UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO – USP
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS – EESC
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JÁDER FERNANDO DIAS BREDÁ

Sistema de Monitoramento para Estimação de Estado Harmônico Trifásico para Sistemas de Distribuição utilizando Decomposição em Valores Singulares

São Carlos

2017

JÁDER FERNANDO DIAS BREDÁ

Sistema de Monitoramento para Estimação de Estado Harmônico Trifásico para Sistemas de Distribuição utilizando Decomposição em Valores Singulares

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência
Orientador: Prof. Assoc. José Carlos de Melo Vieira Júnior
Co-orientador: Prof. Assoc. Mário Oleskovicz

São Carlos

2017

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.

DIAS BREDAS, JÁDER FERNANDO

DS Sistema de Monitoramento para Estimação de Estado Harmônico Trifásico para Sistemas de Distribuição utilizando Decomposição em Valores Singulares / JÁDER FERNANDO DIAS BREDAS; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior; coorientador Mário Oleskovicz. São Carlos, 2017.

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, 2017.

1. Algoritmos Genéticos. 2. Alocação de Medidores. 3. Decomposição em Valores Singulares. 4. Estimação de Estado Harmônico. 5. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: **JÁDER FERNANDO DIAS BREDÁ**

Título da tese: "Sistema de monitoramento para estimação de estado harmônico trifásico para sistemas de distribuição utilizando decomposição em valores singulares"

Data da defesa: 12/07/2017

Comissão Julgadora:

Resultado:

Prof. Associado **José Carlos de Melo Vieira Junior**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC)

APROVADO

Prof. Dr. **Ricardo Augusto Souza Fernandes**
(Universidade Federal de São Carlos/UFSCar)

Aprovado

Prof. Dr. **José Rubens Macedo Junior**
(Universidade Federal de Uberlândia/UFU)

APROVADO

Prof. Dr. **José Alfredo Covolan Ulson**
(Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"/UNESP – Bauru)

APROVADO

Prof. Dr. **Carlos Frederico Meschini Almeida**
(Escola Politécnica/EP – USP)

APROVADO

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**

DEDICATÓRIA

À minha mãe, Sueli, pelo seu amor verdadeiro, sempre fazendo o possível e o impossível por mim. E ao meu pai, Carlos, por ter sido meu maior incentivador e pelo exemplo de homem que me deixou.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por toda minha família e amigos, além do meu prazer em viver sempre em busca do melhor.

A minha mãe, Sueli, pelo exemplo de amor, trabalho e dedicação dispensados em todas as etapas da minha vida.

Ao meu pai Carlos, que tantas saudades deixou, mas que sempre será uma das minhas maiores fontes de incentivo para continuar.

Ao meu irmão, Juninho, por ter esse coração enorme, por todo o companheirismo e apoio incondicional, principalmente, nestes últimos anos.

Ao Sandro, por cuidar tão bem da minha família e isso é algo que não tem preço, me deixando bem mais tranquilo.

Ao professor José Carlos de Melo Vieira Júnior, pela excelente orientação, atenção dispensada, apoio e incentivo na elaboração deste trabalho.

Ao professor Mário Oleskovicz, por todas as contribuições neste trabalho e que desde minha graduação sempre se mostrou bastante solícito em contribuir na minha formação acadêmica.

A todos os meus amigos da pós-graduação, em especial aos do Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica – LSEE, pelos momentos de alegria que me proporcionaram ao longo destes vários anos.

Aos três “irmãos” que ganhei desde minha graduação, Alexandre, Luiz Henrique e Luís Paulo, por sempre estarem ao meu lado em todos os momentos.

A “irmã” que ganhei há três anos, Lucília, e que desde então sempre me acompanha tornando meus dias mais felizes.

A todos meus amigos do EVS Dom Pedro, pela compreensão e pelo incentivo diário.

Ao casal João Paulo e Roseli e os demais integrantes da Loja Maçônica de Adamantina, por todos os tipos de apoio que foram primordiais no início desta caminhada.

A família Cardoso que há mais de dez anos me acolheram e vem me proporcionando momentos de muita alegria.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, que de algum modo colaboraram durante a minha graduação e pós-graduação nesta universidade.

Ao próprio Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC) – Universidade de São Paulo (USP).

Ao LSEE, pelo fornecimento de todas as condições e estruturas necessárias para o desenvolvimento deste trabalho.

A CAPES, pela bolsa concedida ao longo de 4 anos durante este trabalho e que foi de fundamental importância.

“Senão for na raça, não tem graça!”

(Jáder F. D. Breda)

RESUMO

BREDA, J. F. D. **Sistema de Monitoramento para Estimação de Estado Harmônico Trifásico para Sistemas de Distribuição utilizando Decomposição em Valores Singulares**. 2017. 146f. Tese de Doutorado. Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

Este trabalho tem como objetivo o desenvolvimento de uma metodologia de monitoramento a partir da alocação de medidores voltada para a estimação de estado harmônico trifásica em sistemas de distribuição de energia elétrica desequilibrados. O algoritmo de estimação de estado harmônico desenvolvido tem como entrada os fasores de tensão e de corrente em pontos pré-definidos de medição sobre os alimentadores em análise. Para a alocação dos medidores, verificou-se a necessidade de a mesma ser realizada e direcionada para este problema, e um algoritmo de otimização em específico foi desenvolvido utilizando algoritmos genéticos. Para a estimação de estado harmônico, a técnica de Decomposição em Valores Singulares foi utilizada, por ser adequada a sistemas não completamente observáveis. Em relação às simulações, cargas não lineares (ou perturbadoras) foram conectadas ao longo dos alimentadores testes do IEEE de 13, 34 e 37 barras, considerando configuração trifásica assimétrica para as linhas e cargas desbalanceadas. Todas as simulações computacionais foram realizadas dispondo do programa *DIgSILENT PowerFactory*. Os resultados satisfatórios encontrados denotam que o desempenho do estimador desenvolvido é dependente dos pontos de medição pré-definidos a partir da alocação dos medidores realizada. Pela metodologia implementada e aplicada, o algoritmo de estimação de estado harmônico veio a corretamente calcular todas as variáveis de estado e, conseqüentemente, os sistemas testes em análise tornaram-se completamente observáveis para todas as fases e ordens harmônicas caracterizadas.

Palavras-chave: Algoritmos Genéticos. Alocação de Medidores. Decomposição em Valores Singulares. Estimação de Estado Harmônico. Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.

ABSTRACT

BREDA, J. F. D. **Monitoring System for Three-Phase Harmonic State Estimation for Distribution Systems using Singular Values Decomposition**. 2017. 146f. Ph.D. Thesis. São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, São Carlos, 2017.

This research aims for the development of a monitoring methodology through the allocation of meters in order to perform a three-phase harmonic state estimation in unbalanced distribution systems. The harmonic state estimation algorithm developed has voltage and current phasors as inputs at predefined measurement points on the feeders about analysis. For an allocation of the meters, there was a need for it to be performed and directed to this problem, and a specific optimization algorithm was developed using Genetic Algorithms. For a harmonic state estimation, the Singular Value Decomposition technique was made, because it is suitable for systems that are not completely observable. Regarding the simulations, the non-linear (or disturbing) loads were connected along the test feeders of the IEEE of 13, 34 and 37 bus, considering the three-phase asymmetric configuration for lines and loads. All computational simulations were performed in the DIgSILENT PowerFactory software. The satisfactory results found note that the performance of the developed estimator depends on the predefined measurement points from the allocation of the realized meters. By the applied methodology, the harmonic state estimation algorithm came to correctly calculate all the state variables and, consequently, the test systems about analysis became fully observable for all phases and harmonic orders characterized.

Keywords: Genetic Algorithms. Harmonic State Estimation. Meters Allocation. Power Distribution Systems. Singular Value Decomposition.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema de monitoramento proposto.....	31
Figura 2 - Esquema para estimação de estado harmônico.	37
Figura 3 - Sistema hipotético para construção da matriz de medidas H	43
Figura 4 – Diagrama de blocos do estimador de estado harmônico.	58
Figura 5 - Linha de distribuição monofásica - Modelo π	65
Figura 6 - Linha trifásica com neutro e impedâncias mútuas.....	66
Figura 7 - Modelo do transformador trifásico.	67
Figura 8 – Diagrama unifilar do alimentador IEEE de 13 barras.	70
Figura 9 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE de 34 barras.....	72
Figura 10 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE de 37 barras.....	73
Figura 11 - Fluxograma do AG para a alocação de medidores de QEE.	100
Figura 12 - Operação de <i>Crossover</i>	105
Figura 13 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 13 barras (Caso 1).	109
Figura 14 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 13 barras (Caso 2).	109
Figura 15 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 34 barras (Caso 1).	115
Figura 16 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 34 barras (Caso 2).	116
Figura 17 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 37 barras (Caso 1).	123
Figura 18 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 37 barras (Caso 2).	124
Figura 19 - Solução no sentido do Método dos Mínimos Quadrados.	144

