seminário Técnico de Proteção e Controle – STPC, Belo Horizonte, Brasil, Junho 2008.
- [Mor09a] Moraes, R.M.; Do Coutto Filho, M.B.; Souza, J.C.S.; "Utilização de Medição Fasorial para a Supervisão de Redes Elétricas"; VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos – SIMPASE, Rio de Janeiro, Brasil, Agosto 2009.
- [Mor09b] Moraes, R.M *et alii*; "*PMU Performance Certification Test Process for WAMPAC Systems*"; Study Committee B5 Annual Meeting & Colloquium, Jeju, Korea, Paper 307, October 2009.

* * *

Capítulo II Fundamentos da medição fasorial

II.1 O estado da arte

Desde o blecaute que atingiu a região nordeste dos Estados Unidos da América em 1965 diversas pesquisas têm sido conduzidas na área de operação dos sistemas elétricos de potência com o objetivo de torná-los mais seguros [Pha02].

Sistemas para Medição em Grandes Áreas (SMGA) foram então propostos para alimentar aplicativos utilizados nos SCSAD/SGE, tais como os estimadores de estado. Estes aplicativos computacionais foram desenvolvidos para fornecer uma estimativa em tempo real do estado corrente do sistema, de tal forma que a segurança do sistema pudesse ser avaliada do ponto de vista da possível ocorrência de determinados distúrbios.

A tecnologia disponível em meados dos anos 60 não permitiria a obtenção de medidas simultâneas em altas taxas de dados, necessária para o acompanhamento em tempo real das condições de operação correntes do sistema de potência. Assim, os SCSAD/SGE e os estimadores foram projetados para fornecer o estado mais provável do sistema de potência, considerado em regime quase permanente de operação.

As UMFs resultaram das pesquisas para desenvolvimento de um relé de distância por componentes simétricas realizadas na Universidade Virginia Tech, nos Estados Unidos [Pha77] [Pha79] [Pha81]. Um dos produtos deste desenvolvimento foi o algoritmo recursivo para o cálculo das componentes simétricas das tensões e correntes, denominado *Symmetrical Component Discrete Fourier Transform* [Pha83]. Este algoritmo tornou possível a obtenção dos valores de sequência positiva das tensões e correntes de forma muito precisa e em tempos de processamento da ordem de um ciclo, e gerou interesse para a utilização desta técnica em diversas aplicações.

O subsequente estágio deste desenvolvimento foi a sincronização da base de tempo utilizada para a amostragem das tensões e correntes, o que permitiu a obtenção de fasores com a mesma referência angular.

Uma sincronização precisa das bases de tempo foi viabilizada com o advento dos Sistemas de Posicionamento Global (GPS) e tornou possível a obtenção das diferenças angulares entre medidas localizadas em pontos distantes do sistema elétrico.

Atualmente, avanços tecnológicos nas áreas de processamento digital de sinal e de telecomunicações permitem a obtenção destas medidas com alto grau de exatidão e taxas de transmissão elevadas, capazes de retratar em tempo real as condições dinâmicas do sistema elétrico.

Sistemas utilizando UMFs estão em operação em diversos países, em sua maioria, sistemas piloto ou de demonstração, sendo um grande desafio atual a transição destes sistemas para sistemas comerciais, capazes de auxiliar a operação em tempo real dos sistemas de potência e auferir os benefícios esperados desta tecnologia.

II.2 Fasores e medidas de ângulo

O conceito de fasor aplicado à engenharia elétrica foi inicialmente proposto em 1893 por *Steimetz* [Ste93], para simplificar os cálculos e análises envolvendo grandezas elétricas alternadas.

Formas de onda de grandezas cossenoidais, tais como as tensões e correntes num sistema elétrico de potência são representadas no domínio do tempo, pela seguinte expressão:

$$\mathbf{g}(\mathbf{t}) = \sqrt{2} \cdot \mathbf{G}_{\text{rms}} \cdot \cos(\omega \cdot \mathbf{t} + \boldsymbol{\phi}) \tag{II.1}$$

Sendo:

G _{rms}	-	módulo da grandeza, representado pelo valor eficaz (ou
		valor médio quadrado – rms) da forma de onda;

ω	-	velocidade angular de variação da grandeza dada por $\omega = 2\pi f$, sendo f a frequência da grandeza;
φ	-	ângulo de fase da grandeza, correspondente ao valor da grandeza no instante $t = 0$.

Segundo *Steimetz*, esta expressão pode ser representada de forma simplificada por um vetor girando à velocidade $\boldsymbol{\omega}$, denominado fasor, expresso em coordenadas polares por:

$$\dot{\mathbf{g}} = \mathbf{G}_{\rm rms} \angle \boldsymbol{\phi}$$
 ou $\dot{\mathbf{g}} = \mathbf{G}_{\rm rms} \mathbf{e}^{j\boldsymbol{\phi}}$ (II.2)

Ou, em coordenadas retangulares por:

$$\dot{\mathbf{g}} = \mathbf{G}_{\text{rms}} \cdot \mathbf{cos} \phi + \mathbf{j} \mathbf{G}_{\text{rms}} \cdot \mathbf{sen} \phi$$
 ou $\dot{\mathbf{g}} = \mathbf{G}_{\text{rms}} \cdot \mathbf{cis} \phi$ (II.3)

A representação fasorial é independente da frequência do sinal, como pode ser inferido de (II.2) e (II.3).

A suposição de que as grandezas elétricas podem ser aproximadas por sinais cossenoidais é largamente utilizada para a determinação das condições operativas de um sistema de potência operando em regime permanente [Pha93].

Uma das técnicas utilizadas para a extração de um fasor de um sinal alternado é a Transformada Discreta de Fourier (DFT), em sua forma recursiva [Pha77].

Abstraindo-se da filtragem *anti-aliasing* necessária para a correta representação do sinal medido [Pha08], na DFT as amostras digitais de um sinal, tomadas em intervalos de tempo regulares, compõem uma janela de dados deslizante, com *n* amostras, utilizada para calcular, a cada nova amostra, a parte real e imaginária do sinal.

Desta forma, é possível obter o módulo e o ângulo de fase do sinal.

Uma das formas de se obter a parte real e imaginária de uma grandeza z é apresentada a seguir:

$$z_{r} = \frac{1}{n} \left[z_{k-n} + z_{k} + 2 \sum_{L=1}^{n-1} z_{k-n-L} \cos\left(\frac{2\pi}{n}L\right) \right]$$

$$z_{i} = \frac{1}{n} \left[2 \sum_{L=1}^{n-1} z_{k-n-L} \sin\left(\frac{2\pi}{n}L\right) \right]$$
(II.4)

Sendo:

Zr	-	a parte real do sinal no instante k;
Zi	-	a parte imaginária do sinal no instante k;
n	-	o número de amostras que compõem a janela de medição.

A medição de um fasor pela DFT permite obter o ângulo de fase da grandeza, que de acordo com (II.1), depende do instante de tempo em que a medição é iniciada (t = 0).

Se o intervalo de amostragem for igual a um múltiplo inteiro do período da grandeza medida ($T_0 = 1/f_0$), a DFT apresentará como resultado, a cada nova amostra, um fasor constante.

Caso contrário, i.e., se a frequência do sinal for diferente da frequência nominal do sinal medido, a DFT apresentará como resultado uma sequência de fasores com magnitude quase constante (há um pequeno erro que para aplicações práticas pode ser negligenciado), mas com ângulos de fase variando uniformemente numa taxa igual a $2\pi(f-f_0)T_0$. Esta variação do ângulo de fase da grandeza medida decorre do fato de que o instante t = 0 da DFT 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 DFT 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, se obterá um fasor girando com uma velocidade proporcional à diferença entre a frequência do sinal e a frequência nominal.

A DFT permite obter convenientemente os valores de módulo e ângulo das grandezas em diversos pontos do sistema. Entretanto, se as amostras das grandezas em cada ponto de medição não forem obtidas no mesmo instante de tempo, os ângulos de fase resultantes não estarão referidos a uma base de tempo comum, e não refletirão a defasagem entre os sinais. Desta forma, para a medição da defasagem entre dois sinais é necessário sincronizar os relógios utilizados para amostrar as duas grandezas. Para a sincronização das amostras em um mesmo local (e.g., numa subestação de energia) basta utilizar um mesmo relógio para todas as medições. Outros cuidados podem ser necessários (como a utilização de circuitos *sample and hold* simultâneos) para garantir que os sinais foram obtidos no mesmo instante de tempo e reduzir os erros de fase das medições. Entretanto, quando os sinais a serem medidos estão afastados algumas centenas ou milhares de quilômetros, o desafio é a obtenção de uma fonte de tempo única, com exatidão adequada à medição e disponível em todos os locais de medição.

II.3 Fasores sincronizados ou sincrofasores

Sincrofasor ou *fasor sincronizado*, definido na norma C37.118 "*IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*" [IEE05], é uma extensão do conceito de fasor, que utiliza uma base de tempo única para a referência angular.

O sincrofasor X que representa um sinal x(t) é uma grandeza complexa dada por:

$$\mathbf{X} = \mathbf{X}_{\mathrm{R}} + \mathbf{j}\mathbf{X}_{\mathrm{i}} = \frac{\mathbf{X}_{\mathrm{M}}}{\sqrt{2}} \cdot \mathbf{e}^{\mathbf{j}\phi} = \frac{\mathbf{X}_{\mathrm{M}}}{\sqrt{2}} \left(\cos\phi + \mathbf{j}\mathrm{sen}\phi\right) \tag{II.5}$$

Onde:

x_M/√2 - é o valor eficaz (valor *rms*) do sinal x(t);
 φ - é o seu ângulo de fase instantâneo relativo a uma forma de onda cossenoidal, com frequência igual à frequência nominal da grandeza medida.

A base de tempo escolhida na norma é o Tempo Universal Coordenado (UTC). O UTC é um padrão de tempo baseado no Tempo Atômico Internacional (TAI) com ajustes de um segundo (*leap second*) adicionados em intervalos irregulares para compensar a redução na rotação da Terra. Os ajustes de segundo são utilizados para fazer com que o tempo UTC coincida com o tempo solar médio do meridiano de Greenwich (Reino Unido).

O ângulo da cossenóide é convencionado como 0° quando o valor máximo de x(t) ocorre na transição correspondente ao avanço do segundo (virada do segundo UTC), e -90° quando o cruzamento por zero, no sentido positivo, ocorre na virada do segundo UTC. Esta convenção é estabelecida na norma C37.118.

A Figura II-1 ilustra ambas as condições.



Figura II-1- Convenção para representação do ângulo de fase

Os valores de X_R e X_i são obtidos por meio de algoritmos como a DFT apresentada anteriormente.

As UMFs são instrumentos específicos para a medição sincronizada de fasores, em conformidade com a norma C37.118, e são fabricados atualmente por diversos fornecedores.

II.3.1 Sincronização da base de tempo

A exatidão da sincronização da base de tempo das UMFs é fundamental para a qualidade da medida. Uma diferença de 1 μ s na base de tempo de duas medidas fasoriais corresponderá a uma diferença de fase de 0,022° (na frequência de 60 Hz).

Estes números mostram que é imprescindível a sincronização da base de tempo dos sincrofasores para a obtenção da exatidão requerida para a maioria das aplicações desejadas, principalmente quando as grandezas a serem medidas estejam localizadas em diferentes pontos do sistema elétrico.

Referências de tempo com disponibilidade em qualquer ponto do globo podem ser obtidas pelos sistemas de posicionamento global, conhecidos pela sigla GPS [IEE94].

Os GPS são sistemas compostos por diversos satélites, com o objetivo principal de auxiliar a navegação, mas com aplicações em diversas outras áreas, como cartografia, sincronização temporal, etc. O sistema GPS mais utilizado atualmente é o NAVSTAR, desenvolvido pelos Estados Unidos com finalidades militares e liberado para uso civil, sendo composto por uma constelação de 30 satélites GPS que transmitem sinais precisos de tempo por ondas de rádio.

Atualmente não há alternativa de sistema GPS com cobertura global, similar ao NAVSTAR. Entretanto, um sistema GPS europeu denominado GALILEO está em desenvolvimento para uso civil, com previsão inicial para entrar em operação plena a partir de 2012, apesar das dificuldades que vem enfrentando para sua implantação. À medida que receptores para este sistema se tornem disponíveis, o GALILEO poderá ser utilizado como uma alternativa ao sistema americano.

Relógios sincronizados por GPS com precisão da ordem de 1 µs estão disponíveis no mercado, e permitem a sincronização de bases de tempo em locais diferentes, com exatidão adequada.

II.3.2 Etiqueta de tempo

Os sincrofasores devem possuir uma etiqueta de tempo associada, correspondente ao instante de tempo UTC em que a medida foi efetuada. A norma C37.118 estabelece que as etiquetas de tempo devam coincidir com a base de tempo UTC e com múltiplos de períodos na frequência nominal do sistema de potência.

A etiqueta de tempo é composta por três números: (i) a contagem do segundo do século (*Second Of Century* – SOC), correspondente ao número de segundos desde a meia noite do dia 01 de janeiro de 1970; (ii) a contagem da fração de segundo (*FRACtion Of SECond* – FRASEC); (iii) um indicador de status do tempo.

O instante de tempo da medida é dado pela expressão a seguir, onde TIME_BASE é o número inteiro de subdivisões do segundo:

$$Time = SOC + FRASEC / TIME_BASE$$
(II.6)

O indicador de qualidade do tempo possui uma indicação de segundo bissexto, para permitir o ajuste do tempo UTC com o tempo solar.

Um detalhe importante do projeto de UMFs está na forma como a etiqueta de tempo é aposta ao resultado medido. A determinação do sincrofasor depende do tamanho da janela de medição utilizada pela DFT para calcular o fasor. De modo geral, a exatidão da medida está associada ao comprimento da janela de medição utilizada, sendo seu comprimento um importante parâmetro para o projeto de uma UMF [Pha08].

Diversas formas de etiquetar os fasores calculados são possíveis (no início, no meio ou no final da janela de medição), sendo que a mais utilizada correspondem à aposição da etiqueta de tempo no meio da janela de medição. Independente da discussão sobre a não causalidade da UMF (se o tempo de medição seja definido como o início da janela de medição), pode-se inferir que, se cada fabricante escolher uma forma diferente de etiquetar a medida, a comparação dos resultados de diferentes UMFs apresentará erros de fase consideráveis, função do comprimento da janela de medição utilizada e da técnica de etiquetagem. Por exemplo, considere que duas UMFs possuam a mesma janela de medição, com comprimento de cinco períodos da grandeza nominal (aproximadamente 83,3 milissegundos num sinal em 60 Hz). Se um fabricante etiquetar o fasor no meio da janela de medição e o outro no final da janela, as etiquetas de tempo estarão distantes uma da outra aproximadamente 42 milissegundos, o que corresponderá a uma defasagem de 2,6 ciclos, na frequência de 60 Hz.

II.3.3 Exatidão

A exatidão das medidas de sincrofasores é definida na norma C37.118 pelo Erro Vetorial Total (*EVT*), expresso como:

EVT =
$$\sqrt{\frac{(x_r(n) - x_r)^2 + (x_i(n) - x_i)^2}{x_r^2 + x_i^2}}$$
 (II.7)

Onde:

$x_r(n) e x_i(n)$	-	são as partes real e imaginária do sincrofasor medido;
x _r e x _i	-	são as partes real e imaginária do sinal de entrada.

A norma C37.118 requer que o EVT seja inferior a 1% para ambos os níveis de conformidade (Nível 0 e 1), sendo que os mesmos se diferenciam pelos limites de variação das grandezas de influência, conforme mostrado na Tabela II-1 a seguir.

	Condições de	Limites das grandezas de influência			
Característica	referência	Nível 0	Nível 1		
Frequência do sinal	60 Hz	<u>+</u> 0,5 Hz	<u>+</u> 5 Hz		
Magnitude do sinal	100% da nominal	80 a 120% da nominal	10 a 120% da nominal		
Ângulo de Fase	0 radianos	$\pm \pi$ radianos	$\pm \pi$ radianos		
Distorção harmônica total	< 0,2%	1% para qualquer harmônica até a 50 ^a	10% para qualquer harmônica até a 50 ^a		
Sinal de interferência fora da banda	< 0,2% da magnitude do sinal	1% da magnitude do sinal de entrada	10% da magnitude do sinal de entrada		

Tabela II-1 – Limites das grandezas de influência para cada nível de conformidade [IEE05]

Um EVT de 1% corresponde a um erro de fase máximo de $0,57^{\circ}$, se o erro de módulo for considerado nulo. Este requisito de exatidão corresponde a um erro de tempo máximo de \pm 26 µs na frequência de 60 Hz.

II.3.4 Protocolo de comunicação e mensagens de dados

A norma C37.118 especifica um formato de dados para a integração das medidas das UMFs em concentradores de dados ou sistemas de medição de dados de sincrofasores.

Os sincrofasores são transmitidos como quadros de dados em uma taxa de exteriorização \mathbf{F}_s que corresponde ao número inteiro de sincrofasores transmitidos por segundo. As medidas transmitidas devem ser igualmente espaçadas dentro do intervalo de 1 segundo.

A transmissão é realizada utilizando quatro tipos de mensagens: (i) cabeçalho, (ii) configuração; (iii) dados e (iv) comando. Os três primeiros tipos de mensagens são originados pela UMF, enquanto que o último tipo de mensagem (comando) é por ela recebido.

As mensagens de cabeçalho servem para enviar informações definidas pelo usuário e não são obrigatórias.

As mensagens de configuração são utilizadas para identificar os dados enviados pela UMF.

As medidas das UMFs são transmitidas utilizando a mensagem de dados. As mensagens de dados podem incluir, sob uma mesma etiqueta de tempo, um conjunto de dados contendo múltiplos canais com os fasores medidos, medidas da frequência e da variação da frequência, bem como grandezas analógicas e grandezas digitais.

Os valores de \mathbf{F}_s , definidos para as frequências nominais de 50 e 60 Hz, são mostrados na Tabela II-2. \mathbf{F}_s é especificado pelo usuário na variável DATA_RATE, do quadro de configuração e seu valor deve atender os requisitos das aplicações.

Frequência Nominal (Hz)		50		60			
Taxa de Exteriorização (Fs)	10	25	10	12	15	20	30

Tabela II-2 – Taxas de exteriorização dos sincrofasores

Todas as mensagens possuem a mesma estrutura básica: são iniciadas por uma palavra de 2 bytes para sincronismo e identificação do tipo de quadro (SYNC), seguida por 2 bytes com o tamanho do quadro (FRAMESIZE), 2 bytes para identificação da origem dos dados (IDCODE), 8 bytes para informação da etiqueta de tempo, que é composta por 4 bytes para a indicação dos segundos (SOC) e 4 bytes para a indicação da fração do segundo (FRASEC).

Em seguida, são transmitidos os dados da mensagem, que podem ter tamanhos diferentes, dependendo do tipo da mensagem.

A transmissão é finalizada por uma palavra de 2 bytes para verificação da integridade da mensagem (CHK). Esta verificação é realizada utilizando o algoritmo de verificação de redundância cíclica (CRC-CCITT), conforme especificado no Anexo B da norma C37.118.

II.4 Unidades de Medição Fasorial – UMFs

II.4.1 Descrição geral

A Figura II-2 representa esquematicamente os principais blocos funcionais de uma UMF, que se caracteriza pela precisa sincronização do processo de aquisição das grandezas elétricas através de GPS.



Figura II-2 – Diagrama de blocos de uma UMF

As UMFs disponíveis atualmente têm capacidade para medir fasores de tensão, corrente e potência, além da frequência e variação da frequência no tempo. Os dados medidos pelas UMFs podem ser exteriorizados em grandezas de fase (componentes a, b, c) ou em grandezas de sequência, principalmente de sequência positiva (componentes simétricas), em forma polar ou retangular.

Para atender à norma C37.118 as UMFs devem ter capacidade para transferir os sincrofasores medidos por meio de um sistema de telecomunicações utilizando o formato de dados padronizado descrito na Seção II.3.4.

II.4.2 Características técnicas das UMFs

Um ponto importante para a aplicação prática dos sistemas de medição sincronizada de fasores é a existência no mercado de produtos adequados para as aplicações que se pretenda desenvolver.

Sob esse ponto de vista, as UMFs se caracterizam como o componente mais importante do sistema, responsável pela qualidade das medidas, insumo básico de qualquer aplicação derivada destes sistemas.

Como parte da proposta de utilização de UMFs em grandes sistemas de medição, é imprescindível que se conheçam os produtos disponíveis e suas características de desempenho para que o sistema a ser desenvolvido apresente os resultados desejados.

Desta forma, realizou-se um levantamento das diversas UMFs disponíveis no mercado, com o objetivo de obter e comparar as principais características que tivessem influência na integração destes instrumentos em um sistema de medição fasorial de grande porte. O levantamento, realizado em julho de 2009, apresentou como resultado os modelos listados na Tabela II-3.

Os dados apresentados mostram que existe uma quantidade razoável de UMFs, com projetos bastante diversificados.
FABRICANTE	MODELO	MULTIFUNÇÃO	GPS	FASORES
	REL 512	Relé de Proteção	E	6
ABB	RES 521	UMF + Proteção	I	9
AMETEK	PLATINUM 2.5K	RDP	I	8 - 32
ARBITER	1133A Power Sentinel	Medidor	I	6
AREVA	MiCOM P847	UMF + Proteção	E	6
ERLPHASE	Tesla Digital Fault Recorder	RDP	E	12
	N60	UMF + Proteção	E	19
GE	L90	Relé de Proteção	E	6
	D60	Relé de Proteção	E	6
QUALITROL	IDM	RDP	I	10, 16, 32
HATHAWAY	BEN 6000	RDP	E	32 - 192
MACRODYNE	1690	UMF	I	
MEHTATECH	Transcan IED	RDP	Е	8
	Transcan DFR	RDP	E	16 - 64
DEACON	RPV-304	RDP	E	16
REASON	RPV-310	RDP	E	64
	SEL-421	Relé de Proteção	E	6
	SEL-451	Relé de Proteção	E	6
SCHWEITZER	SEL-451-4	Controle	E	12
	SEL-487E	Relé de Proteção	E	6
	SEL-734	Medidor	E	6
	SEL-351, 351A, 351B	Relé de Proteção	E	6
	SEL-311A, 311B, 311C, 311L	Relé de Proteção	Е	6
	SEL-751A	Relé de Proteção	E	6
	SEL-787A	Relé de Proteção	E	6
SIEMENS	SIMEAS R 7KE6100	RDP	E	32

Tabela II-3 – Principais características da UMFs

NOTA: RDP: Registrador digital de perturbações; E (Relógio GPS externo); I (Relógio GPS interno).

Pode-se notar uma importante tendência que é a integração da função de medição sincronizada de fasores em equipamentos que possuem outra função principal, tais como relés de proteção, registradores de perturbação, unidades de controle e medidores.

Esta integração em equipamentos multifuncionais pode trazer alguns desafios adicionais para sua utilização em conjunto, bem como algumas limitações de desempenho.

Por exemplo, podem-se citar as preocupações de segurança decorrentes da utilização de relés de proteção em uma rede que interligue diversas concessionárias. Outro ponto é a exatidão das medidas de sincrofasores de corrente em Instrumentos Digitais (IDs) alimentados por transformadores de corrente específicos para a função de proteção.

Algumas questões-chave se apresentam para a utilização em conjunto de diferentes modelos de UMFs em um único sistema de medição de grande porte:

- <u>Conformidade de desempenho</u>: ensaios para a verificação da conformidade de UMFs com a versão anterior da norma de sincrofasores IEEE 1394 [IEE01] foram realizados e diversas incompatibilidades foram documentadas [Dep04]. A norma 1394 foi revisada e substituída pela IEEE C37.118, aprovada em outubro de 2005 e publicada em março de 2006. Embora alguns fabricantes tenham realizado ensaios independentes para a verificação da conformidade com os requisitos da norma C37.118, a metodologia para a realização destes ensaios ainda está em desenvolvimento e os ensaios, em sua maioria, foram realizados utilizando interpretações da norma e limitados apenas às condições de regime permanente.
- <u>Desempenho dinâmico</u>: a norma C37.118 apenas fornece informações a respeito do desempenho dinâmico das UMFs, mas não define seus requisitos. Em muitas aplicações, o desempenho dinâmico de UMFs é importante e os requisitos são dependentes da aplicação, variando de sistema para sistema [Hau04].
- <u>Interoperabilidade</u>: também se deve verificar se UMFs de diferentes fabricantes podem ser integradas aos concentradores de dados de diferentes fabricantes, sem adaptações. Os principais projetos que utilizaram UMFs de diferentes fabricantes tiveram que tratar algumas medidas, para corrigir

defasagens angulares e outros erros decorrentes das individualidades dos projetos das diferentes UMFs [NAS].

II.5 Sistemas de medição sincronizada de fasores

Normalmente as UMFs são instaladas nas diversas subestações do sistema elétrico e seus dados transmitidos para concentradores de dados remotos por meio de canais de telecomunicações. Um sistema destes, ilustrado na Figura II-3, é denominado Sistema de Medição Sincronizada de Fasores – SMSF.

A sincronização dos dados no tempo, a ampla distribuição das medidas ao longo de um sistema elétrico de grandes dimensões e a elevada frequência com que os dados são apresentados resulta numa medição de qualidade bastante superior àquela obtida por sistemas SCSAD convencionais. Isto permite o desenvolvimento de novas funcionalidades para os sistemas SCSAD existentes, bem como a extração de informações adicionais hoje inviáveis nos sistemas de medição não sincronizada. Um exemplo é a proposta apresentada em [Zho05] que utiliza as medidas de frequência sincronizadas, obtidas em pontos diferentes do sistema, para determinar a propagação da frequência em decorrência de distúrbios no sistema elétrico e extrair informações para a determinação da origem do distúrbio.



Figura II-3 – Exemplo de um sistema de medição fasorial

Os primeiros sistemas de medição sincronizada de fasores foram instalados como projetos para avaliação da tecnologia de medição fasorial e foram sendo expandidos sem muito planejamento, simplesmente através da coleta de dados de UMFs instaladas nas empresas de energia de uma mesma área de atuação. Um exemplo deste desenvolvimento é o projeto desenvolvido na costa oeste dos Estados Unidos, coordenado pela empresa *Bonneville Power Administration* – BPA, pioneira na utilização da medição fasorial, que integra um número expressivo de UMFs [NAS]. Posteriormente, o mesmo modelo de desenvolvimento ocorreu no nordeste dos Estados Unidos, em um projeto denominado *Eastern Interconnection Phasor Project* – EIPP. Este projeto agregou medidas de UMFs de diversas empresas de energia em um protótipo de concentrador de dados denominado Super PDC (*Super Phasor Data Concentrator*) desenvolvido pela *Tennessee Valley Authority* – TVA [NAS].

Em 2007, ambos os projetos foram englobados em um projeto mais amplo, coordenado pelo Departamento de Energia americano, denominado *North American Synchrophasor Initiative* [NAS]. Esta iniciativa pretende integrar as UMFs atualmente instaladas nos Estados Unidos e Canadá em um único sistema de medição fasorial. Em 2009, um número considerável de UMFs já estava instalado na América do Norte [NAS], conforme apresentado na Figura II-4.





Figura II-4 – Distribuição das UMFs instaladas no NASPI em abril de 2009

O objetivo do NASPI é integrar todas estas UMFs em uma rede de medição única, capaz de monitorar o sistema elétrico interligado e atender os requisitos técnicos para o desenvolvimento de aplicações mais sofisticadas, formando a infraestrutura básica para a futura evolução da rede de transmissão em uma *smart grid*.

Muito trabalho de pesquisa e desenvolvimento vem sendo realizado pelo NASPI, sendo o mais importante atualmente uma proposta de rede de comunicação para suporte à troca de dados de medidas fasoriais, denominada NASPInet [NNe].

A arquitetura conceitual proposta para a NASPInet é mostrada na Figura II-5.



Figura II-5 – Arquitetura conceitual da rede de comunicação NASPInet

Os sistemas de medição fasorial atualmente existentes nos Estados Unidos e Canadá são formados por UMFs e concentradores de dados fasoriais (CDFs).

As UMFs obtêm as medidas do sistema elétrico nas subestações e estações geradoras e as enviam para CDFs ou outros dispositivos para coleta dos dados, que podem estar localizados no campo ou nos centros de controle. Os dispositivos de coleta de dados tipicamente reenviam os dados para um CDF localizado num centro de controle, onde os dados de diversas subestações são coletados e combinados. Uma das principais funcionalidades dos CDFs é alinhar os dados recebidos de acordo com as etiquetas de tempo e disponibilizar estes dados alinhados para os aplicativos que utilizam as medições sincronizadas.

Na visão do NASPI, os sistemas atualmente instalados não incluem os componentes e as facilidades para atender aos requisitos de escalabilidade (garantir que o sistema possa ser expandido até atingir a configuração plena projetada) e flexibilidade (garantir que o sistema atenda aos requisitos técnicos das diferentes aplicações projetadas) necessários para os objetivos do NASPI, bem como a segurança de dados e a garantia de níveis de qualidade de serviço necessárias para o intercâmbio dos dados entre as diferentes instituições envolvidas (empresas de energia, operadores de sistema, operadores regionais de transmissão e órgão reguladores).

A proposta da NASPInet é desafiadora em vários aspectos, notadamente por construir um sistema de comunicação de alta velocidade (Data Bus) que será composto de uma rede de comunicação de longa distância (WAN) e de serviços associados para: prover a conectividade básica; gerir a qualidade de serviço; monitorar o desempenho; garantir a segurança cibernética e política de acesso às diferentes classes de serviço dos dados.

O *Phasor Gateway* (PG) é o ponto de acesso único de uma entidade conectada à NASPInet. O PG será responsável pela gestão dos dispositivos conectados no lado do acessante, da qualidade de serviço, da segurança cibernética e dos direitos de acesso, e realizará a conversão dos dados e a interface entre a rede do acessante e a NASPInet. É proposto que a NASPInet permita o intercâmbio dos dados entre as diferentes entidades em tempo real, de forma segura, utilizando um mecanismo para a publicação dos dados que permita à entidade que publicou os dados manter pleno controle da distribuição dos mesmos.

O principal desafio da NASPInet decorre de sua inovação, uma vez que seus componentes básicos não estão atualmente disponíveis no mercado e necessitarão ser desenvolvidos especificamente para tal projeto.

Além disto, o NASPI pretende que os componentes da NASPInet sejam oferecidos por múltiplos fornecedores, de forma a evitar uma solução proprietária que poderia resultar em custos elevados. Este é outro ponto desafiador, pois do desenvolvimento podem resultar soluções inovadoras que seus proprietários queiram manter sob controle através de patentes.

Há ainda que se discutir a solução de arquitetura interna dos integrantes da NASPInet. A NASPInet não estabelece requisitos para a arquitetura interna de cada um dos seus integrantes e, certamente, as soluções individuais afetarão a qualidade dos dados disponibilizados para a NASPInet.

Se a arquitetura interna dos integrantes da NASPInet não for baseada em um sistema de comunicações de alta velocidade e disponibilidade, os dados poderão apresentar latências elevadas e inviabilizar algumas aplicações mais demandantes, tais como a aplicação em esquemas de proteção para a integridade do sistema (EPIS). Atualmente, alguns integrantes do NASPI compartilham seus dados com as entidades coletoras utilizando a rede pública (INTERNET) ou compartilhando os recursos de rede com outras aplicações [NAS].

Assim, não obstante a proposta futurística da NASPInet, até o presente momento, a arquitetura de referência para grandes sistemas de medição sincronizada de fasores é ainda a arquitetura desenvolvida e em utilização no EIPP, discutida na seção a seguir.

II.5.1 Arquitetura utilizada no Eastern Interconnection Phasor Project

O EIPP foi um projeto pioneiro na busca por integrar um número elevado de UMFs em um único sistema de medição fasorial, capaz de fornecer estes dados para múltiplas aplicações.

Os aspectos gerais do sistema do EIPP são resumidos a seguir:

 O projeto utiliza uma estrutura de concentradores de dados em camadas, onde múltiplos CDFs são utilizados, geralmente localizados nos centro de controle das empresas integrantes da *Eastern Interconnection* dos EUA. As medidas provenientes das UMFs instaladas em cada empresa participante são agregadas em concentradores de dados próprios. Os dados agregados nestes concentradores são posteriormente enviados para o Super PDC instalado na *Tennessee Valley Authority* - TVA que é a empresa centralizadora de todos os dados.

- Os dados alinhados no Super PDC da TVA são retransmitidos de volta para os concentradores de dados das empresas, para compor o conjunto de dados representativos do sistema da interconexão.
- Não são estabelecidos requisitos para a comunicação de dados entre as empresas e a TVA, coexistindo diferentes soluções de telecomunicação, incluindo a transferência dos dados por INTERNET, com desempenhos diferentes.

A arquitetura do sistema de medição fasorial do EIPP é apresentada na Figura II-6.



Figura II-6 – Arquitetura do SMF do EIPP

As principais desvantagens dessa estrutura são:

- Retardos de tempo: cada CDF das concessionárias participantes introduz um atraso de tempo ocasionado pela espera, para realizar o alinhamento temporal, do fluxo de dados da UMF mais lenta. Além disto, os CDFs das concessionárias utilizam diferentes arquiteturas, o que faz com que não tenham desempenhos iguais, gerando atrasos diferentes para 0 reprocessamento dos fluxos de dados de suas UMFs, para o envio ao Super PDC da TVA. O Super PDC também precisa esperar o fluxo do CDF mais lento chegar para realizar o alinhamento de todos os dados do sistema. Desta forma o retardo do sistema será equivalente à soma dos retardos dos CDFs mais lentos mais os tempos necessários para a transferência dos dados pelo sistema de comunicação. Assim, o retardo total do sistema pode facilmente ultrapassar o tempo de resposta considerado adequado para aplicações em tempo real.
- <u>Protocolos múltiplos</u>: como cada concessionária utiliza protocolos diferentes, o Super PDC deve ser compatível com todos estes protocolos, o que complica o processamento no Super PDC.
- Limitação do número de UMFs: o número de UMFs instaladas na EIPP é inferior a 60. A TVA estima que o limite do Super PDC seja cerca de 100 UMFs. Esta limitação ainda não foi comprovada através de testes.

II.6 Principais aplicações das UMFs

Há uma ampla gama de aplicações em supervisão, controle e proteção que podem ser beneficiadas com a utilização da medição fasorial, com ganhos para a melhoria da confiabilidade dos sistemas elétricos de potência [Sch89].

Para algumas destas aplicações, a tecnologia da medição sincronizada de fasores é essencial, enquanto que para outras a utilização desta tecnologia pode adicionar vantagens e melhorias.

Algumas das aplicações são descritas a seguir com o objetivo de análise dos diferentes requisitos que os sistemas de medição fasoriais devem ser capazes de atender [Nov08].

II.6.1 Registro do desempenho dinâmico do sistema

A utilização de UMFs para o registro do desempenho dinâmico de longa duração dos sistemas elétricos de potência é uma das primeiras aplicações propostas apresentada na literatura e utilizada na prática em todos os projetos piloto de instalação de UMFs.

A experiência com as instalações pioneiras de UMFs tem demonstrado que o registro de grandezas sincronizadas em um sistema elétrico de potência de grande porte é uma ferramenta essencial para a análise do desempenho pós-distúrbio do sistema, na determinação da dinâmica do sistema e da resposta dos sistemas de controle durante distúrbios em grande escala.

Eventos complexos que ocorreram no sistema norte-americano no passado demonstraram que sem o suporte dos sistemas de medição sincronizada de fasores existentes, as investigações demandariam diversos meses de trabalho de uma equipe altamente especializada para a determinação das causas que originaram os distúrbios.

Em contraposição aos registradores digitais de perturbação (RDP) que gravam as formas de onda no tempo das correntes e tensões durante faltas e distúrbios no sistema elétrico, as UMFs são ideais para o registro de longa duração da dinâmica global do sistema, uma vez que registram os fasores correspondentes a estas mesmas grandezas.

A gravação das grandezas em forma fasorial (com magnitude e ângulo de fase), associada à sincronização no tempo e a medidas adicionais como a frequência e derivada de frequência fornecem as medidas ideais para a observação da dinâmica global do sistema, sendo úteis também para a determinação das características do sistema, tais como: parâmetros de linhas de transmissão, limites térmicos de equipamentos e linhas, modelos de carga, desempenho das máquinas síncronas e dos seus sistemas de controle, entre outras aplicações. As medidas obtidas por UMFs, gravadas por meio de dispositivos de registro de longa duração auxiliam na validação e no refinamento dos modelos utilizados nos estudos e na análise de sistema, permitindo melhorias na operação de sistema [Hua06].

O registro do desempenho dinâmico do sistema elétrico permite subsidiar diversas atividades, sendo algumas delas apresentadas a seguir:

a) Análise de perturbações

A análise de fenômenos dinâmicos de longa duração em sistemas de energia elétrica é uma das aplicações mais importantes dos sistemas de medição fasorial. A sincronização das medidas permite visualizar o comportamento das diferenças angulares entre diversas grandezas. O registro contínuo dos fasores, por maiores períodos de tempo, permite observar as oscilações de baixa frequência nas interligações, características das oscilações entre áreas de um sistema de potência de grande porte.

b) Identificação de sequência de eventos

As etiquetas de tempo dos sincrofasores permitem o alinhamento de registros obtidos em diferentes pontos do sistema elétrico com elevada precisão. Esta característica facilita a identificação da sequência temporal dos distúrbios, bem como a verificação do comportamento temporal ao longo do sistema das grandezas, (tensão, corrente, frequência e desvio de frequência) que são comumente medidas pelas UMFs. A utilização das medidas de frequência e de derivada da frequência, associadas às etiquetas de tempo para a determinação da origem de distúrbios dinâmicos foi proposta na literatura [Zho05].

c) Validação de modelos dinâmicos do sistema

O registro da dinâmica do sistema elétrico é fundamental para a validação dos modelos utilizados nos estudos dinâmicos. Através da comparação dos resultados obtidos pelos programas de simulação dinâmica e das medidas obtidas em distúrbios reais é possível verificar se o modelo utilizado representa a realidade ou necessita ser aprimorado.

Sem um sistema de medição adequado, é praticamente impossível a verificação do correto desempenho dos sistemas de controle existentes, bem como da adequação dos modelos de estudo existentes. Nos sistemas de potência atuais é crescente a instalação de equipamentos primários para controle da transmissão, sendo importante que os desempenhos destes equipamentos sejam monitorados e seus ajustes e modelos verificados.

d) Ajustes de controles para o amortecimento de oscilações

A medição sincronizada de fasores permite a identificação dos modos de oscilação no sistema elétrico, possibilitando a análise de distúrbios eletromecânicos, a validação dos modelos de controladores utilizados e seus respectivos ajustes, se necessário.

O monitoramento mais detalhado das grandezas, aliado ao aprimoramento dos modelos matemáticos do sistema elétrico, poderá resultar em análises mais precisas do comportamento dinâmico do sistema. Com base nestas análises, poderão ser revistos os ajustes de controladores, buscando aperfeiçoá-los.

e) Análise do desempenho de Esquemas de Proteção da Integridade do Sistema

Os Esquemas de Proteção da Integridade do Sistema (EPIS) são normalmente utilizados para aumentar com segurança os limites de transmissão de uma determinada interligação, permitindo uma utilização mais eficiente dos ativos instalados no sistema elétrico de potência. O desempenho e a interação entre diferentes EPIS é um ponto de preocupação. Através dos registros obtidos pelas UMFs é possível analisar a atuação dos EPIS durante distúrbios e perturbações sistêmicas. f) Modelagem de carga em função de variações de frequência e tensão

Na maioria das ferramentas para simulação do desempenho dinâmico dos sistemas elétricos as cargas são representadas por parcelas de resistências, indutâncias e potência constante.

As medidas sincronizadas de tensão, fluxo de potência e frequência nos barramentos podem auxiliar no desenvolvimento de modelos de cargas mais elaborados para a análise dos fenômenos de longa duração [Tru08].

g) Medição de parâmetros de linhas de transmissão

O uso de UMFs em ambos os terminais de um ramo da rede elétrica permite obter com exatidão o estado das barras terminais. Estas medidas possibilitam comparar os valores medidos e calculados através das equações de fluxo de potência para a validação dos parâmetros deste ramo [Dec09].

II.6.2 Monitoramento e supervisão da rede

Uma aplicação bastante promissora é a inclusão dos sincrofasores nos sistemas SGE para auxílio na operação em tempo real. A supervisão em tempo real de sincrofasores apresenta aos operadores as condições prevalentes do sistema, com um nível de detalhamento muito maior e com grandezas ainda não disponíveis nas salas de controle, como os ângulos de fase das tensões e por comparação, as diferenças angulares entre pontos do sistema.

Estas características dos sistemas de medição sincronizada de fasores podem aumentar a eficiência da equipe de operação durante condições normais do sistema elétrico. As medidas de maior qualidade obtidas podem auxiliar as equipes de operação na detecção de potenciais problemas e na tomada de ações apropriadas durante condições anormais do sistema.

As principais aplicações vislumbradas são:

a) Supervisão de diferenças angulares

A supervisão dos ângulos de fase em tempo real permite obter as diferenças precisas entre os ângulos de determinados pares de barras. Estas defasagens determinam os fluxos de potência nos ramos do sistema e a avaliação da separação angular pode permitir a identificação prévia de potenciais problemas locais e regionais.

Através de um sistema básico de supervisão angular, os operadores podem ser auxiliados em suas tarefas em tempo real. Apresentações gráficas das diferenças angulares, com o objetivo de supervisão e alarme dos níveis de carregamento das principais interligações são uma das propostas existentes [Cer08].

b) Supervisão de frequência e variação de frequência

Atualmente as medidas de frequência são obtidas em diferentes pontos do sistema sem sincronização no tempo.

A utilização das medidas de frequência provenientes das UMFs permite correlacionar as medidas com o instante de medição, apresentando informações até então não disponíveis.

A apresentação da propagação da frequência ao longo do sistema e a possibilidade de utilização destas informações para a identificação da origem de distúrbios no sistema de potência é uma das propostas existente na literatura [Zho05].

c) Supervisão da diferença de ângulos para o processo de restauração do sistema.

A monitoração angular favorece um aumento na rapidez da restauração do sistema elétrico, após a ocorrência de distúrbios, na medida em que se conheça a diferença angular entre os pontos de recomposição deste sistema.

Após a ocorrência de distúrbios, em que partes do sistema fiquem ilhadas, a disponibilidade de medidas de ângulo de fase em barramentos selecionados pode auxiliar os operadores na tarefa de recomposição. Em algumas tentativas de fechamento de ilhas, a

diferença entre os ângulos das tensões nos terminais a serem interligados é elevada e impede o fechamento do disjuntor.

Na maioria das vezes, os operadores não possuem meios para visualizar o efeito das ações realizadas sobre o sistema (alterações no despacho de geradores, por exemplo) para permitir o fechamento do disjuntor e a sincronização das ilhas, fazendo com que o processo de recomposição do sistema demore mais do que o desejado.

A disponibilidade de medidas sincronizadas de ângulo de fase pode permitir aos operadores observar a eficácia da ação realizada, conduzindo o processo de recomposição de forma expedita.

d) Supervisão de carregamento de linhas de transmissão

A utilização da informação de ângulo para a determinação mais precisa da capacidade nominal de linhas de transmissão, com base nos limites térmicos, nos limites de tensão ou de estabilidade pode ser uma importante ferramenta para a supervisão do fluxo de potência em determinadas interligações.

Por exemplo, a medida em tempo real da separação angular pode informar aos operadores problemas iminentes em sua área e igualmente fornecer informações similares sobre as áreas vizinhas.

Com o suporte de estudos prévios podem ser determinados critérios que correlacionem as diferenças de ângulo de fase com os limites de transmissão de uma determinada linha para a manutenção da estabilidade. Isto poderia permitir aos operadores de sistema monitorar os limites de transferência através das diferenças dos ângulos de fase, ao invés da medida do fluxo de potência, que pode ser mais apropriado para monitoração do limite térmico da linha.

II.6.3 Determinação do estado

Os atuais sistemas de monitoração acompanham os valores dos ângulos de fase das tensões nodais através da EE. Tais valores são estimados a partir de medições obtidas do sistema SCSAD.

Estas medições, na sua maioria, não são sincronizadas pela ausência de uma fonte de sincronização. Além disto, as medições do sistema tradicional não têm característica de sincronismo global. A partir da disponibilidade de sincrofasores, novos Estimadores de Estado podem ser construídos.

A solução obtida pela função EE serve de base para outros aplicativos de tempo real (análise de contingências, fluxo de potência, fluxo de potência ótimo, avaliação de segurança de tensão, avaliação de segurança dinâmica, etc.). Assim sendo, seus resultados são de fundamental importância para a tomada de decisão pelos operadores de Centros de Controle.

As UMFs podem fornecer a medida direta do estado do sistema nos pontos onde foram instaladas, em tempo real. A elevada taxa de dados destas medidas permite também que certas dinâmicas, tais como oscilações de baixa frequência do sistema, se tornem visíveis para os operadores do sistema.

A operação em tempo real do sistema pode tirar proveito da utilização da tecnologia da medição fasorial antes mesmo que a observabilidade completa da rede pelas UMFs seja obtida.

A inclusão dos dados das UMFs nos estimadores de estado, por exemplo, pode melhorar as estimativas do estado dos sistemas SCSAD/SGE [Pse05], e consequentemente, os desempenhos das ferramentas que utilizam os resultados do estimador de estado como dado de entrada.

Uma vez que o número de UMFs instalado seja suficiente, mudanças fundamentais na obtenção do estado são esperadas, uma vez que o estado de sistema poderá ser medido ou calculado diretamente, em vez de ser estimado, o que resultará numa mudança revolucionária na supervisão em tempo real do sistema [Pse06]. A aplicação de medidas sincronizadas para o processo de EE será abordada detalhadamente no Capítulo IV.

II.6.4 Alerta situacional

As medidas sincronizadas das UMFs podem ser utilizadas para incrementar a capacidade de alertar os operadores do sistema para situações de risco iminente para o sistema.

Como decorrência da sincronização no tempo, as medidas das UMFs são capazes de acompanhar a dinâmica dos sistemas elétricos durante distúrbios ou condições anormais do sistema e, dependendo da taxa de amostragem utilizada, pode ser possível acompanhar a evolução dinâmica do sistema durante perturbações de longa duração.

A base de um sistema de análise situacional são mecanismos de alerta automático. As principais funcionalidades são os alertas para violações de limites preestabelecidos (limites de magnitude de tensão, corrente, potência, frequência ou diferença angular), bem como alertas para baixa qualidade dos dados de medição (falhas na comunicação com as UMFs ou perda do sinal de sincronismo com o sistema GPS), incluindo a apresentação de estatísticas de longo prazo.

No caso de linhas de transmissão cujos fluxos são limitados para evitar riscos de instabilidade, o alerta para violação dos fluxos máximos pode proporcionar o aumento do carregamento da linha, sem riscos, e permitir a operação mais perto do limite de estabilidade. Um benefício desta aplicação é o melhor aproveitamento da capacidade de transmissão do sistema.

Sincrofasores medidos nos dois extremos de uma linha de transmissão podem ser utilizados para o cálculo dos parâmetros elétricos da linha de transmissão, e para determinar, indiretamente, a temperatura média do condutor, possibilitando uma operação mais próxima dos limites térmicos da linha.

As medidas de tensão na rede podem facilitar a aplicação de ferramentas automáticas para a predição de colapsos de tensão.

Outra aplicação promissora é a análise modal para detecção de oscilações sustentadas.

Oscilações sustentadas ou pouco amortecidas ocorrem na maioria dos sistemas e podem representar um risco para a segurança operacional do sistema. O monitoramento das oscilações do sistema requer o acompanhamento do comportamento das componentes de sequência positiva das tensões das barras e das correntes nas linhas de transmissão com uma frequência de pelo menos uma medida a cada ciclo.

A medição fasorial torna possível observar em tempo real estas oscilações no sistema elétrico.

O monitoramento de oscilações de baixa frequência por meio dos sistemas SCSAD/SGE não é possível em função da baixa frequência de aquisição destas medidas (as taxas de amostragem destes sistemas variam de uma medida a cada 2 - 4 segundos).

As aplicações para monitoramento de oscilações podem calcular a potência transmitida em uma linha de transmissão ou corredor principal e exibir os resultados para o operador em diagramas potência versus tempo. Outra proposta é calcular e identificar as frequências características das oscilações de potência e apresentá-las para o operador. O registro simultâneo destas oscilações em diferentes partes do sistema elétrico torna possível determinar em tempo real os modos predominantes de oscilação, com os seus respectivos coeficientes de amortecimento. Do conhecimento dos autovalores e autovetores do modelo linearizado do sistema de potência e do estado predominante do sistema, pode ser possível tomar medidas corretivas para eliminar ou amortecer completamente tais oscilações. A medição angular sincronizada e o monitoramento contínuo destes valores permitem obter uma análise antecipada do comportamento real do sistema em relação à estabilidade angular, sem o atraso na medição inerente ao sistema de supervisão convencional. Desta forma, o operador do sistema poderá identificar uma determinada região crítica e agir em tempo hábil.

II.6.5 Controle automático em tempo real

Algumas propostas para a utilização de sincrofasores em sistemas de controle em tempo real têm sido apresentadas na literatura. Um sistema de controle em malha fechada para

um compensador de tensão estático (SVC) da subestação Rector, foi reportado pela *Southern California Edison* [NAS].

