Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação
Programa de pós-graduação de Engenharia Elétrica e Computação

Camila dos Anjos Fantin

METODODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADO TRIFÁSICA
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INCORPORANDO MEDIDAS
SCADA, VIRTUAIS, PSEUDO-MEDIDAS E MEDIDAS FASORIAIS
SINCRONIZADAS

São Carlos

2016

Camila dos Anjos Fantin

METODODOLOGIA PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADO TRIFÁSICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INCORPORANDO MEDIDAS SCADA, VIRTUAIS, PSEUDO-MEDIDAS E MEDIDAS FASORIAIS SINCRONIZADAS

Tese de doutorado apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutora em Ciências, programa de Engenharia Elétrica.

Area de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. João Bosco Augusto London Junior

São Carlos

2016

1

¹Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original encontra-se disponível na EESC/USP que aloja o programa de Pós Graduação de Engenharia Elétrica.

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

F216m Fantin, Camila dos Anjos
Metodologia para Estimação de Estado Trifásica em
Sistemas de Distribuição incorporando medidas SCADA,
Virtuais, Pseudo-medidas e Medidas Fasoriais
Sincronizadas / Camila dos Anjos Fantin; orientador
João Bosco Augusto London Junior. São Carlos, 2016.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2016.

1. Sistemas de Distribuição. 2. Estimação de Estado
Trifásica. 3. Medidas Fasoriais Sincronizadas. 4. Redes
Inteligentes. 5. Geração de Pseudo-medidas de Carga. 6.
Observabilidade. 7. Medidas Críticas. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Engenheira **CAMILA DOS ANJOS FANTIN**.

Título da tese: "Metodologia para estimação de estado trifásica em sistemas de distribuição incorporando medidas SCADA, virtuais, pseudo-medidas e medidas fasoriais sincronizadas"".

Data da defesa: 28/11/2016.

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **João Bosco Augusto London Junior**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

Aprovado

Prof. Associado **Eduardo Nobuhiro Asada**
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADA

Profª. Dra. **Elizete Maria Lourenço**
(Universidade Federal do Paraná/UFPR)

Aprovado

Prof. Dr. **Jose Roberto Sanches Mantovani**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP – Ilha Solteira)

Aprovada

Prof. Dr. **João Alberto Passos Filho**
(Universidade Federal de Juiz de Fora/UFJF)

APROVADA

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Luis Fernando Costa Alberto**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Associado **Luis Fernando Costa Alberto**

Como diz a física: o Universo e o que o compõe estão em equilíbrio dinâmico e as perturbações geram oscilações que aos poucos diminuem sua intensidade até que um novo equilíbrio seja alcançado. A nossa vida pertence a este Universo e estamos constantemente sujeitos a estas perturbações. O tempo que leva para um novo equilíbrio é diretamente proporcional à nossa capacidade de enxergar as causas das perturbações e agirmos proativamente. Sem dúvida, estes momentos elevam o nosso nível de maturidade do que somos, do que queremos ser e de como chegaremos lá.

Autor desconhecido.

À minha Família, essência da minha vida.

Agradecimentos

Agradeço,

A Deus, sem ele nada teria sentindo na minha vida.

Aos meus pais, Cézar e Ayrna e minhas irmãs, Luana e Caroline, sem o apoio e o amor de vocês não teria conseguido vencer mais esta etapa na minha vida. Ao Tiago Henrique, meu afilhado, alegria da minha vida.

Ao Prof^o Dr. João Bosco Augusto London Jr. meu muito obrigada, pela paciência, orientação e amizade. O senhor me ensinou muito, um exemplo de profissional, um espelho em como devo ser, sou muito grata.

Ao meu noivo, Jullian Zan, que me conforta, apoia, encoraja em todos os momentos da minha vida, um verdadeiro porto seguro em minha vida.

A todos os meus familiares, que sempre estiveram do meu lado, me incentivando e me apoiando, em especial a minha avó Antonina, por me ensinar a nunca fraquejar e apoiar sempre em Deus e a minha Madrinha Dra. Ayrdes que além de me apoiar e incentivar a minha ida à São Carlos, sempre foi um exemplo de persistência na luta por seus sonhos.

Aos amigos de Cuiabá que foram rumo a São Carlos, percorrer o mesmo caminho que eu. Em especial, a Aline Nonato que esteve ao meu lado em um dos momentos mais difíceis da minha vida pessoal, que fez de tudo para o meu bem e principalmente me ensinou e me mostrou o verdadeiro sentido da fé; e a Thais Kempner que esteve comigo desde o início do mestrado sempre se fazendo presente com suas conversas, conselhos e amizade;

Aos amigos e professores do LACO (Laboratório de análise computacional), que me apoiaram direta ou indiretamente, para realização do meu doutorado. Em especial, ao Julio Massigman, por não medir esforços colaborando comigo para a realização desta pesquisa e a Camila Vieira e ao Leandro Marques pelos momentos compartilhados.

Às amizades feitas em São Carlos, em especial ao Fabio Marcelino, Marcelo Santana, Marina Carvalho, Tatiane Fernandes, Luciana Nicacio, Renan Camurça, Vinicius Moro, Thayana Alves, Talita Conte, obrigada por tudo levarei vocês pra sempre em meu coração.

Às amigas e amigos de Cuiabá, que mesmo eu estando distante, estiveram sempre por perto me dando forças, em especial à Camila, Jéssica e Vivian.

Aos professores da Universidade Federal do Mato Grosso, que me abriram caminhos nunca antes pensados e me fizeram chegar até aqui com seus ensinamentos. Em especial aos professores Dr. Arnulfo Vasconcellos, Dr. Bismarck Castillo, Dr. Fernando Nogueira, Dr. Mário Kawaphara obrigada pelos ensinamentos dados com amor, pelas conversas nos corredores nos apoiando e nos aconselhando. Hoje, os senhores são meus exemplos do que ser. Além destes, agradeço também ao professor Dr. Fabricio Santilio por me apoiar no retorno para Cuiabá, que com seus

conselhos me fez erguer a cabeça e seguir em frente.

Agradeço à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) pelo suporte financeiro concedido ao processo 2012/22624-3 para a realização da pesquisa.

Agradeço ainda ao LACO, da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC-USP) pela infraestrutura proporcionada, assim como aos funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, em especial à Verinha, Jussara, Marisa, ao Odair e ao Daniel por toda atenção dada..

Finalmente, agradeço a todos que fizeram parte da minha vida nesses seis anos que se passaram que me inspiraram, me ajudaram, compartilharam de bons e/ou ruins momentos e que me fizeram vencer.

Resumo

FANTIN, C. A. **Metodologia para Estimação de Estado Trifásica em Sistemas de Distribuição incorporando medidas SCADA, Virtuais, Pseudo-medidas e Medidas Fasoriais Sincronizadas**. 2016, Tese de Doutorado – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

Este trabalho propõe o desenvolvimento e implantação, em computador, de uma metodologia para tratamento de diversas etapas do processo de estimação de estado em Sistemas de Distribuição (SDs), que possibilite um tratamento adequado para as particularidades dos SDs no contexto atual (com poucas medidas disponíveis) e futuro (contando com mais medidas SCADA, com as Medidas Fasoriais Sincronizadas (MFSs) e com as avançadas infra-estruturas de medição), ou seja, que possibilite: análise de sistemas desbalanceados e desequilibrados, com ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos; o tratamento de sistemas radiais e malhados sem perda de precisão; uma modelagem adequada dos componentes dos SDs, considerando as várias possibilidades de conexão dos transformadores e dos reguladores de tensão; o tratamento de diversos tipos de medidas (medidas convencionais obtidas pelo sistema SCADA, medidas virtuais, pseudo-medidas de carga e de dados históricos e MFSs), ponderando-as de acordo com as respectivas precisões. A metodologia proposta baseia-se no método dos mínimos quadrados ponderados, trabalha no nível dos alimentadores e compreende os seguintes quatro estágios: Estágio 1 - geração de pseudo-medidas de carga; Estágio 2 - análise e restauração de observabilidade e identificação de medidas críticas; Estágio 3 - estimação de estado propriamente dita; e Estágio 4 - processamento de erros grosseiros. Tendo em vista as respostas coerentes das diversas simulações realizadas com os alimentadores de teste trifásicos de 4 e 34 barras do IEEE, demonstra-se satisfatoriamente a performance da metodologia proposta.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição, Estimação de Estado Trifásica, Medidas Fasoriais Sincronizadas, Redes Inteligentes, Geração de Pseudo-medidas de Carga, Observabilidade, Medidas Críticas.

Abstract

FANTIN, C. A. **Three-phase distribution system state estimation methodology incorporating SCADA, virtual, pseudo-measurements and Synchronized Phasor Measurements.** 2016, Thesis (Doctorate) – Engineering School of São Carlos, University of São Paulo, São Carlos, 2016.

This thesis proposes a multi-phase unbalanced distribution system (DS) state estimation methodology based on the weighted least squares technique, which allows: load pseudo-measurement modeling; observability analysis and restoration by selecting the required pseudo-measurements (load pseudo-measurements and/or historical measurement data); identification of critical measurements; state estimation; and, finally, gross errors processing. The proposed methodology intends to be a practical tool able to be applied to a variety of DSs, considering latest and future realities. Therefore, the proposed methodology has the following features: (i) includes all realistic DS modeling details, such as, various types of transformer and voltage regulator connections, the presence of single, two and three-phase circuits, as well as the possibility of both the mutual coupling between phases and the shunt susceptance; (ii) treat three-phase networks with high resistance/reactance ratios in a unified framework; and (iii) process measurements with very distinct qualities, some of them are real-time measurements provided by Supervisory Control Data Acquisition (SCADA) systems, Advanced Metering Infrastructure (AMI), Phasor Measurement Units (PMUs), other are virtual measurements (information provided by the buses of zero power injection) and also the pseudo-measurements (load pseudo-measurements, load profiles and historical measurement data). Several simulations results (with IEEE 34 and 4 node test feeders) have demonstrated satisfactory performance of the proposed methodology.

Key-words: Distribution System, Three-phase State Estimation, Synchronized Phasor Measurements, Smart Grids, Load Pseudo-measurement Modeling, Observability, Critical Measurements.

Lista de Figuras

3.1	Classificação de EGs em medidas.	24
4.1	Exemplo de um SEP.	30
4.2	Representação de um SD radial.	31
4.3	Alimentador primário de um SD.	31
4.4	Linhas aéreas assimétrica de distribuição de energia elétrica.	33
4.5	Linha trifásica com neutro e impedância mútuas.	33
4.6	Modelo II nominal de uma linha trifásica.	34
4.7	Modelo II nominal de uma linha trifásica de distribuição.	35
4.8	Transformador Trifásico.	35
5.1	Fluxograma - Metodologia para Estimação de Estado.	38
5.2	Curvas de carga para os setores (a) residencial; (b) comercial e (c) industrial. . .	40
5.3	Sistema teste 4 barras.	43
5.4	Valores de Potência Ativa e Reativa de Carga obtidas que apresentam o maior EMA.	45
5.5	Valores de Potência Ativa e Reativa de Carga obtidas que apresentam o menor EMA.	45
5.6	Estrutura da matriz $H_{3\phi}^t$ na nova base ($H_{\Delta 3\phi}^t$).	57
5.7	Grafo da rede - Exemplo 1.	60
5.8	Grafo da rede - Exemplo 2.	61
5.9	Grafo da rede - exemplo 3.	62
5.10	Grafo da rede - exemplo 4.	63
5.11	Grafo da rede - exemplo 5.	64
6.1	Diagrama Trifilar - alimentador de 34 barras do IEEE associado a um sistema de medição híbrido.	69
6.2	Valores das pseudo-medidas de carga de potência ativa para o melhor e pior caso obtido, respectivamente.	71
6.3	Valores das pseudo-medidas de carga de potência reativa para o melhor e pior caso obtido, respectivamente.	72
6.4	Média das estimativas das 9 amostras geradas de magnitude na barra 848 fase “b” e de ângulo de fase de tensão - Barra 890 - Fase c.	74

6.5	Melhor estimativa de potência ativa e reativa.	76
6.6	Pior estimativa de potência ativa e reativa.	76
6.7	Média das estimativas das 9 amostras geradas na barra 890 de magnitude na fase “b” e de ângulo de fase de tensão na fase c.	81
6.8	Média das estimativas das 9 amostras geradas na barra 890 de magnitude na fase “b” e de ângulo de fase de tensão na fase c.	83
6.9	Média das estimativas das 9 amostras geradas de magnitude na barra 858 fase “b” e de ângulo de fase de tensão - Barra 890 - Fase c.	84

Lista de Tabelas

4.1	Matriz Admitância de um transformador trifásico de acordo com seu tipo de ligação.	36
5.1	Dados de consumidores para o sistema de 4 barras.	44
5.2	Maior e Menor EMA das pseudo-medidas geradas.	45
5.3	Sistema de medição - Exemplo 4 barras.	53
5.4	Resultados Obtidos - Exemplo 1 - Sistema de 4 barras.	53
5.5	MFSs disponíveis para o sistema exemplo de 4 barras.	54
5.6	Resultados Obtidos - Exemplo 2 - Sistema de 4 barras.	54
5.7	Plano de medição - exemplo 1.	59
5.8	Plano de medição - exemplo 2.	60
5.9	Plano de medição - Exemplo 3.	62
5.10	Erro Grosseiro com medidas SCADA.	65
5.11	Análise do maior resíduo normalizado - Exemplo 1.	65
5.12	Erro Grosseiro - MFS.	66
5.13	Análise do maior resíduo normalizado - Exemplo 1.	66
6.1	Consumidores de Baixa Tensão - Alimentador de 34 barras do IEEE.	70
6.2	Resultados - Pseudo-medidas de potência ativa.	71
6.3	Resultados - Pseudo-medidas de potência reativa.	71
6.4	Cenários executados para o alimentador de 34 barras.	72
6.5	Pseudo-medidas de carga selecionadas para restauração da observabilidade - Cenário 1.	73
6.6	Medidas Críticas - Cenário 1.	73
6.7	Análise dos erros das estimativas obtidas - cenário 1.	74
6.8	Média dos EMAs obtidos no Estágios 3 e 1 - Cenário 1.	75
6.9	Melhor e a pior estimativa da curva de carga de potência ativa.	75
6.10	Melhor e a pior estimativa da curva de carga de potência Reativa.	75
6.11	Erro Grosseiro - Cenário 2.	77
6.12	EMA para as estimativas obtidas - Cenário 2.	78
6.13	Erro Grosseiro - Cenário 2.	78
6.14	EMA para as estimativas obtidas - Cenário 3.	79
6.15	Erro no processo de Estimação de Estado - Cenário 4.	81

6.16	Erro no processo de Estimaco de Estado - Cenrio 5.	82
6.17	Erro no processo de Estimaco de Estado - Cenrio 6.	84
6.18	Tempo de Execuo da Metodologia Implementada.	85

Lista de Abreviaturas

SD	Sistema de Distribuição
SCADA	Sistema de Controle de Aquisição e Supervisão de Dados
AMI	Avançadas Infra-estruturas de Medição
MFS	Medida Fasorial Sincronizada
PMU	Unidade de Medição Fasorial
GPS	Geo Posicionamento por Satélite
EE	Estimador de Estado
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados
SEP	Sistema Elétrico de Potência
EG	Erro Grosseiro
WLAV	do inglês <i>Weighted Least Absolute Value</i>
SHGM	do inglês <i>Shweppe-Huber Generalized M</i>
EESD	Estimação de Estado em Sistema de Distribuição
LACO/SEP	Laboratório de Análise Computacional de Sistemas Elétricos de Potência
MC	Medida Crítica
CCM	Conjunto Crítico de Medidas
HTI	do inglês <i>Hypothesis Testing Identification</i>
UI	do inglês <i>Undetectability Index</i>
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
RMT	Rede de Média Tensão
OPENDSS	do inglês <i>Open Distribution System Simulator</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CNAE	Cadastro Nacional de Atividades Econômicas
EMA	Erro Médio Absoluto
Desv. Pad.	Desvio Padrão
IEEE	do inglês <i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz

Sumário

1	Introdução e proposição do trabalho	1
1.1	Introdução	1
1.2	Proposição	3
1.3	Estrutura da tese	5
2	Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Potência	7
2.1	Introdução	7
2.2	Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica	9
2.3	Medição Fasorial Sincronizada no Processo de Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Potência	14
2.4	Considerações Finais	16
3	Características Qualitativas de Conjuntos de Medidas e Processamento de EGs no contexto de Estimação de Estado em SEP	17
3.1	Introdução	17
3.2	Observabilidade de SEP	17
3.3	Redundância de Medidas	20
3.4	Métodos para Análise e Restauração de Observabilidade e Identificação de Medidas Críticas	21
3.5	Métodos para Detecção e Identificação de EGs	23
3.5.1	Teste do Índice $J(\hat{x})$	24
3.5.2	Teste do Maior Resíduo Normalizado	25
3.5.3	Teste do Índice $\hat{b}$	26
3.5.4	Método para Identificação por Teste de Hipótese (HTI)	27
3.5.5	Processamento de EGs através de uma análise geométrica	27
3.6	Considerações Finais	28
4	Modelagem do Sistema de Distribuição	29
4.1	Introdução	29
4.2	Sistemas elétricos de Potência	29
4.2.1	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	30

4.3	Cargas	31
4.4	Barras nas subestações	32
4.5	Banco de Capacitores	32
4.6	Reguladores de tensão	32
4.7	Alimentador - linha trifásica	32
4.8	Transformadores	35
4.9	Considerações Finais	36
5	Metodologia proposta	37
5.1	Introdução	37
5.2	Estágio 1: Geração de pseudomedidas	38
5.2.1	Consumidores e curvas de carga típicas	39
5.2.2	Metodologias para geração de Pseudo-medidas de carga	40
5.2.3	Exemplo didático para geração de pseudo-medidas	43
5.3	Estágio 3: Estimação de Estado propriamente dita	46
5.3.1	Formulação do Estimador de Estado Trifásico utilizando medidas conven- cionais e medidas fasoriais sincronizadas	46
5.3.1.1	Modelo de medição e estrutura da Jacobiana utilizando apenas medidas convencionais	48
5.3.1.2	Modelo de medição e estrutura da Jacobiana utilizando medidas convencionais e fasoriais sincronizadas	49
5.3.1.3	Variáveis de estado a serem estimadas	50
5.3.1.4	Algoritmo do Estimador de Estado Híbrido Trifásico por MQP	51
5.3.2	Exemplos - Estágio 3	52
5.4	Estágio 2: Análise e restauração da observabilidade e identificação de medidas críticas	54
5.4.1	Análise de Observabilidade por meio da fatoração da Matriz Jacobiana do EE trifásico Híbrido Proposto	55
5.4.1.1	Restauração da Observabilidade	56
5.4.1.2	Identificação de Medidas Críticas	56
5.4.2	Algoritmo para análise e restauração de observabilidade e identificação de medidas críticas	58
5.4.3	Exemplos didáticos	58
5.5	Estágio 4: Processamento de Erros Grosseiros	64
5.5.1	Exemplos didáticos	65
5.6	Considerações finais	66
6	Simulações Computacionais	67
6.1	<i>Estágio 1: Geração de Pseudo-Medidas</i>	70
6.2	Simulações - Estágio 2, 3 e 4	72
6.2.1	Cenário 1	73
6.2.2	Cenário 2	77
6.2.3	Cenário 3	78

6.2.4	Cenário 4	79
6.2.5	Cenário 5	81
6.2.6	Cenário 6	83
6.2.7	Tempo de processamento e convergência	85
6.3	Considerações Finais	85
7	Conclusões, Publicações e Perspectivas Futuras	87
7.1	Conclusões	87
7.2	Publicações	89
7.2.1	Artigos publicados	89
7.2.2	Artigos submetido para periódico internacional	90
7.3	Perspectivas Futuras	90
	Bibliografia	91

Introdução e proposição do trabalho

1.1 Introdução

Para realizar a operação de forma confiável, dos Sistemas de Distribuição (SDs) de energia elétrica, são necessárias ferramentas computacionais para monitoração em tempo real que possibilitem uma estimativa precisa do estado de operação corrente desses sistemas. A importância dessas ferramentas é cada vez maior, tendo em vista que diversos acontecimentos recentes vêm contribuindo para o aumento da complexidade da operação dos SDs, dentre os quais destacam-se [1, 2, 3, 4, 5]: a produção de energia por autoprodutores e produtores independentes, que se conectam diretamente aos SDs; a necessidade de um melhor gerenciamento do fornecimento de energia por parte das concessionárias, tendo em vista o pagamento de compensações por violação das metas para os indicadores de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica; e o desenvolvimento e implantação das chamadas redes inteligentes (*Smart Grids*) [6, 7].

Tradicionalmente, determina-se o estado de operação dos alimentadores de um SD através da análise dos seus perfis de carga. Em razão de as cargas serem variadas e dispersas nos SDs, a determinação precisa do perfil de carga de um alimentador é um desafio muito grande, que envolve, usualmente, o desenvolvimento de perfis de carga padronizados para cada tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial, etc.), com base em algum tipo de monitoramento das cargas, como, por exemplo, medição de energia. Haja vista tais perfis serem apenas uma aproximação grosseira para demanda de uma determinada carga, é baixa a qualidade das estimativas obtidas para o estado de operação de um alimentador [1].

Para possibilitar uma estimativa mais confiável do estado operativo dos SDs, o primeiro passo é aumentar a quantidade de medidas disponíveis em tais sistemas, o que possibilitaria a utilização de procedimentos matemáticos mais rigorosos para realização dessa estimativa. Em razão disto, recentemente alguns SDs têm sido equipados com Sistemas de Aquisição e Supervisão de Dados (SCADA do inglês, *Supervisory Control and Data Acquisition*), que usualmente disponibilizam medidas nas subestações (medidas de corrente/potência nas saídas dos alimentadores e medidas de magnitude de tensão nas barras das subestações). Em alguns SDs o SCADA está sendo estendido no sentido de disponibilizar algumas medidas (usualmente de corrente) nos alimentadores. Outro acontecimento recente que pode ser utilizado para melhorar a estimativa do estado de operação dos SDs foi o desenvolvimento das Avançadas Infra-estruturas de Medição

(AMI do inglês, *Advanced Metering Infrastructure*) [2].

Além das medidas do sistema SCADA e das AMI, que já são uma realidade em alguns SDs, deve-se também verificar a possibilidade de utilização das Medidas Fasoriais Sincronizadas (MFSs), para obtenção de uma estimativa mais confiável do estado operativo dos SDs [6, 8]. Lembrando que as MFSs são obtidas através das Unidades de Medição Fasorial (PMU do inglês, *Phasor Measurement Units*), que permitem realizar a amostragem sincronizada das tensões e correntes analógicas trifásicas utilizando como base de tempo, para sincronização, o sinal de relógio do sistema de Geo-Posicionamento por Satélite (GPS). Entretanto, vale ressaltar que poucos trabalhos investigaram a possibilidade de utilização de MFSs no processo de estimação de estado em SDs. Por outro lado, vários já investigaram a utilização dessas medidas para estimação de estado em sistemas de transmissão [9, 10].

O aumento do número de medidas disponíveis nos SDs vem motivando o desenvolvimento de Estimadores de Estado (EEs) para monitoração em tempo real desses sistemas que fazem uso de procedimentos matemáticos mais rigorosos, assim como já vem sendo realizado a muito tempo para os sistemas de transmissão. Nesse sentido importa mencionar que em função do aumento da complexidade dos SDs, nos próximos anos o processo de estimação de estado em SDs terá um papel tão importante (ou mais) do que tem hoje para sistemas de transmissão[2] pois, a implantação de diversas funcionalidades relacionadas ao conceito de redes inteligentes dependem de estimações mais confiáveis do estado operativo corrente dos SDs, tais como: localização de faltas, restauração de energia após a ocorrência de faltas permanentes, análise de contingências, controle do perfil de tensão, etc.

Na tentativa de desenvolver EEs para SDs, algumas pesquisas fizeram uso diretamente de métodos aplicados em sistemas de transmissão, como, por exemplo, o EE proposto em [11]. Entretanto, algumas características particulares dos SDs inviabilizam a aplicação prática desse tipo de EE em tais sistemas. Essas características são as seguintes [1, 2, 12, 13, 14, 7]:

- usualmente os SDs são compostos por alimentadores radiais, com ramais que podem ser monofásicos, bifásicos (cargas residenciais) ou trifásicos (cargas comerciais e industriais);
- os SDs são compostos por redes usualmente curtas, não-transpostas, desbalanceadas por natureza (em virtude da impossibilidade de distribuir uniformemente as cargas nos alimentadores) e com alta relação resistência/reatância;
- são diversas as possibilidades de conexão dos transformadores e das cargas dos SDs;
- a dimensão do problema é muito elevada, pois, mesmo para uma cidade de pequeno porte (de até 50 mil habitantes), o SD pode conter milhares de barras bifásicas e trifásicas;
- a maioria dos alimentadores possuem medidas de corrente ao invés de medidas de potência, que representam um problema para utilização no processo de Estimação de Estado [15] (problemas de ordem numérica).
- normalmente os estados de dispositivos seccionadores e de banco de capacitores, bem como a posição de taps de transformadores, não são monitorados de forma direta;
- reduzido número de medidas, em relação aos sistemas de transmissão;

- utilização de medidas com qualidades bem distintas, pois umas são provenientes de medidores, outras são medidas virtuais (informações fornecidas pelas barras de injeção nula) e outras são pseudo-medidas de carga obtidas a partir das AMI ou de dados históricos da operação do sistema [16, 17].

Ante o exposto, os SDs trazem complexidades adicionais que devem ser consideradas para o desenvolvimento de um EE eficiente, já que a resposta do mesmo será tão mais confiável e precisa quanto mais perto da condição operativa real o sistema estiver sendo modelado.

Dentre os EEs desenvolvidos, o EE por Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) é o mais utilizado na prática em Sistema elétrico de Potência (SEP). Isto em razão da simplicidade da sua formulação, bem como da facilidade com que nos permite implantar em computador. Vale destacar, ainda, que diversas pesquisas relatam experiências interessantes com o desenvolvimento do EE por MQP para SDs, como, por exemplo, o trabalho apresentado em [2].

Além dos EEs por MQP, diversos outros foram desenvolvidos para SD, como, por exemplo, os baseados em matrizes de admitância [18] e os que utilizam, como variáveis de estado, os fluxos de corrente nos ramos da rede [19, 20, 21].

É importante mencionar também, que em virtude do número reduzido de medidas, faz-se necessário utilizar pseudo-medidas para que seja possível estimar o estado do SD. Nos estudos realizados durante o desenvolvimento deste trabalho, apresentados sucintamente em [22], foi analisado o efeito da utilização de pseudo-medidas de carga (injeções de potência ativa e reativa nas barras representando transformadores de distribuição) e de medidas virtuais no processo de estimação de estado em SDs. Esses estudos comprovaram a necessidade de desenvolvimento de metodologias eficientes para determinação de pseudo-medidas de carga de boa qualidade, pois, a diminuição do grau de qualidade dessas medidas influencia e muito as estimativas obtidas.

Dessa forma, além das pesquisas com o objetivo de desenvolvimento de um EE para SDs, diversas outras objetivaram o desenvolvimento de técnicas para modelagem de pseudo-medidas de carga [21, 23, 24].

1.2 Proposição

Face às informações apresentadas na seção anterior, constata-se que: é cada vez maior a necessidade de desenvolvimento de EEs para monitoração em tempo real dos SDs; os EEs tradicionais, desenvolvidos para sistemas de transmissão, não podem ser utilizados de forma direta em SDs; e a maioria dos EEs desenvolvidos para SDs não consideram todas as particularidades desses sistemas, fugindo, assim, da realidade prática.

Propõe-se, neste trabalho, o desenvolvimento e implantação, em computador, de uma metodologia para tratamento das diversas etapas do processo de estimação de estado em SDs, que possibilitará o tratamento adequado das particularidades dos SDs no contexto atual (com poucas medidas disponíveis) e futuro (contando com mais medidas SCADA e com as AMI e MFSs). Ou seja, possibilitará: análise de sistemas desbalanceados e desequilibrados, com ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos; o tratamento de sistemas radiais e malhados sem perda de precisão; uma modelagem adequada dos componentes dos SDs, considerando as várias possibilidades de

conexão dos transformadores e dos reguladores de tensão; o tratamento de diversos tipos de medidas (medidas convencionais obtidas pelo sistema SCADA, medidas virtuais, pseudo-medidas de carga e de dados históricos e MFSs), ponderando-as de acordo com as respectivas precisões.

A metodologia proposta vai trabalhar no nível dos alimentadores dos SDs, compreendendo quatro estágios que possibilitarão: geração de pseudo-medidas de carga (Estágio 1); análise e restauração de observabilidade e identificação de medidas críticas (Estágio 2); estimação de estado propriamente dita (Estágio 3); e processamento de erros grosseiros (Estágio 4).

O processo de geração de pseudo-medidas de carga (Estágio 1) consiste em estimar as demandas dos transformadores de distribuição dos alimentadores a partir dos perfis de carga e de informações de consumo de energia dos consumidores conectados a cada transformador de distribuição. As demandas dos alimentadores (pseudo-medidas de injeção de potência ativa e reativa) são então alocadas (estimadas) individualmente nos postos transformadores (barras com transformadores de distribuição) dos alimentadores, provendo uma medida da incerteza desta estimativa (desvios padrão das pseudo-medidas). Esse procedimento de geração de pseudo-medidas será realizado com base no processo de agregação de cargas apresentado em [25]. Vale destacar que este estágio não é realizado em tempo-real (processa apenas informações *off-line*) e possibilitará a geração de pseudo-medidas de carga para todas as barras com transformadores não monitoradas de um alimentador. Entretanto, tendo em vista a possibilidade de existência de algumas medidas SCADA nos alimentadores, usualmente algumas das pseudo-medidas geradas neste estágio não serão de fato processadas pelo EE no Estágio 3. Serão processadas apenas as pseudo-medidas que forem realmente necessárias para tornar o alimentador observável. Ou seja, para possibilitar a estimação das tensões complexas nodais em todas as barras do alimentador em análise.

No Estágio 2, que é processado em tempo-real, realizar-se-á então a análise de observabilidade. Se o alimentador não for observável considerando apenas as medidas obtidas em tempo real (SCADA e MFSs), a metodologia proposta possibilitará a seleção de um conjunto mínimo de pseudo-medidas (de carga gerada no Estágio 1 e/ou de dados históricos) necessárias para restaurar a observabilidade. Em seguida, a metodologia analisará o conjunto de medidas disponível para realização da estimação de estado (medidas virtuais, medidas SCADA, MFSs e pseudo-medidas que tenham sido selecionadas para restauração da observabilidade) para identificar as medidas críticas. Vale lembrar que medida crítica é aquela que, caso perdida, causa a perda da observabilidade. No contexto de redes inteligentes, à medida que o número de medidas em tempo real aumenta, se torna importante desenvolver metodologias para análise e restauração da observabilidade, uma vez que essa metodologia poderá ser associada de maneira a limitar o número de pseudo-medidas utilizadas ou mesmo proporcionar flexibilidade ao operador na escolha de quais pseudo-medidas serão consideradas no processo de estimação de estado. Para realização do Estágio 2 utilizar-se-á o processo de fatoração triangular da matriz Jacobiana do EE trifásico por MQP proposto neste trabalho.

No Estágio 3, obtém-se as estimativas das tensões complexas nas barras do alimentador em análise. Para realizar esse processo de estimação de estado será desenvolvido um EE trifásico, por MQP, para SDs, que possibilitará o tratamento das particularidades desses sistemas destacadas na seção anterior, bem como, o processamento simultâneo de medidas de diversas origens

(SCADA, MFSs, virtuais e pseudo-medidas de carga geradas no Estágio 1 e de dados históricos). Importa ressaltar que as principais razões de ter sido desenvolvido um EE trifásico para SDs baseado no método dos MQP são as seguintes: formulação bastante conhecida e aceita na prática; possibilidade de estender, para a modelagem trifásica, métodos para análise de observabilidade e redundância de medidas já desenvolvidos para modelagem monofásica do EE por MQP; facilidade para inclusão de medidas distintas (pseudos, virtuais, fasoriais sincronizadas, etc.), sem a necessidade de obtenção de medidas equivalentes e de elaboradas análises estatísticas para definição das ponderações das medidas; e possibilidade de utilização da modelagem trifásica já consagrada de diversos componentes dos SDs (bancos de capacitores, reguladores de tensão, etc.). É importante destacar que, assim como a maioria dos trabalhos já desenvolvidos na área, esta tese não apresentará proposta alguma para tratamento da falta de sincronismo das diversas informações processadas pela metodologia, como, por exemplo, entre as demandas estimadas e medidas na rede secundária, entre as medidas disponíveis na rede primária e as disponíveis nas subestações e entre medidas SCADA e MFSs.

Finalmente, no Estágio 4, realizar-se-á o processamento de Erros Grosseiros (EGs) nas medidas obtidas em tempo-real, ou seja, detecção, identificação e eliminação das medidas portadoras de EGs. Para realização dessa etapa a metodologia proposta vai se basear no conhecido teste do maior resíduo normalizado, desenvolvendo uma versão trifásica híbrida para esse teste. Isto é, uma versão que considera a modelagem trifásica dos SDs e conjuntos de medidas formados por medidas SCADA e MFSs.

Resultados de diversas simulações, com os alimentadores de teste do IEEE de 4, 13 e 36 barras, têm demonstrado a alta precisão e confiabilidade da metodologia proposta, mesmo na ocorrência de situações de perda momentânea de medidas.

1.3 Estrutura da tese

Este texto encontra-se dividido em 6 capítulos.

No Capítulo 2 define-se, de uma maneira mais formal, o processo de estimação de estado em SEP, destacando alguns trabalhos desenvolvidos para estimação de estado em sistemas de transmissão, distribuição, ressaltando a geração de pseudo-medidas no contexto de estimação de estado para SDs, bem como a utilização de MFSs.

Os métodos utilizados como base para desenvolvimento da metodologia proposta neste trabalho encontram-se no Capítulo 3.

No capítulo 4 apresenta-se a modelagem trifásica do SD e dos dispositivos existentes nesse sistema.

No capítulo 5 encontra-se a metodologia proposta nesta tese e exemplos didáticos para melhor compreensão do leitor.

No capítulo 6 realiza-se a análise dos resultados de algumas simulações computacionais.

As considerações finais deste projeto de doutorado, os trabalhos publicados provenientes desta tese e as perspectivas futuras encontram-se no capítulo 7.

Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Potência

2.1 Introdução

A estimação de estado surgiu como consequência de uma série de blecautes que aconteceram nos sistemas elétricos dos Estados Unidos nos meados dos anos 60, que fizeram reconsiderar a filosofia sobre o controle e a segurança operativa dos SEPs que estava sendo praticada.

Visando controlar as redes com maior periodicidade e aproveitando os avanços nas áreas da computação e das telecomunicações, aumentaram a quantidade de medidas em tempo real, dando origem assim aos Sistemas SCADA. Nesta filosofia, na tentativa de tornar mais confiável a operação dos SEPs, Schweppe publicou uma série de três artigos, [26, 27, 28] apresentando a formulação geral do processo de Estimação de estado em SEPs com base no método dos MQP.

Em termos gerais, a estimação de estado consiste na obtenção, em tempo real, das variáveis de estado de um SEP (normalmente as tensões complexas nodais), a partir do processamento de um conjunto de medidas redundantes constituído usualmente de medidas de potência ativa e reativa (fluxo e injeção) e de magnitude de tensão provenientes do sistema SCADA. Assim sendo, as medições realizadas e as variáveis de estado de um SEP podem ser relacionadas através do modelo de medição representado pela equação 2.1.

$$z = h(x) + w \quad (2.1)$$

onde:

z : vetor de medidas analógicas aferidas ($m \times 1$);

x : vetor de variáveis de estado ($N \times 1$), constituído por $n - 1$ ângulos de fase de tensão de barra e n magnitudes de tensão de barra, pois uma das barras do SEP é escolhida como referência angular ($N = 2n - 1$);

$h(.)$: vetor de funções não-lineares, relacionando as quantidades medidas e as variáveis de estado ($m \times 1$);

w : vetor de erros aleatórios das medidas analógicas ($m \times 1$), que são considerados como variáveis aleatórias independentes, com distribuição Gaussiana de média zero e matriz de covariância R_z suposta diagonal ($R_z = \text{diag}(\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2)$).

m e n o número de medidas e o de barras do SEP, respectivamente.

Conforme informado no capítulo 1, usualmente as medidas analógicas utilizadas no processo de estimação de estado em SEP são medidas de potência ativa e reativa (fluxo em linhas e transformadores e injeção em barras) e de magnitude de tensão em barras, obtidas pelo Sistema SCADA. Normalmente, as informações fornecidas pelas barras de injeção nula são também utilizadas como medidas no processo de estimação de estado em SEP. Tais informações, definidas como medidas virtuais [15], são, a rigor, corretas, apesar da não existência de medição física. Dessa forma, as medidas virtuais podem ser tratadas como medidas de injeção de potência de baixa variância, ou como restrições de igualdade a serem incluídas na formulação do problema de estimação de estado em SEP.

Em razão da simplicidade da sua formulação, bem como da facilidade com que se permite implantar em computador, o EE por MQP é o mais utilizado na prática em SEP. Através desse estimador, para se obter a melhor estimativa das variáveis de estado, deve-se minimizar a função objetivo dada pela equação 2.2.

$$J(x) = [z - h(x)]^t R_Z^{-1} [z - h(x)] \quad (2.2)$$

A estimativa do vetor de variáveis de estado x é obtida de forma recursiva, através do cálculo da matriz Jacobiana $H(x^k) = \frac{\partial h(x)}{\partial(x)}$, e da solução do conjunto de equações 2.3 e 2.4 (Algoritmo iterativo Gauss-Newton):

$$G(x^k)(x^{k+1} - x^k) = H^t(x^k)R_Z^{-1} [z - h(x^k)] \quad (2.3)$$

Sendo x^k o valor de x na iteração k , e

$$G(x^k) = H^t(x^k)R_Z^{-1}H(x^k) \quad (2.4)$$

sendo G a matriz Ganho.

O processo convencional de estimação de estado consiste usualmente de 4 etapas: Configuração da rede, análise e restauração da observabilidade do sistema, a estimação de estado propriamente dita e o processamento de EGs.

A etapa de configuração da rede tem por objetivo a obtenção da topologia do sistema, no modelo barra/ramo. A partir das medidas lógicas, que são realizadas continuamente e consistem em estados de chaves e disjuntores, bem como de informação quanto ao tipo e à localização dos medidores instalados no sistema, o configurador de redes permite determinar a topologia e a correspondente configuração de medidores, no modelo barra-ramo (que corresponde ao digrama unifilar do sistema) [29].

través do modelo barra-ramo, obtido pelo configurador, é realizada a segunda etapa do processo de Estimação de Estado do SEP. Verifica-se se é possível, através das medidas analógicas e virtuais disponíveis, determinar as variáveis de estado em todas as barras do sistema. Em caso afirmativo, o sistema é dito observável. Caso contrário, essa falta de medidas pode ser suprida, em algumas situações, por pseudo-medidas (dados históricos, de previsão de carga, etc., disponíveis nos centros de operação), através das quais o sistema se torna observável como um todo. Outra alternativa, para essa situação, é determinar as partes observáveis do sistema, isto é, as ilhas observáveis [30, 31, 32, 33, 34].

O sistema sendo observável, considerando a topologia do sistema e através dos seus parâmetros armazenados no banco de dados, bem como do conjunto disponível de medidas analógicas, realiza-se a terceira etapa do processo, ou seja, estimam-se as variáveis de estado de todas as barras do sistema.

Como se pode observar, a estimação de estado é dependente da qualidade das medidas. Assim, se o vetor das medidas estiver afetado por EGs, os resultados desenvolvidos pelo estimador não serão confiáveis. Na prática, esses erros são causados, por exemplo, por problemas nos canais de comunicação, instrumentos de medição defeituosos, erro na modelagem de pseudo-medidas, etc. Normalmente a influência desses erros faz-se notar na convergência do algoritmo e na precisão da estimativa obtida. O principal objetivo do processo de detecção e identificação de EGs, quarta etapa do processo de Estimação de Estado em SEP, é eliminar o efeito destes sobre o vetor de estado estimado.

Diz-se que uma medida é portadora de EG, quando apresenta grau de imprecisão muito maior do que é suposto no modelo de medição. Mais precisamente, uma medida é portadora de EG se a mesma desvia do seu valor “verdadeiro” de, no mínimo, três vezes o seu desvio padrão [15].

Dentre os diversos métodos desenvolvidos, para detecção e identificação de medidas com EGs, os mais utilizados são aqueles baseados na análise estatística dos resíduos das medidas, que é a diferença entre o valor medido e o valor estimado das medidas [15, 35].

É importante mencionar que a maioria dos EEs desenvolvidos considera a modelagem barra-ramo da rede, pressupondo que os dados processados pelo configurador estejam corretos, embora isto não seja sempre verdadeiro. Identificar os erros de topologia, que passaram despercebidos pelo configurador de redes, utilizando a modelagem barra-ramo da rede não é sempre eficiente. Para aumentar a confiabilidade da identificação de erros de topologia alguns trabalhos propõem a modelagem da rede no nível de seção de barra, onde chaves e disjuntores são explicitamente representados e executa-se a estimação de estado e de topologia ao mesmo tempo [36]. Apesar de implicar em um aumento no número de variáveis a serem estimadas, este nível de detalhamento permite a inclusão de novas informações provenientes desta representação, tais como injeção de potência nula em seções de barra e diferença angular e de potencial nulas em disjuntores fechados.

2.2 Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica

Existem várias definições para o conceito de “*Smart Grids*” ou Redes Inteligentes, mas é relativamente um novo termo que se refere à aplicação intensa de tecnologias de informação e comunicação nos sistemas elétricos [37]. Em virtude desse alto nível de tecnologia agregado, as *smart grids* conseguem responder a várias demandas da sociedade moderna, tanto no que se refere às necessidades energéticas, quanto em relação ao desenvolvimento sustentável. Vale destacar ainda que o processo de estimação de estado em SDs ganhou força nas últimas décadas pelo fato de várias empresas estarem em processo de instalação, ou planejando a instalação, de sistemas SCADA, a fim de aumentarem a confiabilidade do processo de operação das suas redes

de distribuição.

Conforme Lefebvre; Prevost e Lenoir em [7], o EE é a ferramenta central para habilitar funcionalidades *Smart Grids* em SDs, como por exemplo, para a análise de contingência, localização de faltas e restauração, resposta à demanda e controle da tensão.

De acordo com o apresentado no capítulo 1, na tentativa de desenvolver EEs para SDs, pesquisas pioneiras propuseram a utilização direta de métodos aplicados em sistemas de transmissão. Porém, características particulares dos SDs inviabilizaram esse procedimento, tornando necessário a proposição de EEs específicos para SDs.

Destacam-se, a seguir, as ideias principais, as contribuições e limitações de alguns EEs desenvolvidos para SDs. As primeiras pesquisas tratando especificamente do problema de Estimação de Estado em SDs datam da década de 1990. O principal problema para o desenvolvimento dessas pesquisas sempre foi o limitado número de medidas disponíveis nos SDs.

Roytelman e Shahidehpour em [38] propuseram uma técnica para Estimação de Estado em SDs que faz uso de um número limitado de medidas. As correntes dos ramos são definidas como variáveis de estado. A solução é encontrada mediante a minimização, pelo método dos MQP, do somatório do quadrado da diferença entre as correntes medidas e as estimadas. É importante mencionar que a maioria das correntes tomadas como medidas neste trabalho, na realidade, são pseudo-medidas provenientes de análises de curvas de carga. Outro ponto importante deste trabalho é que o método proposto transforma as medidas de fluxos de potências ativa e reativa em medidas equivalentes de correntes.

Baran e Kelley em [11] desenvolveram uma técnica trifásica baseada no método dos MQP para Estimação de Estado em SDs, definindo as tensões complexas nodais como variáveis de estado do sistema. Para suprir a falta de medida dos SDs, os autores utilizam, como pseudo-medidas, dados de previsão de carga (solução de um fluxo de carga). Além disso, o método admite o uso de algumas medidas dos módulos de corrente de linha ao longo do alimentador, porém a utilização destas faz com que a matriz Jacobiana não seja constante, pois dependem das variáveis de estado e devem ser calculados a cada iteração. Posteriormente, em [19], foi desenvolvido um EE trifásico, baseado no algoritmo dos MQP, com as correntes dos ramos definidas como variáveis de estado e a inclusão de previsões de demanda para suprir a indisponibilidade de medidas em tempo-real. Apesar de o EE proposto contemplar grande parte dos requerimentos necessários para a análise dos SDs, possui como desvantagem principal, ao usar o método por MQP, a necessidade de transformar todas as medidas de magnitude de tensão, fluxos e injeções de potência ativa e reativa em medidas equivalentes de corrente. Essas transformações são necessárias porque não existem equações que relacionem esses tipos de medidas diretamente com as correntes dos ramos. O uso de medidas equivalentes é uma característica indesejável nas aplicações que requerem modelos exatos das redes de distribuição de energia [39].

Lu; Teng e Liu em [40] propuseram o uso do método dos MQP, definindo as tensões complexas nodais como variáveis de estado do sistema, com o equacionamento em coordenadas retangulares. Além disso, transformam-se todas as medidas do sistema em medidas equivalentes de correntes. Ao fazer isto, a Matriz Jacobiana passa a ter termos constantes e iguais aos elementos da matriz de admitância nodal, a vantagem de se fazer isso, comparado a Matriz Jacobiana proposta em [19], é o fato de não precisar fazer tantas aproximações para tornar essa matriz constante durante

o processo de solução do problema. A desvantagem deste trabalho é a necessidade de um número elevado de medidas, fazendo-se obrigatória a inclusão de pseudo-medidas, cujos pesos dentro da formulação dos MQP são fixados, sem nenhuma fundamentação, em $1/50$, diferente dos pesos adotados para medidas em tempo-real (valores iguais a $1/3$).

A desvantagem dos métodos que fazem uso das correntes como variáveis de estado é a exigência de transformar qualquer outro tipo de medida disponível em uma medida equivalente de injeção de corrente, dificultando assim a utilização de medidas de magnitude de tensão [2]. Em razão disso, transformar medidas em injeção de corrente possui desvantagens teóricas e práticas, pois, além de envolver aproximações no processo de solução, envolve também aproximações do problema original. Dessa forma, o problema resolvido é como se fosse uma "réplica" do problema original, mas não seu equivalente.

Meliopoulos e Zhang em [41] utilizaram uma nova formulação trifásica que é resolvida através do método dos MQP e que não depende das pseudo-medidas de carga do sistema. Para isto, são definidas como variáveis de estado as tensões nodais e as correntes das cargas do sistema. Não obstante, essa proposta é fundamentada na existência de um sistema de supervisão composto por um sistema de medição fasorial sincronizado. Em razão de o método evitar a utilização de previsões de demanda dentro do plano de medidas é essencial contar com um elevado número de medidas em tempo-real.

Ghosh et al., em [16] propuseram uma forma alternativa para estimação de estado em SDs, que faz uso de uma extensão do fluxo de carga probabilístico. As medidas reais são tratadas como restrições de solução e as estimativas de carga de consumidores como pseudo-medidas correlacionadas com comportamento estocástico e ajustadas pela função densidade de probabilidade beta. O estimador explora a característica radial da rede e pode ser separado em duas partes: a primeira parte é uma análise determinística que obtém os valores esperados das tensões através do fluxo de potência de varredura direta/inversa e das cargas, enquanto que a segunda parte é probabilística e determina a variância dos valores estimados na seção determinística, também encontradas por um processo similar ao de varredura direta/inversa.

Continuando com a estratégia de combinar medidas em tempo-real com dados históricos provenientes de previsões de demanda, Celik e Liu em [42] propuseram um algoritmo para determinar o ponto de operação, que usa um modelo de ajuste de demanda baseado no fluxo de carga de Gauss-Seidel. Segundo os autores, esse modelo pode ser modificado facilmente para diferentes tipos de dados históricos da rede sem comprometer a sua robustez e a sua simplicidade.

Baran em [12] desenvolveu um EE trifásico para SDs baseado no método MQP. Na formulação proposta as medidas virtuais (injeções nulas) são tratadas como restrições de igualdade, melhorando dessa forma o condicionamento numérico das matrizes envolvidas no processo de estimação de estado por MQP. De acordo com os autores esse EE é capaz de considerar transformadores conectados de diversas formas e pode ser aplicado em sistemas radiais ou malhados.

Em Medeiros jr; Almeida; Silveira em [17] propuseram um estimador de estado monofásico baseado no fluxo de soma de potências. Este trabalho deu origem a uma proposta que usa medidas em tempo real junto com pseudo-medidas construídas a partir de fatores de utilização e fatores de potência típicos para sistemas de distribuição [43]. Apesar dos bons resultados obtidos, o método depende, em grande proporção, de um número elevado de pseudo-medidas.

Além do mais, como a modelagem monofásica adotada não representa as características desequilibradas dos SDs reais, os autores sugerem o desenvolvimento de um modelo trifásico como trabalho futuro.

Wang e Schulz em [13] apresentaram a formulação do EE proposto em [19] a qual foi trabalhada para possibilitar a utilização de medidas de magnitude de tensão. As pseudo-medidas são geradas a partir de medidores automatizados de consumo de energia. Um aspecto interessante desta abordagem, em maior consonância com as tendências de incorporar medidores inteligentes nas redes secundárias, é o fato de essas medidas serem incorporadas no EE como pseudo-medidas, apesar de serem medidas obtidas em tempo real. A função dos medidores automatizados é refinar continuamente as curvas de carga típicas dos consumidores, não descartando a necessidade de funções de estimação das demandas dos transformadores de distribuição como pseudo-medidas.

A abordagem tradicional de EEs destinados a sistemas de transmissão aplicada em SDs é apresentada em [44] por Singh; Pal e Jabr, onde os estimadores MQP, WLAV (do inglês *Weighted Least Absolute Value*) e SHGM (do inglês *Schweppe-Huber Generalized M*) são comparados. Mostra-se que o estimador por MQP apresenta melhor desempenho quando utilizado em redes de distribuição em relação aos outros dois.

Meffe e Oliveira em [45] apresentaram uma metodologia para cálculo de fatores de ajuste de curvas de carga em função de valores medidos em ramais de distribuição. Apesar do foco do trabalho não ser monitoramento em tempo real, e sim cálculo de perdas em SD, esta metodologia apresenta conceitos que também podem ser utilizados na modelagem de pseudo-medidas. No caso os valores dos consumos de energia são corrigidos utilizando fatores de ajuste das curvas de carga dos consumidores de maneira que a energia calculada no alimentador seja próxima ao consumo de energia medido.

No interesse de melhorar o modelo estatístico das pseudo-medidas, em [46, 47] é proposto o uso do Modelo de Mistura Gaussiana (do inglês *Gaussian Mixture Model*) como forma de melhor representar a incerteza das pseudo-medidas das demandas de transformadores e suas funções de densidade de probabilidade.

Em [14] o EE proposto por Ferreira Neto usa conjuntamente o procedimento do método de fluxo de carga de varredura direta/inversa com o método dos MQP para calcular o ponto de operação do sistema a partir do fornecimento de um plano de medidas.

A proposta de se utilizar redes neurais artificiais para modelagem de pseudomedidas é abordada em [23], onde as medidas em tempo real são utilizadas como entradas e os valores das pseudo-medidas como saídas. O modelo utilizado para determinar a variância das pseudo-medidas é o de Mistura Gaussiana apresentado anteriormente. Para realizar o treinamento da rede neural utiliza-se o fluxo de potência em diversas condições topológicas e de carregamento em conjunto com as curvas de carga para determinar os pesos de cada neurônio da rede neural. Os autores apresentam resultados promissores utilizando esta abordagem, mas o foco do algoritmo também é o de encontrar pseudo-medidas que correspondam aos valores medidos em tempo real.

Em [1] foi utilizada a mesma abordagem de EE proposta em [19] tratando diversos tipos de medidas: SCADA, pseudo-medidas geradas a partir de dados históricos de carga e medidas

provenientes das AMIs, podenrando-as de forma diferente refletindo a qualidades das mesmas. Os valores para ponderar as medidas obtidas em tempo real são estabelecidos em função da periodicidade das medidas e da precisão das medidas. Para as pseudo-medidas foi considerada uma precisão de 30% e de 10% para as medidas provenientes das AMIs. Segundo o autor, o método se torna mais robusto que os EEs convencionais, em virtude de a matriz jacobiana associada tratar as medidas de corrente e potência por fase, fazendo com que a matriz Jacobiana seja bem condicionada.

Em [48] Jia; Chen e Liao, analisaram o impacto da utilização de medidas provenientes das AMIs em um EE por MQP. Os autores demonstram, através de testes realizados com e sem a utilização dessas medidas, que utilizá-las no processo de Estimação de Estado por MQP para SDs melhora a exatidão dos valores estimados. Além disso, foi adicionado até 50% de ruídos nas medidas convencionais e foi visto que o EE possui um melhor desempenho quando faz-se uso das AMIs.

Fantin et al., em [22] aferiram a importância e influência das pseudo-medidas de carga, no processo de estimação de estado trifásica por MQP. Mostra-se que a precisão dessas pseudo-medidas têm forte impacto na qualidade da estimação. Assim, propõe-se utilizar pseudo-medidas somente quando necessárias para observabilidade do sistema, e não em todas as barras co transformadores de distribuição, como nas demais abordagens. Neste contexto torna-se necessário o uso de algoritmos para análise e restauração da observabilidade para encontrar o número mínimo necessário de pseudo-medidas críticas (não redundantes), que devem ser selecionadas de acordo com as suas qualidades.

Rosseaux em [49] propôs uma extensão do vetor de variáveis de estado tradicional (tensões complexas nodais) incorporando, como variáveis de estado independentes, componentes de carga referentes às classes de consumidores conectadas ao SD. Estas novas variáveis de estado correspondem à demanda total de potência ativa de uma determinada classe de consumidor. Nesta abordagem, os valores obtidos dos medidores inteligentes (se instalados) caracterizam estatisticamente as cargas da rede secundária através de funções de probabilidade acumuladas, e leva como premissa que todos os consumidores de uma determinada classe possuem o mesmo comportamento estatístico.

Dentro do contexto de Smart Grids vem sendo proposta a instalação de medidores inteligentes nos consumidores da rede secundária. Eles têm como função a disponibilização de informações do consumo de energia elétrica em tempo real para os centros de controle, e têm papel fundamental na construção do conceito de Smart Grids. Estas medidas representam um avanço na determinação direta das demandas dos consumidores de energia, e por consequência dos transformadores de distribuição. Apesar disso, trabalhos que incorporam medidores inteligentes no processo de EE em SDs tratam essas medidas dentro das metodologias de geração de pseudo-medidas e não diretamente em seus EEs como medidas tradicionais do sistema SCADA [2]. Isto se dá pelo fato de que estas não são medidas diretas das demandas dos transformadores de distribuição, e sim medidas de consumo de energia elétrica nos consumidores finais, ou seja, ainda assim descartam as perdas na rede secundária. Além disto, estes medidores inteligentes também estão sujeitos à falhas de comunicação, e muitas vezes com uma incidência maior destas falhas como apresentado em [13]. Com isso, mesmo com o incremento destas medidas nos SDs,

provavelmente as mesmas não irão descartar a necessidade de metodologias de agregação de cargas e geração de pseudo-medidas, por exemplo.

Vale destacar ainda que atualmente, em virtude da presença cada vez mais comum de cargas não lineares nos setores industriais, residenciais e comerciais, que vem produzindo distorções harmônicas nos SDs com valores superiores aos limites determinados pelos padrões vigentes, estudos para estimação de harmônicos em SD têm sido um tópico de pesquisa de grande interesse [50].

2.3 Medição Fasorial Sincronizada no Processo de Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Potência

Na tentativa de melhorar a confiabilidade do processo de estimação de estado em SEP, que depende da qualidade e redundância das medidas disponíveis, diversas pesquisas vêm sendo realizadas, nos últimos anos, visando à possibilidade da utilização das MFSs.

Justifica-se o interesse crescente pela inclusão de MFSs, no processo de estimação de estado em SEP, não apenas pelo fato de as mesmas apresentarem, em geral, um nível de precisão maior que as medidas obtidas pelo sistema SCADA, mas também pelo fato da existência de variáveis, cuja medição era antes impossível, passarem a ser monitoradas através das MFSs, como é o caso dos ângulos de fase das tensões nodais e dos fasores de corrente nos ramos da rede elétrica.

Nas últimas décadas, a tecnologia de medição fasorial sincronizada tem mostrado grande potencialidade para aplicações em monitoramento e controle de SEP. Várias pesquisas têm abordado a possibilidade de obtenção de um sistema de medição sincronizada de fasores [51, 52] e, atualmente, a implantação de equipamentos responsáveis por essas aferições, as PMUs, tornou-se uma realidade que se nos apresenta como uma forte tendência de utilização.

Normalmente as PMUs são instaladas nas diversas subestações do sistema elétrico e seus dados transmitidos para concentradores de dados remotos por meio de canais de telecomunicações

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 superior àquela obtida por sistemas convencionais. Outro ponto importante é que as PMUs podem fornecer a medida direta do estado do sistema nos pontos onde foram instaladas, em tempo real, se tornando uma ferramenta essencial para o processo de estimação de estado.

Diversas pesquisas recentes demonstram que a utilização de MFS, no processo de estimação de estado em SEP, proporciona uma melhoria significativa no desempenho e na robustez do estimador [53, 10, 54, 55]. Salienta-se ainda a possibilidade de tornar linear o problema de Estimação de estado em SEP, desde que todas as tensões complexas nodais do SEP sejam monitoradas por PMUs. Observe que isso é possível, uma vez que as MFS relacionam diretamente as variáveis de estado (tensões complexas nodais), ao contrário das medidas convencionais de potência, as quais relacionam medidas e variáveis de estado, através de funções não lineares. Contudo, devido aos custos elevados envolvidos na instalação de PMUs, principalmente decorrentes da necessidade de telecomunicação, os atuais sistemas de medição, destinados ao processo de Estimação de estado em SEP, não serão completamente substituídos por PMUs, em um curto

intervalo de tempo. Eis a razão de já terem sido propostos estimadores de estado híbridos, que fazem uso de medidas convencionais (medidas de potência e de magnitude de tensão, obtidas pelo sistema SCADA) e MFSs [53, 10], bem como metodologias para análise e restauração de observabilidade [56, 57], considerando sistemas de medição híbridos.

O EE híbrido (que processa medidas convencionais SCADA e MFSs) proposto em [51] trabalha em duas etapas: a primeira consiste de um estimador linear que processa apenas MFSs, para tratar as áreas observáveis por PMUs; já a segunda consiste de um processo de estimação convencional para as regiões não monitoradas por PMUs. Entretanto, essa abordagem requer várias considerações nas regiões de fronteira entre áreas supervisionadas e não supervisionadas por PMUs [58].

Vale destacar que uma das dificuldades encontradas para implantação de estimadores de estado híbridos é a determinação da referência de ângulo de fase para as tensões. Observe que, no processo de Estimação de estado convencional, isto é, sem MFSs, uma das barras do sistema é escolhida como referência angular. Assim, atribui-se zero para o ângulo de fase de tensão dessa barra e os ângulos estimados, para as demais barras, a tomam como referência. Tendo em vista que não é usual a monitoração direta dos ângulos de fase de tensão, via sistema SCADA convencional, essa prática é apropriada, uma vez que é irrelevante, para o processo de Estimação de estado, o valor absoluto do ângulo de fase de tensão da barra de referência. Todavia, quando estão presentes medidas convencionais e MFSs, aquela prática não é adequada. Isto porque as medidas de ângulo de fase de tensão, fornecidas pelas PMUs, são obtidas a partir de outro referencial, que é determinado pelo instante de tempo fornecido pela recepção do sinal emitido pelo sistema GPS.

Em [59] os Zivanovic e Cairns, sugerem, para a solução desta questão, que as próprias medidas de ângulo de tensão fornecidas por sincrofasores sejam consideradas como referências angulares. Um dos problemas, neste caso, é que as referências se tornarão medidas críticas, caso não haja uma redundância adequada. Os autores, então, propõem, de forma alternativa, a substituição de medidas de ângulo por medidas de diferenças entre ângulos. Nesse caso, não haverá conflito, já que a medida usada será independente de referência angular. Os autores também sugerem o uso de EE linear em áreas observáveis por sincrofasores.

Em [10] os autores propõem um EE híbrido, por MQP, capaz de utilizar simultaneamente medidas convencionais e fasoriais sincronizadas de uma forma mais simples e direta. Esse estimador trata as MFSs como se fossem medidas convencionais. Na existência de pelo menos uma medida sincronizada de ângulo de fase de tensão, a referência de ângulo de fase para as tensões vai ser determinada pelo sinal emitido pelo sistema GPS. Entretanto, na ausência de tais medidas, utilizar-se-á a prática convencional, ou seja, uma das barras do sistema é escolhida como referência angular.

Posteriormente, em [9] Korres e Manousakis, desenvolveram um estimador de estado híbrido por MQP que apresenta as seguintes vantagens: não exige muitas mudanças na formulação convencional do processo de Estimação de estado em SEP por MQP; não requer a escolha de uma barra como referência angular, nem mesmo a criação de uma barra de referência virtual; possibilitando ainda o processamento de EGs em medidas SCADA e MFSs, desde que a redundância seja adequada.

2.4 Considerações Finais

De acordo com as pesquisas já desenvolvidas na área em pauta, algumas citadas neste capítulo, não é adequado utilizar, em SD, EEs desenvolvidos para sistemas de transmissão, pois a estimativa fornecida não seria confiável e precisa. Isto porque os SDs apresentam características particulares, já mencionadas, que devem ser levadas em consideração para obter, assim, uma estimativa mais precisa das suas variáveis de estado.

Em suma, um EE para SDs deve possibilitar:

- Análise de sistemas desbalanceados e desequilibrados, com ramais monofásicos e bifásicos;
- Tratamento de sistemas radiais e malhados, sem perda de precisão;
- Modelagem adequada dos componentes dos SDs, considerando as várias possibilidades de conexão das cargas e dos transformadores;
- Tratamento de diversos tipos de medidas, ponderando-as de forma a refletir o grau de precisão das mesmas.

Dentre os EEs já desenvolvidos para SDs destaca-se o estimador por MQP, isto em razão dos seguintes pontos: formulação bastante conhecida e aceita na prática; possibilidade de estender, para a modelagem trifásica, métodos para análise de observabilidade e redundância de medidas já desenvolvidos para modelagem monofásica do EE por MQP; facilidade para inclusão de medidas distintas (pseudos, virtuais, fasoriais sincronizadas, etc.), sem a necessidade de obtenção de medidas equivalentes e de elaboradas análises estatísticas para definição das ponderações das medidas; possibilidade de utilização da modelagem trifásica já consagrada de diversos componentes dos SDs (banco de capacitores, reguladores de tensão, etc.).

Características Qualitativas de Conjuntos de Medidas e Processamento de EGs no contexto de Estimação de Estado em SEP

3.1 Introdução

Este capítulo apresentará, de forma sucinta, os métodos utilizados como base para desenvolvimento da metodologia proposta neste trabalho, que possibilitam análise das características qualitativas de conjuntos de medidas e processamento de EGs para efeito de Estimação de Estado em SEP (EESEP). Vale destacar que os métodos para tratamento das características qualitativas foram desenvolvidos pelo grupo de pesquisadores, em Estimação de Estado, do Laboratório de Análise Computacional de Sistemas Elétricos de Potência (LACO/SEP), no qual este doutorado está inserido.

Antes de apresentar os métodos supracitados, apresentar-se-ão algumas definições importantes para o entendimento desses métodos. Nesse sentido, importa começar este capítulo informando que no contexto de EESEP, características qualitativas de conjuntos de medidas referem-se à análise de observabilidade e de redundância de medidas.

Para escrever este capítulo foram utilizados, como base, os artigos que serão referenciados ao longo do texto e o trabalho apresentado em [60].

3.2 Observabilidade de SEP

O problema de observabilidade de SEP consiste em verificar se é possível estimar todas as variáveis de estado do SEP, através das medidas disponíveis. Para auxiliar no desenvolvimento de metodologias para análise de observabilidade, em [61] foram definidos os conceitos de observabilidade algébrica, numérica e topológica, a partir da formulação do EE por MQP, bem como o conceito de observabilidade $P\Theta$ e QV .

Observabilidade Algébrica

Analisando a formulação do EE por MQP, apresentada anteriormente no capítulo 2, verifica-se que, para resolver a equação normal, isto é, a equação 2.3, e obStott e Alsaç em [62], bem como o método de estimação de estado desacoplado rápido proposto por Garcia; Monticelli e Abreu em [63], conseguem obter vantagens computacionais na solução dos respectivos problemas. O desacoplamento $P\Theta$ e QV pode ser também utilizado para facilitar a análise de observabilidade de SEP.

Conforme apresentado no capítulo 2, seção 2.1, para um SEP com n barras, o número de variáveis de estado a serem estimadas é $2n - 1$, sendo $n - 1$ ângulos de fase de tensão de barra e n magnitudes de tensão de barra, tendo em vista que uma das barras do sistema é adotada como referência angular (isto na ausência de MFSs). Dessa forma, para determinar se um SEP com n barras é observável, importa verificar se é possível estimar as $2n - 1$ variáveis de estado desse SEP, considerando todas as medidas analógicas disponíveis. Consequentemente, fazendo uso da definição de observabilidade algébrica previamente apresentada, um SEP com n barras é algebricamente observável, com respeito a um conjunto de medidas, se:

$$Posto(H) = 2n - 1. \quad (3.1)$$

Entretanto, através do desacoplamento $P\Theta$ e QV , o qual se baseia no fato de as sensibilidades $\frac{\partial P}{\partial \Theta}$ e $\frac{\partial Q}{\partial V}$ serem mais intensas que as sensibilidades $\frac{\partial P}{\partial V}$ e $\frac{\partial Q}{\partial \Theta}$, permite-se-nos realizar a análise de observabilidade separadamente, para cada um dos modelos.

Dessa forma, para determinar se um SEP é $P\Theta$ observável, importa verificar se é possível estimar os $n - 1$ ângulos de fase de tensão desse SEP, considerando apenas as medidas de potência ativa (fluxos ativos nos ramos e injeções ativas em barras).

De forma análoga, para determinar se o SEP é QV observável, importa verificar se é possível estimar as n magnitudes de tensão desse SEP, considerando apenas as medidas de potência reativa (fluxos reativos nos ramos e injeções reativas em barras) e as medidas de magnitude de tensão em barras.

Considerando então a definição de observabilidade algébrica, um SEP com n barras é $P\Theta$ algebricamente observável, com respeito a um conjunto de medidas, se:

$$Posto(H_{P\Theta}) = n - 1. \quad (3.2)$$

Da mesma forma, um SEP com n barras é QV algebricamente observável, com respeito a um conjunto de medidas, se:

$$Posto(H_{QV}) = n. \quad (3.3)$$

Vale ressaltar que, para sistemas de medição SCADA, em que as medidas de potência ativa e reativa são realizadas aos pares, a observabilidade algébrica garante a observabilidade algébrica QV , desde que exista pelo menos uma medida de magnitude de tensão. Dessa forma, para sistemas de medição com essas características, a análise de observabilidade pode ser realizada considerando apenas o desacoplamento $P\Theta$ [61].

Observabilidade Numérica

Um SEP é dito “numericamente” observável, com relação a um conjunto de medidas SCADA, se for possível fazer-se uma estimativa para o vetor de variáveis de estado, através da solução iterativa da equação normal, equação 2.3, partindo do *flat start* (valores iniciais iguais a 1 p.u. e 0 radianos para os módulos e ângulos de fase das tensões nodais, respectivamente).

Observação 3.1: Para que a equação normal tenha solução, é necessário que a matriz Jacobiana H tenha posto igual ao número de variáveis de estado a serem estimadas, ou seja, é necessário que o sistema seja algebricamente observável. Entretanto, para o sistema ser numericamente observável, a matriz H deve ser numericamente bem condicionada, isto é, distante o suficiente da sua região de singularidade. Esta última característica é que define o conceito de observabilidade numérica. Consequentemente, embora a observabilidade numérica assegure a observabilidade algébrica, nem sempre se verifica a recíproca.

Observabilidade Topológica

O conceito de observabilidade topológica explora o desacoplamento $P\theta$ e QV e baseia-se na relação entre medidas e o grafo da rede, cujas arestas e vértices representam os ramos e as barras do sistema, respectivamente. De acordo com essa relação, um SEP é “topologicamente” observável, com relação a um conjunto de medidas, unicamente se existir, associada a tal sistema, uma árvore geradora de posto completo do grafo da rede (árvore geradora é uma árvore abrangendo todas as barras da rede; uma árvore geradora é de posto completo, se for possível atribuir-se-lhe a cada ramo, pelo menos uma medida distinta). Uma árvore geradora de posto completo pode ser chamada simplesmente de árvore geradora observável [61].