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros das linhas do sistema hipotético.	62
Tabela 2 – Matriz admitância de transformador trifásico de acordo com seu tipo de ligação.	68
Tabela 3 – Perfil harmônico das correntes das cargas distribuídas.	69
Tabela 4 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 1: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.....	77
Tabela 5 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 1: 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	77
Tabela 6 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 2: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.....	78
Tabela 7 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 2: 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	78
Tabela 8 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 3: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.....	79
Tabela 9 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 3: 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	79
Tabela 10 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 4: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.....	80
Tabela 11 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 4: 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	80
Tabela 12 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.....	81
Tabela 13 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5: 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	81
Tabela 14 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 6: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica).	83
Tabela 15 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 6: 7ª, 9ª e 11ª harmônica).	84

Tabela 16 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5 com linha 633-634 sem medição de corrente) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	85
Tabela 17 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5 com linha 633-632 sem medição de corrente) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	86
Tabela 18 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5 com linhas 684-611 e 684-652 sem medição de corrente) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	87
Tabela 19 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5 com linhas 684-671 e 684-652 sem medição de corrente) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	87
Tabela 20 – Valores reais e estimados para as tensões em cada barra (Cenário 5 com linhas 684-671 e 684-611 sem medição de corrente) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	88
Tabela 21 – Perfil harmônico das cargas distribuídas (variação de perfil harmônico).	89
Tabela 22 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 1: Frequência fundamental – variação de perfil harmônico) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	89
Tabela 23 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5: Frequência fundamental – variação de perfil harmônico) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	90
Tabela 24 – Resultados obtidos para alocação com base nos Casos 1 e 2 (IEEE de 13 barras).	108
Tabela 25 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 13 barras do IEEE (Caso 1 - Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	111
Tabela 26 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 13 barras do IEEE (Caso 1 – 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	111
Tabela 27 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 13 barras do IEEE (Caso 2 - Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	112
Tabela 28 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 13 barras do IEEE (Caso 2 – 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.	112
Tabela 29 – Resultados obtidos para alocação nos Casos 1 e 2 (Sistema de 34 barras do IEEE).	113
Tabela 30 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 34 barras do IEEE (Caso 1 – Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barras 810, 826, 838 e 858: fase B; demais barras: fase A.	117

Tabela 31 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 34 barras do IEEE (Caso 1 – 7 ^a , 9 ^a e 11 ^a harmônica) – barras 810, 826, 838 e 858: fase B; demais barras: fase A.	118
Tabela 32 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 34 barras do IEEE (Caso 2 – Frequência fundamental, 3 ^a e 5 ^a harmônica) – barras 810, 826, 838 e 858: fase B; demais barras: fase A.	119
Tabela 33 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 34 barras do IEEE (Caso 2 – 7 ^a , 9 ^a e 11 ^a harmônica) – barras 810, 826, 838 e 858: fase B; demais barras: fase A.	120
Tabela 34 – Resultados obtidos para alocação nos Casos 1 e 2 (Sistema de 37 barras do IEEE).	122
Tabela 35 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 37 barras do IEEE (Caso 1 – Frequência fundamental, 3 ^a e 5 ^a harmônica).	125
Tabela 36 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 37 barras do IEEE (Caso 1 – 7 ^a , 9 ^a e 11 ^a harmônica).	126
Tabela 37 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 37 barras do IEEE (Caso 2 – Frequência fundamental, 3 ^a e 5 ^a harmônica).	127
Tabela 38 – Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 37 barras do IEEE (Caso 2 – 7 ^a , 9 ^a e 11 ^a harmônica).	128

LISTA DE SIGLAS

AG – Algoritmo Genético

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

DVS – Decomposição em Valores Singulares

EEH – Estimador de Estado Harmônico

EET – Estimação de Estado Transitório

GPS – *Global Positioning System*

IEC – *International Electrotechnical Commission*

IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

MMQ – Método dos Mínimos Quadrados

MMQP – Método dos Mínimos Quadrados Ponderados

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PMU – *Phasor Measurement Unit*

PSO – *Particle Swarm Optimization*

QBFA – *Quantum-inspired Binary Firefly Algorithm*

QBGSA – *Quantum-inspired Binary Gravitational Search Algorithm*

QEE – Qualidade da Energia Elétrica

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SVD – *Singular Value Decomposition*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	27
1.1 <i>Justificativas e Objetivos.....</i>	30
1.2 <i>Organização do Texto</i>	32
1.3 <i>Publicações.....</i>	32
2. ESTIMAÇÃO DE ESTADO HARMÔNICO	35
2.1 <i>Fundamentos da Estimação de Estado Harmônico</i>	35
2.2 <i>Estado da Arte sobre Estimação de Estado Harmônico para Sistemas Elétricos de Potencia.....</i>	45
3. METODOLOGIA PARA O ESTIMADOR DE ESTADO HARMÔNICO	55
3.1 <i>Decomposição em Valores Singulares</i>	55
3.2 <i>Descrição da Metodologia para a Estimação de Estado Harmônico.....</i>	58
3.3 <i>Exemplo de Aplicação da Metodologia na EEH.....</i>	61
3.4 <i>Considerações Finais sobre o Capítulo</i>	64
4. RESULTADOS OBTIDOS PELO ESTIMADOR DE ESTADO HARMÔNICO ...	65
4.1 <i>Sistemas Elétricos Utilizados</i>	65
4.1.1 <i>Sistema IEEE de 13 barras.....</i>	70
4.1.2 <i>Sistema IEEE de 34 barras.....</i>	71
4.1.3 <i>Sistema IEEE de 37 barras.....</i>	71
4.2 <i>Cenários Simulados.....</i>	74
4.3 <i>Resultados Obtidos.....</i>	74
4.3.1 <i>Resultados obtidos para o sistema IEEE de 13 barras.....</i>	75
4.3.2 <i>Resultados obtidos para o sistema IEEE de 37 barras.....</i>	82
4.4 <i>Análise de Sensibilidade do EEH</i>	82

4.4.1	Número de canais de medição de corrente.....	85
4.4.2	Variação do perfil harmônico.....	88
4.5	<i>Considerações Finais sobre o Capítulo.....</i>	90
5.	MÉTODO PARA ALOCAÇÃO DE MEDIDORES VOLTADO PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADO HARMÔNICO.....	93
5.1	<i>Estado da Arte sobre Alocação de Medidores de Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição.....</i>	95
5.2	<i>Metodologia Proposta.....</i>	99
5.2.1	População inicial.....	99
5.2.2	Avaliação.....	101
5.2.3	Seleção dos Pais	104
5.2.4	Crossover	104
5.2.5	Mutação.....	105
5.2.6	Elitismo	105
5.2.7	Critério de Parada	106
5.3	<i>Considerações Finais sobre o Capítulo.....</i>	106
6.	RESULTADOS OBTIDOS PELA ALOCAÇÃO DE MEDIDORES VOLTADA PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADO HARMÔNICO.....	107
6.1	<i>Sistema IEEE de 13 barras.....</i>	107
6.2	<i>Sistema IEEE de 34 Barras.....</i>	112
6.3	<i>Sistema IEEE de 37 barras.....</i>	119
6.4	<i>Considerações Finais sobre o Capítulo.....</i>	129
7.	CONCLUSÕES.....	133
7.1	<i>Sugestões para trabalhos futuros.....</i>	136
	Referências Bibliográficas	137
	Anexo A: Resolvendo sistemas subdeterminados utilizando DVS	143
	Anexo B: Fluxo de carga harmônico utilizando o programa DIgSILENT PowerFactory	145

1. INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica dentro de limites considerados adequados de qualidade é uma premissa básica em sistemas elétricos de potência (SEPs), desde a geração, passando pela transmissão, distribuição e consumo final da energia elétrica.

Dessa forma, as concessionárias geradoras, transmissoras e distribuidoras devem obedecer a normas e padrões técnicos para atingir certos objetivos associados a uma boa qualidade da energia elétrica (QEE) fornecida. Exemplos dessas normas são: IEEE (1992), IEEE (1996) e ANEEL (2017) que levam em consideração aspectos da qualidade da energia em regime permanente ou transitório, como, por exemplo: a distorção harmônica, as variações de tensão, a flutuação de tensão, os transitórios, os desequilíbrios de tensão, a tensão em regime permanente, o fator de potência e a variação de frequência. Além disso, para todos os setores dependentes da energia elétrica, vale também comentar a responsabilidade dos fabricantes de equipamentos, componentes e/ou dispositivos eletroeletrônicos, que produzem grande parte das cargas com características não lineares, atualmente conectadas ao SEP, e que podem prejudicar a QEE. Para tanto, por exemplo, existe a norma IEC 61000-3-2 (IEC, 2009) que avalia e define limites para as componentes harmônicas de corrente para equipamentos com corrente nominal de entrada igual ou menor do que 16 A por fase.