A proposta de utilização de Sistemas de Controle em Grandes Áreas (SCGA) pretende explorar as vantagens dos desenvolvimentos nos campos de comunicação óptica digital, computação e medição sincronizada de fasores, para a melhoria da segurança da operação dos sistemas de potência. As principais vantagens são elencadas a seguir [Tay05]:

- Melhorias do controle durante desligamentos e condições de operação não abrangidas pelos sistemas de controle em malha aberta.
- Possibilidade de simplificar as operações para mudança das condições do sistema em tempo real (Na prática, os operadores são obrigados a reduzir as transferências de energia quando condições não previstas são encontradas).
- Melhoria nas condições de observabilidade e controlabilidade do sistema em comparação ao controle local. Estratégias de controle descontínuo podem reduzir a exposição a interações adversas.
- Sistema aberto, flexível, de alta confiabilidade, se configurando como uma plataforma para a adição rápida e de baixo custo de novos esquemas de monitoração e controles, incluindo controles em grandes áreas (SCGA).
- Possibilidade de aumento da capacidade de transferência de potência dos sistemas de transmissão, com confiabilidade adequada.
- Possibilidade de adequação às incertezas dos resultados de estudos de simulação utilizados para determinar os limites de transmissão e regras de operação.
- Potencial de redução dos custos de implantação com os avanços tecnológicos nas áreas de tecnologia da informação e telecomunicações. Potencial de expansão da aplicação para grandes redes malhadas e grandes corredores de interligação.

Outras pesquisas e desenvolvimentos vêm sendo conduzidas em diversos países, notadamente na área de controle para colapsos de tensão utilizando medidas obtidas de UMFs [Corsi08].

Aplicações que utilizam sincrofasores para controle em tempo real são ainda muito pontuais, em decorrência principalmente dos requisitos de desempenho dinâmico das UMFs e da latência dos sistemas de comunicação utilizados para transmitir os sincrofasores.

Evoluir dos sistemas de medição em grandes áreas (SMGA) para sistemas de controle em grandes áreas (SCGA) ainda é um grande desafio.

II.6.6 Proteção sistêmica

Sistemas Especiais de Proteção (SEP) mais seletivos podem ser desenvolvidos, reduzindo os riscos de blecautes no sistema e, consequentemente, todos os impactos econômicos e sociais destes eventos. Pesquisas estão sendo realizadas para o desenvolvimento de relés de proteção de sistemas elétricos para perda de sincronismo utilizando sincrofasores obtidos nos terminais de linhas de transmissão [Pha08].

Os relés de proteção atuais que utilizam tecnologia numérica (relés digitais) permitem a utilização de diferentes grupos de ajustes. Estes ajustes podem ser modificados automaticamente conforme a condição operativa do sistema se altere. Ou seja, os ajustes das proteções podem se adaptar à configuração do sistema de forma a manter ou melhorar a coordenação com as proteções adjacentes.

As medidas de ângulo de fase das UMFs podem trazer novas possibilidades de identificação de pontos de operação críticos do sistema elétrico, para a adaptação dos ajustes das proteções. Aplicações práticas de sincrofasores para proteção são ainda muito incipientes, pelas mesmas razões apresentadas anteriormente.

II.6.7 Sumário das principais aplicações

A tabela a seguir sintetiza as aplicações mais relevantes, com sua descrição sumária e principais objetivos.

APLICAÇÃO	DESCRIÇÃO	OBJETIVOS
Registro de longa duração	Registro das medidas fasoriais sincronizadas	 Análise de perturbações Identificação de sequência de eventos Medição de parâmetros de linhas Modelagem de carga em função de variações de frequência e tensão Validação de modelos dinâmico do sistema Ajustes de controladores
Monitoramento e supervisão da rede	Integração das medidas fasoriais sincronizadas nos sistemas de supervisão dos centros de operação	 Supervisão de diferenças angulares Supervisão de frequência e variação de frequência Supervisão de fluxos de potência ativa e reativa Auxílio na recomposição do sistema
Determinação do estado	Utilização das medidas fasoriais sincronizadas para a obtenção do estado do sistema	 Melhoria dos estimadores de estado convencionais Medição direta do estado do sistema no lugar da estimação por modelo
Alerta situacional	Utilização de ferramentas automáticas para análise em tempo real das medidas fasoriais sincronizadas, detecção dos estágios iniciais de situações de operação que possam comprometer o desempenho do sistema e emissão de alertas	 Instabilidades de frequência Colapsos de tensão Diferenças angulares elevadas Fluxos de potência ativa e reativa acima dos limites Oscilações e modos de amortecimento
Controle automático em tempo real	Uso de medidas fasoriais sincronizadas para ações corretivas de controle	 Aumentar a segurança do sistema através de ações corretivas sobre determinados equipamentos e linhas de transmissão do sistema
Proteção sistêmica	Uso de medidas fasoriais em esquemas de proteção para a integridade do sistema ou para adaptação dos ajustes dos sistemas de proteção às condições específicas de operação	 Aumento da eficiência da operação Aumentar a segurança do sistema Melhorar o desempenho e sensibilidade de relés e sistemas de proteção Sistemas de proteção adaptativos

Tabela II-4 –	Síntese das	s principais	aplicações	para as	medidas	fasoriais
---------------	-------------	--------------	------------	---------	---------	-----------

II.7 Comentários

Não há dúvidas de que as medidas obtidas pelas UMFs possuem uma maior qualidade, comparativamente às medidas das UTRs, utilizadas nos sistemas SCSAD/SGE para o monitoramento das condições de operação dos sistemas elétricos de potência.

Entretanto, por se tratar de uma tecnologia recente e, portanto, ainda imatura, a sua aplicação para a operação em tempo real dos sistemas elétricos de potência deve ser realizada com cautela, como forma de obter os benefícios esperados do investimento necessário.

O estudo do estado da arte da tecnologia de medição fasorial aponta alguns aspectos que impactam a aplicação de sincrofasores em sistemas de potência de grande porte.

O primeiro é a grande quantidade de possíveis aplicações para os sincrofasores, cada uma delas com requisitos funcionais distintos, algumas vezes conflitantes.

Do ponto de vista da implantação de um sistema de sincrofasores para uso como uma ferramenta de suporte à operação de sistemas de potência, é desejável que o mesmo seja adequado ao maior número possível de aplicações, sem que haja necessidade de redesenho do sistema quando nova aplicação desejar ser utilizada.

Atender diferentes aplicações é uma tarefa desafiadora, a começar pelas UMFs. O levantamento das características das UMFs disponíveis no mercado apresenta uma grande variedade de modelos e implementações. Como foi descrito anteriormente, as aplicações vislumbradas variam de supervisão em regime permanente até ações de controle e proteção. Nesta grande variedade de aplicações, os sincrofasores obtidos pelas UMF são fundamentais para o correto desempenho destas aplicações.

Resultados de ensaios realizados em oito UMFs de diferentes modelos e fabricantes mostram que os requisitos estabelecidos na norma C37.118 ainda não são plenamente atendidos por nenhum dos modelos ensaiados. Pontos considerados críticos para a integração destas UMFs em um sistema de medição de grande porte também não foram atendidos. Um exemplo é a implementação de protocolo de comunicação. Os resultados destes e de outros ensaios, bem como a experiência acumulada nos diversos projetos piloto tem levado ao consenso de que requisitos adicionais são necessários e a norma C37.118 deve ser revisada [Mor08c].

Além da necessidade de revisão dos requisitos para as UMFs, outros componentes importantes para o uso comercial destes sistemas ainda não estão desenvolvidos (e.g. concentradores de dados fasoriais para um número elevado de UMFs) e não há consenso na comunidade técnica sobre os requisitos a serem atendidos.

Diversos esforços vêm sendo coordenados para a obtenção de uma visão comum que permita a utilização definitiva desta tecnologia para a operação dos sistemas de potência. Como exemplo, podem-se citar os esforços realizados pelo *Very Large Power Grid Operators* (VLPGO), associação que reúne os maiores operadores de sistemas de diversos países, dentre eles o ONS do Brasil. O ONS vem coordenando, desde 2007, um grupo de estudos para análise da aplicação de sincrofasores na operação em tempo real.

No capítulo seguinte é analisada a aplicação de UMFs em um sistema de medição sincronizada de fasores para instalação em grandes sistemas elétricos de potência, considerando os requisitos técnicos e funcionais das principais aplicações, bem como as características específicas de um sistema multiproprietário e heterogêneo, que deve obrigatoriamente abranger diferentes companhias de energia elétrica, quanto utilizar equipamentos fornecidos por diferentes fabricantes.

* * *

Capítulo III

Propostas para aplicação de sincrofasores em sistemas de grande porte

III.1 Introdução

As redes elétricas são sistemas interligados de grande porte que se espalham por milhares de quilômetros, apresentando características que lhe conferem elevado grau de complexidade operativa. Um bom exemplo é o Sistema Interligado Nacional – SIN, que abrange uma extensa área no Brasil, como mostrado na Figura III-1 [ONS].



Figura III-1 – Sistema Interligado Nacional – SIN

O SIN atende cerca de 70% do território brasileiro com uma rede de transmissão, denominada Rede Básica, de cerca de 80.000 quilômetros de ramos, operando em diversos níveis de tensão (nas classes de 230, 345, 440, 500, 525 e 765 kV, em corrente alternada e 600 kV em corrente contínua), compreendendo mais de 350 subestações.

Por razões operacionais, o SIN é dividido em quatro regiões – Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte, sendo predominantemente hidrelétrico (mais de 80% dos quase 85.000MW de capacidade total instalada em 2008 e mais que 90% da produção total de energia provêm de usinas hidrelétricas).

O parque hidrelétrico é formado, em sua maioria, por usinas localizadas em cascata ao longo de doze principais bacias hidrológicas, muitas delas distantes dos principais centros de consumo, localizados nas regiões Sudeste e Sul do País.

Além disto, a energia disponível ao longo do ano é sazonal, variando significativamente do período úmido para o período seco, bem como de ano para ano decorrente de fenômenos meteorológicos com o *El Niño*.

Um dos principais objetivos da operação, então, é tornar ótima a produção de energia, considerando os diferentes perfis hidrológicos e as disponibilidades de energia em cada região. Este objetivo deve ser atingido alocando-se de forma eficiente o conjunto de usinas hidrelétricas, complementado também por um número menor, porém crescente, de usinas termelétricas.

O resultado da seleção do conjunto de geração hidrotérmica tem impacto direto no custo de operação total do parque gerador. O uso eficiente dos recursos energéticos deve considerar também as restrições existentes na rede de transmissão, de forma a reduzir riscos operativos.

Por outro lado, distúrbios decorrentes de desequilíbrios significativos entre geração e carga podem causar variações excessivas na frequência do sistema, situações de colapso de tensão e até mesmo a separação de partes da rede, comprometendo o atendimento a importantes centros de carga.

No sistema brasileiro, estudos de desempenho dinâmico têm mostrado a possibilidade de ocorrência de oscilações eletromecânicas interáreas de baixa frequência. Estas oscilações situam-se entre 0,3 e 0,8 Hz, sendo geralmente bem amortecidas, mas podendo, em alguns distúrbios, evoluir para perturbações com consequências mais severas.

Para evitar tais situações, é comum a utilização de Esquemas de Proteção da Integridade do Sistema – EPIS que executam ações predeterminadas. Um exemplo é o desligamento de unidades geradoras ou o corte de carga na ocorrência de eventos predefinidos, tais como a perda de um ou mais circuitos de um tronco de transmissão importante.

Situações como estas ocorrem em todos os grandes operadores de sistema, nos mais diversos países. Uma boa amostragem de situações ocorridas no mundo todo pode ser obtida em [Wik09], onde uma lista atualizada de blecautes apresenta os eventos mais significativos ocorridos nos sistemas de potência de diversos países.

Assim, o maior desafio dos operadores do sistema é efetuar a alocação ótima dos recursos de geração disponíveis, assegurando, concomitantemente, a operação segura e confiável da rede de transmissão, considerando os limites físicos de seus componentes e as restrições regulatórias existentes.

A operação econômica e segura de um sistema elétrico de grande porte deve acomodar também as necessidades de um mercado de energia desregulamentado, como ocorre em diversos países, inclusive no Brasil, em decorrência da reestruturação do setor de energia ocorrida durante a década de 90.

Um dos efeitos desta desregulamentação está na multiplicação do número de empresas que atuam no mercado de energia. Em levantamento realizado em 2008, o mercado de energia no Brasil possuía 52 empresas de transmissão, 78 empresas de geração e 106 empresas de distribuição e consumidores livres.

Diante da descrição feita sobre aspectos da operação de um sistema de potência de grande porte (tal como o SIN), resta claro que se torna indispensável continuamente observar

e supervisionar em que condições operativas o sistema se encontra, para se necessário nele atuar, preferencialmente de modo preventivo.

Esta sequencia de ações é conhecida por análise de segurança do sistema [Abu04], envolvendo inicialmente a aquisição de medidas distribuídas por toda a rede elétrica de interesse.

Assim, um sistema de medição de alta qualidade e exatidão, com capacidade de apresentar para os operadores as reais condições de operação é a ferramenta mais desejada de qualquer operador de um grande sistema de potência e diversas pesquisas e desenvolvimentos vêm sendo realizados em vários países para atingir este objetivo.

Neste capítulo, serão focalizadas as possibilidades de utilização da medição fasorial em sistemas de grande porte e proposta uma arquitetura hierarquizada para um sistema de medição desta natureza, consoante as diversas aplicações a que tal sistema poderá servir.

Os conceitos propostos neste capítulo têm sido úteis para o desenvolvimento do projeto de implantação de um sistema de medição sincronizada de fasores para uso do ONS no Brasil, coordenado pelo autor [Mor07a], [Hu07], [Mor07b], [Mor07c], [Mor08a] e [Mor08b].

III.2 Considerações preliminares

Os sistemas SCSAD/SGE convencionais podem fornecer a informação adequada da operação de sistema apenas para um estado estacionário ou durante mudanças muito lentas das condições de operação do sistema.

Esta limitação é decorrente do processo de aquisição de dados utilizado nos SCSAD, efetuado por meio de um processo de varredura lenta das UTRs instaladas nas subestações. Além disso, em sua maioria, as medições não possuem a informação do instante de tempo em que foram realizadas, ou seja, além de serem medidas de forma assíncrona, as medidas não podem ser agrupadas pelo instante de medição.

Isto significa que as medidas dos SCSAD, na maioria das vezes, não correspondem ao registro de uma situação correspondente a um ponto de operação específico do sistema de potência, mas sim a um conjunto de medidas obtidas em instantes de tempos diferentes.

Desde sua introdução na década de 80, as UMFs (baseadas na tecnologia de medição sincronizada de fasores) têm obtido amplo interesse em todo o mundo. O uso desta promissora tecnologia tem sido proposto para diversas aplicações na análise, operação, controle e proteção dos sistemas de energia elétrica, como apresentado no Capítulo 2. Várias UMFs foram instaladas e estão operando em alguns países. Alguns projetos foram implantados para prova de conceito e averiguação das vantagens e benefícios de sua utilização, inicialmente com um número reduzido de UMFs.

Para permitir que os benefícios desta tecnologia sejam auferidos adequadamente, bem como venham a atender as necessidades dos grandes sistemas elétricos de potência, é necessário evoluir para a implantação de sistemas de medição sincronizada de fasores capazes de comportar um número muito superior de UMFs.

Uma justificativa importante para a necessidade de expansão da capacidade dos sistemas de medição sincronizada é a disponibilidade cada vez maior de instrumentos digitais (ID) com a capacidade para medição sincronizada de fasores incorporada. Esta tendência pode ser confirmada na Tabela II-3, onde se pode notar que a maioria das UMFs são equipamentos multifuncionais. Assim espera-se que em toda nova instalação do sistema de potência estejam disponíveis IDs com a função de medição sincronizada.

Esta constatação certamente originará uma mudança de paradigma, onde não estará mais em discussão se UMFs devem ou não ser instaladas, e qual a sua localização ótima, mas sim, como utilizar eficientemente todas as medidas sincronizadas que certamente já estarão instaladas no sistema.

Atualmente, há uma forte demanda pela modernização dos ativos que compõem os sistemas elétricos de potência, para que estes possam ser utilizados de forma mais segura, econômica e eficiente, principalmente em decorrência de tecnologias emergentes, tais como a geração distribuída (usinas eólicas, de biomassa, de conversão fotovoltaica, etc.), bem como possibilitar a integração de veículos híbridos à rede de distribuição.

Por outro lado, a tecnologia de sincronização de tempo por GPS tem se desenvolvido a tal nível que é inconcebível a aquisição de Unidades Terminais Remotas (UTRs), para um sistema SCSAD sem a opção de sincronização temporal. Esta tendência indica que em breve todos os sistemas SCSAD utilizarão etiquetas de tempo, certamente incrementando a qualidade do sistema de medição à disposição dos operadores.

Estas constatações definem um dos requisitos técnicos primordiais dos sistemas de medição sincronizada de fasores, que é a capacidade de expansão, de forma a receber um número de dados crescente. Indubitavelmente, qualquer proposta de arquitetura para um sistema de medição fasorial deve considerar a sua expansibilidade, como requisito indispensável.

Outro requisito importante advém do fato de que os sistemas de energia elétrica de grande porte são constituídos por diferentes empresas de energia elétrica (concessionárias ou agentes), cada uma delas com práticas e processos próprios, nem sempre semelhantes. Do ponto de vista da implantação de sistemas de medição fasorial, esta característica torna inevitável a utilização de UMFs de diferentes fornecedores, com modelos ou fabricantes distintos.

A UMF é o instrumento de medida principal de um sistema de medição sincronizada de fasores para utilização em supervisão, proteção e controle. Como tal, suas características funcionais são fundamentais para o desempenho global do sistema de medição.

Como apresentado na Seção II.4.2 existe um número considerável de diferentes modelos de UMFs e a interoperabilidade e compatibilidade entre UMFs que compõem um sistema de medição fasorial de larga escala é particularmente crítica.

A tentativa de expansão dos projetos de UMFs pioneiros vem apresentando algumas dificuldades relacionadas à interoperabilidade das UMFs. Uma deficiência já reportada nestas experiências é a dificuldade de integração das UMF produzidas por diferentes fabricantes num sistema uniforme, que permita obter medidas que sejam comparáveis entre si.

A causa principal desta deficiência é decorrente da interpretação não uniforme das normas técnicas pelos diferentes fabricantes de UMF e, consequentemente, a execução do projeto nem sempre resulta em instrumentos com desempenho funcional compatível com os demais instrumentos comercializados.

A tecnologia de medição sincronizada de fasores traz novas possibilidades e possivelmente mudará a maneira como as empresas de energia supervisionam, protegem e controlam suas redes. Entretanto, para garantir os benefícios esperados deste investimento, o projeto dos sistemas de medição sincronizada de fasores deve considerar não somente aplicações com requisitos funcionais diferentes e às vezes contraditórios, mas também a especificação de uma arquitetura padrão que permita a operação coerente de UMFs diferentes, o tratamento de uma grande quantidade de dados, a utilização de redes de telecomunicações heterogêneas, etc.

Esta operação harmonizada inclui solucionar as questões da compatibilidade que vão além dos protocolos de comunicação estabelecidos nas normas. Especificar um comportamento coerente para um sistema de medição fasorial em operação em regime permanente ou dinâmico é um grande desafio em si mesmo, que necessita ser resolvido para a implantação de sistemas de grande porte.

O projeto de implantação de um sistema de medição sincronizada de fasores deve considerar, no mínimo, a definição prévia dos requisitos funcionais de arquitetura do sistema, incluindo a definição dos requisitos técnicos mínimos das UMFs que serão incorporadas ao sistema, bem como a especificação dos concentradores de dados fasoriais (CDFs) e o dimensionamento e requisitos dos sistemas de telecomunicação.

Dado que as normas existentes são fruto de acordos firmados consensualmente entre fabricantes e usuários, espera-se que os documentos normativos sejam flexíveis o suficiente para acomodar a média dos interesses destes dois grupos, de forma a minimizar os conflitos. O que se nota no caso das UMFs é que, mesmo após a revisão da primeira versão da norma C37.118 para as UMFs, ainda existem diferenças de projeto que podem comprometer o desempenho conjunto de equipamentos fornecidos por diversos fabricantes.

Esta constatação é uma forte recomendação para o estabelecimento de requisitos técnicos mínimos para as UMFs, em suplementação aos requisitos estabelecidos na norma vigente, bem como a realização de um processo formal de certificação destas, com o objetivo de garantir o desempenho do sistema de medição como um todo [Mor08a].

Como será analisado a seguir, considerando-se as múltiplas aplicações e funcionalidades esperadas para um sistema de medição sincronizada de fasores torna-se evidente a importância do desempenho das UMFs para garantir a qualidade dos resultados das aplicações a que se destinam.

III.3 Requisitos das aplicações

A definição dos requisitos de um sistema de medição sincronizada de fasores depende das aplicações planejadas. Entretanto, em virtude dos custos de implantação destes sistemas, não é factível considerar apenas a aplicação mais imediata, deixando as demais para futura análise, o que pode ocasionar custos adicionais, uma vez que os requisitos das aplicações são diferentes e algumas vezes conflitantes.

A análise a seguir discute os principais requisitos funcionais das aplicações anteriormente listadas na Tabela II-4.

III.3.1 Registro do desempenho dinâmico do sistema

Para o registro do desempenho dinâmico do sistema é importante determinar os pontos de instalação das UMFs, capazes de capturar os efeitos dos fenômenos ocorridos. Esta localização pode ser realizada através de estudos do comportamento eletrodinâmico do sistema elétrico, por meio de simulações computacionais específicas.

Uma das principais finalidades do registro do desempenho dinâmico é realizar a análise de distúrbios e perturbações de longa duração que ocorram no sistema. A confiabilidade do registro é um requisito fundamental, que pode determinar a necessidade de armazenamento local dos dados, como forma de evitar perdas em decorrência de eventual indisponibilidade do canal de comunicação entre a subestação e o ponto de concentração de dados mais próximo.

Diversos tipos de distúrbios de longa duração podem ocorrer nos sistemas elétricos de grande porte, sendo mais comuns as oscilações (entre áreas ou locais), colapsos de tensão e variações de frequência. Para permitir visualizar estes fenômenos dinâmicos que ocorrem no sistema elétrico é imprescindível o balanço entre as características dos filtros das UMFs e a taxa de exteriorização de fasores a ser utilizada.

Certamente que a melhor opção é a seleção da taxa de exteriorização de fasores mais elevada possível. Entretanto, ao se aumentar a taxa de exteriorização, aumenta-se a quantidade de dados a serem transmitidos das subestações, com impactos sobre o sistema de comunicação e sobre a capacidade de processamento e armazenamento dos concentradores de dados.

Por outro lado, a seleção da taxa de exteriorização de fasores determinará a capacidade de se identificar os modos de oscilação. Considerando que as oscilações entre áreas normalmente situam-se abaixo de 1 Hz, teoricamente, qualquer taxa de exteriorização de fasores prevista na norma C37.118 deve ser capaz de permitir a identificação de modos de oscilação nesta faixa de frequência (dado que a taxa mais baixa prevista na norma é de 10 fasores por segundo, que corresponde a uma frequência máxima teórica de 5 Hz). Entretanto, há também a necessidade das UMFs atenderem aos demais critérios de desempenho especificados em norma.

Um dos critérios relevantes para a resposta em frequência das UMFs é o ensaio de rejeição de frequências inter-harmônicas fora da banda de passagem (*out-of-band frequency rejection*). Este ensaio é exigido para verificar se sinais com frequência além dos limites de *Nyquist* da taxa de exteriorização de fasores estão sendo filtrados e não irão corromper a medida realizada pela UMF.

Para atender aos requisitos do Nível 1 da norma C37.118, frequências interharmônicas com magnitude de 10% da magnitude do sinal de frequência fundamental não devem ocasionar EVT superior a 1%, o que corresponde a uma atenuação de cerca de 20 dB. Este requisito deve ser atendido para todas as taxas de exteriorização previstas na norma (Tabela II-2).

Os limites de frequência para este ensaio são dados pela relação (III.1).

$$|\mathbf{f}_{i} - \mathbf{f}_{0}| > \mathbf{f}_{s}/2$$
 (III.1)

Onde:

$\mathbf{f}_{\mathbf{i}}$	-	frequência do sinal de interferência;
\mathbf{f}_0	-	frequência nominal (60 Hz);
$\mathbf{f}_{\mathbf{s}}$	-	taxa de exteriorização de fasores.

Esta relação corresponde às seguintes bandas passantes para cada uma das taxas de exteriorização de fasores:

f _s (fasores por segundo)	Banda inferior (Hz)	Banda superior (Hz)
10	55	65
12	54	66
15	52,5	67,5
20	50	70
30	45	75
60	30	90

Tabela III-1 – Limites da banda de frequência para rejeição de interferências

A Tabela III-1 evidencia uma falha na norma C37.118, para a taxa de 10 fasores por segundo, uma vez que o projeto de um filtro que permita à UMF operar na faixa de frequência de 55Hz a 65Hz com EVT inferior a 1%, exigida para conformidade com o Nível 1, e que atenda ao requisito de filtragem de interferência inter-harmônica com estes limites é de difícil realização, senão impraticável. Esta constatação recomenda a limitação da taxa de exteriorização de fasores ao valor de 12 fasores por segundo, se a conformidade com o Nível 1 for necessária. Os limites mostrados na Tabela III-1 significam que para todas as frequências inter-harmônicas externas aos limites da Tabela II-1 o EVT deve ser inferior a 1%, como apresentado na Figura III-2.



Figura III-2 – Limites de EVT para ensaio de interferência fora da banda

O limite de 10% mostrado na Figura III-2 não é uma exigência da norma, mas sim o erro provável, dado que o sinal de interferência possui 10% da magnitude do sinal de frequência fundamental. Na prática, as UMFs podem apresentar EVT com valores superiores a 10% para estes ensaios.

O gráfico na Figura III-3 apresenta o resultado do ensaio de interferências fora da banda de uma UMF para a taxa de 12 fasores por segundo [Mor08c].



Figura III-3 – Resultado de ensaios de rejeição de frequências fora da banda para uma UMF comercial (12 fasores por segundo)

III.3.2 Monitoramento e supervisão da rede em tempo real

Para a integração das medidas sincronizadas de fasores nos sistemas SCSAD/SGE dos centros de controle de operação é necessário compatibilizar as taxas de exteriorização de fasores com os períodos de coleta de dados destes sistemas. As UMFs produzem dados sincronizados em taxas de até 60 fasores por segundo, enquanto que nos sistemas SCSAD convencionais os dados não são sincronizados e são coletados em intervalos que variam de 1 a 5 segundos.

Outro requisito importante é a latência do dado. Para as atividades de supervisão em tempo real, é muito importante que o dado não esteja desatualizado. Para apresentação nas interfaces homem-máquina – IHM das salas de controle é comum a especificação de latências máximas da ordem de 2 segundos, dado que valores inferiores dificilmente reduzirão significativamente o tempo de resposta de um operador humano.

As aplicações de supervisão são, em sua maioria, utilizadas para a exteriorização dos dados em forma gráfica, para subsidiar a tomada de decisão em tempo real dos operadores do sistema e, a falta de um ou outro dado é uma ocorrência bastante provável, principalmente em decorrência de falhas de comunicação entre as subestações e os centros de controle. Assim, todos os aplicativos para supervisão devem ter a capacidade de se adaptar a possíveis faltas de dados por curtos períodos de tempo, sem maiores comprometimentos em sua funcionalidade.

A localização dos medidores deve ser realizada de acordo com a parte da rede que se deseja monitorar [Den02] [Gom97]. Como a diferença principal entre os medidores SCSAD e as UMFs é a medida do ângulo de fase, as UMFs são propostas principalmente para a supervisão de troncos de interligação entre áreas, visando aumentar com segurança, os limites de transferências destes troncos. Esta é uma aplicação que pode trazer benefícios econômicos, principalmente quando ocorram sazonalidades desfavoráveis.

Estudos realizados pelo ONS selecionaram três aplicações de sincrofasores para as quais se identificou vantagens na sua utilização para auxílio à operação em tempo real. As funções selecionadas foram: Monitoração do Nível de Estresse do Sistema (*StressMon*); Assistente para Conexão de Ilhas Elétricas (*SynchAssist*) e Assistente para Fechamento de Malha (*LoopAssist*). O *StressMon* tem como principal objetivo monitorar a diferença de

ângulo de fase entre dois ou mais pares de medidas de UMFs para detectar o quão próximo dos limites de estabilidades predefinidos está o sistema. O *SynchAssist* tem como principal função auxiliar a reconexão de ilhas elétricas no sistema de potência, monitorando a diferença de módulo e ângulo da tensão de duas ou mais medidas de UMFs escolhidas, bem como da divergência de frequência dos sistemas selecionados. O *LoopAssist* tem como principal função monitorar o módulo de tensão e diferença angular nos terminais de disjuntores envolvidos no fechamento de malhas no sistema de transmissão. Os estudos realizados incluíram o desenvolvimento de protótipos das três aplicações e a realização de testes em ambiente de simulação próprio [Vol08a] [Vol08a][Rod08] [Rod09][Lim09].

III.3.3 Determinação de estado

Como discutido na Seção II.6.3 são pelo menos duas as aplicações das UMFs para a determinação do estado do sistema de potência: a inclusão das medidas sincronizadas nos estimadores convencionais e a utilização de apenas medidas sincronizadas para a obtenção direta do estado. Estas aplicações apresentam requisitos diferentes. Para a obtenção direta do estado é muito importante que as UMFs sejam instaladas de forma a permitir plena observabilidade do sistema, incluindo redundância da medição, necessária para permitir plena funcionalidade na eventual perda de medidas. Já na inclusão de medidas das UMFs como medidas adicionais no processo de estimação convencional, não há a necessidade de plena observabilidade apenas com as UMFs.

As medidas das UMFs podem ser encaradas como medidas adicionais que beneficiarão o processo de EE, da mesma forma que a adição de outras medidas convencionais.

No processo de transição para a inclusão das medidas de UMFs nos estimadores convencionais, há a necessidade de se compatibilizar as taxas de exteriorização de fasores das UMF com as taxas de amostragem dos sistemas SCSAD convencionais. As especificações dos dados não diferem da especificação para a aplicação de supervisão em tempo real apresentada na subseção anterior. No caso da medição direta do estado com medidas das UMFs, a taxa de exteriorização poderá ser mais elevada, dependendo se aplicações adicionais forem especificadas (e.g. aplicações que dependam do comportamento dinâmico do sistema certamente demandarão uma maior resolução).
A utilização de sincrofasores no processo de EE pode envolver um grande volume de dados, se o requisito de plena observabilidade apenas com as medidas oriundas das UMFs for exigido. Estudos realizados para inclusão de sincrofasores nos processos de EE do SIN (1495 barras), obtiveram um total de 390 UMFs para a plena observabilidade [Zho08].

A aplicação das medidas das UMFs na determinação do estado será detalhada no Capítulo III.

III.3.4 Alerta situacional

Aplicações objetivando a utilização das medidas sincronizadas das UMFs para a emissão de alerta da situação operativa do sistema elétrico apresentam requisitos diferentes, dependendo do tipo de aplicação.

Mecanismos simples de verificação e alarme de violação de limites podem ser desenvolvidos considerando os mesmos requisitos utilizados para as demais aplicações já existentes nos sistemas SCSAD convencionais, beneficiados por medidas de ângulo de fase sincronizadas.

Outras aplicações em tempo real, tais como a detecção de oscilações, medição dos modos de oscilação e respectivos amortecimentos demandam uma taxa de amostragem mais alta, com impacto no dimensionamento da largura de banda dos canais de comunicação e no volume de dados a ser tratado nos centros de controle. Como exemplo, pode-se citar o aplicativo *DampMon*, em estudo pelo ONS, que tem como objetivo medir as características de oscilações de baixa frequência de origem eletromecânica [Rod08][Rod09].

III.3.5 Controle automático em tempo real

Imaginam-se duas classes de aplicações de controle automático em tempo real. A primeira, aplicações de controle lentas, por exemplo, aquelas que dependem apenas do estado corrente do sistema para uma tomada de decisão, tal como a inserção ou retirada de operação de determinada linha de transmissão ou equipamento, e nas quais o tempo de atuação não é

crítico. A segunda classe, aplicações de controle rápidas, que são aquelas em que se deve tomar uma decisão baseada nas medidas em tempo real e atuar sobre o sistema para realizar a ação de controle.

No primeiro tipo de aplicação, como o requisito de tempo não é determinante, se pode considerar os mesmos requisitos utilizados para monitoramento em tempo real, acrescidos de requisitos de confiabilidade dos dados e dos mecanismos de atuação, conforme a importância do sistema de controle para a operação do sistema. Sempre que a falha da atuação do controle levar a perturbações de maior monta, é aconselhável a análise dos pontos fracos do sistema de forma a estabelecer requisitos para aumento da confiabilidade compatíveis (por exemplo, redundância dos pontos chaves do sistema de controle).

No segundo tipo de aplicação, em que UMFs sejam utilizadas para controle em malha fechada para atuação rápida, há outros requisitos a serem considerados, que não apenas os requisitos arquiteturais do sistema de medição sincronizada de fasores. A principal consideração é que a norma atual não estabelece requisitos para o desempenho dinâmico das UMFs. Este é um ponto crítico, pois o tempo de resposta das UMFs para variações nas grandezas de entrada são dependentes dos filtros utilizados e dependendo de projeto específico, o tempo de resposta pode variar bastante.



Figura III-4 – Resposta a um degrau de 10% da magnitude da tensão de sequência positiva (UMF_1 – 12 fasores por segundo)



Figura III-5 – Resposta a um degrau de 10% da magnitude da tensão de sequência positiva (UMF_2 – 12 fasores por segundo)

As Figuras III.4 e III.5 apresentam o resultado de ensaios [Mor09b] para a determinação do tempo de resposta para um degrau de 10% na magnitude da tensão de sequência positiva, realizados em duas UMFs comerciais com a taxa de exteriorização de 12 fasores por segundo.

Como se pode notar, os resultados são completamente diferentes, levando a UMF_1 em torno de 590 ms para atingir a estabilização da medida no novo patamar, enquanto que a UMF_2 apenas 10 ms . Os resultados apresentados evidenciam a necessidade de cuidadosa seleção das UMFs a serem utilizadas para aplicações de controle em tempo real. Além destes cuidados, sistemas de controle rápidos devem utilizar UMFs com tempos de resposta compatíveis.

Outro ponto a ser cuidadosamente avaliado por propostas para aplicação de sincrofasores para controle e proteção são os atrasos nos sistemas de telecomunicação.

Tipo de enlace	Atraso em ms (ida)
Cabos de fibra óptica	100 a 150
Micro-ondas digital	100 a 150
Onda portadora (OPLAT)	150 a 350
Cabos telefônicos	200 a 300
Satélite	500 a 700

Tabela III-2 – Atrasos calculados em diferentes enlaces de telecomunicação

Os dados da Tabela III-2 são representativos dos valores calculados para sistemas de telecomunicações modernos [Nad02]. Ressalta-se que aos valores apresentados devem ser adicionados os demais atrasos decorrentes do processamento das UMFs, concentradores de dados intermediários, o tempo para o envio da ação ou sinal de controle, etc.

III.3.6 Proteção sistêmica

A utilização de UMFs para aplicações de proteção sistêmica é ainda mais crítica que para controle. A representação fasorial das formas de onda de tensão e corrente é válida para regime permanente. Pode-se estender a aplicação de fasores para os regimes transitórios, utilizando UMFs com janelas de medição de um ciclo da frequência fundamental, entretanto, aplicações práticas destes conceitos ainda não foram relatadas [Pha00].

Para a aplicação de UMFs em proteção, deve se avaliar não apenas o tempo de resposta das UMFs, mas também o seu desempenho transitório. Além das considerações apresentadas na subseção anterior, é importante avaliar a influência dos sistemas de comunicação sobre a confiabilidade e o tempo de resposta do sistema de proteção.

Algumas aplicações têm sido propostas para proteção adaptativa. Nestas aplicações as medidas fasoriais são utilizadas para assegurar que o sistema esteja operando em um estado pré-analisado do sistema, permitindo alterar os conjuntos de ajustes dos relés de proteção, de forma a obter um melhor o desempenho destes [Pha08].

A Tabela III-3 apresenta os principais requisitos utilizados para subsidiar uma proposta de arquitetura para aplicação de medição sincronizada de fasores em sistemas elétricos de potência de grande porte.

Aplicação		Localização das UMFs	Grandezas medidas	Tempo de processamento da UMF	Taxa de exteriorização	Latência máxima	Confiabilidade do dado
	 Análise de perturbações Identificação de sequência de eventos 	Pontos de interesse					
Registro de longa	 Validação de modelos dinâmico do sistema 	Pontos de observabilidade dos modos de oscilações	Fasores de fases ou Fasores de seguência		10 a 60 fps	Não crítica	Crítica
duração	 Medição de parâmetros de linha de transmissão Modelagem de carga em função de variações de frequência e tensão Ajustes de controladores 	Terminais da LT, Barras de carga Barras de geração	Frequência Variação de frequência	Não crítico			
	 Supervisão de diferenças angulares 		Ângulos de fase das tensões			2 s	Não crítica
Monitoramento e supervisão da rede	 Supervisão de frequência e variação de frequência 		Frequência e Variação de frequência	Não crítico	1 a 10 fps		
	 Supervisão de fluxos de potência ativa e reativa 	Pontos de interesse	Fasores de tensão e corrente de sequência positiva				
	 Auxílio na recomposição do sistema 		Fasores de tensão de sequência positiva Frequência				
Determinação do - estado	 Melhoria dos estimadores de estado convencionais 	Determinada por outras aplicações	Fasores de tensão e corrente de sequência positiva		1 a 10 fps	2 s	Não crítica
	 Medição direta do estado do sistema no lugar da estimação por modelo 	Pontos selecionados para obter observabilidade e redundância		Não crítico			
	 Colapsos de tensão 	Pontos selecionados	Fasores de tensão de sequência positiva				
Alerta situacional	 Oscilações e modos de amortecimento 	Pontos de observabilidade dos modos de oscilações	Fasores de fases ou Fasores de sequência Frequência Variação de frequência	Não crítico	10 a 60 fps	1 s	Não crítica
Controle automático	 Utilização do estado do sistema para controle de equipamentos 	Pontos de interesse	Depende da aplicação	Não crítico	1 a 10 fps	1 s	Não crítica
	Controles sistêmicos com realimentação em tempo real	Depende da aplicação	Depende da aplicação	Crítico	30 a 120 fps	0,2 s	Crítica, redundância de comunicação
Proteção sistêmica	 Esquema para Proteção da Integridade do Sistema – EPIS Novos esquemas de proteção 	Depende da aplicação	Depende da aplicação	Crítico	30 a 120 fps	100 ms	Crítica, redundância de comunicação

Tabela III-3 – Requisitos das aplicações da medição fasorial

III.4 Arquitetura proposta

A arquitetura dos sistemas de medição fasoriais deve considerar não somente os requisitos técnicos para as diversas aplicações pretendidas, mas igualmente, as características do sistema da energia elétrica onde o mesmo será instalado. Os sistemas de medição fasoriais serão aplicados em sistemas elétricos que interligam ou são compostos por diferentes empresas. Estas empresas possuem características, processos e necessidades diferentes umas das outras. Isto significa que um importante requisito arquitetural de um sistema de medição fasorial de grande porte é a viabilização de sua aplicação em um sistema de energia elétrica descentralizado e multiproprietário.

Para plena utilização deste sistema de medição fasorial, as medidas obtidas por uma empresa de energia precisam ser enviadas e utilizadas pelas empresas vizinhas e pelo operador do sistema.

Espera-se que a arquitetura deste sistema de medição permita a utilização e eventual concentração dos fasores em diferentes níveis, a saber: (i) na empresa de origem; (ii) nas empresas vizinhas, que podem necessitar dos dados para a observação da rede; (iii) nos diversos níveis responsáveis pela operação do sistema e; (iv) eventualmente para outros órgãos envolvidos no acompanhamento da confiabilidade do sistema.

A utilização e concentração de dados em diferentes níveis devem ser possíveis sem comprometimento da latência máxima especificada para a disponibilização das medidas para as aplicações em tempo real no nível hierárquico mais elevado, ou seja, no nível responsável pela operação de todo o sistema. Desta forma, a escolha do protocolo de comunicação também possui um papel importante na determinação da latência máxima das medidas.

Uma consequência do ambiente multiproprietário do sistema de medição fasorial é que a arquitetura escolhida deve facilitar a interoperabilidade de UMFs provenientes de diferentes fabricantes. Como as medidas provêm de diferentes empresas e cada uma delas possui a sua própria infraestrutura de telecomunicação, os sistemas de medição devem permitir o uso de soluções de telecomunicação diferentes.

Para tanto, devem ser escolhidas soluções padronizadas e disponíveis comercialmente, que facilitem a integração sobre diferentes infraestruturas. Estabelecer padrões de fato e requisitos de desempenho dos canais de telecomunicação tais como latência máxima e largura de banda mínima, além de alocar a responsabilidade pela disponibilização dos dados para cada uma das empresas pode ser uma forma de facilitar a integração das medidas provenientes de múltiplas empresas num sistema de medição global.

A infraestrutura dos sistemas de medição fasoriais deve permitir o uso de aplicações diferentes, algumas delas para suporte à operação em tempo real, e outras para análises posteriores. Isto determina diferentes requisitos técnicos para o sistema.

Para as aplicações em tempo real a latência dos dados é um requisito importante que deve ser considerado com cuidado, por exemplo, quando se define como os dados serão concentrados nos níveis intermediários, no caminho entre as subestações e o concentrador de dados principal. Por outro lado, a ausência de falhas dos canais de telecomunicação não é um requisito primordial, visto que as aplicações em tempo real não podem aguardar a recuperação dos dados, após uma falha de comunicação ter ocorrido. Ou seja, as aplicações em tempo real devem suportar eventuais perdas de dados decorrentes de falhas nos canais de comunicação.

Já para aplicações que não tenham requisitos de tempo real, alguma latência pode não ser tão importante, enquanto que a recuperação dos dados perdidos em decorrência de falhas de comunicação pode ser um requisito desejável (e.g., quando de ocorrência de distúrbios no sistema de potência).

A seguir, requisitos relevantes para a arquitetura de sistemas de medição sincronizadas de fasores de grande porte são apontados:

- a) Ser flexível o bastante para atender as necessidades das múltiplas partes envolvidas e os requisitos de diferentes aplicações;
- b) Ser expansível para permitir a implantação inicial de um sistema com um pequeno número de UMFs e o aumento progressivo do sistema, conforme o número de UMFs instaladas na rede aumenta, até atingir a configuração final prevista;

- c) Permitir a disponibilização das medidas para diferentes aplicações executadas em tempo real, para aplicações executadas fora do período considerado como tempo real, bem como para aplicações em que a confiabilidade dos dados seja fundamental;
- d) Os concentradores de dados devem permitir a execução de aplicativos neles próprios, bem como fornecer dados por meio de rede local para aplicativos executados exteriormente;
- e) O sistema deve considerar os aspectos de confiabilidade, armazenamento e restauração dos dados, caso ocorram falhas de equipamento ou programas computacionais;
- f) Entre os requisitos da rede de comunicação deve estar o dimensionamento adequado da largura de banda necessária. A latência máxima para a disponibilização dos dados nos concentradores centrais deve ser especificada.
- g) Os aspectos de segurança cibernética devem sempre ser considerados.

Os requisitos identificados anteriormente definem a proposta de arquitetura apresentada nas seções seguintes.

Para atender os requisitos das aplicações anteriormente apresentados, propõe-se a utilização de uma arquitetura em três níveis, com um único nível de concentração de dados intermediário. A arquitetura proposta tem como objetivo permitir obter baixa latência e maior confiabilidade dos dados para falhas nos canais de comunicação, como será discutido a seguir.

Para a definição da arquitetura proposta, considerou-se que um sistema de medição fasorial de grande porte será instalado em um sistema elétrico formado por diversas empresas de eletricidade sendo, portanto, um sistema de medição multiproprietário, com responsabilidade distribuída entre os seus diversos integrantes. Esta característica justifica a necessidade de padronização de conceitos e soluções que permitam o adequado desempenho do sistema de medição.

Uma parte primordial do projeto de um sistema de medição fasorial é a infraestrutura de telecomunicações a ser utilizada para o transporte dos dados das subestações até os centros de controle.

Normalmente, as empresas proprietárias das instalações possuem um sistema de telecomunicações próprio, com canais interligando as subestações até o centro de controle próprio. De modo geral, este sistema de telecomunicação possui um elevado custo de implantação, o que faz com que as empresas normalmente implantem apenas o número de canais necessários para a operação do sistema.

Esta situação tem mudado durante os últimos anos, em virtude do aumento do nível de automação das subestações e com a desassistência da maioria das subestações, mesmo as mais importantes, para a redução dos custos operacionais. Esse fato tem levado à necessidade de implantação de outras funcionalidades, tais como a vigilância por vídeo, dentre outras funções de supervisão e operação da subestação.

Por outro lado, a infraestrutura de comunicação tem migrado da utilização de canais de comunicação seriais ponto a ponto para a tecnologia de redes com protocolos INTERNET (IPs), sendo que é crescente a aplicação da norma IEC 61850 para os sistemas de automação nas subestações de energia elétrica. Tal norma estabelece requisitos de interoperabilidade para os IDs e utiliza como base para a comunicação entre os IDs o protocolo IP.

A IEC 61850 aplica-se, por enquanto, apenas à rede da subestação, mas o seu escopo está sendo ampliado para permitir a utilização também para a comunicação entre as subestações e entre as subestações e os centros de controles.

Considerando-se que a aplicação de tecnologia de redes INTERNET nos sistemas de potência está consolidada, e que a norma IEC 61850 deverá ter seu escopo ampliado, justifica-se a proposta de basear a rede de suporte ao sistema de medição sincronizada de fasores no protocolo IP.

O protocolo IP apresenta diversas vantagens, sendo uma das principais a grande disponibilidade de equipamentos e soluções para a construção de redes, tanto no âmbito local (nas subestações, por exemplo) quanto em longa distância. No caso das redes locais das subestações, em que os equipamentos necessitam suportar um ambiente eletromagnético hostil, a crescente aplicação da norma IEC 61850 tem proporcionado o desenvolvimento de equipamentos de rede (roteadores e *switches*) com blindagem adequada para a utilização nas subestações de alta tensão.

Por ser uma tecnologia bastante consolidada e amplamente difundida, o uso do protocolo IP permite a evolução de aplicativos e soluções desenvolvidas não apenas para o setor elétrico, tais como telefonia IP, transmissão de vídeo, etc.

A arquitetura proposta para um sistema de medição sincronizada de fasores é apresentada na Figura III-6 a seguir.



Figura III-6 – Arquitetura proposta para um sistema de medição fasorial

Esta arquitetura apresenta três níveis hierárquicos distintos, sendo os dois primeiros internos às empresas de eletricidade integrantes do sistema e o terceiro nível referindo-se à concentração dos dados de maior hierarquia, onde estarão disponíveis todos os dados do sistema.

O primeiro nível hierárquico corresponde aos pontos de instalação das UMFs, sendo composto pelas redes locais das diversas subestações onde as UMFs estão conectadas diretamente.

O segundo nível corresponde aos centros de operação das empresas de eletricidade, para onde converge a comunicação das subestações, sendo opcional, como mostrado na Figura III-6.

A arquitetura proposta é flexível quanto à necessidade de concentração dos dados no nível dos centros de controle das empresas.

São previstas duas formas para a transferência dos dados das subestações: i) os sincrofasores das subestações são transmitidos diretamente para o nível hierárquico mais alto, através de canais de comunicação diretos (e neste caso o segundo nível não é utilizado) e ii) os sincrofasores das subestações são transmitidos através da rede de telecomunicações (WAN) da empresa de eletricidade, convergindo para o seu centro de controle e sendo transmitido do centro de controle para o nível hierárquico mais alto. Esta segunda opção possibilitará à empresa proprietária das subestações optar por instalar um concentrador de dados fasoriais (*Concentrador de Dados Intermediário –* CDI) no seu centro de controle, para a utilização própria dos dados fasoriais medidos em suas subestações.

Como mostrado na Figura III-6, o nível intermediário existirá dependendo da opção de transferência dos dados medidos nas subestações para o nível hierárquico mais alto.

Considerando que os sincrofasores medidos nas subestações devem ser transmitidos para os centros de controle localizados em localidades remotas e que há a possibilidade de falhas nos canais de comunicação entre as subestações e os níveis hierárquicos superiores, a arquitetura proposta prevê a utilização de concentradores de dados fasoriais nas subestações, denominados *Concentradores de Dados da Subestação – CDS*.

A proposta de utilização de CDS tem como objetivo aumentar a confiabilidade dos dados oriundos das UMFs, bem como a flexibilidade de utilização dos dados por aplicações com diferentes requisitos.

Do ponto de vista da confiabilidade dos dados, deve ser considerado que na maioria dos casos a comunicação com as subestações é realizada com a utilização de canais de comunicação classe B, que possuem confiabilidade mínima de 99%. Este grau de confiabilidade é atendido com a utilização de um único canal de comunicação, sem redundância [ONS09].

Já do ponto de vista da flexibilidade para as aplicações, o CDS permite processar os sincrofasores das UMFs localmente, possibilitando obter fluxos de fasores com diferentes configurações, de forma a se adequar aos requisitos de diferentes aplicações simultaneamente.

O nível hierárquico mais alto corresponde ao(s) ponto(s) principal(is) de concentração dos dados fasoriais do sistema de medição.

É proposta a utilização de no mínimo dois pontos de concentração de dados, possivelmente localizados em dois centros de controles diferentes, para redundância e garantia da confiabilidade dos dados. Os concentradores de dados fasoriais centrais são denominados, neste documento, *Concentrador de Dados Central Principal* (CDC-P) e *Concentrador de Dados Central Alternado* (CDC-A). A utilização de centros de operação redundantes, em locais distintos é uma prática de segurança comum das empresas de energia elétrica.

Os pontos de concentração dos dados e os centros de controle das empresas integrantes do sistema de medição formam os nós de uma rede de telecomunicação em grande área (WAM) para a transmissão dos sincrofasores, como mostrado na Figura III-6.

III.4.1 Concentrador de dados das subestações

Um dos diferenciais da arquitetura apresentada, em relação às demais arquiteturas utilizadas nos projetos existentes atualmente, é a utilização de concentradores de dados nas subestações do sistema de energia elétrica onde as UMFs estão instaladas.