Face ao exposto, para verificar a observabilidade topológica torna-se necessário a obtenção de uma árvore geradora de posto completo. Para isso realiza-se um processo de busca, que caminha pela topologia da rede (grafo da rede) associando, para cada ramo, uma medida distinta. Formulou-se, então, a seguinte regra para associação de medidas para arestas do grafo da rede [32, 61]: uma medida z pode ser atribuída a uma aresta a , do grafo da rede, se z for uma medida de fluxo, no ramo correspondente àquela aresta, ou uma medida de injeção, em uma das barras terminais daquele ramo. Para considerar a medida de magnitude de tensão na análise de observabilidade topológica, Clements; Krumpholz e Davis em demonstraram que, em virtude de essa medida dar informação da magnitude de tensão na barra onde foi realizada, a mesma pode ser tratada como uma medida de fluxo de potência reativa em um ramo fictício de susceptância unitária, conectando a barra, onde a medida de magnitude de tensão ocorre, a uma barra adicional representando o nó terra (referência de tensão). Dessa forma, a análise de observabilidade topológica realiza-se considerando apenas dois tipos de medidas, medidas de fluxo e de injeção.

Face ao exposto, as análises de observabilidade topológica $P\theta$ e QV são realizadas separadamente, mas tratadas de forma similar. Porém, para sistemas de medição com paridade entre as medidas de potência ativa e reativa, possuindo pelo menos uma medida de magnitude de tensão, a análise de observabilidade topológica pode ser executada uma única vez, considerando apenas

o modelo $P\theta$. Pois para sistemas de medição com essas características, a observabilidade do modelo $P\theta$ garante a observabilidade QV .

Ante o exposto, para SEP atendendo as condições de medição supracitadas, a análise de observabilidade algébrica pode ser realizada considerando apenas o modelo ativo, ou modelo $P\theta$. Dessa forma, a condição para observabilidade algébrica será:

$$POSTO(H) = n - 1 \quad (3.4)$$

Observação 3.2: Em [61] demonstrou-se a equivalência da observabilidade algébrica e topológica, para diversas situações práticas de interesse.

3.3 Redundância de Medidas

Em termos de redundância de medidas analógicas, para efeito de EESEP, as seguintes definições são de suma importância:

Definição 3.1: Redundância global de um sistema de medição é a relação entre o número de medidas disponíveis e o número de variáveis de estado a serem estimadas.

Definição 3.2: Medida Crítica (MC) é a medida que, se retirada do conjunto de medidas de um sistema observável, torna o mesmo não observável. As medidas não críticas são chamadas de medidas redundantes e somente tais medidas apresentam resíduos não nulos [65].

Conjunto crítico de medidas, também conhecido na literatura como *minimally dependent sets of measurements* ou *bad data groups*, pode ser definido, segundo Ayres e Haley[66], de duas formas:

Definição 3.3 (definição numérica): os conjuntos críticos de medidas (CCMs) são aqueles correspondentes às submatrizes, da matriz covariância dos resíduos¹, com posto igual a 1;

Definição 3.4 (definição topológica): CCM é o conjunto de medidas formado por medidas não críticas, em que a eliminação de uma medida qualquer, a ele pertencente, torna as demais medidas críticas. Importa ressaltar que o nome *bad data groups* se dá pelo fato de ser impossível detectar EG em CCMs em função do resíduo destas medidas serem iguais.

Deve-se destacar que redundância global não expressa, de forma precisa, a situação da redundância das medidas para efeito de EESEP, porquanto, mesmo para sistemas de medição com alto nível de redundância global (maior que 3,5), há a possibilidade de existirem MCs ou CCMs (como foi mostrado através de um exemplo por Celik e Liu em .

Em[68] discutiu-se em detalhes o problema de redundância local de medidas, para efeito de EESEP. Dentre os dois conceitos de redundância local lá apresentados e discutidos, destacou-se como mais importante o conceito de redundância local inteira. De acordo com essa referência, para obter o nível de redundância local inteira de uma medida i , as medidas cujos resíduos são

¹ A matriz covariância dos resíduos é dada pela equação (3.9) que será apresentada na seção 3.5.2

fortemente correlacionados, com o resíduo dessa medida, devem ser eliminadas até a medida i tornar-se crítica. Dessa forma, se a eliminação de apenas uma medida tornou a medida i crítica, a medida i tem nível de redundância local inteira igual a 1.

De acordo com essa definição, a MC possui nível de redundância local inteira, que passaremos a chamar simplesmente de nível de redundância local, igual a 0 (zero). Já as medidas pertencentes à CCMs possuem nível de redundância local igual a 1 (um).

Outra forma de entender o conceito de redundância local de medidas é relacionar os problemas de redundância e de observabilidade. Nesse contexto, haja vista a remoção de uma MC causar a perda da observabilidade, a MC tem nível de redundância local igual a 0, pois, ela é a única medida dando informação de uma determinada variável de estado. Uma medida redundante tem nível de redundância local 1 (um), se sua remoção não causar a perda da observabilidade, mas sim o aparecimento de pelo menos mais uma medida com nível de redundância local 0, isto é, de uma MC. Dessa forma, para causar a perda da observabilidade, é necessário remover pelo menos duas medidas redundantes com nível de redundância local igual a 1. Generalizando, uma medida redundante tem nível de redundância local igual a k , se sua supressão não causar a perda da observabilidade, mas sim o aparecimento de pelo menos uma medida com nível de redundância local $k - 1$. Face ao exposto, para causar a perda da observabilidade é necessário remover pelo menos $k + 1$ medidas redundantes, com nível de redundância local igual a k .

3.4 Métodos para Análise e Restauração de Observabilidade e Identificação de Medidas Críticas

Análise de Observabilidade

Para verificar se o sistema em análise é observável como um todo através da metodologia proposta em [33], realiza-se a fatoração triangular da correspondente matriz H (associada ao modelo $P\Theta$, de acordo com as informações apresentadas na seção 3.2), que deve ser feita através de combinações lineares das colunas dessa matriz, que correspondem às variáveis de estado do sistema. Dessa forma, a matriz resultante desse processo de fatoração triangular vai relacionar as medidas aferidas com variáveis de estado equivalentes, que são combinações lineares das variáveis de estado do sistema.

Se o sistema em análise for observável, a fatoração triangular da correspondente matriz H resultará em apenas um pivô nulo, na diagonal (n, n) . Nessa situação, a última coluna da matriz fatorada será composta somente por zeros. Vale lembrar que, durante o processo de fatoração, permutações de linhas poderão ser necessárias para evitar possíveis pivôs nulos.

Entretanto, se o sistema não for observável como um todo, surgirá um pivô nulo no elemento diagonal (i, i) , durante a fatoração triangular, sendo $i < n$. Em tal situação não existirá elemento não-nulo nas demais linhas da matriz H que está sendo fatorada, na coluna do pivô nulo, indicando a falta de medida fornecendo informação da variável de estado equivalente, correspondente àquela coluna.

Quando o sistema não é observável como um todo, a metodologia proposta em [33] permite

restauração da observabilidade da forma apresentada a seguir.

Restauração da Observabilidade

Com o intuito de restaurar a observabilidade, efetua-se uma busca por pseudo-medida que forneça informação da variável de estado equivalente correspondente à coluna do pivô nulo. Isto é feito através dos fatores triangulares, obtidos durante o processo de fatoração da matriz H .

A busca por pseudo-medidas pode ser resumida nas seguintes diligências:

- i) Cria-se uma nova linha na matriz H , que está sendo fatorada, onde a primeira pseudo-medida disponível será armazenada;
- ii) Aplicam-se os fatores triangulares a essa nova linha;
- iii) Se aparecer um elemento não nulo, na coluna do pivô nulo, na nova linha, é porque a correspondente pseudo-medida fornece a informação necessária à restauração da observabilidade.

Destaca-se que, através do procedimento aludido, garante-se que a restauração da observabilidade se realizará através de pseudo-medidas críticas.

Importa destacar ainda que em algumas situações não é possível restaurar a observabilidade do SEP em função da indisponibilidade de pseudo-medidas. Nessas situações torna-se necessário a identificação das chamadas ilhas observáveis do SEP, ou seja, regiões do SEP em que é possível executar o processo de estimação de estado de maneira isolada. Através do processo de fatoração triangular da matriz Jacobiana H é também possível realizar a identificação das ilhas observáveis, conforme apresentado em [69]. Entretanto, esse procedimento não será apresentado nesta seção em função de fugir do escopo deste trabalho.

Identificação de MCs

Como a condição para a observabilidade algébrica é que o posto da matriz Jacobiana seja $n - 1$, pode-se afirmar que as MCs correspondem às linhas linearmente independentes dessa matriz. Considerando essa propriedade, a ideia que norteia a metodologia proposta em [33] para identificação das MCs é analisar as relações de dependência linear entre as linhas da matriz H , que correspondem às medidas aferidas no SEP. Entretanto, tais relações são de difícil análise através da estrutura da matriz H . Contudo, em [33] demonstrou-se que essas análises tornam-se bastante simples de serem executadas através da análise da estrutura da matriz H_{Δ} , obtida a partir da fatoração triangular da matriz H .

Ao invés de apresentar a estrutura da matriz H_{Δ} , obtida a partir da fatoração triangular da matriz H , apresenta-se, a seguir, a estrutura da matriz H_{Δ}^t , que é obtida a partir da fatoração triangular da transposta da matriz H . Isto porque trabalhando com as matrizes transpostas, torna-se mais fácil implementar a metodologia proposta em [33].

Sendo:

H_{Δ}^t : matriz obtida a partir da fatoração triangular da matriz H ;

$I_{(n-1)}$: submatriz Identidade de dimensão $(n - 1) \times (n - 1)$;

R : submatriz de dimensão $(n - 1) \times [m - (n - 1)]$, composta por colunas linearmente dependentes das colunas da submatriz $I_{(n-1)}$;

m : número de medidas analógicas aferidas.

$$H_{\Delta}^t = \left[\begin{array}{ccc|ccc} 1 & & & & & \\ & \ddots & & & & \\ & & 1 & & R & \\ \hline 0 & \dots & & \dots & 0 & \end{array} \right] \Rightarrow H_{\Delta}^t = \left[\begin{array}{ccc|ccc} & & & I_{(n-1)} & & R \\ \hline 0 & \dots & & \dots & \dots & 0 \end{array} \right]$$

A matriz H_{Δ}^t é obtida através de um processo de fatoração triangular da matriz H^t realizado a partir da combinação das linhas dessa matriz. Dessa forma, verifica-se então que a matriz H_{Δ}^t relaciona as medidas com variáveis de estado equivalentes, que são combinações lineares das variáveis de estado do sistema.

Analisando a estrutura da submatriz I , da matriz H_{Δ}^t , pode-se concluir que as suas $(n - 1)$ colunas são, isoladamente, linearmente independentes. Em razão disto, as medidas correspondentes a essas colunas são chamadas de Medidas Básicas, pois são suficientes para tornar o sistema em consideração observável. As outras medidas são chamadas de Suplementares.

A partir da análise da estrutura da Matriz H_{Δ}^t , em [33] foi demonstrado que os elementos não nulos, que aparecem em uma linha da matriz H_{Δ}^t , indicam as medidas que dão informação da variável de estado equivalente associada àquela coluna. Dessa forma, para identificar as medidas críticas, basta realizar uma busca das linhas de H_{Δ}^t que possuem apenas um elemento não nulo, uma vez que as medidas correspondentes às colunas desses elementos são críticas. Observe que essas linhas são linearmente independentes.

Conforme apresentado em [33], através da análise da estrutura da matriz H_{Δ}^t é também possível identificar os CCMs de uma forma bastante direta.

3.5 Métodos para Detecção e Identificação de EGs

Como as informações referentes ao processo de estimação de estado apresentam naturezas distintas, o mesmo está sujeito aos seguintes erros: EGs (presente em medidas analógicas); erros topológicos (devido a informações erradas, quanto aos estados de chaves e disjuntores) e erros de parâmetros (causados por informações erradas de parâmetros).

Tradicionalmente, as técnicas para detecção e identificação de EGs em medidas analógicas, a partir da análise dos resíduos do EE por MQP, são [35]: teste do índice $J(\hat{x})$; teste do maior resíduo normalizado; teste $\hat{b}$ e método para identificação por teste de hipótese (HTI, do inglês *Hypothesis Testing Identification*).

Alguns EGs são óbvios e podem ser identificados *a priori* e eliminados do processo de estimação, através de uma simples verificação dos dados de entrada (medidas). A Figura 3.1 mostra como tradicionalmente os EGs em medidas pode serm classificados:

1. Erro Grosseiro Simples: ocorre quando apenas uma medida contém EG.
2. Erros Grosseiros Múltiplos: ocorrem quando mais de uma medida contém EG. Tais erros podem ainda ser classificados como interativos ou não-interativos.

Figura 3.1: Classificação de EGs em medidas.

2.1 Erros Não-Interativos: ocorrem quando os resíduos das medidas com EGs apresentam fraca interação com os demais resíduos, ou seja, quando os resíduos são fracamente correlacionados. Nessa situação, o EG em uma medida não afeta ou afeta pouco o resíduo das demais medidas disponíveis.

2.2 Erros Interativos: ocorrem quando as medidas com EGs apresentam resíduos fortemente correlacionados com os resíduos de outras medidas, geralmente na sua vizinhança. Assim, o erro em uma medida influencia muito o resíduo das medidas que lhe são correlacionadas. Os EGs interativos podem ser classificados como conformativos ou não-conformativos.

2.2.1 Não-Conformativos: são EGs interativos, cujo efeito não é “mascarado” nos resíduos das medidas portadoras de EGs. Desta forma, as medidas com EGs irão apresentar resíduos normalizados elevados.

2.2.2 Conformativos: são EGs interativos cujo efeito é “mascarado” nos resíduos das medidas portadoras de EGs, fazendo com que as mesmas atuem “conforme” as medidas sem EG. Desta forma, as medidas com EGs irão apresentar resíduos normalizados pequenos, e medidas “sadias” (sem EGs) podem ser identificadas como portadores de EGs.

3.5.1 Teste do Índice $J(\hat{x})$

O primeiro método para detecção de EGs, proposto na literatura de referência [26], foi baseado no teste da distribuição qui-quadrado (x^2). Assim, a detecção de EGs, no processo de EESEP, pode realizar-se através do índice $J(\hat{x})$ (equação 2.2 apresentada no capítulo 2), por intermédio de um teste de hipótese.

Admitindo a hipótese de que o vetor dos erros nas medidas (vetor w , apresentado na equação 2.1) possua distribuição normal, caso não haja nenhuma medida com EG, em [26] demonstrou-se que o índice $J(\hat{x})$ apresenta uma distribuição Qui-quadrada (x^2), com $m - N$ graus de liberdade, sendo m e N os números de medidas disponíveis e de variáveis de estado a serem estimadas, respectivamente.

Escolhendo uma probabilidade α de falso alarme, determina-se o parâmetro C , que é utilizado

para detectar a existência de EGs, da seguinte forma: se $J(\hat{x}) > C$, rejeita-se a hipótese de que não haja EG; e se $J(\hat{x}) \leq C$, aceita-se a mesma.

Caso não se detecte a existência de EG, consideram-se confiáveis os resultados obtidos pelo estimador de estado. Caso contrário, suspeita-se que exista algum EG em medida, ou, até mesmo, que o modelo assumido esteja inapropriado.

No caso em que as medidas portadoras de EGs sejam críticas, o método do índice $J(\hat{x})$ não permite detectar EG, já que os resíduos das medidas críticas são nulos e, desse modo, não contribuem no valor do índice $J(\hat{x})$. Além disso, esse método não possibilita realizar a identificação das medidas portadoras de EGs e, ainda, pode falhar em sistemas de grande porte, ou em sistemas cujo nível de ruído em medidas seja elevado [70].

3.5.2 Teste do Maior Resíduo Normalizado

Outro caminho para detecção de EGs é o teste do maior resíduo normalizado. Admitindo a mesma hipótese de que o vetor de erros nas medidas possua distribuição normal, caso não haja medida com EG, calcula-se o vetor dos resíduos r através da seguinte equação:

$$r = z - h(\hat{x}). \quad (3.5)$$

Em seguida, o mesmo é normalizado da seguinte forma:

$$r_i^N = \frac{r_i}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \quad (3.6)$$

sendo $\sqrt{\Omega_{ii}}$ o desvio padrão do i -ésimo componente do vetor dos resíduos; e

$$\Omega = R - H(\hat{x}) [H^t(\hat{x})R^{-1}H(\hat{x})]^{-1} H^t(\hat{x}) \quad (3.7)$$

Monticelli em [35] demonstra-se-nos que os elementos do vetor de resíduos normalizados apresentam distribuição normal padrão, ou seja:

$$r_i^N \sim N(0, 1). \quad (3.8)$$

Desse modo, a existência de EGs pode ser verificada pelo seguinte teste:

- Se algum $|r_i^N| > \beta$, com $i = 1, \dots, m$; suspeita-se que exista EG;
- Se todos $|r_i^N| \leq \beta$, com $i = 1, \dots, m$; aceita-se a hipótese de que não exista EG.

O limiar estatístico β é determinado admitindo-se certa probabilidade α de se tomar a decisão errada, para uma distribuição normal padrão, isto é $\beta = N(0, 1)$. Usualmente se assume $\beta = 3$ (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Considerando um sistema de medição com adequado nível de redundância, isto é, sem MCs e CCMs, nas referências [71, 15] foi demonstrado que a medida com o maior resíduo normalizado r_{max}^N será a portadora de EG, quando existir apenas uma medida com EG e as demais sem ruído algum. Assim, tanto a detecção, quanto a identificação de EG, permite-se-nos fazer a verificação de uma só vez, ou seja, através do seguinte teste:

$$r_{max}^N > \beta(\text{limiar}) \quad (3.9)$$

Na presença de EG simples, o método em pauta não permite detectar EG em MCs, nem mesmo identificar EG em medidas pertencentes aos CCMs. Isto porque, como já mencionado, as MCs apresentam resíduo nulo e as medidas de CCMs apresentam resíduos normalizados iguais em módulo [72].

Em caso de EGs múltiplos (EGs em mais de uma medida), esse teste permitirá identificar os EGs de forma sequencial, se os resíduos das medidas portadoras de EGs tiverem baixa interação (EGs múltiplos não interativos). Entretanto, se os resíduos das medidas portadoras de EGs tiverem forte interação (EGs interativos), o teste do maior resíduo normalizado pode falhar, sendo os EGs conformativos ou não [15].

Em [73], apresenta-se-nos uma interpretação geométrica para o resíduo normalizado, com o intuito de elucidar tanto a detecção, quanto a identificação de EGs, através do teste dos resíduos normalizados.

3.5.3 Teste do Índice $\hat{b}$

Em [71], o chamado teste- $\hat{b}$ é utilizado, em conjunto com o teste do maior resíduo normalizado, visando a melhorar o processo de identificação de possíveis EGs.

O teste- $\hat{b}$ baseia-se numa estimativa do valor do EG, na medida considerada suspeita. Para a obtenção de tal estimativa, inicialmente se deve escrever o vetor de resíduo, em função da chamada matriz de sensibilidade do resíduo (matriz S), cuja dimensão é $m \times m$ [74]:

$$r = S.w \quad (3.10)$$

lembrando de que w é o vetor de erros das medidas analógicas, conforme apresentado na equação 2.1. A matriz S é dada pela equação 3.11:

$$S = I - H(\hat{x}) [G(\hat{x})]^{-1} H(\hat{x}).R_Z^{-1} \quad (3.11)$$

Para obter-se a estimativa do valor do EG, na medida redundante considerada suspeita, a equação 3.10 deve ser reescrita, na forma mostrada a seguir [71]:

$$r_i = S_{ii}w_i, \quad (3.12)$$

em que a medida " i " é considerada suspeita.

Em [71] demonstra-se que o erro w_i pode ser representado conforme a forma seguinte:

$$w_i = \frac{r_{ii}}{S_{ii}} = \frac{R_{ii}r_i}{\Omega_{ii}} = \sigma_i \frac{\sigma_i r_i}{\Omega_{ii}} \quad (3.13)$$

$$w_i = \sigma_i \hat{b}_i \quad (3.14)$$

sendo

$$\hat{b}_i = \frac{\sigma_i r_i}{\Omega_{ii}} = \frac{\sigma_i r_i}{\sqrt{\Omega_{ii}} \cdot \sqrt{\Omega_{ii}}} = \frac{\sigma_i r_i^N}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \quad (3.15)$$

Com isso, verifica-se a existência de EG na medida de maior resíduo normalizado, através do seguinte teste:

- Se algum $|\hat{b}_i| > c$, com $i = 1, \dots, m$; a medida i apresenta EG;
- Se todos $|\hat{b}_i| \leq c$, com $i = 1, \dots, m$; a medida i não apresenta EG.

Em [71], o valor utilizado e sugerido para o limiar c foi: $c = 4$. Importa salientar que o teste- $\hat{b}$ apresenta as mesmas limitações do teste do resíduo normalizado, apresentadas anteriormente.

3.5.4 Método para Identificação por Teste de Hipótese (HTI)

Outra forma para identificar EGs foi proposta em [72], baseando-se numa análise estatística concernente aos valores dos erros estimados em medidas, ao invés da análise dos resíduos normalizados.

Os valores estimados dos erros em medidas podem ser calculados a partir da equação 3.16:

$$\hat{w} = S^{-1}r \quad (3.16)$$

onde $\hat{w}$ representa o vetor de erros estimados, não nos permitindo, entanto, estimar os erros de todas as medidas, já que o posto da matriz S é menor que o número de medidas m , ou, com mais precisão: $\text{posto}(S) = m - N$. Destarte, no máximo $m - N$ erros em medidas podem ser calculados, através de uma forma reduzida da matriz S .

A eficiência do método dependerá do conjunto reduzido escolhido, também denominado conjunto suspeito. Consequentemente, esse conjunto deve ser escolhido de modo a incluir todos os possíveis erros, utilizando como critério os maiores resíduos normalizados.

Depois da formação do conjunto suspeito e do cálculo dos erros desse conjunto $\hat{w}^S$, deve-se obter a distribuição de probabilidade para o erro estimado e, a seguir, identificar os EGs, através de um teste de hipótese similar ao apresentado para detecção de erros via índice $J(\hat{x})$. Dessa forma, mais de uma medida com EG pode ser identificada de uma só vez, na ocorrência de EGs múltiplos.

Cumpramos salientar que a escolha do conjunto suspeito, através dos maiores resíduos normalizados, pode ser comprometida, já que existe a possibilidade de uma ou mais medidas portadoras de EGs apresentarem baixos valores de resíduos normalizados [15] e, dessa forma, obter-se-ão estimativas más para os valores dos erros.

3.5.5 Processamento de EGs através de uma análise geométrica

A partir da análise geométrica dos resíduos do EE por MQP, em [75] foi demonstrado que a dificuldade de detectar EGs, em medidas redundantes, é um problema estrutural do processo de detecção de EGs via a análise dos resíduos das medidas. Seguindo esse caminho, em [76] foi proposto um índice para classificação das medidas, de acordo com as suas características de não refletirem grande parcela de seus erros, nos resíduos do EE por MQP. O índice proposto foi denominado Índice de Não-Detecção de Erros, ou apenas *UI* (do inglês, *Undetectability Index*). As medidas com maiores *UI* são aquelas cujos EGs são mais difíceis de serem detectados, através da análise dos resíduos do EE por MQP. Isto porque os erros dessas medidas são, de certa forma, “mascarados”, isto é, não são refletidos nos resíduos das mesmas. Em tal sentido, a MC é o caso limite de medidas, cujos erros são mascarados, isto é, possuem *UI* infinito e seu resíduo é igual a zero, independente de a mesma ter ou não EG.

Em [77] apresenta-se-nos o desenvolvimento teórico do índice UI , de uma forma completa e detalhada, com análises estatísticas validando tal desenvolvimento. Exploram-se, ainda, duas propostas de aplicação do índice UI . Uma relacionada a processamento de EGs, tendo em vista ser possível obter-se uma estimativa para os erros das medidas, através do índice UI e dos resíduos normalizados obtidos através do EE por MQP, e outra para projeto e fortalecimento de sistemas de medição para efeito de EESEP.

3.6 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentados os métodos utilizados como base para desenvolvimento da metodologia proposta neste trabalho.

Os métodos para análise das características qualitativas de conjuntos de medidas apresentados na seção 3.4 foram desenvolvidos, inicialmente, considerando o modelo monofásico e conjuntos de medidas formados apenas por medidas não sincronizadas SCADA, conforme apresentados naquela seção. Em [78] esses métodos foram estendidos para considerar a modelagem trifásica e conjuntos de medidas considerando apenas medidas SCADA. Já em [79], o processo de análise das características qualitativas de conjuntos de medidas para efeito de EESEP, a partir do processo de fatoração triangular da correspondente matriz Jacobiana, foi estendido para sistemas de medição híbridos, ou seja, sistemas compostos por medidas SCADA e MFSs. Entretanto, nesse trabalho foi considerada a modelagem monofásica da rede.

Para possibilitar análise das características qualitativas de conjuntos de medidas, dos alimentadores de um SD, a metodologia proposta neste trabalho de doutorado fará uso do processo de fatoração triangular da matriz Jacobiana do EE híbrido por MQP trifásico proposto neste trabalho. Dessa forma, essa metodologia representa um avanço nos trabalhos já desenvolvidos e supracitados. Para possibilitar esse avanço, a metodologia proposta tomará como base a modelagem trifásica dos SDs que será apresentada no próximo capítulo.

Em termos de processamento de EGs, a metodologia proposta vai se basear no teste do maior resíduo normalizado, conforme apresentado na seção 3.5.2. Entretanto, estenderá esse teste para uma modelagem trifásica e híbrida.

Modelagem do Sistema de Distribuição

4.1 Introdução

Na primeira seção deste capítulo será apresentada a estrutura geral de um SEP, destacando o SD, em razão de ser o foco de estudo deste trabalho. As demais seções deste capítulo apresentarão os modelos computacionais trifásicos de diversos componentes existentes nos SDs. Vale lembrar que, de acordo com o que foi apresentado no Capítulo 2, em função das características particulares dos SDs, para desenvolvimento de um EE para SD torna-se necessária uma representação trifásica da rede. Isto porque, os resultados obtidos no processo de estimação de estado serão tão mais exatos e confiáveis quanto mais realistas forem os modelos dos componentes do SD. Vale ressaltar que todos os componentes serão descritos por modelos representados em componentes de fase ABC.

4.2 Sistemas elétricos de Potência

O SEP pode ser dividido em três grandes blocos: geração, transmissão e distribuição. O sistema de geração é responsável pela produção da energia elétrica. Para isso são utilizados geradores, que transformam alguma outra forma de energia em energia elétrica. No Brasil, cerca de 61% da energia elétrica é gerada por usinas hidrelétricas.

Após a geração, a energia elétrica deve ser transportada dos centros geradores aos centros consumidores, função esta realizada pelo sistema de transmissão. As linhas de transmissão podem possuir centenas de quilômetros. Por razões econômicas (redução de perdas e redução da bitola dos condutores) a transmissão é normalmente efetuada em tensões muito elevadas. Dessa forma, nas subestações elevadoras eleva-se o nível da tensão gerada.

O SD é o responsável por transportar a energia aos consumidores, sendo constituído basicamente por linhas (cabos), equipamentos de proteção, de transformação e de manobra.

A Figura 4.1 [80] ilustra uma representação clássica da divisão do SEP.

Figura 4.1: Exemplo de um SEP.

Fonte: (VIEIRA, 1999).

4.2.1 Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

O SD é formado por subestações abaixadoras e circuitos elétricos usados para receber energia do sistema de transmissão e entregá-la aos consumidores. O SD é a parte do SEP localizada entre as subestações de distribuição e os consumidores, sejam eles alimentados em média tensão (MT) ou baixa tensão (BT). Como podemos observar na Figura 4.2, o SD de energia elétrica pode ser dividido em:

- **Rede de Distribuição Primária:** também conhecida como sistema (rede) de média tensão, opera geralmente na faixa de 11,9kV a 34,5kV. Essa rede atende os consumidores primários (indústrias de médio porte, conjuntos comerciais, grandes hospitais, shopping centers, instalações de iluminação pública, etc.) e os transformadores de distribuição que, por sua vez, suprem os Sistemas de Distribuição Secundária ou de BT. Os sistemas de MT são geralmente operados na configuração radial, ou seja, sem a formação de anéis (ou malhas) na rede.
- **Rede de Distribuição Secundária:** também conhecido como sistema (rede) de distribuição de BT, no Brasil geralmente opera com tensões de 220/127V ou 380/220V. Essa rede atende os consumidores de BT, pequenos comércios e indústrias e, principalmente, os consumidores residenciais.

De uma forma geral, os EEs desenvolvidos para SDs consideram apenas a rede primária de distribuição, pois, usualmente a quantidade de medidas disponíveis nas redes secundárias não permite o monitoramento em tempo real dessas redes. O processo de EE aplicado aos SDs pode ser realizado por alimentador ou mesmo considerando as redes de transmissão e de distribuição primária simultaneamente.

Figura 4.2: Representação de um SD radial.

Fonte: (VIEIRA, 1999).

Na Figura 4.3 apresenta-se um diagrama trifilar representando um alimentador primário de distribuição com seus principais componentes (VIEIRA, 1999).[80]

Fonte: (VIEIRA, 1999) [80] .

4.3 Cargas

Consideram-se cargas concentradas nas barras (pontos de carga), representadas por injeções constantes de potência ativa e reativa em cada fase. Para sistemas desequilibrados, faz-se necessário especificar o desequilíbrio das cargas do sistema, inserindo valores distintos de potência em cada uma das fases.

4.4 Barras nas subestações

As barras de geração não são consideradas nas redes de distribuição de energia, embora exista a possibilidade da presença de cogeneradores. Entretanto, as barras com cogeneradores podem ser representadas como barras de carga, ou seja, representadas por injeções de potência ativa e reativa em cada fase (VIEIRA, 1999) [80]. Dessa forma, para estudo de fluxo de potência trifásico para alimentador primário de SD, usualmente a barra da subestação é tratada como se fosse uma barra de geração, escolhida como barra de referência e, por simplicidade, assume-se que as tensões dessa barra são balanceadas e estão na sequência de fases ABC (VIEIRA, 1999). [80]

4.5 Banco de Capacitores

Na rede primária de distribuição os bancos de capacitores são fontes de energia reativa. São utilizados para melhorar o perfil de tensão, aumentando dessa forma o fator de potência e reduzindo as perdas resistivas nas linhas.

Neste trabalho, os bancos de capacitores são modelados através de componentes shunt de barra.

4.6 Reguladores de tensão

Em SDs, os dispositivos denominados reguladores de tensão, localizados nas subestações ou ao longo dos alimentadores, têm a função de automaticamente manter constante a magnitude da tensão em um determinado ponto do alimentador. Neste trabalho, os reguladores de tensão serão modelados como autotransformadores com relação de transformação $1 : t$ (BARAN Jr, 2013),[81] sendo que t representa a relação das magnitudes de tensão, afetando os elementos da matriz admitância de barra do regulador, Y_R , do seguinte modo:

$$Y_R = \begin{bmatrix} (t_{km}^a)^2 y_{km}^a & 0 & 0 & -t_{km}^a y_{km}^a & 0 & 0 \\ 0 & (t_{km}^b)^2 y_{km}^b & 0 & 0 & -t_{km}^b y_{km}^b & 0 \\ 0 & 0 & (t_{km}^c)^2 y_{km}^c & 0 & 0 & -t_{km}^c y_{km}^c \\ -t_{km}^a y_{km}^a & 0 & 0 & y_{km}^a & 0 & 0 \\ 0 & -t_{km}^b y_{km}^b & 0 & 0 & y_{km}^b & 0 \\ 0 & 0 & -t_{km}^c y_{km}^c & 0 & 0 & y_{km}^c \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Tipicamente possuem medidores de corrente e tensão para realizar o controle de tensão, os quais podem estar disponíveis também para monitoramento em tempo real.

4.7 Alimentador - linha trifásica

Uma das configurações possíveis para os condutores de uma linha aérea trifásica, é apresentada na Figura 4.4 (VIERA, 1999)[80], disposição horizontal dos condutores sobre o poste. As configurações geométricas desses condutores podem ocorrer de maneiras diferentes dependendo do ambiente em que esta será construída (VIERA, 1999)[80].

Figura 4.4: Linhas aéreas assimétrica de distribuição de energia elétrica.

Fonte: (VIEIRA, 1999) [80] .

Como existem três ou quatro condutores nas linhas aéreas existirá acoplamento magnético entre esses condutores dando origem a impedâncias mútuas entre as fases, conforme ilustrado na Figura 4.5 (VIEIRA, 1999).

Figura 4.5: Linha trifásica com neutro e impedância mútuas.

Fonte: (VIEIRA, 1999) [80] .

Importa destacar que em razão de não haver transposição de fases nos SDs a disposição

geométrica assimétrica dos condutores as impedâncias mútuas são diferentes e a matriz de impedâncias Z_{abc} é cheia. Para tratar de forma mais adequada essa característica, os modelos considerados neste trabalho serão desenvolvidos em componentes ABC.

Na Figura 4.5 têm-se: $Z_{kk} = R_{kk} + jX_{kk}$ e $Z_{km} = R_{km} + jX_{km}$ em que k, m são as fases do sistema com $k \neq m$.

Sendo assim, a matriz de impedâncias entre duas barras quaisquer é determinada por 4.2:

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Para modelar computacionalmente uma linha de distribuição monofásica utiliza-se o circuito Π nominal, assim como é realizado nas linhas de transmissão. Fazendo uso desse modelo para expressar cada fase de um sistema trifásico, obtém-se a modelagem dos ramais da rede de distribuição com componentes abc, conforme ilustrado na Figura 4.6.

Figura 4.6: Modelo Π nominal de uma linha trifásica.

Fonte: (KERSTING; PHILLIPS, 1994).[82]

Sendo que:

V_{sabc} : Vetor de tensão trifásica do nó s ;

V_{rabc} : Vetor de tensão trifásica do nó r ;

I_{sabc} : Vetor de injeções de correntes do nó s ;

I_{rabc} : Vetor de injeções de correntes trifásicas do nó r ;

Y_{shabc} : Matriz admitância trifásica referente às capacitâncias próprias da linha;

Y_{abc} : Matriz admitância série trifásica.