Dentre todos os problemas de QEE citados, a mitigação de distorções harmônicas é considerada um dos maiores desafios em SEPs, já que devido à contínua proliferação de cargas não lineares (ou perturbadoras), nos setores residencial, comercial e, principalmente, industrial, nas últimas décadas, e ao aumento de geradores distribuídos conectados na rede elétrica via inversores, os níveis de distorção harmônica têm aumentado (WANG, 2011). Com as correntes e tensões distorcidas, podem ocorrer no sistema (KIMBARK, 1971; FUCHS; ROESLER; ALASHHAB, 1987; FUCHS; ROESLER; KOVACS, 1987; IEEE, 1992; IEEE, 1996; DAS, 2001; WAKILEH, 2001; WANG, 2011): estresse em cabos, redução da vida útil de bancos de capacitores e demais equipamentos elétricos, possibilidade de ocorrência de ressonância série e paralela, aumento das perdas e surgimento de conjugados em máquinas elé-

tricas rotativas, sobreaquecimento de transformadores, interferência em linhas telefônicas, funcionamento inadequado de cargas eletrônicas, erros de medição, entre outros. Assim, faz-se necessário o monitoramento dos componentes harmônicos existentes no sistema, para desta forma, assegurar que os limites estabelecidos pelas normas técnicas citadas não sejam ultrapassados.

Em relação ao monitoramento das fontes de distorção harmônica, dois cenários podem ser destacados. O primeiro deles se refere ao período desde a origem da presença de fontes de componentes harmônicas nos sistemas até o início do século 21, em que as principais fontes de componentes harmônicas se restringiam às indústrias e aos grandes consumidores comerciais. Assim, pode-se afirmar que as cargas poluidoras (fontes de componentes harmônicas) eram conhecidas e concentradas em determinados pontos da rede elétrica. Nesses casos, o monitoramento desses consumidores era uma tarefa relativamente simples, dado que os mesmos eram conhecidos pelas concessionárias. Por outro lado, após o início do século 21, tem-se o segundo cenário, em que a proliferação de cargas não lineares, inclusive no setor residencial, originou uma nova classe de fontes de harmônicas constituída por fontes distribuídas em toda a extensão dos sistemas de distribuição de energia elétrica (WANG, 2011).

Especificamente, sobre os sistemas de distribuição, vale comentar que, mundialmente, as exigências quanto ao monitoramento da QEE vêm aumentando. Por exemplo, em IEEE (1992), definem-se os níveis aceitáveis de distorções harmônicas da tensão entregue no ponto de conexão por parte da concessionária de energia. Em âmbito mundial, pela IEC (2009), definem-se os limites da emissão de correntes harmônicas para equipamentos com corrente de entrada menor do que 16 A por fase. No Brasil, fortes indicativos e exigências podem ser encontrados formalmente nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (ANEEL, 2017) que, no seu módulo 8, trata especificamente de aspectos diretamente relacionados à QEE. Na referência ONS (2002), apresentam-se os requisitos mínimos para as instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho, a serem obedecidos na rede básica.

Neste contexto, a principal motivação para este trabalho é a inserção crescente de cargas não lineares nos SEPs, resultando na distribuição das fontes de distorções harmônicas por todo o sistema de distribuição de energia elétrica. Esta distribuição de fontes harmônicas ao longo do sistema e seu impacto são temas, por exemplo, dos trabalhos de SALLES, JIANG e XU (2012) e JIANG, SALLES e XU (2012), nos quais a modelagem de fontes harmônicas em

sistemas de distribuição é considerada de maneira detalhada. Em SALLES, JIANG e XU (2012), os autores modelam perfis de cargas residenciais ao longo do dia de acordo com medições reais e uma análise probabilística. Já em JIANG, SALLES e XU (2012), é apresentada a modelagem do secundário e do primário do mesmo sistema para frequências harmônicas e os impactos da presença destas em questões como: aumento nos níveis de distorção harmônica de tensão e corrente nos alimentadores, aumento da tensão no condutor neutro, perdas no secundário, problemas no aterramento das instalações, etc.

Apesar da confirmação e da importância em melhor conhecer esta distribuição de fontes harmônicas nos sistemas de distribuição como um todo, e seus respectivos impactos, não é técnica e financeiramente viável instalar medidores de QEE em todas as barras (nós) e/ou principais cargas do sistema elétrico devido ao elevado custo associado dos próprios medidores de QEE (instalação, manutenção, transformadores de potencial e transformadores de corrente). Portanto, o sistema de monitoramento deve ser composto por um número reduzido de medidores, cuja disposição dos mesmos permita a identificação e a observação dos níveis mais representativos de distorção harmônica. Além disso, estes níveis elevados de correntes harmônicas fluindo ao longo do sistema podem ocasionar variação no carregamento da rede e perdas técnicas significativas.

Neste cenário, tem-se que a concepção e aplicação de um Estimador de Estado Harmônico (EEH) torna-se uma alternativa eficiente e econômica já que este pode ser formulado a partir da topologia da rede elétrica, das matrizes de admitâncias para distintas frequências harmônicas e da localização de medidores previamente alocados e instalados (ARRILAGA; WATSON; CHEN, 1998).

Sendo assim, o conjunto formado por um método de alocação de medidores voltado para sistemas de distribuição de energia desbalanceados e um estimador de estado harmônico trifásico compõem a metodologia de monitoramento desenvolvida neste trabalho. Este conjunto de metodologias vem a contemplar duas áreas de atividades importantes nos sistemas de distribuição:

- **Área de planejamento:** contemplada neste trabalho pelo método de alocação de medidores, mas que no geral tem como diretriz a proposição de obras de ampliação e reforço para assegurar o pleno atendimento ao mercado consumidor, garantindo níveis adequados de qualidade e continuidade de serviços; e

- **Área de operação:** contemplada neste trabalho pelo estimador de estado harmônico, mas que no geral é responsável por traçar planos operativos de atendimento à carga tanto em situações normais de operação quanto em casos de contingência simples, indispensável para a operação em tempo real do sistema.

Vale frisar também que esta junção de conceitos trata de uma lacuna ainda aberta nos métodos até o momento encontrados na literatura, pois a maioria dos trabalhos apresenta os dois métodos de maneira separada. Além disso, como será detalhado no capítulo seguinte, grande parte dos trabalhos encontrados refere-se a algoritmos de estimação voltados para sistemas de transmissão da energia elétrica (MELIOPOULOS; ZHANG; ZELINGHER, 1994; DU; ARRILLAGA; WATSON, 1996; DU *et al.*, 1999; KANAO *et al.*, 2005; YU; WATSON; ARRILLAGA, 2005; YU; WATSON; ARRILLAGA, 2005; CASTILLO, 2006; HERNÁNDEZ *et al.*, 2013; CISNEROS-MAGAÑA; MEDINA, 2013). Já grande parte dos métodos de alocação de medidores de QEE considera apenas sistemas balanceados (MARÍN *et al.*, 2003; ELDERY *et al.*, 2006; REIS *et al.*, 2008; KETABI; NOSRATABADI; SHEIBANI, 2012) e/ou são voltados para a medição de afundamentos de tensão (ALMEIDA; KAGAN, 2011b; KAZEMI *et al.*, 2013; WONG, *et al.*, 2014; KEMPNER; OLESKOVICZ; SANTOS, 2014; IBRAHIM; MOHAMED; SHAREEF, 2014; GOMES *et al.*, 2016).

1.1 Justificativas e Objetivos

Para o contexto apresentado, torna-se de fundamental importância mensurar o impacto das fontes harmônicas distribuídas no sistema elétrico em relação à QEE. Porém, torna-se inviável, principalmente técnica e economicamente, a instalação de medidores de QEE em todos os nós do sistema de distribuição de energia elétrica como já comentado. Contudo, mesmo partindo de algumas possíveis medições sobre o sistema de interesse, há a necessidade da estimação das distorções harmônicas nas barras não contempladas por medições diretas.

Assim, destaca-se como principal objetivo deste trabalho, o desenvolvimento de um sistema de monitoramento que consiste em um método de alocação de medidores, de modo a obter o menor número possível de equipamentos instalados que, quando combinado a um Estimador de Estado Harmônico (EEH) trifásico, garanta uma observabilidade completa para sistemas de distribuição, contemplando de forma conjunta as áreas de planejamento e operação das concessionárias de energia.

Para atingir tais objetivos, foi desenvolvido um EEH capaz de determinar os níveis de distorções harmônicas em barras onde não havia medidores instalados, a partir de um número reduzido de medidores instalados nas demais barras do sistema em análise.

Todas as simulações computacionais (modelagem dos sistemas elétricos e resultados do dos fluxos de carga) foram realizadas dispondo do programa *DigSILENT PowerFactory* (DIGSILENT, 2010). Já o estimador de estado harmônico e o método de alocação, que compõem a metodologia de monitoramento proposta, foram elaborados e implementados utilizando o programa *MATLAB®*, como ilustra a Figura 1.

Figura 1 - Sistema de monitoramento proposto.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Vale adiantar que o EEH desenvolvido neste trabalho foi baseado no método de Decomposição em Valores Singulares (DVS) (VAN LOAN, 1989), já que este algoritmo não requer que o sistema seja completamente observável para sua execução. Além disso, este método tem a capacidade de indicar os pontos no sistema que não podem ter suas grandezas estimadas, considerados como ilhas não observáveis do sistema, ou seja, pontos no sistema onde devem ser instalados medidores para uma completa observabilidade do mesmo. Ainda entre as vantagens deste método estão sua capacidade de trabalhar com matrizes singulares, ou muito próximas de singulares, e de resolver sistemas subdeterminados, para os quais técnicas convencionais falham. Como, na atualidade, o número de medidas disponibilizadas dos fasores de tensões e correntes harmônicas em redes de distribuição é menor do que as variáveis de estado a serem determinadas, este método foi escolhido para este trabalho.