Conforme discutido anteriormente e exemplificado na Seção II.5.1, os sistemas de sincrofasores atuais não utilizam concentradores de dados nas subestações, sendo os sincrofasores enviados diretamente para os concentradores de dados instalados nos centro de

controle das empresas, agrupados com os sincrofasores enviados de outras subestações, e somente após a agregação dos dados, retransmitidos para o centro de controle de nível hierárquico mais elevado.

O CDS armazena os dados localmente na subestação, aumentando a confiabilidade do sistema nos casos de falhas nos canais de comunicação entre a subestação e os concentradores de dados remotos.

Além de armazenar os dados localmente, o CDS também coleta os sincrofasores enviados por todas as UMFs instaladas na subestação, realizando o alinhamento dos dados, pelas respectivas etiquetas de tempo, em um único quadro de fasores e transmitindo-os, após agregados, para os concentradores localizados nos níveis hierárquicos superiores.

O CDS é especificado também para coletar os dados utilizando a taxa de exteriorização ajustada nas UMFs e transmiti-los utilizando até duas taxas de exteriorização diferentes (uma delas a original da UMFs e a outra com um menor número de fasores por segundo). A redução da taxa de amostragem deve ser realizada pelo CDS por meio de filtragem e processamento adequado das medidas de forma evitar interferências de frequências acima da frequência de *Nyquist*.

Este processamento permite que as UMFs sejam instaladas utilizando uma taxa de exteriorização mais elevada, que será armazenada localmente por um período de tempo configurável e que os dados enviados para os demais concentradores possam ser transmitidos em taxas mais baixas, adequadas para os processos realizados nos centros de controle, reduzindo a necessidade de largura de banda dos canais de comunicação.

Os dados em taxas mais elevadas são úteis para o registro de distúrbios e para os processos de análise de perturbações, mas na maioria dos casos não necessitam ser transferidos em tempo real para os centros de controle.

Além disto, é prevista a sincronização do relógio interno do CDS por meio de GPS, o que possibilita a aquisição, com a indicação do tempo sincronizado, de outros dados disponíveis na subestação, tais como os dados oriundos das UTRs convencionais.

Estes dados podem ser alinhados no CDS e transmitidos em conjunto com os dados das UMFs, aumentando de forma simples a qualidade das medidas disponíveis nas subestações.

As vantagens desta proposta serão apresentadas detalhadamente mais adiante. A Figura III-7 apresenta um diagrama de blocos do CDS proposto.



Figura III-7– Diagrama de blocos do CDS

O CDS é especificado para receber e enviar comandos em conformidade com a norma C37.118.

Estes comandos podem ser direcionados do CDS para as UMFs instaladas na subestação, tendo como objetivo parar ou iniciar a transmissão de fluxo de dados de determinada UMF, coletar informações de capacidade das UMFs (recebimento do conjunto de dados de configuração CONFIG1) ou informações sobre a configuração das UMFs (recebimento do conjunto de dados de configuração CONFIG2).

Os comandos podem ser direcionados para o CDS, oriundos dos concentradores de dados dos níveis hierárquicos superiores, tendo como objetivo iniciar ou parar a transmissão de dados de determinado CDS, receber os arquivos de informações de capacidade do CDS (arquivos CONFIG1) ou de informações sobre a configuração (CONFIG2).

São previstas as seguintes funcionalidades para o CDS:

• <u>Receber, processar, armazenar e enviar sincrofasores em tempo real:</u>

Espera-se que exista uma ou mais UMFs instaladas em uma subestação. Estas UMFs se interligarão ao CDS através de uma rede local e enviarão continuamente, em tempo real, os sincrofasores medidos para o CDS, utilizando o protocolo estabelecido em norma, na taxa de exteriorização ajustada.

Alinhamento temporal dos sincrofasores: Os fluxos de sincrofasores recebidos das UMFs na subestação devem ser alinhados no tempo de acordo com a indicação de tempo (etiqueta de tempo) prevista no protocolo de comunicação da norma. Como não há a garantia de recebimento simultâneo dos fluxos de sincrofasores de diferentes UMFs com a mesma etiqueta de tempo, o CDS deve aguardar um período de tempo programável para receber todos os dados de uma mesma etiqueta de tempo. O período de tempo de espera deve ser ajustável em cada subestação, e o seu valor dependerá do padrão de tráfego, do número de UMFs e dos atrasos em cada rede local de subestação. Se o dado de alguma UMF não chegar dentro do período pré-estabelecido, eles devem ser considerados como perdidos, ser substituídos por valores nulos (zeros), e o indicador de qualidade de dados apropriado deve ser indicado, conforme previsto no protocolo de comunicação.

Processamento dos dados: O principal processamento previsto é a agregação dos fluxos de fasores recebidos das UMFs da subestação em um ou dois fluxos de fasores combinados que serão retransmitidos pelo CDS. Esta agregação pode ser realizada não apenas combinando os fluxos de fasores das UMFs, mas também realizando o processamento dos fluxos de dados das UMFs para a obtenção de um fluxo de fasores com uma taxa de exteriorização de dados menor que a original. Os dados das UMFs também podem ser processados para a seleção de apenas parte das grandezas medidas, visando reduzir a quantidade de medidas contidas no fluxo de fasores a ser retransmitido pelo CDS. O processamento realizado para a redução da taxa de exteriorização dos fasores

deve incluir a filtragem dos dados para evitar erros decorrentes de interferências de sinais fora da banda útil (*aliasing*).

Armazenamento dos dados: Tanto o fluxo combinado de fasores recebidos das UMFs quanto o fluxo de fasores processado no CDS serão armazenados ordenados por sua etiqueta de tempo numa memória circular *First In – First Out* (FIFO), de forma que os dados mais novos progressivamente superponham os dados mais antigos pela ordem de chegada. Esta memória garante que os dados recebidos no período de tempo definido pela extensão da memória circular permaneçam armazenados no CDS. A extensão mínima da memória circular é definida pela confiabilidade do canal de comunicação existente entre a subestação e o centro de controle, de tal forma que se ocorrer uma falha de comunicação dentro dos valores de confiabilidade esperados para o canal de comunicação, o sistema de medição não sofra a perda do dado. Os dados recebidos das UMFs são armazenados na memória do CDS na mesma taxa de exteriorização utilizada pelas UMFs.

É previsto que o CDS receba e armazene todos os dados recebidos das UMFs na taxa de exteriorização ajustada, mas que também armazene os mesmos após o processamento para a seleção de grandezas e a reamostragem para a alteração da taxa de exteriorização, antes da retransmissão dos mesmos para os centros de controle.

<u>Retransmissão dos dados</u>: O CDS terá como saída até dois fluxos de fasores processados e reempacotados, que serão retransmitidos para os centros de controles antes da expiração do tempo de processamento permitido. O relógio do sistema do CDS deve ser sincronizado por GPS para garantir que o tempo previsto de espera dos dados das UMFs e para o processamento pelo CDS não seja excedido.

Além do armazenamento de dados das UMFs, o CDS também guarda o tempo no qual um pacote de dados é recebido, e o tempo no qual os pacotes de dados processados são enviados. A informação de tempo contida nos pacotes de dados recebidos das UMFs e armazenados pelo CDS é usada para detectar e diagnosticar problemas no tráfego das informações das UMFs para o CDS e para monitorar a latência na comunicação dos dados das UMFs para o CDS e o tempo de processamento do CDS.

• Atender comandos para o envio de dados armazenados no CDS:

É previsto que o CDS possua duas formas de transmissão de dados: i) a transmissão em tempo real de até dois fluxos de sincrofasores e ii) a transmissão por demanda de dados armazenados no CDS. A transmissão por demanda dos dados armazenados no CDS é prevista nas seguintes condições:

<u>Automaticamente</u>, por solicitação de algum concentrador de dados dos centros de controle (CDI ou CDC). Esta solicitação atende ao caso de perda de dados decorrente de falhas nos canais de comunicação.

Eventualmente, por demanda originada nos centros de controle. Esta solicitação é prevista para permitir a obtenção dos dados armazenados no CDS com a taxa de exteriorização mais elevada. Estes dados podem ser necessários para a análise de distúrbios ocorridos no sistema elétrico.

O protocolo de comunicação definido na norma não prevê a possibilidade de solicitação de dados armazenados nas UMFs ou CDFs. Para permitir ao CDS realizar estas funções é necessário alterar a mensagem de comando definida no protocolo de comunicação da norma para a inclusão desta funcionalidade.

Para solicitar os dados armazenados na memória circular do CDS é proposta a utilização da estrutura de mensagem de comando prevista no protocolo de comunicação da norma, conforme apresentada no Apêndice B.

As alterações para informar ao CDS a etiqueta de tempo inicial e final dos dados desejados, são apresentadas em destaque na Tabela III-4 a seguir:

CMD	Descrição
Bits 15-4	Reservados para uso futuro
Bits 3-2-1-0:	
0001	Desligar transmissão de mensagens de dados
0010	Ligar transmissão de mensagens de dados
0011	Enviar arquivo de cabeçalho (HDR)
0100	Enviar arquivo de configuração (CFG-1)
0101	Enviar arquivo de configuração (CFG-2)
1000	Quadro estendido
1001	Enviar a sequência de dados armazenada no
	CDS, definida por 16 bytes (informados no
	quadro estendido)

Tabela III-4 – Proposta de alteração das mensagens de comando da norma IEEE C37.118

O comando 1001 tem as extensões definidas na Tabela III-5 a seguir:

NO.	CAMPO	TAMANHO	Descrição
		(Bytes)	
1	SOC_S	4	SOC da etiqueta de tempo do início da
			sequência de dados armazenada na
			memória do CDS
2	FRACSEC_S	4	FRACSEC da etiqueta de tempo do início
			da sequência de dados armazenada na
			memória do CDS
3	SOC_E	4	SOC da etiqueta de tempo do final da
			sequência de dados armazenada na
			memória do CDS
4	FRACSEC_E	4	FRACSEC da etiqueta de tempo do final
			da sequência de dados armazenada na
			memória do CDS

Tabela III-5 – Definição dos dados no quadro estendido

III.4.2 Requisitos de comunicação

Um ponto primordial para o desempenho de um sistema de medição de sincrofasores é a rede de comunicação. Esta rede deve interligar diversas redes locais, abrangendo uma área geográfica bastante ampla, uma vez que as subestações estão localizadas, muitas vezes, a centenas de quilômetros dos centros de controle para onde os dados devem convergir. A abrangência desta rede aponta para soluções do tipo redes de longo alcance (WAN), interligando diversas redes locais (LAN) nas subestações integrantes do sistema de medição aos centros de controles das empresas e do operador da área. Esta rede deve possibilitar a integração de diferentes tipos de infraestrutura de comunicação, uma vez que cada empresa integrante do sistema de medição geralmente já possui uma infraestrutura de telecomunicações interligando as subestações de sua propriedade aos seus centros de controle.

Conforme discutido anteriormente, a arquitetura proposta baseia-se no uso do conjunto de protocolos INTERNET.

Os protocolos IP padronizam a comunicação de dados através de uma rede de direcionamento de pacotes, utilizando o conceito de encapsulamento dos dados por camadas distintas, onde cada camada possui uma funcionalidade específica.

A suíte de protocolos IP é constituída por quatro camadas: a camada de aplicação, a camada de transporte, a camada de rede e a camada de ligação. A camada de ligação é constituída por um conjunto de métodos e protocolos que atuam apenas em uma conexão específica entre dois nós ou dispositivos de uma rede local ou de uma rede de longo alcance. A conexão é o conjunto de componentes físicos e lógicos que interligam os nós ou dispositivos da rede. Na camada de ligação os dados transmitidos são encapsulados em pacotes ou datagramas, de forma a permitir a comunicação através de redes heterogêneas, combinando tecnologias diferentes, como *Ethernet*, ATM (*Asynchronous Transfer Mode*), FDDI (*Fiber Distributed Data Interface*), *Wi-Fi, token ring*, etc. Cada implementação da camada de ligação possui seu método próprio para traduzir o endereço IP utilizado na camada de rede, para o endereço (se houver) utilizado para controlar o acesso dos dados ao meio de comunicação (*Media Access Control - MAC address*).

Esta característica torna o uso do protocolo INTERNET bastante conveniente para a arquitetura proposta para o sistema de medição fasorial, por permitir sua implantação sobre as diferentes redes existentes nas empresas de eletricidade.

Na camada de rede são previstas quatro formas distintas de endereçamento que devem ser analisadas para a definição do modo a ser aplicado na transmissão dos dados das UMFs:

<u>Unicast</u>: a forma mais comum de endereçamento de pacotes IP é o endereçamento unicast. Este endereçamento normalmente se refere a um único remetente ou a um único destinatário e pode ser utilizado tanto para o envio quanto para a recepção de dados. O envio de dados para múltiplos endereços unicast requer que o emitente envie os mesmos dados várias vezes, uma vez para cada destinatário;

<u>Broadcast</u>: Esta forma de endereçamento é utilizada para o envio de dados para todos os destinatários possíveis e permite ao emitente enviar os dados para todos os destinatários apenas uma vez;

Multicast: Um grupo de endereçamento IP multicast é utilizado por emissores e receptores para enviar e receber dados. No protocolo IP, é definida uma classe de endereços IP, denominada classe D (com a numeração na faixa de 224.0.0.0 até 239.255.255.255) que é designada como faixa de endereços de grupo multicast. Para que a comunicação ocorra, os emissores dos dados utilizam o endereço do grupo como o IP de destino dos seus pacotes de dados. Os receptores utilizam o endereço do grupo para informar que estão interessados em receber os dados enviados para aquele grupo, ou seja, os receptores devem aderir ao grupo. Um protocolo utilizado para realizar a adesão de receptores ao grupo é o Internet Group Management Protocol (IGMP). Uma vez que os receptores aderem a um grupo multicast particular, uma árvore de distribuição *multicast* é construída para aquele grupo. O protocolo mais utilizado para isto é o Protocol Independent Multicast (PIM). Este protocolo estabelece as árvores de distribuição de dados de tal forma que os dados encaminhados pelos emissores para o grupo *multicast* sejam entregues para todos os receptores que aderiram àquele grupo. A distribuição dos dados para o grupo multicast é realizada de forma a reduzir o tráfego de dados na rede, se comparado com a forma de endereçamento unicast;

<u>Anycast</u>: Da mesma forma que os endereçamentos *broadcast* e *multicast*, o *anycast* é uma forma de endereçamento de um servidor para muitos. Contudo, os dados não são transmitidos para todos os destinatários e apenas para aqueles que os roteadores decidem que se encontram mais próximos na rede.

No caso da arquitetura do sistema de medição fasorial em que é necessário transmitir dados dos CDS instalados nas subestações para um ou mais concentradores de dados, a forma mais eficiente de transmissão de dados utilizando o protocolo IP é através do endereçamento *multicast*, que permite a transmissão de dados para múltiplos destinatários, sem a necessidade de envio dos dados mais de uma vez sobre a mesma ligação da rede.

A camada de transporte é um conjunto de protocolos e métodos responsável pela segmentação dos blocos de dados das aplicações em unidades de dados (datagramas ou segmentos) adequadas para a transferência à camada de rede, para a transmissão para o dispositivo destinatário, ou pela realização da transação reversa, ao receber os datagramas e segmentos no dispositivo destino e entregar os blocos de dados para a aplicação destino. Desta forma, a camada de transporte estabelece um meio virtual de comunicação direta entre dois dispositivos para uso das aplicações. Os dois protocolos de transporte mais utilizados são o *Transmission Control Protocol* (TCP) e o *User Datagram Protocol* (UDP).

O TCP é um protocolo complexo utilizado para transmissões orientadas à conexão de uma aplicação (programa) em um dispositivo na rede para outra aplicação no dispositivo destino. Este protocolo é utilizado quando a confiabilidade da transmissão e a ordem de chegada dos pacotes são importantes. Além disso, o TCP controla o tamanho dos segmentos de dados, a taxa na qual os dados são transmitidos e o tráfego na rede, para evitar congestionamentos. O TCP é especificado para realizar a entrega precisa dos dados é não privilegia o tempo de transmissão e, portanto, algumas vezes os tempos de transmissão são relativamente longos, da ordem de segundos, quando há necessidade de aguardar a chegada de mensagens recebidas fora de ordem ou perdidas. Por essas características, o TCP não é particularmente adequado para aplicações em tempo real.

Já com o protocolo UDP os programas computacionais podem enviar mensagens, denominadas datagramas, para outros dispositivos numa rede IP sem a necessidade de comunicação prévia para estabelecer um canal especial de comunicação ou rota para os dados. Assim, o protocolo UDP fornece um serviço de entrega não confiável e os datagramas podem ser recebidos fora de ordem ou mesmo não serem recebidos. No UDP é suposto que a verificação e correção de erros ou não é necessária ou será realizada pela aplicação. Aplicações que são sensíveis ao tempo de transmissão geralmente utilizam o protocolo UDP, já que perder alguns datagramas pode ser melhor que utilizar dados desatualizados (atrasados).

Na arquitetura proposta optou-se por especificar a utilização do protocolo UDP para o envio dos fluxos de dados em tempo real do CDS para os níveis hierárquicos superiores e do protocolo TCP para a transmissão de mensagens de comando e dos dados que não são considerados de tempo real.

Assim, as principais características do sistema de medição que foram utilizadas para a definição dos requisitos da rede de comunicação necessária são:

- a) <u>Largura de banda</u>: Os fluxos de fasores em tempo real previstos no protocolo são fluxos de dados transmitidos continuamente, tendo como origem os concentradores de dados localizados nas subestações (CDS) e como destino um ou mais concentradores de dados localizados nos centro de controle (CDI e CDC). Além do tráfego em tempo real, há a necessidade de transmissão de dados *off-line* e para controle, tornando necessário avaliar os impactos destes tipos de tráfegos sobre a largura de banda necessária.
- b) <u>Segurança de acesso</u>: A rede de comunicação do sistema de medição fasorial se caracteriza como uma WAN interligando redes privadas de diferentes empresas. Um requisito importante é prover os meios para que esta seja uma rede "confiável", capaz de permitir sua plena funcionalidade sem trazer riscos à segurança cibernética das diversas LAN conectadas.
- c) <u>Latência</u>: Como discutido anteriormente, aplicações para utilização na operação de tempo real do sistema elétrico não podem conviver com dados desatualizados. Para estas aplicações a latência máxima na transmissão dos dados é um requisito importante que deve ser avaliado e especificado. Estima-se que latências máximas da ordem de 2 segundos sejam adequadas para a maioria das aplicações em tempo real e factíveis de serem obtidas nos

sistemas de comunicações existentes. Os tráfegos em tempo real do sistema de medição fasorial se caracterizam como comunicações do tipo *Publisher – Subscriber*, na qual um servidor transmite dados para mais de um cliente. Neste tipo de comunicação a escolha da forma de endereçamento a ser utilizada na transmissão tem reflexos tanto na latência máxima dos dados quanto na largura de banda necessária.

A transmissão em tempo real dos dados das UMFs no formato de dados previsto na norma, utilizando protocolo UDP/IP e endereçamento *multicast* é uma forma de atender aos requisitos de redução da largura de banda necessária e da latência máxima do sistema de comunicação. Esta escolha baseia-se nas seguintes considerações:

- a) A norma garante a padronização do formato dos dados e facilita a troca de dados e a utilização de ferramentas já existentes;
- b) O protocolo UDP/IP é um dos protocolos centrais da suíte de protocolos INTERNET. O protocolo UDP/IP, diferentemente do protocolo TCP/IP, não oferece garantia de entrega do dado, mas tem como vantagem a redução da largura de banda necessária (menor quantidade de dados trocados para estabelecimento da comunicação e para verificação da integridade dos dados).
- c) Já o endereçamento *multicast* é uma forma de endereçamento que possibilita a entrega de informação numa rede para múltiplos destinatários simultaneamente, usando uma estratégia mais eficiente, onde as mensagens só passam por um canal de comunicação uma única vez e somente são duplicadas quando o caminho para os destinatários se divide em duas direções [Dee88].

III.4.3 Tráfegos de dados no sistema de comunicação

Na rede do sistema de medição fasorial estão previstos os tráfegos informados na Tabela III-6.

NOME	DE	PARA	DIR	TIPO	PROTOCOLO	ENDEREÇAMENTO
UMF-RT	UMF	CDS	¢	TR	UDP/IP	multicast
CDS-RT1	CDS	CDC	ſ	TR	UDP/IP	multicast
CDS-RT2	CDS	CDI	ſ	TR	UDP/IP	multicast
CDS-SD1	CDS	CDC	¢	OL	TCP/IP	unicast
CDS-SD2	CDS	CDI	¢	OL	TCP/IP	unicast
UMF-CTRL1	CDS	UMF	¢	CT	TCP/IP	unicast
UMF-CTRL2	CDI	UMF	¢	CT	TCP/IP	unicast
CDS-CTRL1	CDC	CDS	\$	CT	TCP/IP	unicast
CDS-CTRL2	CDI	CDS	\$	CT	TCP/IP	unicast

Tabela III-6 – Tráfegos previstos na rede de comunicação

NOTA: TR - Tempo real; OL - Off-line: CT - Controle

As principais características de cada tipo de tráfego são:

- a) Os primeiros três tráfegos (UMF-RT, CDS-RT1 e CDS-RT2) correspondem aos fluxos de fasores em tempo real. O tráfego UMF-RT é restrito às redes locais das subestações, enquanto que os outros dois são tráfegos na WAN do sistema de medição que requerem largura de banda garantida para realizar a entrega dos dados. Todos os três são tráfegos unidirecionais, utilizando protocolo UDP/IP e endereçamento *multicast*, para maior eficiência na transmissão dos dados. O tráfego CDS-RT2 existirá apenas quando houver um concentrador de dados intermediário e a largura de banda necessária dependerá da taxa de exteriorização utilizada;
- b) Os dois tráfegos CDS-CDI e CDS-CDC circulam na WAN do sistema de medição e se destinam a transferir, sob demanda, dados armazenados nas memórias do CDS para os concentradores nos centro de controle. Ambos são tráfegos bidirecionais, utilizando protocolo TCP/IP e endereçamento unicast;
- c) Os demais tráfegos são utilizados para as mensagens de comando previstas no protocolo. São tráfegos de baixa ocupação, bidirecionais, utilizando protocolo TCP/IP e endereçamento *unicast*.

A definição da largura de banda mínima para estes tráfegos pode ser estimada como indicado a seguir:

Overhead do protocolo C37.11	8	Bytes
SYNC		2
FRAMESIZE		2
IDCODE		2
SOC		4
FRACSEC		4
STAT		2
СНК		2
	TOTAL	18
Overhead do protocolo UDP/IP		Bytes
Cabeçalho UDP		8
Cabeçalho do pacote IP		20
	TOTAL	28
Overhead do protocolo TCP/IP		Bytes
Cabeçalho TCP		20
Cabeçalho do pacote IP		20
	TOTAL	40

Tabela III-7 – Overhead dos protocolos de comunicação

<u>Tráfego em Tempo Real (TR)</u>: A largura de banda do tráfego dos fluxos de dados em tempo real é determinada pelo número total de grandezas medidas (fasores, grandezas analógicas e digitais) a serem transmitidas, pela taxa de exteriorização de dados selecionada e pelo formato dos dados (ponto fixo ou ponto flutuante), acrescido do *overhead* do protocolo da norma e do protocolo UDP/IP, conforme indicado na Tabela III-7.

A largura de banda necessária para transporte do tráfego em tempo real de uma UMF pode ser estimada pela expressão (III.2):

$$UMF - TR_{(bits/s)} = 8.F_{s}.[46 + PHNMR.P_{FT} + 2.F_{FT} + ANNMR.A_{FT} + 2.DGNMR]$$
(III.2)

Onde:	
PHNMR	- número de fasores medidos;
P _{FT}	- representação numérica dos fasores (4 para o formato

inteiro de 16 bits e 8 para o formato ponto flutuante de 32 bits);

F _{FT}	-	representação numérica das medidas de frequência e taxa de variação da frequência (2 para o formato inteiro de 16 bits e 4 para o formato ponto flutuante de 32 bits);
ANNMR	-	número de grandezas analógicas medidas;
$\mathbf{A}_{\mathbf{FT}}$	-	representação numérica das medidas analógicas (2 para o formato inteiro de 16 bits e 4 para o formato ponto flutuante de 32 bits);
DGNMR	-	número de palavras de status digital;
F _S	-	taxa de exteriorização, em fasores por segundo.

A Tabela III-8 apresenta uma estimativa da largura de banda mínima necessária em uma subestação, em função do número de fasores medidos e da taxa de exteriorização utilizada, considerando como opções de configuração dos dados:

- a) Medidas de fasores, frequência e taxa de variação de frequência em formato ponto flutuante de 32 bits;
- b) Envio de apenas uma palavra de status digital;
- c) Nenhum dado analógico enviado.

LARGURA DE BANDA (bps)										
DUNIND	TAXA	TAXA DE EXTERIORIZAÇÃO (fasores por segundo)								
PHNMR	10	12	15	20	30					
2	5.760	6.912	8.640	11.520	17.280					
4	7.040	8.448	10.560	14.080	21.120					
8	9.600	11.520	14.400	19.200	28.800					
16	14.720	17.664	22.080	29.440	44.160					
32	24.960	29.952	37.440	49.920	74.880					

Tabela III-8 – Largura de banda necessária para uma UMF

A largura de banda necessária para transporte do tráfego em tempo real do CDS da subestação até os centros de controle pode ser estimada pela equação:

$$CDS - TR_{(bits/s)} = 8.F_{S} \cdot \left[44 + \sum_{i=1}^{NUM_{UMF}} (12 + 8.PHNMR_{i}) \right]$$
(III.3)

Onde:

PHNMR _i	-	número de fasores medidos da <i>i-ésima</i> UMF;
NUM_UMF	-	número de UMFs agregadas na mensagem do CDS;
F _S	-	taxa de exteriorização, em fasores por segundo.

A Tabela III-9 que considera todas as UMFs da subestação enviando o mesmo número de fasores e utilizando as mesmas opções de configuração dos dados anteriores, apresenta uma estimativa da largura de banda mínima necessária em uma subestação, em função do número de fasores medidos e da taxa de exteriorização utilizada.

LARGURA DE BANDA (bps)						
NUM_UMF	TAXA	DE EXTERIOR	RIZAÇÃO (faso	ores por seg	undo)	
(PHNMR)	10	12	15	20	30	
2 (4)	8.000	9.600	12.000	16.000	24.000	
4 (8)	12.480	14.976	18.720	24.960	37.440	
8 (16)	21.440	25.728	32.160	42.880	64.320	
16 (32)	39.360	47.232	59.040	78.720	118.080	

Tabela III-9 – Largura de banda necessária para o CDS

<u>Tráfego de recuperação de dados (OL)</u>: Os CDS atuam como dispositivos de armazenamento local de dados. Eles armazenam os fasores transmitidos pelas UMFs e os dados processados pelo CDS. Se ocorrerem falhas na comunicação entre a subestação e o centro de controle, haverá a perda de dados e os dados perdidos podem ser recuperados através de da requisição dos dados faltantes por meio de uma mensagem de comando para o CDS. Os dados armazenados no CDS serão retransmitidos utilizando as mesmas mensagens de dados previstas na norma, porém utilizando o protocolo TCP/IP, para garantir a integridade dos dados enviados. O montante de dados armazenados (em bytes) a ser transmitido não é fixo e depende da duração da falha no canal de comunicação e pode ser calculado pela equação (III.4).

$$CDS - SD_{(bytes)} = \left[56 + \sum_{i=1}^{NUM_{-}UMF} (12 + 8.PHNMR_{i}) \right] \cdot F_{s} \cdot \Delta T$$
(III.4)

Onde:

PHNMR _i	-	número de fasores medidos da <i>i-ésima</i> UMF;
NUM_UMF	-	número de UMFs agregadas na mensagem do CDS;
Fs	-	taxa de exteriorização, em fasores por segundo;
$\Delta \mathbf{T}$	-	duração da interrupção da transmissão dos dados.

Se a disponibilidade dos canais de comunicação da subestação for de 99% (que é a disponibilidade obtida por um único canal) é esperada uma interrupção máxima de 14,4 minutos por dia. Esta quantidade de dados pode ser transmitida sem maiores problemas, se os canais de comunicação forem especificados com uma margem de segurança adicional de 10 a 30%.

<u>Tráfego de Controle (CT)</u>: O tráfego gerado pelas mensagens de comando é irrisório e a banda necessária pode ser considerada na especificação da margem de segurança dos canais.

III.4.4 Requisitos do concentrador de dados central – CDC

O CDC é um componente fundamental do sistema de medição fasorial. As principais funcionalidades do CDC são:

- a) Receber e processar todos os fluxos de dados de fasores oriundos das subestações.
- b) Verificar a integridade dos canais de comunicação de dados, mantendo registro da estatística de falhas e do estado operacional de todos os CDS.
- c) Ordenar todos os fasores recebidos de acordo com as respectivas etiquetas de tempo e realizar o armazenamento de todos os dados recebidos na base de dados de tempo real, alinhados por suas etiquetas de tempo.

- d) Verificar a falta de dados decorrentes de falhas de comunicação e iniciar o processo de requisição de eventual conjunto de dados faltante ou inadequado, gerenciando o processo até que todos os dados sejam recebidos.
- e) Armazenar todos os fasores recebidos *on-line*, por um período mínimo especificado, de forma que os dados possam ser prontamente recuperados pela equipe de operação do centro de controle.
- f) Retransmitir os dados recebidos para uso das ferramentas de tempo real.
- g) Efetuar eventual conversão de protocolo para o envio de dados para os sistemas SCSAD/SGE.

Além de atender as funcionalidades especificadas, a arquitetura do CDC deve ser projetada de forma que permita a expansão modular de sua capacidade, uma vez que dificilmente um grande sistema de medição fasorial será iniciado e instalado com a capacidade máxima projetada.

Uma arquitetura para atender as características desejadas pode ser obtida com a utilização de servidores em *clusters*, operando em uma LAN de alta capacidade, cada um dos servidores especificado para atender um número pré-definido de fasores e com capacidade de inclusão de novos servidores, para atender o acréscimo da demanda.

Os fasores recebidos e processados individualmente por estes servidores serão direcionados para um sistema de armazenamento de dados em rede (*storage area network* - SAN), onde existirão dois bancos de dados on-line. O primeiro, o banco de dados com todos os fasores recebidos, processados e alinhados pela etiqueta de tempo, e o segundo, um banco de dados para gerenciamento das configurações das UMFs e CDSs do sistema.

Uma possível arquitetura para o CDC é indicada na Figura III-8.



Figura III-8 – Arquitetura do CDC

O banco de dados de fasores deve ter capacidade para armazenamento mínimo de todos os fasores por uma semana, de forma que eventual distúrbio ocorrido possa ser recuperado. O CDC deve monitorar as grandezas recebidas e ter capacidade para verificar se as grandezas violaram limites superiores ou inferiores pré-ajustados.

O sistema deve permitir o ajuste de tempo pré-distúrbio e de tempo pós-distúrbio. Caso ocorra um distúrbio, indicado pela violação de um dos limites ajustados, todos os dados compreendidos entre a etiqueta de tempo do distúrbio menos o valor do ajuste pré-distúrbio até mais o valor de ajuste pós-distúrbio devem ser copiados do banco de dados on-line e transferidos para um arquivo que será armazenado em uma área permanente, onde somente seja apagado por ação manual.

III.4.5 Integração dos sincrofasores nos sistemas SCSAD/SGE

Os SCSAD/SGE modernos são geralmente projetados como sistemas abertos, sendo normalmente privilegiadas as seguintes características [Lim93]:

<u>Portabilidade:</u> capacidade de realizar as mesmas funcionalidades em diferentes plataformas computacionais (diferentes equipamentos e sistemas operacionais);

Expansibilidade: capacidade para expandir tanto a capacidade de processamento e de armazenamento, quanto para a inclusão de novos aplicativos computacionais (e.g. um novo SGE);

<u>Modularidade:</u> capacidade para o acréscimo de diferentes módulos de aplicativos computacionais, com interfaces bem definidas, permitindo a adição e remoção dos mesmos sem interferência com outros módulos;

Interoperabilidade: possibilidade de conexão de diferentes equipamentos ou plataformas de diferentes dimensões por meio de uma rede padronizada.

Desta forma, em sua maioria, os SCSAD/SGE possuem facilidades para suportar o acréscimo tanto de novos dados, quanto de novos aplicativos. A inclusão de novos aplicativos normalmente é suportada por meio de interfaces de programas padronizadas. Já para o acréscimo de novos dados, são utilizados protocolos padrão de comunicação, tais como os protocolos UCA2, DNP-3, ICCP-TASE2.

Dentre estes protocolos, o ICCP-TASE2 (*Inter-Control Center Communications Protocol - Telecontrol Application Service Element* 2) foi o resultado de um esforço de padronização decorrente das dificuldades passadas pela empresas de energia elétrica para a interligação de seus centros de controles. O desenvolvimento bem sucedido do ICCP para a comunicação entre sistemas SCSAD/SGE, ocasionou a sua posterior expansão também para a comunicação de dados entre o centro de controle e as subestações. Atualmente, o ICCP-TASE2 é um dos protocolos mais utilizados para comunicação de dados em tempo real. Entre suas diversas características, a possibilidade de comunicação de dados com etiquetas de tempo é a mais importante para a integração de medidas de UMFs aos SCSAD/SGE.

Um importante aspecto da integração dos sincrofasores aos EE é a forma de conexão entre o CDC e aos SCSAD/SGE. O CDC recebe os sincrofasores de diversas subestações em taxas da ordem de 10 a 60 fasores por segundo, alinha estes dados de acordo com as respectivas etiquetas de tempo e os armazena numa base de dados de tempo real. Para que os sincrofasores possam ser utilizados pelos EE, é necessário que as medidas de UMFs, disponíveis nos CDCs sejam coletadas pelos SCSAD. Uma proposta de integração dos sincrofasores ao SCSAD, utilizando o protocolo ICCP é apresentada na Figura III-9. Nesta proposta, os CDCs atuariam como servidores ICCP, transferindo os sincrofasores e suas correspondente etiquetas de tempo para o SCSAD, da mesma forma que uma UTR convencional.



Figura III-9 – Integração dos sincrofasores no SCSAD/SGE

III.5 Conclusões

Neste capítulo foi realizada a análise dos requisitos necessários para subsidiar as propostas para a implantação de um sistema de medição sincronizada de fasores com capacidade para atender as demandas decorrentes da operação de um sistema elétrico de grandes dimensões.

Uma proposta de arquitetura é apresentada, privilegiando a utilização de componentes de mercado e as normas existentes, com capacidade para atender as principais aplicações analisadas.

A arquitetura proposta apresenta as seguintes características: (i) flexibilidade; (ii) expansibilidade; (iii) confiabilidade dos dados durante falhas de comunicação; (iv) menor demanda sobre os sistemas de telecomunicação; (v) baixa latência total, permitindo aplicações em tempo real; (vi) utilização de protocolos de comunicação padrão (*Internet Protocol* – IP).

As informações deste capítulo permitem estimar a largura de banda necessária para os meios de comunicação utilizados no sistema, bem como estimar o volume total de dados a serem tratados.

Entende-se que a arquitetura apresentada é inovadora nos seguintes aspectos: i) utilização de apenas um único nível de concentração de dados intermediário, permitindo reduzir a latência total do sistema, bem como adequar as necessidades de diferentes aplicações, ao permitir a transmissão de fluxos de sincrofasores em diferentes taxas de amostragem; ii) a especificação do endereçamento *multicast*, o que permite que diferentes concentradores de dados ou mesmo diferentes IDs recebam sincrofasores gerados em qualquer ponto do sistema, através do mecanismo de subscrição do protocolo *multicast*.

É importante observar que a maioria das UMFs não fornece opção de endereçamento *multicast* [Mor09a]. Este fato reveste de importância a utilização do CDS, uma vez que a transmissão dos sincrofasores poderá ser realizada de forma uniforme por este componente.

O sistema de medição proposto forma a base para a aplicação das medidas obtidas pelas UMFs nos sistemas de gerenciamento de energia dos centros de operação, estabelecendo uma plataforma consistente para diversas aplicações, entre elas a EE que será abordada nos próximos capítulos.

* * *

Capítulo IV

Estimação de estado em sistemas de potência

IV.1 Introdução

A operação de um sistema de potência é uma tarefa complexa, que enseja ações em horizontes de tempo distintos: pré-operação (planejamento); operação (tempo real); pós-operação (análise de desempenho). Seja qual for a ação a ser tomada, torna-se imprescindível o conhecimento do estado operativo do sistema, caracterizado por grandezas elétricas referentes a uma determinada configuração da rede elétrica do sistema.

As ferramentas básicas para a operação dos sistemas de potência são aplicativos computacionais utilizados nos SGE. Estes monitoram conectores (chaves e disjuntores) da rede para a determinação da sua configuração e coletam diversas medidas (tensão nas barras, corrente, potência ativa e reativa), objetivando fornecer aos operadores as informações necessárias para a tomada de decisão adequada.

Num sistema de potência operando em regime quase permanente, conhecida a topologia e os parâmetros da rede, caracteriza-se o estado deste sistema pelas tensões nas barras da rede. Uma vez obtidos os valores das tensões (módulos e ângulos de fase), todas as demais grandezas (correntes e fluxos de potência) podem ser determinadas.

A medição das tensões num sistema real não é tarefa simples, visto que estas são grandezas elétricas senoidais (representadas por módulo, ângulo de fase e frequência) que variam constantemente, de acordo com as flutuações suaves da carga e da geração do sistema de potência. O módulo da tensão é obtido, com boa exatidão por meio de instrumentos de medição convencionais (transdutores e multimedidores). Já o mesmo não ocorre com o ângulo de fase, que, para ser determinado, necessita de uma referência de tempo comum. Obter uma referência de tempo única para medir grandezas que estejam num mesmo local é

simples. As dificuldades aparecem quando se deseja obter as diferenças angulares de grandezas que estejam localizadas em distâncias consideráveis, como ocorre num sistema de potência de grande porte. Neste caso, é necessário que todos os ângulos sejam medidos considerando uma referência comum. Esta única referência é possível com a sincronização das medições no tempo, o que torna imprescindível a utilização de única fonte de tempo em todos os pontos de medição. A técnica utilizada atualmente para a medição de ângulo de fase foi apresentada no Capítulo III.

As medidas utilizadas como dados de entrada para os cálculos de fluxo de potência são os valores de potência (ativa e reativa) injetada nas barras de carga e os valores de potência ativa e o módulo da tensão nas barras com tensão controlada. Em tese, se todas as injeções forem medidas, o estado do sistema pode ser determinado. Entretanto, se uma destas medidas estiver indisponível, a solução para o fluxo de potência não será obtida. Além disso, EGs (outros que não relacionados com a exatidão da medida) em uma ou mais medidas podem invalidar os resultados do fluxo de potência. O mesmo ocorre se estiverem presentes erros de parâmetros e configuração da rede elétrica.

Na prática, os SGE recebem uma grande quantidade de medidas, incluindo, injeções de potência ativa e reativa e módulos das tensões nas barras e, fluxos de potência ativa e reativa nos ramos de uma rede sob supervisão. Estas medidas não são utilizadas como dados de entrada no processo de cálculo de fluxo de potência convencional, mas são necessárias para o processo de EE. Algumas destas medidas são repetidas, o que pode originar inconsistências e induzir decisões de operação equivocadas, pondo em risco a segurança do sistema. Isto ocorre porque, mesmo utilizando instrumentos com a mesma classe de exatidão, a medição é um processo sujeito a ruídos diversos. Assim, por exemplo, numa barra com duas seções distintas, cada uma com uma medição de tensão, é comum a obtenção de leituras diferentes, mesmo quando ambas estão operando interligadas. A diferença entre as leituras, se não houver defeitos ou problemas de instalação, é decorrente das diferentes exatidões dos transformadores de instrumentos (transformadores de potencial – TPs ou transformadores de potencial capacitivos - TPCs), do circuito secundário destes transformadores (fiação e carregamento), assim como dos diversos dispositivos de medição (e.g., transdutores, conversores etc.) e das grandezas de influência (frequência, temperatura, ruídos etc.) que podem afetar o processo de medição.
O aplicativo computacional que utiliza medidas redundantes para determinar as tensões nodais da rede, obtendo valores mais prováveis para estas grandezas, é conhecido como Estimador de Estado.

O Estimador de Estado (EE) é um elemento chave dos SGE modernos, das empresas de energia elétrica [Abu04]. Os Estimadores de Estado utilizam as medidas disponíveis (adquiridas pelos sistemas SCSAD) e um modelo da rede para obter e apresentar ao operador o estado do sistema (módulo e ângulo de fase das tensões das barras). O processo de EE está sujeito a diversos erros e inexatidões decorrentes de: i) transformadores de instrumentos (TCs e TPs); ii) instrumentos de medida; iii) não simultaneidade das medições realizadas em diferentes pontos do sistema; iv) falhas do sistema de telecomunicação utilizado na obtenção das medidas; v) erros de ligação dos instrumentos; vi) erros na determinação da configuração atual da rede; vii) erros de parâmetros elétricos da rede; etc.

Diversos tópicos relacionados à EE têm sido intensamente estudados com o objetivo de melhorar a confiabilidade de seus resultados [Abu04]. Recentemente, o uso de medição sincronizada de fasores tem sido apontado como importante complemento à medição convencional para fins de EE.

Neste capítulo, apresenta-se um resumo dos principais aspectos do processo de EE, bem como uma revisão bibliográfica e crítica referentes à aplicação de sincrofasores na EE.

IV.2 Fundamentos

Schweppe [Sch70a] [Sch70b] [Sch70c] [Sch74] foi um dos primeiros pesquisadores a formular o problema da estimação estática de estado para um sistema elétrico. Medidas disponíveis são utilizadas para obter uma estimativa mais provável do estado através do método dos mínimos quadrados ponderados, conhecendo-se as equações que relacionam as medidas com o estado, bem como a configuração e os parâmetros da rede elétrica.

O modelo desenvolvido por *Schweppe* [Sch74] utiliza medidas obtidas em tempo real correspondentes aos dados de entrada da solução de fluxo de potência, mas permite também o aproveitamento das medidas de fluxo nos ramos da rede e a utilização de pseudomedidas.

Estas correspondem as medidas que não são enviadas ao centro de operação automaticamente, mas que são conhecidas aproximadamente e podem ser incluídas no processo de determinação do estado, manualmente. O método requer também o conhecimento dos parâmetros elétricos da rede e a topologia (status das chaves e disjuntores) para que o estado do sistema possa ser estimado. A utilização de um número maior de medidas que o número de componentes do estado a determinar (redundância), permite obter um processo de estimação que valide os dados utilizados, trazendo confiabilidade ao processo.

O EE utiliza uma matriz de ponderação para ressaltar as medidas com maior exatidão e reduzir o efeito das demais nos resultados. Pode ser mostrado que o estado mais provável é obtido quando se utilizam pesos baseados na covariância própria dos instrumentos de medida. Quanto maior a precisão de uma medida, maior o peso utilizado no processo de EE. Assim, a ponderação das medidas permite considerar os diferentes níveis de confiança das medidas.

IV.2.1 Estimação de estado não linear

O estado de um sistema de potência é caracterizado pelo módulo e ângulo das tensões das barras do sistema observadas através de um número maior de medidas do que o número de estados a estimar.

Considerando que toda medida real está associada a um resíduo ou erro, a relação entre estas medidas e o valor esperado da grandeza pode ser escrita em forma matricial como:

$$\mathbf{z} = \hat{\mathbf{z}} + \mathbf{r} \tag{IV.1}$$

Onde:

Z	 vetor com as medidas realizadas, de dimensão (m x 1), sendo m o número de medidas;
ź	 vetor com o valor esperado das grandezas, com a mesma dimensão de z;
r	 vetor dos resíduos associados às medidas z, com a mesma dimensão de z.

Medidas de uma mesma grandeza, repetidas sob condições controladas, podem ser representadas por uma função de densidade de probabilidade Normal ou Gaussiana, da forma:

$$\mathbf{p}(\mathbf{z}) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\mathbf{z}-\boldsymbol{\mu}}{\sigma}\right)^2}$$
(IV.2)

Onde:

p(z)	-	probabilidade de ocorrência de z ;
μ	-	valor esperado de z , representado por $E[z]$;
σ	-	desvio padrão de z .

O valor esperado de z é frequentemente chamado de média, já que na distribuição Normal os valores de z estão espalhados simetricamente ao redor de μ . O espalhamento das medidas ao redor de μ é dado pela variância de z, definida por:

$$\sigma^2 = \mathbf{E}[(\mathbf{z} - \boldsymbol{\mu})^2] = \mathbf{E}[\mathbf{r}^2]$$
(IV.3)

Menores valores de σ^2 se traduzem em curvas Normais mais estreitas ou medidas mais próximas do valor esperado.

Aplicando este conceito ao vetor dos resíduos apresentado em (IV.1), obtém-se:

$$\mathbf{R} = \mathbf{E}[\mathbf{r}.\mathbf{r}^{t}] \tag{IV.4}$$

e,

$$\mathbf{r}.\mathbf{r}^{t} = \begin{bmatrix} \mathbf{r}_{1} \\ \mathbf{r}_{2} \\ \vdots \\ \mathbf{r}_{m} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{r}_{1} & \mathbf{r}_{2} & \dots & \mathbf{r}_{m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{r}_{1}^{2} & \mathbf{r}_{1}.\mathbf{r}_{2} & \dots & \mathbf{r}_{1}.\mathbf{r}_{m} \\ \mathbf{r}_{2}.\mathbf{r}_{1} & \mathbf{r}_{2}^{2} & \dots & \mathbf{r}_{2}.\mathbf{r}_{m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \mathbf{r}_{m}.\mathbf{r}_{1} & \mathbf{r}_{m}.\mathbf{r}_{2} & \dots & \mathbf{r}_{m}^{2} \end{bmatrix}$$
(IV.5)

O valor esperado de **r.r**^t é encontrado calculando-se os valores esperados de cada elemento da matriz. Se as medidas são não correlacionadas, $\mathbf{E}(\mathbf{r}_i, \mathbf{r}_j)=\mathbf{0}$ para $i\neq j$, e, $\mathbf{E}(\mathbf{r}_i^2)=\sigma_i^2$.

Assim, das equações (IV.4) e (IV.5) pode-se escrever:

$$\mathbf{R} = \mathbf{E}[\mathbf{r}.\mathbf{r}^{t}] = \begin{bmatrix} \sigma_{1}^{2} & & \\ & \sigma_{2}^{2} & \\ & & \\ & & & \\ & & & \sigma_{m}^{2} \end{bmatrix}$$
(IV.6)

Sendo,

 σ_i^2 - a variância da i-ésima medida *z*.

Os valores estimados das grandezas medidas do sistema (tensões, correntes, injeções e fluxos de potência, etc.) e o estado estimado do sistema (tensões nodais) relacionam-se por:

$$\hat{\mathbf{z}} = \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) \tag{IV.7}$$

Onde:

h(x)	-	vetor de funções não lineares, de dimensão $(m \ x \ n)$, que relacionam o estado estimado do sistema com os valores estimados das grandezas medidas;
Ŷ	-	vetor de estado estimado do sistema, de dimensão $(n x l)$, representando módulos e ângulos das tensões nodais.

Considerando que um dos nós do sistema seja definido como referência angular para as demais tensões nodais, o número de componentes do vetor estado do sistema será:

$$n = 2n_{\rm b} - 1 \tag{IV.8}$$

Onde n_b é o número de barras da rede.

De (IV.1) e (IV.7) pode-se escrever:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{\hat{x}}) \tag{IV.9}$$

Dado um conjunto de medidas realizadas no sistema, a solução em $\hat{\mathbf{x}}$ da equação (IV.9) é aquela que minimiza o vetor de erros \mathbf{r} , ou seja, minimiza os resíduos das medidas.

Este é um problema clássico de ajuste de funções que pode ser resolvido pelo método matemático denominado método dos mínimos quadrados ponderados (MQP).

Considerando que as medidas podem ter sido obtidas por instrumentos de medição diferentes e, portanto, com precisões distintas, é interessante ponderar o processo de ajuste dos resíduos com um peso correspondente à qualidade da medida. Um bom indicador da qualidade da medida é sua variância.

Assim, a estimativa de \mathbf{x} escolhida é aquela que minimiza a soma ponderada dos quadrados dos resíduos, utilizando como peso o inverso da variância de cada medida.

Representando a função-objetivo em notação matricial, obtém-se:

$$\mathbf{J}(\hat{\mathbf{X}}) = [\mathbf{Z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{X}})]^{t} \cdot \mathbf{W} \cdot [\mathbf{Z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{X}})]$$
(IV.10)

Sendo $W=R^{-1}$ a matriz de resíduos ponderados.