Tendo em vista o nível de tensão (abaixo de 150kV) e o comprimento (de 60 a 80km) das linhas de distribuição da rede primária, elas podem ser classificadas como linhas curtas (STEVENSON JR., 1978). Dessa forma, o efeito capacitivo dessas linhas pode ser desprezado no modelo, resultando em um circuito equivalente para a linha trifásica de distribuição de energia, conforme ilustrado na Figura 4.7.

Neste trabalho os elementos da matriz de impedâncias são calculas por meio das equações simplificadas de Carson (KERSTING; PHILLIPS, 1994). Para trechos em que o neutro esteja presente é necessário reduzir a fim de tornar sua dimensão 3x3, pois na modelagem computacional dos outros elementos do sistema e no processo de solução do EE proposto trabalha-se apenas com as fases a, b e c. Para isso aplica-se a redução de Kron (KERSTING; PHILLIPS,

1994) na equação 4.2 obtendo uma matriz reduzida em que cada elemento contém informações que consideram a presença do neutro.

Nas equações do EESD proposto utiliza-se a matriz de admitâncias. Para obtenção dessa matriz inverte-se a matriz de impedâncias.

Figura 4.7: Modelo II nominal de uma linha trifásica de distribuição.

Fonte: (KERSTING; PHILLIPS, 1994).[82]

4.8 Transformadores

Os transformadores trifásicos podem ser formados pela associação de três transformadores monofásicos ou por três enrolamentos (no mínimo) enrolados em um mesmo núcleo. Esta última versão seria então um transformador trifásico propriamente dito. A primeira versão é muito utilizada em subestação do sistema de transmissão, quando se instala, como “reserva fria”, um quarto transformador monofásico. Assim, se existir algum defeito em um dos três transformadores, o mesmo é substituído pela unidade reserva, custando menos que dois transformadores trifásicos propriamente ditos.

Considerar-se-á, neste trabalho, que os transformadores trifásicos são formados pela associação de transformadores monofásicos e que os parâmetros de suas fases são perfeitamente balanceados, conforme Figura 4.8 (ALMEIDA, 2007):[83]

Figura 4.8: Transformador Trifásico.

Fonte: (ALMEIDA, 2007) [83].

Sendo que:

I_p^{abc} e I_S^{abc} : correntes de linha do lado primário e do lado secundário do transformador, respectivamente;

E_p^{abc} e E_S^{abc} : tensões de fase do lado primário e do lado secundário do transformador, respectivamente;

Y_{pp} , Y_{ss} , Y_{ps} e Y_{sp} : admitâncias próprias e mútuas no primário e no secundário do transformador;

Sendo assim, a matriz de admitâncias nodais do transformador é dada pela equação :

$$\begin{bmatrix} I_p^{abc} \\ I_S^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{ps} \\ Y_{sp} & Y_{ss} \end{bmatrix}_{6 \times 6} \begin{bmatrix} E_p^{abc} \\ E_S^{abc} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

As sub-matrizes Y_{pp} , Y_{ss} , Y_{sp} e Y_{ps} são definidas de acordo com o tipo de conexão do transformador, conforme ilustrado na Tabela 3.1. Os índices a e b são os taps do primário e do secundário, respectivamente. As matrizes Y_I , Y_{II} e Y_{III} também são representadas abaixo, sendo Y_t a admitância de ligação do transformador.

Tabela 4.1: Matriz Admitância de um transformador trifásico de acordo com seu tipo de ligação.

Primário	Secundário	Y_{pp}	Y_{ss}	Y_{ps}	Y_{sp}
Yg	Yg	Y_I/a^2	Y_{II}/b^2	$-Y_I/a.b$	$Y_I/a.b$
Yg	Y	Y_{II}/a^2	Y_{II}/b^2	$-Y_{II}/a.b$	$Y_{II}/a.b$
Yg	Δ	Y_I/a^2	Y_{II}/b^2	$Y_{III}/a.b$	$Y_{III}^t/a.b$
Y	Y	Y_{II}/a^2	Y_{II}/b^2	$-Y_{II}/a.b$	$Y_{II}/a.b$
Y	Yg	Y_{II}/a^2	Y_{II}/b^2	$-Y_{II}/a.b$	$Y_{II}/a.b$
Y	Δ	Y_{II}/a^2	Y_{II}/b^2	$Y_{III}/a.b$	$Y_{III}^t/a.b$
Δ	Yg	Y_{II}/a^2	Y_I/b^2	$Y_{III}^t/a.b$	$Y_{III}/a.b$
Δ	Y	Y_{II}/a^2	Y_{II}/b^2	$Y_{III}^t/a.b$	$Y_{III}/a.b$
Δ	Δ	Y_{II}/a^2	Y_{II}/b^2	$-Y_{II}/a.b$	$Y_{II}/a.b$

Sendo que:

Y - Ligação Estrela; Yg - Ligação Estrela Aterrado; Δ - Ligação em Delta.

$$Y_I = \begin{bmatrix} Y_t & 0 & 0 \\ 0 & Y_t & 0 \\ 0 & 0 & Y_t \end{bmatrix}; \quad Y_{II} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2Y_t & -Y_t & -Y_t \\ -Y_t & 2Y_t & -Y_t \\ -Y_t & -Y_t & 2Y_t \end{bmatrix} \quad Y_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -Y_t & Y_t & 0 \\ 0 & -Y_t & Y_t \\ Y_t & 0 & -Y_t \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

4.9 Considerações Finais

Além da estrutura geral dos SDs, neste capítulo foram apresentados os modelos computacionais trifásicos dos elementos presentes em um SD. No próximo capítulo será apresentada a metodologia proposta para tratamento de diversas etapas do processo de estimação de estado trifásica em SDs, que se baseia nas metodologias apresentadas no capítulo 3, porém fazendo uso da modelagem trifásica apresentada neste capítulo.

Metodologia proposta

5.1 Introdução

Neste capítulo será apresentada a metodologia proposta para execução de diversas etapas do processo de estimação de estado em SDs.

A metodologia permite: análise de sistemas desbalanceados e desequilibrados, com ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos; o tratamento de sistemas radiais e malhados sem perda de precisão; uma modelagem adequada dos componentes dos SDs, considerando as várias possibilidades de conexão dos transformadores e dos reguladores de tensão; e o tratamento de diversos tipos de medidas (medidas convencionais obtidas pelo sistema SCADA, medidas virtuais, pseudo-medidas de carga e de dados históricos e MFSs), ponderando-as de acordo com as respectivas precisões.

A metodologia proposta trabalha no nível de alimentador e compreende quatro estágios distintos que possibilitam:

- **Estágio 1 - Geração de pseudo-medidas de carga;**
- **Estágio 2 - Análise e restauração de observabilidade e identificação de medidas críticas;**
- **Estágio 3 - Estimação de estado propriamente dita;**
- **Estágio 4 - Processamento de medidas portadoras de erros grosseiros;**

O Fluxograma apresentado na Figura 5.1 ilustra as informações de entrada e de saída da metodologia proposta, bem como as interações entre os quatro estágios da metodologia. Importa destacar que os Estágios 2, 3 e 4 são processados em tempo-real e o Estágio 1 não, haja vista nesse estágio serem processada apenas informação *off-line*.

Importa destacar que a metodologia proposta considera a existência basicamente de três tipos de barras ao longo dos alimentadores da Rede de Média Tensão (RMT):

- Barras com transformadores de distribuição que alimentam as redes de BT: em razão de essas barras não serem monitoradas em tempo-real na grande maioria dos SDs, as

demandas dessas barras (ou desses transformadores) serão estimadas através das pseudo-medidas de carga geradas no Estágio 1 da metodologia proposta;

- Barras sem geração e carga (ou barras com injeção de potência zero): serão tratadas como medidas virtuais pela metodologia proposta, ou seja, serão associadas medidas de injeção nula de potência ativa e reativa para cada uma das fases dessas barras;
- Barras com consumidores especiais, como, por exemplo, hospitais, grandes indústrias, etc.: essas barras usualmente possuem monitoração em tempo-real através de medidas SCADA de injeção de potência. Quando essas medidas não estiverem disponíveis será necessário verificar a possibilidade de utilização de dados históricos como pseudo-medidas, pois para essas barras não serão geradas pseudo-medidas de carga na Etapa 1 da metodologia proposta.

Nas próximas seções deste capítulo serão apresentados todos os estágios da metodologia proposta. Importa destacar, entanto, que o Estágio 3 será apresentado antes do Estágio 2. Isto em razão de a metodologia desenvolvida para análise e restauração de observabilidade (Estágio 3) utilizar como base a formulação do EE trifásico desenvolvido neste trabalho (Estágio 3).

Figura 5.1: Fluxograma - Metodologia para Estimação de Estado.

Fonte: Elaborado pela autora.

5.2 Estágio 1: Geração de pseudomedidas

A metodologia desenvolvida para geração de pseudo-medidas de carga baseia-se no processo de agregação de curvas de carga. Dessa forma, apresenta-se, na próxima subseção, a caracterização estatística dos consumidores, através de seus perfis de curvas de carga.

5.2.1 Consumidores e curvas de carga típicas

As curvas de carga dos consumidores de energia elétrica representam o consumo de potência ativa durante um intervalo de tempo. Como existem vários tipos de consumidores e o consumo de energia varia aleatoriamente ao longo do dia e não é monitorado em tempo real, para obter uma estimativa desse consumo utiliza-se de levantamentos estatísticos deste consumo com base em uma amostra de consumidores. Desta maneira representa-se, através de uma curva média $m(t)$ com um desvio padrão $\sigma(t)$ associado, o perfil de consumo de determinado extrato ou tipo de consumidor ao longo de um intervalo de tempo, normalmente um dia, chamada de curva de carga. O perfil de consumo está relacionado ao horário do dia, dia da semana, estação do ano, condições climáticas, perfis socioeconômicos dos consumidores, tipo do consumidor (residencial, comercial, industrial), entre outros.

Para representar o perfil de uma classe de consumidores, estas curvas são apresentadas de maneira normalizada em p.u., tendo normalmente como potência base do consumidor (P_i) a demanda média ao longo do mês ou a demanda máxima. Essa demanda média pode ser obtida através do consumo mensal em kWh dos consumidores (conforme equação 5.1), e, por sua vez, a demanda máxima pode ser obtida através da utilização desse consumo em conjunto com fatores de carga típicos [25].

$$P_i = \frac{1}{24} \int m(t)dt = \frac{\text{consumomensual}(kWh)}{24 * 30} \quad (5.1)$$

A Figura 5.2 apresenta, a título de ilustração, algumas curvas de carga típicas em uma base de 15 minutos estratificadas em três classificações de consumidores que se comportam de acordo com estas curvas.

Os elevados desvios padrão para a curva de carga do extrato residencial ocorre pela diversidade no horário da utilização de chuveiros elétricos. Observa-se, ainda, que são relativamente altos os desvios padrão para a curva de carga dos consumidores industriais. Isso pode ser explicado pela intermitência ao longo do dia do uso dos motores elétricos, ou mesmo pelos diferentes turnos de produção que variam conforme os tipos de indústria. Para curvas de carga industriais, dada a enorme variação de setores, as curvas de carga podem ser estimadas por ramos de atividade e localização [84].

O caráter aleatório do consumo deve ser mantido em mente, uma vez que estas curvas de carga são representações estatísticas do consumidor. Na ocorrência de grandes eventos que afetam o comportamento da sociedade, consequentemente a maneira como as pessoas utilizam a energia elétrica será afetada, não sendo as curvas de carga aproximações fiéis ao consumo. Como exemplo pode-se citar o consumo de energia elétrica durante jogos da seleção brasileira em uma copa do mudo, e, até mesmo, a exibição de novelas, assim como mudanças climáticas causadas por fenômenos naturais como o el-niño ou períodos de seca anormais (como a do início de 2014 que alterou o horário de pico para o período da tarde devido ao consumo de aparelhos de ar-condicionado). Porém, ao utilizar estas curvas de carga para representação da demanda dos consumidores, assume-se que os consumidores pertencentes a uma mesma classificação apresentam as mesmas características estatísticas e que estes perfis de consumo são boas aproximações da demanda real destes consumidores ao longo do dia. Requer-se a imposição

Figura 5.2: Curvas de carga para os setores (a) residencial; (b) comercial e (c) industrial.

Fonte: JARDINI, 2000.

dessa premissa na ausência de medidas em tempo real no nível dos consumidores de energia, como medidores inteligentes.

A resolução 456 de 29/11/2000 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) apresenta a classificação dos tipos de consumidores em classes e subclasses para fins de tarifação, mas que podem também ser utilizados para classificar os perfis de carga dos mesmos [85]. A classificação presente nesta resolução representa os consumidores separados em grupos (Grupo A e Grupo B) de acordo com o nível de tensão de atendimento, e também em classes e subclasses para caracterização da atividade do consumidor (residencial, comercial e serviços, industrial, iluminação pública, etc.). Assim, um banco de dados completo de curvas de carga deve abranger o maior número destes tipos de consumidores. Neste trabalho foi utilizada a classificação de consumidores utilizando como base as classes presentes nesta resolução e a classificação do Cadastro Nacional de Atividades Econômicas (CNAE).

5.2.2 Metodologias para geração de Pseudo-medidas de carga

Conforme visto anteriormente, devido ao pequeno número de medidas disponíveis em tempo real nos SDs atuais, a estimação de estado em SDs requer a utilização de pseudo-medidas para atender aos requisitos de observabilidade.

Nesta seção será apresentada a metodologia proposta para geração de pseudo-medidas de carga (injeção de potência ativa e reativa nas barras do alimentador com transformadores de distribuição ligados aos circuitos secundários) baseada no processo de agregação de cargas [25]. Destaca-se o fato de essa metodologia ser de fácil implementação computacional, requerendo

apenas informações *off-line* usualmente disponíveis no banco de dados das companhias de distribuição de energia elétrica. O processo de geração de pseudo-medidas é realizado para cada instante de tempo ao longo do horizonte de tempo das curvas de carga. Assim, obtém-se a demanda agregada dos transformadores de distribuição dos circuitos alimentadores considerando o perfil estatístico de seus consumidores.

A metodologia proposta para geração de pseudo-medidas de injeção de potência ativa e reativa de carga busca então obter uma demanda de potência aproximada, para os transformadores de distribuição, em cada instante de tempo, considerando o perfil estatístico de demanda assumido para os consumidores a eles conectados. Essas pseudo-medidas podem ser utilizadas não apenas para o processo de estimação de estado, mas também para diversas análises e estudos em SDs, como [25]:

- Cálculo de perda de vida anual de transformadores;
- Cálculos de redes de distribuição secundária;
- Determinação de diversidade da carga e carregamento de distribuição;
- Estudos de planejamento de expansão de sistemas de distribuição, entre outros.

O processo de agregação de cargas é baseado no balanço de potência no circuito secundário dos transformadores de distribuição, de acordo com a equação 5.2 [25].

$$P_{trafoT}(t) = \sum_{i=1}^N P_i(t) + \sum_{l=1}^{N_{circ}} P_{perdas_l}(t) \quad (5.2)$$

sendo,

$P_{trafoT}(t)$: demanda agregada do transformador de distribuição "T";

$P_i(t)$: demanda do consumidor "i" alimentado pelo transformador "T";

$P_{perdas_l}(t)$: perdas nos ramos da rede secundária, ligada ao transformador T, no instante de tempo t;

N e N_{circ} é o número de consumidores da rede secundária alimentados pelo transformador "T" e o número de ramos da rede secundária, respectivamente.

Para realizar a agregação de carga desprezam-se as perdas no circuito secundário como simplificação do problema. Esta simplificação é justificada pois tipicamente não existem informações dos modelos dos circuitos da rede secundária, necessários para o cálculo de fluxo de potência e determinação das perdas nesse circuito. As demandas dos consumidores de energia elétrica na rede secundária não são monitoradas em tempo real, sendo assumidas como variáveis aleatórias independentes de distribuição normal com média e desvio padrão dados pelas curvas de carga para cada consumidor de acordo com sua classificação:

$$E[p_i(t)] = m_{classe\ cons,i}(t) \cdot P_i \quad (5.3)$$

$$\sigma^2[p_i(t)] = (\sigma_{classe\ cons,i}(t) P_i)^2 \quad (5.4)$$

sendo,

$m_{classe\ cons,i}(t)$: Média da curva de carga típica da classe do consumidor "i";

$\sigma_{classe\ cons,i}(t)$: Desvio padrão da curva de carga típica da classe do consumidor "i";

P_i : Demanda média mensal obtida pela equação 5.1

Assim, a demanda de um determinado transformador "T" possui média $M_{TrafoT}(t)$ e desvio padrão $\sigma_{TrafoT}(t)$ dadas pelo somatório das variáveis aleatórias que representam as demandas dos consumidores conectados a esse transformador "T", conforme as equações 5.5 e 5.6.

$$M_{TrafoT}(t) = E[P_{TrafoT}(t)] = E\left[\sum_{i=1}^N p_i(t)\right] = \sum_{i=1}^N E[p_i(t)] = \sum_{i=1}^N m_{classe\ cons,i}(t) \cdot P_i \quad (5.5)$$

$$\sigma_{TrafoT}^2(t) = \sigma^2[P_{TrafoT}(t)] = \sigma^2\left[\sum_{i=1}^N p_i(t)\right] = \sum_{i=1}^N \sigma^2[p_i(t)] = \sum_{i=1}^N (\sigma_{classe\ cons,i}(t) P_i)^2 \quad (5.6)$$

Tendo em vista que as perdas no circuito secundário de distribuição variam de 9% a 20% [45], afim de considerar as perdas que foram desprezadas no processo de agregação de cargas, a metodologia proposta estima os valores de potência ativa do transformador (as pseudo-medidas de injeção de potência ativa) incluindo um fator de perdas para cálculo da demanda de potência ativa do transformador de distribuição. Neste trabalho, optou-se em considerar o pior caso de perdas no circuito secundário com f_{perdas} assumindo um valor igual a 1.20 (20%). Sendo assim, os valores das pseudo-medidas de injeção de potência ativa e seus respectivos desvios padrão são gerados pelas equações 5.7 e 5.8.

$$P_{Trafo}(t) = M_{Trafo}(t) \cdot f_{perdas} \quad (5.7)$$

$$P_{Trafo} = \sigma_{Trafo}(t) \cdot f_{perdas} \quad (5.8)$$

As equações acima possibilitam então a geração das pseudo-medidas de injeção de potência ativa e os correspondentes desvios padrão. Para obtenção das pseudo-medidas de injeção de potência reativa, fatores de potência típicos podem ser adotados para cada transformador de distribuição ou por classe de consumidor. Podem também ser utilizadas curvas típicas de fatores de potência por tipo de consumidores aplicando a mesma metodologia, porém normalmente não existem informações a respeito da demanda reativa dos consumidores [16].

Como as cargas dos SDs são geralmente desbalanceadas, com os consumidores podendo ter ligações mono, bi ou trifásicas, o processo de geração de pseudo-medidas de carga, acima descrito, é realizado separadamente por fase. Assim, para a fase "a" são agregadas as cargas dos consumidores conectados a esta fase, utilizando seus respectivos consumos de energia em kWh desta fase. De maneira análoga, para as fases "b" e "c". Para consumidores bifásicos ou trifásicos, divide-se igualmente o consumo de energia elétrica entre as fases, pois geralmente são disponíveis informações do consumo total de cada consumidor. A agregação de cargas resulta assim nas demandas trifásicas dos transformadores de distribuição.

Importa destacar que durante o desenvolvimento deste trabalho foram propostas três metodologias para geração de pseudo-medidas, todas baseadas no processo de agregação de cargas. A

diferença entre elas é o tratamento dado às perdas das redes secundárias. Após algumas análises e simulações computacionais verificou-se que a metodologia apresentada nesta seção era a mais eficiente, conforme apresentado em [86].

5.2.3 Exemplo didático para geração de pseudo-medidas

Nesta subseção a metodologia proposta para geração de pseudo-medidas de carga será aplicada ao alimentador teste de 4 barras do IEEE, cujo diagrama trifilar é ilustrado na Figura 5.3 (os parâmetros estão disponíveis em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>). Destaca-se que é um sistema não simétrico, radial. A barra 1 é a barra da subestação (SE), que é considerada equilibrada, assim como é usualmente realizado para estudo de fluxo de potência em alimentadores de SD [80]. No ramo 1-2 tem-se um transformador conectado em *Yaterrado/Yaterrado* e para fins didáticos, com o objetivo de exemplificar a metodologia para geração de pseudo-medidas, o sistema do IEEE de 4 barras foi modificado para representar um horizonte de tempo de um dia, considerando a existência de cargas desequilibradas nas barras 2,3 e 4.

Figura 5.3: Sistema teste 4 barras.

Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 5.1 apresenta o total de consumidores de baixa tensão por barra de carga, o consumo total de kWh mensais, o tipo de consumidor e o seu respectivo fator de potência, adotados para o sistema teste de 4 barras do IEEE. Vale ressaltar, que estes consumidores podem ser monofásicos, bifásicos e trifásicos.

O processo de geração de pseudo-medidas é realizado para cada instante de tempo, ao longo do horizonte de tempo das curvas de carga. Este estágio é processado de maneira *off-line*, uma vez que irá caracterizar as curvas de demandas através de dados típicos dos consumidores e do último consumo mensal registrado.

Tabela 5.1: Dados de consumidores para o sistema de 4 barras.

Barra	Residencial (Fp=0.98)		Comercial (Fp=0.95)		Industrial (Fp=0.85)	
	N	kWh	N	kWh	N	kWh
2	0	0	13	39,000	10	150,000
3	141	105,570	0	0	0	0
4	59	44,250	37	111,000	0	0

Para avaliar a metodologia proposta para geração de pseudo-medidas de carga, a sistemática utilizada tomou por base a resposta da metodologia frente a erros introduzidos em seus parâmetros de entrada, utilizando um ambiente controlado de simulação. Ou seja, a metodologia proposta foi executada adicionando erros aleatórios nos consumos de energia mensais de referência de cada consumidor. Estes erros aleatórios possuem distribuição normal de média zero e desvio padrão dos respectivos medidores. Em seguida, a curva de carga obtida a partir dos valores de pseudo-medidas gerados pela metodologia, para cada fase de cada barra, foi comparada com a curva de carga de referência de cada fase de cada barra do alimentador. As curvas de referência foram obtidas a partir do processo de agregação de cargas executado considerando os valores adotados como de referência para os consumos de energia mensais de cada consumidor. Para possibilitar uma análise mais detalhada da precisão das pseudo-medidas geradas, os resultados obtidos foram analisados usando os indicadores de Erro Médio Absoluto (EMA) e Desvio-Padrão (Desv. Pad.) do erro das pseudo-medidas, definidos respectivamente pelas equações 5.9 e 5.10:

$$EMA_j^i = \frac{\sum_{i=1}^N |P_j^i(t) - P_j^{i(ref)}(t)|}{I} \quad (5.9)$$

$$DesPad_j = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (|P_j^i(t) - P_j^{i(ref)}(t)| - EMA_j^i)^2}{I - 1}} \quad (5.10)$$

onde, $P_j^i(t)$ é a pseudo-medida de injeção de potência (ativa ou reativa) gerada pela metodologia para fase i da barra j no instante de tempo t ; $P_j^{i(ref)}(t)$ é o valor de referência da injeção de potência (ativa ou reativa) do caso de referência para fase i da barra j no instante de tempo t ; e I é o total de intervalos de tempo de 15 minutos ao longo de um dia ($I = 96$).

Para dar uma visão geral da boa qualidade das pseudo-medidas geradas, o maior e o menor EMA obtidos são apresentados na Tabela 5.2.

As próximas figuras ilustram os formatos das curvas de carga obtidas pelos valores das pseudo-medidas geradas apresentando o maior e o menor EMA, juntamente com as respectivas curvas de carga de referência.

Tabela 5.2: Maior e Menor EMA das pseudo-medidas geradas.

	Potência Ativa (kW)	Potência Reativa (kVar)
Maior EMA	28,6603	11,1411
	Barra 2/ Fase A	Barra 3/ Fase C
Menor EMA	7,7254	3,0584
	Barra 3/ Fase B	Barra 2/ Fase B
Desv. Pad	2,8014	1,7805

Figura 5.4: Valores de Potência Ativa e Reativa de Carga obtidas que apresentam o maior EMA.

Fonte: Elaborada pela Autora.

Figura 5.5: Valores de Potência Ativa e Reativa de Carga obtidas que apresentam o menor EMA.

Fonte: Elaborada pela Autora.

Essas curvas demonstram que a metodologia proposta (Estágio 1) possibilita a geração de pseudo-medidas de boa qualidade, mesmo considerando a curva com o maior EMA.

5.3 Estágio 3: Estimação de Estado propriamente dita

Conforme mencionado no capítulo 1, além das medidas do sistema SCADA e das AMI, que já são uma realidade em alguns SDs, deve-se também verificar a possibilidade de utilização das MFSs, para obtenção de uma estimativa mais confiável do estado operativo dos SDs, conforme proposto em [6, 87]. Lembrando ainda que são poucos os trabalhos que investigaram a possibilidade de utilização de MFSs no processo de estimação de estado em SDs. Por outro lado, vários já investigaram a utilização dessas medidas para estimação de estado em sistemas de transmissão, dentre os quais destaca-se o EE híbrido monofásico apresentado em [9], que apresenta as seguintes características: não exige muitas mudanças na formulação convencional do processo de estimação de estado em SEP por MQP; quando não estão disponíveis MFSs de ângulo de fase de tensão, faz uso da prática convencional de escolher uma barra como referência angular; na existência de pelo menos uma MFS de ângulo de fase de tensão, a referência de ângulo é determinada pelo sinal emitido pelo sistema GPS; possibilita o processamento de EGs em medidas SCADA e MFSs, desde que a redundância seja adequada.

Nesta seção será apresentado o EE trifásico por MQP desenvolvido que possibilita: o tratamento simultâneo de diversos tipos de medidas que podem estar disponíveis nos SDs (medidas obtidas pelo sistema SCADA, MFSs, medidas virtuais e pseudo-medidas de carga e de dados históricos), ponderando-as de forma a refletir o respectivo grau de precisão; a análise de sistemas assimétricos e desbalanceados; tratamento de sistemas radiais e malhados sem perda de precisão; uma modelagem trifásica adequada para os componentes dos SDs. Vale ressaltar, que para inclusão das MFSs o estimador proposto utilizará como base o EE monofásico híbrido desenvolvido por Korres e Manousakis em [9].

5.3.1 Formulação do Estimador de Estado Trifásico utilizando medidas convencionais e medidas fasoriais sincronizadas

De maneira análoga a modelagem monofásica do EE por MQP convencional, conforme descrito no capítulo 2, para uma modelagem trifásica as medidas analógicas trifásicas e as variáveis de estado de um SEP (tensões complexas nas três fases das barras do SEP) estão relacionadas através do seguinte modelo de medição:

$$Z_{3\phi} = h(x)_{3\phi} + w_{3\phi} \quad (5.11)$$

sendo que,

$Z_{3\phi}$: é o vetor de medidas ($m_{3\phi}x1$), sendo $m_{3\phi}$ o número total de medidas trifásicas efetuadas;

$h(._{3\phi})$: vetor de funções não lineares, que relaciona as medidas com as variáveis de estado, também com dimensão ($m_{3\phi}x1$) (equações do fluxo de potência trifásico);

$x_{3\phi}$: vetor de variáveis de estado ($N_{3\phi}x1$);

$w_{3\phi}$: vetor dos erros nas medidas trifásicas ($m_{3\phi}x1$), que são considerados como variáveis aleatórias independentes, com distribuição Gaussiana de média zero e matriz de covariância do erro da medida $R_{Z_{3\phi}}$, dada por 5.12.

$$R_{Z_{3\phi}} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_2^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

sendo σ_i^2 a variância do erro (ou ruído) da medida Z_i .

Os valores de σ_i^2 dependem da precisão dos aparelhos de medida e do sistema de teletransmissão. O desvio padrão caracteriza a precisão de cada medida e é fundamental na obtenção de uma estimativa de boa qualidade.

Conforme apresentado no capítulo 2, o vetor de estado estimado $\hat{x}_{3\phi}$ é obtido minimizando a função de mínimos quadrados ponderados $J(x_{3\phi})$ dado por 5.13:

$$J(x_{3\phi}) = [Z_{3\phi} - h(x)_{3\phi}]^t R_{Z_{3\phi}}^{-1} [Z_{3\phi} - h(x)_{3\phi}] \quad (5.13)$$

Pretende-se determinar o vetor de estado x que torna mínima a função objetivo $J(x_{3\phi})$, isto é $\frac{\partial J(x_{3\phi})}{\partial x_{3\phi}} = 0$. A solução desta equação pode ser vista em 5.14:

$$H^t(\hat{x})_{3\phi} \cdot R_{Z_{3\phi}}^{-1} \cdot [Z_{3\phi} - h(\hat{x})_{3\phi}] = 0 \quad (5.14)$$

Sendo $H(\hat{x})_{3\phi}$ a matriz Jacobiana trifásica dada por 5.15:

$$H(\hat{x})_{3\phi} \triangleq \frac{\partial h(x)_{3\phi}}{\partial x_{3\phi}} \quad (5.15)$$

No processo de determinação de $\hat{x}$ pelo método iterativo de Newton-Raphson, calculam-se as correções para cada iteração através de:

$$G(x^k)_{3\phi} \cdot (\Delta x_{3\phi}^k) = H^t(\hat{x})_{3\phi} \cdot R_{Z_{3\phi}}^{-1} \cdot [Z_{3\phi} - h(\hat{x})_{3\phi}] \quad (5.16)$$

denominada Equação Normal, e obtêm-se:

$$x_{3\phi}^{k+1} = x_{3\phi}^k + \Delta x_{3\phi}^k \quad (5.17)$$

sendo $k = 0, 1, 2, \dots$ até que o critério de parada seja atingido.

A matriz ganho $G(x_{3\phi}^k)$ na iteração “ k ” é expressa pela equação 5.18:

$$G(x^k)_{3\phi} = H^t(x^k)_{3\phi} \cdot R_{Z_{3\phi}}^{-1} \cdot H(x^k)_{3\phi} \quad (5.18)$$

O processo iterativo termina quando $|x_{3\phi}^{k+1} - x_{3\phi}^k|$ for menor que um valor pré-estabelecido.

É possível notar que o algoritmo de solução do EE trifásico por MQP híbrido proposto, é praticamente o mesmo do estimador convencional MQP monofásico, apresentado no Capítulo 2. As diferenças são o modelo de medição, devido as equações serem trifásicas e a inclusão das medidas fasoriais trifásicas de ângulo de tensão e corrente. Neste contexto, apresentar-se-ão primeiramente as equações do modelo de medição e a referente matriz jacobiana apenas com medidas convencionais trifásicas para, em seguida, inserir no modelo as equações trifásicas referentes às MFSs.

5.3.1.1 Modelo de medição e estrutura da Jacobiana utilizando apenas medidas convencionais

Usualmente as medidas utilizadas no processo de EESEP são medidas de magnitude de tensão e de potência ativa e reativa (fluxo e injeção). As injeções de potência trifásica ativa e reativa são dadas, respectivamente, pelas equações 5.19 e 5.20 [88].

$$P_i^p = V_i^p \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^3 V_k^m (G_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm} + B_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm}) \quad (5.19)$$

$$Q_i^p = V_i^p \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^3 V_k^m (G_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm} - B_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm}) \quad (5.20)$$

sendo: n o número de barras do SEP; V_i^p o módulo da tensão na fase p da barra i ; G_{ik}^{pm} a condutância entre as fases p e m do ramo entre as barras i e k ; θ_{ik}^{pm} a diferença entre o ângulo da fase p da barra i e o ângulo da fase m da barra k , ou seja, $\theta_{ik}^{pm} = \theta_i^p - \theta_k^m$ e B_{ik}^{pm} a susceptância entre as fases p e m do ramo entre as barras i e k . O conjunto k contém todas as barras do sistema e os parâmetros G_{ik}^{pm} e B_{ik}^{pm} são não nulos sempre que houver conexão física entre a barra i e as barras do conjunto k . As equações acima são válidas também para linhas que sofrem os efeitos dos acoplamentos mútuos com outras linhas.

Para obtenção das equações de fluxos de potência ativa e reativa utiliza-se o modelo equivalente π de uma linha trifásica, conforme apresentada no capítulo 4. Dessa forma, os fluxos de potência ativa e reativa da fase p de uma linha trifásica, entre as barras i e k , são dados, respectivamente, pelas equações 5.21 e 5.22:

$$P_{ik}^p = \sum_{m=1}^3 \{V_i^p V_i^m [G_{ik}^{pm} \cos \theta_{ii}^{pm} + (Bs_{ik}^{pm} + Bsh_{ik}^{pm}) \sin \theta_{ii}^{pm}] - V_i^p V_k^m [Gs_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm} + Bs_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm}]\} \quad (5.21)$$

$$Q_{ik}^p = \sum_{m=1}^3 \{V_i^p V_i^m [Gs_{ik}^{pm} \sin \theta_{ii}^{pm} - (Bs_{ik}^{pm} + Bsh_{ik}^{pm}) \cos \theta_{ii}^{pm}] - V_i^p V_k^m [Gs_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm} - Bs_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm}]\} \quad (5.22)$$

sendo que o índice s representa admitância série enquanto o índice sh representa admitância shunt. Observe que para aplicar para alimentadores da rede primária os elementos shunt das linhas serão eliminados das equações.

A partir das derivadas parciais das equações acima em relação as variáveis de estado do sistema se obtém, então, a matriz Jacobiana do EE trifásico por MQP formado apenas por medidas convencionais ($H_{3\phi}$), equação 5.23:

$$H_{3\phi} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{i-k}^p}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_{i-k}^p}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_{i-k}^p}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_{i-k}^p}{\partial V_j} \\ \frac{\partial P_k^p}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_k^p}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_k^p}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_k^p}{\partial V_j} \\ \frac{\partial I_i^p}{\partial \theta_j} & \frac{\partial I_i^p}{\partial V_j} \\ \frac{\partial V_i^p}{\partial \theta_j} & \frac{\partial V_i^p}{\partial V_j} \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

com i e k variando de 1 até n .

Assim como na versão monofásica, a dimensão da matriz jacobiana é determinada de acordo com o número de medidas e de variáveis de estado a serem estimadas. As equações que definem cada um dos elementos da matriz $H_{3\phi}$ podem ser encontradas no Apêndice A.