1.2 Organização do Texto

O texto encontra-se dividido em mais seis capítulos, além desta introdução. O capítulo 2 apresenta os conceitos sobre estimação de estado harmônico e o estado da arte retratado pelos trabalhos correlatos encontrados no que se refere ao tema abordado. Já a metodologia desenvolvida e implementada para o EEH nesta pesquisa se encontra no capítulo 3. No capítulo 4 são expostos os resultados obtidos pela aplicação do EEH anteriormente desenvolvido com os respectivos resultados e análises decorrentes. O capítulo 5 é reservado para o estado da arte em relação aos métodos de alocação de medidores e para as aplicações voltadas para esta pesquisa. Ainda neste capítulo, a junção da alocação dos medidores desenvolvida com o EEH, também será apresentada. No capítulo 6 os resultados obtidos serão apresentados e discutidos. O capítulo 7 apresenta as conclusões finais sobre o trabalho. E, por fim, são listadas as referências bibliográficas utilizadas no trabalho.

1.3 Publicações

Na sequência são listados os artigos publicados em congressos diretamente relacionados ao tema deste trabalho:

BREDA, J. F. D.; VIEIRA, J. C. M.; OLESKOVICZ, M. Three-phase harmonic state estimation for distribution systems by using the SVD technique. In: 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016, Boston. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016.

BREDA, J. F. D.; TRONDOLI, L. H. P. C.; VIEIRA, J. C. M.; OLESKOVICZ, M. Estimador de Estado Harmônico Considerando Fontes Harmônicas Distribuídas em Sistemas de Distribuição. In: XI Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (XI CBQEE), 2015, Campina Grande - PB. XI Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (XI CBQEE), 2015.

Os seguintes artigos também foram publicados em congressos e desenvolvidos durante o curso deste doutorado com a participação do autor:

BREDA, J. F. D.; VIEIRA, J. C. M.; OLESKOVICZ, M. The Importance of the Teaching Improvement Program in Different Kinds of Disciplines: The Contribution of the

Program in Several Areas of Education. In: International Conference on Alive Engineering Education (ICAEEdu), 2017, Rio de Janeiro - RJ. International Conference on Alive Engineering Education (ICAEEdu), 2017.

BEUTER, C. H.; OLESKOVICZ, M.; BOTTURA, F. B.; BREDA, J. F. D. How to Raise and Keep Interest in Power Quality Lectures. In: International Conference on Alive Engineering Education (ICAEEdu), 2017, Rio de Janeiro - RJ. International Conference on Alive Engineering Education (ICAEEdu), 2017.

TRONDOLI, L. H. P. C.; D.; BREDA, J. F. D.; VIEIRA, J. C. M. Impacto de Distorções Harmônicas Causadas por Residências no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. In: XI Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (XI CBQEE), 2015, Campina Grande - PB. XI Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (XI CBQEE), 2015.

SILVA, A. M.; FERNANDES, R. A. S.; BREDA, J. F. D.; OLESKOVICZ, M. Estudo Comparativo do Comportamento em Campo e do Simulado em Condições Ideais e não Ideais para Operação dos Capacitores de Potência. In: X Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (X CBQEE), 2013, Araxá - MG. X Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (X CBQEE), 2013.

2. ESTIMAÇÃO DE ESTADO HARMÔNICO

Neste capítulo, serão apresentados os fundamentos teóricos da estimação de estado harmônico, bem como alguns dos trabalhos correlatos encontrados e ou relacionados ao tema desta pesquisa.

2.1 Fundamentos da Estimação de Estado Harmônico

A estimação de estado vem sendo utilizada em sistemas de energia elétrica desde a década de 60, juntamente com os estudos de fluxo de potência para a frequência fundamental (ARRILAGA; WATSON; CHEN, 2000). A estimação de estado convencional (apenas para frequência fundamental) assume que todas as formas de onda das correntes e das tensões são puramente senoidais com frequência e amplitudes constantes e condições trifásicas balanceadas.

A estrutura deste processo de estimação de estado convencional pode ser dividida em quatro etapas definidas a seguir (FANTIN, 2016):

- **Configuração da rede:** esta etapa é baseada na obtenção da topologia do sistema, seguindo o modelo barra-ramo. A configuração é realizada a partir das medidas lógicas, tomadas continuamente e que consistem em estado de chaves, assim como também as informações quanto ao tipo e a localização dos medidores instalados ao longo do sistema.
- **Análise e restauração da observabilidade:** utilizando o modelo barra-ramo obtido na etapa anterior, verifica-se a possibilidade através das medidas disponíveis de determinar todas as variáveis de estado do sistema. Se possível, o sistema é considerado observável. Em caso negativo, a escassez de medidas pode ser superada, em alguns casos, por pseudomedidas (se disponíveis), tornando o sistema observável.

- **Estimação de estado:** após a caracterização do sistema sendo considerado observável, por meio da topologia e parâmetros do sistema e das medidas realizadas esta etapa do processo, ou seja, estimam-se todas as variáveis de estado do sistema.
- **Processamento de erros grosseiros:** nos casos em que as medidas comprovadamente possuam erros grosseiros, os resultados fornecidos pelo estimador na etapa anterior não podem ser considerados confiáveis. Este tipo de erros pode ser ocasionado por problemas nos canais de comunicação, instrumentos de medição com defeito ou até mesmo erro na modelagem de pseudomedidas. Assim, esta etapa busca eliminar os efeitos destes erros sobre o vetor de variáveis de estado estimado, que podem ocasionar problemas na convergência do algoritmo e na precisão da estimação.

Em relação à estimação de estado voltada para sistemas de distribuição de energia elétrica, a aplicação de técnicas já utilizadas em sistemas de transmissão não tem se mostrado eficiente visto que os sistemas de distribuição possuem características bastante particulares que inviabilizam este processo (FANTIN, 2016). Estas características são descritas a seguir:

- Sistemas desequilibrados (ramais monofásicos e bifásicos);
- Cargas desbalanceadas;
- Sistemas radiais e malhados;
- Topologia variável (remanejamento de cargas);
- Diversos tipos de conexão de cargas e transformadores; e
- Diversos tipos de medições possíveis.

Desta forma, devido a estas características particulares há a necessidade de se desenvolver métodos específicos de estimação das variáveis de estado para este tipo de sistema.

Ainda, em se tratando do monitoramento e estimação das distorções harmônicas, nas últimas décadas, devido a todos os fatores comentados no Capítulo 1, um novo conceito para a estimação de estado harmônico vem sendo desenvolvido. Porém, a dificuldade retratada por poucas medidas harmônicas acessíveis e nem sempre realizadas no ponto em que a fonte harmônica está conectada persiste, e ainda é motivo de pesquisa em várias áreas. Desta forma, as

medidas devem ser complementadas por algum sistema de estimação (ARRILAGA; WATSON; CHEN, 2000).

Um quadro representativo de um EEH é ilustrado na Figura 2. Nesta figura não estão contempladas as etapas análise e restauração da observabilidade e de processamento de erros grosseiros, apresentadas anteriormente. Além disso, a etapa de configuração da rede está simplificada, pois considerou-se que a topologia é informação de entrada para o EEH. Este utiliza um modelo de sistema trifásico para descrever as condições assimétricas como um circuito de acoplamento mútuo, impedância e desequilíbrio de injeção de corrente. Um conjunto de medidas parciais é também necessário contendo algumas tensões nas barras, injeções de correntes de linha, ou injeções de potência e fluxos de potência.

Com base na topologia da rede, um EEH é formulado por meio da matriz de admitância do sistema para cada frequência harmônica e do local dos pontos de medição. As medidas de tensão e corrente harmônicas nas barras e linhas selecionadas devem ser enviadas a um centro de controle da distribuição para a estimação dos espectros das injeções de corrente nas barras, das tensões nas barras e das correntes de linha de todas ou de algumas posições do sistema que sejam de interesse.

Figura 2 - Esquema para estimação de estado harmônico.

Fonte: Modificada de ARRILAGA, WATSON e CHEN (2000).

Um EEH completo ou parcialmente observável requer medidas sincronizadas dos fasores de tensão e corrente harmônicas em diferentes pontos de medição (ARRILAGA; WATSON; CHEN, 2000). Isto pode ser feito por meio de Unidades de Medição Fasorial

(PMUs - *Phasor Measurement Units*), já que estes utilizam como base de tempo o sinal de relógio do Sistema de Geoposicionamento por Satélite (GPS - *Global Positioning System*).

Existem dois problemas de otimização na estimação de estado harmônico, os quais são: maximizar a observabilidade de um subsistema para uma dada localização dos medidores; e minimizar o número de canais de medidas necessários para a observabilidade completa de um dado sistema.

O EEH também pode ser implementado continuamente em tempo real se as medidas forem contínuas e o processamento suficientemente rápido. Neste caso, o instrumento de monitoramento de distorções harmônicas e o EEH podem ser integrados a um sistema de controle supervisorio e de aquisição de dados (ARRILAGA; WATSON; CHEN, 2000; CISNEROS-MAGAÑA; MEDINA, 2013).