A minimização de (IV.10) em relação a $\hat{\mathbf{X}}$ leva a:

$$\mathbf{g}(\hat{\mathbf{X}}) = \frac{\partial \mathbf{J}(\hat{\mathbf{X}})}{\partial \hat{\mathbf{X}}} = -\mathbf{H}^{\mathrm{T}}(\hat{\mathbf{X}}).\mathbf{W}.[\mathbf{Z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{X}})] = \mathbf{0}$$
(IV.11)

Onde:

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{X}}) = \frac{\partial \mathbf{h}(\hat{\mathbf{X}})}{\partial \hat{\mathbf{X}}}$$

A expansão em série de *Taylor* de $\mathbf{g}(\mathbf{\hat{x}})$ em torno do estado $\mathbf{\hat{x}}$ é dada por:

$$g(\hat{\mathbf{X}}) = g(\hat{\mathbf{X}}_k) + G(\hat{\mathbf{X}}_k)(\hat{\mathbf{X}} - \hat{\mathbf{X}}_k) + \dots = 0$$
 (IV.12)

Desprezando os termos de maior ordem, chega-se à solução iterativa do método de *Gauss-Newton*, a saber:

$$\hat{\mathbf{X}}_{k+1} = \hat{\mathbf{X}}_{k} - [\mathbf{G}(\hat{\mathbf{X}}_{k})]^{-1} \cdot \mathbf{g}(\hat{\mathbf{X}}_{k})$$
(IV.13)

Sincrofasores em Sistemas de Potência: Aplicações na Estimação de Estado

Sendo:	
k	- O índice de iteração;
$\mathbf{\hat{X}}_{k}$	- O vetor de estado solução na iteração k
$\mathbf{G}(\mathbf{\hat{X}}_k)$	$= \frac{\partial \mathbf{g}(\hat{\mathbf{X}}_k)}{\partial \hat{\mathbf{X}}} = \mathbf{H}^t(\hat{\mathbf{X}}_k) \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{H}(\hat{\mathbf{X}}_k), \text{ a matriz de ganho}$
$\mathbf{g}(\mathbf{\hat{X}}_{\mathbf{k}})$	$= -\mathbf{H}^{t}(\mathbf{\hat{X}}_{k}) \cdot \mathbf{W} \cdot [\mathbf{Z} - \mathbf{h}(\mathbf{\hat{X}}_{k})]$

Na prática não se procede à inversão da matriz de ganho já que sua inversa é geralmente uma matriz cheia, enquanto que a matriz G é bastante esparsa. Uma forma de solução é realizar sua decomposição utilizando fatoração triangular, com a substituição em cada iteração \mathbf{k} , através de:

$$[\mathbf{G}(\hat{\mathbf{X}}_{k})]\Delta\hat{\mathbf{X}}_{k+1} = \mathbf{H}^{t}(\hat{\mathbf{X}}_{k}).\mathbf{W}.[\mathbf{Z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{X}}_{k})]$$
(IV.14)

Onde $\Delta \hat{\mathbf{X}}_{k+1} = \hat{\mathbf{X}}_{k+1} - \hat{\mathbf{X}}_{k}$.

IV.2.2 Estimação de estado linear

Considerando que a dependência entre estado e medidas seja linear vem [Gra94]:

$$\mathbf{z} = \mathbf{H} \cdot \mathbf{x} + \mathbf{r} \tag{IV.15}$$

O objetivo passa então a ser a determinação de uma estimativa \hat{x} que minimize a seguinte função:

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \mathbf{z} - \mathbf{H} \cdot \mathbf{x} \end{bmatrix}^{\mathsf{t}} \cdot \mathbf{W} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{z} - \mathbf{H} \cdot \mathbf{x} \end{bmatrix}$$
(IV.16)

Tal estimativa é obtida por:

$$\mathbf{H}^{\mathrm{t}} \cdot \mathbf{W} \cdot \left[\mathbf{z} - \mathbf{H} \cdot \hat{\mathbf{x}} \right] = \mathbf{0} \tag{IV.17}$$

$$\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{G}^{-1} \cdot \mathbf{H}^{\mathsf{t}} \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{z} \tag{IV.18}$$

sendo $G^{-1} = (H^t.W.H)^{-1}$

Consequentemente:

$$\hat{\mathbf{z}} = \mathbf{H} \cdot \hat{\mathbf{x}}$$
 (IV.19)

IV.3 Observabilidade e localização de medidores

O estado do sistema é representado pela magnitude e ângulo de fase das tensões nas suas barras, normalmente obtido por meio de medidas indiretas (magnitude da tensão e injeção de potência nas barras e fluxo de potência nos ramos). Assim, a estimação do estado em uma determinada barra do sistema dependerá da existência de um número mínimo de medidas suficiente para a extração da informação necessária, bem como de seu tipo e localização no sistema. Um sistema de medição bem projetado deve levar em consideração estes aspectos de forma a tornar o sistema observável [Cou99].

Dado que a observabilidade depende do número, tipo e localização dos medidores espera-se que exista um número mínimo de medidores que torne o sistema observável com o menor investimento possível. Entretanto, a observabilidade do sistema pode ser afetada por falhas no sistema de telecomunicações, mudanças na topologia da rede ou falhas dos próprios medidores.

Para que a observabilidade seja mantida e um número determinado de possíveis falhas no sistema de medição seja suportado, é importante instalar mais medidores que o número mínimo necessário, de forma que haja redundância no sistema de medição.

A análise da observabilidade do sistema de medição é uma etapa importante dos estimadores de estado. Os métodos de observabilidade podem ser realizados utilizando as equações de modelo acoplado ou desacoplado e a solução pode ser obtida por métodos numéricos ou topológicos. Os métodos numéricos são baseados na fatoração da matriz Jacobiano ou da matriz de ganho, enquanto que os métodos topológicos utilizam medidas desacopladas e teoria de grafos.

O modelo acoplado possui como desvantagem o fato de não possuir solução única, assim sendo é mais comum a utilização de métodos desacoplados para a análise do observabilidade [Abu04].

Como a observabilidade é função da estrutura do sistema de medição é usual simplificar a solução do problema, realizando as seguintes aproximações: análise apenas pelo conjunto P-θ, substituição da matriz de covariância dos erros das medidas pela matriz identidade; substituição dos parâmetros da rede por parâmetros unitários; ramos transversais ignorados. A verificação da observabilidade pode ser realizada por meio da inversão da matriz de ganho.

O desempenho da função EE depende fundamentalmente do nível de redundância das medidas disponíveis para processamento [Cou99]. O requisito redundância refere-se a um excedente de medidas realizadas no sistema em relação a um número mínimo necessário para estimar todas as variáveis de estado (usualmente, magnitudes e ângulos das tensões das barras da rede).

A redundância de medidas é avaliada levando-se em conta a quantidade, tipo e posicionamento na rede de pontos de medição, visando atender os seguintes requisitos:

Observabilidade – de forma a permitir que o sistema seja supervisionado como um todo;

Confiabilidade - para tornar possível a detecção, identificação e supressão de EGs;

Qualidade - de modo a garantir certo nível de precisão para as grandezas estimadas;

Robustez – para assegurar que os requisitos anteriores (observabilidade, confiabilidade e qualidade) ainda sejam atendidos, caso haja indisponibilidade de medidas, atribuídas a situações tais como: reconfiguração da rede, funcionamento inadequado do sistema de aquisição de dados, manutenção, etc.

No contexto da EE, observabilidade (qualquer que seja a abordagem para avaliá-la e em seu sentido estrito) é uma propriedade binária padrão (do tipo sim ou não). Uma maneira de se buscar a ampliação da análise convencional de observabilidade seria a avaliação de graus de redundância de medidas, integrando-se as análises de observabilidade e criticalidade [Cou07]. Tal integração permite a tomada de decisão sobre quando, onde e quais medidas devem ser adicionadas de modo a minimizar o risco iminente da perda de observabilidade e/ou da vulnerabilidade do processo de EE, no que tange à validação de dados.

Em uma situação extrema de deficiência de medidas, i.e. aquela na qual cada medida a ser processada não possui redundância (tornando-se imprescindível ou *crítica* para a observabilidade completa do sistema), a função EE torna-se desnecessária, em virtude da sua total incapacidade de redução do grau de incerteza das medidas. Assim sendo, individualmente ou formando grupos, medidas podem apresentar limites inferiores de redundância. No primeiro caso, são denominadas *medidas críticas* (Cmeds) e no segundo constituem-se em elementos de *conjuntos críticos* (Cconjs).

Entende-se por redundância crítica de medidas as situações caracterizadas pela presença de Cmeds e Cconjs, assim definidas:

- Cmed é aquela cuja ausência do conjunto de dados recebidos para processamento leva a rede supervisionada à *perda de observabilidade*.
- Cconj é definido como sendo aquele formado por um grupo de duas ou mais medidas em que a remoção de qualquer uma destas torna todas as remanescentes do grupo Cmeds.

O processo de identificação de Cmeds e Cconjs será baseado nas propriedades numéricas dos resíduos da estimação, demonstradas no Apêndice D, a saber:

 Cmeds apresentam sempre resíduos nulos e sua matriz de covariância é nula. Em outras palavras, Cmeds não se beneficiam do processo de EE, por serem totalmente não correlacionadas a qualquer medida (observação) deste processo. Portanto, nestas condições, tais medidas saem do processo de EE tão "cruas" (até mesmo podendo conter EGs) como nele ingressaram. EGs em Cmeds não são detectáveis, pela análise de resíduos. • Medidas pertencentes à Cconjs apresentam sempre resíduos normalizados idênticos e de máxima correlação entre si (coeficientes de correlação unitários). EGs em medidas pertencentes à Cconjs são detectáveis, mas não identificáveis. Caso o resíduo normalizado de uma medida de um Cconj viole o limite para a detecção de EGs, todos os demais resíduos das medidas deste conjunto igualmente violarão (com o mesmo grau de intensidade). Então, todas as medidas que integram o Cconj serão declaradas como medidas suspeitas. Como os respectivos resíduos normalizados são numericamente iguais, admita que se escolha ao acaso uma das medidas suspeitas para ser eliminada (desta forma buscando-se identificar o EG). Daí resulta que as medidas suspeitas remanescentes no Cconj tornar-se-ão *críticas* (resíduos nulos), impossibilitando a identificação do EG.

A este respeito, no Capítulo V, serão feitos comentários sobre o benefício da inclusão de medidas de UMFs em processos de EE realizados sob condições de redundância crítica.

IV.4 Análise de resíduos

O processo de EE permite suavizar os erros estatísticos de medição que são esperados para uma determinada variância do medidor. Quando as medidas apresentam grau de imprecisão muito superior ao esperado, diz-se que possuem EGs [Cou01]. Os EGs podem ser ocasionados por diversas causas, tais como: falha ou defeito nos transdutores de medida, erros nos transformadores de instrumentos (TCs e TPs) e seus circuitos secundários, falhas nos canais de telecomunicações, modelagem inadequada de pseudomedidas. Falhas nas informações de estado de chaves seccionadoras e disjuntores, bem como erros nos parâmetros dos ramos da rede também se manifestam como se EGs fossem.

Como a presença de EGs prejudica o processo de EE, alguns estimadores procuram rejeitar as medidas corrompidas utilizando uma etapa de pré-processamento em que se verifica se estas estão dentro de determinados limites, efetuando-se testes estatísticos de consistência. Diferentes tipos de testes são realizados para a validação prévia das medidas, sendo os mais utilizados: (i) a comparação do valor medido com o valor nominal da grandeza; (ii) a comparação do valor medido numa varredura com o valor medido na varredura

precedente; (iii) verificação de consistência baseada nas leis de *Kirchhoff*; (iv) consistência de valores nos dois extremos de uma linha de transmissão; (v) consistência entre o estado de chaves e disjuntores com os valores medidos, etc.

Apesar desta etapa de validação eliminar algumas medidas espúrias e erros de configuração, o processamento de medidas com desvios-padrão normalizados entre 3 e 10 requer técnicas mais elaboradas.

Uma das formas de identificação de EGs é a análise dos resíduos. O vetor de resíduos **r**, definido como sendo a diferença entre o vetor de medidas **z** e o vetor correspondente de grandezas filtradas \hat{z} , é normalizado e submetido ao seguinte teste de validação [Abu04]:

$$\mathbf{r}_{N}(\mathbf{i}) = \frac{|\mathbf{r}(\mathbf{i})|}{\sigma_{E}(\mathbf{i})} \le \gamma$$
 (IV.20)

$$\mathbf{E} = \mathbf{R} - \mathbf{H} \cdot \mathbf{G}^{-1} \cdot \mathbf{H}^{t}$$
(IV.21)
- a matriz de covariância dos resíduos e;

Sendo,

E - a matriz de covariância dos resíduos e;

$$\sigma_{E}(i) = \sqrt{E(i,i)}$$
 - o desvio-padrão da *i-ésima* componente do vetor resíduo.

Violações do limite estabelecido ($\gamma \ge 3$) indicam a presença de EGs.

IV.5 Medição fasorial e estimação de estado

A disponibilidade das medidas de UMFs aponta para a sua utilização como forma de enriquecer processos de EE. Adicionalmente às medidas convencionais de potência ativa e reativa, e de magnitude de tensão e corrente, as UMFs obtêm os fasores das tensões e correntes com módulo e ângulo de fase.

Diferentemente das medidas de um sistema SCSAD convencional, cujos tempos de varredura variam de 2 a 5 segundos, as medidas das UMFs são disponibilizadas em taxas de 5 a 60 fasores por segundo, podendo ser sincronizadas com as medidas obtidas de outras UMFs localizadas em pontos diversos no sistema elétrico.

Estas diferenças fazem com que seja desejável estudar uma gradual migração das medidas convencionais utilizadas nos estimadores de estado para medidas de UMFs. Reconhecida a boa exatidão do conjunto de medidas obtidas por UMFs, seria lógica a utilização apenas das medidas de UMFs para obtenção do estado mais provável do sistema. Entretanto, devido aos elevados custos envolvidos, principalmente decorrentes das necessidades de telecomunicação num sistema elétrico de grandes dimensões, espera-se que tal migração seja difícil de ser obtida na prática.

Assim, vislumbra-se que UMFs sejam instaladas por etapas, gradualmente ao longo do tempo e que sejam utilizadas, mais provavelmente, em conjunto com as demais medidas convencionais.

As empresas de energia esperam aplicações computacionais avançadas juntamente com a implantação das UMFs. No passado, foram realizadas instalações-piloto de UMFs, com o propósito de obtenção de experiência na análise de distúrbios [Pad02].

Aplicações em proteção adaptativa e melhoria dos estimadores de estado, embora em pequena escala e por tempo limitado, confirmaram a validade da instalação de UMFs no sistema elétrico.

A EE constitui-se na plataforma básica para os aplicativos dos centros de controle, visando monitorar de forma avançada a segurança do sistema elétrico. Por exemplo, a Análise de Contingências e o Fluxo de Potência Ótimo dependem do estado do sistema de potência, obtido através dos estimadores de estado.

Por esta razão, a EE apresenta-se como uma beneficiária natural da aplicação das UMFs.

A seguir, um levantamento bibliográfico sobre os principais estudos realizados em termos do uso da medição fasorial na EE será apresentado.

IV.5.1 Desenvolvimento histórico

Thorp, Phadke e Karimi [Tho85] propuseram a utilização de medidas de ângulos de fase obtidas por meio de UMFs na EE de modo a melhorar a convergência de algoritmos do tipo MQP.

Quando as medidas de fluxo são substituídas por medidas diretas de ângulo, há um aumento da taxa de convergência destes algoritmos.

Os autores propõem a utilização de pseudomedidas obtidas pela multiplicação dos fasores de tensão e corrente medidos pelas UMFs e a possibilidade de reformular o processo de EE para a utilização apenas de medidas fasoriais de tensão e corrente.

Fasores foram incluídos no processo de EE, através do método dos MQP proposto por *Allemong* [All82], na *American Electric Power Service Corporation* – AEP. O método consiste em minimizar a função-objetivo:

$$\mathbf{J}(\mathbf{V},\boldsymbol{\theta}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{V},\boldsymbol{\theta})]^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{W} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{V},\boldsymbol{\theta})]$$
(IV.22)

Onde V é o vetor com os módulos das tensões das barras (em pu) e θ , o ângulo de fase destas tensões em relação a uma referência comum, em radianos. O vetor z é representado por:

$$\mathbf{z} = [\mathbf{z}_{A} | \mathbf{z}_{R}]^{T} = [\mathbf{P}_{km}; \mathbf{P}_{k}; \mathbf{\theta}_{k} | \mathbf{Q}_{km}; \mathbf{Q}_{k}; \mathbf{V}_{k}]^{T}$$
(IV.23)

Sendo:

P _{km}	-	medida de fluxo de potência ativa da barra k para a barra m ;
$\mathbf{P}_{\mathbf{k}}$	-	medida de injeção de potência ativa na barra k;
θ_k	-	medida de ângulo da barra k, relacionada à barra de referência;
$\mathbf{Q}_{\mathbf{km}}$	-	medida de fluxo de potência reativa da barra k para a

barra **m**;

$\mathbf{Q}_{\mathbf{k}}$	- medida de injeção de potência reativa na barra k ;
$\mathbf{V}_{\mathbf{k}}$	- medida do módulo da tensão da barra k;
$h(V,\theta)$	 vetor com as relações entre as grandezas medidas e as variáveis de estado.

As medidas são expressas pelas equações a seguir:

Fluxo de potência:

$$\mathbf{P}_{km} = \mathbf{V}_{k}^{2} \left(\mathbf{g}_{k} + \mathbf{g}_{km} \right) - \mathbf{V}_{k} \cdot \mathbf{V}_{m} \left(\mathbf{g}_{km} \cdot \cos \theta_{km} + \mathbf{b}_{km} \cdot \operatorname{sen} \theta_{km} \right)$$
(IV.24)

$$\mathbf{Q}_{km} = -\mathbf{V}_{k}^{2} \left(\mathbf{b}_{k} + \mathbf{b}_{km} \right) - \mathbf{V}_{k} \cdot \mathbf{V}_{m} \left(\mathbf{g}_{km} \cdot \mathbf{sen} \theta_{km} - \mathbf{b}_{km} \cdot \cos \theta_{km} \right)$$
(IV.25)

Ângulos de fase:

$$\theta_{k} = \theta_{k} \tag{IV.26}$$

Injeção de potência:

$$\mathbf{P}_{k} = \mathbf{V}_{k} \cdot \sum_{m \in N_{k}} \mathbf{V}_{m} \left(\mathbf{G}_{km} \cdot \cos \theta_{km} + \mathbf{B}_{km} \cdot \operatorname{sen} \theta_{km} \right)$$
(IV.27)

$$\mathbf{Q}_{k} = \mathbf{V}_{k} \cdot \sum_{\mathbf{m} \in \mathbf{N}_{k}} \mathbf{V}_{\mathbf{m}} \left(\mathbf{G}_{km} \cdot \mathbf{sen} \boldsymbol{\theta}_{km} - \mathbf{B}_{km} \cdot \cos \boldsymbol{\theta}_{km} \right)$$
(IV.28)

Módulo de tensão:

$$\mathbf{V}_{\mathbf{k}} = \mathbf{V}_{\mathbf{k}} \tag{IV.29}$$

Sendo,

V_k, θ_k	- módulo e ângulo de fase da tensão da barra k ;
$\theta_{\rm km} = \theta_{\rm k} - \theta_{\rm m}$	
$\mathbf{G}_{\mathbf{km}} + \mathbf{j}\mathbf{B}_{\mathbf{km}}$	 elemento da linha k, coluna m da matriz de admitância de barras;
$\mathbf{g}_{\mathbf{km}} + \mathbf{j}\mathbf{b}_{\mathbf{km}}$	 admitância do elemento série entre a barra k e a barra m;
$\mathbf{g}_{\mathbf{k}} + \mathbf{j}\mathbf{b}_{\mathbf{k}}$	- admitância em paralelo conectada à barra k ;
W	- matriz de ponderação.

A equação (IV.22) pode ser resolvida iterativamente através do método de *Newton*, como:

$$\mathbf{H}^{\mathrm{T}}(\mathbf{V}_{i},\boldsymbol{\theta}_{i}).\mathbf{W}.\mathbf{H}(\mathbf{V}_{i},\boldsymbol{\theta}_{i}).\left[\begin{bmatrix}\boldsymbol{\theta}_{i+1}\\\mathbf{V}_{i+1}\end{bmatrix} - \begin{bmatrix}\boldsymbol{\theta}_{i}\\\mathbf{V}_{i}\end{bmatrix}\right] = \mathbf{H}^{\mathrm{T}}(\mathbf{V}_{i},\boldsymbol{\theta}_{i}).\mathbf{W}.[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{V}_{i},\boldsymbol{\theta}_{i})] \qquad (IV.30)$$
$$\mathbf{G}.\begin{bmatrix}\Delta\boldsymbol{\theta}\\\Delta\mathbf{V}\end{bmatrix} = \mathbf{T} \qquad (IV.31)$$

Onde:

H é a matriz Jacobiano de $\mathbf{h}(\mathbf{V}, \mathbf{\theta}) = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_{AA} & \mathbf{H}_{AR} \\ \mathbf{H}_{RA} & \mathbf{H}_{RR} \end{bmatrix}$

Sendo: H_{AA} as derivadas parciais das medidas reais em relação aos ângulos, H_{RA} as derivadas parciais das medidas reais em relação à magnitude das tensões, etc.

$$\mathbf{G} = \mathbf{H}^{\mathrm{T}} \cdot \mathbf{W} \cdot \mathbf{H} = \begin{bmatrix} \mathbf{G}_{\mathrm{AA}} & \mathbf{G}_{\mathrm{AR}} \\ \mathbf{G}_{\mathrm{AR}}^{\mathrm{T}} & \mathbf{G}_{\mathrm{RR}} \end{bmatrix} \mathbf{e} \text{ a matriz de ganho, com:}$$

$$\mathbf{G}_{AA} = \mathbf{H}_{AA}^{\mathrm{T}} \mathbf{W}_{A} \mathbf{H}_{AA} + \mathbf{H}_{RA}^{\mathrm{T}} \mathbf{W}_{R} \mathbf{H}_{RA} \quad e \ \mathbf{G}_{RR} = \mathbf{H}_{RR}^{\mathrm{T}} \mathbf{W}_{R} \mathbf{H}_{RR} + \mathbf{H}_{AR}^{\mathrm{T}} \mathbf{W}_{A} \mathbf{H}_{AR}$$

T é o lado direito da equação definido por:

$$\mathbf{T}_{\mathbf{A}} = \mathbf{H}_{\mathbf{A}\mathbf{A}}^{\mathrm{T}} \mathbf{W}_{\mathbf{A}} \Delta \mathbf{Z}_{\mathbf{A}} + \mathbf{H}_{\mathbf{R}\mathbf{A}}^{\mathrm{T}} \mathbf{W}_{\mathbf{R}} \Delta \mathbf{Z}_{\mathbf{R}} \ \mathbf{e} \ \mathbf{T}_{\mathbf{R}} = \mathbf{H}_{\mathbf{R}\mathbf{R}}^{\mathrm{T}} \mathbf{W}_{\mathbf{R}} \Delta \mathbf{Z}_{\mathbf{R}} + \mathbf{H}_{\mathbf{A}\mathbf{R}}^{\mathrm{T}} \mathbf{W}_{\mathbf{A}} \Delta \mathbf{Z}_{\mathbf{A}}$$

Thorp, Phadke e *Karimi* [Tho85] foram pioneiros na análise dos benefícios da utilização de UMFs para a EE. Verificaram que a inclusão de medidas precisas de ângulo (com desvio-padrão inferior a 2%), mantidas as demais medidas de fluxo e magnitude de tensão, pode melhorar um pouco a taxa de convergência dos algoritmos existentes e que mesmo a existência de erros elevados nestas medidas (5°) não causam problemas de convergência.

Segundo os autores, o algoritmo desenvolvido essencialmente ignora as medidas de ângulo se seus erros forem excessivos. Para que haja algum efeito sobre o processo de estimação, as medidas de ângulo devem ser extremamente precisas, para que, quando combinadas com as medidas de fluxo e de magnitude de tensão, haja algum impacto real.

Quando medidas diretas de ângulo são utilizadas em vez de medidas de fluxo e injeção, há uma redução no número total de medidas necessárias para a plena observabilidade do estado e um leve aumento na taxa de convergência.

No processo de estimação convencional, para a obtenção do estado é necessário um número de medidas de fluxo e magnitude de tensão maior do que o número de variáveis de estado a se determinar. Quando medidas diretas de ângulo são incluídas, o estado passa a ser determinado diretamente (medido), dispensando as medidas de fluxo. Conforme as medidas diretas de ângulo aumentam e as de fluxo diminuem, os desvios-padrão da magnitude e da fase das tensões estimadas se aproximam dos desvios-padrão das próprias medidas.

Assim, o estado deixa de ser estimado e passa a ser medido, sendo os erros das medidas determinados pelos desvios-padrão dos medidores.

Um estimador de estado com um grande número de medidas diretas de ângulo e poucas de fluxo e injeções tem sua capacidade para rejeitar EGs reduzida. Se apenas a medida de magnitude e ângulo da tensão da barra for utilizada, sem as dos fluxos das linhas conectadas àquela barra, não há como determinar EGs nas mesmas.

Observaram também que como as medidas do estado são diretas e desacopladas há a redução da necessidade de rejeição de EGs. Como o estado está sendo medido diretamente, o

erro em uma das medidas não se propaga para as demais medidas e não contamina o resultado dos demais estados.

Propuseram ainda a utilização de pseudomedidas de potência complexa, derivadas dos fasores de tensão e correntes, nos estimadores convencionais ou a reformulação dos estimadores para a utilização apenas das medidas diretas dos fasores de tensão e corrente.

A ideia de utilização de UMFs para melhoria dos estimadores de estado foi encampada quase que imediatamente por diversos autores, gerando diversos artigos sobre o assunto.

Em 1989, *Schulz*, *VanSlyck* e *Horowitz* [Sch89] descreveram um projeto para aplicação de UMFs no sistema da *American Electric Power Service Corporation* – AEP. Os objetivos principais da AEP eram obter experiência de campo com as UMFs, o mecanismo de sincronização por GPS e o desempenho dos canais de telecomunicação.

Outras aplicações também foram consideradas, dentre estas o registro de distúrbios de longa duração e o aperfeiçoamento do estimador de estado convencional utilizando as medidas fasoriais. Os autores reconheceram que com os fasores de tensão medidos de forma sincronizada há uma mudança de conceito.

Não é mais necessário contrabalançar o efeito de não simultaneidade das medidas por meio de filtros passa-baixa com constantes de tempo elevadas. Os estados observados diretamente não dependem dos parâmetros e da topologia da rede para a obtenção de resultados adequados.

A localização dos medidores pode ser efetuada sem considerar a estrutura da matriz de ganho, tornando a disposição dos medidores mais esparsa. Os planos da AEP naquela época eram os de continuar utilizando o estimador de estado convencional, que vinha obtendo bons resultados [Dop70] [Dop76], e adicionar os dados capturados pelas UMFs visando resultados ainda melhores.

Baldwin, Mili, Boisen e Adapa [Bal93] analisaram o problema de localização de um número mínimo de UMFs para a total observabilidade do sistema de forma a tornar o

problema de estimação linear. No trabalho apresentado é suposto que a UMF instalada em uma barra mede a tensão da barra e todas as correntes dos ramos incidentes, o que requer uma adaptação da análise de observabilidade convencional. Assim, propuseram a utilização de grafos de medição com medidas reais ou pseudomedidas, em cada nó do grafo.

Consideraram um sistema de *N* barras com *m* medidas de fasores de tensão e corrente contidas no vetor **z**. O vetor **z** é linearmente relacionado com o vetor de estado de dimensão *N* contendo *N* fasores das tensões nodais, resultando em n = 2N - 1 variáveis de estado. O modelo linear é representado por:

$$\mathbf{z} = \mathbf{H}\mathbf{x} + \mathbf{e} \tag{IV.32}$$

Onde **H** é a matriz (*m x N*) que relaciona os estados com as medidas e **e** é o vetor de erro de medição. Separando o vetor **z** em dois vetores; $\mathbf{z}_{\mathbf{v}} \operatorname{com} (m_v x \ l)$ medidas de tensão e $\mathbf{z}_{\mathbf{i}}$ com as (*m_i x l*) medidas de correntes e o vetor *x* em estados medidos $\mathbf{V}_{\mathbf{M}}$ e não medidos $\mathbf{V}_{\mathbf{C}}$, a equação (IV.32) pode ser escrita como:

$$\begin{bmatrix} z_{v} \\ z_{i} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ Y_{IM} & Y_{IC} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{M} \\ V_{C} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_{v} \\ e_{i} \end{bmatrix}$$
(IV.33)

Onde U é a matriz identidade e Y_{IM} , Y_{IC} são matrizes cujos elementos são as admitâncias série e *shunt* dos ramos da rede. Se os elementos *shunt* da rede forem desprezados a matriz H se transforma em:

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \mathbf{U} & \mathbf{0} \\ \mathbf{M}_{\mathbf{IB}} \mathbf{Y}_{\mathbf{B}B} \mathbf{A}_{\mathbf{M}B}^{\mathrm{T}} & \mathbf{M}_{\mathbf{IB}} \mathbf{Y}_{\mathbf{B}B} \mathbf{A}_{\mathbf{C}B}^{\mathrm{T}} \end{bmatrix}$$
(IV.34)

Sendo \mathbf{M}_{IB} a matriz de incidência medida-ramo associada às medidas de corrente, com dimensão ($m_I x b$), \mathbf{Y}_{BB} é a matriz diagonal (b x b) das admitâncias dos ramos e \mathbf{A}_{MB} e \mathbf{A}_{CB} são as submatrizes de incidência nó para ramo medida ($N_M x b$) e calculada ($N_C x b$), respectivamente.

Baseando-se nos conceitos acima, desenvolveram um algoritmo para a determinação do conjunto mínimo de UMFs necessário para tornar a rede observável. O problema consistiu

em minimizar a função-objetivo discreta condicionada à plena observabilidade do sistema. Este problema foi solucionado através de uma técnica dupla de busca: a teoria de grafos e recozimento simulado (*simulated annealing*). A técnica proposta foi testada em seis diferentes topologias de redes elétricas e permitiu concluir que para plena observabilidade do sistema é necessária a instalação de um número de UMFs entre um quarto e um terço do número total de barras do sistema.

Slutsker et alii [Slu95] descreveram a utilização de medidas fasoriais em um estimador de estado na empresa espanhola *Sevillana de Electricidad*. O projeto utilizou transdutores para medição do ângulo de fase incorporado às UTRs existentes.

O estimador de estado existente, utilizando o método de *Givens*, foi modificado para suportar o processamento das medidas fasoriais. Os autores analisaram a seleção da barra de referência com a inclusão das medidas fasoriais. No método usado para a EE convencional a seleção da barra de referência é trivial, bastando considerar uma das barras como tendo ângulo de fase zero.

Os ângulos medidos pelas UMFs são referenciados à base de tempo utilizada para a sincronização das medidas. Desta forma, se as medidas das UMFs forem incluídas no conjunto de medidas do processo de EE sem modificações, apresentarão um erro igual à diferença entre as duas referências.

Para que as medidas fasoriais possam ser utilizadas, a barra de referência deve ser escolhida entre aquelas que possuam medida fasorial e os ângulos de todas as demais devem ser corrigidos pelo valor da medida de referência.

$$\widetilde{\delta}_{i} = \delta_{i} - \delta_{ref}$$
(IV.35)

Onde δ_i e $\tilde{\delta}_i$ são os ângulos, original e corrigido, das medidas fasoriais correspondentes à barra i e δ_{ref} a medida do ângulo da barra de referência. As medidas de ângulo das UMFs foram incluídas no processo de EE como diferenças do ângulo de fase entre a barra considerada e a barra de referência.

Como a medida fasorial utilizada no processo de EE é a diferença entre duas medidas, a variância do resultado será igual a $2.\sigma^2$. Se houver áreas não conectadas, em cada uma delas deve ser escolhida como referência uma barra que possua medida fasorial.

Os autores apresentaram uma análise dos impactos das medidas fasoriais na qualidade da solução do estimador, utilizando como métrica um índice de erro de estimação da forma:

$$\mathbf{E}(\hat{\mathbf{x}}) = \sum_{i=1}^{m} \frac{\left(\mathbf{z}_{i}^{true} - \mathbf{z}_{i}^{est}\right)^{2}}{\sigma_{i}^{2}}$$
(IV.36)

Onde \mathbf{z}_i^{true} , \mathbf{z}_i^{est} e σ_i^2 são respectivamente o valor verdadeiro, o valor estimado e a variância da medida **i**. O índice proposto mede a distância entre as medidas estimadas e respectivos valores verdadeiros.

Os resultados obtidos mostraram que medidas fasoriais com precisão de até 0,3° possuem pouca influência sobre o processo de estimação, e para que o seu efeito seja apreciável tal precisão deve ser melhor que 0,12°.

Os autores analisaram ainda os efeitos sobre o resultado da estimação de: erros elevados nas medidas fasoriais (erros na faixa de -20σ a 20σ); número de iterações necessário para valores iniciais utilizando as medidas fasoriais em vez de valores de 1 pu e 0°; impacto da localização das UMFs e da seleção da barra de referência sobre a convergência do processo de estimação.

Os autores afirmaram que o uso de medidas fasoriais melhora a redundância local, ajuda a eliminar medidas críticas, aumentando a capacidade de detecção de EGs. Concluíram que as medidas fasoriais complementam e não substituem as outras medidas, propondo a utilização em conjunto de ambos os tipos de medidas.

Zivanovic e *Cairns* [Ziv96] também analisaram a utilização de UMFs nos estimadores de estado. Apresentaram dois algoritmos de estimação, ambos utilizando o método dos mínimos quadrados ponderados, um linear e outro não linear. Inicialmente foi

abordado o uso direto das medidas de magnitude e ângulo das UMFs. A magnitude da tensão medida pelas UMFs pode ser utilizada diretamente, como uma medida convencional, apenas com uma melhor precisão.

Já para as medidas de ângulo das UMFs os autores propuseram duas abordagens: a primeira considera a instalação de uma UMF na barra escolhida como referência, obtendo-se os demais ângulos como diferenças do ângulo desta barra; a segunda proposta, para evitar a perda da referência caso ocorra a falha da UMF desta barra, obtém o valor estimado dos ângulos de todas as barras que possuem medidas de UMFs e utiliza o valor médio das diferenças entre os valores dos ângulos medidos e estimados como a diferença angular entre as referências dos dois conjuntos (medido e estimado).

Analisaram também o uso das diferenças entre as medidas fasoriais. Nesta abordagem é proposta a utilização das diferenças angulares entre os fasores de tensão de ambos os terminais de linhas de transmissão, ou seja, as medidas ativas utilizadas seriam $\mathbf{z}_{P} = \left(\mathbf{Pf}_{ij}, \mathbf{P}_{i}, \boldsymbol{\theta}_{ij}\right)^{t}$. A equação que relaciona a medida de ângulo com o estado é $\boldsymbol{\theta}_{ij} = \boldsymbol{\theta}_{i} - \boldsymbol{\theta}_{j}$.

Os autores propuseram ainda a utilização combinada de um estimador não linear com outro linear. O estimador linear seria utilizado para áreas onde as medidas de UMFs permitam plena observabilidade, enquanto que o estimador não linear seria utilizado para as áreas com medidores convencionais.

Segundo os autores, combinar ambos os estimadores visa: resolver as medidas nas barras de fronteira e compatibilizar as referências angulares de ambos os estimadores. Os autores realizaram diversos testes e concluíram que as medidas das UMFs devem ser bastante precisas ($\sigma \leq 0,1^{\circ}$) para que as mesmas tenham impacto no processo.

Cho, *Shin* e *Hyun* [Cho01] apresentam três opções para aperfeiçoar a localização das UMFs. A primeira opção foi a utilização do método de recozimento simulado (*Simulated Annealing*) modificado.

A versão apresentada é baseada na forma convencional do método, com pequenas modificações no estabelecimento da temperatura inicial e no processo de resfriamento, para considerar o estado atual do conjunto solução e acelerar a convergência.

A segunda opção analisada correspondeu ao uso do método de Combinação Direta, utilizando uma regra heurística simples para reduzir o espaço de busca. As barras são ordenadas por número decrescente de ramos diretamente conectados.

Durante o processo de solução, o algoritmo se inicia localizando as UMFs nas barras com maior número de ramos conectados, e excluindo as UMFs sempre das barras com menor número de ramos, como forma de privilegiar a observabilidade do sistema. A terceira opção analisada utiliza o método de Busca Tabu.

Os autores utilizaram a mesma regra heurística do método anterior para acelerar o processo de convergência da Busca Tabu. Segundo os autores, os três métodos foram testados nos sistemas IEEE 14, 30 e 57 barras e apresentaram resultados semelhantes.

Kamwa e *Grondin* [Kam02] desenvolveram duas novas soluções para o problema da localização ótima de UMFs, objetivando a necessidade de monitoramento e controle de distúrbios sistêmicos que afetem a operação normal do sistema. Desta forma, o índice de desempenho a ser maximizado durante a seleção do número mínimo de UMFs a ser instalado é a quantidade de informação contida nos sinais de resposta no tempo para contingências plausíveis e cenários de operação realísticos.

O esquema computacional mais efetivo dentre os estudados foi um procedimento de expansão agressivo consistindo em adicionar sequencialmente uma única barra a um conjunto de barras já definidas para a instalação das UMFs, sendo a barra selecionada em cada iteração aquela que maximiza o ganho incremental da informação.

De acordo com os autores, a medida do conteúdo de informação de um sinal pode ser expressa pela norma da correspondente matriz de entropia do sinal. Os autores concluíram que para evitar falta de informação é necessária a inclusão obrigatória de UMF nas barras de interligação entre áreas eletricamente coerentes. Um grupo de barras pode ser dito coerente, com relação à estabilidade angular, quando qualquer distúrbio na rede aplicado fora do grupo resulta em variações incrementais no tempo com o mesmo sinal, do ângulo e da frequência, dentro do grupo.

Denegri et alii. [Den02] apresentaram quatro métodos determinísticos para a localização de UMFs objetivando a EE estática linear. Os autores consideram que a utilização de *Simulated Annealing* para a localização de UMFs deixa de ser vantajosa, por se tornar um processo lento, seguindo uma função fatorial, à medida que o número de nós da rede aumenta, além de somente obter uma única solução, o que pode ser uma desvantagem quando se tem algum requisito ou certas restrições locais.

Uma forma de resolver este problema é a utilização de métodos que permitam obter mais de uma solução por vez. O primeiro método proposto utiliza a busca em árvore, com múltiplas soluções, executada tantas vezes quanto o número de nós da rede, utilizando cada um dos nós como nó de partida, onde a primeira UMF é instalada.

A solução obtida depende do nó escolhido como nó de partida, já que as UMFs são recursivamente alocadas nos nós adjacentes aos nós da região observável. Este método de busca não garante o posicionamento eficiente das UMFs, uma vez que a dimensão da árvore de busca é fortemente condicionada pela escolha do nó inicial.

Os autores afirmam que a utilização de uma técnica de reordenação dos nós pode melhorar os resultados obtidos, levando a um maior conjunto de soluções com o número mínimo de UMFs. O segundo método estudado é baseado apenas em regras topológicas e permite percorrer uma árvore em apenas uma sequencia de busca. A cada nó é associado um índice de observabilidade w, que é zerado no início do processo. Os índices de observabilidade são utilizados como indicadores para a aplicação de possíveis medidas ou pseudomedidas de magnitude ou ângulo da tensão. Num primeiro passo, são encontrados os nós interligados a apenas outro nó (índice de interligação h=1), sendo uma UMF posicionada neste último nó. Quando uma UMF é posicionada num nó, neste nó o índice de observabilidade é incrementado para um valor elevado (e.g. 100), enquanto que para os nós adjacentes o índices de interligação, sendo a UMF instalada quando um nó com índice de observabilidade nulo (w=0) é encontrado.

Este método tem como desvantagem o fato de não tornar ótimo o número mínimo de UMFs. Ambos os métodos são baseados na suposição de que a rede é fixa e que as UMFs possuem plena confiabilidade, ou seja, não admite mudanças na configuração topológica do sistema elétrico, nem falha de uma UMF. Para suplantar esta deficiência, os autores apresentam dois métodos que consideram a possibilidade de modificação em nós com injeções, alterações na admitância das ligações (até zero, no caso de desconexão) e a perda de um instrumento de medição.

Considerando o desligamento de uma linha (n-1), os autores utilizaram um critério simples. Um nó é considerado observável se pelo menos uma das duas condições a seguir for atendida: (i) se o nó tiver uma UMF; ou (ii) se o nó for interligado a pelo menos dois nós com UMFs instaladas. Esta segunda condição pode ser relaxada se o nó for ligado à rede por apenas um ramo. No primeiro método proposto considerando o critério (n-1), a busca é iniciada de um nó e constrói a árvore de busca supondo uma UMF no nó mais próximo ao nó já observável. O processo é repetido partindo de cada nó da rede, selecionando no final o menor conjunto de UMFs.

Da mesma forma que nos métodos anteriores, este também permite obter múltiplos resultados. O segundo método proposto para atender ao critério (n-1) é uma variação que considera apenas as informações topológicas. A diferença está no critério considerado para a instalação da UMF nos nós. No método anterior não havia a garantia de que cada nó fosse observado por pelo menos duas UMFs, sendo então necessário considerar também este critério.

Xu e *Abur* [Xu04] analisaram a observabilidade da rede considerando um sistema de medição misto, utilizando medidores convencionais e UMFs. Os autores utilizaram uma técnica numérica para resolver o problema da localização ótima das UMFs, considerando três condições: (i) somente medidas de UMFs; (ii) medidas de UMFs e de injeções e (iii) medidas de UMFs, injeções e fluxos.A formulação apresentada tem como diferencial a possibilidade de considerar medidores convencionais já instalados na rede.

Zhao e *Abur* [Zha05] investigaram a EE em grandes sistemas de potência, com várias áreas de controle. Propuseram uma solução de estimação que coordena estimativas locais

descentralizadas com capacidade de melhorar o processamento de EGs nas áreas de fronteira. Cada área deve ter um conjunto de medidores redundante de forma a permitir o processamento dos EGs dentro de suas fronteiras. É suposto que medidas de UMFs de diferentes barras estejam disponíveis, complementando as medidas convencionais.

Os estimadores de cada área podem utilizar diferentes algoritmos, estruturas de dados e funções de processamento de EGs. Espera-se que os estimadores de estado de cada área apenas forneçam os valores estimados em sua área para o estimador central, sem a necessidade de compartilhar os dados com os estimadores das áreas fronteiriças. O estimador proposto pelos autores é uma ferramenta central que coordena os resultados dos estimadores de todas as demais áreas. Esta ferramenta deve ter acesso aos valores estimados de cada área, às medidas das barras de fronteiras e de algumas medidas de UMF de cada área. Estes dados permitem a detecção e identificação de EGs nas medidas das áreas de fronteira que de outra forma não seriam detectados. A análise é realizada através da decomposição do sistema global em suas áreas. Cada área é separada por linhas de interligação cujas barras terminais são integrantes de ambas as áreas, resultando que as fronteiras entre as áreas se superponham nas linhas de interligação. As barras de cada uma das áreas são classificadas em três categorias: i) barras internas (aquelas que todas as suas barras vizinhas pertencem à mesma área); ii) barras de fronteira (aquelas que as barras vizinhas são barras internas e pelo menos uma barra pertence à área vizinha) e iii) barras externas (aquelas que são barras de fronteira da área vizinha e que possuam pelo menos uma ligação com uma barra de fronteira da área em análise).

Bai, Zhou, Guo e Chen [Bai05] [Bai06] propuseram um método de EE por grafos de inovação da rede utilizando o modelo de fluxo de potência CA. Segundo os autores, o método proposto melhora a confiabilidade dos resultados da EE através do cálculo mais preciso dos vetores de inovação e dos fluxos de correção, se comparado com o método tradicional por grafos de inovação utilizando o modelo CC. O método considera que o número de ramos da árvore do grafo é superior ao número de ligações e propõe a utilização de um pequeno número de UMFs nas ligações. Estas medidas fasoriais são utilizadas para o cálculo da inovação da rede.

O método possui boa capacidade para detecção de EGs e topológicos, inclusive quando ambos ocorrem simultaneamente. Uma característica interessante do método é a inerente capacidade de medir variações do estado, que poderia ser avaliada visando a EE dinâmica.

Chen e *Abur* [Che06] avaliaram as vantagens da inclusão de algumas UMFs num sistema com plena observabilidade dada pelas medidas convencionais. O método propõe a instalação seletiva de UMFs de forma a reduzir o número de medidas críticas existentes no sistema. Esta abordagem permite detectar qualquer EG que ocorra no sistema de medição. Os autores mostraram que se a localização de UMFs for realizada com critério, um número pequeno de UMFs é necessário para o objetivo de detecção de EGs.

Os resultados obtidos seriam esperados também com a adição de medidas convencionais.

Zhou, Centeno, Thorp e *Phadke* [Zho06] [Pha09] reconhecem que a utilização dos fasores de tensão e corrente como medidas convencionais a serem adicionadas aos estimadores de estado, mantém a não linearidade do processo e requer modificações significativas nos mesmos. Os autores propuseram um método alternativo para simplificar a inclusão de medidas de UMFs em estimadores de estado convencionais, sem alterar os estimadores convencionais. A ideia é utilizar as medidas de UMFs numa etapa de pós-processamento. Na primeira etapa são obtidos os resultados do estimador de estado convencional.

Já na segunda etapa, os resultados do estimador de estado convencional e as medidas de UMFs com suas respectivas matrizes de covariância dos erros são considerados como um conjunto de medidas que são funções lineares do vetor de estado. Este processamento é realizado por um estimador de estado linear (não iterativo) que não requer modificações no estimador convencional.

Os resultados apresentados mostram que a qualidade do estado estimado melhora progressivamente com o aumento do número de fasores incluídos no processo.

Zhu e Abur [Zhu07] analisaram a inclusão de medidas de UMFs no processo de EE, considerando os aspectos de seleção da barra de referência. O processo de estimação é usualmente solucionado escolhendo-se uma das barras do sistema elétrico como a barra de referência, onde o ângulo de fase é considerado 0°. Se medidas de UMFs não forem utilizadas, esta prática é suficiente e obtém bons resultados. Com a inclusão de medidas de UMFs, a seleção da barra de referência não pode mais ser arbitrária. Duas possibilidades têm sido estudadas: (i) Escolher uma barra onde não exista UMF instalada. Esta escolha cria inconsistências entre o ângulo de referência arbitrado para a barra de referência e o ângulo de fase real medido pelas UMFs instaladas em outras barras; (ii) Escolher uma das barras com UMFs instaladas como a barra de referência. Esta opção funcionará corretamente enquanto a UMF da barra selecionada estiver medindo corretamente. Se esta UMF falhar, os erros de medição não serão detectados e contaminarão os resultados do estimador. Os autores formularam uma solução que não necessita que seja selecionada uma barra de referência. A proposta assume que exista pelo menos uma barra com medida de ângulo obtida por UMF. Caso não exista nenhuma UMF instalada, o ângulo de uma das barras é escolhido arbitrariamente como referência. No trabalho, as medidas de UMFs são tratadas da mesma forma que as demais medidas, adicionando-se linhas na matriz Jacobiano. A ausência da barra de referência também é refletida adicionando-se uma linha na matriz Jacobiano. O trabalho conclui que a formulação proposta fornece resultados consistentes mesmo na presença de erros nas medidas de UMFs, se certo grau de redundância for utilizado.

Vide, Barbosa e *Ferreira* [Vid09] apresentaram uma metodologia para definir medidas de UMFs como candidatas à inclusão no processo de EE, com o objetivo de obter plena observabilidade do sistema. A metodologia não garante a minimização do número de UMFs necessárias, mas pode ser utilizada para obter plena observabilidade, a medida que um maior número de UMFs esteja disponível no sistema.

Li, Li, Sun e *Chen* [Li09] apresentaram um modelo para um EE híbrido, preservando as medidas de UMFs e as medidas das UTRs, mas também utilizando propriedades da medidas de injeção zero para aumentar a precisão do processo de EE. Os autores concluem que a precisão é aumentada e o desempenho é similar ao de outras soluções tradicionais.

IV.5.2 Comentários

Desde o desenvolvimento das UMFs no âmbito de um projeto de um relé de distância (por componentes simétricas) [Pha79] diversos pesquisadores vêm trabalhando na aplicação destes dispositivos para melhor observar o sistema elétrico. Diferentes utilizações foram propostas, desde a pioneira para localização de faltas em linhas de transmissão.

Uma aplicação cuja eficácia tem sido comprovada na prática é a utilização de UMFs para o registro do comportamento dinâmico do sistema elétrico. Outras aplicações estão em diferentes estágios de evolução. A maioria ainda como projetos de pesquisa e desenvolvimento, em universidades e centros de pesquisas.

Aplicações relacionadas à proteção e ao controle em tempo real do sistema elétrico são bastante embrionárias e apenas alguns projetos-piloto vêm sendo desenvolvidos, principalmente em situações em que a infraestrutura de telecomunicação permite.

Embora a utilização de UMFs para a EE em sistemas elétricos tenha sido uma das primeiras aplicações propostas por *Thorp*, *Phadke* e *Karimi* [Tho85] nos estágios iniciais do desenvolvimento de UMFs, ainda hoje há dúvidas sobre a sua utilidade e, na prática, esta é uma aplicação com uma área de pesquisa bastante fértil, com uso ainda limitado nas empresas de energia elétrica.

Um dos empecilhos à maior penetração de UMFs é o custo de instalação, principalmente dos canais de telecomunicação necessários para transferência da massa de dados gerados por UMFs. Por outro lado, cada aplicação possui necessidades próprias, com diferentes requisitos mínimos em termos de taxas de amostragem, tipo de dados utilizados, limites de latência, etc.

Assim, propostas de aplicação de UMFs no sistema elétrico devem passar pela análise e discussão de dois pontos básicos:

1. O desempenho consistente de UMFs, de forma que os resultados destes dispositivos oriundos de diferentes fornecedores sejam equivalentes;

 O estabelecimento prévio de requisitos funcionais mínimos de cada uma das aplicações desejadas, de forma a se definir uma especificação do sistema de medição que permita o compartilhamento de diferentes aplicações.

Embora estes dois pontos sejam básicos, o que se depreende da literatura sobre o assunto é que a grande maioria das aplicações práticas de sistemas de medição sincronizada de fasores existentes hoje esbarra em um ou ambos os pontos mencionados, dificultando a expansão dos sistemas existentes e a introdução de novas funcionalidades. Estas dificuldades têm orientado discussões e revisão das normas técnicas correspondentes, caso da recente publicação da Norma IEEE C37.118-2005.

Por outro lado, um grande esforço vem sendo empreendido para expandir os sistemas de medição sincronizada de fasores existentes de forma consistente, que permita o desenvolvimento de aplicações que tragam benefícios à operação do sistema elétrico. Esta orientação é clara nos trabalhos do *North American Synchrophasor Initiative* – NASPI, grupo de projeto de um sistema de medição fasorial que abrange toda a América do Norte e que vem sendo coordenado pela *North American Electric Reliability Corporation* – NERC. Um dos principais desafios do NASPI é definir requisitos que permitam a integração dos sistemas legados das diversas concessionárias de energia dos EUA, Canadá e México, países integrantes do NASPI.