5.3.1.2 Modelo de medição e estrutura da Jacobiana utilizando medidas convencionais e fasoriais sincronizadas

Com a inclusão das MFS, a matriz Jacobiana do EE trifásico por MQP passa a ter novas linhas relacionadas às medidas fasoriais de tensão e corrente, conforme apresentado na equação 5.24.

$$H_{3\phi HIB} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{i-k}^p}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_{i-k}^p}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_{i-k}^p}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_{i-k}^p}{\partial V_j} \\ \frac{\partial P_k^p}{\partial \theta_j} & \frac{\partial P_k^p}{\partial V_j} \\ \frac{\partial Q_k^p}{\partial \theta_j} & \frac{\partial Q_k^p}{\partial V_j} \\ \frac{\partial V_i^p}{\partial \theta_j} & \frac{\partial V_i^p}{\partial V_j} \\ \frac{\partial V_i^p \text{umf}}{\partial \theta_j} & \frac{\partial V_i^p \text{umf}}{\partial V_j} \\ \frac{\partial \theta_i^p \text{umf}}{\partial \theta_j} & \frac{\partial \theta_i^p \text{umf}}{\partial V_j} \\ \frac{\partial I_i^p \text{umf}}{\partial \theta_j} & \frac{\partial I_i^p \text{umf}}{\partial V_j} \\ \frac{\partial \delta_i^p \text{umf}}{\partial \theta_j} & \frac{\partial \delta_i^p \text{umf}}{\partial V_j} \end{bmatrix} \quad (5.24)$$

As expressões para as derivadas parciais relativas à V_i^p e $V_i^p umf$ são as mesmas do estimador por MQP convencional. As MFSs $\theta_i^p umf$ são tratadas da mesma forma que as medidas de magnitude de tensão, pois essas quantidades referem-se às variáveis de estado a serem estimadas. As equações do modelo de medição das MFSs de corrente da barra i para barra j , são utilizadas na forma polar. As equações do modelo de medição das MFSs de corrente, bem como as derivadas parciais destas são apresentadas no Apêndice A.

Na Equação 5.24 temos que: P_{ik}^p e Q_{ik}^p representam medidas SCADA de potência (injeção e fluxo) ativa e reativa da fase “ p ” respectivamente, com i e k variando de 1 até n ; V_i^p representa medidas SCADA de magnitude de tensão nodal da fase “ p ”; $V_i^p umf$ representa MFSs de magnitude de tensão nodal da fase “ p ”; $\theta_i^p umf$ representa MFSs de ângulo da fase “ p ” de tensão nodal; $I_i^p umf$ representa MFSs de magnitude de corrente em ramos da fase “ p ”; $\delta_i^p umf$ representa MFSs de ângulo da fase “ p ” de corrente em ramos;

5.3.1.3 Variáveis de estado a serem estimadas

Tendo em vista que são duas as variáveis de estado por fase a serem estimadas, isto é, magnitude e ângulo de tensão por fase para cada barra, no contexto de EE para cada alimentador de uma RMT, em geral, a quantidade de variáveis de estado a serem estimadas ($N_{3\phi RMT}$) é dada pela equação 5.25.

$$N_{3\phi RMT} = 2.n_{1\phi} + 4.n_{2\phi} + 6.n_{3\phi} \quad (5.25)$$

sendo que:

$n_{1\phi}$: é o número de ramos monofásicos do sistema;

$n_{2\phi}$: o número de ramos bifásicos do sistema;

$n_{3\phi}$: o número de ramos trifásicos do sistema.

O EE proposto pode ser aplicado considerando, ou não, que as três fases da barra da subestação são balanceadas, ou seja, assumindo que os ângulos das três fases, da barra da subestação, estão com defasagem de 120° entre eles. Essa será a situação explorada neste trabalho. Entretanto, importa destacar que o EE proposto pode também ser aplicado, sem considerar a hipótese supracitada. Nessa situação, será necessária uma quantidade maior de medidas para tornar o alimentador observável [2].

Assumindo então que as três fases da barra da subestação são balanceadas, quando não estiverem disponíveis MFSs de ângulo de fase de tensão, o alimentador será algebricamente observável se o posto da correspondente matriz Jacobiana for igual a $N_{3\phi RMT} - 3$, pois os ângulos de fase de tensão das três fases da barra da subestação são tomados como referência, assumindo os valores de 0° , 120° e -120° . Nesse caso, a variável N_{Obs} , que será utilizada no algoritmo dos Estágios 2 e 3 apresentados na sequência, receberá o valor 3.

Considerando então que as três fases da barra da subestação são balanceadas, estando disponível pelo menos uma MFS de ângulo de fase de tensão, o EE proposto não seleciona barra alguma como referência, pois a referência será dada pelo sinal de GPS. Nesse caso, o alimentador será observável se o posto da correspondente matriz Jacobiana for igual a $N_{3\phi RMT}$ (nesse caso a variável N_{Obs} , utilizada nos algoritmos dos Estágio 2 e 3, receberá o valor 0).

5.3.1.4 Algoritmo do Estimador de Estado Híbrido Trifásico por MQP

Apresenta-se, a seguir, o algoritmo do EE trifásico híbrido por MQP proposto (Algoritmo 5.1).

Algoritmo 5.1 Algoritmo para Estimação de Estado Trifásica por MQP

1 Início

- 2 Determinar a estrutura das matrizes jacobiana $H_{3\phi}$ e da matriz Ganho $G_{3\phi}$;
 - 2 Para isso elimine as N_{Obs} colunas da matriz $H_{3\phi HIB}$ (lembrando que essa variável foi previamente definida e representa o número de referências de ângulos de fase de tensão necessárias);
 - 3 Definir uma estimativa inicial para o vetor de variáveis de estado $\hat{x}_{3\phi}$. (Ver Nota 1);
 - 4 Calcular os valores numéricos de $H(x^k)_{3\phi}$; (Ver Nota 2)
 - 5 Calcular a matriz Ganho $G(x^k)_{3\phi}$;
 - 6 Resolver o sistema $G(x^k)_{3\phi} \cdot \Delta x_{3\phi}^k = [H_{3\phi}^t \cdot R_{Z3\phi}^{-1} \cdot H_{3\phi}]$;
 - 7 Atualizar o vetor de estados $x_{3\phi}^{k+1} = x_{3\phi}^k + \Delta x_{3\phi}^k$;
 - 8 Testar Convergência
 - 9 se $|\Delta x_{3\phi}^k| \leq \varepsilon$ então
 - 10 | fim do processo;
 - 11 se não
 - 12 | Fazer $k = k + 1$;
 - 13 | retornar ao passo 4;
 - 14 fim se
 - 15 fim
-

Nota 1: Para um sistema trifásico a solução inicial é, normalmente, o flat start definido em 5.26. Porém, na presença de reguladores de tensão com taps fora dos valores nominais, torna-se necessário atualizar o flat start (tensões nodais) para as barras a jusantes do secundário do regulador. Para isso, realiza-se uma varredura radial, a partir da subestação para os nós terminais da rede, nas barras a jusante do regulador ajustando o valor do flat start de acordo com a relação de transformação entre o primário e o secundário do regulador de tensão.

$$\begin{aligned}
 V_i^a &= V_i^b = V_i^c \\
 \theta_i^a &= 0^\circ \\
 \theta_i^b &= -120^\circ \\
 \theta_i^c &= 120^\circ
 \end{aligned} \tag{5.26}$$

com $i = 1, \dots, n$, sendo n o número de barras do sistema.

Nota 2: Para o estimador em pauta, o processo de inicialização do algoritmo torna-se difícil, quando MFSs de corrente estão presentes. Isto porque, algumas derivadas na matriz jacobiana, correspondentes aos fasores de corrente, são indefinidas na primeira iteração. Para contornar este problema adotou-se, nos testes realizados, a não inclusão das MFSs de corrente na primeira iteração. Isto é, tais medidas serão incorporadas ao processo de estimação somente a partir da segunda iteração.

Como pode ser visto, os passos do algoritmo de solução do EE trifásico proposto são praticamente os mesmos do EE monofásico por MQP. Entretanto, além de possuir um modelo de

medição diferente, tem algumas ressalvas importantes que devem ser seguidas, como a inicialização do *flat start* (Nota 1) e o tratamento das MFSs de corrente (Nota 2).

5.3.2 Exemplos - Estágio 3

O estimador desenvolvido foi implementado em computador via linguagem de programação Borland C++ builder 6.0 e será aplicado, para fins didáticos, no alimentador teste do IEEE de 4 barras, conforme apresentado na seção 5.2 para exemplificar o Estágio 1 da metodologia proposta.

Deve-se mencionar, entretanto, que os dois exemplos que serão apresentados nesta seção consideram sistemas de medidas redundantes, formadas por medidas SCADA e a associação destas com MFSs, sem a preocupação de limitar a quantidade de medidas disponíveis. Dessa forma, foge um pouco da característica dos sistema de medição encontrados usualmente nos SDs, que normalmente não são suficientes nem mesmo para tornar o sistema observável, exigindo a utilização de pseudo-medidas de carga.

Os valores das medidas utilizadas foram obtidos adicionando-se aos valores exatos, determinados por um programa de fluxo de carga trifásico ($Z_{3\phi}^{fc}$), erros aleatórios de média zero e desvio padrão " σ " dado pela equação 5.27, sendo pr a precisão do medidor ($pr = 2\%$). Para este exemplo foram geradas 9 amostras, incluindo ruídos distintos de acordo com a equação 5.28.

$$\sigma = \frac{pr \cdot |Z_{3\phi}^{fc}|}{3}. \quad (5.27)$$

$$Z_i^m = Z_{i3\phi}^{fc} + 2 \cdot \sigma + \alpha \quad (5.28)$$

sendo que: Z_i^m é o valor da medida i utilizado no teste; α uma variável aleatória com distribuição Normal Padrão $N(0, 1)$;

Considerando como "verdadeiras" (ou valores de referência) as variáveis de estado calculadas através de um estudo de fluxo de potência (V verdadeiro e θ verdadeiro), para avaliar o EE proposto utilizar-se-ão os indicadores estatísticos média e desvio padrão dos erros de estimação, definidos conforme as equações 5.29 - 5.32.

$$\overline{E_{Vif}} = \frac{\sum_{j=1}^{nA} |V_{(if)j}^{est} - V_{(if)j}^{verdadeiro}|}{nA} \quad (5.29)$$

$$\sigma_{Vif} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{nA} |V_{(if)j}^{est} - V_{(if)j}^{verdadeiro}| - \overline{E_{Vif}}}{nA - 1}} \quad (5.30)$$

$$\overline{E_{\theta if}} = \frac{\sum_{j=1}^{nA} |\theta_{(if)j}^{est} - \theta_{(if)j}^{verdadeiro}|}{nA} \quad (5.31)$$

$$\sigma_{\theta_{if}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{nA} |\theta_{(if)j}^{est} - \theta_{(if)j}^{verdadeiro}| - \overline{E_{\theta_{if}}}}{nA - 1}} \quad (5.32)$$

Nas equações 5.29 - 5.32 $\overline{E_{V_{if}}}$ e $\overline{\theta_{V_{if}}}$ são, respectivamente, o EMA nas estimativas das magnitudes e dos ângulos de fase das tensões nodais da barra i fase f , considerando todas as nA amostras de medidas analisadas; $\sigma_{V_{if}}$ e $\sigma_{\theta_{if}}$ os respectivos desvios padrão e nA sendo o número de amostras de medidas.

Exemplo 1: Sistema de medição apenas com medidas SCADA

O cenário de medição, formado apenas por medidas SCADA apresentado na Tabela 5.3, foi utilizado neste exemplo a fim de mostrar a eficiência da metodologia proposta no estágio 2.

Tabela 5.3: Sistema de medição - Exemplo 4 barras.

Fluxo de potência ativa	$P_{1-2}^{a,b,c}; P_{2-3}^{a,b,c}; P_{3-4}^{a,b,c}$
Fluxo de potência reativa	$Q_{1-2}^{a,b,c}; Q_{2-3}^{a,b,c}; Q_{3-4}^{a,b,c}$
Injeção de potência ativa	$P_1^{a,b,c}$
Injeção de potência reativa	$Q_1^{a,b,c}$
Magnitude de tensão	$V_1^{a,b,c}$

Aplicando as métricas definidas nas equações 5.29 - 5.32 nos resultados obtidos (considerando todas as fases de todas as barras do sistema) a Tabela 5.4 foi construída e apresenta o menor, maior e a média do EMA com seu respectivo desvio padrão para as estimativas obtidas para cada fase. Analisando a Tabela 5.4 verifica-se que as estimativas das variáveis de estado são precisas.

Tabela 5.4: Resultados Obtidos - Exemplo 1 - Sistema de 4 barras.

	EMA (Vpu)			EMA (θ graus)		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
Menor EMA	0,0015856	0,001399	0,0012352	0,00026356	0,00021199	0,00026356
	<i>Barra 1</i>	<i>Barra 1</i>	<i>Barra 1</i>	<i>Barra 2</i>	<i>Barra 2</i>	<i>Barra 2</i>
Maior EMA	0,0016153	0,0014307	0,0012569	0,0025669	0,001971	0,002034
	<i>Barra 4</i>	<i>Barra 4</i>	<i>Barra 4</i>	<i>Barra 4</i>	<i>Barra 4</i>	<i>Barra 4</i>
EMA Médio	0,001597	0,0014115	0,001244	0,0010986	0,0008837	0,0009368
Desv. Pad.	0,001208	0,0009495	0,00126407	0,0018761	0,001447	0,0022470

Exemplo 2: Sistema de medição com medidas SCADA e MFSs

A Tabela 5.5 apresenta as MFSs que juntamente com as medidas SCADA do Exemplo 1 compõe o plano de medição considerado neste exemplo.

Vale salientar que foram adicionados ruídos aleatórios para as MFSs conforme as equações 5.27 e 5.28. Entretanto, pelo fato de as MFSs apresentarem melhor qualidade, a precisão das MFSs consideradas neste trabalho foi de 0,5%.

Tabela 5.5: MFSs disponíveis para o sistema exemplo de 4 barras.

<i>Magnitude de Corrente</i>	$I_{1-2}^{a,b,c}; I_{2-3}^{a,b,c}; I_{3-4}^{a,b,c}$
<i>Ângulo de Corrente</i>	$\delta_{1-2}^{a,b,c}; \delta_{2-3}^{a,b,c}; \delta_{3-4}^{a,b,c}$
<i>Ângulo de tensão</i>	$\theta_1^{a,b,c}$

Aplicando as métricas definidas nas equações 5.29 - 5.32 nos resultados obtidos (considerando todas as fases de todas as barras do sistema) a Tabela 5.6 foi construída e apresenta o menor, maior e a média do EMA com seu respectivo desvio padrão para as estimativas obtidas para cada fase. Analisando a Tabela 5.6 verifica-se que as estimativas das variáveis de estado são precisas.

Tabela 5.6: Resultados Obtidos - Exemplo 2 - Sistema de 4 barras.

	<i>EMA (Vpu)</i>			<i>EMA (θ_{graus})</i>		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
Menor EMA	0,0011198	0,001214	0,0010987	0,0000952	0,0001049	0,0001012
	<i>Barra 1</i>	<i>Barra 1</i>	<i>Barra 1</i>	<i>Barra 1</i>	<i>Barra 1</i>	<i>Barra 1</i>
Maior EMA	0,0011263	0,0013982	0,0012217	0,001872	0,001102	0,001621
	<i>Barra 4</i>	<i>Barra 4</i>	<i>Barra 4</i>	<i>Barra 4</i>	<i>Barra 4</i>	<i>Barra 4</i>
EMA Médio	0,0011165	0,001214	0,001124	0,0013826	0,000132	0,0001421
Desv. Pad.	0,0043363	0,003504756	0,0045495	0,0048952	0,0021475	0,003258

De acordo com o erros obtidos nas Tabelas 5.4 e 5.6 as estimativas foram precisas. Comparando os dois exemplos apresentados nessa seção, verifica-se que a inclusão das MFSs melhoram as estimativas das variáveis de estado. Isso porque, as MFSs são mais precisas que as medidas SCADAS. Lembrando que para as MFSs a precisão utilizada foi de 0,5% e para as medidas SCADAS de 2%.

5.4 Estágio 2: Análise e restauração da observabilidade e identificação de medidas críticas

Apresenta-se, nesta seção, a metodologia desenvolvida para análise e restauração de observabilidade e identificação de MCs, no contexto de estimação de estado trifásica híbrida para alimentadores de SDs. Vale destacar que em virtude do acoplamento entre as fases, que podem ser observadas nas equações 5.19 - 5.22 de injeções e fluxo de potência ativa e reativa da linha e nos modelos dos equipamentos de um SD, a análise de observabilidade e redundância de medidas para modelagem trifásica possui diversas características particulares, não observadas na modelagem monofásica. Testes que serão apresentados na seção 5.4.4 irão explorar essas características.

Conforme mencionado anteriormente, para possibilitar análise e restauração de observabilidade, a metodologia proposta baseia-se no processo de fatoração triangular da matriz Jacobiana do EE híbrido trifásico por MQP proposto, apresentado na seção anterior, matriz $H_{3\phi HIB}$. Para identificar as MCs, a metodologia analisa a estrutura da matriz resultante desse processo de

fatoração triangular, que será chamada de matriz $H_{\Delta 3\phi HIB}$. Dessa forma, a metodologia proposta para realização do Estágio 2 é uma extensão da metodologia desenvolvida em [33], que foi apresentada no capítulo 3, que possibilita, de uma forma simples e eficiente, a análise das características qualitativas de conjuntos de medidas no contexto de estimação de estado monofásica.

5.4.1 Análise de Observabilidade por meio da fatoração da Matriz Jacobiana do EE trifásico Híbrido Proposto

Conforme apresentado na seção 5.2, a matriz jacobiana $H_{3\phi HIB}$, definida pela equação 5.15, relaciona as medidas analógicas aferidas com as variáveis de estado sistema.

Pela definição de observabilidade algébrica, apresentada no capítulo 3, um sistema será considerado observável, se o posto da correspondente matriz jacobiana for igual ao número de variáveis de estado a serem estimadas. De acordo com a seção 5.2.1.3, tendo em vista que são duas as variáveis de estado por fase a serem estimadas, isto é, magnitude e ângulo de tensão por fase para cada barra, no contexto de EE para cada alimentador de uma RMT, em geral, a quantidade de variáveis de estado a serem estimadas ($N_{3\phi RMT}$) é dada pela equação 5.25. Porém, dependendo da existência ou não de MFSs de ângulo de fase de tensão, a quantidade de variáveis a serem estimadas pode variar. Ou seja, será $N_{3\phi RMT} - 3$, quando tais medidas não estiverem disponíveis, ou exatamente $N_{3\phi RMT}$ na existência de pelo menos uma dessas medidas.

Face ao exposto, para um alimentador observável, desprovido de MFSs, a fatoração triangular da correspondente matriz $H_{3\phi HIB}$ resultará em uma matriz com as últimas três colunas compostas somente por zeros. Vale lembrar que, durante o processo de fatoração, permutações de linhas poderão ser necessárias para evitar possíveis pivôs nulos. Observe que essas três colunas aparecem em função das três variáveis de estado que devem ser tomadas como referência angular. Entretanto, se ao invés de fatorar diretamente a matriz $H_{3\phi HIB}$, for fatorada uma matriz resultante da eliminação das três colunas da matriz $H_{3\phi}$ correspondentes aos ângulos de fase de tensão das três fases da barra da subestação, o processo de fatoração triangular não resultará em coluna alguma formada apenas por zero quando o alimentador for observável.

Assim como o algoritmo do EE por MQP híbrido trifásico proposto, o algoritmo implementado para análise e restauração de observabilidade e identificação de medidas críticas, trabalha considerando a remoção dessas três barras. Para isso fazem uso da variável N_{Obs} , definida anteriormente, que pode assumir os valores 0, para o caso de sistemas de medição híbridos, ou 3, quando não estiver presente MFS de ângulo de fase de tensão alguma. Dessa forma, no decorrer dessa seção as análises serão realizadas considerando a matriz Jacobiana após a eliminação das N_{Obs} colunas.

Quando o alimentador não for observável como um todo, durante a fatoração triangular da correspondente matriz Jacobiana aparecerá um pivô nulo em um elemento diagonal (i, i) , não existindo elemento algum, não nulo, na linha i da matriz fatorada. Isto indica a não existência de medida alguma dando a informação do estado equivalente correspondente à coluna i . Em situações como essa a metodologia proposta possibilita a seleção de pseudo-medidas (de carga geradas no Estágio 1 ou de dados históricos) para restauração da observabilidade, conforme será apresentado na próxima seção.

5.4.1.1 Restauração da Observabilidade

Com o intuito de restaurar a observabilidade, efetua-se uma busca por pseudo-medida que forneça a informação da variável de estado equivalente correspondente à coluna do pivô nulo. Isto é feito através dos fatores triangulares, obtidos durante o processo de fatoração da correspondente matriz Jacobiana.

A busca por pseudo-medida pode ser resumida conforme o algoritmo 5.2.

Destaca-se que, através do procedimento aludido, garante-se que a restauração da observabilidade se realizará através de pseudo-medidas críticas.

Algoritmo 5.2 Restauração da observabilidade via pseudo-medidas críticas

```

1 Início
2   Cria-se uma nova linha na matriz Jacobiana que está sendo fatorada;
3   Armazene, nesta linha, a primeira pseudo-medida disponível;
4   Aplicam-se os fatores triangulares a essa nova linha;
5   Se aparecer um elemento não nulo, na coluna do pivô nulo, na nova linha:
6     | A pseudo-medida fornece a informação necessária à restauração da observabilidade
7     | fim do processo;
8   Se não
9     | elimine a pseudo-medida que foi analisada e retorne ao passo 2 testando a próxima
9     | pseudo-medida disponível.
10 fim
```

5.4.1.2 Identificação de Medidas Críticas

Com base no embasamento teórico apresentado no capítulo 3, as MCs correspondem às linhas linearmente independentes da correspondente matriz Jacobiana. Vale lembrar que MCs são aquelas que caso retiradas, fazem com que posto da correspondente matriz Jacobiana diminua de uma unidade.

Considerando essa propriedade, a ideia que norteia a metodologia proposta é identificar as medidas críticas através da análise das relações de dependência linear entre as linhas da correspondente matriz Jacobiana, que correspondem às medidas aferidas no alimentador. Entretanto, tais relações são de difícil análise através da estrutura da correspondente matriz Jacobiana. Dessa forma, com base no que foi desenvolvido em [33] e apresentado resumidamente no capítulo 3, para facilitar a análise daquelas relações lineares realiza-se uma mudança conveniente de base, no espaço das variáveis de estado, através de um processo de fatoração completa da matriz Jacobiana, dando origem a uma matriz que relaciona as medidas com as variáveis de estado de uma forma mais direta.

Para um alimentador observável possuindo m medidas SCADA e n barras, a estrutura da matriz resultante da fatoração completa da transposta da matriz Jacobiana $H_{3\phi HIB}$ é apresentada na Figura 5.6.

Figura 5.6: Estrutura da matriz $H_{3\phi}^t$ na nova base ($H_{\Delta 3\phi}^t$).

$$H_{\Delta 3\phi}^t = \left[\begin{array}{cc|cc} 1 & & & \\ & \ddots & & \\ & & 1 & R \\ \hline 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & \dots & 0 \end{array} \right] \rightarrow H_{\Delta 3\phi}^t \left[\begin{array}{c|cc} I_{N_{3\phi RMT}} & R & \\ \hline 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & \dots & 0 \end{array} \right]$$

Fonte: Elaborada pela autora com base em [33].

sendo:

$H_{\Delta 3\phi}^t$ a matriz $H_{3\phi HIB}^t$ na nova base;

$I_{(N_{3\phi RMT})}$ a matriz identidade de dimensão $(N_{3\phi RMT}) \times (N_{3\phi RMT})$;

R é uma submatriz composta por colunas linearmente dependentes das colunas $I_{(N_{3\phi RMT})}$, cuja dimensão é $(N_{3\phi RMT}) \times [m - (N_{3\phi RMT})]$.

A matriz apresentada na Figura 5.6 corresponde a fatoração triangular da transposta da matriz Jacobiana $H_{3\phi}$ associada a um alimentador observável que não possui MFS alguma e sem a remoção de linha alguma. Eis a razão do aparecimento das três linhas formadas apenas por elementos nulos, em função das três variáveis de estado que devem ser tomadas como referência angular. Se existir pelo menos uma MFS de ângulo de fase de tensão, a matriz resultante do processo de fatoração triangular da correspondente matriz Jacobiana não apresentaria linha alguma formada apenas por elementos nulos.

Com base no desenvolvido em [33], os elementos não nulos, que aparecem em uma linha da matriz $H_{\Delta 3\phi}^t$, indicam as medidas que dão informação da variável de estado equivalente associada àquela coluna. Dessa forma, para identificar as medidas críticas, basta realizar uma busca das linhas da matriz $H_{\Delta 3\phi}^t$ que possuem apenas um elemento não nulo, uma vez que as medidas correspondentes às colunas desses elementos são críticas. Observe que essas linhas são linearmente independentes.

Em termos de identificação de MCs, cabem ainda algumas informações quando MFSs de corrente estão presentes. Pois, conforme mencionado anteriormente, na seção 5.2.1.3, para o EE proposto o processo de inicialização do algoritmo torna-se difícil, quando estas estão presentes. Isto porque, algumas derivadas na matriz Jacobiana, correspondentes aos fasores de corrente, são indefinidas na primeira iteração. Para contornar este problema adotou-se a não inclusão das MFSs de corrente na primeira iteração, e incorporá-las ao processo de estimação somente a partir da segunda iteração.

Entretanto, um sistema é numericamente observável se for possível fazer uma estimativa, para o vetor de variáveis de estado, a partir do “flat start” [89], isto é, a metodologia de observabilidade consiste na análise da correspondente matriz Jacobiana formada na primeira iteração do EE. Sendo assim, para análise da observabilidade do sistema as MFSs de corrente não são levadas em consideração.

Isto nos leva, quando as MFSs de corrente forem críticas, a utilizar pseudo-medidas desnecessárias. Porém, em virtude das MFSs serem de melhor qualidade que as pseudo-medidas e

redundantes a essas, a inclusão dessas pseudo-medidas não afetará de forma negativa a estimativa das variáveis de estado.

5.4.2 Algoritmo para análise e restauração de observabilidade e identificação de medidas críticas

Apresenta-se, a seguir, o algoritmo para análise e restauração de observabilidade e identificação de medidas críticas (Algoritmo 5.3).

Algoritmo 5.3 Análise de observabilidade do sistema.

- 1 Início**
 - 2** Determinar a estrutura das matrizes jacobiana $H_{3\phi}$, conforme passo 2 do Algoritmo 5.1
 - 3** Definir o *flat-start*, conforme nota 1 do Algoritmo 5.1
 - 4** Calcular os valores numéricos de $H(x^k)_{3\phi}$
Realize a fatoração triangular da matriz $H(x^k)_{3\phi}$ armazenando os fatores triangulares
 se um pivô zero é encontrado vá para o Passo 6;
 - 5** **se não** o alimentador é observável considerando somente as medidas virtuais e as medidas disponíveis em tempo real; vá para o Passo 8 (durante esta fatoração linhas podem ser permutadas se necessário);
Determine a pseudo-medida (analisando primeiro as pseudo-medidas de carga
 - 6** geradas no Estágio 1 e depois os dados de medidas históricas) que fornece a informação da variável de estado equivalente. Selecione esta pseudo-medida e vá para o passo 7;
Continue a fatoração da matriz $H_{3\phi}$,
 se um pivô zero é encontrado retorne para o Passo 6;
 - 7** **se não** o alimentador é observável considerando somente as medidas virtuais e as medidas disponíveis e as pseudo-medidas selecionadas no Passo 4
 em tempo real vá para o Passo 8;
 - 8** Obtenha a matriz $H_{\Delta 3\phi}^t$ e identifique as MCs analisando os elementos não nulos da matriz $H_{\Delta 3\phi}^t$;
 - 9 fim.**
-

5.4.3 Exemplos didáticos

Nesta subseção apresentar-se-ão diversos exemplos relacionados ao problema de observabilidade e de redundância de medidas para modelagem trifásica em alimentadores de SDs, com base no alimentador de teste de 4 barras do IEEE ilustrado na Figura 5.3. Considerar-se-ão, nesses exemplos, as características particulares de sistemas de medição existentes na maioria dos SDs.

Primeiramente, apresentam-se exemplos sem considerar MFSs, para posteriormente incluí-las para análise. Para melhor entendimento das particularidades da análise de observabilidade e de redundância para sistemas trifásicos, apresentar-se-ão, antes dos exemplos, conceitos a respeito de observabilidade topológica trifásica, que serão explorados nos testes apresentados nesta subseção.

De acordo com a definição de observabilidade topológica, apresentada no capítulo 3 para modelagem monofásica, um sistema trifásico será topologicamente observável, com relação a

um conjunto de medidas trifásicas, unicamente se existir, associada a tal sistema, uma árvore geradora de posto completo do grafo da rede.

Para modelagem monofásica o grafo da rede corresponde ao diagrama unifilar do sistema, facilitando o processo de associação de medidas para as arestas desse grafo. Para modelagem trifásica o grafo da rede é mais complexo, dificultando esse processo de associação [60].

Para definir o grafo da rede para modelagem trifásica é necessário analisar as equações de injeção e de fluxo de potência ativa trifásica apresentadas na seção 5.2. Observe que uma medida de fluxo de potência ativa em uma das fases do ramo entre uma barra i e j , por exemplo (medida de fluxo na fase "a" da barra i para a barra j), relaciona os ângulos de fase de tensão (variáveis de estado do modelo) de todas as fases da barra j . Por outro lado, uma medida de injeção de potência em uma das fases de uma barra qualquer K , relaciona os ângulos de fase de tensão de todas as fases de todas as barras incidentes à barra K . Face ao exposto, o grafo da rede, para modelagem trifásica do problema de estimação de estado, deve representar todas essas possibilidades de conexão, tornando-se um grafo bastante complexo.

Para exemplificar como se daria o processo de busca por uma árvore geradora de posto completo, para o grafo de uma rede trifásica, será analisado a observabilidade topológica completa para todos os exemplos que serão apresentados nesta seção. Vale ressaltar, que o processo de busca por uma árvore geradora de posto completo se desenvolve pelo grafo da rede, associando uma medida distinta a cada ramo desse grafo, de acordo com a regra para associação de medidas, para arestas do grafo da rede (apresentada no capítulo 3 considerando a modelagem trifásica).

Exemplo 1: Análise de observabilidade - Sistema observável utilizando apenas medidas SCADA

Adotando as três fases da barra 1 como referência do sistema, para o plano de medição apresentado na Tabela 5.7, o sistema é observável como um todo. Continuando o processo de fatoração da matriz, obtém-se a matriz $(H\Delta_{3\phi})^t$. Analisando a estrutura desta matriz, identificam-se as medidas $V_1^{a,b,c}$, $P_{2-3}^{a,b,c}$, $Q_{2-3}^{a,b,c}$, $P_{3-4}^{a,b,c}$, $Q_{3-4}^{a,b,c}$ como sendo críticas.

Tabela 5.7: Plano de medição - exemplo 1.

<i>Fluxo de potência ativa</i>	$Fp_{1-2}^{a,b,c}; Fp_{2-3}^{a,b,c}; Fp_{3-4}^{a,b,c}$
<i>Fluxo de potência reativa</i>	$Fq_{1-2}^{a,b,c}; Fq_{2-3}^{a,b,c}; Fq_{3-4}^{a,b,c}$
<i>Injeção de potência ativa</i>	$Ip_1^{a,b,c}$
<i>Injeção de potência reativa</i>	$Iq_1^{a,b,c}$
<i>Magnitude de tensão</i>	$V_1^{a,b,c}$

Para melhor entendimento da análise de observabilidade trifásica, a Figura 5.7, apresenta uma análise topológica para este caso. Observe que, as medidas de injeção de potência ativa e reativa nas 3 fases da barra 1 não foram utilizadas para fornecer a informação de variável de estado equivalente alguma. Isto ocorre em virtude dessas medidas darem as mesmas informações que a medidas de fluxo de potência ativa e reativa no ramo 1–2, nas respectivas fases do sistema. Sendo assim, todas essas medidas são redundantes. Ou seja, caso perdida a medida de fluxo de

potência ativa no ramo 1 – 2 fase "a", por exemplo, a medida de injeção de potência ativa desta fase forneceria a informação da variável de estado equivalente θ_2^a .

É importante ressaltar que estas medidas (P_{1-2}^a e P_1^a) são linearmente dependentes, utilizando o *flat-start* apresentado na equação 5.26.

Por exemplo, caso perdidas tanto a medida de fluxo de potência ativa no ramo 1 – 2 na fase "b" quanto a medida de injeção de potência ativa na fase "b" da barra 1, a medida redundante P_1^a , apesar de relacionar a variável de estado equivalente θ_2^b (vide equação 5.19), não poderia ser utilizada para fornecer a informação dessa, devido a dependência linear das medidas supracitadas e com isso o sistema seria não observável como um todo necessitando, por exemplo, da pseudo-medida P_2^b para restaurar a observabilidade do sistema.

Figura 5.7: Grafo da rede - Exemplo 1.

Fonte: Elaborado pela autora.

Exemplo 2: Análise de observabilidade - "Cruzamento" de medidas

O plano de medição considerado, neste exemplo, pode ser visto na Tabela 5.8 e possui um total de 21 medidas SCADA.

Tabela 5.8: Plano de medição - exemplo 2.

Fluxo de potência ativa	$Fp_{1-2}^{b,c}; Fp_{2-3}^{a,b,c}; Fp_{3-4}^{a,b,c}$
Fluxo de potência reativa	$Fq_{1-2}^{b,c}; Fq_{2-3}^{a,b,c}; Fq_{3-4}^{a,b,c}$
Injeção de potência ativa	<i>nenhuma</i>
Injeção potência reativa	<i>nenhuma</i>
Magnitude de tensão	$V_1^{a,b,c}; V_2^{b,c};$

Para este exemplo todas as medidas foram identificadas como críticas pela metodologia proposta. A Figura 5.8 apresenta a análise topológica para este caso. Em azul claro são as

medidas que foram utilizadas para dar informações das variáveis de estado equivalentes da fase “a” da barra 2.

Figura 5.8: Grafo da rede - Exemplo 2.

Fonte: Elaborado pela autora.

Este é um exemplo interessante onde é possível verificar uma característica extremamente importante para análise de observabilidade em sistemas trifásicos, o que chamaremos de “cruzamento” de medidas. Esse “cruzamento” ocorre em função do acoplamento mútuo das linhas, que faz com que as equações de injeção e de fluxo de potência ativa e reativa em uma linha relacionem todas as fases do sistema de uma barra (injeção) ou das barras conectadas por este ramo (fluxo).