Desta forma, a estimação de estado é uma alternativa adicional para medidas diretas de sinais elétricos. Uma variável de estado do sistema (como, por exemplo, tensão na barra ou corrente de linha) pode ser matematicamente definida, embora não necessariamente seja passível de ser medida. Na prática, o conceito de estado é frequentemente estendido a outras variáveis, como, por exemplo, a diferença do ângulo de fase das tensões de uma linha de transmissão, sendo que esse conceito também é utilizado para combinações complexas de variáveis individuais.

De fato, vários índices de QEE, como, por exemplo, distorções harmônicas totais de tensão e corrente, são combinações ponderadas de estados individuais, e não são obtidos diretamente do EEH. Ao invés disso, somente os conteúdos harmônicos das tensões e correntes são normalmente estimados e os índices de QEE são então calculados por meio destes valores estimados.

Em suma, a estimação de estado produzirá a melhor estimação das variáveis de estado por meio de medidas realizadas na presença, ou não, de ruído e erros intrínsecos.

As três questões principais envolvidas no processo de estimação de estado são:

1. As escolhas das variáveis de estado;
2. O critério de desempenho do estimador; e
3. A seleção dos locais e a quantidade das variáveis medidas.

Vale ressaltar que as variáveis de estado são aquelas que, quando conhecidas, especificam completamente todo o sistema. Os fasores de tensão em todas as barras do sistema são geralmente escolhidos, desde que eles permitam que as correntes nos ramos, as correntes dos elementos em derivação e as correntes injetadas nas barras sejam determinadas (ARRILAGA; WATSON; CHEN, 2000).

Em relação aos critérios de desempenho, existem diversos que podem ser adotados, como o método dos Mínimos Quadrados de Valores Absolutos, da Média Mínima dos Quadrados e Estimadores Não-Quadráticos. Porém o mais utilizado é baseado no Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (MMQP) (MADTHARAD; PREMRUDEEPREECHACHARN; WATSON, 2003). Neste método, seguindo a formulação tradicional para o problema de estimação de estado, para um dado conjunto de medidas e topologia do sistema, as leis básicas de circuitos elétricos resultam na Equação 1.

$$z = Hx + \varepsilon \quad (1)$$

Em que, z e x são os vetores de medidas e variáveis de estado, respectivamente. H é a matriz de medidas que contém os parâmetros que relacionam os valores das medidas com os valores das variáveis de estado e ε é o vetor de erro das medidas, que é formado de variáveis aleatórias independentes com distribuição gaussiana de média zero (SCHWEPPE; HANDSCHIN, 1974).

Desta forma, o MMQP estimará o vetor x que minimiza a soma ponderada dos quadrados dos resíduos ($r = z - Hx$) entre as medidas reais e as estimadas, isto é:

$$\text{Min } J(x) = (z - Hx)^T R^{-1} (z - Hx) \quad (2)$$

Em que, R^{-1} é a matriz inversa da matriz de covariâncias das medidas.

A matriz R é diagonal e contém as covariâncias das medidas (caso sejam conhecidas). Isto permite que possa ser aplicada maior ponderação às medidas que são conhecidas com maior precisão, ou seja, os elementos diagonais desta matriz representam as variâncias dos erros de medição, os quais, usualmente, são expressos como uma função do valor do fundo de escala dos instrumentos de medição. A matriz R é substituída pela matriz identidade se o mesmo medidor é utilizado para obter todas as medidas (ARRILAGA; WATSON; CHEN, 2000).

Os problemas de estimação de estado podem ser classificados como sobredeterminado, completamente determinado ou subdeterminado, dependendo se o número de equações de medidas independentes é maior, igual ou menor do que o número de variáveis de estado desconhecidas, respectivamente. Uma única solução é somente possível para sistemas sobredeterminados ou completamente determinados.

Geralmente, as técnicas de estimação de estado para a frequência fundamental são realizadas em sistemas sobredeterminados em que o número de linhas de H é maior do que o número de colunas (ARRILAGA; WATSON; CHEN, 2000). A solução da Equação 1 pelo MMQP é obtida resolvendo a Equação 3, para o vetor x .

$$(H^T R^{-1} H)x = (H^T R^{-1})z \quad (3)$$

As medidas de potência ativa e reativa são utilizadas na estimação de estado convencional formada por equações não lineares. Neste caso, a solução da Equação 3 deve ser obtida através de um algoritmo iterativo. Este método é utilizado para estimação de estado na frequência fundamental porque as medidas de potências estão geralmente disponíveis.

Entretanto, no caso de as medidas escolhidas serem os fasores das tensões nas barras e os fasores das injeções de corrente, as equações das medidas serão lineares. Este método é mais utilizado para estimação de estado harmônico porque as medidas de correntes são mais acessíveis do que as de potência como no caso anterior (ARRILAGA; WATSON; CHEN, 2000). Porém, as medidas dos fasores das correntes de linha podem entrar no lugar das medidas dos fasores das injeções de correntes, se necessárias.

Ainda para o caso da estimação de estado harmônico, é importante enfatizar que o algoritmo de estimação é direto (não iterativo). Assim, os valores estimados das tensões nas barras (v), o vetor de medidas (z) e vetor de erros (ε) se relacionam da seguinte forma (MADTHARAD; PREMRUDEEPREECHACHARN; WATSON, 2003):

$$\begin{bmatrix} z_v \\ z_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I & 0 \\ Y_{IM} & Y_{IC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_M \\ v_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_v \\ \varepsilon_i \end{bmatrix} \quad (4)$$

Em que: I é a matriz identidade; z_v e z_i são os vetores de medidas de tensão e injeção de corrente (ou corrente de linha), respectivamente; Y_{IM} e Y_{IC} são os elementos da matriz admitância referentes às barras com tensões medidas e calculadas relacionadas à z_i ; v_M e v_C são

vetores de tensões nas barras medidas e calculadas; ε_v e ε_i são vetores de erros das medidas das tensões e das injeções de corrente, respectivamente.

2.1.1 Exemplo de Construção da Matriz H

Em relação à matriz H , a cada medida levada em consideração, uma linha é adicionada a esta, sendo que o valor de cada elemento é dependente do tipo de medida. Ao considerar um sistema trifásico, em que n é o número de barras, B é o conjunto de todas as linhas e L é o conjunto de todas as linhas com medição. Então, a matriz incidência barra-medida C_{nl} , a matriz incidência medida-linha C_{lb} e a matriz incidência linha-barra C_{bn} podem ser descritas da seguinte maneira:

$$C_{nl}(i, j) = \begin{cases} +1, & \text{se a linha com medição } j \text{ vem da barra } i \text{ na direção de injeção} \\ -1, & \text{se a linha com medição } j \text{ vai para a barra } i \text{ na direção de injeção} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (5)$$

$$C_{lb}(i, j) = \begin{cases} +1, & \text{se a linha } j \text{ vem da linha com medição } i \\ -1, & \text{se a linha } j \text{ vai para a linha com medição } i \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (6)$$

$$C_{bn}(i, j) = \begin{cases} +1, & \text{se a linha } j \text{ vem da barra } i \text{ na direção de injeção} \\ -1, & \text{se a linha } j \text{ vai para a barra } i \text{ na direção de injeção} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (7)$$

Ainda, considera-se que, para cada ordem harmônica, V_n e I_n sejam os vetores contendo os fasores de tensão e injeção de corrente em cada barra, I_l o vetor contendo os fasores das correntes em cada linha do sistema, V_b e I_b os vetores contendo os fasores de tensão e corrente em cada ramo, e Y_{pp} a matriz admitância primitiva dos ramos. Então, baseado nas leis de tensão e correntes de *Kirchhoff* e na lei de *Ohm*:

$$V_b = C_{bn} \cdot V_n \quad (8)$$

$$I_n = C_{nl} \cdot I_l \quad (9)$$

$$I_l = C_{lb} \cdot I_b \quad (10)$$

$$I_b = Y_{pp} \cdot V_b \quad (11)$$

Dado que:

$$C_{bn} = (C_{nl} \cdot C_{lb})^t \quad (12)$$

Então, para as medidas de injeção de corrente harmônica, a matriz de medidas H é a própria matriz de admitância nodal Y_{nn} :

$$I_n = [C_{bn}^t \cdot Y_{pp} \cdot C_{bn}]V_n = [Y_{nn}]V_n \quad (13)$$

Similarmente, para as medidas de correntes nos ramos, a matriz de medidas H é a matriz admitância linha-barra Y_{ln} :

$$I_l = [C_{lb} \cdot Y_{pp} \cdot C_{bn}]V_n = [Y_{ln}]V_n \quad (14)$$

E, por fim, para as medidas de tensão nas barras, a matriz de medidas H refere-se a matriz identidade I :

$$V_n = [I]V_n \quad (15)$$

Para exemplificar a construção da matriz de medidas H , será tomado como base um sistema hipotético de cinco barras ilustrado na Figura 3. Considerando um cenário em que as medidas disponíveis sejam as tensões nas barras 1, 3 e 5, as injeções de corrente nas barras 3 e 5 e a corrente de linha que liga a barra 1 a barra 2.