A pesquisa bibliográfica do estado da arte da utilização de UMFs mostra que o foco principal das aplicações volta-se para a EE. A proposta inicial apresenta o desenvolvimento de uma ferramenta que utiliza medidas sincronizadas tomadas em altas taxas de amostragem e com elevada precisão, para permitir a medição direta do estado, em vez de sua estimação algorítmica.

Esta proposta torna possível a medição do estado dinâmico do sistema, certamente com impactos positivos sobre as ferramentas SGE utilizadas. Ou seja, o estado do sistema elétrico deixa de ser estimado e passa a ser medido diretamente, sendo o resíduo do processo a própria variância das medidas das UMFs.

A medição direta do estado por meio de UMFs implica, necessariamente, que sejam instaladas UMFs em número suficiente para tornar o sistema observável apenas com estes dispositivos. Como os custos de instalação de UMFs é superior aos das medidas convencionais, principalmente em decorrência dos custos de telecomunicações, é importante que a implantação seja realizada com o número mínimo de UMFs, suficientes para atender ao critério de observabilidade. Uma UTR transmite a medida do módulo de uma grandeza a cada 2 segundos. Uma UMF transmite a parte real e parte imaginária da grandeza medida cerca de 10 a 30 vezes por segundo, dependendo da taxa de exteriorização da UMF, resultando numa necessidade de comunicação de cerca de 40 a 120 vezes maior que a da UTR, apenas para a transferência dos dados de uma medida.

Esta maior necessidade de comunicação foi a motivação de um bom número de trabalhos de desenvolvimento de metodologias para a determinação do conjunto mínimo de UMFs necessárias para tornar um sistema observável.

Como mostrado anteriormente, a maioria das pesquisas foi centrada para a solução da localização ótima de UMFs com o objetivo de melhorar a observabilidade do sistema ao menor custo. As primeiras pesquisas analisaram métodos utilizando árvores e grafos que permitissem definir o grau de observabilidade desejado e gerassem cenários de implantação em que o grau de observabilidade aumente de forma controlada, com a instalação de novas UMF. O método proposto permite considerar restrições decorrentes das dificuldades de telecomunicação, dentre outras. Outros métodos de otimização foram propostos, utilizando *Simulated Annealing*, Busca Tabu, Algoritmos Genéticos, etc.

Os resultados apresentados na literatura mostram que todos os métodos são capazes de obter um ou mais conjuntos de UMFs que atendam aos critérios de observabilidade desejados. Alguns trabalhos abordaram a utilização de UMFs para obter uma referência angular capaz de agrupar resultados de estimadores de estado de diferentes áreas em um sistema mais amplo que obtivesse o estado de todas as áreas interligadas.

Uma grande ênfase foi dada à utilização de um número mínimo de UMFs para tornar o sistema observável, considerando que a instalação de UMFs ocorrerá de forma gradual, sendo interessante determinar a melhor localização para a instalação inicial de um número limitado de UMFs.

Outro ponto enfocado foi o desenvolvimento de métodos para determinar a melhor localização de novas UMFs tendo como restrição grupos de UMFs já previamente instalados ou a existência de medição convencional.

Outros trabalhos consideraram no processo de localização de UMFs alguma estratégia para melhorar a identificação de EGs, bem como a avaliação do impacto de UMFs na exatidão do processo de EE, especificamente na tentativa de responder às seguintes questões: i) O uso de UMFs melhora a exatidão do processo de estimação? ii) Existe alguma relação entre o aumento incremental do número de UMFs utilizadas e o aumento da exatidão do processo de estimação? iii) Como se quantifica e avalia a exatidão do processo de EE?

Os trabalhos inicialmente consideraram a utilização de UMFs apenas para a medição direta do ângulo de fase das tensões. Atualmente, a suposição é que a instalação de uma UMF numa barra permite obter os fasores de tensão da barra e das correntes de todas as linhas incidentes naquela barra. Se o número de canais de corrente da UMF for insuficiente para monitorar todas as linhas, esta exigência pode ser relaxada ou uma UMF adicional, na mesma barra, pode ser considerada.

Isto faz com que a instalação de uma UMF torne observável a barra onde foi instalada e todas as barras em sua vizinhança de primeiro nível. Caso existam barras sem injeção de potência na vizinhança da barra onde a UMF foi instalada, a observabilidade pode ser maior.

A localização de UMFs pode ser descrita como um problema de otimização para a determinação do número mínimo de barras de um sistema elétrico onde a instalação destas torne observáveis todas as barras do sistema, considerando:

- Eventual UMF já instalada, ou planejada para ser instalada em barras específicas;
- A existência de barras sem injeção de potência;

- O nível de redundância desejado (e.g. considerando a perda da medida de uma UMF ou uma alteração na configuração topológica do sistema);
- Eventual restrição de instalação da UMF (e.g. custo do canal de comunicação).

O custo de instalação de UMFs também motivou a sua implantação incremental nos estimadores de estado existentes, em complemento às medidas convencionais. Alguns pontos se destacam quando se estuda a integração das medidas de UMFs às medidas convencionais.

Na prática esta integração significa incluir, num sistema com medidas assíncronas e amostradas com intervalos da ordem de segundos, medidas fasoriais sincronizadas por GPS, realizadas dezenas de vezes num único segundo. A solução para esta integração não está clara.

IV.6 Conclusões

Neste capítulo, apresentou-se a técnica de EE em sistemas elétricos. O processo de EE reveste-se de especial importância para a operação dos sistemas elétricos, por permitir extrair o estado mais provável do sistema elétrico, utilizando um conjunto de medidas indiretas e redundantes, heterogêneo em sua qualidade (diferentes variâncias) e que pode estar sujeito a EGs.

Os estimadores de estado atuais, se utilizados com um sistema de medição adequado, que permita a observabilidade do sistema, e redundante, permitem utilizar todas as medidas disponíveis, identificar prováveis EGs nas medidas e obter o resultado do estado.

Como discutido anteriormente, a instalação de UMFs nos sistemas elétricos cria a possibilidade de medição bastante precisa e direta do módulo e ângulo de fase das tensões, ou seja, a medição direta do estado.

Os capítulos seguintes discutem as possibilidades que se apresentam para a inclusão das medidas diretas do estado, obtidas pelas UMFs, nos processos de EE atuais.

Ao se avaliar as propostas para a utilização conjunta das medidas sincronizadas de UMFs com as medidas convencionais de UTRs que indicam haver a melhora da exatidão do processo de estimação (como decorrência da melhor precisão das medidas sincronizadas por GPS) verifica-se que parecem ter partido de hipóteses simplistas, tais como a comparação da precisão de UMFs versus a das medidas convencionais. *Schweppe* [Sch74] define claramente as características do sistema de medição considerado para o processo de EE.

Dois modos diferentes de medição são considerados: a medição em *snapshot*, em que todas as medidas são realizadas no mesmo instante; e a medição sequencial, em que as medidas são realizadas por meio de um processo de varredura. Cada tipo de medição foi tratado de modo diferente. As medidas em *snapshot* são invariantes no tempo, sendo simples a sua utilização pelos estimadores de estado convencionais. Quando as medidas são obtidas sequencialmente, o sistema de medição pode ser adequado para apresentar uma menor variação das grandezas ao longo do tempo. O erro da não simultaneidade pode ser incluído na precisão das UTRs ou o método de estimação pode ser adaptado para utilizar medidas que são obtidas sequencialmente (*Tracking Estimators*) [Mas71]. A integração de UMFs aos sistemas de medição convencional parece carecer de estudos mais detalhados, para determinar as reais vantagens e desvantagens de sua aplicação.

O trabalho de pesquisa apresentado a seguir aprofunda os estudos realizados até agora, voltando-se para os seguintes tópicos:

- a) Caracterização inequívoca das vantagens e expectativas de aplicação prática de UMFs em estimadores de estado de sistemas de energia elétrica.
- b) Aperfeiçoamento do processo de EE, principalmente nos pontos que mais se relacionam com a integração das medidas fasoriais sincronizadas, quais sejam: as características dos sistemas de medição convencionais atualmente disponíveis, as exatidões das UTRs e medidores, as diferenças entre as taxas de exteriorização de fasores e os tempos de varredura dos processos de EE convencionais; as possibilidades de melhoria dos resultados da estimação com os recursos existentes.

c) A adequação do processo de EE considerando os desafios da sua integração aos grandes sistemas de medição fasoriais capazes de atender múltiplas aplicações.

* * *

Capítulo V

Integração de sincrofasores na estimação de estado

V.1 Introdução

O desenvolvimento alcançado pela tecnologia de medição sincronizada de fasores tem motivado interesse crescente por estudos que revelem os benefícios da agregação de medidas de UMFs ao processo de EE. Basicamente, tal interesse se revela não apenas pelo maior grau de exatidão de medidas fasoriais, disponíveis em taxas de aquisição mais elevadas do que aquelas associadas aos sistemas SCSAD, mas principalmente pela medição dos ângulos de fase das tensões nodais e de fasores de corrente dos ramos da rede elétrica.

A maior dificuldade da integração de sincrofasores ao processo de EE convencional decorre das diferenças entre estes dois conjuntos de medidas. Sincrofasores são obtidos em taxas de exteriorização variando de 10 a 60 fasores por segundo e as medidas são sincronizadas com grande exatidão. Por outro lado, as medidas das UTRs convencionais são não sincronizadas e transmitidas por meio de um sistema de varredura. Os sincrofasores utilizam uma janela de medição de poucos ciclos da frequência fundamental, enquanto que os medidores das UTRs geralmente são medidores que possuem uma constante de tempo mais lenta. A integração destes dois tipos diferentes de medida em um mesmo sistema de medição é um desafio interessante.

Este capítulo dedica-se à avaliação dos benefícios a serem explorados pela utilização de medidas de UMFs nas diversas etapas que integram o processo de EE.

V.2 Aspectos gerais

Nos sistemas SCSAD convencionais as medidas dos estimadores de estado provêm de transdutores ou multimedidores que ou são parte integrante das UTRs instaladas nas subestações ou estão a elas conectados.

Como as medidas das UTRs são coletadas por meio de varreduras com períodos de 1 a 5 segundos, os medidores normalmente utilizados não necessitam de um tempo de resposta curto. Uma maior constante de tempo do medidor geralmente permite obter medidas mais precisas, sendo comuns medidores com classes de exatidão da ordem de 1 a 2%. Esta característica de tempo de resposta é coerente com uma das principais hipóteses formuladas para a aplicação dos estimadores de estado convencionais, onde se considera o sistema elétrico de potência em regime quase permanente.

De certo modo, se as variações do sistema elétrico não forem abruptas, medidores com constantes de tempo mais lentas obteriam resultados mais exatos quando associados a um processo de aquisição das medidas por varredura. As constantes de tempo mais lentas fazem com que os sistemas SCSAD convencionais sejam inerentemente insensíveis às variações rápidas que podem ocorrer durante fenômenos dinâmicos na rede.

Outra importante característica das medidas convencionais é a não sincronização. Medidas não sincronizadas, tomadas em locais distantes uma das outras, não permitem a obtenção direta do ângulo de fase relativo entre elas. Esta característica implica em que o estado do sistema (caracterizado pela magnitude e ângulo de fase das tensões nodais) seja obtido de forma indireta, sendo calculado em função dos parâmetros e dados topológicos da rede, que reconhecidamente possuem exatidão muito inferior às exatidões das medidas.

Com a proposta de instalação de UMFs nos sistemas de potência surge a possibilidade de utilização de suas medidas também para o processo de EE, motivada, principalmente por sua capacidade de medição direta do ângulo de fase das tensões nodais.

As UMFs apresentam medidas com tempos de respostas bem menores. Além disso, a sincronização das grandezas no tempo e a inclusão das etiquetas de tempo nas medidas
permitem alinhar as medidas obtidas em diferentes pontos do sistema de potência, fazendo com que as medidas obtidas pelas UMFs possuam, em conjunto, qualidade superior a das medidas obtidas por UTRs convencionais.

Desta forma, é evidente que a utilização de medidas de UMFs possui vantagens consideráveis para o processo de EE e a sua incorporação aos estimadores de estado é fortemente desejável.

Por outro lado, as medidas das UMFs possuem características muito diferentes das medidas das UTRs convencionais, e a sua inclusão nos estimadores de estado é merecedora de análise um pouco mais cuidadosa.

Um ponto importante desta análise é a forma como as UMFs serão instaladas nos sistemas de potência. Não é esperado que ocorresse uma instalação maciça de UMFs nos sistemas de potência. Diversas limitações reduzem esta possibilidade, tais como, as disponibilidades de recursos financeiros, existência de espaço nas casas de controle das subestações, capacidade de carga dos transformadores para instrumentos, disponibilidade de canais de comunicação com banda adequada para a transferência dos dados gerados pelas UMFs, dentre outras.

O mais provável é que as UMFs sejam instaladas paulatinamente, tendo como objetivo sua utilização em aplicações cujos benefícios possam ser quantificados imediatamente. Esta instalação paulatina pode ser acelerada com o desenvolvimento dos sistemas de telecomunicação, bem como com a tendência, já apresentada no Capítulo 3, da inclusão da funcionalidade de medição fasorial nos IDs modernos.

Seja com a instalação paulatina ou mais acelerada, a utilização das medidas das UMFs nos estimadores de estado, a partir de sua disponibilização no sistema, é altamente justificada, mesmo nos estágios em que ainda não se obtenha plena observabilidade apenas por estas medidas.

Assim, as seguintes premissas orientam a análise realizada:

- a) Os sistemas de medição sincronizada de fasores, por suas características e necessidades de comunicação, provavelmente disponibilizarão as medidas de UMFs gradativamente sem que se tenha, inicialmente, plena observabilidade do sistema elétrico.
- b) Entende-se que os dados de UMFs possuem informações adicionais que sempre beneficiarão os processos de EE atuais.
- c) As UMFs fornecem dados de ângulo de fase das tensões com maior precisão que a obtida pelos meios indiretos utilizados pelos estimadores de estado convencionais.
- d) As UMFs possuem taxas de amostragem mais elevadas que àquelas das UTRs convencionais e a sua incorporação aos estimadores de estado atuais não é direta.
- e) O estado do sistema (módulo e ângulo das tensões nodais) é observado diretamente nas barras onde existam UMFs instaladas. Esta premissa pode ser expandida para as barras vizinhas, se as UMFs medirem as correntes dos ramos incidentes ao nó onde a UMF está instalada (supondo-se conhecer os valores corretos dos parâmetros dos ramos da rede).
- f) É desejável o aperfeiçoamento dos estimadores de estado convencionais, de modo que estes forneçam resultados mais confiáveis em todas as suas etapas de processamento e assim possam prover informações de alta qualidade para subsidiar as decisões de operação nos Centros de Controle.
- g) O estado do sistema será aquele que caracteriza a operação em regime quase permanente, i.e., não serão considerados estados típicos de estudos do comportamento dinâmico. Esta hipótese certamente deverá ser estendida para a obtenção do estado dinâmico do sistema, condicionada à plena observabilidade da rede apenas por medidas provenientes das UMFs.

Considera-se inicialmente que exista um número limitado de UMFs instaladas (de acordo com algum critério que atenda necessidades operativas, e.g., o registro do desempenho

dinâmico do sistema) e que suas medidas estejam disponíveis para processamento nos sistemas SCSAD que alimentam a função de EE dos SGE. Esta consideração decorre do fato de que os custos de instalação de UMFs não justificarão a sua implantação em larga escala, sendo mais plausível a hipótese de implantação gradual de UMFs para outras funções.

Com a mesma motivação, não se pretende abordar o problema de localização ótima de UMFs, deixada para trabalhos futuros quando ficarem evidenciados os benefícios da utilização de medidas fornecidas por UMFs na EE.

Algumas vantagens da utilização das UMFs nos estimadores de estado podem ser prontamente identificadas:

- a) As UMFs medem diretamente o estado das barras onde estão instaladas. Se consideradas as medidas de correntes das UMFs e todos os ramos incidentes na barra tiverem suas correntes medidas, este conceito estende-se, com menor exatidão, para as barras de primeira vizinhança, através da utilização dos parâmetros das linhas e equipamentos.
- b) Como as medidas são sincronizadas, é possível a medição dos ângulos de fase em qualquer parte do sistema, mesmo se esta parte do sistema não estiver diretamente conectada ao resto do sistema. Esta característica pode facilitar a reintegração de partes dos sistemas que tenham sido separadas durante distúrbios.

Estas vantagens por si só justificam a aplicação das medidas das UMFs na EE, principalmente se considerada a estimação exclusivamente por UMFs, como apresentado por diversos autores, anteriormente citados. Diversos trabalhos seguem esta diretriz, ao determinar o número e localização das UMFs necessárias para tornar o sistema plenamente observável apenas com medidas fasoriais, utilizando um conceito de medição direta do estado, em contraposição à estimação não linear do estado utilizada atualmente.

V.3 Erros associados às medidas

O estimador de estado baseado no método dos mínimos quadrados utiliza como ponderação a matriz W que é composta pelas variâncias individuais das medidas, consideradas independentes e não correlacionadas.

Existem diversas propostas para a ponderação das medidas nos estimadores de estado, decorrentes do desconhecimento prévio das características das medidas e em sua maioria baseados nos valores de exatidão declarados pelos fabricantes dos instrumentos de medição [Per99].

Teoricamente, a matriz W deve considerar a exatidão da medida, desde o seu valor primário até a sua disponibilização nos sistemas SGE.

Isto significa que diversos erros estão envolvidos no processo e devem ser considerados, dado que podem invalidar os resultados das análises efetuadas [Adi90a] [Adi90c].

V.3.1 Incertezas dos transformadores para instrumentos

Um sistema de medição típico envolve a utilização de transformadores para instrumentos para a conversão das grandezas de valores primários (geralmente altas tensões e correntes) para valores adequados para o processamento pelos instrumentos de medição, sejam eles UTRs ou UMFs.

Estes transformadores possuem classes de exatidão especificadas em normas [IEE08] [ANS99] nas quais, a exatidão para serviço de medição dos transformadores de potencial (convencionais e capacitivos) e de corrente, é definida por limites máximos de erros de magnitude e ângulo de fase, compondo os chamados paralelogramos de exatidão.

As figuras V.I e V.2 mostram os limites dos erros para as três classes de exatidão nominais (0,3, 0,6 e 1,2) previstas em norma.



Figura V-1 – Paralelogramo de exatidão de transformadores de corrente para medição



Figura V-2 – Paralelogramo de exatidão de transformadores de potencial (convencional e capacitivo) para medição

Em subestações de transmissão, em decorrência dos grandes blocos de energia transportados, é comum a especificação da classe de exatidão 0,3 para os transformadores para instrumentos.

Para a comparação da exatidão dos transformadores para instrumentos com a exatidão das UMFs, é possível obter o EVT máximo permissível para o transformador e compará-lo aos limites de exatidão das UMFs, especificados em norma como inferior a 1%.

Considerando a classe de exatidão 0,3% dos transformadores para instrumentos, obtém-se um EVT máximo de 0,993% para os transformadores de potencial e 1,116% (em

10% da corrente nominal e 0,53% em 100% da corrente nominal, para os transformadores de corrente.

Os valores obtidos são elevados, mas as medidas podem ser corrigidas, utilizando-se os fatores de correção de relação e de ângulo de fase obtidos com a calibração dos transformadores para instrumentos. Esta prática, embora recomendável, não é comum nos estimadores de estado atuais, em decorrência da dificuldade de se realizar as medições necessárias para proceder ao cálculo dos fatores de correção.

A literatura apresenta propostas para a realização indireta e automática desta calibração utilizando medidas de um transformador de potencial pré-calibrado [Adi90b] [Adi92], para o qual os fatores de correção são conhecidos. Pelo menos um projeto piloto para avaliação desta técnica está em andamento nos EUA [DOE09].

Os erros dos transformadores para instrumentos afetam todos os medidores e, se não corrigidos, devem ser considerados nos fatores de ponderação dos estimadores de estado.

Uma forma de considerar estes erros nas análises é supor que os mesmos seguem uma distribuição aleatória normal, com desvios-padrão ditados pelos limites de sua classe de exatidão. Os valores a serem utilizados para a classe de exatidão 0,3 são apresentados na Tabela V-1.

Transformadores	Medidas de magnitude	$\boldsymbol{\sigma} = \frac{1}{3} \cdot (0,003.\mathbf{z}) \ (pu)$
de potencial	Medidas de ângulo de fase	$\boldsymbol{\sigma} = \frac{1}{3} \cdot (0,01) (rd)$
Transformadores	Medidas de magnitude	$\boldsymbol{\sigma} = \frac{1}{3} \cdot (0,003 \cdot \mathbf{z}) (pu)$
de corrente	Medidas de ângulo de fase	$\sigma = \frac{1}{3} \cdot (0,009 - 0,005 \cdot z) (rd)$

Tabela V-1– Desvios-padrão para os transformadores para instrumentos (Classe 0,3)

Nesta análise foram considerados os erros associados aos transformadores para instrumentos especificados para o serviço de medição.

Ocorre que, conforme apresentado no Capítulo II, atualmente é prática comum o compartilhamento de funções nos IDs, fazendo com que a UMF seja uma funcionalidade incluída em um ID, que pode ter como função principal a proteção de equipamentos elétricos ou o registro de perturbações. Estes IDs necessitam ser instalados em transformadores para instrumentos especificados para serviço de proteção. Do ponto de vista da medição de tensão não há diferenças, uma vez que os transformadores de potencial utilizados pelos sistemas de proteção são especificados de forma idêntica aos utilizados pelos sistemas de medição. Cuidado especial deve ser dispensado à verificação do carregamento secundário dos transformadores de potencial para evitar que os erros resultantes excedam aos limites de erros especificados para a classe de exatidão.

Já no caso da medição de corrente, os transformadores de corrente para proteção não são os mesmos utilizados para medição. A necessidade de garantir um desempenho adequado para os transformadores de corrente, sem que ocorra saturação para correntes elevadas de falta, faz com que os TCs para proteção possuam núcleos com maiores dimensões e correntes primárias nominais mais elevadas. Estas características resultam em erros maiores, principalmente quando a medição é realizada no entorno da corrente nominal. Estes erros são devidos, não apenas às não linearidades dos transformadores de corrente, quando operando no início da curva de saturação, mas também devido ao fato da corrente no secundário ser muito baixa, comparativamente à máxima corrente que o ID deve medir durante faltas. Como é difícil compensar estes erros, é recomendável que as medidas de corrente das UMFs não sejam compartilhadas em IDs para proteção e nem instaladas em transformadores de corrente especificados para o serviço de proteção, para não apresentarem erros de medição elevados.

Considerando que os estimadores de estado se beneficiam ao se utilizar um maior número de medidas, as medidas de correntes provenientes de UMFs integradas em IDs de proteção, uma vez disponíveis, não devem ser desprezadas e podem ser utilizadas no processo de EE, desde que ponderadas adequadamente. Uma forma de determinar a ponderação destas medidas é discutida a seguir.

Uma indicação da classe de exatidão dos transformadores de corrente para serviço de proteção, operando em correntes com valores próximos à corrente nominal, pode ser obtida da

norma IEC 60.044-1 [IEC03] que especifica os requisitos para transformadores de corrente, e inclui nestes requisitos a exatidão para a corrente nominal dos TCs de proteção.

De acordo com esta norma, TCs classe 5P, devem apresentar erro de relação máximo de 1% e erro de fase máximo de 1°. Já os TCs classe 10P, são especificados para erro de relação máximo de 3%, sem limite para o erro de fase.

Assim, considerando-se a utilização da norma IEC, obtém-se os valores apresentados na Tabela V-2 para os desvios-padrão de TCs de proteção operando com correntes próximas da corrente nominal.

Tabela V-2 – Desvios-padrão de TCs de proteção com correntes próximas a In

	Medidas de magnitude	$\boldsymbol{\sigma} = \frac{1}{3} \cdot (0,01.\mathbf{z}) (pu)$	
CLASSE JF	Medidas de ângulo de fase	$\sigma = \frac{1}{3} \cdot (0,018) (rd)$	
	Medidas de magnitude	$\boldsymbol{\sigma} = \frac{1}{3} \cdot (0,03.\mathbf{z}) (pu)$	
CLASSE TOP	Medidas de ângulo de fase	Não especificado.	

Transformadores de corrente - Proteção (IEC 60044-1)

Neste trabalho, as incertezas relativas aos transformadores para instrumentos não serão modeladas, dado que se supõe que tanto as UMFs quanto as UTRs estarão instaladas em transformadores para instrumentos para serviço de medição e com classes de exatidão similares, não trazendo erros relativos que justifiquem uma análise comparativa.

V.3.2 Incertezas das medidas convencionais

A literatura sobre EE apresenta diversas propostas para o tratamento das incertezas dos medidores utilizados nos sistemas SCSAD. Uma compilação bastante abrangente destas propostas pode ser encontrada em [Per99]. De acordo com [Per99], os desvios-padrão das medidas são comumente obtidos através de quatro formulações distintas:

 a) O desvio-padrão (σ) da medida é um valor constante: Os valores típicos são apresentados na Tabela V-3.

Desvio-padrão <i>(pu)</i> (σ constante)	
Medidas de magnitude de tensão	0,002 a 0,01
Medidas de injeção de potência	0,01 a 0,02
Medidas de fluxo de potência	0,008 a 0,02

Tabela V-3- Desvios-padrão constante

- b) O desvio-padrão (σ) da medida é função do valor medido: Valores típicos são apresentados na forma de uma percentagem, geralmente considerada igual para todas as medidas e variando entre 0,01 a 3% do valor medido.
- c) O desvio-padrão (σ) da medida é função do fundo de escala (FE) do medidor:
 São poucos os autores que propõem obter o desvio-padrão das medidas desta forma. Um único trabalho especifica valores: 0,5% para medidas de potência (FE = 1000MW) e 4% para pseudomedidas.
- d) O desvio-padrão (σ) da medida é função do fundo de escala do instrumento e do valor medido:

Tubelu V T Debvios pudruo puru medidus de tensuo				
Desvio-padrão (pu)				
(σ função do valor e fu	ndo de escala (FE) da medida)			
	$\sigma = 0,0067.z + 0,00163.FE$			
	$\sigma = \alpha.(0,015.z + 0,003.FE)$			
Medidas de tensão	$\sigma = 0,005.FE$			
	$\sigma = \frac{1}{3} \cdot (0,005 \cdot z + 0,0026 \cdot FE)$			

Tabela V-4 – Desvios-padrão para medidas de tensão

Desvio-padrão (pu) (σ função do valor e fundo de escala (FE) da medida)				
	$\sigma = 0,0067.z + 0,00163.FE$			
Medidas de potência	$\sigma = \alpha.(0,015.z + 0,003.FE)$			
	$\sigma = \sqrt{(0,006.z)^2 + (0,005.FE)^2}$			
	$\sigma = \frac{1}{3} \cdot (0,02.z + 0,0052.FE)$			

Tabela V-5 – Desvios-padrão para medidas de potência

Esta parece ser a opção mais utilizada, embora não haja consenso sobre a formulação a ser utilizada, como pode ser observado nas Tabelas V-4 e V-5. Nestas tabelas, *z* representa o valor medido (em *pu*), FE o fundo de escala do medidor (geralmente 1,5 *pu* para medidas de tensão e valores variados entre 0,2 a 20 *pu* para medidas de potência) e α é um número aleatório com média zero e desvio padrão igual a 1.

Alguns pontos devem ser considerados com relação às medidas convencionais. Os medidores convencionais foram projetados para medir, com boa exatidão, considerando que as grandezas medidas estão em regime permanente ou variando muito lentamente. Isto faz com que os mesmos atuem como medidores de valor médio, atenuando as pequenas variações que ocorrem na operação real do sistema.

Uma constante de tempo elevada dos medidores também é benéfica quando as medidas são transferidas para os centros de controle por meio um sistema de coleta de dados assíncrono. Estas características fazem com que as medidas dos sistemas SCSAD apresentem boa exatidão para medidas em regime permanente, mas não sejam adequadas para a medição de variações rápidas das grandezas, tal como ocorre durante alterações bruscas do estado de operação.

Assim, os estimadores de estados convencionais não seriam adequados para a reprodução do comportamento dinâmico do sistema de potência, e sim para a medição de regimes permanentes sucessivos, nos quais as mudanças ocorrem com constantes de tempo lentas.

A determinação das incertezas decorrentes da obtenção das medidas por meio de uma varredura assíncrona é uma tarefa desafiadora. Entretanto, algumas características podem ser inferidas e analisadas, de forma a se tentar estabelecer limites para estas incertezas.

As medidas obtidas pelos sistemas SCSAD possuem características muito diferentes. Enquanto as medidas de fluxos podem variar rapidamente (e.g. quando há uma abertura de uma linha de transmissão e a inversão do fluxo em alguma outra linha), as medidas de tensão usualmente não variam mais do que 5 a 10% em torno de seu valor nominal.

Se consideradas duas medidas, tomadas de forma assíncrona, onde durante o intervalo de varredura tenha ocorrido uma variação brusca na rede, o conjunto das medidas obtidas não estará referido ao mesmo estado da rede e este efeito será mais pronunciado para as medidas de fluxo de potência do que para as medidas de tensão.

Desta forma, as incertezas decorrentes de uma varredura assíncrona para as medidas de fluxo serão maiores do que as incertezas das medidas de tensão. Esta constatação certamente deve se refletir nos valores de ponderação aplicados aos estimadores de estado. Isto se refletiria numa ponderação com valores menores para as medidas de fluxo e injeção de potência, se comparadas com as medidas de magnitude de tensão. A observação acima não parece ser levada em consideração pela maioria dos autores, mas é importante para a definição da qualidade relativa das medidas e para sua adequada ponderação.

Entende-se, portanto, que do ponto de vista teórico as medidas devem ser ponderadas por suas variâncias relativas, mas que na prática a determinação dos valores de variância a serem utilizados é muito difícil, ou quiçá impossível de ser obtida. Esta afirmação é suportada pela evidência de que em diversos estimadores de estado utilizados na prática, os pesos são determinados de forma empírica, com valores usualmente definidos pelo tipo de medida e geralmente relacionados à exatidão nominal dos medidores. Embora se reconhecendo que exista um campo fértil para a melhoria do desempenho dos estimadores convencionais, apenas relacionado à adequada seleção e aplicação das medidas convencionais, optou-se, neste trabalho por abordar apenas a integração das medidas de UMFs aos estimadores de estado convencionais. Assim, considerou-se que as variâncias das medidas SCSAD convencionais foram determinadas pelas relações apresentadas na Tabela V-6. As relações apresentadas refletem, em certo grau, a melhor qualidade das medidas de tensão, comparativamente às de fluxo e injeção de potência.

Tabela V-6 – Desvios-padrão das medidas convencionais				
Desvio-padrão (pu)			
Medidas de magnitude de tensão	$\boldsymbol{\sigma} = \frac{1}{3} (0,015.\mathbf{z})$			
Medidas de injeção e fluxo de potência	$\sigma = \frac{1}{3} \cdot (0,02.z + 0,0052.FE)$			

A definição do valor de FE para as medidas de potência pode ser obtida considerando-se os valores da potência natural típica para os diversos níveis de tensão, conforme mostrado na Tabela V-7 [Kun94].

Tensão Nominal (kV)	Potência Natural (MW)
230	140
345	420
500	1000
765	2280

Tabela V-7 – Valores típicos da potência natural para as linhas de transmissão

V.3.3 Incertezas das medidas das UMFs

Medidas de UMFs se diferenciam das obtidas por UTRs convencionais em alguns aspectos importantes. O primeiro está na medição do ângulo de fase das tensões nodais, utilizando uma referência de tempo única. Isto leva à obtenção direta das diferenças angulares necessárias à determinação dos fluxos de potência nos ramos da rede. Com medidas convencionais, as diferenças angulares são obtidas indiretamente através das medidas de fluxo/injeção e dos parâmetros da rede, considerando-se a priori uma das barras do sistema como referência angular.

O segundo aspecto importante diz respeito à amostragem. Considera-se que o sistema esteja operando em regime permanente e, portanto, invariante no intervalo de tempo entre duas medições consecutivas. Esta hipótese permite a utilização de instrumentos de medição com constantes de tempo mais lentas (e.g., UTRs). A integração ao longo de um período é uma técnica comumente utilizada em instrumentos de medição para obtenção de melhor exatidão.

Por outro lado, UMFs são capazes de exteriorizar amostras de medidas em taxas elevadas, com boa exatidão, com constantes de tempo inferiores as das UTRs convencionais. Desta forma, as UTRs medem o valor médio da grandeza de interesse no intervalo de tempo de varredura, enquanto que as UMFs obtêm uma série de medidas instantâneas no mesmo intervalo de tempo.

Um exemplo da diferença entre as medidas de UTRs e de UMFs é ilustrado na Figura V-3 [Pat09].



Figura V-3 – Comparação entre medidas de UMFs e UTRs

Destaca-se também que todas as medidas fornecidas por UMFs terão etiquetas de tempo o que permitirá alinhá-las a uma mesma referência de tempo. Isso não ocorre com as medidas de UTRs que são tomadas em instantes de tempo distintos (de forma assíncrona) pelo sistema SCSAD.

Considerando-se o sistema de potência em regime de operação quase permanente, admite-se que as grandezas de estado (tensões das barras) sejam mantidas pelos sistemas de controle numa faixa de ± 5 % do valor de operação nominal. Esta é normalmente a faixa de regulação desejável para a operação em regime do sistema de potência.

Medidas tomadas em instantes de tempo distintos estarão sujeitas às flutuações por conta dos mecanismos de controle do sistema, podendo não ser desprezíveis se comparadas com as exatidões típicas dos instrumentos de medição utilizados (da ordem de 1% para tensões).

Assim, pode-se inferir que medidas de UMFs, embora com exatidões semelhantes (ressalvada as medidas de ângulo de fase, de melhor exatidão) às exatidões dos instrumentos convencionais, se beneficiam do fato de terem sido obtidas no mesmo instante de tempo e, portanto, estarão imunes aos efeitos das variações dos mecanismos de controle do sistema durante a amostragem.

As medidas de UMFs se apresentam como um bom retrato do estado de operação do sistema no instante de tempo da medição. Para as UTRs, o efeito destas variações deve ser considerado como um erro adicional no processo de medição sendo, entretanto, de difícil quantificação.

A qualidade das medidas fornecidas por UMFs encontra-se ilustrada na Figura V-4 e na Figura V-5. Os gráficos apresentam os erros de amplitude e de ângulo de fase máximos, mínimos e médios e os respectivos desvios-padrão para ensaios de variação da magnitude da tensão (de 10 até 120% do valor nominal) de uma UMF comercial [Mor09b].

Estes erros são utilizados para se obter o EVT, que de acordo com a norma C37.118 deve ser inferior a 1% para a variação da magnitude da grandeza medida na faixa

especificada. Os resultados obtidos demonstram que esta UMF atende aos requisitos de exatidão para o Nível 1 da norma C37.118.



Figura V-4 – Erro de magnitude para ensaio de variação da tensão em UMF comercial



Figura V-5 – Erro de fase para ensaio de variação da tensão em UMF comercial

Considerando-se valores de tensão próximos aos valores nominais (condição esperada para os estimadores de estado), observa-se que os valores de erros e dos desviospadrão das medidas são muitos pequenos, indicando uma medida de alta qualidade.

V.4 Medidas de UMFs na estimação de estado

Em princípio, quanto mais observações (medidas) forem usadas em um processo de EE melhor. Esta percepção tem origem no desenvolvimento dos métodos estatísticos incorporados à Teoria da Estimação, cujo início foi marcado por *Gauss* com o método dos Mínimos Quadrados. Em outras palavras, vale dizer que:

- a) A combinação de diferentes observações (tomadas sob as mesmas condições) em um processo de estimação do valor verdadeiro de uma grandeza suplanta a ideia de se colher com o maior apuro possível uma única observação, ou seja, os erros decrescem com a agregação de observações, em vez de crescerem.
- b) Deve-se estabelecer um critério que permita avaliar quando a solução de menor erro (estimativa mais provável) é alcançada.

A redundância de medidas é um requisito fundamental para o sucesso de qualquer processo de EE. Com um nível adequado de redundância, pode-se assegurar a observabilidade da rede elétrica e lidar com o problema da detecção, identificação e eliminação de medidas portadoras de EGs, bem como com a indisponibilidade temporária de medidas, de forma que não seja comprometida a qualidade/confiabilidade das estimativas obtidas. A redundância de um sistema de medição é avaliada considerando-se número, tipo e distribuição na rede elétrica dos pontos de medição, para diversos cenários topológicos.

Como a quantidade de dados está diretamente relacionada ao investimento em equipamentos de medição e transmissão de dados, muitas vezes o requisito de redundância de medidas sofre cortes, quando da revisão gerencial de alocação de fundos para fins de EE.

Assim sendo, e considerando que UMFs estejam sendo instaladas, em sua maioria, com o propósito de atender inicialmente aplicações de monitoração e análise de perturbações, agregar medidas destas unidades ao processo de estimação por certo será vantajoso, tanto pelo aspecto do aumento da redundância, quanto pela qualidade de tais medidas.

Nas últimas três décadas, SGEs com a função EE têm sido usados pelas empresas de energia elétrica. Ao longo deste período, a EE alcançou o reconhecimento de ser uma função chave para a supervisão e controle em tempo real de sistemas de potência. Com isto, constantemente busca-se aperfeiçoar tal função no sentido de produzir resultados cada vez mais confiáveis.

Atualmente constata-se uma tendência para o desenvolvimento de pesquisas que investiguem uma nova geração de estimadores de estado assistidos por medidas de fasores. Como a medição sincronizada de fasores é uma tecnologia recente, e o objetivo original da instalação de UMFs não se voltou para a EE inicialmente, medidas de fasores serão usadas complementarmente às medidas provenientes de UTRs convencionais. Assim sendo, nesta seção, o interesse se volta para formas de processamento destes conjuntos de medidas.

Deve-se destacar que o potencial de utilização de UMFs no problema de EE em sistemas de potência é bastante extenso, envolvendo todas as etapas do processo de estimação. Entretanto, de modo a limitar o escopo desta Tese, o foco da pesquisa está voltado para a agregação de medidas de UMFs considerando-se o aperfeiçoamento da etapa de depuração de dados.

Acredita-se que o principal benefício do uso de UMFs no processo convencional de EE esteja na etapa de validação de dados, compreendendo situações que envolvam: i) EGs de medição e, ii) erros de configuração e de parâmetros da rede elétrica. Na ocorrência de tais erros, muitas vezes de difícil detecção e identificação, a qualidade/confiabilidade das estimativas obtidas ficam significativamente comprometidas.

Na presença de dados de entrada consistentes, benefícios associados à exatidão das estimativas também poderão ser obtidos. No entanto, entende-se que estes sejam tais que não representem alterações importantes na confiabilidade dos resultados de processos de EE que não se valham de UMFs.

Assim sendo, a discussão a seguir se dará quanto à participação de medidas de UMFs na depuração de erros de diferentes naturezas, de modo a auxiliar sua detecção e identificação.

O uso das medidas de UMFs no processo de filtragem tende a fazer com que os efeitos dos dados espúrios presentes sejam suavizados e a estimativa obtida ainda tenha qualidade (note que, neste caso, se utilizam medidas diretas das variáveis de estado e uma redundância de medidas aumentada em relação ao segundo caso). Por outro lado, a suavização de tais erros e a participação das medidas de UMFs em todo o processo as tornam correlacionadas aos resultados obtidos, o que pode trazer dificuldades para a identificação dos erros presentes.

Nos EE convencionais os ângulos de fase das tensões nodais não são medidos, sendo estimados indiretamente, através das medidas de magnitude de tensão, fluxo e injeção de potência ativa e reativa e dos parâmetros da rede.

Na formulação do estimador, uma das barras da rede é arbitrariamente selecionada como referência, sendo-lhe atribuído o valor zero e escrevem-se as expressões das medidas em função do estado, sendo os ângulos expressos como a diferença entre o ângulo de fase da barra e o ângulo da barra de referência. Os ângulos de fase relativos das tensões são obtidos, então, como resultado do processo de estimação.

Na ausência de medidas de ângulo de fase, a atribuição da referência angular não acarreta problemas. Entretanto, com a agregação de medidas de ângulo fornecidas por UMFs, a ser mantida esta referência arbitrária, inconsistências serão criadas já que os ângulos das UMFs são medidos utilizando como referência o instante de tempo correspondente à virada do segundo UTC, como definido na Seção II.3.

Assim, ao se incluir a primeira medida de ângulo de fase é necessário alterar o processo de EE em dois aspectos: (i) incluir no conjunto de medidas os ângulos de fase das barras onde estão instaladas as UMFs e (ii) passar a considerar que a referência angular não corresponde mais ao ângulo de fase de uma das barras do sistema. Ou seja, é necessário realizar a estimação de todos os ângulos de fase das tensões. Esta alteração é necessária a partir da inclusão da primeira medida de ângulo.

As alterações nos estimadores convencionais restringem-se a modificações na montagem da matriz Jacobiano, para a reformulação das expressões das derivadas parciais em

relação ao ângulo de fase. As UMFs podem fornecer também as medidas de fasores das correntes incidentes na barra onde a mesma está instalada. A utilização das medidas de fasores de corrente no processo de EE também demanda alterações na matriz Jacobiano para que as mesmas possam ser consideradas.

A formulação utilizada neste trabalho, para a construção da matriz Jacobiano, é descrita no Apêndice A.

Considerando que o problema da EE é de natureza local, sem perda de generalidade, estudos podem ser realizados com o uso de sistemas de pequeno porte, vistos como uma parte de um sistema de potência de maior dimensão. Com base nesta hipótese, utilizou-se para as análises a seguir o sistema IEEE 14 barras, descrito no Apêndice C, que possui o arranjo apresentado na Figura C-1. Os dados deste sistema são apresentados nas Tabelas C-1 a C-3. Tal sistema é apresentado na literatura como referência para estudos de EE.

Nas análises a seguir utilizam-se as convenções para a identificação das medidas apresentadas na Tabela V-8.

SIGLA	DESCRIÇÃO	OBS
FP _{d-p}	Fluxo de potência ativa de - para	UTR
FR _{d-p}	Fluxo de potência reativa de - para	UTR
IPp	Injeção de potência ativa na barra p	UTR
IR _p	Injeção de potência reativa na barra p	UTR
Vp	Magnitude de tensão na barra p	UTR/UMF
θ_{p}	Ângulo de fase na barra p	UMF
CR _{d-p}	Corrente real de ramo de - para	UMF
CI _{d-p}	Corrente imaginária de ramo de - para	UMF
ICR _p	Injeção de corrente real na barra p	UMF
ICR _d	Injeção de corrente imaginária na barra p	UMF

Tabela V-8 – Convenção para identificação das medidas

Para os exemplos a seguir considerou-se um plano de medição proposto em [Cou01a], composto por 39 medidores, conforme descrito na Tabela V-9.

Este sistema apresenta um conjunto de medidas de UTRs convencionais, suficientes para plena observabilidade do sistema com redundância adequada.

-

#	TIPO	Valor Med.	#	TIPO	Valor Med.
1	FP ₁₋₂	1,56277	21	FR ₁₋₂	-0,20295
2	FP ₁₋₅	0,74333	22	FR1-5	0,03370
3	FP ₂₋₃	0,73388	23	FR ₂₋₃	0,03694
4	FP4-7	0,28230	24	FR4-7	-0,09367
5	FP ₄₋₉	0,15779	25	FR4-9	-0,00497
6	FP ₅₋₂	-0,40007	26	FR5-2	-0,01689
7	FP ₆₋₁₁	0,07601	27	FR ₆₋₁₁	0,03765
8	FP ₆₋₁₂	0,07841	28	FR ₆₋₁₂	0,02249
9	FP ₆₋₁₃	0,18023	29	FR6-13	0,07119
10	FP ₇₋₈	0,00030	30	FR ₇₋₈	-0,16718
11	FP ₈₋₇	-0,00032	31	FR8-7	0,17211
12	FP ₉₋₁₀	0,05426	32	FR ₉₋₁₀	0,04407
13	FP ₉₋₁₄	0,09201	33	FR ₉₋₁₄	0,03654
14	FP ₁₂₋₁₃	0,02064	34	FR12-13	0,00930
15	IP ₃	-0,94516	35	IR₃	0,06240
16	IP ₆	-0,10990	36	IR ₆	0,05382
17	IP ₉	-0,29200	37	IR ₉	-0,17388
18	IP ₁₀	-0,09077	38	IR ₁₀	-0,06127
19	IP ₁₃	-0,13880	39	IR ₁₃	-0,06259
20	V1	1.05559			

Tabela V-9 – Plano de medição de referência

Para análise dos efeitos da inclusão de medidas de UMFs no processo de EE utilizase o conceito de Erro Vetorial Total (EVT), apresentado no Capítulo II, Seção II.3.3, associado ao processo de EE.

O EVT da estimação é calculado como a média dos EVTs individuais de cada fasor de tensão resultante do processo de EE (estado estimado), utilizando-se como valores de referência, os valores das tensões do fluxo de potência do caso de referência (estado de referência).

Entende-se que nos casos onde seja possível utilizar valores de referência para o estado, o método do EVT fornece uma melhor indicação da qualidade da estimação, comparativamente aos métodos apresentados na literatura, em sua maioria utilizando o valor da função minimizada no Método dos Mínimos Quadrados.

Os valores do estado estimado e o respectivo EVT para o caso de referência é apresentado na Tabela V-10.

BARRA	REFER	ÊNCIA	ESTIMADO		T-13 700
	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	EVT (%)
	pu	graus	pu	graus	(•)
1	1,0600	0,00	1,0544	0,00	0,5288
2	1,0450	-4,98	1,0395	-5,00	0,5317
3	1,0100	-12,73	1,0043	-12,85	0,6026
4	1,0180	-10,31	1,0124	-10,38	0,5641
5	1,0200	-8,77	1,0150	-8,78	0,4916
6	1,0700	-14,22	1,0648	-14,30	0,5094
7	1,0620	-13,36	1,0560	-13,46	0,5916
8	1,0900	-13,36	1,0839	-13,47	0,5855
9	1,0560	-14,94	1,0496	-15,04	0,6274
10	1,0510	-15,10	1,0445	-15,20	0,6415
11	1,0570	-14,79	1,0509	-14,89	0,6082
12	1,0550	-15,08	1,0506	-15,17	0,4451
13	1,0500	-15,16	1,0447	-15,25	0,5286
14	1,0360	-16,03	1,0296	-16,13	0,6410
	4	0,5641			

Tabela V-10 – Estado estimado e respectivo EVT – Caso Referência

V.4.1 Efeito das medidas de ângulo de fase

Considerando que as UMFs apresentam medidas de fasores de tensão e, opcionalmente, medidas de fasores de corrente, considerou-se, para avaliação inicial, o efeito da inclusão de cada medida individualmente.

Inicialmente considerou-se a inclusão apenas da medida de ângulo, proveniente de uma UMF instalada na barra 2. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela V-11.

BARRA	REFER	ÊNCIA	ESTI	ESTIMADO		
	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	EVT (%)	
	pu	graus	pu	graus	(*)	
1	1,0600	0,00	1,0544	0,02	0,5304	
2	1,0450	-4,98	1,0395	-4,98	0,5300	
3	1,0100	-12,73	1,0043	-12,83	0,5894	
4	1,0180	-10,31	1,0124	-10,36	0,5567	
5	1,0200	-8,77	1,0150	-8,75	0,4925	
6	1,0700	-14,22	1,0648	-14,28	0,4999	
7	1,0620	-13,36	1,0560	-13,44	0,5805	
8	1,0900	-13,36	1,0839	-13,44	0,5739	
9	1,0560	-14,94	1,0496	-15,01	0,6176	
10	1,0510	-15,10	1,0445	-15,18	0,6316	
11	1,0570	-14,79	1,0509	-14,87	0,5974	
12	1,0550	-15,08	1,0506	-15,14	0,4327	
13	1,0500	-15,16	1,0447	-15,23	0,5179	
14	1,0360	-16,03	1,0296	-16,10	0,6317	
	4	0,5559				

Tabela V-11 – Resultado do estimador após a inclusão da medida de ângulo na barra 2

Nota-se que, após a inclusão da medida de ângulo na barra 2, o processo de estimação converge em 4 iterações com EVT médio de 0,5559, contra 4 iterações e EVT médio de 0,5641, para o caso de referência, indicando não haver melhoria significativa com a inclusão da medida de ângulo.

Considera-se, a seguir a inclusão das medidas de magnitude e ângulo de fase da tensão da barra 2, para a mesma condição anterior. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela V-12, onde se observa que o processo de estimação converge em 3 iterações, com EVT médio de 0,5592.

BARRA	REFER	ENCIA	ESTIMADO		123 700
1	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	(%)
	pu	graus	pu	graus	(*)
1	1,0600	0,00	1,0544	0,02	0,5336
2	1,0450	-4,98	1,0394	-4,98	0,5332
3	1,0100	-12,73	1,0043	-12,83	0,5929
4	1,0180	-10,31	1,0124	-10,36	0,5600
5	1,0200	-8,77	1,0150	-8,75	0,4958
6	1,0700	-14,22	1,0647	-14,28	0,5033
7	1,0620	-13,36	1,0560	-13,44	0,5837
8	1,0900	-13,36	1,0839	-13,44	0 , 5770
9	1,0560	-14,94	1,0496	-15,02	0,6211
10	1,0510	-15,10	1,0445	-15,18	0,6351
11	1,0570	-14,79	1,0508	-14,87	0,6009
12	1,0550	-15,08	1,0506	-15,15	0,4363
13	1,0500	-15,16	1,0447	-15,23	0,5215
14	1,0360	-16,03	1,0296	-16,10	0,6353
	3	0,5592			

Tabela V-12 – Resultado do estimador após a inclusão de medida de magnitude e ângulo de fase da tensão na barra 2

Como este caso corresponde à inclusão de duas medidas (magnitude e ângulo de fase) é interessante comparar os resultados obtidos com a inclusão de medida de tensão convencional, para verificar se a inclusão da UMF foi efetiva ou se equivale apenas à inclusão de mais medidas (melhoria decorrente do aumento da redundância).