Observe que neste plano de medição não existe medida alguma de potência na fase “a” no ramo 1 – 2, ou na barra 1 e 2 da respectiva fase. Entretanto, existem medidas magnitude de tensão na barra 2, nas fases b e c. Sendo assim, as variáveis de estados equivalentes $V_2^{b,c}$ são observáveis de uma forma direta. Com isso, dentre o conjunto de medidas, as medidas de fluxo de potência reativa no ramo 1 – 2, nas fases b e c, são redundantes das medidas de potência ativa neste ramo em suas respectivas fases. Entretanto, diferente do exemplo mencionado no caso 1, estas são linearmente independentes das medidas de fluxo de potência ativa deste ramo e, então, são capazes de fornecer uma informação nova, θ_2^a e V_2^a e por isso o sistema é observável como um todo.

Exemplo 3: Análise de observabilidade e de redundância - ramo com transformador ligado em Y aterrado/Y aterrado

O plano de medição considerado neste exemplo pode ser visto na Tabela 5.9. A distribuição das medidas é quase a mesma apresentada no exemplo 2, porém o ramo com uma das fases sem medidas é o ramo 2 – 3, fase a. Observe que esse ramo representa um transformador (vide Figura 5.3) e as medidas de tensão existentes estão na barra 3 ($V_3^{b,c}$).

Tabela 5.9: Plano de medição - Exemplo 3.

Fluxo de potência ativa	$Fp_{1-2}^{a,b,c}; Fp_{2-3}^{b,c}; Fp_{3-4}^{a,b,c}$
Fluxo de potência reativa	$Fq_{1-2}^{a,b,c}; Fq_{2-3}^{b,c}; Fq_{3-4}^{a,b,c}$
Injeção de potência ativa	<i>nenhuma</i>
Injeção potência reativa	<i>nenhuma</i>
Magnitude de tensão	$V_1^{a,b,c}; V_3^{b,c};$

Aplicando a metodologia de observabilidade, diferentemente do que ocorre no exemplo 2, verifica-se o aparecimento de dois pivôs nulos nos elementos da diagonais referentes às variáveis de estado equivalentes θ_3^a e V_3^a , necessitando assim de duas pseudomedidas para restauração da observabilidade do sistema. Foram então selecionadas as pseudos P_2^a e Q_2^a . A Figura 5.9, mostra a análise topológica completa para este caso. Em vermelho, destacam-se as pseudo-medidas selecionadas.

Figura 5.9: Grafo da rede - exemplo 3.

Fonte: Elaborado pela autora.

Fez-se necessário a inclusão das pseudo-medidas, pois no ramo 2–3 tem-se um transformador trifásico com ligação *Yaterrado / Yaterrado*. Conforme apresentado no Capítulo 4 seção 4.7, a modelagem de um transformador trifásico é dependente do seu tipo de ligação. No caso da ligação do transformador, considerada neste exemplo, as equações de fluxo de potência ativa e reativa de uma determinada fase do ramo que este trafo está presente não relaciona as outras fases das barras conectadas neste ramo, ou seja, as fases são desacopladas.

Incluindo as pseudo-medidas selecionadas e continuando o processo de fatoração da matriz, obtém-se a matriz $H\Delta_{3\phi}^t$, e as medidas $P_{1-2}^{a,b,c}; Q_{1-2}^{a,b,c}; P_{3-4}^{a,b,c}; Q_{3-4}^{a,b,c}$ juntamente com as pseudo-medidas selecionadas, são identificadas como MCs.

Exemplo 4: Análise de observabilidade e de redundância de medidas- ramo com transformador ligado em delta/delta

O plano de medição neste exemplo é o mesmo apresentado na Tabela 5.9, porém neste caso, o transformador está ligado em *delta/delta*. Ao mudar a ligação do transformador, o sistema que antes era não observável passou a ser observável considerando o mesmo número e distribuição de medidas SCADA.

Isto ocorreu, devido ao fato de as equações de fluxo de potência ativa/reactiva do transformador trifásico conectado em *delta/delta* relacionarem todas as fases das barras em que o transformador está conectado (vide modelo apresentado no Capítulo 4 seção 4.7). Ou seja, com a conexão *delta/delta* do transformador é possível utilizar as medidas $Q_{2-3}^{b,c}$ para fornecerem as informações das variáveis de estado equivalentes θ_3^a e V_3^a , o que não foi possível, no exemplo 3, em razão de o transformador estar conectado em *Yaterrado/Yaterrado*.

Utilizando a metodologia proposta todas as medidas disponíveis são identificadas como críticas. A Figura 5.10, mostra a análise topológica completa para este caso. Em azul claro destacam-se as medidas que foram utilizadas para fornecer as informações das variáveis de estado equivalentes da fase "a" da barra 3.

Figura 5.10: Grafo da rede - exemplo 4.

Fonte: Elaborado pela autora.

Exemplo 5: Análise de observabilidade e de redundância - Sistema observável incluindo MFSs

Com base no sistema de medição SCADA considerado no exemplo 1, foram incluídas MFSs de ângulo de tensão na barra 1 fornecendo θ_1^a ; θ_1^b ; θ_1^c e de magnitude e ângulo de corrente no ramo 1 – 2 em todas as fases do sistema.

Aplicando a metodologia desenvolvida, verifica-se que o alimentador é observável como um todo e todas as medidas foram identificadas como críticas.

A figura 5.11 apresenta a análise topológica trifásica para este exemplo.

É interessante observar que as medidas de ângulo de fase de tensão, na barra 1, foram identificadas como críticas. Entretanto, a retirada dessas medidas irá tornar o sistema não observável apenas para referência do GPS, mas ainda será observável tomando as três fases de uma das barras do sistema como referência. Sendo assim, as medidas de ângulo de fase de tensão na barra 1 não são críticas de uma forma geral, mas apenas para referência de GPS, sendo possível, por meio do EE trifásico híbrido proposto, a estimação de todas as variáveis de estado do sistema, mesmo perdendo as informações fornecidas pelo GPS.

Além disso, as medidas de fluxo de potência no ramo 1 – 2, em todas as fases do sistema, também foram identificadas como críticas para o sistema, apesar da inclusão das MFSs de corrente presentes neste ramo.

Isto ocorreu, devido ao fato de as MFSs de corrente serem descartadas na primeira iteração do processo de EE e, conseqüentemente, na análise de observabilidade do sistema. É importante mencionar que na Literatura, as metodologias também não consideram as MFSs de corrente para análise de observabilidade. Isto porque, na presença de medidas fasoriais de corrente, o desacoplamento do problema de observabilidade $P - \theta / Q - V$ não é imediato. Para contornar este problema, alguns trabalhos tratam as medidas fasoriais de corrente na análise da observabilidade de forma similar a medidas de fluxo de potência tomadas aos pares ativo e reativo sobre o mesmo ramo [90].

Figura 5.11: Grafo da rede - exemplo 5.

Fonte: Elaborado pela autora.

5.5 Estágio 4: Processamento de Erros Grosseiros

Conforme mencionado anteriormente, para possibilitar o processamento de EGs, a metodologia proposta baseia-se no teste do maior resíduo normalizado desenvolvido para modelagem monofásica, apresentado no capítulo 3. Entretanto, estende esse teste para consideração da modelagem trifásica, das características particulares dos SDs e para sistemas de medição híbridos.

Apresenta-se, a seguir, o algoritmo para identificação de medidas portadoras de EGs implementado.

Algoritmo 5.4 Detecção e Identificação de Erros Grosseiros

- 1 Início**
 - 2** Determine o valor estimado das variáveis de estado ($\hat{x}_{3\phi}$), através do estimador por MQP;
 - 3** Calcule o resíduo normalizado r_i^N para cada medida i , isto é:
 $r_i^N = \frac{r_i}{\sqrt{\Omega_{ii}}}$, para $i = 1, \dots, m$; e $\Omega_{ii} = W - H(\hat{x})G^{-1}H^t(\hat{x})$. Sendo Ω_{ii} o elemento diagonal i da matriz de covariância dos resíduos.
 - 4** Para medida com maior r_i^N , verifique:
 - se** $|r_i^N| > \text{limiar}$
 - | esta medida i apresenta EG, vá para o passo **5**.
 - se não**, ou seja, $|r_i^N| \leq \text{limiar}$
 - | aceita-se a hipótese de que não exista EG; vá para o passo **6**.
 - fim se**
 - 5** Elimine a medida portadora de EG; volte ao passo 1.
 - 6 fim.**
-

5.5.1 Exemplos didáticos

Considerando o mesmo sistema utilizado para os exemplos deste Capítulo, o objetivo desta subseção é analisar o desempenho da Etapa 4 da metodologia proposta.

Primeiramente será incluído EG numa medida SCADA para depois incluir EG numa MFS. Vale ressaltar que detectar e identificar EGs nas MFSs é de extrema importância, pois MFSs com erros geram grande impacto no processo de estimação de estado.

Vale lembrar que para detectar/identificar EGs faz-se necessário há ausência de MCs e CCMs, sendo assim, estes exemplos não terão a preocupação de limitar a quantidade de medidas disponíveis, fugindo das característica dos sistema de medição encontrados usualmente nos SDs.

Exemplo 1: Erro Grosseiro em medida SCADA

Adicionou-se EG de 15σ na medida de fluxo de potência ativa: P_{1-2}^a , fase a, conforme a Tabela 5.10.

O Valor de referência apresentado na Tabela 5.10 foi obtido através de um estudo de fluxo de potência. Aplicando o teste do maior resíduo normalizado, o EG foi detectado e identificado conforme apresentado na Tabela 5.11.

Tabela 5.10: Erro Grosseiro com medidas SCADA.

Medida	Valor de Referência	Valor com EG	σ
P_{1-2}^a	1.2659201	1,402510	0.009106

Tabela 5.11: Análise do maior resíduo normalizado - Exemplo 1.

Medida	$Max r^N$
P_{1-2}^a	13.26642

Exemplo 2: Erro Grosseiro em MFS

Adicionou-se EG de 15σ na medida fasorial sincronizada de magnitude de corrente: I_{1-2}^a , fase a, conforme a Tabela 5.12.

O Valor de referência apresentado na Tabela 5.12 foi obtido através de um estudo de fluxo de potência. Aplicando o teste do maior resíduo normalizado, o EG foi detectado e identificado conforme apresentado na Tabela 5.13.

Tabela 5.12: Erro Grosseiro - MFS.

Medida	Valor de Referência	Valor com EG	σ
I_{1-2}^a	1.380019	1.414519	0,008439

Tabela 5.13: Análise do maior resíduo normalizado - Exemplo 1

Medida	$Max\ r^N$
I_{1-2}^a	5.728022

Os exemplos apresentados nesta seção, demonstram que o teste do maior resíduo normalizado implementado consegue identificar e detectar o EG em um conjunto redundante de medidas, considerando a modelagem trifásica, as características particulares dos SDs e sistemas de medição híbridos.

5.6 Considerações finais

Este capítulo apresentou a metodologia proposta neste trabalho, estágio por estágio, bem como exemplos da aplicação de forma isolada de cada um dos quatro estágios que a compõe.

Dentre os exemplos apresentados, importa destacar os exemplos relacionados com as análises de observabilidade e de redundância de medidas, que destacaram algumas características particulares dessas análises no contexto de estimação de estado para alimentadores de SDs, considerando a modelagem trifásica e a presença de MFSs.

Para finalizar vale lembrar que os exemplos apresentados neste capítulo não se preocuparam em apresentar o funcionamento da metodologia proposta de uma forma completa. Ou seja, com a integração das quatro etapas que a compõe de forma sequencial, conforme apresentado no fluxograma ilustrado na Figura 5.1. Não se preocuparam, também, em limitar o número de medidas disponíveis para estimação de estado, característica encontrada usualmente nos SDs atuais. Essas preocupações serão tomadas nas simulações computacionais que serão apresentados no próximo capítulo.

Simulações Computacionais

No capítulo anterior foi apresentada a metodologia proposta para análise de diversas etapas do processo de estimação de estado em alimentadores de SDs, que compreende quatro estágios distintos que possibilitam:

- Estágio 1 - Geração de pseudo-medidas de carga;
- Estágio 2 - Análise e Restauração de observabilidade e identificação de medidas críticas;
- Estágio 3 - Estimação de estado propriamente dita; e
- Estágio 4 - Processamento de erros grosseiros.

Vale lembrar que apenas o Estágio 1 da metodologia proposta é processado de maneira *off-line*, os demais são processados durante a operação do sistema (processamento em tempo-real).

Neste Capítulo são apresentadas diversas simulações computacionais para avaliar a metodologia proposta, considerando o seu funcionamento de forma completa, isto é, com a integração dos quatro estágios que a compõe de forma sequencial, conforme apresentado no fluxograma ilustrado na Figura 5.1. Além disso, considerar-se-ão as características particulares dos SDs normalmente encontrados na prática, como, por exemplo: limitado número de medidas disponíveis; presença de ramais monofásicos, bifásico e trifásicos; redes assimétricas e cargas desbalanceadas; alta relação resistência/reatância; e a presença de transformadores, reguladores de tensão e banco de capacitores. Serão simulados ainda alguns cenários de medidas considerando EGs simples.

A sistemática utilizada para avaliação da metodologia proposta se baseia na resposta da metodologia frente a erros introduzidos em seus parâmetros de entrada, utilizando um ambiente controlado de simulação. De uma forma geral essa sistemática compreende três passos:

- Criação de valores de referência para as entradas e saídas da metodologia proposta;
- Execução da metodologia proposta introduzindo erros nos valores de referência das suas entradas;
- Comparação das saídas da metodologia proposta com os valores de referência a partir dos indicadores estatísticos de EMA e Desv. Pad.

A determinação de valores de referência inicia-se considerando os dados do alimentador de teste e uma condição de operação de referência. Dessa forma, a referência para comparação dos resultados parte de uma topologia do alimentador e seus parâmetros, assim como de um conjunto de consumidores cujas demandas de referência são obtidas pelas respectivas curvas de carga e pelo respectivo valor de referência para o consumo mensal em kWh. A partir dessas informações realiza-se um processo de agregação de carga, para cada uma das fases do alimentador, conforme apresentado no capítulo 5, através do qual são obtidas as injeções agregadas de potência ativa para cada fase de cada barra do alimentador em estudo possuindo transformadores de distribuição. Para considerar as perdas das redes de baixa tensão, que conectam os consumidores aos respectivos transformadores, os valores de injeção de potência ativa agregados são multiplicados por uma variável aleatória variando de 1,09 a 1,20 (Conforme apresentado em[45] as perdas nas redes de baixa tensão variam de 9% a 20%).

O processo de agregação e multiplicação pela variável aleatória supracitada é realizado para cada instante de 15 minutos, ao longo do horizonte de tempo das curvas de carga (um dia, ou seja, 24 horas). Dessa forma, serão gerados 96 valores de referência de injeção de potência ativa, para cada fase das barras do alimentador em estudo com transformadores de distribuição. Através desses valores obtêm-se então as curvas de demanda de referência, para cada fase das barras com transformadores de distribuição.

Para gerar os 96 valores de referência de injeção de potência reativa, para cada fase das barras do alimentador em estudo com transformadores de distribuição, são utilizados valores de fator de potência típicos para os transformadores de distribuição, conforme apresentado na Tabela 6.1.

Os 96 valores de referência de injeção de potência ativa e reativa, e as correspondentes curvas de demanda, gerados da forma supracitada para cada fase das barras do alimentador em estudo com transformadores de distribuição, serão utilizados para avaliar os valores das pseudo-medidas de carga geradas pelo Estágio 1 da metodologia proposta (saída do Estágio 1). Para obtenção dessas pseudo-medidas o Estágio 1 será executado adicionando erros aleatórios nos valores de referência dos consumos de energia mensais de cada consumidor (uma das entradas do Estágio 1). Esses erros aleatórios possuem distribuição normal de média zero e desvio padrão dos respectivos medidores (foram adicionados ruídos aleatórios variando de zero a três desvios padrão). Finalmente, a saída do Estágio 1, ou seja, os valores das pseudo-medidas de carga geradas por esse estágio nas condições descritas acima, serão comparados com os valores de referência a partir dos indicadores estatísticos EMA e Desv. Pad definidos, respectivamente, pelas equações 5.9 e 5.10 apresentadas no capítulo anterior.

Para avaliar a metodologia desenvolvida para análise e restauração de observabilidade e identificação de MCs (Estágio 2), serão simulados situações de perda momentânea de medidas obtidas em tempo real.

Para avaliação do EE trifásico híbrido proposto, que corresponde ao Estágio 3 da metodologia proposta, foram obtidos valores de referência para todas as medidas a serem utilizadas (entradas do Estágio 3), bem como para as tensões complexas em todas as fases de todas as barras do alimentador em estudo (saídas do Estágio 3). Para isso, a partir dos 96 valores de referência de injeção de potência ativa e reativa obtidos inicialmente, foram obtidas 96 soluções de fluxo de

potência trifásico, via OPEN DSS (do inglês, *Open Distribution System Simulator*). A partir desses valores de referência, foram geradas 9 amostras de medidas, incluindo ruídos aleatórios distintos conforme Equações 5.27 e 5.28 apresentadas no capítulo 5, para cada intervalo de 15 minutos, totalizando, dessa forma, 864 conjuntos de entrada com ruído para o Estágio 3. Ou seja, 9 amostras de medidas para cada um dos 96 pontos da curva de demanda diária do alimentador em estudo. Para cada um desses 864 conjuntos o EE trifásico híbrido proposto será executado. Para finalizar a avaliação desse estágio, as tensões complexas estimadas pelo EE proposto para todos esses 864 conjuntos, ou seja, as saídas do Estágio 3, serão comparadas com os valores de referência a partir dos indicadores estatísticos EMA e Desv. Pad definidos, respectivamente, pelas Equações 5.29 - 5.32 apresentadas no capítulo anterior.

Para validação do Estágio 4, será inserido EGs de 20 desvios padrão em uma das medidas processadas pelo EE proposto.

As simulações que serão apresentadas neste capítulo foram realizadas em um computador com processador *Intel Core i5* de 1,60 GHz, 6 GB de memória. A metodologia foi implementado em C++.

As simulações foram realizadas a partir do alimentador de teste de 34 barras do IEEE. O diagrama trifilar desse alimentador encontra-se ilustrado na Figura 6.1 (os parâmetros estão disponíveis em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>). Nessa figura destaca-se, ainda, um sistema de medição híbrido que será considerado nas simulações que serão apresentadas.

Figura 6.1: Diagrama Trifilar - alimentador de 34 barras do IEEE associado a um sistema de medição híbrido.

Fonte: Elaborado pela autora.

Trata-se de um alimentador não simétrico, radial, com ramos mono, bi e trifásicos. A barra 800 é a barra da subestação (SE), que é considerada equilibrada. Os ramos 814-850 e 852-832 representam reguladores de tensão e o ramo 832-888 um transformador trifásico conectado em Yaterrado-Yaterrado. Existem ainda bancos de capacitores conectados nas barras 844 e 848.

Assim, esta rede permite a avaliação da metodologia proposta na presença de transformadores, reguladores de tensão, unidades de banco de capacitores e cargas desequilibradas, mono, bi e trifásicas.

Além disso, como é possível verificar na Figura 6.1, foi considerada a existência de medidores convencionais de fluxo e injeção de potência (ativa e reativa) e MFSs. Foi considerada a presença de medidores e MFSs na saída da subestação e no regulador de tensão e também medidores de injeção de potência ativa e reativa nas barras com consumidores especiais (barras 802, 840 e 858). Existem poucas medidas disponíveis no alimentador de teste, o que corrobora com os sistemas de distribuição de energia elétrica reais.

Para fins didáticos foram considerados um total de 428 consumidores para o alimentador de 34 barras do IEEE, separados em residencial, comercial, industrial e de iluminação pública.

6.1 *Estágio 1: Geração de Pseudo-Medidas*

A Tabela 6.1 apresenta o total de consumidores de baixa tensão por barra de carga, o consumo total de kWh mensais, o tipo de consumidor e o seu respectivo fator de potência adotados para o alimentador de teste de 34 barras do IEEE e por fim as barras com transformadores de distribuição em que são conectados os consumidores de baixa tensão. Vale ressaltar que estes consumidores podem ser monofásicos, bifásicos e trifásicos. Foram geradas pseudo-medidas de carga de potência ativa e reativa ao longo do horizonte de um dia para todas as barras de carga, considerando o perfil estatístico de cada consumidor.

Tabela 6.1: Consumidores de Baixa Tensão - Alimentador de 34 barras do IEEE.

Classe	N	FP	Cons. Mensal	Barras com Consumidores de BT
Residencial	318	0.98	175,118.0	806; 808; 810; 816; 820; 822; 824; 826; 828; 830; 832; 834; 836; 838; 842; 848; 854; 856; 860; 862; 864; 890
Comercial	69	0.95	82,800.0	816; 818; 820; 822; 824; 826; 828; 830; 832; 834; 836; 838; 842; 844; 846; 848;
Industrial	16	0.85	48,299.0	802; 840; 858
Iluminação Pública	25	1	5,236.0	806; 808; 810; 816; 818; 820; 822; 824; 826;
				828; 830; 832; 834; 836; 838; 842; 844;
				846; 848; 854; 856; 860; 862; 864; 890

Considerando todos os 428 consumidores descritos na Tabela 6.1 o Estágio 1 foi executado gerando pseudo-medidas de potência ativa e reativa (a metodologia foi executada considerando um fator de perdas de 1,20%) com os respectivos desvios padrão, para todas as barras do alimentador de teste de 34 barras do IEEE com transformadores de distribuição.

Para dar uma visão geral da boa qualidade das pseudo-medidas geradas, as Tabelas 6.2 e 6.3 destacam os resultados apresentando o menor EMA (melhor resultado) e maior EMA (pior resultado) para pseudo-medidas de potência ativa e reativa respectivamente. Os respectivos desvios padrão foram também ilustrados nessas tabelas.

As próximas quatro figuras ilustram as curvas de demanda obtidas a partir das pseudo-medidas geradas na Etapa 1, para as barras e fases destacadas nas Tabelas 6.2 e 6.3.

Isto é, destacando as melhores e piores curvas de demanda geradas pelas pseudo-medidas obtidas pela metodologia proposta. As respectivas curvas de referência são também apresentadas nessas figuras. A análise dessas figuras demonstra que a metodologia desenvolvida para execução do Estágio 1 permite a obtenção de pseudo-medidas de boa qualidade, mesmo considerando as pseudo-medidas que deram origem aos maiores EMA.

Tabela 6.2: Resultados - Pseudo-medidas de potência ativa.

	Barra	EMA (kW)	Desv. Pad (kW)
Melhor estimativa	844 Fase c	0,3031	0,3333
Pior estimativa	838 Fase b	2,7214	2,1811

Tabela 6.3: Resultados - Pseudo-medidas de potência reativa.

	Barra	EMA (kVar)	Desv. Pad. (kVar)
Melhor estimativa	842 Fase a	0,2203	0,1769
Pior estimativa	810 Fase b	1,9703	1,2360

Figura 6.2: Valores das pseudo-medidas de carga de potência ativa para o melhor e pior caso obtido, respectivamente.

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 6.3: Valores das pseudo-medidas de carga de potência reativa para o melhor e pior caso obtido, respectivamente.

Fonte: Elaborado pela autora.

6.2 Simulações - Estágio 2, 3 e 4

Para mostrar que a metodologia proposta é uma ferramenta útil para análise em tempo real de SDs, os Estágios 2, 3 e 4, da metodologia proposta, serão avaliados considerando 6 cenários de medidas. Vale destacar que todos esses cenários serão executados considerando as condições estabelecidas para avaliação do Estágio 1, bem como as pseudo-medidas de carga geradas por esse estágio. O primeiro cenário considera que estão disponíveis todas as medidas indicadas na Figura 6.1, sem considerar a existência de EG em medida alguma. Assim como o primeiro cenário, o segundo e o terceiro consideram a disponibilidade de todas as medidas indicadas na Figura 6.1, porém consideram a existência de EGs de 20 desvios padrão em uma dessas medidas. Os demais cenários consideram a indisponibilidade de algumas medidas, conforme será apresentado nas próximas seções.

A Tabela resume os cenários que serão executados ao longo desta seção.

Tabela 6.4: Cenários executados para o alimentador de 34 barras.

Cenários	Medidas Consideradas	EG - Medida
1	Todas as medidas indicadas na Figura 6.1	Não
2	Igual ao Cenário 1	$20\sigma - P_{802}^a$
3	Igual ao Cenário 1	$20\sigma - P_{814-8140}^a$
4	Igual ao Cenário 1 porém, considerando a indisponibilidade das medidas $P_{840}^{a,b,c}$	Não
5	Igual ao Cenário 4 porém, considerando a indisponibilidade das medidas $P_{858}^{a,b,c}$	Não
6	Igual ao Cenário 5, porém considerando a indisponibilidade das medidas $I_{814-8140}^{a,b,c}$, $\delta_{814-8140}^a$, $I_{852-8520}^a$, $\delta_{852-8520}^a$	Não

6.2.1 Cenário 1

Estágio 2: Análise e restauração de observabilidade e Identificação de Medidas Críticas

Considerando a disponibilidade de todas as medidas apresentadas na Figura 6.1, incluindo as medidas virtuais, executa-se a metodologia desenvolvida para análise de observabilidade.

Como o cenário de medidas considerado possui MFSs, a referência angular para o sistema passa a ser estabelecida então pelo sinal de GPS. Verifica-se, no processo de fatoração da correspondente matriz Jacobiana, o aparecimento de pivô nulo, sem a existência de elemento não nulo algum em outra coluna na linha desse pivô, caracterizando o alimentador como não observável. Dessa forma, a metodologia começa um processo de seleção de pseudo-medidas de carga até o alimentador se tornar observável como um todo, ou seja, até o momento em que a fatoração triangular da matriz Jacobiana seja finalizada sem o aparecimento de pivô nulo algum.

A Tabela 6.5 apresenta as pseudo-medidas de carga de injeção de potência ativa e reativa selecionadas, pela metodologia proposta, para restauração da observabilidade do sistema.

Tabela 6.5: Pseudo-medidas de carga selecionadas para restauração da observabilidade - Cenário 1.

Pseudo-Medidas	
Potência Ativa	$P_{810}^b, P_{816}^{a,b,c}, P_{818}^a, P_{820}^a, P_{822}^a, P_{824}^{a,b,c}, P_{826}^b, P_{828}^{a,b,c}, P_{830}^{a,b,c}, P_{832}^{a,b,c}, P_{834}^{a,b,c}, P_{836}^{a,b,c}, P_{838}^b, P_{842}^{a,b,c}, P_{844}^{a,b,c}, P_{846}^{a,b,c}, P_{848}^{a,b,c}, P_{856}^b, P_{860}^{a,b,c}, P_{864}^a, P_{890}^{a,b,c}$
Potência Reativa	$Q_{810}^b, Q_{816}^{a,b,c}, Q_{818}^a, Q_{820}^a, Q_{822}^a, Q_{824}^{a,b,c}, Q_{826}^b, Q_{828}^{a,b,c}, Q_{830}^{a,b,c}, Q_{832}^{a,b,c}, Q_{834}^{a,b,c}, Q_{836}^{a,b,c}, Q_{838}^b, Q_{842}^{a,b,c}, Q_{844}^{a,b,c}, Q_{846}^{a,b,c}, Q_{848}^{a,b,c}, Q_{856}^b, Q_{860}^{a,b,c}, Q_{864}^a, Q_{890}^{a,b,c}$

Adicionando as pseudo-medidas selecionadas e continuando o processo de fatoração da matriz Jacobiana, obtém-se a matriz $H\Delta_{3\phi HIB}$. Analisando a estrutura desta matriz, identificam-se as pseudo-medidas adicionadas e as medidas indicadas na Tabela 6.6 como sendo críticas.

Tabela 6.6: Medidas Críticas - Cenário 1.

Medidas Críticas	
Injeção de Potencia Ativa	$P_{802}^{a,b,c}, P_{812}^{a,b,c}, P_{814}^{a,b,c}, P_{858}^{a,b,c}, P_{840}^{a,b,c}$
Injeção de Potência Reativa	$P_{800-802}^{a,b,c}, P_{814-8140}^{a,b,c}$
Fluxo de Potência ativa	$Q_{802}^{a,b,c}, Q_{812}^{a,b,c}, Q_{814}^{a,b,c}, Q_{858}^{a,b,c}, Q_{840}^{a,b,c}$
Fluxo de Potência Reativa	$Q_{800-802}^{a,b,c}, Q_{814-8140}^{a,b,c}$
Magnitude e ângulo de Tensão	$V_{800}^{a,b,c}, V_{8140}^{a,b,c}, \theta_{800}^{a,b,c}, \theta_{8140}^{a,b,c}$

Estágio 3: Estimação propriamente dita

Considerando as pseudo-medidas de carga geradas pelo Estágio 1 selecionadas na Etapa 2 e as medidas consideradas neste cenário, executa-se o EE trifásico híbrido proposto e obtém-se as estimativas das variáveis de estado. É importante lembrar, conforme apresentado no início deste capítulo, que o estimador foi executado 864 vezes ao longo do horizonte de um dia considerando valores de medidas com ruído mas sem EGs.

Estágio 4: Processamento de EGs

Aplicando o teste do maior resíduo normalizado, EG algum foi identificado nas estimativas realizadas no Estágio 3. Dessa forma, as estimativas obtidas no Estágio 3 são então fornecidas como as saídas da metodologia proposta.

Aplicando as métricas definidas nas equações 5.29 - 5.32 nos resultados obtidos (considerando todas as fases de todas as barras do sistema), a Tabela 6.7 foi construída e apresenta a melhor e a pior estimativa obtida para cada fase.

A pior estimativa de magnitude de tensão foi na barra 848 fase “b” e de ângulo de fase da tensão foi na fase “c” da barra 890.

A Figura 6.4 apresenta o valores de referência e os valores médios das variáveis de estado estimadas para as 9 amostras de cada intervalo de 15 minutos da magnitude de tensão para a barra 848 fase “b” e de ângulo de fase da tensão da barra 890 fase “c”.

Tabela 6.7: Análise dos erros das estimativas obtidas - cenário 1.

	<i>Fase</i>	<i>Barra</i>	<i>EMA(Vpu)</i>	<i>Barra</i>	<i>EMA(θ graus)</i>
Melhor Estimativa	a	808	0,0025980	802	0,00047615
	b	808	0,0029606	802	0,00016091
	c	852	0,0016012	802	0,0003914
Pior Estimativa	a	806	0,003238	822	0,011463
	b	848	0,003936	890	0,011935
	c	802	0,0026418	890	0,031609

Figura 6.4: Média das estimativas das 9 amostras geradas de magnitude na barra 848 fase “b” e de ângulo de fase de tensão - Barra 890 - Fase c.

Fonte: Elaborado pela autora.

Com o objetivo de evidenciar que o Estágio 3 possibilita, de uma forma geral, melhorar as demandas dos transformadores de distribuição estimadas inicialmente no Estágio 1, a Tabela 6.8 apresenta uma comparação entre as médias dos EMAs de potência ativa e reativa para todas as fases do sistema, obtidas a partir das variáveis de estado estimadas pelo EE proposto (Estágio 3), com os valores obtidos através das pseudo-medidas geradas no Estágio 1.

Como é possível notar, os resultados do Estágio 3 possuem valores médios de EMAs menores, o que demonstra que o Estágio 3 conseguiu melhorar as estimativas de carga iniciais obtidas de maneira off-line sem considerar as medidas disponíveis em tempo-real no Estágio 1. Vale lembrar que no Estágio 3 os valores das pseudo-medidas de carga, obtidas no Estágio 1, são refinados em função da utilização das medidas disponíveis em tempo-real, isto quando a redundância permitir.

Tabela 6.8: Média dos EMAs obtidos no Estágios 3 e 1 - Cenário 1.

	<i>Fase</i>	<i>Média do EMA - est.</i>	<i>Média do EMA - agreg.</i>
Potência Ativa	a	0,682147414	1,183624324
	b	0,19531963	1,248441429
	c	0,561751624	1,345248651
Potência Reativa	a	0,529363397	0,687114229
	b	0,600459234	0,83625577
	c	0,619571332	0,930478702

Um panorama mais pontual do desempenho da metodologia proposta é apresentado nas Tabelas 6.9 e 6.10 e nas próximas duas Figuras 6.5 e 6.6. Estas foram construídas considerando os melhores e os piores resultados obtidos, para as curvas de carga das barras com transformador de distribuição, construídas a partir das variáveis de estado obtidas pela metodologia proposta (Estágio 3). Cada uma das figuras apresenta: a curva de carga de referência (em azul), a curva de carga obtida a partir dos valores de pseudo-medidas de carga gerados no Estágio 1 e a curva de carga gerada a partir das variáveis de estado estimadas no Estágio 3.

Tabela 6.9: Melhor e a pior estimativa da curva de carga de potência ativa.

	<i>Fase</i>	<i>Barra</i>	<i>EMA(kw) - est.</i>	<i>Barra</i>	<i>EMA(kw) - agreg.</i>
Melhor Estimativa	a	844	0,251760604	844	0,3181838
	b	846	0,001704711	844	0,500073487
	c	836	0,01171436	844	0,303149436
Pior Estimativa	a	824	1,473224812	820	2,0637425
	b	826	1,043165853	838	2,721410767
	c	816	3,579811288	818	2,525982313

Tabela 6.10: Melhor e a pior estimativa da curva de carga de potência Reativa.

	<i>Fase</i>	<i>Barra</i>	<i>EMA(kw) - est.</i>	<i>Barra</i>	<i>EMA(kw) - agreg.</i>
Melhor Estimativa	a	860	0,252559014	846	0,19424907
	b	890	0,32717385	844	0,259552997
	c	860	0,262245585	844	0,066401764
Pior Estimativa	a	824	0,986059147	820	1,64587406
	b	810	1,970325781	810	1,970298187
	c	816	1,6334299528	890	1,847733531

As curvas de carga apresentadas nas Figuras 6.5 e 6.6 demonstram, também, que a metodologia proposta permite uma estimativa *off-line* das demandas do transformador de distribuição

(Estágio 1) e depois refina essas estimativas considerando as informações das medidas em tempo real (SCADA e PMU) e das medidas virtuais disponíveis.

Figura 6.5: Melhor estimativa de potência ativa e reativa.

Fonte: Elaborado pela autora.

Figura 6.6: Pior estimativa de potência ativa e reativa.

Fonte: Elaborado pela Autora.