A matriz admitância primitiva dos ramos Y_{pp} é dada por:

$$Y_{pp} = \begin{bmatrix} y_{12} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_{14} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & y_{23} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & y_{25} \end{bmatrix} \quad (16)$$

Figura 3 - Sistema hipotético para construção da matriz de medidas H .

Fonte: Elaborada pelo autor.

Utilizando as Equações 5, 6 e 7 para encontrar as matrizes C_{nl} , C_{lb} e C_{bn} , respectivamente, têm-se:

$$C_{nl} = \begin{bmatrix} +1 \\ -1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$C_{lb} = [+1 \quad 0 \quad 0 \quad 0] \quad (18)$$

$$C_{bn} = \begin{bmatrix} +1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ +1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & +1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & +1 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (19)$$

A partir destas matrizes é possível então obter a matriz admitância nodal Y_{nn} do sistema hipotético utilizando a Equação 13:

$$\begin{aligned}
Y_{nn} &= \begin{bmatrix} +1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ +1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & +1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & +1 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}^t \cdot \begin{bmatrix} y_{12} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_{14} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & y_{23} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & y_{25} \end{bmatrix} \\
&\quad \cdot \begin{bmatrix} +1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ +1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & +1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & +1 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \\
&= \begin{bmatrix} y_{12} + y_{14} & y_{12} & 0 & -y_{14} & 0 \\ -y_{12} & y_{12} + y_{23} + y_{25} & y_{23} & 0 & -y_{12} \\ 0 & -y_{23} & y_{23} & 0 & 0 \\ -y_{14} & 0 & 0 & y_{14} & 0 \\ 0 & -y_{25} & 0 & 0 & y_{25} \end{bmatrix} \quad (20)
\end{aligned}$$

Agora, utilizando a Equação 14, a matriz admitância linha-barra Y_{ln} do sistema também pode ser obtida:

$$\begin{aligned}
Y_{ln} &= \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} y_{12} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & y_{14} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & y_{23} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & y_{25} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} +1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ +1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & +1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & +1 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix} \\
&= \begin{bmatrix} y_{12} & -y_{12} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (21)
\end{aligned}$$

Ainda, como neste caso hipotético o sistema possui 5 barras, a matriz identidade utilizada na construção da matriz H será de ordem 5:

$$I = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (22)$$

E, seguindo os resultados obtidos nas equações 20, 21 e 22, a matriz H pode ser construída, como mostra a Equação 23:

$$H = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ y_{12} & -y_{12} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -y_{23} & y_{23} & 0 & 0 \\ 0 & -y_{25} & 0 & 0 & y_{25} \end{bmatrix} \quad (23)$$

A partir da matriz de medidas H , é possível observar que as três primeiras linhas representam as medidas disponíveis de tensão nas barras 1, 3 e 5, que vem das respectivas linhas da matriz identidade I (Equação 22). Já, a quarta linha representa a medição de corrente na linha que conecta as barras 1 e 2, obtida na Equação 21. Por fim, a quinta e sexta linhas dizem respeito à medição de injeção de corrente nas barras 3 e 5 que vem das respectivas linhas da matriz Y_{mn} (Equação 20). Além disso, as colunas de H tratam de todas as barras do sistema (1, 2, 3, 4 e 5).

E, a Equação 1 para este exemplo pode ser escrita da seguinte maneira:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_3 \\ V_5 \\ I_{12} \\ I_3 \\ I_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ y_{12} & -y_{12} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -y_{23} & y_{23} & 0 & 0 \\ 0 & -y_{25} & 0 & 0 & y_{25} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \end{bmatrix} + \varepsilon \quad (24)$$

2.2 Estado da Arte sobre Estimação de Estado Harmônico para Sistemas Elétricos de Potencia

Para esta seção, reserva-se um breve levantamento bibliográfico, com alguns dos trabalhos desenvolvidos e relacionados à temática aqui proposta em ordem cronológica.

Em MELIOPOULOS, ZHANG e ZELINGHER (1994), os autores desenvolveram um EEH realizando uma análise de sensibilidade para mostrar como a modelagem das linhas de transmissão, e a localização dos pontos de medição, podem afetar o desempenho da estimação. Os resultados são ilustrados para um sistema de transmissão de pequeno porte com apenas duas barras (uma das barras consideradas é a subestação com uma carga linear e a outra barra com uma carga linear e uma não linear conectadas) e uma linha de transmissão entre elas. As medidas utilizadas nesse trabalho (formas de onda das tensões e correntes trifásicas) são obtidas por PMUs e enviadas à subestação de maneira sincronizada via GPS. As tensões trifásicas em cada barra, para cada ordem harmônica, são consideradas como variáveis de estado. O MMQP é utilizado para a otimização do problema e a solução é obtida via fatoração de *Cholesky*. No trabalho há necessidade prévia da análise de observabilidade. Os resultados mostram grande variação em relação ao valor real para elevadas ordens harmônicas, já que estas apresentam menores valores sendo mais susceptíveis a erros. Os autores atribuem essa

discrepância aos parâmetros das linhas de transmissão, os quais são dependentes da frequência. Apenas até a 7ª ordem harmônica foi levada em consideração.

Os autores em DU, ARRILLAGA e WATSON (1996) desenvolveram um EEH aplicado a um sistema de transmissão levando em consideração a topologia do sistema e medidas de tensão nas barras e injeção de correntes nas barras de cada ordem harmônica no sistema. É realizada uma análise de observabilidade prévia para saber quais barras que não apresentam fontes harmônicas, e quais barras que seriam suspeitas de ter fonte harmônica de modo a transformar um sistema subdeterminado em sobredeterminado. A medição é feita de maneira assimétrica, de modo que nos locais de medição nem todas as fases têm medidor de QEE. As variáveis de estado consideradas são os fasores de tensão em todas as barras do sistema para cada ordem harmônica (até 25ª ordem). O critério de desempenho do algoritmo foi o MMQP. O método localiza e identifica adequadamente as fontes harmônicas, porém, apresenta erros consideráveis nos valores de amplitude e fase das grandezas.

O mesmo método de transformar um sistema subdeterminado em sobredeterminado de DU, ARRILLAGA e WATSON (1996) também foi utilizado em DU *et al.*, (1999), em que também há necessidade de uma análise de observabilidade prévia. Porém, nesse trabalho, os autores testaram o algoritmo para três configurações diferentes de um sistema transmissão, de modo que além de identificar as fontes harmônicas, também estimam as admitâncias das cargas, pois conseguem identificar as cargas puramente passivas do sistema considerando as barras suspeitas de fontes harmônicas como sendo equivalentes de Norton. Ainda, os autores mostram nos resultados que fontes harmônicas podem, além de fornecer correntes com frequências em certas ordens harmônicas para o sistema, absorver correntes em outras ordens. Os autores não apresentaram os resultados comparativos com os valores reais das medidas.

Em ALMEIDA (2003) é desenvolvido um estimador de estado envolvendo medidas reais e pseudomedidas de cargas que são construídas a partir da definição de fatores de potência e de utilização para sistemas de distribuição, em particular para alimentadores radiais. O método é baseado no algoritmo do fluxo de carga da soma de potências e realiza a estimação de alimentador por seção, partindo da subestação para os ramais. Para cada seção é construído um modelo de medição. Isto resulta em sistemas de equações não lineares, sobredeterminados, que requerem uma solução iterativa. Obtém-se essa solução através do MMQP via equação normal de Gauss. As grandezas estimadas em uma seção são usadas como pseudomedidas para estimar a seção subsequente. O conjunto de medição de cada seção é constituído por

pseudomedidas ou medidas de fluxos de potência nos trechos e tensões nodais, em tempo real, e por pseudomedidas de injeções de potências nos nós. As pseudomedidas de injeções de potência são construídas a partir das equações clássicas de potências injetadas, usadas no estudo de fluxo de carga. Apesar de se tratar de um algoritmo para sistema de distribuição, o autor assume que o sistema trifásico pode ser representado por seu equivalente monofásico.

A influência da configuração das medições nos enrolamentos do transformador na estimação de estado harmônico é levada em consideração em YU e WATSON (2004), pela preferência na instalação de medidores de QEE nos lados de alta ou baixa tensão, e nas fases do sistema. O método DVS é utilizado por meio do vetor de espaço nulo resultante e suas entradas não nulas na matriz de medidas. Nesse trabalho há uma abordagem na tentativa de reduzir o número de possíveis arranjos de medições. As variáveis de estado são os fasores de tensão em todas as barras do sistema para cada ordem harmônica considerada (até 25ª ordem). São considerados três tipos de ligação do transformador (estrela-aterrado/estrela-aterrado), estrela-aterrado/estrela e estrela-aterrado/delta). Os autores utilizaram o mesmo sistema de transmissão de energia elétrica de DU, ARRILLAGA e WATSON (1996). Uma apresentação interessante fornecida pelo trabalho é uma tabela de dependência das variáveis e as equações dos dois lados do transformador para cada configuração deste. Para o desenvolvimento do estimador é considerado um sistema subdeterminado, desta forma ilhas não observáveis são encontradas. Os autores ainda mostram que a escolha de medidas independentes pode beneficiar a observabilidade do sistema. Porém, não deixam claro como foi realizada esta estimação do lado de alta para o lado de baixa do transformador.