Um novo teste é realizado então, considerando-se apenas a inclusão de mais uma medida convencional de magnitude de tensão, para verificar a influência desta nova medida no comportamento do estimador.

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela V-13.

BARRA	REFERÊNCIA		ESTI	MADO	छ र <i>र</i> म	
	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	(%)	
	pu	graus	pu	graus	(*)	
1	1,0600	0,00	1,0544	0,00	0,5320	
2	1,0450	-4,98	1,0394	-5,01	0,5349	
3	1,0100	-12,73	1,0043	-12,85	0,6063	
4	1,0180	-10,31	1,0124	-10,38	0,5675	
5	1,0200	-8,77	1,0150	-8,78	0,4949	
6	1,0700	-14,22	1,0647	-14,30	0,5130	
7	1,0620	-13,36	1,0560	-13,46	0,5950	
8	1,0900	-13,36	1,0839	-13,47	0,5888	
9	1,0560	-14,94	1,0496	-15,04	0,6311	
10	1,0510	-15,10	1,0445	-15,20	0,6451	
11	1,0570	-14,79	1,0508	-14,90	0,6119	
12	1,0550	-15,08	1,0506	-15,17	0,4488	
13	1,0500	-15,16	1,0447	-15,25	0,5324	
14	1,0360	-16,03	1,0296	-16,13	0,6448	
	3	iterações	s com EVT	médio de	0,5676	

Tabela V-13 – Resultado do estimador após a inclusão apenas da medida de magnitude de tensão na barra 2

Observa-se que o processo de estimação converge em 3 iterações, com EVT médio de 0,5676. Pode-se notar que a inclusão da segunda medida de magnitude de tensão não foi mais efetiva do que a inclusão de apenas uma medida de ângulo de fase.

Este resultado é esperado, uma vez que a inclusão de uma medida de ângulo de fase da tensão apenas altera a referência angular do sistema, não se relacionando e, portanto, não influindo sobre as demais medidas, ou seja, esta medida de ângulo é crítica. Espera-se que o efeito da influência da medida de ângulo de fase seja acentuado a partir da inclusão de uma segunda medida de ângulo de fase. Este efeito pode ser observado na Tabela V-14.

BARRA 2	SEGUNDA N	EVT	
RN	BARRA	RN	(%)
0,434	#1	0,434	0,4011
0,972	#2	0,972	0,5572
1,254	#3	1,254	0,1301
0,470	#4	0,470	0,4361
0,394	#5	0,394	0,6752
0,490	#6	0,490	0,3707
0,716	#7	0,716	0,3281
0,642	#8	0,642	0,3511
0,648	#9	0,648	0,3252
0,724	#10	0,724	0,2961
0,660	#11	0,660	0,3172
0,595	#12	0,595	0,3389
0,657	#13	0,657	0,3099
0,461	#14	0,461	0,3897

Tabela V-14 – Resíduos Normalizados para as medidas de ângulo de fase da tensão na barra 2 e na segunda barra indicada

Nos resultados obtidos observa-se que a inclusão de uma segunda medida de ângulo de fase é benéfica para o processo de estimação. Este efeito não está restrito apenas à inclusão de medidas na vizinhança imediata da barra onde a primeira medida foi instalada (no caso, a barra 2). As simulações realizadas obtiveram EVTs inferiores ao dos casos em que se tem apenas uma medida de ângulo de fase de tensão, ou dos casos em que se tem a combinação da medida de ângulo de fase com a medida de magnitude. Os resultados comprovam que a inclusão de medidas de ângulo de fase da tensão é mais efetiva a partir da inclusão da segunda medida, com o resultado do estimador melhorando de forma significativa. O pior resultado obtido com a inclusão da medida de ângulo na barra 5 pode ser explicado pelo fato da medida ter sido simulada aleatoriamente, considerando a variância esperada, e ter apresentado erro percentual maior que os erros das demais medidas.

A inclusão de apenas uma medida de ângulo de fase da tensão corresponde, na prática, à inclusão de uma medida crítica (o valor estimado é igual ao valor medido, e o resíduo e o desvio-padrão da medida são zero). Ao se incluir a segunda medida de ângulo de fase, verifica-se que ambas apresentam resíduos normalizados numericamente idênticos e correlação máxima, resultado esperado para medidas que integram um conjunto crítico. No caso das medidas de ângulo de fase, nota-se que a exclusão de qualquer uma das duas medidas torna a medida de ângulo restante crítica. Nota-se também que se a medida de ângulo restante for excluída, o sistema torna-se não observável caso o estimador de estado não seja revertido para o processo convencional, no qual uma das barras é arbitrada como a barra de referência.

Os dados da Tabela V-14, mostram que os resíduos normalizados das duas medidas de ângulo de fase apresentam valores idênticos. Em todos os casos simulados, os resíduos de ambas as medidas foram bem próximos de zero e as medidas apresentaram correlação máxima, independentemente das barras onde estão alocadas, indicado que qualquer par de medidas de ângulo de fase forma um conjunto crítico.

Nota-se que no caso da inclusão de duas medidas repetidas na barra 2, o comportamento é similar, indicando que ambas as medidas formam um par crítico, mas o efeito sobre o resultado da EE é similar ao caso onde se tem apenas uma medida de ângulo de fase na barra 2.

A inclusão de uma terceira medida de ângulo de fase em qualquer uma das barras, mesmo numa barra onde já exista uma medida de ângulo de fase, dissolve o conjunto crítico, fazendo com que as medidas apresentem resíduos normalizados distintos. A Tabela V-15 mostra os resíduos normalizados após a inclusão da terceira medida de ângulo de fase, considerando medidas pré-existentes nas barras 2 e 9.

BARRA 2	SEGUNDA	MEDIDA	DIDA TERCEIRA MEDIDA		
RN	BARRA	RN	BARRA	RN	(%)
0,656	#9	0,080	#13	0,133	0,3100
0,642	#9	0,207	#9	0,157	0,3272
0,140	#2	0,175	#2	0,035	0,5556

Tabela V-15 – Efeito da terceira medida de ângulo de fase

No primeiro caso, a terceira medida foi incluída na barra 13, enquanto que no segundo caso, a terceira medida foi incluída na barra 9 (juntamente com a segunda medida). Realizou-se uma terceira simulação com a inclusão de três medidas de ângulo de fase, todas na barra 2. O resultado obtido não fugiu à regra geral. O conjunto crítico formado pelas duas medidas de ângulo na barra 2 foi dissolvido, mas a existência de três medidas de ângulo de fase na barra 2 não alterou o resultado do processo de EE, como pode ser observado na Tabela V-15.

Os resultados anteriores mostram que medidas adicionais, mesmo medidas repetidas em um mesmo ponto da rede, auxiliam a dissolver eventuais conjuntos críticos compostos por medidas de ângulo de fase. Estes resultados são interessantes do ponto de vista da aplicação de UMFs na EE.

Como as UMFs exteriorizam uma maior quantidade de medidas, para um ciclo de varredura de uma UTR, medidas intermediárias das UMFs podem ser utilizadas para auxiliar a dissolver eventuais conjuntos críticos, criando uma pseudorredundância de medidas. Não será uma redundância completa, uma vez que uma falha na UMF ocasionará a perda de todas as suas medidas, mas dado que a UMF esteja operando satisfatoriamente, suas medidas repetidas podem beneficiar o processo de EE.

Na Seção V.4.4 , alguns aspectos referentes a condições de criticalidade são abordados.

V.4.2 Efeito das medidas de fasores de corrente

Os resultados anteriores mostraram que duas medidas de ângulo de fase formam um conjunto crítico de medidas e que a inclusão de uma terceira medida de ângulo de fase instalada em qualquer ponto do sistema possui a propriedade de dissolver este conjunto crítico.

Avalia-se a seguir o efeito da inclusão das medidas de fasores de corrente disponíveis nas UMFs.

Para a avaliação dos efeitos da inclusão das medidas de corrente considerou-se que as UMFs disponibilizam medidas correspondentes às partes real e imaginária dos fasores de correntes medidos, tanto para as correntes dos ramos incidentes à barra onde a mesma se encontra instalada, quanto para as respectivas injeções de corrente na barra. Os efeitos da inclusão destas medidas no processo de EE são discutidos a seguir.

Considera-se inicialmente, apenas a UMF da barra 2, com as medidas dos fasores de tensão e correntes dos ramos e em seguida incluem-se também as medidas de injeção.

Os resultados são apresentados na Tabela V-16.

	REFERÊNCIA			ESTIMADO - 1			ESTIMADO - 2			
BARRA	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	EVT	Módulo	Ângulo	EVT		
	pu	graus	pu	Graus	(%)	pu	Graus	(응)		
1	1,0600	0,00	1,0548	0,00	0,4936	1,0547	0,02	0,5018		
2	1,0450	-4,98	1,0399	-4,98	0,4875	1,0397	-4,98	0,5055		
3	1,0100	-12,73	1,0049	-12,79	0,5188	1,0047	-12,78	0,5334		
4	1,0180	-10,31	1,0129	-10,34	0,5013	1,0128	-10,33	0,5151		
5	1,0200	-8,77	1,0149	-8,79	0,4993	1,0147	-8,78	0,5156		
6	1,0700	-14,22	1,0650	-14,28	0,4817	1,0648	-14,28	0,4958		
7	1,0620	-13,36	1,0565	-13,43	0,5296	1,0564	-13,42	0,5411		
8	1,0900	-13,36	1,0844	-13,43	0,5253	1,0843	-13,42	0,5359		
9	1,0560	-14,94	1,0501	-15,01	0,5678	1,0500	-15,00	0,5808		
10	1,0510	-15,10	1,0450	-15,17	0,5847	1,0448	-15,16	0,5979		
11	1,0570	-14,79	1,0512	-14,87	0,5653	1,0510	-14,87	0,5785		
12	1,0550	-15,08	1,0509	-15,15	0,4055	1,0507	-15,14	0,4184		
13	1,0500	-15,16	1,0450	-15,23	0,4906	1,0448	-15,23	0,5044		
14	1,0360	-16,03	1,0301	-16,09	0,5826	1,0299	-16,09	0,5965		
			E	VT Médio	0,5167	E	VT Médio	0,5301		

Tabela V-16 - Efeito da inclusão das medidas de corrente na UMF da barra 2

Os resultados da coluna ESTIMADO – 1 correspondem ao caso com a inclusão das medidas de corrente de ramo, e da coluna ESTIMADO – 2 à inclusão adicional das medidas de injeção de corrente na barra 2. Nota-se que há uma pequena melhora no resultado da EE, similar a que ocorreu quando da inclusão apenas das medidas de magnitude de tensão e ângulo de fase da barra 2 (Tabela V-12).

Considera-se a seguir a disponibilidade de uma segunda medida de ângulo de fase no sistema de medição e verifica-se a influência das medidas de corrente sobre os conjuntos crítico formados pelas medidas de ângulo de tensão (Tabela V-14).

Os resultados são claros quanto à capacidade das medidas de corrente em dissolver os conjuntos críticos formados pelas medidas de ângulo de tensão.

A Tabela V-17 mostra o efeito das medidas das correntes de ramo sobre os resíduos normalizados das medidas de ângulo de fase quando há no sistema uma segunda medida de ângulo de fase. Em cada linha desta tabela os resultados correspondem à inclusão da segunda medida de ângulo na barra indicada na coluna BARRA.

Efeito similar ocorre quando se inclui as medidas de injeção de corrente.

Ressalta-se que com a inclusão da segunda medida de ângulo de fase os resultados do processo de EE melhoram, como pode ser comprovado na coluna EVT na Tabela V-17.

BARRA 2	SEGUNDA MEDIDA		EVT
RN	BARRA	RN	(%)
1,524	#1	1,219	0,3397
0,085	#2	0,279	0,5297
1,263	#3	1,942	0,2234
0,608	#4	1,076	0,3947
0,403	#5	0,774	0,4375
0,084	#6	1,073	0,3718
0,366	#7	1,351	0,3597
0,172	#8	1,148	0,3882
0,266	#9	1,282	0,3300
0,393	#10	1,466	0,3027
0,099	#11	1,252	0,3609
0,099	#12	1,097	0,3870
0,168	#13	1,314	0,3387
0,440	#14	0,708	0,4345

Tabela V-17 - Efeito das medidas de corrente de ramos – duas medidas de ângulo de fase

Conclui-se então que para que as medidas de ângulo de fase sejam efetivas para o processo de EE elas devem ser consideradas pelo menos aos pares. Na disponibilidade apenas de duas medidas de ângulo de fase, elas formarão um conjunto crítico. Este conjunto crítico pode ser dissolvido através da utilização de uma terceira medida de ângulo de fase ou pela inclusão das medidas dos fasores de corrente das UMFs.

Desta forma, as simulações seguintes consideram sempre a presença de no mínimo três medidas de ângulo de fase.

V.4.3 Efeito da multiplicidade de medidas das UMFs

Uma das características das UMFs é a disponibilização sequencial de medidas, em períodos curtos de tempo. Considerando que os tempos médios de varredura das UTRs convencionais nunca são inferiores a um segundo e que as UMFs exteriorizam suas medidas em taxas de até 60 medidas por segundo, há a possibilidade de se incluir um número maior de medidas de uma mesma UMF, num intervalo de varredura da UTR.

Assim, avalia-se o efeito da inclusão das medidas da UMF em função das taxas de exteriorização de fasores da UMF (fasores por segundo – fps), considerando o intervalo de varredura da UTR em um segundo. Para evitar o aumento da redundância das medidas, considerou-se apenas a existência de três medidas de ângulo de fase no sistema. Os resultados são apresentados na Figura V-6, que mostra não haver efeito significativo com o aumento do número de medidas incluídas no processo de EE.



Figura V-6 – Variação do EVT com a taxa de exteriorização de fasores

V.4.4 Condições de redundância crítica

Como anteriormente mencionado, o uso de UMFs não tem sido primordialmente destinado à EE, o que faz com que medidas de fasores sejam utilizadas complementarmente às medidas provenientes de UTRs convencionais. Assim sendo, os aspectos de interesse para a presente seção dizem respeito à utilização de medidas de sincrofasores em sistemas elétricos observáveis por medidas convencionais, porém com observabilidade crítica.

Na avaliação da condição de criticalidade, a título de ilustração, será considerada apenas a adição de medidas de UMFs referentes aos ângulos de fase das tensões nodais, por serem observações diretas do estado do sistema, de fácil incorporação aos atuais processos convencionais de EE (incluindo os que exploram o princípio do desacoplamento) e por se distinguirem como medidas próprias a UMFs.

Durante a operação, por conta de alterações topológicas e/ou indisponibilidade de medidas, sistemas de medição poderão apresentar deficiências; até mesmo, atingir níveis críticos de redundância. Se isto acontece, o sistema supervisionado fica exposto à perda de confiabilidade dos resultados produzidos pela função EE (ineficácia da rotina de análise de resíduos da estimação).

A análise das condições de criticalidade (identificação de Cmeds e Cconjs) será aqui realizada, sem perda de generalidade, adotando-se a forma usual do modelo linear com desacoplamento **P-0**. As equações para a EE linear através do método MQP são aquelas apresentadas na Seção IV.2.2, particularizadas para a análise de interesse.

A equação de medição linear desacoplada, obtida a partir de (IV.15), é dada por:

$$\mathbf{z}_{\mathbf{a}} = \mathbf{H}_{\mathbf{a}} \cdot \boldsymbol{\theta} + \boldsymbol{v}_{\mathbf{a}} \tag{V.1}$$

onde θ e z_a são respectivamente o vetor (n x 1) de estado (ângulos de fase das tensões das barras) e o vetor (m x 1) de medidas ativas (fluxos nos ramos e injeções nodais de potência ativa e ângulos de fase das tensões das barras); H_a representa a matriz Jacobiano (m x n) de medidas da parte ativa versus ângulos de fase das barras, para a configuração da rede

atual; \mathbf{v}_a é o vetor de erro das medidas ativas (média zero e matriz de covariância \mathfrak{I} , identidade).

Usualmente nesta análise, a todas as susceptâncias dos ramos-série da rede são arbitrariamente atribuídos valores unitários e os ramos em derivação são ignorados. Assim, os elementos da matriz Jacobiano H_a , associados à ℓ -ésima medida, assumem os valores a seguir definidos [Abu04].

• medida de fluxo de potência, P_{ik}:

$$\begin{split} \mathbf{H}_{a}(\ell,i) &= 1\\ \mathbf{H}_{a}(\ell,k) &= -1 \end{split}$$

- medida de injeção de potência, P_i: H_a(ℓ,i) = n^o de ramos conectados à barra i; H_a(ℓ,k) = - 1, sendo k o índice referente à barra que está conectada à barra i;
- medida de ângulo de fase, θ_i :

 $\mathbf{H}_{a}(\ell,i) = 1$

 $\mathbf{H}_{a}(\ell,k) = 0$, para $k \neq i$

As estimativas para o vetor ângulo de fase θ e para as medidas ativas, obtidas a partir de (IV.18) e (IV.19), são dadas por:

$$\hat{\boldsymbol{\theta}} = (\mathbf{H}_{\mathbf{a}}^{\mathrm{t}}\mathbf{H}_{\mathbf{a}})^{-1}\mathbf{H}_{\mathbf{a}}^{\mathrm{t}}\mathbf{z}_{\mathbf{a}}$$
(V.2)

$$\hat{\mathbf{z}}_{a} = \mathbf{H}_{a}\hat{\mathbf{\theta}}$$
 (V.3)

O vetor resíduo de estimação (parte ativa), obtido usando-se as equações anteriores, é calculado por:

$$\mathbf{r}_{a} = \mathbf{z}_{a} - \hat{\mathbf{z}}_{a} = \mathbf{z}_{a} - \mathbf{H}_{a} \hat{\boldsymbol{\theta}} = \mathbf{z}_{a} - \mathbf{H}_{a} (\mathbf{H}_{a}^{t} \mathbf{H}_{a})^{-1} \mathbf{H}_{a}^{t} \mathbf{z}_{a} = [\Im - \mathbf{H}_{a} (\mathbf{H}_{a}^{t} \mathbf{H}_{a})^{-1} \mathbf{H}_{a}^{t}] \mathbf{z}_{a}$$
(V.4)

Usando a matriz de covariância dos resíduos das medidas ativas da estimação E_a , definida em (IV.21), na equação anterior vem:

$$\mathbf{E}_{\mathbf{a}} = [\Im - \mathbf{H}_{\mathbf{a}} (\mathbf{H}_{\mathbf{a}}^{\mathsf{t}} \mathbf{H}_{\mathbf{a}})^{-1} \mathbf{H}_{\mathbf{a}}^{\mathsf{t}}]$$
(V.5)

$$\mathbf{r}_{\mathbf{a}} = \mathbf{E}_{\mathbf{a}} \mathbf{Z}_{\mathbf{a}} \tag{V.6}$$

Para a normalização do i-ésimo elemento do vetor \mathbf{r}_{a} , usando (IV.20), encontra-se:

$$\mathbf{r}_{\mathbf{a}_{N}}(\mathbf{i}) = \frac{|\mathbf{r}_{\mathbf{a}}(\mathbf{i})|}{\sqrt{\mathbf{E}_{\mathbf{a}}(\mathbf{i},\mathbf{i})}}$$
(V.7)

Usando a definição de coeficiente de correlação entre resíduos encontrada em [Mon99], para as medidas ativas i e j, vem:

$$\gamma_{ij} = \frac{\left| \operatorname{cov}[\mathbf{r}_{a_{N}}(\mathbf{i}), \mathbf{r}_{a_{N}}(\mathbf{j})] \right|}{\sqrt{\operatorname{var}[\mathbf{r}_{a_{N}}(\mathbf{i})]} \sqrt{\operatorname{var}[\mathbf{r}_{a_{N}}(\mathbf{j})]}} = \frac{\left| \mathbf{E}_{a}(\mathbf{i}, \mathbf{j}) \right|}{\sqrt{\mathbf{E}_{a}(\mathbf{i}, \mathbf{i})} \sqrt{\mathbf{E}_{a}(\mathbf{j}, \mathbf{j})}}$$
(V.8)

Obviamente, $\gamma_{ii} = 1$. Admite-se então que tais coeficientes sejam armazenados em uma matriz de coeficientes de correlação, denominada Γ_a .

Para a identificação de Cmeds e Cconjs, programa-se o seguinte algoritmo:

Passo 0:

Construir a matriz Jacobiano H_a , para a configuração da rede de interesse. Definir valores para o vetor das medidas ativas z_a .

Passo 1:

Para cada medida ativa $\mathbf{z}_{a}(i)$, calcular $\mathbf{E}_{a}(i,i)$ e $\mathbf{r}_{a}(i)$. Em seguida, verificar se tais valores são nulos. Em caso afirmativo, declarar $\mathbf{z}_{a}(i)$ como Cmed.

Passo 2:

Para cada medida ativa não declarada como Cmed, calcular o correspondente resíduo normalizado. Formar uma lista ordenada com os elementos de $\mathbf{r}_{a_{N}}$. Comparando sequencialmente os elementos desta lista, formar grupos de medidas para as quais os resíduos normalizados correspondentes sejam iguais. Declarar tais grupos como candidatos a Cconjs. Em seguida, calcular a matriz Γ_{a} e verificar se as medidas integrantes de cada conjunto candidato a Cconj apresentam correlação unitária. Em caso afirmativo, declarar cada conjunto candidato as medidas associadas a coeficientes $\gamma_{ij} \neq 1$. O conjunto- candidato que tiver pelo menos um par de medidas com correlação unitária será declarado como Cconj.

De forma a apontar as modificações que surgem nas condições de redundância crítica com a agregação de medidas de ângulos de fase oriundas de UMFs, seguem comentários sobre a inclusão de uma, duas ou mais medidas desta natureza.

Quando apenas uma medida de ângulo de fase de tensão nodal passa a integrar o processo de EE, tal medida torna-se Cmed e, por não estar correlacionada às demais, não produz nenhuma alteração nos Cconjs existentes.

Caso duas medidas de ângulo sejam introduzidas, ambas formarão um Cconj e poderão causar alterações nas condições de criticalidade existentes (favorecendo o processo de EE), muitas vezes de difícil antecipação, como será ilustrado adiante, através de simulações realizadas no sistema-teste adotado.

Por fim, se três ou mais medidas de ângulo de UMFs forem agregadas, a presença de Cmeds e Cconjs será reduzida e, a depender da condição de criticalidade pré-existente, poderá ser eliminada.

A seguir, a título de ilustração, casos representando os efeitos da incorporação de medidas de ângulo de fase de tensões nodais nas condições de criticalidade do sistema IEEE 14-barras serão apresentados.

A Figura V-7 mostra o sistema de medição adotado, designado como caso-base para os estudos de criticalidade realizados.



- medida de fluxo de potência
- ▲ medida de injeção de potência
- θ medida de ângulo de fase de tensão



Neste caso, apenas uma medida de ângulo (UMF localizada na barra 1) foi incorporada.

Medidas		Desídues	Resíduos
No	Local	Residuos	Normalizados
1	P ₁₋₂	-1,224242	2,101432
2	P ₁₋₅	1,224242	2,101432
3	P ₂₋₃	6,654545	14,246530
4	P ₄₋₇	0,250000	0,707106
5	P ₄₋₉	2,827272	3,796637
6	P ₅₋₂	4,551515	7,611529
7	P ₆₋₁₁	-6,654545	14,246530
8	P ₆₋₁₂	6,448484	7,757954
9	P ₆₋₁₃	-7,660606	12,300283
10	P ₇₋₈	10,500000	14,849242
11	P ₈₋₇	10,500000	14,849242
12	P ₉₋₁₀	6 , 9045454	11 , 786176
13	P ₉₋₁₄	0,2500000	0,707106
14	P ₁₂₋₁₃	-1,1090909	1,352220
15	P ₃	3,3272727	14,246530
16	P ₆	3,3272727	14,246530
17	P ₉	-0,2500000	0,707106
18	P ₁₀	3,3272727	14,246530
19	P ₁₂	5,4424242	9,342010
20	θ_1	< 10 ⁻⁶	não se aplica

Tabela V-18 – Medidas e resíduos

A Tabela V-18 apresenta as medidas adotadas no plano de medição e seus resíduos correspondentes.

Para o cálculo dos resíduos, os valores das medidas foram arbitrariamente escolhidos, sendo adotados números sequenciais inteiros de 1 até 20. Tal escolha valores é possível, já que estes não influenciam na análise de criticalidade, uma vez que as propriedades numéricas dos resíduos se mantêm para quaisquer valores de medidas.

Como se vê na Tabela V-18, identificou-se uma medida (θ_1) com resíduo nulo (inferior a 10⁻⁶), candidata a Cmed. Como θ_1 também apresenta correlações nulas, esta medida é confirmadamente Cmed. Além disto, observa-se que vários resíduos normalizados apresentam-se numericamente idênticos, o que sugere a formação de conjuntos candidatos a Cconjs.

As medidas que apresentam tais resíduos foram agrupadas na Tabela V-19.

Medidas		Desídues No	umolizados
No	Local	Residuos No.	rmailzados
1	P ₁₋₂	2,101432	Crupo #1
2	P ₁₋₅	2,101432	Grupo #1
3	P ₂₋₃	14,246530	
7	P ₆₋₁₁	14,246530	
15	P ₃	14,246530	Grupo #2
16	P ₆	14,246530	
18	P ₁₀	14,246530	
4	P ₄₋₇	0,707106	
13	P ₉₋₁₄	0,707106	Grupo #3
17	P ₉		
10	P ₇₋₈	14,849242	Grupo #4
11	P ₈₋₇	14,849242	Grupo #4
5	P ₄₋₉	3,796637	
6	P ₅₋₂	7,611529	
8	P ₆₋₁₂	7 , 757954	Modidag
9	P ₆₋₁₃	12,300283	Medidas
12	P ₉₋₁₀	11,786176	agrupadas
14	P ₁₂₋₁₃	1,352220	ayrupauds
19	P ₁₂	9,342010	
20	θ_1	Não se aplica	

Tabela V-19 – Grupos de medidas com resíduos normalizados iguais

Os coeficientes de correlação entre resíduos normalizados, estabelecidos por (V.8), foram calculados e, ao se percorrer as linhas da matriz Γ_a , indicaram correlação máxima entre as medidas (iguais a 1, com tolerância de 10⁻⁶) apresentadas na Tabela V-20.

Me	edidas	Grupo			
No	Local	Grupo	γ		
1	P ₁₋₂	Crupo #1	1		
2	P ₁₋₅	Grupo #1	Ţ		
3	P ₂₋₃				
7	P ₆₋₁₁				
15	P ₃	Grupo #2	1		
16	P ₆				
18	P ₁₀				
4	P ₄₋₇				
13	P ₉₋₁₄	Grupo #3	1		
17	P ₉				
10	P ₇₋₈	Crupe #4	1		
11	P ₈₋₇	Grupo #4	1		

Tabela V-20 – Medidas com correlação máxima (posições na matriz $\Gamma_{a})$

Comparando-se a Tabela V-19 com a Tabela V-20, verifica-se a perfeita correspondência entre os conjuntos de medidas com resíduos normalizados numericamente iguais e aqueles formados por medidas totalmente correlacionadas, estando assim identificados os quatro Cconjs do caso-base.

A seguir, foram simuladas agregações de duas medidas de ângulo de fase, formandose pares com a medida θ_1 . Os efeitos destas agregações estão reunidos na Tabela V-21 e se relacionam com as condições de criticalidade do caso-base.

Dissolver ou reduzir Cconjs com a introdução de medidas providas por UMFs (e.g. medidas de ângulo de fase) é desejável, como forma se prevenir situações adversas de observabilidade/validação de medidas. Se um EG estiver presente em um dos elementos de um Cconj, a propagação deste erro (com igual intensidade) se fará sentir em todos os demais elementos presentes no conjunto.

Caso	Medidas de UMFs incluídas	Condições de Criticalidade
		Cmeds: $\{20\} = \{\theta_1\}$
Base	θ1	Cconjs: #1: {1,2} = {P1-2,P1-5} #2: {3,7,15,16,18}={P2-3,P6-11,P3,P6,P10} #3: {4,13,17}={P4-7,P9-14,P9} #4: {10,11}={P7-8,P8-7}
1	θ_1 e θ_2	<pre>#1: dissolvido #2, #3, #4: mantidos #5: {20,21}={01,02}</pre>
2	$\theta_1 \in \theta_3$	<pre>#1: dissolvido #2: sai 3; {7,15,16,18}={P6-11,P3,P6,P10} #3, #4: mantidos #5: {20,21}={01,03}</pre>
3	$\theta_1 \in \theta_4$	<pre>#1: dissolvido #2: parte-se em 2 subconjuntos;</pre>
4	$\theta_1 \ e \ \theta_5$	idêntico ao caso 1 #1: dissolvido; #2, #3, #4: mantidos #5: {20,21}={01,05}
5	$\theta_1 \in \theta_6$	<pre>#1: dissolvido #2: saem 7e16; {3,15,18}={P2-3,P3,P10} #3, #4: mantidos #5: {20,21}={01,06}</pre>
6	$\theta_1 \in \theta_7$	<pre>#1: dissolvido #2: parte-se em 2 subconjuntos; #2a={3,15}={P2-3, P3 } #2b={7,16,18}={P6-11,P6,P10} #3: sai 4; {13,17}={P9-14,P9} #4: mantido #5: {20,21}={01,07}</pre>
7	$\theta_1 \in \theta_8$	<pre>#1: dissolvido #2 parte-se em 2 subconjuntos, como nos casos 3 e 6; #3, sai 4; #4: dissolvido #5: {20,21}={01,08}</pre>
8	$\theta_1 \in \theta_9$	<pre>#1: dissolvido #2 parte-se em 2 subconjuntos, como nos casos 3 e 6; #3, #4: mantidos #5: {20,21}={01,09}</pre>
9	$\theta_1 \ e \ \theta_{10}$	<pre>#1: dissolvido #2 parte-se em 2 subconjuntos, como nos casos 3 e 6; #3, #4: mantidos #5: {20,21}={01,010}</pre>
10	$\theta_1 \in \theta_{10}$	<pre>#1: dissolvido #2 parte-se em 2 subconjuntos, como nos casos 3 e 6; #3, #4: mantidos #5: {20,21}={01,010}</pre>
11	$\theta_1 \in \theta_{11}$	<pre>#1: dissolvido #2: parte-se em 2 subconjuntos;</pre>
12	θ_1 e θ_{12}	<pre>#1: dissolvido #2: saem 7 e 16; {3,15,18}={P2-3, P3, P10 } #3, #4: mantidos #5: {20,21}={01,012}</pre>
13	θ_1 e θ_{13}	<pre>#1: dissolvido #2: saem 7 e 16; {3,15,18}={P2-3, P3, P10 } #3, #4: mantidos #5: {20,21}={01,013}</pre>
14	θ_1 e θ_{14}	<pre>#1: dissolvido #2: parte-se em 2 subconjuntos; #2a={3,15}={P2-3, P3 } #2b={7,16,18}={P6-11,P6,P10} #3 sai 13, [4,17]={P4-7,P9} #4: mantido #5: {20,21}={01,014}</pre>

Tabela V-21 -	- Inclusão de	pares de	medidas	de	ângulos	de	tensões	nodais.
		±			0			
Assim, no caso extremo em que exista apenas um Cconj (i.e. todas as medidas adquiridas a ele pertencem), a simples ocorrência de um EG entre qualquer um de seus elementos levará à suspeição todas as medidas processadas.

Dentre os casos simulados na Tabela V-21, comenta-se que:

- Duas medidas de ângulo quaisquer (sendo únicas) sempre formarão um Cconj.
- O caso 7 destaca-se tendo em vista que: uma Cmed deixou de existir; dois Cconjs foram desfeitos; um Cconj (o maior dentre todos) partiu-se em dois; uma medida deixou de pertencer a Cconj.

Ainda a título de ilustração, foram simulados casos com a inclusão de 3 medidas de ângulo de UMFs, conforme indica a Tabela V-22.

Com três ou mais medidas de ângulo de fase, nenhum Cconj que contenha medidas desta natureza será formado.

Assim como nas simulações da Tabela V-21, tampouco tais medidas se inserem (por serem intrinsecamente desacopladas) em Cconjs que contenham medidas de fluxo/injeção de potência ativa, muito embora influenciem nas alterações de criticalidade decorrentes de suas inclusões.

Destaca-se o caso 8, em que o sistema de medição deixa de apresentar qualquer criticalidade, após a inclusão de quatro medidas de ângulo.

Na próxima seção serão simulados EGs, não simultaneamente presentes em medidas oriundas de UTRs e de UMFs, sob diversas condições de criticalidade.

Caso	Medidas de UMFs incluídas	Condições de Criticalidade
Base	θ1	<pre>Cmeds: {20} = {01} Cconjs: #1: {1,2} = {P1-2,P1-5} #2: {3,7,15,16,18}={P2-3,P6-11,P3,P6,P10} #3: {4,13,17}={P4-7,P9-14,P9} #4: {10,11}={P7-8,P8-7}</pre>
1	θ_1 , θ_8 e θ_6	<pre>#1: dissolvido #2: saem 7,16,18; {3,15}={P2-3, P3 } #3: sai 4; {13,17}={P9-14,P9} #4: dissolvido #5: dissolvido</pre>
2	θ_3 , θ_4 e θ_6	<pre>#1: mantido #2: dissolvido #3: sai 13; {4,17}={P4-7,P9} #4: mantido #5: dissolvido</pre>
3	θ_3 , $\theta_6 \in \theta_9$	<pre>#1: mantido #2: dissolvido #3: sai 13; {4,17}={P4-7,P9} #4: mantido #5: dissolvido</pre>
4	θ_3 , θ_9 e θ_{10}	<pre>#1: mantido #2: saem 3,15; {7,16,18}={P6-11,P6,P10} #3: sai 13; {4,17}={P4-7,P9} #4: mantido #5: dissolvido</pre>
5	θ_2 , θ_{12} , θ_{13} e θ_{14}	<pre>#1: mantido #2: saem 7,16,18; {3,15}={ P2-3, P3 } #3: sai 13; {4,17}={P4-7,P9} #4: mantido #5: dissolvido</pre>
6	θ_2 , θ_3 , $\theta_6 \in \theta_8$	<pre>#1: mantido #2: dissolvido #3: sai 4; {13,17}={P9-14,P9} #4: dissolvido #5: dissolvido</pre>
8	θ_1 , θ_3 , $\theta_6 \in \theta_8$	não há criticalidades

Tabela V-22 - Inclusão de três ou mais de medidas de ângulos de tensões nodais

V.5 Identificação de erros grosseiros em medidas de UTRs

Considerando que num processo com um número grande de medidas certamente algumas destas medidas apresentarão valores fora dos valores esperados para a classe de exatidão da medida (geralmente acima de 3 vezes o desvio-padrão da medida), uma das funcionalidades mais importante dos estimadores de estado é a capacidade de detectar e filtrar os EGs do processo de estimação.

Uma das formas de detecção de EGs nas medidas é a análise dos resíduos normalizados das medidas, conforme apresentado na Seção IV.4. Com a inclusão de

sincrofasores no processo de EE é importante avaliar os impactos destas medidas na capacidade de detecção e eliminação de EGs.

A análise a seguir avalia o efeito da instalação de UMFs sobre o processo de identificação de EGs nas medidas convencionais (medidas de UTRs). Assume-se a não ocorrência de erros simultâneos em medidas da UMF e em medidas convencionais (UTR), quando ambas estão localizadas em uma mesma região de influência. Esta suposição justifica-se devido à natureza local do problema de EE.

Assim, supõe-se que a presença de EGs nas medidas de UTRs deve ser detectada pelo teste dos resíduos normalizados. Eventuais EGs nas medidas das UMFs principalmente erros nas medidas de ângulo de fase, serão discutidos posteriormente. Ou seja, considera-se que as medidas das UMFs estarão livres de EGs.

Para facilitar a comparação dos resultados, o mesmo plano de medição anterior é utilizado e o resultado do processo de estimação, na inexistência de EGs, é o mesmo apresentado na Tabela V-10.

V.5.1 Detecção de EGs em uma única medida de UTR

Inicia-se a análise da detecção de EGs através da simulação de apenas um EG no conjunto de medidas das UTRs. A análise será estendida posteriormente para a verificação da possibilidade de detecção de erros múltiplos.

Considera-se então, a ocorrência de EGs em medidas de UTRs situadas no entorno da barra 2 e compara-se os resíduos normalizados da medida portadora de EG e o resíduo normalizado máximo, para erros correspondentes a 50% da medida e erros de inversão de polaridade da medida, antes e depois da inclusão das medidas de UMFs.

Os resíduos normalizados (RN) são apresentados na Tabela V-23, sem UMFs e na Tabela V-24, com UMFs.

MEDIDA COM EG	RN (EG - 50%)	MAIOR RN	RN (Inversão)	MAIOR RN
FP ₁₋₂	25,143	25,143	106,699	106,699
FP ₂₋₃	33,414	33,419	161,332	161,332
FP ₅₋₂	24,117	24,117	91,723	91,723
FR ₁₋₂	9,346	9,346	39,438	39,438
FR ₂₋₃	3,736	3,736	12,712	12,712
FR ₅₋₂	3,061	3,204	9,364	9,364
V ₁	46,670	46,670	*	*
IP ₃	24,193	24,193	101,311	101,311
IR ₃	3,171	3,175	10,291	10,291

Tabela V-23 – Testes para identificação de EGs nas medidas de UTRs – Sem UMFs

Os resultados obtidos são claros quanto às vantagens da utilização das UMFs para o auxílio na identificação de EGs em medidas de UTRs.

MEDIDA COM EG	RN (EG - 50%)	MAIOR RN	RN (Inversão)	MAIOR RN
FP ₁₋₂	44,391	44,391	246,033	246,033
FP ₂₋₃	39,798	39,798	212,418	212,418
FP ₅₋₂	34,384	34,384	174,651	174,651
FR ₁₋₂	26,569	26,569	127,352	127,352
FR ₂₋₃	8,202	8,202	36,328	36,328
FR ₅₋₂	4,692	4,692	18,903	18,903
Vı	65 , 585	65,585	378,064	378,064
IP ₃	40,230	40,230	212,838	212,838
IR ₃	11,053	11,053	43,773	43,773

Tabela V-24 – Testes para identificação de EGs nas medidas de UTRs – Com UMFs

Antes da inclusão da UMF na barra 2, em 3 casos ocorreram dificuldades para a identificação dos EGs nas medidas de UTRs, sendo que em um deles, a inversão da polaridade da medida de magnitude de tensão da barra 1 (V_1), não houve a convergência do estimador.

Com a utilização de medidas da UMF da barra 2 não ocorreram casos sem detecção e mesmo no caso de inversão da polaridade da medida de tensão da barra 1 o processo de análise do resíduo normalizado foi capaz de detectar e indicar corretamente a medida com EG.

Outro benefício apresentado é o afastamento do resíduo normalizado da medida portadora de EG dos resíduos normalizados das demais medidas sãs. Este afastamento auxilia no processo de identificação das medidas com EGs ao evitar que medidas que possuam correlação mais alta com a medida portadora de EG se apresentem com resíduo muito próximo do resíduo da medida errônea.

Um bom exemplo desta condição ocorre para a medida de fluxo ativo FP₂₋₃.

A título de ilustração, a Tabela V-25 apresenta um detalhamento das simulações apresentadas anteriormente (Tabela V-23 e Tabela V-24).

Simulou-se um EG correspondente ao acréscimo de 50% na medida FP_{2-3} , antes e depois da inclusão das medidas da UMF da barra 2.

AN	res
MEDIDA	RN
IP ₆	33,419
FP ₂₋₃	33,414
IP ₃	28,051
FP ₆₋₁₁	24,093
FP ₉₋₁₀	16,852
IP ₁₀	14,470
IP ₉	10,568
FP_{4-7}	10,529
FP_{5-2}	8,345
IR ₃	6,749
FP ₆₋₁₃	6,305
IR ₁₀	5,437
FP ₆₋₁₂	4,579
FR ₂₋₃	4,447
FR ₉₋₁₀	4,345
FP_{1-2}	3,781
FR ₆₋₁₁	3,407
FP ₁₋₅	3,077

Tabela V-25 – Resíduos Normalizados para EG na medida de FP₂₋₃ antes e depois da instalação de UMFs

	DEPOIS				
MEDIDA	TIPO	RN			
FP ₂₋₃	UTR	39,798			
CR ₂₋₃	UMF	6,844			
ICR ₂	UMF	5 , 075			
CR ₂₋₁	UMF	3,721			
CR ₂₋₅	UMF	3,601			
V2	UMF	3,279			
IP3	UTR	3,143			

Nota-se que antes da instalação da UMF, o EG da medida FP_{2-3} , ocasionou um forte espalhamento para outras medidas, sendo que o resíduo normalizado da medida IP_6 tornou-se superior ao resíduo normalizado da medida com EG(FP_{2-3}). Esta situação impediu a correta identificação da medida com EG.

Os resultados apresentados na Tabela V-25 mostram o afastamento do resíduo normalizado da medida com EG (FP₂₋₃), após a inclusão da UMF.

No primeiro caso, 17 medidas foram afetadas pelo erro da medida P_{2-3} (foram consideradas apenas as medidas que apresentaram resíduos normalizados com valores superiores ao limiar de detecção de EGs, no caso, três vezes o desvio-padrão da medida).

Com a instalação da UMF na barra 2, o processo de identificação é beneficiado. A inclusão da UMF afastou o resíduo normalizado da medida portadora de EG, além de reduzir o espalhamento do erro para as outras medidas sãs.

Apenas seis medidas foram afetadas pelo espalhamento, sendo que a maioria delas foram medidas da própria UMF.

V.5.2 Detecção de múltiplos EGs em medidas de UTRs

Avalia-se a seguir o efeito de EGs múltiplos em pares de medidas de UTRs situadas no entorno da barra 2. Para tanto, considera-se a mesma configuração de medidores anteriormente utilizada, tomando-se as medidas aos pares (fluxo de potência ativa e reativa, injeção de potência ativa e reativa).

Os resultados obtidos, utilizando-se apenas as medidas das UTRs, são apresentados na Tabela V-26.

PAR COM	PRIMEIRA ESTIMAÇÃO		APÓS EXCLUSÃO DO MAIOR RN			
EGs	RN	Maior RN		RN	Ma	ior RN
FP ₁₋₂	93,783	FD	102 026	5,885	ED	6,315
FR ₁₋₂	11,302	FF ₁₋₅	103,028	5,523	FR ₅₋₂	
FP ₂₋₃	161,408	ED	161 409	-	TD	12,571
FR ₂₋₃	0,260	FP ₂₋₃	101,400	12,522	IP ₆	
FP ₅₋₂	94,146	ΞD	04 146	-	ΕD	9 610
FR ₅₋₂	44,043	FP ₅₋₂	94,140	8,610	FR5-2	0,010
IP ₃	101,537	TD	101 527	_	TD	10.050
IR ₃	5,312	1P3	₃ IUL, 537	10,051	1P ₆	10,059

Tabela V-26 – Resíduos Normalizados (RN) para múltiplos EGs em medidas de UTRs

A Tabela V-26 apresenta os resultados dos processos de estimação e análise de resíduos normalizados realizados em duas etapas.

Na primeira etapa a medida que apresenta o maior resíduo normalizado é eliminada e o processo de estimação e análise dos resíduos normalizados repetido. O resultado é satisfatório quando na primeira etapa uma das medidas do par apresenta o maior resíduo normalizado, podendo ser eliminada e o processo repetido. Se na segunda etapa a outra medida do par também apresentar o maior resíduo normalizado, a mesma será eliminada e o processo de identificação terá o sucesso desejado.

Para os quatro casos analisados, apenas no terceiro caso, correspondente ao par FP_{5-2} e FR_{5-2} , houve a correta identificação de ambas as medidas portadoras de EGs. No primeiro caso, nenhuma das medidas foi identificada, e nos outros dois casos, apenas a primeira medida do par foi corretamente identificada. As medidas identificadas erroneamente estão destacadas na Tabela V-26

Testes equivalentes foram realizados para os mesmos erros e mesmo pares de medidas, porém, considerando-se a disponibilidade de medidas de UMF no sistema (Medidas dos fasores de tensão e corrente na barra 2 e medidas de ângulo de fase nas barras 9 e 13).

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela V-27.

PAR COM	PRIME	PRIMEIRA ESTIMAÇÃO		APÓS EXCLUSÃO DO MAIOR RN		
EGs	RN	Maior RN		RN	Ма	ior RN
FP ₁₋₂	242,411	FP	242 411	-	FD	127,292
FR ₁₋₂	120,208	r i 1-2	272,711	127,292	1111-2	
FP ₂₋₃	212,663	ΕD	212 663	-	C.T.	36,331
FR ₂₋₃	39,774	rr ₂₋₃	212,005	36,331	г к 2-3	
FP ₅₋₂	175,111	ΕD	175 111	-	FD	10 071
FR ₅₋₂	23,667	гг ₅₋₂	1/3,111	18,874	г к ₅₋₂	10,074
IP ₃	201,289	TD	201 200		TD	41 996
IR ₃	11,917	1F3	201,209	41,996	TK3	41,990

Tabela V-27 - Resíduos Normalizados (RN) para múltiplos EGs em medidas de UTRs com UMF na barra 2

Destaca-se que em todos os casos simulados após a inclusão das medidas da UMF houve a correta identificação e eliminação de ambas as medidas portadoras de EGs.

O mesmo desempenho apresentado anteriormente confirma-se nestes novos testes, quais sejam, os valores dos resíduos normalizados são maiores que nos casos sem UMFs, e o afastamento entre os resíduos normalizados das medidas com EGs e das medidas sãs é maior, indicando uma maior sensibilidade para a detecção de erros e uma maior seletividade entre medidas com EGs e medidas sãs.

Os resultados obtidos indicam que a utilização de medidas de UMFs no processo de EE é vantajosa, não apenas do ponto de vista da melhor exatidão do processo, mas também para a identificação e eliminação de medidas errôneas.

V.6 Identificação de erros em parâmetros

Parâmetros suspeitos são geralmente identificados durante o processo de análise de resíduos da EE [Sou09]. Uma estratégia para esta identificação é apresentada em [Mez06] e envolve o processamento das seguintes etapas: i) o processo de EE convencional é executado e os resíduos normalizados analisados; ii) caso ocorram medidas com resíduos normalizados acima do limite de confiança é formada uma lista ordenada de resíduos e medidas suspeitas; iii) a cada medida desta lista associam-se ramos da rede. Esta associação é realizada quando os parâmetros do ramo compõem a relação entre o estado e a medida; iv) ordenam-se os ramos pelo número de medidas suspeitas associadas ao mesmo, sendo o ramo que possui o maior número de medidas associadas o primeiro da lista de suspeitos.

Recentemente foram propostos métodos para correção de erros em parâmetros que se baseiam na eliminação (ou redução) temporária do efeito dos parâmetros suspeitos no processo de EE. Estes métodos são denominados de método do Ramo Irrelevante (RI) e método do Ramo Fracamente Relevante (RFR).

O método RI parte do pressuposto que em um processo de EE, com redundância adequada, é possível a exclusão das medidas associadas ao ramo suspeito, de forma a torná-lo irrelevante para o processo de estimação.

Em casos com baixa redundância de medição, a EE pode ficar inviabilizada com a exclusão de todas as medidas associadas ao ramo suspeito. Para estes casos, é proposto o método RFR, onde a redução da influência de parâmetros errôneos é realizada abdicando-se apenas das medidas de fluxo.

Assim, se um ramo com parâmetro errôneo for irrelevante ou fracamente relevante, seu erro não repercutirá no processo de EE e, consequentemente, o estado referente às barras terminais deste ramo poderá ser obtido, através do processo convencional de EE.

Utilizando-se o estado das barras terminais, obtido sem a influência do parâmetro do ramo suspeito, será possível realizar um processo de estimação do valor do parâmetro suspeito, procedendo-se a sua correção.

Os exemplos a seguir ilustram o processo e analisam a influência das medidas de UMFs no processo de análise dos EGs nos parâmetros da rede.

Simulando-se EG no parâmetro do ramo 1-2, e executando-se o processo de EE, com as medidas de UTRs disponíveis, obtêm-se os resíduos normalizados com valores acima do limiar de confiança apresentados na Tabela V-28.

MEDIDA	RN
FP ₁₋₅	32,402
FP ₁₋₂	30,576
FR_{5-2}	30,167
FR ₁₋₅	29,231
FR ₁₋₂	28,258
V ₁	13,068
FR ₂₋₃	5,418
IR ₆	5,399
IR ₃	5,373
FR ₆₋₁₁	5,333
IR ₁₀	4,279
FR ₉₋₁₀	4,026

Tabela V-28 – Resíduos Normalizados (RN) para EG no parâmetro do ramo 1-2

Com base na análise dos resíduos normalizados, obtém-se a lista de ramos suspeitos da Tabela V-29, onde estão relacionados: a incidência de medidas relativas ao ramo e o maior resíduo normalizado apresentado por medidas relativas ao ramo.

Verifica-se, então, que o ramo 1-5 se apresenta como o primeiro candidato a EG, pois é o ramo com maior número de incidências e apresenta o resíduo normalizado mais alto.

RAMO SUSPEITO	INCIDÊNCIA	Maior RN
1-5	3	32,402
1-2	3	30,576
2-3	2	5,418
6-11	2	5,333
9-10	2	4,026
5-2	1	30,167

Tabela V-29 - Lista de ramos suspeitos de EG – Medidas de UTR

Assim, as medidas que referenciam o ramo 1-5 ($FP_{1-5} e FR_{1-5}$) são excluídas do processo de EE e nova estimação é realizada, de forma a se obter o estado para as barras 1 e 5, sem a influência do ramo suspeito.

O processo de estimação é repetido e concluído sem resíduos acima do limiar de confiança. Desta forma, o estado das barras 1 e 5 é obtido, sendo os valores encontrados apresentados na Tabela V-30.