É possível observar que na Figura 6.5 as curvas de referência e estimada no Estágio 3 estão muito próximas e, até mesmo, sobrepostas, como no caso da barra 846. Isto não era esperado visto que as pseudo-medidas adicionadas são críticas para observabilidade do sistema. Porém, em função das MFSs de corrente, consideradas a partir da segunda iteração do EE, o sistema passa a ter uma redundância de medidas a partir da barra a jusante do regulador de tensão. Além disso, deve-se lembrar que as MFSs possuem uma qualidade melhor comparada com as demais medidas, sendo um adendo a mais para melhora das estimativas obtidas a partir das MFSs. Para considerar esse fato, nas simulações realizadas considerou-se que a precisão das MFSs é melhor que a precisão das demais medidas (2% para medidas SCADA, 0,50% para MFSs e 30% ou 40% para pseudo-medidas de dados históricos).

Na Figura 6.6 a curva de carga de potência reativa obtida a partir dos valores de pseudo-medidas (estágio 1), e a obtida a partir das variáveis de estado estimadas no estágio 3 se sobrepõem. Isto acontece porque na barra 810 a redundância não é suficiente para refinar os valores de carga obtidos no processo de agregação de cargas do Estágio 1.

Os próximos testes irão avaliar o desempenho dos estágios 2 e 3 da metodologia proposta quando algumas medidas reais não estão disponíveis.

6.2.2 Cenário 2

O diferencial deste cenário, em relação ao cenário anterior, cenário 1, é a inserção de EG na medida de injeção de potência ativa da barra 802 na fase “a”.

Adicionou-se erro de 20σ no valor de referência da medida, conforme a Tabela 6.11.

Tabela 6.11: Erro Grosseiro - Cenário 2.

<i>Medida</i>	<i>Valor de Referência</i>	<i>Valor com EG</i>	σ
P_{802}^a	0,001372528	0,00155553	$9,156e^{-6}$

Como este cenário considera o mesmo conjunto de medidas do cenário 1, o estágio 2 não será apresentado, haja vista que o resultado da análise e restauração de observabilidade e identificação de medidas críticas é o mesmo apresentado no cenário 1 (Tabelas 6.5 e 6.6).

Estágio 3: Estimação propriamente dita

Considerando as pseudo-medidas de carga geradas pelo Estágio 1 selecionadas na Etapa 2 (Tabelas 6.5 e 6.6) e as medidas consideradas neste cenário, executa-se o EE trifásico híbrido proposto e obtém-se as estimativas das variáveis de estado.

Como o objetivo deste cenário é a validação do Estágio 4, o EE proposto foi executado considerando apenas um instante de tempo. Como para cada instante de tempo foram geradas 9 amostras de medidas, incluindo ruídos aleatórios distintos, o EE trifásico híbrido proposto foi executado 9 vezes para este cenário.

É importante ressaltar que o valor da medida de injeção de potência ativa da barra 802 na fase “a” será o mesmo para as 9 amostras, o que altera são os valores das demais medidas.

Estágio 4: Processamento de EGs

Aplicando o teste do maior resíduo normalizado, EG algum foi identificado nas estimativas realizadas no Estágio 3.

Isso acontece, pois a medida de injeção de potência ativa da barra 802 na fase “a” é considerada crítica para a observabilidade do sistema, como pode ser visto na Tabela 6.6.

Como o resíduo normalizado é calculado a partir do resíduo de uma medida, o teste do maior resíduo normalizado falha na detecção e identificação de EG em uma medida crítica, haja vista que o resíduo dessa medida ser nulo.

Aplicando as métricas definidas nas equações 5.29 - 5.32 nos resultados obtidos (considerando todas as fases de todas as barras do sistema), a Tabela 6.12 foi construída e apresenta o menor, maior e a média do EMA e o Desv. Pad para as estimativas obtidas para cada fase.

Analizando a Tabela 6.12 é possível verificar que o EG inserido na medida influenciou de forma negativa a estimativa das variáveis de estado. Demonstrando assim, a importância de se obter uma metodologia para identificação e detecção de EGs em SD.

Tabela 6.12: EMA para as estimativas obtidas - Cenário 2.

	EMA (V_{pu})			EMA (θ_{graus})		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
Menor EMA	0,003954	0,00439	0,00350	0,00168	0,00648	0,00593
	<i>Barra 862</i>	<i>Barra 8140</i>	<i>Barra 862</i>	<i>Barra 800</i>	<i>Barra 800</i>	<i>Barra 800</i>
Maior EMA	0,018938	0,0209504	0,019561	3,59037	3,23866	3,79471
	<i>Barra 852</i>	<i>Barra 814</i>	<i>Barra 814</i>	<i>Barra 848</i>	<i>Barra 838</i>	<i>Barra 848</i>
EMA Médio	0,00639	0,005831	0,005882	2,38877	2,13153	2,55336
Desv. Pad.	0,00386	0,00538	0,00319	0,00959	0,01094	0,00906

6.2.3 Cenário 3

O diferencial deste cenário, em relação ao cenário 1, é a inserção de EG na medida de fluxo de potência ativa na fase “a” do ramo 814-8140.

Adicionou-se erro de 20σ no valor de referência da medida, conforme a Tabela 6.13.

Tabela 6.13: Erro Grosseiro - Cenário 2.

Medida	Valor de Referência	Valor com EG	σ
$P_{8014-8140}^a$	-0,1504824719	-0,13041814237	0,001003216

Assim como no cenário 2, este cenário considera o mesmo sistema de medição híbrido do cenário 1, e sendo assim o estágio 2 não será apresentado.

Estágio 3: Estimação propriamente dita

Considerando as pseudo-medidas de carga geradas pelo Estágio 1 selecionadas na Etapa 2 (Tabelas 6.5 e 6.6) e as medidas consideradas neste cenário, executa-se o EE trifásico híbrido proposto e obtém-se as estimativas das variáveis de estado. Assim como no cenário 2 o EE proposto foi executado apenas para um instante de tempo. Portanto, o EE trifásico híbrido proposto foi executado 9 vezes para este cenário.

É importante ressaltar que o valor da medida de fluxo de potência ativa do ramo 814-8140 na fase “a” é o mesmo para as 9 amostras, o que altera são os valores das demais medidas.

Estágio 4: Processamento de EGs

Aplicando o teste do maior resíduo normalizado, o EG foi detectado e identificado na medida $P_{8014-8140}^a$ nas 9 amostras analisadas no Estágio 3.

Analisando a Tabela 6.6 a medida $P_{8014-8140}^a$ não é considerada crítica para a observabilidade, porém é importante dizer que essa medida faz parte de um CCM.

Sendo assim, o esperado para este cenário era que o teste do maior resíduo normalizado apenas detectasse a existência de EG no sistema. Isso porque, é impossível identificar EGs em medidas pertencentes a um conjunto crítico, pois os resíduos normalizados de todas essas medidas apresentam valores iguais em módulo.

Entretanto, com a inclusão das MFSs de corrente, a partir da segunda iteração do EE proposto, aumenta-se a redundância da medida $P_{8014-8140}^a$. Dessa forma essa medida não formará mais CCM com medida alguma. Isto justifica o fato de o teste do maior resíduo normalizado conseguir identificar a medida portadora de EG para o cenário 3.

Após a eliminação dessa medida realizou-se, mais uma vez o processo de estimação de estado (Estágio 3). Após a obtenção das novas variáveis de estado, o processamento de EGs (Estágio 4) foi executado novamente, mas EGs algum foi detectado. Dessa forma, as variáveis de estado obtidas nesse segundo ciclo de estimação de estado são então fornecidas como saída da metodologia proposta.

Aplicando as métricas definidas nas equações 5.29 - 5.32 nos resultados obtidos (considerando todas as fases de todas as barras do sistema) a Tabela 6.14 foi construída e apresenta o menor, maior e a média do EMA e o Desv. Pad para as estimativas obtidas para cada fase.

Tabela 6.14: EMA para as estimativas obtidas - Cenário 3.

	<i>EMA (Vpu)</i>			<i>EMA (θ graus)</i>		
	Fase a	Fase b	Fase c	Fase a	Fase b	Fase c
Menor EMA	0,0037473	0,0041466	0,0025483	0,0015325	0,0062853	0,00623951
	<i>Barra 862</i>	<i>Barra 806</i>	<i>Barra 888</i>	<i>Barra 800</i>	<i>Barra 800</i>	<i>Barra 800</i>
Maior EMA	0,013157	0,011411	0,0189402	3,492011	3,287591	3,610636
	<i>Barra 852</i>	<i>Barra 814</i>	<i>Barra 852</i>	<i>Barra 862</i>	<i>Barra 838</i>	<i>Barra 862</i>
EMA Médio	0,005973	0,004939	0,005469	2,314535	2,180178	2,448366
Desv. Pad.	0,002109	0,003443116	0,0031169	0,0071887	0,0102686	0,0064560

Comparando os erros obtidos com os erros obtidos neste cenário (Tabela 6.14), com os erros obtidos no cenário 2 (Tabela 6.12), as estimativas das variáveis de estado melhoram no cenário 3. Isso era esperado, haja vista que a medida portadora de EG foi eliminada do processo de estimação de estado.

6.2.4 Cenário 4

O diferencial deste cenário, em relação ao cenário 1, é a consideração de uma quantidade menor de medidas disponíveis em tempo real. Ou seja, está sendo simulada uma situação de contingência de medidas ocasionando a perda das medidas de injeção de potência ativa e reativa em todas as fases do consumidor especial da barra 840. É importante mencionar que a metodologia para geração de pseudo-medidas, apresentada no Estágio 1, fornece pseudo-medidas de carga nas barras com transformadores de distribuição, ou seja, não gera pseudo-medidas para barras com consumidores especiais que são usualmente monitorados em tempo real. Sendo

assim, para a restauração de observabilidade geralmente as companhias distribuidoras de energia elétrica possuem dados históricos de medição que podem ser utilizados como pseudo-medidas para as barras com consumidores especiais.

Importa salientar que pseudo-medidas provenientes de dados históricos são medidas de baixa qualidades e geralmente piores que as geradas no Estágio 1. Para gerar as pseudo-medidas provenientes de dados históricos a serem utilizadas nas simulações deste trabalho, foram inseridos ruídos distintos (Equações 5.27 e 5.28) nos valores de referência dessas medidas (gerados através de um estudo de fluxo de carga), conforme realizado para as medidas obtidas em tempo real. Entretanto, para as pseudo-medidas de dados históricos a precisão considerada é pior, conforme mencionado anteriormente.

Estágio 2: Análise e restauração de observabilidade e Identificação de Medidas Críticas

Executando o Estágio 2 o alimentador foi considerado não observável e para restauração de observabilidade foram selecionadas, além das pseudo-medidas de carga apresentadas na Tabela 6.5, as pseudo-medidas de carga na barra 854, fases a,b e c. Destaca-se que a metodologia poderia ter solicitado as pseudo-medidas de injeção de potência nas fases da barra 840 proveniente de dados históricos. Entretanto, o Estágio 2 foi elaborado para dar prioridade para pseudo-medidas de melhor qualidade e neste trabalho foi considerado que as pseudo-medidas geradas no Estágio 1 são melhores que as pseudo-medidas de dados históricos.

Adicionando as pseudo-medidas necessárias e continuando o processo de fatoração da correspondente matriz Jacobiana, obtém-se a matriz $H\Delta_{3\phi HIB}$ e as pseudo-medidas selecionadas para restauração de observabilidade, juntamente com as medidas ilustradas na Tabela 6.6 são identificadas como críticas.

Estágio 3: Estimação propriamente dita

Considerando as pseudo-medidas de carga geradas pelo Estágio 1 selecionadas na Etapa 2 e as medidas consideradas neste cenário, executa-se o EE trifásico híbrido proposto e obtém-se as estimativas das variáveis de estado. É importante lembrar, conforme apresentado no início deste capítulo, que o estimador foi executado 864 vezes ao longo do horizonte de um dia considerando valores de medidas com ruído, mas sem EGs.

Estágio 4: Processamento de EGs

Aplicando o teste do maior resíduo normalizado, EG algum foi identificado nas estimativas realizadas no Estágio 3. Dessa forma, as estimativas obtidas no Estágio 3 são então fornecidas como as saídas da metodologia proposta.

Aplicando as métricas definidas nas equações 5.29 - 5.32 nos resultados obtidos (considerando todas as fases de todas as barras do sistema), a Tabela 6.15 foi construída e apresenta a melhor e a pior estimativa obtida para cada fase. A pior estimativa de magnitude e ângulo de fase de tensão foi na barra 890, para a magnitude na fase “b” e de ângulo de fase da tensão foi na fase “c”.

A Figura 6.7 apresenta os valores de referência e os valores médios das variáveis de estado estimadas para as 9 amostras de cada intervalo de 15 minutos da magnitude de tensão para a barra 890 fase “b” e de ângulo de fase da tensão da barra 890 fase “c”.

Como esperado, as estimativas obtidas apresentaram, em geral, uma exatidão menor que as obtidas para o cenário 1, lembrando que em ambos não foi considerado a existência de medida alguma com EG. Isto se deve ao fato de que houve a perda de uma medida de um consumidor especial que precisou ser restaurada por uma pseudo-medida de carga. Entretanto, os resultados apresentados na Tabela 6.15 mostram que a metodologia proposta foi capaz de restaurar a observabilidade do alimentador, bem como de obter boas estimativas para as variáveis de estado.

Tabela 6.15: Erro no processo de Estimação de Estado - Cenário 4.

	<i>Fase</i>	<i>Barra</i>	<i>EMA (Vpu)</i>	<i>Barra</i>	<i>EMA (θ graus)</i>
<i>Melhor Estimativa</i>	a	808	0,0025908	808	0,00048242
	b	800	0,0029717	806	0,00016276
	c	852	0,0016372	800	0,00039874
<i>Pior Estimativa</i>	a	808	0,0032198	890	0,042698
	b	890	0,0040045	890	0,023777
	c	802	0,0026418	890	0,050577

Figura 6.7: Média das estimativas das 9 amostras geradas na barra 890 de magnitude na fase “b” e de ângulo de fase de tensão na fase c.

Fonte: Elaborado pela autora

6.2.5 Cenário 5

O diferencial deste cenário, em relação ao cenário anterior, cenário 4, é a consideração de uma quantidade menor de medidas disponíveis em tempo real. Ou seja, além de estar sendo considerada a indisponibilidade das medidas de injeção de potência ativa e reativa em todas as fases do consumidor especial da barra 840, considera-se, também, a indisponibilidade das medidas de injeção de potência ativa e reativa em todas as fases do consumidor especial da

barra 858. A precisão das pseudo-medidas de dados históricos consideradas para este cenário foi de 30%, para as pseudos da barra 840, e de 40% para as da barra 858.

Estágio 2: Análise e restauração de observabilidade e Identificação de Medidas Críticas

O estágio 2 indica que o alimentador não é observável e para restaurar a observabilidade além de selecionar, todas as pseudo-medidas de carga selecionadas no cenário 4, são selecionadas ainda as pseudo-medidas provenientes de dados históricos de injeção de potência ativa e reativa da barra 840, nas fases a,b e c. Observe que neste cenário de contingência não é possível restaurar a observabilidade do alimentador utilizando apenas as pseudo-medidas de carga geradas na Etapa 1. É também necessário o uso de dados históricos.

Importa mencionar que as pseudo-medidas de dados históricos da barra 858 também consegue, juntamente com as pseudo-medidas de carga selecionadas no cenário 4, restaurar a observabilidade do alimentador nas condições deste cenário. Porém, como as pseudo-medidas de carga da barra 840 são mais precisas, elas foram selecionadas pela metodologia proposta.

A metodologia identificou todas as pseudo-medidas adicionadas, juntamente com as medidas da Tabela 6.6, como sendo críticas para observabilidade do sistema.

Estágio 3: Estimação propriamente dita

Executando o EE proposto considerando as medidas disponíveis neste cenário e as pseudo-medidas selecionadas no Estágio 2, obtêm-se as estimativas das variáveis de estado. Lembrando, mais uma vez, que o EE foi executado 864 vezes, uma vez para cada uma das 9 amostras obtidas para cada intervalo dos 96 intervalos de 15 minutos.

Estágio 4: Processamento de EGs

Aplicando o teste do maior resíduo normalizado, EG algum foi identificado nas estimativas realizadas no Estágio 3. Dessa forma, as estimativas obtidas no Estágio 3 são então fornecidas como as saídas da metodologia proposta.

Com base nas variáveis de estado estimadas a Tabela 6.16 foi construída e apresenta a melhor e a pior estimativa obtida para cada fase do sistema. A pior estimativa de magnitude de tensão foi na barra 890 fase “b” e de ângulo de fase da tensão foi na fase “c” da barra 890.

Tabela 6.16: Erro no processo de Estimação de Estado - Cenário 5.

	<i>Fase</i>	<i>Barra</i>	<i>Ev(p.u)</i>	<i>Barra</i>	<i>Eθ(graus)</i>
<i>Melhor Estimativa</i>	a	800	0,002825	802	0,001894
	b	800	0,002262	802	0,000593
	c	808	0,002060	802	0,001482
<i>Pior Estimativa</i>	a	890	0,003007	890	0,025692
	b	890	0,003669	890	0,025321
	c	890	0,002912	890	0,050685

A Figura 6.8 apresenta os valores de referência e os valores médios estimados das 9 amostras de magnitude de tensão para a barra 890 fase “b” e de ângulo de fase da tensão da barra 890 fase “c”, para cada intervalo de tempo de 15 minutos.

Figura 6.8: Média das estimativas das 9 amostras geradas na barra 890 de magnitude na fase “b” e de ângulo de fase de tensão na fase c.

Fonte: Elaborado pela autora

Comparando a Tabela 6.16, construída com base nos resultados obtidos para este cenário, com a Tabela 6.15 construída a partir dos resultados do Cenário 4, nota-se que não há uma diferença significativa nas estimativas obtidas. A primeira vista isto não era esperado, visto que a pseudo-medida proveniente de dados históricos (que apresenta uma qualidade pior que as pseudo-medidas de carga) deveria levar a um erro maior nas estimativas das variáveis de estado. Explica-se este fato em função de as MFSs de magnitude e ângulo de corrente na primeira iteração (no *flat-start*) não serem consideradas, conforme já mencionado no Cenário 1. Com isso, o EE consegue, então, melhorar a estimativa de estado do processo, visto que as pseudo-medidas de carga gerada no Estágio 1 são de boa qualidade e deixam de ser críticas.

6.2.6 Cenário 6

Com o objetivo de analisar com mais detalhes a influência das pseudo-medidas de dados históricos nas estimativas da metodologia proposta, o conjunto de medidas considerado neste cenário é similar ao do Cenário 5, porém, além de considerar a indisponibilidade das medidas dos consumidores Especiais das barras 840 e 858, foi também considerada a indisponibilidade das MFSs de magnitude e ângulo de corrente na saída dos reguladores de tensão dos ramos entre as barras 814 - 8140 e 852-8520.

Estágio 2: Análise e restauração de observabilidade e Identificação de Medidas Críticas

O alimentador foi considerado não observável e para restaurar a observabilidade a metodologia selecionou as mesmas pseudo-medidas de carga e de dados históricos selecionadas no

Cenário 5.

Estágio 3: Estimação propriamente dita

Executando o EE proposto, conforme mencionado para os cenários anteriores, foram obtidas as estimativas para todas as variáveis de estado do alimentador em análise.

Estágio 4: Processamento de EGs

Aplicando o teste do maior resíduo normalizado, EG algum foi identificado nas estimativas realizadas no Estágio 3. Dessa forma, as estimativas obtidas no Estágio 3 são então fornecidas como as saídas da metodologia proposta.

Aplicando as métricas definidas nas equações 5.29 - 5.32 nos resultados obtidos (considerando todas as fases de todas as barras do sistema) a Tabela 6.17 foi construída e apresenta a melhor e a pior estimativa obtida para cada fase. A pior estimativa de magnitude de tensão foi na barra 858 fase “b” e de ângulo de fase da tensão foi na fase “c” da barra 890.

Tabela 6.17: Erro no processo de Estimação de Estado - Cenário 6.

	<i>Fase</i>	<i>Barra</i>	<i>Ev(p.u)</i>	<i>Barra</i>	<i>Eθ(graus)</i>
<i>Melhor Estimativa</i>	a	808	0,00281335	800	0,000292
	b	806	0,00330158	802	0,000148
	c	806	0,00274831	800	0,001482
<i>Pior Estimativa</i>	a	890	0,00380125	890	0,042189
	b	858	0,00751091	890	0,029542
	c	848	0,00605479	890	0,0604145

Figura 6.9: Média das estimativas das 9 amostras geradas de magnitude na barra 858 fase “b” e de ângulo de fase de tensão - Barra 890 - Fase c.

Fonte: Elaborado pela autora

Assim como para os cenários anteriores, os resultados apresentados na Tabela 6.17 mostram que a metodologia proposta foi capaz de restaurar a observabilidade do alimentador, bem como

de obter boas estimativas.

Comparando os valores apresentados na Tabela 6.17, relativos a este cenário, com aqueles apresentados na Tabela 6.16, relativos ao cenário 5, constata-se que a exatidão das estimativas piorou para este cenário. Isto aconteceu em função de não estarem disponíveis, neste cenário, as MFSs de magnitude e ângulo de corrente na saída dos reguladores de tensão dos ramos entre as barras 814 - 8140 e 852-8520.

6.2.7 Tempo de processamento e convergência

Quanto à convergência e tempo computacional, a tabela 6.18 apresenta o número de iterações médio e o tempo médio de execução do EE trifásico híbrido proposto. É importante lembrar que o estágio 1 é executado de forma *off-line*.

Tabela 6.18: Tempo de Execução da Metodologia Implementada.

Tempo de Execução (s)		
Estágio 1	Estágio 2	Estágio 3 / Iterações
0,92	0,78	2,23 / 4

É importante mencionar que o tempo execução não foi levado em conta para implementação dos estágios apresentados. Sendo assim, nenhuma técnica de esparsidade foi utilizada na implementação da metodologia proposta, podendo ser aperfeiçoada.

Além disso, como a metodologia proposta trabalha com base em alimentadores, em SDs de grande porte pode-se processar a metodologia de forma paralela com o tempo de execução limitado pelo número de barras do maior alimentador (ao invés do número de barras de todo o sistema).

6.3 Considerações Finais

Neste Capítulo foram apresentadas diversas simulações computacionais para avaliar a metodologia proposta, considerando o seu funcionamento de forma completa, isto é, com a integração das quatro etapas que a compõe de forma sequencial, conforme apresentado no fluxograma ilustrado na Figura 5.1. Além disso, nas simulações apresentadas foram consideradas as características particulares dos SDs normalmente encontrados na prática, como, por exemplo: limitado número de medidas disponíveis; presença de ramais monofásicos, bifásico e trifásicos; redes assimétricas e cargas desbalanceadas; alta relação resistência/reatância; e a presença de transformadores, reguladores de tensão e banco de capacitores. Simulações considerando a existência de medidas portadoras de EGs foram também realizadas.

Para realização das simulações foi considerado o alimentador de teste de 34 barras do IEEE.

Os testes realizados comprovaram que a metodologia desenvolvida possibilita a geração de pseudo-medidas de carga de boa qualidade (Estágio 1), haja vista a boa exatidão das estimativas obtidas a partir da utilização dessas pseudo-medidas.

Em relação ao Estágio 2, comprovou-se que o mesmo possibilita a análise e restauração de observabilidade através da seleção de pseudo-medidas (de carga geradas pelo Estágio 1 ou

de dados históricos disponíveis no banco de dados das companhias), dando prioridade para pseudo-medidas de melhor qualidade. Além disso, possibilita ainda a identificação de MCs.

O EE proposto e executado no Estágio 3 mostrou-se eficiente e capaz de lidar com medidas de diferentes espécies, sem apresentar problema numérico. Vale destacar que esse estimador foi implementado fazendo uso do método de `\textit{Householder}` para realizar a fatoração triangular da matriz Ganho.

O Estágio 4 possibilitou a detecção de EG simples quando a redundância das medidas possibilitava. Vale mencionar que em função do número limitado de medidas disponíveis usualmente nos SDs, o processamento de EGs é uma tarefa que fica realmente comprometida no contexto de estimação de estado em SDs, conforme evidenciado no Cenário 2.

De uma forma geral, a metodologia proposta mostrou-se capaz de lidar com todas as particularidades de um SD, obtendo boas estimativas mesmo em condições de contingência acarretando a perda de medidas obtidas em tempo-real.

Conclusões, Publicações e Perspectivas Futuras

Este capítulo resume o trabalho apresentado e ressalta as principais contribuições do mesmo. Além disso, destaca alguns artigos publicados, e um submetido para o IEEE *Transaction on Power Systems*, durante o desenvolvimento deste trabalho, expondo ainda perspectivas futuras para dar continuidade aos estudos realizados.

7.1 Conclusões

Historicamente o SD tem recebido menos atenção do que os sistemas de geração e transmissão. Entretanto, nos últimos anos diversos fatores vêm motivando estudos e investimentos no SD. Dentre esses fatores destacam-se:

- Aumento da complexidade da operação dos SDs em função de diversos acontecimentos recentes, como, por exemplo [91, 1, 2]: produção de energia por auto-produtores e produtores independentes, que se conectam diretamente aos SDs; a necessidade de um melhor gerenciamento do fornecimento de energia elétrica por parte das concessionárias, tendo em vista o pagamento de compensações por violação das metas para os indicadores de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica; e a utilização de equipamentos mais sensíveis aos fenômenos elétricos da rede;
- Interesse crescente de governos e concessionárias em desenvolver e implantar as chamadas redes inteligentes (ou *Smart Grids*) [6, 91];
- Desenvolvimento das AMIs e de outros equipamentos e sensores inteligentes, bem como das PMUs;
- Aumento da capacidade de armazenamento e processamento dos computadores.

A junção desses fatores vem motivando e possibilitando o desenvolvimento e implantação de metodologias para auxiliar a operação em tempo real dos SDs, como, por exemplo, metodologias para estimação de estado.

Na tentativa de desenvolver EEs para SDs, algumas pesquisas fizeram uso diretamente de métodos desenvolvidos para sistemas de transmissão. Entretanto, algumas características particulares dos SDs inviabilizam a aplicação prática desse tipo de EE em tais sistemas. Foram

então desenvolvidos EE específicos para SDs, que utilizam formulações que visam se adequar às particularidades dos SDs. Entretanto, conforme destacado nos primeiros capítulos desta tese, a maioria das metodologias já desenvolvidas, para estimação de estado em SDs, não considera todas as particularidades dos SDs, e as poucas que consideram não possibilitam o tratamento das diversas etapas envolvidas no processo de estimação de estado em SDs.

Ante o exposto, justifica-se o interesse desta tese, em contribuir para o estado da arte, propondo o desenvolvimento de uma metodologia para tratamento de diversas etapas do processo de estimação de estado em SDs, possibilitando o tratamento adequado das particularidades dos SDs no contexto atual (com poucas medidas disponíveis) e futuro (contando com mais medidas SCADA e com as AMIs e MFSs). Ou seja, uma metodologia que possibilitará: análise de sistemas desbalanceados e desequilibrados, com ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos; o tratamento de sistemas radiais e malhados sem perda de precisão; uma modelagem adequada dos componentes dos SDs, considerando as várias possibilidades de conexão dos transformadores e dos reguladores de tensão; o tratamento de diversos tipos de medidas (medidas convencionais obtidas pelo sistema SCADA, medidas virtuais, pseudo-medidas de carga e de dados históricos e MFSs), ponderando-as de acordo com as respectivas precisões.

Conforme apresentado detalhadamente no capítulo 5, a metodologia desenvolvida baseia-se na formulação do EE por MQP monofásico, associado ao teste do maior resíduo normalizado, bem como em métodos para tratando das características qualitativas de conjuntos de medidas, para feito de estimação de estado, que fazem uso do processo de fatoração triangular da matriz Jacobiana do EE por MQP. Importa destacar que esses métodos foram desenvolvidos pelo grupo de pesquisadores, em Estimação de Estado, do LACO/SEP, no qual este doutorado está inserido.

A metodologia desenvolvida trabalha no nível dos alimentadores dos SDs e compreende quatro estágios que possibilitam: geração de pseudo-medidas de carga (Estágio 1); análise e restauração de observabilidade e identificação de MCs (Estágio 2); estimação de estado propriamente dita (Estágio 3); e processamento de erros grosseiros (Estágio 4).

O processo de geração de pseudo-medidas de carga (Estágio 1) ocorre de forma *off-line* e consiste em estimar as demandas dos transformadores de distribuição dos alimentadores, a partir dos perfis de carga e de informações de consumo de energia dos consumidores conectados a cada transformador de distribuição. A metodologia desenvolvida para este fim baseia-se no processo de agregação de carga apresentado em [25].

No Estágio 2, que é processado em tempo-real, realiza-se então a análise e restauração da observabilidade e a identificação de MCs. Vale destacar que esse estágio, e os subsequentes, permite o processamento de medidas virtuais, medidas SCADA, MFSs, bem como a seleção de pseudo-medidas de carga, geradas no Estágio 1, e/ou de pseudo-medidas de dados históricos, para fins de restauração de observabilidade. A metodologia desenvolvida para execução desta etapa baseia-se no processo de fatoração triangular da matriz Jacobiana associada ao EE trifásico híbrido também desenvolvido neste trabalho.

O processo de estimação de estado propriamente dito realiza-se no Estágio 3. Para isso desenvolveu-se um EE trifásico, por MQP, para SDs, que possibilita o tratamento das particularidades desses sistemas, destacadas anteriormente, bem como o processamento simultâneo de medidas de diversas origens (SCADA, MFSs, virtuais e pseudo-medidas de carga geradas no

Estágio 1 e de dados históricos).

O Estágio 4 é responsável pelo processamento de EGs, ou seja, consiste em detectar, identificar e eliminar medidas portadoras de EGs. Para isso, o conhecido teste do maior resíduo normalizado foi estendido para considerar sistemas híbridos e a modelagem trifásica da rede.

A partir dos resultados apresentados e discutidos no capítulo 5, comprova-se a eficiência da metodologia proposta, tendo em vista as respostas coerentes das diversas simulações realizadas com o alimentador de teste de 34 barras do IEEE.

Tendo em vista as respostas coerentes das diversas simulações realizadas com o alimentador de teste de 34 barras do IEEE, apresentadas e analisadas no capítulo 6, comprova-se a eficiência da metodologia proposta. Vale destacar que essas simulações foram executadas considerando a integração dos quatro estágios da metodologia, conforme apresentado no fluxograma ilustrado na Figura 5.1. Além disso, as simulações foram realizadas considerando as características particulares dos SDs normalmente encontrados na prática, como, por exemplo: limitado número de medidas disponíveis; presença de ramais monofásicos, bifásico e trifásicos; redes assimétricas e cargas desbalanceadas; alta relação resistência/reactância; e a presença de transformadores, reguladores de tensão e banco de capacitores. Simulações considerando a existência de medidas portadoras de EGs foram também realizadas. Entretanto, tendo em vista que o número de medidas disponíveis nos alimentadores dos SDs usualmente não é suficiente nem mesmo para garantir a observabilidade dos mesmos, o processamento de EG fica realmente comprometido.

Face ao exposto, a metodologia proposta inicialmente foi desenvolvida, implantada em computador e validada através de diversas simulações computacionais.

7.2 Publicações

7.2.1 Artigos publicados

- C.A. Fantin, M. R. C. Castillo, J.B.A. London Jr, “Observabilidade e Análise de Erros Grosseiros em Estimação de Estado com Medidas SCADA e Fasoriais Sincronizadas”, In: Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte, 2014.
- C. A. Fantin, M. R. C. Castillo, B. B. de Carvalho e J. B. A. London Jr, “Using pseudo and virtual measurements in distribution system state estimation”. In Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA), 2014.
- C.A. Fantin, J.A.D Massignan, M. R. Castillo e J.B.A. London Jr, “Observability, Redundancy and gross Error Processing in State Estimation Using SCADA and Synchronized Phasor Measurements”, In: IEEE Power Tech Conference 2015, Eindhoven, Holanda, 2015.
- J.A.D Massignan, C.A. Fantin, M.H. Camillo e J.B.A. London Jr, “Real-Time Load Estimation for Distribution Feeders”, In: IEEE Power Tech Conference 2015, Eindhoven, Holanda, 2015.
- C. A. Fantin, J.A.D Massignan, C.S. Vieira, L.L. Avelino, J.B.A. London Jr e M.H.M. Camillo, “Impacto da Modelagem de Pseudo-Medidas de Carga na Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição”. In: Congresso Brasileiro de Automática, Vitória, 2016.

- J.A.D Massignan, C. A. Fantin, J.B.A. London Jr e M.H.M. Camillo, “Estimador de Demanda Trifásico em Tempo Real de Distribuição”. In: Congresso Brasileiro de Automática, Vitória, 2016.

7.2.2 Artigos submetido para periódico internacional

- C. A. Fantin, J.A.D Massignan, M. R. C. Castillo e J.B.A. London Jr, “Multi-phase distribution system state estimation tool incorporating smart meter and PMU”. Revista (Submetido em setembro de 2016).

7.3 Perspectivas Futuras

Conforme apresentado ao longo deste trabalho, a contribuição principal desta tese de doutorado foi o desenvolvimento, e implantação em computador, de uma metodologia que permite o tratamento de diversas etapas do processo de estimação de estado em alimentadores de SDs, tratando de forma adequada as particularidades dos SDs no contexto atual (com poucas medidas disponíveis) e futuro (contando com mais medidas SCADA e com as AMIs e MFSs). Com base na metodologia desenvolvida, vislumbram-se os seguintes trabalhos futuros:

- Validação da metodologia proposta em alimentadores de SDs reais: nesse sentido importa destacar que está sendo desenvolvido, no grupo de pesquisa em que este doutorado se insere, um Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação que está modelando um alimentador real da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) da região central da cidade de Ribeirão Preto, São Paulo. Esse alimentador será utilizado em breve para validação da metodologia proposta;
- Maior inserção da metodologia no contexto de *Smart Grids*, considerando, por exemplo, a penetração de medidores inteligentes e geração distribuída na rede secundária;
- Tratamento da falta de sincronismo das diversas informações processadas pela metodologia, como, por exemplo, entre as demandas estimadas e medidas na rede secundária, entre as medidas disponíveis na rede primária e as disponíveis nas subestações e entre as medidas SCADA e as MFSs;
- Maior inserção da metodologia no contexto de processamento de EGs simples e múltiplos;
- Melhoramentos em termos de eficiência computacional para aplicação da metodologia proposta no contexto de redes de larga escala: nesse sentido serão estudados métodos numéricos eficientes, técnicas de esparsidade aplicadas ao problema de estimação de estado e as formulações dos estimadores de estado aplicados em SDs que fazem uso da arquitetura multiáreas, conforme apresentado em [92, 93].