Em MADTHARAD *et al.*, (2005), os autores buscam encontrar o número e local ótimos para alocação de medidores de QEE de modo a otimizar a estimação de estado harmônico, identificando a localização e a intensidade das fontes harmônicas. Para tal objetivo, utilizam o critério do número de condição mínima baseado na eliminação sequencial em conjunto com o Método dos Mínimos Quadrados. Os dados de entrada para o algoritmo proposto são as tensões nas barras, corrente nos ramos, potência ativa e reativa das cargas, além de haver a necessidade de conhecer a matriz de admitância para cada ordem harmônica. Sendo assim, o algoritmo deve desde o início considerar cargas suspeitas. O programa Matlab® foi utilizado para o desenvolvimento do estimador. A validação foi feita em dois sistemas de transmissão. Apesar dos resultados satisfatórios de acordo com o objetivo proposto, o algoritmo necessita saber de antemão quais as barras apresentam cargas suspeitas de serem fontes de distorções harmônicas, o que nem sempre é acessível.

Uma aplicação real da estimação de estado harmônico é mostrada em KANAO *et al.*, (2005) para um sistema transmissão do Japão. Para melhorar a precisão do método, os parâmetros incertos de resistência, reatância e admitância em paralelo das linhas de transmissão são determinados por dados de medidas na frequência fundamental e dados com erros de medidas harmônicas são excluídos sistematicamente por meio de uma comparação com prováveis valores reais. O algoritmo desenvolvido também leva em consideração os erros de medição dos equipamentos e ruídos encontrados na rede, desta forma, conseguindo estimar a taxa final de erros no processo. Além disso, a predição da distribuição harmônica de tensão depois de uma alteração na configuração do sistema também é ilustrada. Os resultados são apresentados apenas para o 5º harmônico no caso da estimação de estado harmônico. Os autores tratam o problema como sendo sobredeterminado. Outra diferença da maioria dos trabalhos, é que neste, as injeções de corrente em todas as barras do sistema são consideradas as variáveis de estado do problema.

A estimação de estado harmônico dinâmica é tratada pelos autores em YU, WATSON e ARRILLAGA (2005). A justificativa do trabalho é dada devido à natureza não constante dos níveis de harmônicos do sistema ao longo do tempo, até mesmo para cargas com perfis harmônicos consolidados como retificadores de 6 e 12 pulsos. Para atingir tal objetivo, os autores aplicam um filtro de Kalman adaptado que não requer o conhecimento exato da matriz de covariância do erro, já que se utilizam apenas de duas possibilidades: regime permanente ou transitório por meio de regras estatísticas (média de amostras anteriores que determinam a condição de operação do sistema). Os resultados foram obtidos para um sistema de transmissão (DU; ARRILLAGA; WATSON, 1996), localizando e identificando as fontes geradoras e absorvedoras de harmônicos. Os autores consideram também uma análise de observabilidade prévia, de modo que o sistema seja completamente observável antes da aplicação do algoritmo.

Em ORTEGA *et al.*, (2005), os autores desenvolveram um estimador dos parâmetros característicos de cargas harmônicas industriais baseado no MMQP por meio de medidas nos pontos de conexão, já que em várias situações estes parâmetros não estão acessíveis ou não são fornecidos pelos fabricantes. A comparação do método é feita com outra modelagem abordada na literatura que é por equivalente de Norton, na qual a tensão e corrente apresentam uma dependência linear. Além dos parâmetros, os fasores de injeção de corrente em cada barra do sistema também são estimados. Apesar de utilizarem um sistema de distribuição para a validação do seu algoritmo, o consideram equilibrado e com cargas balanceadas.

Uma abordagem estatística sobre a análise de erros na estimação de estado harmônico é discutida em YU, WATSON e ARRILLAGA (2005). Como o desempenho do estimador está diretamente ligado à precisão das medidas, a presença de ruído nas medidas ou erros grosseiros pode vir a afetá-lo. Assim, utilizando-se de funções de densidade de probabilidade cumulativa, o mesmo cenário é simulado 500 vezes através do método de Monte Carlo para um sistema de transmissão (DU; ARRILLAGA; WATSON, 1996). Os resultados mostram que a presença de ruído no sinal afeta bem menos o desempenho da estimação do que a presença de erros grosseiros. Contudo, mesmo na presença de erros grosseiros, o algoritmo ainda consegue localizar as fontes harmônicas no sistema. Além disso, com a adição de novos locais de medição não redundantes, melhora ainda mais o desempenho do estimador. Porém, no caso de sistemas subdeterminados, a presença de erros grosseiros torna-se muito prejudicial já que seu impacto não pode ser facilmente solucionado. Desta forma, os autores sugerem uma análise entre a precisão do método e o custo de novos pontos de medições a serem instalados.

Sobre sistemas de distribuição, os autores em WANG, XU e PAN (2005) desenvolvem um estimador de estado para afundamentos de tensões nas barras do sistema causadas apenas por situações de faltas (curtos-circuitos). O MMQP é utilizado para estimar o perfil dos afundamentos ao longo de um alimentador radial. Apesar dos autores afirmarem que o número de medidas é limitado, os sistemas nos casos mostrados são sobredeterminados. Além disso, os autores também não apontam qual foi o método utilizado para alocar os medidores utilizados ao longo do alimentador.

O problema de estimação de estado harmônico é abordado utilizando o método de maximização da esparsidade em LIAO (2006). Para a validação do algoritmo, o sistema de transmissão de 14 barras do IEEE é utilizado. O estimador é desenvolvido para solucionar problemas subdeterminados e consegue estimar todas as variáveis de estado. Porém, uma ótima alocação de medidores deve ser realizada previamente para que o desempenho do estimador seja satisfatório (tornando o sistema completamente observável), pois quando não há uma observabilidade completa do sistema, elevados erros de estimação surgem como foram exibidos no trabalho, porém não discutidos. O estimador mostra-se robusto frente a ruídos no sinal. O método é resolvido via programação linear.

O trabalho de ARRUDA (2008) realiza a estimação de estado harmônico por meio da utilização de um algoritmo de estratégias evolutivas, aproveitando as características deste tipo de método para encontrar uma solução dentro de um espaço de soluções. O autor considera,

como solução para o problema de estimação, um indivíduo que pode sofrer mutação e recombinação, sendo avaliado a cada geração do algoritmo. Esta avaliação está relacionada com a minimização do erro quadrático de estimação nas tensões nas barras monitoradas do sistema. O trabalho leva em consideração a ausência de sincronização entre os medidores. Desta maneira, o fluxo de carga para a frequência fundamental é realizado e tomado como referência. Assim, tanto o estimador como o fluxo de carga para frequência fundamental utilizaram-se do programa Matlab® para seu desenvolvimento. Este modelo foi avaliado para três diferentes sistemas: um sistema hipotético de 4 barras e um sistema de distribuição de 14 barras, para verificar a possibilidade de estimar o conteúdo harmônico em cada barra, considerando apenas o modelo monofásico para estes sistemas, e um sistema de subtransmissão de 50 barras (sendo 18 com cargas trifásicas equilibradas) para avaliar a capacidade para a estimação da distorção harmônica total propriamente dita, considerando as modelagens monofásica e trifásica e comparando-as. De forma geral, os resultados apresentaram variações em função da localização dos medidores, o que mostra a importância de se ter atrelado ao estimador um método de alocação para os medidores.

A estimação de estado harmônico para sistemas de distribuição é tema do trabalho de D'ANTONA, MUSCAS e SULIS (2008). Neste, os autores desenvolveram um estimador baseado na abordagem Bayesiana, que além de estimar os valores dos fasores de correntes para cada ordem harmônica, também leva em consideração a propagação do erro das medidas. Para validação dos resultados, o alimentador de 13 barras do IEEE é utilizado de forma modificada, de modo que as cargas originais (lineares) deste sistema se tornaram cargas não lineares. Vale comentar ainda que o sistema é considerado balanceado. O estimador mostrou-se bastante eficaz para a localização das fontes, porém os valores de amplitudes e fases estimados não foram satisfatórios. A mesma observação foi verificada quando os autores realizaram um teste alterando os valores das cargas.

Em NGUYEN, YANG e CHOI (2010), além do desenvolvimento de um EEH, os autores abordam também a questão da contribuição de cada fonte harmônica no ponto de conexão. Como técnica de estimação é utilizada a abordagem clássica juntamente com o MMQ. Os autores afirmam que esta técnica é bem simples, já que tem base nas regras de análise de circuitos elétricos. Para este método também há necessidade de saber em quais barras ocorrem a injeção harmônica. Porém, uma grande contribuição deste trabalho recai sobre a contribuição de cada fonte harmônica na distorção harmônica total, mesmo quando da existência de mais de uma carga conectada ao mesmo ponto de conexão. Outra análise feita pelos autores

foi sobre qual barra pode interferir mais na distorção harmônica de outra barra do sistema. Além disso, mostrou-se matematicamente como que com uma variação incremental de corrente é possível saber qual barra acaba afetando mais as outras. Para a validação do método, utilizou-se como exemplo uma pequena rede de energia elétrica de nove barras sem informar se de distribuição ou de transmissão.