BARRA	REFER	ÊNCIA	ESTADO I	ESTIMADO	
	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	EVT
	pu	graus	Pu	graus	
1	1,0600	0,00	1,0498	0,00	0,9586
2	1,0450	-4,98	1,0486	-8,34	5,8817
3	1,0100	-12,73	1,0136	-16,05	5,8228
4	1,0180	-10,31	1,0213	-13,62	5,8030
5	1,0200	-8,77	1,0242	-12,06	5 , 7717
6	1,0700	-14,22	1,0745	-17,49	5 , 7259
7	1,0620	-13,36	1,0649	-16,66	5 , 7699
8	1,0900	-13,36	1,0926	-16,66	5 , 7721
9	1,0560	-14,94	1,0592	-18,20	5,7140
10	1,0510	-15,10	1,0542	-18,37	5 , 7147
11	1,0570	-14,79	1,0606	-18,07	5,7374
12	1,0550	-15,08	1,0604	-18,34	5 , 7195
13	1,0500	-15,16	1,0545	-18,42	5,7138
14	1,0360	-16,03	1,0393	-19,27	5,6773
	4 iterações com EVT médio de				5,4130

Tabela V-30 – Resultado da EE após exclusão das medidas relacionadas ao ramo 1-5

Nota-se que o estado estimado para a barra 5 apresenta erro elevado para o valor do ângulo de fase, em decorrência da influência do EG do parâmetro do ramo 1-2, que não foi tornado irrelevante.

O passo seguinte da estratégia do RI, é a utilização dos valores do estado estimado nas barras 1 e 5 num processo de estimação de parâmetros, para a obtenção do valor mais provável para o parâmetro do ramo 1-5.

Como o ramo com parâmetro com EG é o ramo 1-2 e não o ramo 1-5 identificado acima, o caso apresentado evidencia que, ou o EG no parâmetro do ramo 1-2 não será identificado, ou iterações desnecessárias terão que ser realizadas para a sua correta identificação.

Dado que o ramo com EG não foi corretamente identificado, o processo de estimação de parâmetros certamente apresentará resultado insatisfatório, e não será continuado neste exemplo.

Analisa-se a seguir se a utilização de UMFs no processo de identificação dos ramos suspeitos apresenta algum benefício para a identificação e detecção de erros em parâmetros da rede. Processo similar ao anterior é realizado, considerando-se agora a disponibilidade de medidas de UMFs para o processo de estimação.

Inicialmente, investiga-se a utilização de medidas de UMFs na barra 2 (fasores de tensão e correntes), complementadas pelas medidas de ângulo de fase nas barras 9 e 13, conforme discutido na Seção V.4.1.

Realizando-se o processo de EE para este plano de medição, obtêm-se os resíduos normalizados acima do limite de confiança mostrados na Tabela V-31.

MEDIDA	TIPO	RN
FP_{1-5}	UTR	37,645
FR ₁₋₂	UTR	34,720
CI ₂₋₁	UMF	23,572
CI ₂₋₅	UMF	18,111
CR ₂₋₅	UMF	17,686
ICR ₂	UMF	16,865
ICI ₂	UMF	16,307
CI ₂₋₄	UMF	16,228
FR ₁₋₅	UTR	15,615
CR ₂₋₄	UMF	13,510
CI ₂₋₃	UMF	9,103
θ_2	UMF	5,874
IR ₃	UTR	4,565
FP ₁₋₂	UTR	3,893
CR ₂₋₃	UMF	3,530

Tabela V-31 – Resíduos Normalizados (RN) para EG
no parâmetro do ramo 1-2 - Caso com medidas de UMF

Da mesma forma que o realizado anteriormente, verifica-se a incidência de medidas referentes a cada um dos ramos presentes nas medidas com resíduos normalizados acima do limite de confiança.

Os resultados são apresentados na Tabela V-32.

RAMO SUSPEITO	INCIDÊNCIA	Maior RN
1-2	6	34,645
2-3	6	9,103
2-4	5	16,228
2-5	4	18,111
1-5	2	37,645

Tabela V-32 - Lista de ramos suspeitos de EG – Medidas de UTR + UMF

Verifica-se, que neste caso, o ramo portador de parâmetro com EG (ramo 1-2) foi identificado corretamente.

Excluindo-se as medidas relacionadas ao ramo suspeito, é possível obter-se uma estimativa para o estado das barras 1 e 2, conforme apresentado na Tabela V-33.

BARRA	REFERÊNCIA		ESTADO I	ESTADO ESTIMADO	
	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	EV1 (%)
	pu	graus	Pu	graus	(*)
1	1,0600	0,00	1,0565	-0,08	0,3646
2	1,0450	-4,98	1,0422	-4,98	0,2652
3	1,0100	-12,73	1,0071	-12,76	0,2886
4	1,0180	-10,31	1,0153	-10,32	0,2709
5	1,0200	-8,77	1,0172	-8,78	0,2726
6	1,0700	-14,22	1,0676	-14,22	0,2200
7	1,0620	-13,36	1,0587	-13,37	0,3085
8	1,0900	-13,36	1,0866	-13,38	0,3139
9	1,0560	-14,94	1,0529	-14,94	0,2919
10	1,0510	-15,10	1,0478	-15,10	0,3056
11	1,0570	-14,79	1,0540	-14,80	0,2861
12	1,0550	-15,08	1,0537	-15,07	0,1260
13	1,0500	-15,16	1,0478	-15,15	0,2119
14	1,0360	-16,03	1,0329	-16,01	0,2982
	4	iterações	s com EVT	médio de	0,2731

Tabela V-33 – Resultado da EE após exclusão das medidas referentes ao ramo 1-2

O resultado da Tabela V-33 é obtido após a exclusão das medidas FP_{1-2} , FR_{1-2} , CR_{2-1} , CI_{2-1} , ICR_2 , ICI_2 , Sendo as duas primeiras medidas oriundas da UTR e as quatro últimas oriundas da UMF.

O resultado obtido apresenta todos os resíduos normalizados abaixo do limite de detecção e EVT baixo, indicando que o efeito do EG no parâmetro do ramo 1-2 foi excluído.

A repetição do processo de EE sem as medidas relacionadas ao ramo 1-2 permite a obtenção de estimativas confiáveis para o estado das barras 1 e 2. Estes resultados são utilizados para estimar o valor do parâmetro do ramo 1-2 (e.g. utilizando-se o método proposto em [Mez06]).

Ao final, repete-se o processo de EE utilizando a nova estimativa do parâmetro do ramo 1-2.

Apesar de terem se mostrado muito eficazes, a limitação para a utilização dos métodos RI e RFR está associada à redução (embora temporária) de redundância de medição, na etapa em que se relaxa a influência dos parâmetros suspeitos, o que é feito com um descarte temporário de medidas.

Dependendo do nível de redundância atingido, a aplicação de um ou ambos os métodos pode se tornar inviável.

Um exemplo ocorre quando há suspeita de presença de EGs em múltiplos parâmetros, em ramos incidentes em uma barra.

Nestes casos, a existência de medidas de UMFs, que fornecem diretamente medidas do estado, pode beneficiar a redundância local, de forma tal que um descarte temporário de uma maior quantidade de medidas seja possível.

Supõem-se, a seguir a existência de EGs nos parâmetros dos ramos 1-2 e 2-5, e considera-se a presença da UMF instalada na barra 2.

Efetuando-se o processo de EE, verifica-se uma grande dispersão de erros, com um conjunto grande de medidas apresentando resíduos normalizados com valor acima do limite de confiança, conforme apresentado na Tabela V-34. A análise da incidência de medidas associadas aos maiores resíduos normalizados é mostrada na Tabela V-35.

MEDIDA	TIPO	RN
FP ₁₋₅	UTR	67 , 327
CR ₂₋₅	UMF	55,648
IP ₆	UTR	37,328
FR ₁₋₂	UTR	32 , 687
CI ₂₋₅	UMF	23,948
FP ₆₋₁₁	UTR	22,746
CI ₂₋₁	UMF	22,493
θ_{13}	UMF	21,417
FP ₆₋₁₂	UTR	20,045
FR ₁₋₅	UTR	19,994
FP ₆₋₁₃	UTR	18,545
ICR ₂	UMF	17,055
ICI ₂	UMF	16,324
CI_{2-4}	UMF	15,668
IP ₁₃	UTR	14,451
FP ₉₋₁₄	UTR	12,670
θ_2	UMF	11,826
CR ₂₋₄	UMF	11,478
FP ₅₋₂	UTR	8,836
CI ₂₋₃	UMF	8,579
CR ₂₋₁	UMF	7,606
θ_9	UMF	6,278
FP ₁₂₋₁₃	UTR	6,014
FP ₁₋₂	UTR	5,945
FR ₆₋₁₃	UTR	5,403
IR ₃	UTR	5,248
IR ₉	UTR	4,186
FR ₄₋₇	UTR	3,951
CR ₂₋₃	UMF	3,428
IR ₆	UTR	3,188
FR ₂₋₄	UTR	3,038

Tabela V-34 – Resíduos normalizados EGs nos parâmetros dos ramos 1-2 e 2-5

RAMO SUSPEITO	INCIDÊNCIA	Maior RN
2-5	4	55,648
1-2	4	32,328
1-5	2	67,327
6-13	2	18,545
2-4	2	15,668
2-3	3	8,579
6-11	1	22,746
6-12	1	20,045
9-14	1	12,670
12-13	1	6,014
4-7	1	3,951

Tabela V-35 – Lista de ramos suspeitos - EGs nos ramos 1-2 e 2-5

Verifica-se que as maiores incidências ocorrem justamente nos ramos onde há a presença de EG, indicando que a UMF é bastante efetiva no processo de indicação dos ramos suspeitos.

Avalia-se, assim, a possibilidade de descartar uma maior quantidade de medidas em uma determinada região da rede para permitir desconsiderar o efeito de mais parâmetros (de mais ramos suspeitos) sobre o processo de EE.

Procede-se, então, a retirada em bloco das medidas relativas aos ramos 2-5 e 1-2 e obtém-se o resultado apresentado na Tabela V-36, onde fica evidente que os efeitos dos EGs nos parâmetros dos ramos 2-5 e 1-2 foram tornados irrelevantes e que uma boa estimativa do estado foi obtida.

BARRA	REFERÊNCIA		ESTADO ESTIMADO		E3700
	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	(%) EVI
	pu	graus	Pu	graus	(•)
1	1,0600	0,00	1,0558	0,00	0,3972
2	1,0450	-4,98	1,0420	-4,98	0,2881
3	1,0100	-12,73	1,0069	-12,77	0,3123
4	1,0180	-10,31	1,0150	-10,32	0,2940
5	1,0200	-8,77	1,0166	-8,71	0,3556
6	1,0700	-14,22	1,0672	-14,20	0,2669
7	1,0620	-13,36	1,0584	-13,37	0,3351
8	1,0900	-13,36	1,0863	-13,37	0,3391
9	1,0560	-14,94	1,0526	-14,94	0,3228
10	1,0510	-15,10	1,0474	-15,10	0,3399
11	1,0570	-14,79	1,0535	-14,79	0,3315
12	1,0550	-15,08	1,0531	-15,07	0,1782
13	1,0500	-15,16	1,0473	-15,15	0,2603
14	1,0360	-16,03	1,0325	-16,01	0,3346
	4	iterações	s com EVT	médio de	0,3111

Tabela V-36 – Resultado do EE após tornados irrelevantes os ramos 2-5 e 1-2

Os valores do estado nas barras 1, 2 e 5 podem ser utilizados como dado de entrada do processo de estimação de parâmetros.

Tal característica confere aos métodos acima citados uma maior capacidade de tratar erros em parâmetros em regiões da rede com baixa redundância de medidas e também erros múltiplos em parâmetros de ramos adjacentes. Verifica-se, assim, que as medidas de fasores de tensão e correntes, provenientes de UMFs podem auxiliar na identificação de erros de parâmetros mesmo em casos de difícil identificação, como mostrado para erros múltiplos.

V.7 Erros grosseiros em medidas de UMFs

Sendo a primeira medida de ângulo incluída crítica, eventuais EGs nesta medida não serão detectados pelos mecanismos de identificação de erros. Entretanto, não é esperado que estes erros ocasionem problemas no processo de estimação, uma vez que correspondem apenas a uma mudança no valor da referência angular das tensões do sistema. Assim, embora sem ocasionar problemas para o processo de EE, eventualmente, em casos onde existam áreas desconectadas no sistema, EGs na única medida de ângulo numa área podem ser importantes, pois podem dificultar o restabelecimento do sistema ou prejudicar outras análises baseadas na monitoração de tal medida.

EGs em medidas críticas não são passíveis de detecção e eliminação pelos processos convencionais utilizados nos EE. Por outro lado, deve-se lembrar de que as UMFs possuem indicadores da qualidade da medida e, a menos de falhas na comunicação, quando a medida é perdida, outras falhas (tais como a perda do sincronismo com o sistema GPS) serão indicadas pelas UMFs. Caso esta única medida de ângulo necessite ser excluída do processo de estimação (e.g., falha na comunicação entre a subestação e o centro de controle) é necessário retornar ao processo de estimação convencional, estabelecendo uma referência angular arbitrária.

Isto posto, é importante analisar o que ocorre ao se incluir medidas de ângulo de fase adicionais. É desejável que possíveis EGs em alguma destas medidas sejam detectados pelo processo de identificação de erros dos estimadores. A análise dos efeitos dos EGs nas medidas de ângulo é realizada a seguir, considerando a presença de duas medidas de ângulo no sistema. A identificação de EGs é realizada através da análise de resíduos normalizados, conforme apresentado na Seção IV.4 e descrito em [Cou01a]. A primeira hipótese estudada corresponde à inclusão de uma segunda medida de ângulo de fase sendo que esta segunda medida apresenta EG (medida obtida fora do limite de 3 vezes o desvio-padrão esperado).

Para fins de ilustração, a Tabela V-37 apresenta os resíduos normalizados das medidas que apresentaram valores acima do limite de detecção, para um EG na medida de ângulo da barra 13.

MEDIDA	RN
θ_2	8,456
θ ₁₃	8,456
IP ₆	7,060
V ₁	6,016
FR ₂₋₃	3,979
FP ₆₋₁₁	3,961
IP ₃	3,863
IR ₃	3,799
IR ₆	3,560
FP ₆₋₁₂	3,551
FR ₅₋₂	3,183
FP ₅₋₂	3,122

Tabela V-37 – Resíduos Normalizados para EG na medida de ângulo da barra 13

O resultado da análise dos resíduos mostra que embora ocorra a detecção da existência de EG nas medidas e que as medidas suspeitas são as medidas de ângulo de fase, não há como identificar qual delas apresenta erro, uma vez que estas medidas compõem um conjunto crítico, conforme discutido na Seção V.4.1 . Considera-se agora a existência de mais uma medida de ângulo de fase, na barra 9, ainda com a presença de EG na medida de ângulo de fase da barra 13. Os resíduos normalizados são apresentados na Tabela V-38.

MEDIDA	RN
θ_{13}	24,012
θ_9	22,476
IP ₁₀	19,538
FP ₉₋₁₀	18,963
IP ₁₃	15,076
FP ₉₋₁₄	14,032
IP ₆	13,385
θ_2	12,061
FP ₆₋₁₁	10,483
FP ₆₋₁₂	8,936
IR ₁₀	7,053
FP ₅₋₂	6,738
IR ₃	6,580
FR ₂₋₃	6,376
IR ₁₃	6,099
IR ₆	5,906
FP ₁₂₋₁₃	5,124
FR ₉₋₁₀	4,539
V ₁	4,417
IR ₉	4,331
FR ₅₋₂	4,233
FR ₄₋₇	4,191
FR ₆₋₁₃	3,616
FP ₂₋₃	3,446
FP ₆₋₁₃	3,334
FR ₉₋₁₄	3,249

Tabela V-38 – Resíduos Normalizados para EG na medida de ângulo da barra 13 – Caso com 3 medidas de ângulo

Os resultados apresentados na Tabela V-38 indicam que a terceira medida de ângulo de fase (na barra 9) dissolveu o conjunto crítico formado pelas medidas θ_2 e θ_{13} , permitindo a correta identificação e eliminação da medida portadora de EG (no caso a medida θ_{13}). Houve um maior espalhamento do erro para outras medidas, mas sem comprometer a capacidade de identificação da medida com EG.

Verifica-se a seguir o efeito das medidas de corrente da UMF, na identificação de EGs. Para tanto, considera-se a existência da UMF na barra 2 com medidas dos fasores de tensão e correntes e a UMF da barra 13 com a medida de ângulo de fase portadora de EG. Os resíduos normalizados estão listados na Tabela V-39.

MEDIDA	RN
θ_{13}	16,738
θ_2	12,714
IP ₆	10,705
FP ₉₋₁₄	9,732
IP ₉	8,879
FP ₄₋₇	8,654
FP ₉₋₁₀	8,284
V ₂	7,530
IP ₁₃	7,394
CR ₂₋₄	7,171
IP ₁₀	7,008
FP ₆₋₁₂	6,914
CR ₂₋₅	5,811
FP ₆₋₁₃	4,916
V ₁	4,187
FR ₄₋₇	3,558
IR ₃	3,282
IR ₉	3,051

Tabela V-39 – EG na medida de ângulo da barra 13
– UMF com medidas de correntes na barra 2

Os resultados da Tabela V-39 evidenciam a capacidade das medidas de corrente de UMF na redução da criticalidade do conjunto de medição, que ocorre quando estão disponíveis apenas duas medidas de ângulo de fase, permitindo, em princípio, um relaxamento do critério de utilização de no mínimo três medidas de ângulo de fase, desde que as medidas de corrente das UMFs estejam disponíveis.

É razoável imaginar que quanto maior a quantidade de UMFs na rede, maior serão os benefícios para a EE. Porém, sabe-se que a quantidade de UMFs a ser instalada na rede está sujeita a restrições econômicas, sendo limitada por estas. Em um processo de estimação bem ajustado, é possível afirmar que, na ausência de erros nos dados, estimativas de estado muito próximas das medidas de estado fornecidas pelas UMFs serão obtidas.

Considera-se a seguir, a influência das medidas de fasores de corrente incidentes na barra onde a UMF está instalada. Para tanto, utiliza-se uma UMF na barra 2 do sistema, com medidas do fasor de tensão e de todos os fasores de correntes incidentes na barra 2. Duas outras UMFs (barras 9 e 13) são instaladas, apenas com medidas de ângulo de fase, objetivando a identificação de erros nas medidas de ângulo, conforme discutido anteriormente.

O resultado do processo de estimação, sem a presença de EGs encontra-se na Tabela V-40.

BARRA	REFERÊNCIA		ESTADO ESTIMADO		131 200
	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	(%)
	pu	graus	Pu	graus	(•)
1	1,0600	0,00	1,0566	0,01	0,3207
2	1,0450	-4,98	1,0417	-4,98	0,3203
3	1,0100	-12,73	1,0066	-12,76	0,3418
4	1,0180	-10,31	1,0147	-10,32	0,3237
5	1,0200	-8,77	1,0167	-8,77	0,3259
6	1,0700	-14,22	1,0671	-14,21	0,2738
7	1,0620	-13,36	1,0582	-13,37	0,3597
8	1,0900	-13,36	1,0861	-13,37	0,3624
9	1,0560	-14,94	1,0524	-14,94	0,3448
10	1,0510	-15,10	1,0472	-15,10	0,3593
11	1,0570	-14,79	1,0534	-14,80	0,3403
12	1,0550	-15,08	1,0531	-15,07	0,1800
13	1,0500	-15,16	1,0472	-15,15	0,2671
14	1,0360	-16,03	1,0324	-16,01	0,3529
	4	iterações	s com EVT	médio de	0,3195

Tabela V-40 – Resultado do estimador após a inclusão de medidas de fasores de tensão e de corrente na barra 2 e medidas de ângulo nas barras 9 e 13

Esta configuração de medição é utilizada para a verificação da possibilidade de identificação de EGs nas demais medidas fornecidas pelas UMFs.

Considerou-se várias ocorrências de EGs nas medidas da UMF instalada na barra 2 do sistema. Foram simulados EGs de baixa magnitude (da ordem de 10%) do valor medido e erros de grande magnitude, (inversão do sinal da medida). O resumo dos resultados destes testes é registrado na Tabela V-41.

MEDIDA COM EG	RN (EG - 10%)	MAX RN	RN (Inversão)	MAX RN
θ_2	13,347	13,347	179,144	179,144
CR ₂₋₁	24,639	24,639	526,992	526 , 992
CR ₂₋₃	21,196	21,196	407,080	407,080
CR ₂₋₄	17,776	17,776	301,981	301,981
CR ₂₋₅	15,329	15,329	260,322	260,322
ICR ₂	NI	NI	58,651	58,651
CI ₂₋₁	11,691	11,691	248,861	248,861
CI ₂₋₃	11,161	11,161	230,103	230,103
CI ₂₋₄	NI	NI	57,906	57,906
CI ₂₋₅	5,555	5,555	94,706	94,706
ICI ₂	23,336	23,336	522,946	522,946

Tabela V-41 – Testes para identificação de EGs nas medidas de UMFs

A Tabela V-41 apresenta na primeira coluna a medida com EG, na segunda e na terceira colunas, respectivamente, o resíduo normalizado da medida indicada e o maior resíduo normalizado encontrado no primeiro teste realizado (10% de erro). Na quarta e na quinta colunas são apresentados, o resíduo normalizado da medida com EG e o valor do resíduo máximo para o segundo teste realizado (inversão do sinal da medida).

Os testes marcados com **NI** na Tabela V-41 indicam aqueles onde não ocorreu a detecção do EG. Nos testes de inversão da polaridade nos medidores verificaram-se os maiores resíduos normalizados e, em alguns casos, a necessidade de um maior número de iterações do estimador (o máximo de oito iterações ocorreu para EG na medida CR_{2-4}).

As duas ocorrências no primeiro conjunto de testes têm menor importância, uma vez que estas medidas possuem baixos valores e a magnitude do erro não é muito elevada.

Em todos os casos notou-se que, quando os erros apresentam maiores magnitudes (casos da inversão do sinal das medidas), há um maior espalhamento dos mesmos para outras medidas sãs.

V.8 Conclusões

Neste capítulo analisou-se a integração das medidas de UMFs, enfocando principalmente as diferenças de exatidão das medidas, as influências dos erros inerentes ao processo de medição e a capacidade de detecção e depuração de EGs nos processos de EE, considerando a utilização de medidas mistas, em que as medidas de UMFs são utilizadas para incrementar os EE existentes que utilizam medidas de UTRs convencionais.

São analisados e propostos métodos para a inclusão dos fasores de tensão e corrente das UMFs no processo de EE convencional, envolvendo a alteração da referência angular do processo de estimação, bem como a inclusão dos relacionamentos entre o estado e as medidas de corrente das UMFs.

Para a integração das medidas de UMFs nos processos existentes é importante que EG presentes nas medidas das UMFs sejam possíveis de serem detectados, de forma a não impactar negativamente o processo existente. Com este objetivo, realizou-se a análise dos efeitos de EGs nas medidas de ângulo de fase das UMFs e verificou-se que o processo de identificação de EGs através da análise dos resíduos normalizados mostrou-se adequado.

Neste capítulo também foi demonstrado que a inclusão cuidadosa das medidas de UMFs é benéfica, não apenas na melhoria da exatidão do processo de EE, mas também na redução da criticalidade do conjunto de medição, auxiliando na dissolução de conjuntos de medidas críticas, em situações de baixa redundância de medidas, bem como na depuração de EGs que possam estar presentes nas medidas das UTRs.

Analisou-se ainda a influência das medidas de UMFs no processo de identificação de EGs em parâmetros da rede, através da melhoria da capacidade dos estimadores de evidenciar os ramos candidatos, para a aplicação dos métodos dos ramos irrelevantes (RI e RFR).

* * *

Capítulo VI Conclusões

Grandes sistemas elétricos vêm sendo construídos ao longo de décadas, fruto de grandes volumes de investimento, movidos sistematicamente por fatores legais, econômicos, organizacionais, tecnológicos ou pela necessidade de expansão/incorporação de novas fontes de energia.

Neste contexto, a operação dos sistemas de potência tem se tornado uma tarefa cada vez mais complexa e desafiadora. Para realizá-la, os centros de controle dependem de aplicativos computacionais para suporte à tomada de decisão em tempo real.

Estes aplicativos, integrados nos sistemas SCSAD/SGE dos centros de controle, foram projetados para utilizar a infraestrutura de telecomunicações e a tecnologia de medição então disponíveis. A evolução contínua dos sistemas de telecomunicações e de técnicas de medição, como a medição sincronizada de fasores, tem tornado possível novas funcionalidades.

Atualmente, operar um sistema elétrico utilizando medidas amostradas a cada 4 segundos é comparável a se dirigir um veículo a 100 km/h, abrindo e fechando os olhos nesta mesma taxa de tempo [Beh09].

Além disso, tal operação não é balizada apenas pelo desempenho do sistema em regime permanente. Fenômenos dinâmicos podem estar presentes e, atualmente, não serão notados pelos operadores dos centros de controle.

Uma alternativa para se obter uma medição mais acurada das grandezas do sistema elétrico é a utilização de UMFs. Diversos usos para estes instrumentos, em diferentes aplicativos, têm sido propostos na literatura técnica, e constam desta Tese.

Uma das aplicações mais diretas é a utilização de UMFs para plena observabilidade de uma rede sob supervisão e a completa substituição das medidas existentes por sincrofasores, com taxas de amostragem elevadas (da ordem de 30 a 60 fasores por segundo). Nesta condição, o estado do sistema elétrico seria observado diretamente e o seu comportamento dinâmico poderia ser acompanhado.

Entretanto, tal situação não parece ser a de mais provável ocorrência a médio prazo. Pelo contrário, espera-se uma migração gradual, onde os sincrofasores estarão disponíveis no sistema, conjuntamente com a infraestrutura de medição legada.

Sincrofasores serão instalados no sistema com objetivos diversos, ou simplesmente disponibilizados como uma funcionalidade adicional de um ID. Estas medidas de alta qualidade existentes no sistema podem e devem ser imediatamente utilizadas para benefício da operação.

Com base nesta linha de raciocínio, optou-se por abordar duas questões relevantes sobre a integração dos sincrofasores em sistemas de potência, com a possibilidade de aplicação imediata destas medidas nos processos de EE, a saber:

a) Quais são os requisitos e cuidados necessários para a instalação de sincrofasores em sistemas de potência, de forma a que os benefícios esperados possam ser auferidos adequadamente?

Como reposta a esta questão, os requisitos funcionais de diversas aplicações de UMFs foram analisados e uma proposta de arquitetura apresentada. Esta arquitetura foi idealizada com o objetivo de permitir a sua utilização imediata, privilegiando desta forma na maior extensão possível, o emprego de componentes existentes no mercado, bem como o atendimento aos requisitos das normas técnicas estabelecidas.

Entende-se que a arquitetura projetada detém as seguintes características:

Flexibilidade: utilização de rede de comunicação padrão IP, estado da arte em interoperabilidade de sistemas de comunicação; utilização de concentradores de fasores em diferentes níveis, sem impacto na latência da transmissão de dados;

uniformidade na solução de integração de diferentes equipamentos através da utilização de concentradores de dados nas subestações;

Expansibilidade: utilização de múltiplos servidores de comunicação para permitir atender à demanda de recebimento de sincrofasores necessários para o monitoramento de sistemas elétricos de grande porte; previsão de utilização de protocolos padronizados (IEEE C37.118, protocolos IP); possibilidade de evolução do protocolo de comunicação para aquele de automação de subestações (IEC 61.850), ainda em desenvolvimento para sincrofasores;

Confiabilidade dos dados: diferentemente das arquiteturas utilizadas nos sistemas de medição fasoriais atuais, a arquitetura proposta torna-se imune à perda de dados decorrentes de falhas de comunicação, por prever a utilização de um único concentrador de dados intermediário (instalado nas subestações) entre as UMFs e os concentradores de dados principais;

Menor demanda sobre os sistemas de telecomunicações: especificação do protocolo de transporte UDP/IP, com datagramas de tamanho reduzido, e o endereçamento IP *multicast*, cuja estratégia permite transmitir dados para diversos destinatários com apenas o envio de um datagrama por enlace de comunicação comum;

Baixa latência total: utilização de protocolos com baixa complexidade e sem a necessidade de estabelecimento de conexão (UDP/IP); apenas uma concentração de dados intermediária (nas subestações) entre as UMFs e os concentradores.

A arquitetura desenvolvida está sendo utilizada como base para o projeto de aplicação de sincrofasores no Sistema Interligado Nacional, coordenado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Um ponto importante a destacar é a real possibilidade de implantação das aplicações propostas na literatura técnica. Ensaios em UMFs comerciais, realizados durante a realização deste trabalho, evidenciaram que a maioria dos instrumentos não possuem características técnicas adequadas para a utilização em aplicações que requeiram baixo tempo de processamento e baixa latência dos dados. O maior impacto é causado por filtragens digitais inadequadas e a indisponibilidade de protocolo UDP pelas UMFs. A maioria das UMFs permite a comunicação apenas pelo protocolo TCP/IP, que não é adequado para aplicações em tempo real. A grande maioria também não suporta o endereçamento *multicast*, o que certamente demandará mais largura de banda do que a necessária dos sistemas de telecomunicações.

A arquitetura proposta permite conviver com algumas destas deficiências, através da utilização de processamento dos sincrofasores nos concentradores de dados das subestações. Desta forma, pode-se permitir que as UMFs utilizem o protocolo TCP/IP e o endereçamento *unicast*, localmente, na comunicação com o concentrador de dados da subestação.

Após a concentração dos dados, o concentrador da subestação envia os sincrofasores para os concentradores principais, utilizando o protocolo UDP/IP e o endereçamento *multicast* e desta forma, as vantagens da arquitetura estarão preservadas.

b) Considerando que sincrofasores estejam disponíveis, e reconhecendo que fornecem medidas de alta qualidade do estado de operação de sistemas de potência, como integrar estas medidas aos estimadores de estado atualmente em uso e quais os impactos ocasionados nestes?

Sob este aspecto, estudou-se a forma de integração de sincrofasores nos SCSAD/SGE atuais, analisando-se, principalmente, as diferenças entre as características dos sincrofasores e das medidas de UTRs convencionais, no que diz respeito à exatidão, às influências dos erros inerentes ao processo de medição, ocasionadas pelos transformadores de instrumentos e incluindo uma possível caracterização dos erros associados ao uso de transformadores de corrente para serviço de proteção.

A análise da incorporação dos sincrofasores no processo de EE foi realizada desenvolvendo-se um estimador de estado com capacidade para utilização de medidas de fasores de tensão e de fasores das correntes de ramos e daquelas injetadas nas barras da rede elétrica.

A utilização de medidas dos fasores de tensão exige a inclusão de medidas de ângulos de fase e a consequente necessidade de se abandonar o uso da barra de referência e passar a estimar todos os ângulos de fase das tensões nodais. Verificou-se que a inclusão da primeira medida de ângulo de fase não traz vantagens ao processo de EE, apenas ocasionando a mudança da referência de fase do ângulo arbitrado para a referência utilizada pelas UMFs. Por ser uma medida crítica eventuais EGs nesta não serão identificados, mas não trarão prejuízo ao processo.

Foram identificados benefícios para o processo de EE a partir da inclusão de uma segunda medida de ângulo de fase. Considerando a necessidade de se garantir a detecção e identificação de possíveis EGs nas medidas de ângulo de fase das UMFs, estabeleceu-se o critério de utilização de no mínimo três medidas de ângulo de fase no processo de EE.

Verificou-se que para a inclusão de medidas dos fasores de corrente é necessário abrir mão das conveniências do desacoplamento P- θ e Q-V. As medidas de corrente foram incorporadas utilizando-se a facilidade provida pelas UMFs de exteriorizar os fasores de corrente em coordenadas retangulares (parte real e parte imaginária do fasor de corrente).

Realizou-se a avaliação da capacidade de detecção e depuração de EGs nos processos de EE, utilizando-se o método de análise dos resíduos normalizados e, considerando-se a possibilidade de ocorrência de EGs, tanto nas medidas de UTRs, quanto nas medidas de UMFs.

Verificou-se a influência de se incluir no processo de EE, conjuntos de medidas de UMFs adquiridos nos intervalos de varredura das UTRs. Não foram identificadas vantagens nesta abordagem, o que sugere que a inclusão de um único conjunto de dados de UMFs, correspondentes ao mesmo instante de tempo, será suficiente para auferir os benefícios esperados dos sincrofasores na EE.

Ao longo do trabalho, demonstrou-se que a inclusão cuidadosa das medidas de UMFs é benéfica, não apenas na melhoria da exatidão do processo de EE, mas também na redução da criticalidade do conjunto de medição, auxiliando na dissolução de conjuntos críticos, que podem estar presentes em situações de baixa redundância de medidas, bem como na depuração de EGs associados às medidas de UTRs.

Analisou-se ainda a influência das medidas de UMFs no processo de identificação de EGs em parâmetros da rede, através da melhoria da capacidade dos EE de evidenciar os ramos candidatos, para a aplicação dos métodos dos ramos irrelevantes (RI) e fracamente relevantes (RFR). Verificou-se que em pontos da rede onde existe redundância adequada de medição, as medidas de UMFs auxiliam na utilização de estratégia de eliminação múltipla de medidas, permitindo a identificação mais rápida dos ramos suspeito de EGs em seus parâmetros.

Por fim, como propostas a continuação da pesquisa realizada, vislumbram-se os seguintes tópicos:

- Pesquisa para a definição das frequências inter-harmônicas realmente existentes nos sistemas de potência e suas respectivas magnitudes, com a finalidade de definir, de forma mais adequada, os requisitos de filtragem para frequências fora da banda útil das UMFs. Este é um tópico importante para permitir o desenvolvimento de UMFs com resposta dinâmica adequada para ações de controle e proteção.
- Na definição da arquitetura do sistema optou-se pela utilização do protocolo UDP/IP, por ser a solução de mercado atual. Entretanto, a confiabilidade da entrega de dados deste protocolo é baixa e seria conveniente que um protocolo mais confiável fosse utilizado. Uma opção a ser analisada é o protocolo de controle de congestão de datagramas (*Datagram Congestion Control Protocol –* DCCP), desenvolvido para aplicações multimídia em tempo real e definido na RFC-4340 [Koh06].
- A expectativa é que um SMGA para atender um sistema de grande porte (como o SIN) tenha capacidade para coletar e processar dados de mais de 500 UMFs. Considerando as características típicas dos dados transmitidos pelas UMFs, atender esta necessidade é certamente um desafio para os

sistemas atuais. O desenvolvimento de métricas para a especificação e testes de desempenho de concentradores de dados fasoriais para aplicação em sistemas de medição em grandes áreas é um outro tópico a ser explorado.

- Medidas de UMFs incorporadas aos EE trazem, dentre outros, benefícios para a identificação de EGs em medidas de UTRs, nas medidas das próprias UMFs e na identificação de EGs em parâmetros da rede. Uma característica interessante é a capacidade de reduzir a criticalidade do sistema de medição, dissolvendo eventuais conjuntos críticos préexistentes. A análise da localização ótima das medidas de UMFs para maximizar estes benefícios é um campo de estudos interessante.
- A importância de modelar e incorporar a dinâmica do estado estático do sistema na função de EE é irrefutável; os sistemas de potência são inerentemente dinâmicos. A ausência desta representação dinâmica (e.g., previsão da trajetória de curtíssimo prazo do estado operativo) resultante de processos de estimação estática acarreta uma visão incompleta quanto ao comportamento do sistema. Com o advento de medidas sincronizadas, disponibilizadas com alta taxa amostral, novos modelos matemáticos dinâmicos poderão ser construídos, representando avanços para a utilização de EE com capacidade de previsão [Cou09]. Espera-se, com a incorporação da evolução temporal do estado operativo do sistema ao problema de EE, que o tratamento de EGs de medidas e erros de configuração da rede elétrica possa ser aperfeiçoado.

* * *

Referências

- [Abu04] Abur, A.; Expósito, A.G.; "Power System State Estimation Theory and Implementation"; CRC Press, Marcel Dekker, Inc., 2004.
- [Adi90a] Adibi, M.M.; Kafka, R.J.; "Minimization of Uncertainties in Analog Measurements for Use in State Estimation"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 3, Aug 1990, pp. 902-910.
- [Adi90b] Adibi, M.M.; Clements, K.A.; Kafka, R.J.; Stovall, J.P.; "Remote Measurement Calibration"; IEEE Computer Applications in Power, Vol. 3, No. 4, Oct 1990, pp. 37-42.
- [Adi90c] Adibi, M.M.; Stovall, J.P.; "On Estimation of Uncertainties in Analog Measurements"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, Nov 1990, pp. 1222-1230.
- [Adi92] Adibi, M.M.; Kafka, R.J.; Clements, K.A.; Stovall, J.P.; "Integration of Remote Measurement Calibration with State Estimation – A Feasibility Study"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 3, Aug 1992, pp. 1164-1172.
- [All82] Allemong, J.J.; Radu, L.; Sasson, A.M.; "A Fast and Reliable State Estimation Algorithm for AEP's New Control Center"; IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-101, No. 4, Apr 1982, pp. 933-944.
- [Alv99] Alvarado, F.L.; "Solving Power Flow Problems with a MATLAB Implementation of the Power System Applications Data Dictionary"; IEEE Proceedings of the 32nd Annual Hawaii International Conference on System Sciences, HICSS-32, 1999, Vol. 3, pp. 3017, 5-8 Jan. 1999.
- [ANS99] American National Standard Institute; "American National Standard Requirements for Power-Line Carrier Coupling Capacitors and Coupling Capacitor Voltage Transformers (CCVT)"; ANSI C93.1-1999, 19 May 1999.
- [Bai05] Bai, H.; Zhou, S.; Guo, Z.; "Innovation Network Graph State Estimation Based PMUs"; IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005, pp. 1-6.

- [Bai06] Bai, H.; Guo, Z.; Zhao, L.; Gao, Y.; Chen, H.; "Process-oriented State Estimation using Innovation Network Graph Based PMUs"; International Conference on Power System Technology - PowerCon 2006, Oct. 2006, pp.1-5.
- [Bal93] Baldwin, T.L.; Mili, L.; Boisen, M.B.; Adapa, R.; "Power System Observability with Minimal Phasor Measurement Placement", IEEE Transactions on Power System, Vol. 8, No. 2, May 1993, pp. 707-715.
- [Beh09] Behr, P.; "Devices Emerge to Handle the Quirks of Adding More Renewable Energy to the Grid"; The New York Times, Energy & Environment, ClimateWire, Published: June 8, 2009.
- [Cer08] Consortium for Electric Reliability Technology Solutions; "Functional Specifications for NASPI RTDMS Enhancements", (Version 6), Draft, April, 10 2008.
- [Che06] Chen, J.; Abur, A.; "Placement of PMU to Enable Bad Data Detection in State *Estimation*"; IEEE Transactions on Power Systems, V. 21, No. 4, November 2006, pp. 1608-1615.
- [Cho01] Cho, K.S.; Shin, J.R.; Hyun, S.H.; "Optimal Placement of Phasor Measurements Units with GPS Receiver"; IEEE2001 Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 1, 28 Jan - 1 Feb, 2001, pp. 258-262.
- [Cor08] Corsi, S.; Taranto, G. N.; "A Real-Time Voltage Instability Identification Algorithm Based on Local Phasor Measurements"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, Issue 3, Aug. 2008, pp. 1271-1279.
- [Cou01] Coutto Filho, M. B. Do; Souza, J. C. S.; Matos, R. S. G.; Schilling, M. Th.; "Revealing Gross Errors in Critical Measurements and Sets Via Forecastingaided State Estimators"; Electric Power Systems Research, Vol. 57, Issue 1, January 2001, pp. 25-32.
- [Cou01a] Coutto Filho, M. B. Do; Souza, J. C. S.; Oliveira, F. M. F.; Schilling, M. Th.; *"Identifying critical measurements and sets for Power System State Estimation"*; 2001 IEEE Porto Power Tech Conference, September 2001.
- [Cou07] Coutto Filho, M. B. Do; Souza, J. C. S.; Schilling, M. Th.; "Handling Critical Data and Observability"; Electric Power Components and Systems, Vol. 35, No. 5, May 2007, pp. 553-573.
- [Cou09] Coutto Filho, M.B.; Souza, J.C.S.; "Forecasting-Aided State Estimation Part I: Panorama", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 24, No. 4, Nov 2009, pp. 1667-1677.

- [Cou99] Coutto Filho, M.B. Do; Souza, J.C.S.; Matos, R.C.S.; Schilling, M.T.; "Strategies for Preserving Data Redundancy in State Estimation"; Proceedings of 1999 Power Systems Computation Conference; 1999; pp. 441-447.
- [Dec09] Decker, I. C.; Silva, A. S.; "Monitoring Events in the Brazilian Electrical Grid Using a System-Wide Network of PMUs (The Experience of Medfasee Project)"; International Workshop on PMU Applications, Belem, PA, Brazil, Mar, 2009.
- [Dee88] Deering, S. E.; "*Multicast Routing in Internetworks and Extended LANs*"; Proceedings of ACM SIGCOMM'88 Conference, 1988, PP. 55-64.
- [Den02] Denegri, G.B.; Invernizzi, M.; Milano, F.; "A Security Oriented Approach to *PMU Positioning for Advanced Monitoring of a Transmission Grid*"; Proceedings of International Conference on Power System Technology, 2002 -PowerCon 2002, Vol. 2, 13-17 Oct. 2002, pp. 798-803.
- [Dep04] Depablos, J.; Centeno, V.; Phadke, A.; Ingram, M.; "Comparative Testing of Synchronized Phasor Measurement Units"; Power Engineering Society General Meeting, 2004, IEEE, 6-10 June 2004, Vol.1, PP. 948-954.
- [DOE09] U.S. Department of Energy; "DOE Provides \$4.3 Million to Improve Reliability of the U.S. Electric Grid: Innovative Synchrophasor Research Will Provide Better Real-Time Information"; Aug, 21 2009. http://www.oe.energy.gov/news_room_and_events/1233.htm
- [Dop70] Dopazo, J.F.; Klitim, O.A.; Stagg, G.W.; VanSlyck, L.S.; "State Calculation of Power Systems from Line Flow Measurements"; IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-89, No. 7, Sep/Oct 1970, pp. 1698-1708.
- [Dop76] Dopazo, J.F.; Ehrmann, S.T.; Klitim, O.A.; Sasson, A.M.; VanSlyck, L.S.; "Implementation of the AEP Real-Time Monitoring System"; IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-95, No. 5, Sep/Oct 1976, pp. 1618-1629.
- [EPE06] Empresa de Pesquisas Energéticas, "*Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – 2006-2015*", MME, maio de 2006.
- [Gom97] Gomes, P.; Viotti, F.; et alii.; "Análise das Necessidades de Implantação de Registradores de Perturbações de Longa Duração no Brasil"; Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, Belém, Brasil, Out 1997, pp. 210-213.
- [Grai94] Grainger, J.J.; Stevenson Jr., W.D.; "Power System Analysis"; McGraw-Hill, Inc.; 1994.

[IIIIIII I]	<i>in providing dynamic information for the North East blackout of August 14, 2003</i> "; 2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 2004,
	pp. 1685-1690,Vol.2.
[Hu07]	Hu, Y.; Madani, V.; Moraes, R.M.; Novosel, D.; " <i>Requirements of Large-Scale Wide Area Monitoring, Protection and Control Systems</i> "; 2007 Fault and Disturbance Conference, Atlanta, May 2007.
[Hua06]	Huang, Z.; Kosterev, M.; Guttromson, R.; Nguyen, T.; "Model Validation with Hybrid Dynamic Simulation"; IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
[IEC03]	IEC; "IEC 60044-1 – Instrument transformers - Part 1: Current transformers"; Edition 1.2, 2003-02.
[IEE01]	IEEE Power Engineering Society; "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems"; IEEE Std 1344-1995(R2001), 17 March 2001.
[IEE05]	IEEE Power Engineering Society; " <i>IEEE Standard for Synchrophasors for</i> <i>Power Systems</i> "; IEEE Std C37.118-2005 (Revision of IEEE Std 1344 TM - 1995), 22 March 2006.
[IEE08]	IEEE Power Engineering Society; "IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers"; IEEE Std C57.13-2008 (Revision of IEEE Std C57.13-1993), 28 July 2008.
[IEE94]	IEEE PSRC-WG H-7; "Synchronized Sampling and Phasor Measurements for Relaying and Control"; IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 1, Jan 1994, pp. 442-452.
[Kam02]	Kamwa, I.; Grondin, R.; "PMU Configuration for System Dynamic Performance Measurement in Large, Multi-Area Power Systems"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, Issue 2, May 2002, pp. 385-394.
[Koh06]	Kohler, E.; Handle, M.; Floyd, S.; "Datagram Congestion Control Protocol (DCCP)"; Network Working Group, Request for Comments no. 4340, March 2006. http://tools.ietf.org/html/rfc4340
[Kun94]	Kundur, P.; "Power System Stability and Control"; EPRI Editors, 1994, ISBN 0-07-035958-X.
[Li09]	Li, D.; Li, R.; Sun, Y.; Chen, H.; "State Estimation with WAMS/SCADA Hybrid Measurements"; IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2009, 26-30 July 2009, pp. 1-5.
Sincrofasores e	m Sistemas de Potência: Aplicações na Estimação de Estado R. M. Moraes 195

[Lim93] Lima, L.C.; Machado, P.A.; Leal, A.; Pereira, L.A.C.; Azevedo, G.P.;	"Design
and Development of an Open EMS"; IEEE Athens Power Tech, 1993. Proceedings. Joint International Power Conference; Volume 1, Septem 1993, pp. 487-491.	APT 93. Iber 5-8,
[Mas71] Masiello, R.D.; Schweppe, F.C.; "A Tracking Static State Estimator Transactions on PAS, Vol. PAS-90, NO. 3, May 1971, pp. 1025-1033.	"; IEEE
[Mez06] Meza, E. B. M.; "Depuração de parâmetros de redes elétricas via es de estado e algoritmos genéticos"; Tese de Doutorado, Universidade Fluminense, 2006.	<i>timação</i> Federal
[Mon99] Monticelli, A.; "State Estimation in Electric Power Systems – A Gen Approach"; Kluwer Academic Publishers, Boston, 1999.	eralized
[Mor07a] Moraes, R.M. <i>et alii</i> ; "Sistema de Medição Sincronizada de Fasor Encontro para Debates de Assuntos de Operação – EDAO, Rio Resorts; Goiás, Brasil, Março 2007.	res"; IX Quente
[Mor07b] Moraes, R. M.; Sollero, R. B.; Hu, Y.; Novosel, D.; "Large Synchr Measurement System Deployment – Architectural and Integration CIGRÉ Study Committee B5, Paper 203, 2007 Annual Mee Colloquium, Madrid, Spain, October 2007.	ophasor Issues"; ting &
[Mor07c] Moraes, R.M. et alii; "Arquitetura do Sistema de Medição Fasorial de Requisitos e Aplicações"; XIX Seminário Nacional de Prod Transmissão de Energia Elétrica – SNPTEE, Grupo V, Rio de Janeiro Outubro 2007.	o SIN – ução e , Brasil,
[Mor08a] Moraes, R.M.; Volskis, H.A.R; Hu, Y.; "Deploying a Large-Scale F System for the Brazilian Interconnected Power System"; IEEE 2008 D Conference, Nanjing, China, April 2008.	PMU RPT
[Mor08b] Moraes, R.M.; Volskis, H.A.R; "Challenges for Large-Scale H Application for the Brazilian Interconnected Power System"; See International Conference on Monitoring Power System Dyna Performance, Saint Petersburg, Russia; April 2008.	PMU cond amic
[Mor08c] Moraes, R.M.; Volskis, H.A.R; Hu, Y.; "Ensaios de Homologaçãa PMUs para o Sistema de Medição Sincronizada de Fasores do SIN" Seminário Técnico de Proteção e Controle – STPC, Belo Horiza Brasil, Junho 2008.	<i>b de</i> ; IX onte,

- [Mor09a] Moraes, R.M.; Coutto Filho, M.B.; Souza, J.C.S.; "Utilização de Medição Fasorial para a Supervisão de Redes Elétricas"; VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos – SIMPASE, Rio de Janeiro, Brasil, Agosto 2009.
- [Mor09b] Moraes, R.M *et alii*; "*PMU Performance Certification Test Process for WAMPAC Systems*"; Study Committee B5 Annual Meeting & Colloquium, Jeju, Korea, Paper 307, October 2009.
- [Nad02] Naduvathuparambil, B.; Valenti, M.C.; Feliachi, A.; "Communication Delays in Wide Area Measurement Systems"; IEEE Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on System Theory, 18-19 March 2002, pp. 118-122.
- [NAS] North American SynchroPhasor Initiative (Acesso em diferentes datas) http://www.naspi.org
- [NER04] U.S.-Canada Power System Outage Task Force; "Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations"; April 2004. http://www.nerc.com/filez/blackout.html
- [NNe] North American SynchroPhasor Initiative (NASPI) Network (Acesso em diferentes datas); http://www.naspi.org/naspinet.stm
- [Nov08] Novosel, D.; Madani, V.; Bhargava, B.; Vu, K.; Cole, J.; "*Dawn of the Grid Synchronization*"; IEEE Power and Energy Magazine, January/February 2008, PP. 49-60.
- [ONS09] ONS; *"Requisitos de Telecomunicações"*; Procedimentos de Rede, Módulo 13 Telecomunicações, Submódulo 13.2, versão 1.0, 17/06/2009.
- [Pat09] Patel, M.; "Working Group 1 Synchrophasor Applications: Report on 2009 Activities'; Power Point Presentation, Very Large Power Grid Operators – VLPGO, 2009 Annual Meeting, Washington, DC, USA, Oct 2009.
- [Per99] Periñán, P.J.Z.; Expósito, A. G.; "*Estimación de Estado y de Parámetros en Redes Eléctricas*"; Secretariado de Publicaciones, Universidad de Sevilla, 1999.
- [Pha00] Phadke, A.G.; Thorp, J. S.; "*Computer Relaying for Power Systems*", Research Studies Press, 2nd edition, May, 2000.
- [Pha02] Phadke, A.G.; "Synchronized Phasor Measurements ~ A Historical Overview", Proceedings of the Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia/Pacific, Vol. 1, Oct 2002, pp. 476-479.