Bibliografia

- [1] M. Baran, “Branch current based state estimation for distribution system monitoring,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1–4, July 2012.
- [2] X. Feng, F. Yang, and W. Peterson, “A practical multi-phase distribution state estimation solution incorporating smart meter and sensor data,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1–6, July 2012.
- [3] A. Ranković, B. M. Maksimović, and A. T. Sarić, “A three-phase state estimation in active distribution networks,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 54, pp. 154–162, 2014.
- [4] M. F. M. Júnior, M. A. Almeida, M. C. Cruz, R. V. Monteiro, and A. B. Oliveira, “A three-phase algorithm for state estimation in power distribution feeders based on the powers summation load flow method,” *Electric Power Systems Research*, vol. 123, pp. 76–84, 2015.
- [5] L. Kumar, M. P. HA, and T. Ananthapadmanabha, “A literature review on distribution system state estimation,” *Procedia Technology*, vol. 21, pp. 423–429, 2015.
- [6] A. S. Meliopoulos, G. J. Cokkinides, R. Huang, E. Farantatos, S. Choi, Y. Lee, and X. Yu, “Smart grid technologies for autonomous operation and control,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 2, no. 1, pp. 1–10, 2011.
- [7] S. Lefebvre, J. Prevost, and L. Lenoir, “Distribution state estimation: a necessary requirement for the smart grid,” in *2014 IEEE PES General Meeting| Conference & Exposition*, pp. 1–5, IEEE, 2014.
- [8] M. Pau, P. Pegoraro, and S. Sulis, “Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements,” *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, vol. 62, no. 9, pp. 2419–2429, 2013.
- [9] G. N. Korres and N. M. Manousakis, “State estimation and bad data processing for systems including pmu and scada measurements,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 7, pp. 1514–1524, 2011.

- [10] J. Zhu and A. Abur, "Effect of phasor measurements on the choice of reference bus for state estimation," in *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, pp. 1–5, IEEE, 2007.
- [11] M. Baran and A. Kelley, "State estimation for real-time monitoring of distribution systems," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 1601–1609, Aug 1994.
- [12] M. Baran, "Challenges in state estimation on distribution systems," in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001*, vol. 1, pp. 429–433 vol.1, July 2001.
- [13] H. Wang and N. N. Schulz, "A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 207–213, 2004.
- [14] F. Neto and L. H. Tomassetti, *Estimador de estado inteligente para análise de perdas em sistemas de distribuição de energia*. PhD thesis, Universidade de São Paulo.
- [15] A. Abur and A. G. Exposito, *Power system state estimation: theory and implementation*. CRC Press, 2004.
- [16] A. Ghosh, D. Lubkeman, M. Downey, and R. Jones, "Distribution circuit state estimation using a probabilistic approach," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 12, pp. 45–51, Feb 1997.
- [17] M. Medeiros Jr, M. Almeida, and D. Silveira, "Estimação de estado em redes de distribuição de média tensão com base no algoritmo da soma de potências; parte i: Modelo linearizado," *V INDUSCON*, vol. 3, 2002.
- [18] W.-M. Lin and J.-H. Teng, "State estimation for distribution systems with zero-injection constraints," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 11, pp. 518–524, Feb 1996.
- [19] M. E. Baran and A. W. Kelley, "A branch-current-based state estimation method for distribution systems," *IEEE transactions on power systems*, vol. 10, no. CONF-940702–, 1995.
- [20] W.-M. Lin, J.-H. Teng, and S.-J. Chen, "A highly efficient algorithm in treating current measurements for the branch-current-based distribution state estimation," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 16, no. 3, pp. 433–439, 2001.
- [21] H. Wang and N. N. Schulz, "A load modeling algorithm for distribution system state estimation," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*, vol. 1, pp. 102–105, IEEE, 2001.
- [22] C. Fantin, M. Castillo, B. B. de Carvalho, and J. London, "Using pseudo and virtual measurements in distribution system state estimation," in *Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA), 2014 IEEE PES*, pp. 1–6, IEEE, 2014.

- [23] E. Manitsas, R. Singh, B. C. Pal, and G. Strbac, "Distribution system state estimation using an artificial neural network approach for pseudo measurement modeling," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 1888–1896, 2012.
- [24] J. Wu, Y. He, and N. Jenkins, "A robust state estimator for medium voltage distribution networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1008–1016, 2013.
- [25] J. A. Jardim, C. M. Tahan, M. Gouvea, S. U. Ahn, and F. Figueiredo, "Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers," *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 15, no. 1, pp. 375–380, 2000.
- [26] F. Schweppe, "Power system static-state estimation, part iii: Implementation," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, pp. 130–135, Jan 1970.
- [27] F. Schweppe and J. Wildes, "Power system static-state estimation, part i: Exact model," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, pp. 120–125, Jan 1970.
- [28] F. Schweppe and D. Rom, "Power system static-state estimation, part ii: Approximate model," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-89, pp. 125–130, Jan 1970.
- [29] S. Piereti, A. Delbem, J. London, and N. Bretas, "Tracking network topology processor using node-depth representation," in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pp. 143–148, July 2007.
- [30] N. Bretas, "Network observability: A theory based on triangular factorization and path graph concepts-part i," in *International Conference on Automatic Control, cidade do Porto, Portugal*, 1996.
- [31] A. Monticelli and F. Wu, "Network observability: Identification of observable islands and measurement placement," *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-104, pp. 1035–1041, May 1985.
- [32] V. Quintana, A. Simoes-Costa, and A. Mandel, "Power system topological observability using a direct graph-theoretic approach," *Power Engineering Review, IEEE*, vol. PER-2, pp. 23–23, March 1982.
- [33] J. London, L. Alberto, and N. Bretas, "Analysis of measurement-set qualitative characteristics for state-estimation purposes," *Generation, Transmission Distribution, IET*, vol. 1, pp. 39–45, January 2007.
- [34] M. de Almeida, E. Asada, and A. Garcia, "Power system observability analysis based on gram matrix and minimum norm solution," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 1611–1618, Nov 2008.
- [35] A. Monticelli, *State estimation in electric power systems: a generalized approach*, vol. 507. Springer Science & Business Media, 1999.

- [36] E. M. Lourenço, E. P. Coelho, and B. C. Pal, "Topology error and bad data processing in generalized state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 6, pp. 3190–3200, 2015.
- [37] M. Alcântara, "Desafios tecnológicos e regulatórios em rede inteligente no brasil," *O Setor Elétrico*, vol. 1, no. 66, pp. 48–58, 2011.
- [38] I. Roytelman and S. Shahidehpour, "State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 8, pp. 2009–2015, Oct 1993.
- [39] A. H. Ruiz, J. M. Rider, and R. S. J. Mantovani, "Fluxo de carga trifásico de baranwu para propósitos de estimação de estado em sistemas de distribuição de energia radiais desequilibrados," *Anais do XIX Congresso Brasileiro de Automática, CBA*, 2012.
- [40] C. Lu, J. Teng, and W.-H. Liu, "Distribution system state estimation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 10, pp. 229–240, Feb 1995.
- [41] A. Sakis Meliopoulos and F. Zhang, "Multiphase power flow and state estimation for power distribution systems," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 11, pp. 939–946, May 1996.
- [42] M. Celik and W. Liu, "A practical distribution state calculation algorithm," in *Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE*, vol. 1, pp. 442–447 vol.1, Jan 1999.
- [43] M. A. D. d. Almeida, "Um algoritmo para estimação de estado em alimentadores de distribuição de energia elétrica com base no método da soma de potências," 2003.
- [44] R. Singh, B. Pal, and R. Jabr, "Choice of estimator for distribution system state estimation," *IET generation, transmission & distribution*, vol. 3, no. 7, p. 666, 2009.
- [45] A. Meffe and C. C. B. de OLIVEIRA, "Technical loss calculation by distribution system segment with corrections from measurements," in *Electricity Distribution-Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition on*, pp. 1–4, IET, 2009.
- [46] R. Singh, B. Pal, and R. Jabr, "Distribution system state estimation through gaussian mixture model of the load as pseudo-measurement," *IET generation, transmission & distribution*, vol. 4, no. 1, pp. 50–59, 2010.
- [47] R. Singh, B. C. Pal, and R. A. Jabr, "Statistical representation of distribution system loads using gaussian mixture model," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 29–37, 2010.
- [48] Z. Jia, J. Chen, and Y. Liao, "State estimation in distribution system considering effects of ami data," in *Southeastcon, 2013 Proceedings of IEEE*, pp. 1–6, April 2013.

- [49] P. Rousseaux, J.-F. Toubeau, Z. De Grève, F. Vallée, M. Glavic, and T. Van Cutsem, “A new formulation of state estimation in distribution systems including demand and generation states,” in *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, pp. 1–6, IEEE, 2015.
- [50] R. Dugan and M. F. M. Granaghan, “Electrical power systems quality, mcgraw-hill,” tech. rep., ISBN 0-07-018031-8 1996, 2004.
- [51] A. Phadke, J. Thorp, and K. Karimi, “State estimation with phasor measurements,” *Power Engineering Review, IEEE*, vol. PER-6, pp. 48–48, Feb 1986.
- [52] A. Phadke, “Synchronized phasor measurements-a historical overview,” in *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES*, vol. 1, pp. 476–479 vol.1, Oct 2002.
- [53] M. Zhou, V. Centeno, J. S. Thorp, A. G. Phadke, *et al.*, “An alternative for including phasor measurements in state estimators,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, no. 4, pp. 1930–1937, 2006.
- [54] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, G. Valverde, and V. Terzija, “State estimation including synchronized measurements,” in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pp. 1–5, June 2009.
- [55] M. B. Do Coutto Filho, J. C. S. de Souza, and M. A. R. Guimaraens, “Enhanced bad data processing by phasor-aided state estimation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 5, pp. 2200–2209, 2014.
- [56] J. Chen and A. Abur, “Placement of pmus to enable bad data detection in state estimation,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 21, pp. 1608–1615, Nov 2006.
- [57] T. Baldwin, L. Mili, J. Boisen, M.B., and R. Adapa, “Power system observability with minimal phasor measurement placement,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 8, pp. 707–715, May 1993.
- [58] G. P. Borges, *Análise de observabilidade e identificação de medidas críticas para sistemas de medição formados por medidas convencionais e fasoriais sincronizadas*. PhD thesis, Universidade de São Paulo, 2011.
- [59] R. Zivanovic and C. Cairns, “Implementation of pmu technology in state estimation: an overview,” in *AFRICON, 1996., IEEE AFRICON 4th*, vol. 2, pp. 1006–1011, IEEE, 1996.
- [60] C. d. A. Fantin, *Análise de observabilidade e de redundância de medidas no contexto de estimação de estado trifásica*. PhD thesis, Universidade de São Paulo, 2012.
- [61] G. Krumpholz, K. Clements, and P. Davis, “Power system observability: a practical algorithm using network topology,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 4, no. PAS-99, pp. 1534–1542, 1980.
- [62] B. Stott and O. Alsac, “Fast decoupled load flow,” *IEEE transactions on power apparatus and systems*, no. 3, pp. 859–869, 1974.

- [63] A. Garcia, A. Monticelli, and P. Abreu, "Fast decoupled state estimation and bad data processing," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 5, pp. 1645–1652, 1979.
- [64] K. Clements, G. Krumpholz, and P. Davis, "Power system state estimation with measurement deficiency: an algorithm that determines the maximal observable subnetwork," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 9, pp. 3044–3052, 1982.
- [65] K. Clements, G. Krumpholz, and P. Davis, "Power system state estimation residual analysis: an algorithm using network topology," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 4, pp. 1779–1787, 1981.
- [66] M. Ayres and P. H. Haley, "Bad data groups in power system state estimation," *IEEE transactions on power systems*, vol. 3, no. 1, pp. 1–7, 1986.
- [67] M. K. Celik and W.-H. Liu, "An incremental measurement placement algorithm for state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1698–1703, 1995.
- [68] A. Al-Atwan and H.-J. Koglin, "Two aspects of local redundancy in state estimation," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 4, pp. 458–462, 1998.
- [69] R. Benedito, J. London, and N. Bretas, "A unified algorithm for observability and redundancy analysis," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pp. 1–7, June 2009.
- [70] A. Monticelli, "Reliable bad data processing for real-time state estimation," *Power Engineering Review, IEEE*, vol. PER-3, pp. 31–32, May 1983.
- [71] A. Monticelli and A. Garcia, "Reliable bad data processing for real-time state estimation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 5, pp. 1126–1139, 1983.
- [72] T. Van Cutsem, M. Ribbens-Pavella, and L. Mili, "Hypothesis testing identification: A new method for bad data analysis in power system state estimation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, no. 11, pp. 3239–3252, 1984.
- [73] K. Clements and P. Davis, "Multiple bad data detectability and identifiability: a geometric approach," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 1, no. 3, pp. 355–360, 1986.
- [74] E. Handschin, F. C. Schweppe, J. Kohlas, and A. Fiechter, "Bad data analysis for power system state estimation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 94, no. 2, pp. 329–337, 1975.
- [75] J. London and N. Bretas, "Undetectable errors in power system measurement," *Anais do IX Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica. Rio de Janeiro*, 2004.
- [76] R. Benedito, L. Alberto, N. Bretas, and J. London, "Application of the undetectability index to design reliable metering systems for bad data processing," in *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, IEEE, 2013.

- [77] R. A. d. S. Benedito, *Índice de não-detecção de erros grosseiros no processo de estimação de estado em sistemas elétricos de potência*. PhD thesis, Universidade de São Paulo, 2011.
- [78] D. Toyoshima, M. Castillo, C. Fantin, and J. London, “Observability and measurement redundancy analysis on three-phase state estimation,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, IEEE, 2012.
- [79] J. London, S. A. R. Piereti, R. Benedito, and N. Bretas, “Redundancy and observability analysis of conventional and pmu measurements,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1629–1630, 2009.
- [80] J. VIEIRA JUNIOR, *Método Zbus Gauss Paralelo para Cálculo de Fluxo de Potência Trifásico em Redes Assimétricas de Distribuição de Energia Elétrica*. PhD thesis, Dissertação de Mestrado (M. Sc.), FEEC/UNICAMP, Campinas, SP, Brasil, 1999.
- [81] A. R. Baran Junior, “Fluxo de potência ótimo trifásico,” 2013.
- [82] W. Kersting and W. Phillips, “Distribution feeder line models,” in *Rural Electric Power Conference, 1994. Papers Presented at the 38th Annual Conference*, pp. A4/1–A4/8, Apr 1994.
- [83] M. C. de Almeida, “Estimação de estado generalizada trifasica,” 2007.
- [84] A. A. Francisquini, *Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição*. PhD thesis, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, 2006.
- [85] ANEEL, “Resolução n°456. s.l.,” *Aneel Agência Nacional de Energia Elétrica*, 19 de Nov. 2000.
- [86] C. Fantin, J. Massignan, C. Vieira, L. Avelino, J. London, and M. Camillo, “Impacto da modelagem de pseudo-medidas de carga na estimação de estado em sistemas de distribuição,” in *Congresso Brasileiro de Autômática*, 2016.
- [87] M. Pau, P. A. Pegoraro, and S. Sulis, “Efficient branch-current-based distribution system state estimation including synchronized measurements,” *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 62, no. 9, pp. 2419–2429, 2013.
- [88] C. Hansen and A. Debs, “Power system state estimation using three-phase models,” *IEEE transactions on power systems*, vol. 10, no. 2, pp. 818–824, 1995.
- [89] K. Clements, G. Krumpholz, and P. Davis, “Power system state estimation with measurement deficiency: An observability/measurement placement algorithm,” *Power Engineering Review, IEEE*, vol. PER-3, pp. 28–28, July 1983.
- [90] E. Cipriani and A. S. Costa, *Análise de observabilidade e criticidade de medidas na estimação de estados em sistemas de potência considerando medições fasoriais sincronizadas*. PhD thesis, Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2010.

-
- [91] A. Gómez-Expósito, C. Gómez-Quiles, and I. Dzafic, “State estimation in two time scales for smart distribution systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 6, pp. 421–430, 2015.
 - [92] C. Muscas, M. Pau, P. A. Pegoraro, S. Sulis, F. Ponci, and A. Monti, “Multiarea distribution system state estimation,” *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 64, no. 5, pp. 1140–1148, 2015.
 - [93] C. Muscas, P. Pegoraro, S. Sulis, M. Pau, F. Ponci, and A. Monti, “Fast multi-area approach for distribution system state estimation,” in *Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings (I2MTC), 2016 IEEE International*, pp. 1–6, IEEE, 2016.

Apêndice A

A seguir serão apresentadas as equações que definem cada um dos elementos da matriz Jacobiana do EE híbrido trifásico proposto.

Derivadas parciais de medidas de potência ativa em relação ao ângulo:

$$\frac{\partial P_{ik}^p}{\partial \theta_j^m} = \begin{cases} \text{injeção, } i = k \\ \text{fluxo, } i \neq k \end{cases}$$

Injeção:

$$\frac{\partial P_{ii}^p}{\partial \theta_j^m} = \begin{cases} V_i^p V_j^m [G_{ij}^{pm} \sin \theta_{ij}^{pm} - B_{ij}^{pm} \cos \theta_{ij}^{pm}], m \neq p \text{ e } i \neq j \\ -B_{ii}^{pp} (V_i^p)^2 - V_i^p \sum_{j=1}^n \sum_{m=1}^3 V_j^m [G_{ij}^{pm} \sin \theta_{ij}^{pm} - B_{ij}^{pm} \cos \theta_{ij}^{pm}], m = p \text{ e } i = j \end{cases} \quad (\text{A.1})$$

Fluxo:

Se $(i \neq j)$ e $(k = j)$:

$$\frac{\partial P_{ik}^p}{\partial \theta_j^m} = V_i^p V_j^m [G_{ij}^{pm} \sin \theta_{ij}^{pm} - B_{ij}^{pm} \cos \theta_{ij}^{pm}] \quad (\text{A.2})$$

Se $(i = j)$ e $(p \neq m)$:

$$\frac{\partial P_{ik}^p}{\partial \theta_j^m} = V_i^p V_j^m [G_{ij}^{pm} \sin \theta_{ij}^{pm} - (B_{ij}^{pm} + B_{sh_{ij}}^{pm}) \cos \theta_{ij}^{pm}] \quad (\text{A.3})$$

Se $(i = j)$ e $(p = m)$:

$$\frac{\partial P_{ik}^p}{\partial \theta_j^m} = -(V_i^p)^2 (B_{ik}^{pp} + B_{sh_{ik}}^{pp}) - \sum_{m=1}^3 \left\{ V_i^m V_i^p [G_{ik}^{pm} \sin \theta_{ii}^{pm} - (B_{ik}^{pm} + B_{sh_{ik}}^{pm}) \cos \theta_{ii}^{pm}] \right\} + \sum_{m=1}^3 \left\{ V_k^m V_i^p [G_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm} - B_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm}] \right\} \quad (\text{A.4})$$

Derivadas parciais de medidas de potência ativa em relação à tensão:

$$\frac{\partial P_{ik}^p}{\partial V_j^m} = \begin{cases} \text{injeção, } i = k \\ \text{fluxo, } i \neq k \end{cases}$$

Injeção:

$$\frac{\partial P_{ii}^p}{\partial V_j^m} = \begin{cases} V_i^p [G_{ij}^{pm} \cos \theta_{ij}^{pm} + B_{ij}^{pm} \sin \theta_{ij}^{pm}], m \neq p \text{ e } i \neq j \\ \frac{[(V_i^p)^2 G_{ii}^{pp} + P_i^p]}{V_i^p}, m = p \text{ e } i = j \end{cases} \quad (\text{A.5})$$

Fluxo:

Se $(i \neq j)$ e $(k = j)$:

$$\frac{\partial P_{ik}^p}{\partial V_j^m} = -V_i^p \left[G_{ij}^{pm} \cos \theta_{ij}^{pm} + B_{ij}^{pm} \sin \theta_{ij}^{pm} \right] \quad (\text{A.6})$$

Se $(i = j)$ e $(p \neq m)$:

$$\frac{\partial P_{ik}^p}{\partial V_j^m} = V_i^p \left[G_{ij}^{pm} \cos \theta_{ij}^{pm} + (B_{ij}^{pm} + B_{sh_{ij}}^{pm}) \sin \theta_{ij}^{pm} \right] \quad (\text{A.7})$$

Se $(i = j)$ e $(p = m)$:

$$\frac{\partial P_{ik}^p}{\partial V_j^m} = V_i^p G_{ik}^{pm} + \sum_{m=1}^3 \left\{ V_i^m V_i^p \left[G_{ik}^{pm} \cos \theta_{ii}^{pm} + (B_{ik}^{pm} + B_{sh_{ik}}^{pm}) \sin \theta_{ii}^{pm} \right] \right\} - \sum_{m=1}^3 \left\{ V_k^m \left[G_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm} + B_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm} \right] \right\} \quad (\text{A.8})$$

Derivadas parciais de medidas de potência reativa em relação ao ângulo:

$$\frac{\partial Q_{ik}^p}{\partial \theta_j^m} = \begin{cases} \text{injeção, } i = k \\ \text{fluxo, } i \neq k \end{cases}$$

Injeção:

$$\frac{\partial Q_{ii}^p}{\partial \theta_j^m} = \begin{cases} -V_i^p V_j^m \left[G_{ij}^{pm} \cos \theta_{ij}^{pm} + B_{ij}^{pm} \sin \theta_{ij}^{pm} \right], m \neq p \text{ e } i \neq j \\ -G_{ii}^{pp} (V_i^p)^2 + P_i^p, m = p \text{ e } i = j \end{cases} \quad (\text{A.9})$$

Fluxo:

Se $(i \neq j)$ e $(k = j)$:

$$\frac{\partial Q_{ik}^p}{\partial \theta_j^m} = V_i^p V_j^m \left[G_{ij}^{pm} \cos \theta_{ij}^{pm} + B_{ij}^{pm} \sin \theta_{ij}^{pm} \right] \quad (\text{A.10})$$

Se $(i = j)$ e $(p \neq m)$:

$$(\text{A.11})$$

Se $(i = j)$ e $(p = m)$:

$$\frac{\partial Q_{ik}^p}{\partial \theta_j^m} = -(V_i^p)^2 G_{ik}^{pm} + \sum_{m=1}^3 \left\{ V_i^m V_i^p \left[G_{ik}^{pm} \cos \theta_{ii}^{pm} + (B_{ik}^{pm} + B_{sh_{ik}}^{pm}) \sin \theta_{ii}^{pm} \right] \right\} - \sum_{m=1}^3 \left\{ V_k^m V_i^p \left[G_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm} + B_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm} \right] \right\} \quad (\text{A.12})$$

Derivadas parciais de medidas de potência reativa em relação à tensão:

$$\frac{\partial Q_{ik}^p}{\partial V_j^m} = \begin{cases} \text{injeção, } i = k \\ \text{fluxo, } i \neq k \end{cases}$$

Injeção:

$$\frac{\partial Q_{ii}^p}{\partial V_j^m} = \begin{cases} V_i^p \left[G_{ij}^{pm} \sin \theta_{ij}^{pm} - B_{ij}^{pm} \cos \theta_{ij}^{pm} \right], m \neq p \text{ e } i \neq j \\ \frac{-(V_i^p)^2 B_{ii}^{pp} + Q_i^p}{V_i^p}, m = p \text{ e } i = j \end{cases} \quad (\text{A.13})$$

Fluxo:

Se $(i \neq j)$ e $(k = j)$:

$$\frac{\partial Q_{ik}^p}{\partial V_j^m} = -V_i^p \left[G_{ij}^{pm} \sin \theta_{ij}^{pm} - B_{ij}^{pm} \cos \theta_{ij}^{pm} \right] \quad (\text{A.14})$$

Se $(i = j)$ e $(p \neq m)$:

$$\frac{\partial P_{ik}^p}{\partial V_j^m} = V_i^p \left[G_{ij}^{pm} \sin \theta_{ij}^{pm} - (B_{ij}^{pm} + Bsh_{ij}^{pm}) \cos \theta_{ij}^{pm} \right] \quad (\text{A.15})$$

Se $(i = j)$ e $(p = m)$:

$$\frac{\partial P_{ik}^p}{\partial V_j^m} = -V_i^p (B_{ik}^{pp} + Bsh_{ik}^{pp}) + \sum_{m=1}^3 \left\{ V_i^m V_i^p \left[G_{ik}^{pm} \sin \theta_{ii}^{pm} - (B_{ik}^{pm} + Bsh_{ik}^{pm}) \cos \theta_{ii}^{pm} \right] \right\} - \sum_{m=1}^3 \left\{ V_k^m \left[G_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm} - B_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm} \right] \right\} \quad (\text{A.16})$$

Derivadas parciais de medidas de amplitude de tensão em relação ao ângulo:

$$\frac{\partial V_i^p}{\partial \theta_j^m} = 0 \quad (\text{A.17})$$

Derivadas parciais de medidas de amplitude de tensão em relação à tensão:

$$\frac{\partial V_i^p}{\partial V_j^m} = \begin{cases} 0, & i \neq j \\ 1, & i = j \text{ e } p = m \end{cases} \quad (\text{A.18})$$

Todas as derivadas parciais em relação ao ângulo serão nulas se o índice j corresponder à barra de referência do sistema.

É importante mencionar que EE Híbrido Trifásico desenvolvido trata as MFSs como se fossem medidas convencionais SCADA, e, na existência de pelo menos uma medida de ângulo de fase de tensão, a referência de ângulo é determinada pelo sinal emitido pelo sistema GPS. Entretanto, na ausência de tais medidas, utiliza-se a prática convencional, ou seja, uma das barras do SEP é escolhida como referência angular, sendo atribuído o valor zero para o ângulo de uma das fases dessa barra.

Com a inclusão das MFSs de tensão e corrente a matriz Jacobiana do estimador trifásico híbrido (matriz $H3\phi_{Hib}$) passa a ter novas linhas relacionadas às MFSs, conforme apresentado na Tabela A.1.

Tabela A.1: Estrutura da Matriz $H3\phi_{Hib}$.

	θa	θb	θc	Va	Vb	Vc
P_m	$\partial P_m / \partial \theta_a$	$\partial P_m / \partial \theta_b$	$\partial P_m / \partial \theta_c$	$\partial P_m / \partial V_a$	$\partial P_m / \partial V_b$	$\partial P_m / \partial V_c$
Q_m	$\partial Q_m / \partial \theta_a$	$\partial Q_m / \partial \theta_b$	$\partial Q_m / \partial \theta_c$	$\partial Q_m / \partial V_a$	$\partial Q_m / \partial V_b$	$\partial Q_m / \partial V_c$
V_m^{scada}	0	1	0	1	0	1
V_m^{UMF}	1	0	1	0	1	0
θ_m^{UMF}	0	1	0	1	0	1
I_m^{UMF}	$\partial I_m^{UMF} / \partial \theta_a$	$\partial I_m^{UMF} / \partial \theta_b$	$\partial I_m^{UMF} / \partial \theta_c$	$\partial I_m^{UMF} / \partial V_a$	$\partial I_m^{UMF} / \partial V_b$	$\partial I_m^{UMF} / \partial V_c$
δ_m^{UMF}	$\partial \delta_m^{UMF} / \partial \theta_a$	$\partial \delta_m^{UMF} / \partial \theta_b$	$\partial \delta_m^{UMF} / \partial \theta_c$	$\partial \delta_m^{UMF} / \partial V_a$	$\partial \delta_m^{UMF} / \partial V_b$	$\partial \delta_m^{UMF} / \partial V_c$

Sendo que:

Va , Vb , Vc e θa , θb e θc representam as magnitudes e os ângulos de fase das tensões nodais (variáveis de estado);

P_m e Q_m representam medidas SCADA de potência (injeção e fluxo) ativa e reativa respectivamente, e m sendo as fases (a, b e c) do sistema;

V_m^{scada} representa medidas SCADA de magnitude de tensão nodal, e m sendo as fases (a, b e c) do sistema;

V_m^{UMF} representa MFSs de magnitude de tensão nodal, e m sendo as fases (a, b e c) do sistema;

θ_m^{UMF} representa MFSs de ângulo de fase de tensão nodal, e m sendo as fases (a, b e c) do sistema;

I_m^{UMF} representa MFSs de magnitude de corrente em ramos, e m sendo as fases (a, b e c) do sistema;

δ_m^{UMF} representa MFSs de ângulo de fase de corrente em ramos, e m sendo as fases (a, b e c) do sistema;

As expressões para as derivadas parciais relativas à V_m^{scada} e V_m^{UMF} são as mesmas do estimador trifásico por MQP convencional. As MFSs θ_m^{UMF} são tratadas da mesma forma que as medidas de magnitude de tensão, pois essas quantidades referem-se às variáveis de estado a serem estimadas. As derivadas parciais das MFSs de magnitude de corrente da barra i para barra j da fase m são apresentadas nas equações (A.19)-(A.26).

Sendo:

$$\frac{\partial I_m^{i-j \text{ UMF}}}{\partial V_m^i} = \frac{1}{\sqrt{(A_{ij}^2 + C_{ij}^2)}} [A_{ij} (G_{ij}^{pm} \cos \theta_i^m - (B_{ij}^{pm} + B_{shij}^{pm}) \sin \theta_i^m) + C_{ij} ((B_{ij}^{pm} + B_{shij}^{pm}) \cos \theta_i^m + G_{ij}^{pm} \sin \theta_i^m)] \quad (\text{A.19})$$

$$\frac{\partial I_m^{i-j \text{ UMF}}}{\partial V_m^j} = \frac{1}{\sqrt{(A_{ij}^2 + C_{ij}^2)}} [A_{ij} (-G_{ij}^{pm} \cos \theta_j^m + B_{ij}^{pm} \sin \theta_j^m) - C_{ij} (B_{ij}^{pm} \cos \theta_j^m + G_{ij}^{pm} \sin \theta_j^m)] \quad (\text{A.20})$$

$$\frac{\partial I_m^{i-j \text{ UMF}}}{\partial \theta_m^i} = \frac{1}{\sqrt{(A_{ij}^2 + C_{ij}^2)}} [A_{ij} (-G_{ij}^{pm} V_i^m \sin \theta_i^m - (B_{ij}^{pm} + B_{shij}^{pm}) V_i^m \cos \theta_i^m) + C_{ij} ((B_{ij}^{pm} + B_{shij}^{pm}) V_i^m \sin \theta_i^m + G_{ij}^{pm} V_i^m \cos \theta_i^m)] \quad (\text{A.21})$$

$$\frac{\partial I_m^{i-j \text{ UMF}}}{\partial \theta_m^j} = \frac{1}{\sqrt{(A_{ij}^2 + C_{ij}^2)}} [A_{ij} (G_{ij}^{pm} V_j^m \sin \theta_j^m + B_{ij}^{pm} V_j^m \cos \theta_j^m) + C_{ij} (B_{ij}^{pm} V_j^m \sin \theta_j^m - G_{ij}^{pm} V_j^m \cos \theta_j^m)] \quad (\text{A.22})$$

$$\frac{\partial \delta_m^{i-j \text{ UMF}}}{\partial V_m^i} = \frac{1}{(A_{ij}^2 + C_{ij}^2)} [A_{ij} ((B_{ij}^{pm} + B_{shij}^{pm}) \cos \theta_i^m + G_{ij}^{pm} \sin \theta_i^m) - C_{ij} (G_{ij}^{pm} \cos \theta_i^m - (B_{ij}^{pm} + B_{shij}^{pm}) \sin \theta_i^m)] \quad (\text{A.23})$$

$$\frac{\partial I_m^{i-j \text{ UMF}}}{\partial V_m^j} = \frac{1}{(A_{ij}^2 + C_{ij}^2)} [A_{ij} (B_{ij}^{pm} \cos \theta_j^m + G_{ij}^{pm} \sin \theta_j^m) + C_{ij} (G_{ij}^{pm} \cos \theta_j^m - B_{ij}^{pm} \sin \theta_j^m)] \quad (\text{A.24})$$

$$\frac{\partial I_m^{i-j \text{ UMF}}}{\partial \theta_m^i} = \frac{1}{(A_{ij}^2 + C_{ij}^2)} [A_{ij} ((B_{ij}^{pm} + B_{shij}^{pm}) V_i^m \sin \theta_i^m + G_{ij}^{pm} V_i^m \cos \theta_i^m) + C_{ij} (-G_{ij}^{pm} V_i^m \sin \theta_i^m - (B_{ij}^{pm} + B_{shij}^{pm}) V_i^m \cos \theta_i^m)] \quad (\text{A.25})$$

$$\frac{\partial \delta_m^{i-j \text{ UMF}}}{\partial \theta_m^j} = \frac{1}{(A_{ij}^2 + C_{ij}^2)} [A_{ij} (B_{ij}^{pm} V_j^m \sin \theta_j^m - G_{ij}^{pm} V_j^m \cos \theta_j^m) + C_{ij} (G_{ij}^{pm} V_j^m \sin \theta_j^m + B_{ij}^{pm} V_j^m \cos \theta_j^m)] \quad (\text{A.26})$$

Sendo que:

$$A_{ij} = \sum_{m=1}^3 [G_{ij}^{pm} V_i^m \cos \theta_i^m - (B_{ij}^{pm} + B_{shij}^{pm}) V_i^m \sin \theta_i^m - G_{ij}^{pm} V_j^m \cos \theta_j^m + B_{ij}^{pm} V_j^m \sin \theta_j^m] \text{ e}$$

$$C_{ij} = \sum_{m=1}^3 [(B_{ij}^{pm} + B_{shij}^{pm})V_i^m \cos \theta_i^m + (G_{ij}^{pm})V_i^m \sin \theta_i^m - B_{ij}^{pm}V_j^m \cos \theta_j^m - G_{ij}^{pm}V_j^m \sin \theta_j^m]$$

representam a parte real e imaginária da corrente trifásica nos ramos i-j, respectivamente.

Conforme informado anteriormente, o estimador proposto faz uso do modelo de equações em coordenadas polares para fasores de tensão e corrente. Vale lembrar, no entanto, que fazendo dessa maneira o processo de inicialização do algoritmo de solução torna-se difícil quando MFSs de corrente estão presentes. Isto porque algumas derivadas da matriz $H3\phi_{Hib}$, correspondentes a essas MFSs, são indefinidas quando a primeira iteração parte do flat start (magnitudes de tensões nodais iguais a 1 e ângulos de fase iguais a zero - considerando uma defasagem de 120° por fase). Existem algumas alternativas para solução desse problema. Uma alternativa simples, e adota neste trabalho, é a não inclusão, das MFSs de corrente, na primeira iteração do algoritmo.