- [Pha08] Phadke, A.G.; Thorp, J.S.; "Synchronized Phasor Measurements and their Applications", Springer, Jan. 2008.
- [Pha09] Phadke, A.G.; Thorp, J.S.; Nuqui, R.F.; Zhou, M.; "*Recent Developments in State Estimation with Phasor Measurements*"; Power Systems Conference and Exposition, 2009. PES '09. IEEE/PES, 15-18 March 2009, pp. 1-7.
- [Pha77] Phadke, A.G.; Ibrahim, M.; Hlibka, T.; "Fundamental Basis for Distance Relaying with Symmetrical Components"; IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-96, No. 2, March/April 1977, pp. 635-646.
- [Pha79] Phadke, A.G.; Hlibka, T.; Ibrahim, M.; Adamiak, M.G.; "A Microcomputer Based Symmetrical Component Relay"; Proceedings of P.I.C.A., 1979, Cleveland, pp. 47-55.
- [Pha81] Phadke, A.G.; Hlibka, T.; Adamiak, M.G.; Ibrahim, M.; Thorp, J.S.; "A Microcomputer Based Ultra High Speed Distance Relay: Field Tests"; IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-100, No. 4, April 1981, pp. 2026-2036.
- [Pha83] 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"; IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-102, No. 5, May 1983, pp. 1025-1038.
- [Pha93] Phadke, A.G.; "Synchronized Phasor Measurements in Power Systems", IEEE Computer Applications in Power, Apr 1993, pp. 10-15.
- [Pse05] PSERC; "Phasor Measurement Unit Data in Power System State Estimation"; Intermediate Project Report; Publication 05-02, Jan 2005.
- [Pse06] PSERC; "*Enhanced State Estimators*"; Final Project Report; Publication 06-45, Nov 2006.
- [Rod08] Rodrigues, M.A.M et al.; "Análise de Sincrofasores para Detecção de Oscilações em Sistemas Elétricos Interligados"; IX Seminário Técnico de Proteção e Controle – STPC, Belo Horizonte, Brasil, Junho 2008.
- [Rod09] Rodrigues, M.A.M et al.; "Synchrophasor Data Applications for Power System Control Centers in Brazil - A Proof-of-Concept Initiative for Control Center Candidate Functions", Study Committee B5 Annual Meeting & Colloquium, Jeju, Korea, Paper 307, October 2009.
- [Sch70a] Schweppe, F.C.; Wildes, J.; "Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model"; IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-89, No. 1, Jan 1970, pp. 120-125.

- [Sch70b] Schweppe, F.C.; Rom, D.B.; "Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model"; IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-89, No. 1, Jan 1970, pp. 125-130.
- [Sch70c] Schweppe, F.C.; "Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation"; IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-89, No. 1, Jan 1970, pp. 130-135.
- [Sch74] Schweppe, F.C. Handschin, E.J.; "*Static State Estimation in Electric Power Systems*"; Proceedings of the IEEE, Vol. 62, No. 7, Jul 1974, pp. 972-982.
- [Sch89] Schulz, R.P.; VanSlyck, L.S.; Horowitz, S.H.; "Applications of Fast Phasor Measurements on Utility Systems"; Power Industry Computer Application Conference, 1989. PICA '89, Conference Papers 1-5, May 1989, pp. 49-55.
- [Slu95] Slutsker, I.W.; Mokhtari, S.; Jaques, L.A.; Provost, J.M.G.; Perez, M.B.; Sierra, J.B.; Gonzalez, F.G.; Figueroa, J.M.M.; "Implementation of Phasor Measurements in State Estimator at Sevillana de Electricidad"; Proceedings of IEEE Power Industry Computer Application Conference, 7-12 May 1995, pp. 392-398.
- [Sou09] Souza, J. C. S.; Do Coutto Filho, M. B.; Meza, E. B. M.; "Treatment of multiple network parameter errors through a genetic-based algorithm"; Electric Power Systems Research, Volume 79, Issue 11, November 2009, pp. 1546-1552.
- [Ste93] Steinmetz, C. P.; "Complex Quantities and their use in Electrical Engineering"; Proceedings of the International Electrical Congress, Chicago, IL; AIEE Proceedings, 1893; pp.33-74.
- [T&D07] Transmission & Distribution World; "European Agency Releases Blackout Report from November 2006 Incident"; Jan 31, 2007. http://tdworld.com/news/ucte-blackout-report/
- [Tay05] Taylor, C.W.; Erickson, D.C.; Martin, K.E., Wilson, R.E.; Venkatasubramanian, V.; "WACS—Wide-Area Stability And Voltage Control System: R&D And Online Demonstration"; Proceedings of the IEEE, Vol. 93, No. 5, May 2005, pp. 892-906
- [Tho85] Thorp, J.S.; Phadke, A.G.; Karimi, K.J.; "Real Time Voltage-Phasor Measurements for Static State Estimation"; IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-104, No. 11, Nov 1985, pp. 3098-3106.
- [Tru08] Trudnowski, D.; "*Estimating electromechanical mode shape from synchrophasor measurements*"; IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 3, , Aug 2008 pp. 1188-1195.
| [UCT07] | UCTE; Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity; " <i>Final Report - System Disturbance on 4 November 2006</i> ";
http://www.entsoe.eu/_library/publications/ce/otherreports/Final-Report-20070130.pdf |
|----------|--|
| [Unw08] | University of Washington, College of Engineering; " <i>Power Systems Test Case Archive</i> ", Dec/2008.
http://www.ee.washington.edu/research/pstca |
| [Vid09] | Vide, P.S.C; Barbosa, F.P.M.; Ferreira, I.M.; "Use of Available Phasor Measurements for System Observability: A Case Study"; IEEE POWERENG 2009, Lisbon, Portugal, March 18-20, 2009, pp. 95-100. |
| [Vol08a] | Volskis, H.A.R.; Moraes, R.M.M.; "The Wide World of Wide-Area
Measurement: WAMS Initiatives in Brazil", IEEE Power & Energy
Magazine, Vol. 6, no. 5, pp. 52-55, September/October 2008. |
| [Vol08b] | Volskis, H.A.R. <i>et alii</i> ; " <i>Aplicações de PMU e seu Impacto na Operação do SIN</i> "; X EDAO – Encontro para Debates de Assuntos de Operação, São Paulo, Nov 2008. |
| [Wik09] | Wikipedia; "List of power outages", Sep 2009.
http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_power_outages |
| [Xu04] | Xu, B.; Abur, A.; "Observability Analysis and Measurement Placement for System with PMU"; IEEE Proceedings of PES, Power Systems Conference Exposition, New York, October 10-13, 2004. |
| [Zha05] | Zhao, L.; Abur, A.; "Multi-Area State Estimation Using Synchronized Phasor Measurements"; IEEE Transactions on Power Systems, V. 20, No. 2, May 2005, pp. 611-617. |
| [Zho05] | Zhong, Z.; Xu, C.; Billian, B.J.; Zhang, L.; Tsai, S.J.S.; Conners, R.W.; Centeno, V.A.; Phadke, A.G.; Liu, Y.; " <i>Power system frequency monitoring network (FNET) implementation</i> "; IEEE Transactions on Power Systems; V. 20, No. 4, Nov 2005, pp. 1914-1921. |
| [Zho06] | Zhou, M.; Centeno, V.A.; Thorp, J.S.; Phadke, A.G.; "An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators"; IEEE Transactions on Power Systems, V. 21, No. 4, Nov 2006, pp. 1930-1937. |
| [Zho08] | Zhou, M.; Centeno, V.A.; Phadke, A.G.; Hu, Y; Novosel, D.; Volskis, H.A.R.;
"A Preprocessing Method for Effective PMU Placement Studies"; Third
International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring
and Power Technologies, 2008. DRPT 2008, 6-9 April 2008, pp. 2862-2867. |
| [Zhu07] | Zhu, J.; Abur, A.; "Effect of Phasor Measurements on the Choice of Reference
Bus for State Estimation"; IEEE Power Engineering Society General Meeting,
Tampa, FL, USA, Jun/2007. |

[Ziv96] Zivanovic, R.; Cairns, C.; "Implementation of PMU Technology in State Estimation: An Overview"; IEEE AFRICON 4th, Vol. 2, Sep 1996, pp. 1006-1011.

Apêndice A Ferramenta computacional desenvolvida

Para análise da inclusão das medidas sincronizadas de fasores nos estimadores de estado, desenvolveu-se um aplicativo computacional baseado no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados, Como a principal consideração foi a análise da integração das medidas sincronizadas, procurou-se realizar apenas as alterações necessárias para a inclusão das medidas sincronizadas, de forma a causar o menor impacto no processo convencional.

O processo consiste em minimizar a função objetivo:

$$\mathbf{J}(\hat{\mathbf{x}}) = [\mathbf{Z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})]^{\mathrm{t}} \cdot \mathbf{W} \cdot [\mathbf{Z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})]$$
(A.1)

O processo de estimação convencional para minimização de (A.1) foi apresentado no Capítulo IV. Este processo foi modificado para a inclusão das medidas de ângulo de fase das tensões, bem como das medidas de fasoriais de corrente disponibilizadas pelas UMFs.

As principais alterações se dão na matriz Jacobiano.

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{\partial \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})}{\partial \hat{\mathbf{x}}}$$
(A.2)

No processo convencional, as medidas são relacionadas ao estado através de equações desenvolvidas considerando-se uma das barras do sistema como a barra de referência, com ângulo de fase igual a zero. Todas as medidas são determinadas por equações que as relacionam com a diferença angular para a barra de referência, e não o ângulo absoluto da barra onde a mesma está localizada. A matriz Jacobiano obtida possui um número de linhas igual ao número de medidas utilizadas no processo e um número de colunas igual a (2.ne - 1), onde *ne* é a dimensão do estado da rede (número de fasores de tensão das barras).

Quando a primeira medida de ângulo de fase é incluída no sistema de medição, a mesma passa a ser a barra de referência e todos os ângulos, incluindo o da barra escolhida como referência, devem ser estimados. Para tanto é necessário alterar as equações que relacionam todas as medidas com o estado, para considerar não mais a diferença angular para a barra de referência, mas o ângulo absoluto da barra. Com esta alteração, uma nova coluna é incluída na matriz Jacobiano que passa a ter um número de colunas igual a duas vezes a dimensão do estado da rede.

A matriz Jacobiano é composta pelas derivadas parciais das medidas tomadas em relação à magnitude e ao ângulo de fase das tensões nodais. No método de estimação convencional, a matriz Jacobiano é composta por derivadas parciais das medidas de magnitude de tensão, injeção de potência ativa e reativa e fluxo de potência ativa e reativa, e mais raramente, por medidas de magnitude de corrente.

Para a inclusão das medidas das UMFs no processo de EE, é necessário alterar a matriz Jacobiano para incluir também as derivadas parciais relativas às medidas de ângulo de fase individuais e das medidas das partes reais e imaginária das injeções e fluxos de corrente.

Na ferramenta computacional desenvolvida para a realização dos testes foi utilizada a formulação apresentada em [Alv99], modificada para o acréscimo das derivadas parciais das medidas das UMFs.

A.1 Injeções de potência e de corrente nas barras

A relação entre as injeções de correntes nos nós (I_{barra}) e as tensões nodais (V_{barra}) é dada pela matriz de admitâncias da rede (Y_{barra}) e expressa como:

$$\mathbf{I}_{\text{barra}} = \mathbf{Y}_{\text{barra}} \cdot \mathbf{V}_{\text{barra}} \tag{A.3}$$

As derivadas parciais de V_{barra} e I_{barra} em relação às magnitudes das tensões são escritas matricialmente como:

$$\frac{\partial \mathbf{V}_{\text{barra}}}{\partial |\mathbf{V}_{\text{barra}}|} = \operatorname{diag}(\mathbf{V}_{\text{barra}} / |\mathbf{V}_{\text{barra}}|) \tag{A.4}$$

e

$$\frac{\partial \mathbf{I}_{\text{barra}}}{\partial |\mathbf{V}_{\text{barra}}|} = \mathbf{Y}_{\text{barra}} \cdot \frac{\partial \mathbf{V}_{\text{barra}}}{\partial |\mathbf{V}_{\text{barra}}|}$$

Substituindo a derivada parcial de V_{barra} , tem-se:

$$\frac{\partial \mathbf{I}_{\text{barra}}}{\partial |\mathbf{V}_{\text{barra}}|} = \mathbf{Y}_{\text{barra}} \cdot \mathbf{diag}(\mathbf{V}_{\text{barra}} \cdot / |\mathbf{V}_{\text{barra}}|)$$
(A.5)

O operador ./ indica a divisão termo a termo dos elementos de V_{barra}.

Da mesma forma, as derivadas parciais de V_{barra} e I_{barra} em relação aos ângulos de fase das tensões são dadas por:

$$\frac{\partial \mathbf{V}_{barra}}{\partial \theta_{barra}} = \mathbf{j} \mathbf{diag}(\mathbf{V}_{barra}) \tag{A.6}$$

e

$$\frac{\partial \mathbf{I}_{\text{barra}}}{\partial \theta_{\text{barra}}} = \mathbf{Y}_{\text{barra}} \cdot \frac{\partial \mathbf{V}_{\text{barra}}}{\partial \theta_{\text{barra}}}$$

Substituindo a derivada parcial de V_{barra} , vem:

$$\frac{\partial \mathbf{I}_{barra}}{\partial \theta_{barra}} = \mathbf{Y}_{barra} \cdot \mathbf{j} \mathbf{diag}(\mathbf{V}_{barra})$$
(A.7)

As injeções de potência nas barras da rede são expressas pela relação:

$$\mathbf{S}_{\text{barra}} = \operatorname{diag}(\mathbf{V}_{\text{barra}}).\mathbf{I}_{\text{barra}}^*$$

ou

-

$$\mathbf{S}_{\text{barra}} = \mathbf{diag}(\mathbf{I}_{\text{barra}}^*) \cdot \mathbf{V}_{\text{barra}}$$
(A.8)

As derivadas parciais das injeções de potência em relação às magnitudes das tensões podem então ser obtidas por:

$$\frac{\partial \mathbf{S}_{\text{barra}}}{\partial |\mathbf{V}_{\text{barra}}|} = \operatorname{diag}(\mathbf{V}_{\text{barra}}) \cdot \left[\frac{\partial \mathbf{I}_{\text{barra}}}{\partial |\mathbf{V}_{\text{barra}}|}\right]^* + \operatorname{diag}(\mathbf{I}_{\text{barra}}^*) \cdot \frac{\partial \mathbf{V}_{\text{barra}}}{\partial |\mathbf{V}_{\text{barra}}|}$$

Substituindo-se as derivadas parciais, obtém-se:

$$\frac{\partial \mathbf{S}_{\text{barra}}}{\partial |\mathbf{V}_{\text{barra}}|} = \operatorname{diag}(\mathbf{V}_{\text{barra}}) \cdot (\mathbf{Y}_{\text{barra}} \cdot \operatorname{diag}(\mathbf{V}_{\text{barra}} \cdot |\mathbf{V}_{\text{barra}}|))^*$$

+ diag(
$$\mathbf{I}_{barra}^*$$
).diag(\mathbf{V}_{barra} ./ $|\mathbf{V}_{barra}|$). (A.9)

Por sua vez, as expressões das derivadas parciais das injeções de potência em relação aos ângulos de fase das tensões são expressas por:

$$\frac{\partial S_{barra}}{\partial \theta_{barra}} = diag(V_{barra}) \cdot \frac{\partial I_{barra}^*}{\partial \theta_{barra}} + diag(I_{barra}^*) \cdot \frac{\partial V_{barra}}{\partial \theta_{barra}} \, .$$

Substituindo,

$$\frac{\partial S_{barra}}{\partial \theta_{barra}} = diag(V_{barra}).Y_{barra}.j(diag(V_{barra}))^*$$

+ diag(
$$\mathbf{I}_{barra}^{*}$$
).jdiag(\mathbf{V}_{barra}).

ou,

$$\frac{\partial S_{barra}}{\partial \theta_{barra}} = j.diag(V_{barra}).diag(I_{barra}^*) - Y_{barra}.diag(V_{barra})$$
(A.10)

A.2 Fluxos de potência e correntes nos ramos

Para o cálculo dos fluxos de potência nos ramos é necessário obter as correntes I_D e I_P , respectivamente, as correntes no terminal *DE* e no terminal *PARA* de cada ramo. Estas correntes são calculadas pelas seguintes expressões:

$$\mathbf{I}_{\mathbf{D}} = \mathbf{Y}_{\mathbf{D}} \cdot \mathbf{V}_{\text{barra}} \tag{A.11}$$

e

$$\mathbf{I}_{\mathbf{P}} = \mathbf{Y}_{\mathbf{P}} \cdot \mathbf{V}_{\text{barra}} \tag{A.12}$$

Onde $\mathbf{Y}_{\mathbf{D}}$ e $\mathbf{Y}_{\mathbf{P}}$ são as matrizes admitância que relacionam as tensões de barra com as correntes nos terminais *DE* e nos terminais *PARA* de cada ramo da rede. As matrizes $\mathbf{Y}_{\mathbf{D}}$ e $\mathbf{Y}_{\mathbf{P}}$ possuem dimensões (*n* x *r*) com *n* igual ao número de barras e *r* o número de ramos da rede.

Os fluxos de potência nos ramos são expressos por:

$$\mathbf{S}_{\mathbf{D}} = \operatorname{diag}(\mathbf{V}_{\mathbf{D}}) \cdot \mathbf{I}_{\mathbf{D}}^{*} = \operatorname{diag}(\mathbf{I}_{\mathbf{D}}^{*}) \cdot \mathbf{V}_{\mathbf{D}}$$
(A.13)

e

$$\mathbf{S}_{\mathbf{P}} = \operatorname{diag}(\mathbf{V}_{\mathbf{P}}) \mathbf{J}_{\mathbf{P}}^{*} = \operatorname{diag}(\mathbf{I}_{\mathbf{P}}^{*}) \mathbf{V}_{\mathbf{P}}$$
(A.14)

Onde V_D e V_P são os vetores com as tensões nos terminais *DE* e *PARA*, respectivamente.

As derivadas parciais de V_D , em relação às magnitudes das tensões, são:

$$\frac{\partial \mathbf{V}_{\mathrm{D}}}{\partial |\mathbf{V}_{\mathrm{D}}|} = \operatorname{diag}(\mathbf{V}_{\mathrm{D}}./|\mathbf{V}_{\mathrm{D}}|) \tag{A.15}$$

Já as derivadas parciais de I_D em relação às magnitudes das tensões, considerando (A.5), podem ser escritas como:

$$\frac{\partial \mathbf{I}_{\mathrm{D}}}{\partial |\mathbf{V}_{\mathrm{barra}}|} = \mathbf{Y}_{\mathrm{D}} \cdot \frac{\partial \mathbf{V}_{\mathrm{barra}}}{\partial |\mathbf{V}_{\mathrm{barra}}|} = \mathbf{Y}_{\mathrm{D}} \cdot \mathbf{diag}(\mathbf{V}_{\mathrm{barra}} \cdot / |\mathbf{V}_{\mathrm{barra}}|)$$
(A.16)

Da mesma forma, as derivadas parciais de V_D em relação aos ângulos de fase das tensões, são expressas como:

$$\frac{\partial \mathbf{V}_{\mathrm{D}}}{\partial \theta_{\mathrm{D}}} = \mathbf{j} \mathbf{diag}(\mathbf{V}_{\mathrm{D}}) \tag{A.17}$$

Para ID obtém-se, utilizando (A.4):

$$\frac{\partial \mathbf{I}_{\mathrm{D}}}{\partial \theta_{\mathrm{barra}}} = \mathbf{Y}_{\mathrm{D}} \cdot \frac{\partial \mathbf{V}_{\mathrm{barra}}}{\partial \theta_{\mathrm{barra}}} = \mathbf{Y}_{\mathrm{D}} \cdot \mathbf{j} \mathbf{diag}(\mathbf{V}_{\mathrm{barra}})$$
(A.18)

As derivadas parciais dos fluxos de potência nos terminais DE em relação às magnitudes das tensões podem então ser obtidas por:

$$\frac{\partial \mathbf{S}_{\mathrm{D}}}{\partial |\mathbf{V}_{\mathrm{barra}}|} = \operatorname{diag}(\mathbf{V}_{\mathrm{D}}) \cdot \frac{\partial \mathbf{I}_{\mathrm{D}}^{*}}{\partial |\mathbf{V}_{\mathrm{barra}}|} + \operatorname{diag}(\mathbf{I}_{\mathrm{D}}^{*}) \cdot \frac{\partial \mathbf{V}_{\mathrm{D}}}{\partial |\mathbf{V}_{\mathrm{D}}|}$$

Substituindo-se as derivadas parciais (A.16) e (A.15), obtém-se:

$$\frac{\partial \mathbf{S}_{\mathbf{D}}}{\partial |\mathbf{V}_{\text{barra}}|} = \operatorname{diag}(\mathbf{V}_{\mathbf{D}}) \cdot (\mathbf{Y}_{\mathbf{D}} \cdot \operatorname{diag}(\mathbf{V}_{\text{barra}} \cdot / |\mathbf{V}_{\text{barra}}|))^*$$

+ diag(
$$\mathbf{I}_{\mathbf{D}}^{*}$$
).diag($\mathbf{V}_{\mathbf{D}}$./ $|\mathbf{V}_{\mathbf{D}}|$) (A.19)

Por sua vez, as expressões das derivadas parciais das injeções de potência em relação aos ângulos de fase das tensões são expressas por:

$$\frac{\partial S_{D}}{\partial \theta_{barra}} = diag(V_{D}) \cdot \frac{\partial I_{D}^{*}}{\partial \theta_{barra}} + diag(I_{D}^{*}) \cdot \frac{\partial V_{D}}{\partial \theta_{D}}$$

Substituindo,

$$\frac{\partial \mathbf{S}_{\mathrm{D}}}{\partial \theta_{\mathrm{barra}}} = \mathrm{diag}(\mathbf{V}_{\mathrm{D}}).(\mathbf{Y}_{\mathrm{D}}.\mathrm{\mathbf{j}diag}(\mathbf{V}_{\mathrm{barra}}))^* + \mathrm{diag}(\mathbf{I}_{\mathrm{D}}^*).\mathrm{\mathbf{j}diag}(\mathbf{V}_{\mathrm{D}})$$

ou,

•~

$$\frac{\partial \mathbf{S}_{\mathrm{D}}}{\partial \theta_{\mathrm{barra}}} = \mathbf{j}.\mathbf{diag}(\mathbf{I}_{\mathrm{D}}^{*}).\mathbf{V}_{\mathrm{D}} - \mathbf{diag}(\mathbf{V}_{\mathrm{D}}).(\mathbf{Y}_{\mathrm{D}}.\mathbf{diag}(\mathbf{V}_{\mathrm{barra}}))^{*}$$
(A.20)

Expressões similares podem ser obtidas para S_P .

A formulação matricial facilita a programação computacional e a utilização de matrizes esparsas permite o uso do aplicativo em sistemas de maior porte.

Uma consequência da inclusão das medidas de corrente é a perda do desacoplamento entre a parte ativa e reativa do sistema de medição. A perda deste desacoplamento traz algumas desvantagens do ponto de vista da impossibilidade de utilização destas características, por exemplo, em alguns processos de análise de observabilidade e de identificação de conjuntos críticos, trazendo, por outro lado ganhos na observabilidade do sistema, uma vez que a inclusão da UMF torna observável não só a barra onde foi instalada, mas também as barras vizinhas.

A.3 Montagem da matriz Jacobiano

Com base nas expressões desenvolvidas, a matriz Jacobiano pode ser obtida incluindo-se uma linha para cada medidor existente no sistema de medição da forma a seguir:

	θ_{i}	$\boldsymbol{\theta}_{\mathbf{j}}$		$\mathbf{V}_{\mathbf{i}}$	$\mathbf{V}_{\mathbf{j}}$	
θ_{i}	 1	 0	 	0	 0	
P _{i,j}	 $\text{Re}\!\!\left(\frac{\partial S_{i,j}}{\partial \theta_i}\right)$	 $Re\!\!\left(\frac{\partial S_{i,j}}{\partial \theta_{j}}\right)$	 	$\text{Re}\!\!\left(\frac{\partial S_{i,j}}{\partial V_i}\right)$	 $Re\!\!\left(\frac{\partial S_{i,j}}{\partial V_{j}}\right)$	
P _i	 $\text{Re}\!\!\left(\frac{\partial \mathbf{S}_{i}}{\partial \boldsymbol{\theta}_{i}}\right)$	 0	 	$\operatorname{Re}\left(\frac{\partial \mathbf{S}_{i}}{\partial \mathbf{V}_{i}}\right)$	 0	
Re(I _{i,j})	 $\text{Re}\!\!\left(\frac{\partial I_{i,j}}{\partial \theta_i}\right)$	 $\text{Re}\!\!\left(\frac{\partial I_{i,j}}{\partial \theta_{j}}\right)$	 	$\text{Re}\!\!\left(\frac{\partial I_{i,j}}{\partial V_i}\right)$	 $\text{Re}\!\!\left(\frac{\partial I_{i,j}}{\partial V_{j}}\right)$	
Re(I _i)	 $\text{Re}\!\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{i}}{\partial \boldsymbol{\theta}_{i}}\right)$	 0	 	$\text{Re}\!\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{i}}{\partial \mathbf{V}_{i}}\right)$	 0	
V _i	 0	 0	 	1	 0	
$\mathbf{Q}_{\mathbf{i},\mathbf{j}}$	 $Im\!\!\left(\frac{\partial S_{i,j}}{\partial \theta_i}\right)$	 $Im\!\!\left(\frac{\partial S_{i,j}}{\partial \theta_{j}}\right)$	 	$Im\!\left(\frac{\partial S_{i,j}}{\partial V_i}\right)$	 $Im\!\left(\frac{\partial S_{i,j}}{\partial V_{j}}\right)$	
Q _i	 $Im\!\left(\frac{\partial S_{i}}{\partial \theta_{i}}\right)$	 0	 	$Im \left(\frac{\partial S_i}{\partial V_i} \right)$	 0	
Im(I _{i,j})	 $\text{Im}\!\left(\frac{\partial I_{i,j}}{\partial \theta_i}\right)$	 $Im\!\!\left(\frac{\partial I_{i,j}}{\partial \theta_{j}}\right)$	 	$Im\!\!\left(\frac{\partial I_{i,j}}{\partial V_i}\right)$	 $Im\!\!\left(\frac{\partial I_{i,j}}{\partial V_j}\right)$	
Im(I _i)	 $\text{Im}\!\left(\frac{\partial \mathbf{I}_{i}}{\partial \boldsymbol{\theta}_{i}}\right)$	 0	 	$Im\!\!\left(\frac{\partial I_i}{\partial V_i}\right)$	 0	
	 	 	 		 (A	

Apêndice B Estrutura geral das mensagens de comando das UMFs

A norma C37.118 estabelece o protocolo de comunicação para UMFs e concentradores de dados fasoriais. Nesta norma são definidos quatro tipos de mensagem: de dados, de configuração, de cabeçalho e de comando.

A estrutura geral dos quatro tipos de mensagens é mostrada a seguir [IEE05]:



Figura B.1 – Formato das mensagens das UMFs

Todas as mensagens são iniciadas pela sequencia: SYNC (2 bytes), FRAMESIZE (2 bytes), IDCODE (2bytes) e a etiqueta de tempo, SOC (4 bytes) e FRACSEC (4 bytes) e são terminadas por CHK (2 bytes). Os campos DATA1 a DATA N variam conforme o tipo de mensagem. A definição dos campos da mensagem da Figura B.1 é apresentada na Tabela B-1. A norma C37.118 especifica que as UMFs devam ser capazes de receber comandos originados de um sistema de controle e tomar as ações apropriadas. Estes comandos são transmitidos utilizando a mesma estrutura geral das mensagens das UMFs, com a diferença que os comandos são mensagens recebidas pelas UMFs, enquanto que as demais mensagens são transmitidas pelas UMFs. Nas mensagens de comando os campos DATA 1 até DATA N são substituídos pelos campos CMD e EXTFRAME, conforme definido na Tabela B-2. O campo CMD é formado por uma palavra de 2 bytes codificada de acordo com a Tabela B-3.

Campo	Tamanho	Descrição					
	(bytes)						
SYNC	2	Palavra de sincronização da mensagem.					
		Byte 1: AA hex					
		Byte 2: Tipo de mensagem e versão,como segue:					
		Bit 7: Reservado para uso futuro					
		Bits 6-4:					
		000: Mensagem de Dados					
		001: Mensagem de Cabeçalho					
		010: Mensagem de Configuração 1					
		011: Mensagem de Configuração 2					
		100: Mensagem de Comando (Recepção)					
		110: Mensagem de Configuração 3					
		Bits 3-0:					
		Número da versão, em binário (1-15),					
		versão 1 para esta publicação inicial.					
FRAMESIZE	2	Número total de bytes na Mensagem, incluindo CHK.					
		Número no formato 16 bit sem sinal. Valor máximo 65535					
IDCODE	2	Número ID do UMF/DC, inteiro de 16-bit, definido pelo					
		usuário, 1 - 65534 (0 e 65535 são reservados).					
		Identifica o dispositivo enviando e recebendo mensagens.					
SOC	4	Etiqueta de tempo, número no formato 32 bit sem sinal,					
		contagem Segundo do Século, começando meia noite do dia					
		01-Jan-1970 (base de tempo UNIX).					
		Permite representar 136 anos (até 2106 AD).					
		Segundos residuais não estão incluídos na contagem, então					
		cada ano tem o mesmo número de segundos, exceto anos					
		bissextos, que tem um dia extra (86400 segundos).					
FRACSEC	4	Fração de segundo e qualidade da sincronização de tempo,					
		etiqueta de tempo para mensagens de dados ou momento da					
		transmissão da mensagem para mensagens que não são de					
		dados.					
		Bits 31-24: Qualidade da sincronização do tempo.					
		Bits 23-00: Fração de segundo, número no formato					
		inteiro de 24-bit. Quando dividido					
		pela TIME_BASE fornece a fração de					
		segundo atual.					
CHK	2	CRC-CCITT, inteiro de 16 bit sem sinal.					

Tabela B-1 –	Definições	comuns a	todos os	tipos de	mensagens

Tabela B-2 – Formato das mensagens de comando

NT ^O	Compo	Tamanho	Descripão					
IN	Campo	(bytes)	Descrição					
1	SYNC	2	Byte de sincronização seguido por tipo de mensagem e					
			pelo número da versão					
2	FRAMESIZE	2	Número de bytes na mensagem					
3	IDCODE	2	N° de identificação da UMF/DC, inteiro de 16-bit					
4	SOC	4	Etiqueta de tempo de SOC					
5	FRACSEC	4	Fração de Segundo e Qualidade Temporal					
6	CMD	2	Comando sendo enviado para a UMF/CDF					
7	EXTFRAME	0-65518	Campo estendido definido pelo usuário. Palavra de 16					
			bits com 0 a 65518 bytes, conforme definido em					
			FRAMESIZE					
8	СНК	2	Verificador CRC-CCITT					

CMD	Descrição						
Bits 15-4	Reservados para uso futuro						
Bits 3-2-1-0:							
0001	Desligar transmissão de mensagens de dados.						
0010	Ligar transmissão de mensagens de dados.						
0011	Enviar arquivo de cabeçalho (HDR)						
0100	Enviar arquivo de configuração (CFG-1)						
0101	Enviar arquivo de configuração (CFG-2)						
1000	Quadro estendido						

Tabela B-3 -	Significado o	do campo CN	MD nas mensagens	de comando

Apêndice C Sistema de teste – IEEE 14 barras

Os testes de simulação foram realizados utilizando o sistema modelo IEEE 14. O diagrama unifilar deste sistema [Unw08] é apresentado na Figura C-1 e possui 14 barras e 20 ramos.



Figura C-1 – Sistema de Teste IEEE 14 barras

O sistema de teste utilizado representa uma parte da rede da companhia *American Electric Power* – AEP, que atende o meio-oeste dos EUA e, embora os dados apresentados sejam da configuração de fevereiro de 1962, este sistema é considerado como referência para diversos estudos e provas de conceito na literatura técnica, inclusive para estudos relacionados à EE.

Os dados do sistema IEEE 14 barras são apresentados nas Tabelas C-1 e C-2.
--

Barra	Tipo	Cai	rga	Gera	ação	Lim: (Mv	ites ar)	Shunt
		MW	Mvar	MW	Mvar	Max	Min	(pu)
1	3			232,4	-16,9			
2	2	21,7	12,7	40,0	42,4	50,0	-40,0	
3	2	94,2	19,0		23,4	40,0	0,0	
4	0	47,8	-3,9					
5	0	7,6	1,6					
6	2	11,2	7,5		12,2	24,0	-6,0	
7	0							
8	2				17,4	24,0	-6,0	
9	0	29,5	16,6					0,19
10	0	9,0	5,8					
11	0	3,5	1,8					
12	0	6,1	1,6					
13	0	13,5	5,8					
14	0	14,9	5,0					

Tabela C-1 – Dados das barras do sistema IEEE 14

Tabela C-2 –	Dados	dos ramos	do	sistema	IEEE 14

RAMO	DE	PARA	CIRC	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Tap
1	1	2	1	0,01938	0,05917	0,0528	
2	1	5	1	0,05403	0,22304	0,0492	
3	2	3	1	0,04699	0,19797	0,0438	
4	2	4	1	0,05811	0,17632	0,0340	
5	2	5	1	0,05695	0,17388	0,0346	
6	3	4	1	0,06701	0,17103	0,0128	
7	4	5	1	0,01335	0,04211		
8	4	7	1		0,20912		0,978
9	4	9	1		0,55618		0,969
10	5	6	1		0,25202		0,932
11	6	11	1	0,09498	0,19890		
12	6	12	1	0,12291	0,25581		
13	6	13	1	0,06615	0,13027		
14	7	8	1		0,17615		
15	7	9	1		0,11001		
16	9	10	1	0,03181	0,08450		
17	9	14	1	0,12711	0,27038		
18	10	11	1	0,08205	0,19207		
19	12	13	1	0,22092	0,19988		
20	13	14	1	0,17093	0,34802		

São utilizados como valores de referência para as medidas, os resultados do fluxo de potência para as condições de carga e geração apresentadas na Tabela C-1. As telemedidas são simuladas pela adição de ruídos aleatórios, com distribuição normal e a variância do medidor simulado.

Os valores de referência e as telemedidas utilizadas são apresentados nas Tabelas C-3 e C-4.

	Ten	são	Injeção		
BARRA	Módulo	Ângulo	P	Q	
	pu	graus	MW	Mvar	
1	1,060	0,000	232,39	-16,55	
2	1,045	-4,983	18,30	30,86	
3	1,010	-12 , 725	-94,20	6,08	
4	1,018	-10,313	-47,80	3,90	
5	1,020	-8,774	-7,60	-1,60	
6	1,070	-14,221	-11,20	5,23	
7	1,062	-13,360	0,00	0,00	
8	1,090	-13,360	0,00	17,62	
9	1,056	-14,939	-29,50	-16,60	
10	1,051	-15,097	-9,00	-5,80	
11	1,057	-14,791	-3,50	-1,80	
12	1,055	-15,076	-6,10	-1,60	
13	1,050	-15,156	-13,50	-5,80	
14	1,036	-16,034	-14,90	-5,00	

Tabela C-3 – Valores de referência das medidas nas barras

Tabela C-4 – Valores de referência das medidas nos ramos

RAMO	BARRA	BARRA	FLUXO I	DE-PARA	FLUXO PARA-DE		
			P	Q	Р	Q	
	DE	FANA	MW	Mvar	MW	Mvar	
1	1	2	156,88	-20,40	-152,59	27,68	
2	1	5	75 , 51	3,85	-72,75	2,23	
3	2	З	73,24	3,56	-70,91	1,60	
4	2	4	56,13	-1,55	-54,45	3,02	
5	2	5	41,52	1,17	-40,61	-2,10	
6	3	4	-23,29	4,47	23,66	-4,84	
7	4	5	-61,16	15,82	61 , 67	-14,20	
8	4	7	28,07	-9,68	-28,07	11,38	
9	4	9	16,08	-0,43	-16,08	1,73	
10	5	6	44,09	12,47	-44,09	-8,05	
11	6	11	7,35	3,56	-7,30	-3,44	
12	6	12	7,79	2,50	-7,71	-2,35	
13	6	13	17,75	7,22	-17 , 54	-6,80	
14	7	8	0,00	-17,16	0,00	17,62	
15	7	9	28,07	5,78	-28,07	-4,98	
16	9	10	5,23	4,22	-5,21	-4,18	
17	9	14	9,43	3,61	-9,31	-3,36	
18	10	11	-3,79	-1,62	3,80	1,64	
19	12	13	1,61	0,75	-1,61	-0,75	
20	13	14	5,64	1,75	-5,59	-1,64	

<u>**Plano de medição**</u>: Para o caso de referência considerou-se o sistema de medição descrito em [Cou07], composto por 39 medidores convencionais, apresentados na Tabela C-5.

O conjunto de medidores utilizado provê plena observabilidade do sistema e não apresenta medidas críticas, sendo o resultado do processo de EE com estas medidas apresentado na Tabela C-6.

#	TIPO	Valor Med		#	TIPO	Valor Med
1	FP ₁₋₂	1,56277		21	FR ₁₋₂	-0,20295
2	FP1-5	0,74333		22	FR1-5	0,03370
3	FP ₂₋₃	0,73388		23	FR ₂₋₃	0,03694
4	FP ₄₋₇	0,28230		24	FR4-7	-0,09367
5	FP ₄₋₉	0,15779	-	25	FR4-9	-0,00497
6	FP ₅₋₂	-0,40007		26	FR5-2	-0,01689
7	FP ₆₋₁₁	0,07601	-	27	FR ₆₋₁₁	0,03765
8	FP ₆₋₁₂	0,07841		28	FR ₆₋₁₂	0,02249
9	FP ₆₋₁₃	0,18023	-	29	FR6-13	0,07119
10	FP ₇₋₈	0,00030	-	30	FR ₇₋₈	-0,16718
11	FP ₈₋₇	-0,00032		31	FR8-7	0,17211
12	FP ₉₋₁₀	0,05426		32	FR ₉₋₁₀	0,04407
13	FP ₉₋₁₄	0,09201		33	FR ₉₋₁₄	0,03654
14	FP ₁₂₋₁₃	0,02064		34	FR12-13	0,00930
15	IP ₃	-0,94516		35	IR₃	0,06240
16	IP ₆	-0,10990		36	IR ₆	0,05382
17	IP۹	-0,29200		37	IR ₉	-0,17388
18	IP ₁₀	-0,09077		38	IR ₁₀	-0,06127
19	IP ₁₃	-0,13880		39	IR ₁₃	-0,06259
20	V1	1,05559	-			

Tabela C-5 - Medidas do caso de referência

,56277	21	FR ₁₋₂	-0,20295
,74333	22	FR1-5	0,03370
,73388	23	FR ₂₋₃	0,03694
,28230	24	FR4-7	-0,09367
,15779	25	FR ₄₋₉	-0,00497
,40007	26	FR ₅₋₂	-0,01689
,07601	27	FR ₆₋₁₁	0,03765
,07841	28	FR ₆₋₁₂	0,02249
,18023	29	FR ₆₋₁₃	0,07119
,00030	30	FR ₇₋₈	-0,16718
,00032	31	FR ₈₋₇	0,17211
,05426	32	FR ₉₋₁₀	0,04407
,09201	33	FR ₉₋₁₄	0,03654
,02064	34	FR12-13	0,00930
,94516	35	IR₃	0,06240
,10990	36	IR ₆	0,05382
,29200	37	IR₀	-0,17388
,09077	38	IR ₁₀	-0,06127
,13880	39	IR ₁₃	-0,06259
05559			

Onde: #

V. Med

Número do medidor.

Tipo de medidor:

Medidor de fluxo de potência ativa.
Medidor de injeção de potência ativa.
Medidor de fluxo de potência reativa.
Medidor de injeção de potência reativa.
Medidor de tensão. FP IP FR IR V Valor da telemedida.

Tabela C-o – Kesultado do estimador para as medidas do caso rele
--

BARRA	REFER	ÊNCIA	ESTI	T37.700	
	Módulo	Ângulo	Módulo	Ângulo	EVT (%)
	pu	graus	pu	graus	(*)
1	1,0600	0,00	1,0544	0,00	0,5288
2	1,0450	-4,98	1,0395	-5,00	0,5317
3	1,0100	-12,73	1,0043	-12,85	0,6026
4	1,0180	-10,31	1,0124	-10,38	0,5641
5	1,0200	-8,77	1,0150	-8,78	0,4916
6	1,0700	-14,22	1,0648	-14,30	0,5094
7	1,0620	-13,36	1,0560	-13,46	0,5916
8	1,0900	-13,36	1,0839	-13,47	0,5855
9	1,0560	-14,94	1,0496	-15,04	0,6274
10	1,0510	-15,10	1,0445	-15,20	0,6415
11	1,0570	-14,79	1,0509	-14,89	0,6082
12	1,0550	-15,08	1,0506	-15,17	0,4451
13	1,0500	-15,16	1,0447	-15,25	0,5286
14	1,0360	-16,03	1,0296	-16,13	0,6410
	4	0,5641			

Apêndice D Medidas e Conjuntos Críticos

Este apêndice apresenta as propriedades numéricas dos resíduos de estimação verificadas em condições de redundância crítica de medidas [Cou07], tais como aquelas encontradas quando estão presentes criticalidades individuais (ocorrência de Cmeds) e de conjuntos de medidas (formação de Cconjs).

Medidas Críticas (Cmeds)

Suponha que, para um determinado vetor de medidas z, nenhuma de suas componentes seja redundante, i.e. seja composto apenas por Cmeds. Neste caso, o número de medidas se iguala ao número de variáveis de estado, o que significa que as matrizes H e W tornam-se quadradas, e da mesma forma, o resultado do produto H^tW^{-1} , para o qual se pode calcular a matriz inversa.

Pré-multiplicando (IV.17) por $(\mathbf{H}^t \mathbf{W}^{-1})^{-1}$ e considerando (IV.19), a solução para o problema de EE é alcançada através de:

$$(\mathbf{H}^{\mathsf{t}}\mathbf{W}^{-1})^{-1}\mathbf{H}^{\mathsf{t}}\mathbf{W}^{-1}[\mathbf{z}-\mathbf{H}\hat{\mathbf{x}}]=0 \Rightarrow [\mathbf{z}-\mathbf{H}\hat{\mathbf{x}}]=0 \Rightarrow \mathbf{r}=\mathbf{z}-\hat{\mathbf{z}}=0$$
(D.1)

Assim, da equação anterior verifica-se que os resíduos de Cmeds são sempre nulos.

Da mesma forma, a matriz inversa de **G** calculada através de (D.2) pode ser usada em (IV.21) para se obter matriz de covariância dos resíduos associados a Cmeds, conforme a seguir indicado:

$$\mathbf{G}^{-1} = [(\mathbf{H}^{\mathsf{t}} \mathbf{W}^{-1})\mathbf{H}]^{-1} = \mathbf{H}^{-1} (\mathbf{H}^{\mathsf{t}} \mathbf{W}^{-1})^{-1} = \mathbf{H}^{-1} \mathbf{W} (\mathbf{H}^{\mathsf{t}})^{-1}$$
(D.2)

$$\mathbf{E} = \mathbf{W} - \mathbf{H}\mathbf{H}^{-1}\mathbf{W}(\mathbf{H}^{t})^{-1}\mathbf{H}^{t} = 0$$
 (D.3)

Portanto, a matriz de covariância dos resíduos da estimação de Cmeds é nula.

Conjuntos Críticos (Cconjs)

O vetor resíduo da estimação r é obtido a partir de (IV.18) e (IV.19), de acordo com:

$$\mathbf{r} = \mathbf{z} - \hat{\mathbf{z}} = \mathbf{z} - \mathbf{H}\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{z} - \mathbf{H}\mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}^{\mathsf{t}}\mathbf{W}^{-1}\mathbf{z} = \mathbf{z} - \mathbf{H}(\mathbf{H}^{\mathsf{t}}\mathbf{W}^{-1}\mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}^{\mathsf{t}}\mathbf{W}^{-1}\mathbf{z} =$$

= $[\mathbf{W} - \mathbf{H}(\mathbf{H}^{\mathsf{t}}\mathbf{W}^{-1}\mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}^{\mathsf{t}}]\mathbf{W}^{-1}\mathbf{z}$ (D.4)

Usando a matriz E dada por (IV.21) na equação anterior, vem:

$$\mathbf{r} = \mathbf{E}\mathbf{W}^{-1}\mathbf{z} \tag{D.5}$$

Escolha um par qualquer de componentes de **r** (e.g., aqueles associados às medidas de índices k e j):

$$\mathbf{r}(\mathbf{k}) = \sum_{s=1}^{m} \mathbf{E}(\mathbf{k}, s) \mathbf{W}(s, s)^{-1} \mathbf{z}(s)$$

$$\mathbf{r}(\mathbf{j}) = \sum_{s=1}^{m} \mathbf{E}(\mathbf{j}, s) \mathbf{W}(s, s)^{-1} \mathbf{z}(s)$$

(D.6)

Admita agora que todos os elementos do vetor z pertençam a um único Cconj.

Note que neste caso, se qualquer das medidas pertencentes a z tornar-se indisponível, por exemplo z(i), então todas as remanescentes passarão a ser Cmeds. Consequentemente, com tal indisponibilidade, a nova matriz de covariância dos resíduos E' apresentará elementos E'(k,j) nulos.

Sabe-se também que a matriz E' pode ser obtida através da Redução de *Kron* pela seguinte expressão:

$$\mathbf{E}'(\mathbf{k},\mathbf{j}) = \mathbf{E}(\mathbf{k},\mathbf{j}) - \mathbf{E}(\mathbf{k},\mathbf{i}) \mathbf{E}(\mathbf{i},\mathbf{j})^{-1} \mathbf{E}(\mathbf{i},\mathbf{j})$$
(D.7)

Como E'(k,j) = 0, usando-se (D.7) vem:

$$E(k,j) = E(k,i) E(i,i)^{-1} E(i,j)$$
(D.8)

Dado que a matriz \mathbf{E} é simétrica, para seus elementos da diagonal, fazendo k = j em (D.8), encontram-se:

$$\mathbf{E}(j,j) = \mathbf{E}(j,i) \ \mathbf{E}(i,i)^{-1} \ \mathbf{E}(i,j) \implies \mathbf{E}(j,j) = \mathbf{E}(j,i)^2 \ \mathbf{E}(i,i)^{-1}$$
(D.9)

$$\mathbf{E}(k,k) = \mathbf{E}(k,i) \ \mathbf{E}(i,i)^{-1} \ \mathbf{E}(i,k) \implies \mathbf{E}(k,k) = \mathbf{E}(k,i)^2 \ \mathbf{E}(i,i)^{-1}$$
(D.10)

Substituindo-se **E**(k,s) e **E**(j,s) em (D.6) usando (D.8):

$$r(k) = E(k,i)E(i,i)^{-1} \sum_{s=1}^{m} E(i,s) W(s,s)^{-1} z(s)$$

$$r(j) = E(j,i)E(i,i)^{-1} \sum_{s=1}^{m} E(i,s) W(s,s)^{-1} z(s)$$
(D.11)

Normalizando os resíduos em (D.11) de acordo com (IV.20)) e estabelecendo a relação ρ_{kj} entre estes:

$$\rho_{\mathbf{k}\mathbf{j}} = \frac{\mathbf{r}_{\mathbf{N}}(\mathbf{k})}{\mathbf{r}_{\mathbf{N}}(\mathbf{j})} = \frac{|\mathbf{r}(\mathbf{k})| / \sqrt{\mathbf{E}(\mathbf{k},\mathbf{k})}}{|\mathbf{r}(\mathbf{j})| / \sqrt{\mathbf{E}(\mathbf{j},\mathbf{j})}} = \frac{|\mathbf{E}(\mathbf{k},\mathbf{i})| \sqrt{\mathbf{E}(\mathbf{j},\mathbf{j})}}{|\mathbf{E}(\mathbf{j},\mathbf{i})| \sqrt{\mathbf{E}(\mathbf{k},\mathbf{k})}}$$
(D.12)

Substituindo (D.9) e (D.10) em (D.12), vem:

$$\rho_{\mathbf{k}\mathbf{j}} = \frac{\mathbf{r}_{N}(\mathbf{k})}{\mathbf{r}_{N}(\mathbf{j})} = 1$$
(D.13)

De acordo com (D.8), (D.9) e (D.10), para qualquer par de medidas (k,j) pertencentes a um Cconj, a seguinte relação entre os elementos da matriz **E** é válida:

$$E(k,k) E(j,j) = E(k,j)^{2}$$
 (D.14)

Definindo o coeficiente de correlação entre resíduos normalizados [Mon99], vem:

$$\gamma_{\mathbf{kj}} = \frac{\left|\operatorname{cov}[\mathbf{r}_{N}(\mathbf{k}), \mathbf{r}_{N}(\mathbf{j})]\right|}{\sqrt{\operatorname{var}[\mathbf{r}_{N}(\mathbf{k})]}\sqrt{\operatorname{var}[\mathbf{r}_{N}(\mathbf{j})]}} = \frac{\left|\mathbf{E}(\mathbf{k}, \mathbf{j})\right|}{\sqrt{\mathbf{E}(\mathbf{k}, \mathbf{k})}\sqrt{\mathbf{E}(\mathbf{j}, \mathbf{j})}}$$
(D.15)

Usando (D.14) em (D.15), obtém-se:

$$\gamma_{kj} = 1 \tag{D.16}$$

Conclui-se por fim que resíduos normalizados de medidas pertencentes a Cconjs são sempre iguais e apresentam máximo coeficiente de correlação.