Em FERNANDES (2011), um método de localização e identificação de fontes de componentes harmônicas é proposto. Para tal objetivo realiza-se uma estimação da amplitude das tensões e correntes harmônicas a partir de medidores de QEE alocados no início e no meio do alimentador principal de um sistema de distribuição radial de 20 barras com cargas do tipo RL (resistor e indutor) e RC (resistor e capacitor). Para este algoritmo são necessários como dados de entrada os valores atuais das tensões e correntes de cada medidor, além de um histórico antes da entrada das fontes harmônicas no sistema. A estimação é realizada apenas no ponto de conexão que, neste caso, deve ser apontado por um especialista como sendo a barra suspeita de conexão da carga harmônica. Já para o método de estimação em si é utilizado o algoritmo *Particle Swarm Optimization* (PSO). Vários casos de estudos considerando a variação dos parâmetros e locais das cargas são utilizados para validação. Além disso, em alguns casos foram considerados que os próprios dados históricos já apresentavam certos níveis de distorção na sua composição.

Em RAD, MOKHTARI e KARIMI (2012), a estimação de estado harmônico é feita de maneira a otimizar o número de medidores ao longo do sistema e minimizar o erro das medidas das barras monitoradas ao mesmo tempo. Para tanto, nesse artigo, são considerados apenas sistemas de transmissão. Vale salientar que, para o cálculo do erro foi utilizado o MMQ. O traço mínimo da matriz de covariâncias como o menor erro estimado das variáveis é utilizado para alcançar a melhor alocação para os medidores que podem estimar as variáveis desconhecidas do sistema. Neste caso, também é necessário eleger barras suspeitas de serem fontes harmônicas. Sendo assim, é necessário fornecer para o algoritmo como dados de entrada: tensão nas barras e injeções de correntes nas barras para que as tensões harmônicas nas barras possam ser estimadas e, conseqüentemente, as correntes harmônicas nos ramos possam ser obtidas. Os resultados mostram que o sistema se torna observável pela utilização de um método de busca sequencial. Basicamente, a estimação é realizada alocando apenas um medidor a cada iteração por cada par de barras conectadas. Desta forma, é necessário um número de iterações igual a quase metade do número de barras.

O trabalho de RAD, MOKHTARI e KARIMI (2013) traz uma continuação do trabalho RAD, MOKHTARI e KARIMI (2012), com acréscimo de algumas análises sobre o estimador desenvolvido, como, por exemplo, a análise de sensibilidade. Nesta, verifica-se até que ponto o acréscimo de medidores de qualidade de energia elétrica afetaria de maneira eficiente a estimação de estados harmônicos nas barras não monitoradas de maneira que compensasse seu investimento. Também é realizada uma análise no outro sentido, ou seja, observou-se que a perda de apenas um monitor pode não afetar tanto a observabilidade do sistema como um todo, mostrando a robustez do algoritmo desenvolvido. Cabe comentar que neste trabalho apenas a influência do quinto harmônico foi levada em consideração.

O trabalho de FERREYRA, SARMIENTO e REINERI (2013) utiliza o MMQ para a estimação de estado harmônico. Contudo, a pesquisa tem um diferencial em relação aos anteriores, pois esta leva em consideração o acréscimo de geração distribuída ao longo do sistema. Neste caso, também diferente dos anteriores, existem medidas redundantes no sistema, pois além dos valores de tensão nas barras, são conhecidos os valores de potência ativa e reativa injetadas em cada barra e fluindo em cada ramo. Ou seja, o sistema pode ser considerado totalmente observável, com índice de redundância maior do que dois. Ainda vale comentar que a validação é realizada com um sistema de distribuição radial de apenas quatro barras considerado de forma equilibrada. Sendo assim, fica em aberto a questão sobre o desempenho do algoritmo e sua respectiva convergência para sistemas com maior número de barras.

A estimação de estado harmônico é realizada levando em consideração a incerteza dos valores dos parâmetros elétricos do sistema em RAKPENTHAI *et al.* (2013), os quais podem ocasionar variações na matriz de medidas do sistema. Para tal objetivo, os autores utilizam medidas obtidas por meio de PMUs. O MMQ é mais uma vez utilizado para minimizar os erros da estimação, sendo o Matlab® empregado para o desenvolvimento deste estimador. Como em RAD, MOKHTARI e KARIMI (2013), o número de grandezas medidas é maior do que o número de variáveis de estados. Já, em relação à validação do método proposto, os resultados foram obtidos apenas para sistemas de transmissão e comparados com o método de aproximação numérica de Monte Carlo.

HERNÁNDEZ *et al.* (2013) abordam o problema de estimação de estado para afundamentos de tensão. O problema consiste em estimar a frequência de afundamentos de tensão nas barras não monitoradas por meio do número de afundamentos medidos nos locais monitorados. Normalmente, devido a limitações quanto ao número de medidores disponíveis, este é

um problema do tipo subdeterminado. Desta forma, a formulação matemática apresentada que se baseia no método de posição de falta é resolvida por meio da DVS. O método de estimação proposto foi validado usando o sistema de transmissão do IEEE de 118 barras e se mostrou bastante dependente do número e da localização dos medidores ao longo do sistema, sendo que mesmo para 45 medidores instalados, 11 barras ainda têm suas tensões estimadas com erros maiores que 3%.

Em CISNEROS-MAGAÑA e MEDINA (2013) é proposta uma alternativa baseada em DVS para avaliar a Estimação de Estado de Transitórios (EET) no domínio do tempo para sistemas de energia elétrica. O método proposto além de levar em consideração os valores obtidos pelos medidores também utiliza como dados de entrada as derivadas dos sinais destas medidas. Este processo de diferenciação numérica foi utilizado para obter o sinal em regime permanente antes e depois do transitório simulado. Os testes utilizando a DVS foram realizados para condições de sistemas sobredeterminados, determinados e subdeterminados para o sistema de transmissão do IEEE de 14 barras. Apesar de não apontar nenhum método de alocação de medidores, o sistema mostrou-se completamente observável apenas para um total de oito medidores de correntes de linha trifásicos ao longo do sistema.

SEPULCHRO, ENCARNACÃO e BRUNORO (2014) utilizam estratégias evolutivas para estimar os níveis de distorção harmônica e fluxo de potência na frequência fundamental em sistemas de distribuição. O desempenho do algoritmo foi avaliado nos sistemas do IEEE de 4 e 14 barras, mostrando-se eficiente, com erros de estimação menores que 5% em casos em que as magnitudes já não são tão consideráveis quando comparadas com os valores da frequência fundamental. Porém, nenhum critério foi apontado no trabalho sobre as escolhas dos pontos de medição. Além disso, os sistemas considerados foram de pequeno porte, o que deixa em dúvida a convergência do algoritmo para sistemas maiores.

Ainda, de acordo com NEMA (2008), entre os anos de 1998 e 2008, 25% das lâmpadas incandescentes tradicionais foram substituídas por lâmpadas compactas fluorescentes, e mais de 40% ainda serão até o ano de 2020. Este aumento não se concentra apenas nas lâmpadas, mas em vários tipos de cargas não lineares, como televisores, computadores, aparelhos de ar condicionado, entre outros, e, conseqüentemente, o impacto das correntes harmônicas destas cargas pode começar a tornar-se perceptível (PILEGGI *et al.*, 1993; DWYER *et al.*, 1995).

Desta forma, destaca-se a importância e a relevância desta pesquisa, colocando o sucesso de uma adequada estimação de estado harmônico considerando cargas harmônicas distribuídas ao longo do sistema de distribuição, como o principal desafio deste doutorado, de modo que o sistema possa ser desequilibrado e não necessariamente seja completamente observável.

Conforme retratado no levantamento bibliográfico apresentado, ainda se observa uma lacuna nas pesquisas quando se busca por um método de alocação de medidores voltado para sistemas de distribuição de energia desbalanceados e que venha a possibilitar uma correta implementação de um estimador de estado harmônico trifásico. Do material até então consultado, a maioria dos trabalhos apresenta as duas abordagens de maneira separada. Grande parte dos trabalhos refere-se a algoritmos de estimação voltados para o nível de transmissão da energia (ou sistemas de distribuição considerados como equilibrados), sendo que os estimadores de estado consideram apenas a frequência fundamental do sistema. Já em relação aos métodos de alocação de medidores de QEE, grande parte dos trabalhos consideram apenas sistemas balanceados e são voltados apenas para a identificação de afundamentos de tensão.

3. METODOLOGIA PARA O ESTIMADOR DE ESTADO HARMÔNICO

Neste capítulo, o método de Decomposição em Valores Singulares (DVS) será apresentado, denotando a sua aplicação e principais vantagens quando aplicado na estimação de estado. Além disso, o processo completo do EEH implementado também será detalhado. Por fim, um caso teste simples para exemplificar a aplicação da metodologia será ilustrado.

3.1 Decomposição em Valores Singulares

O método DVS consiste de um agrupamento de técnicas para lidar com um conjunto de equações ou matrizes que são singulares ou numericamente muito próximas às singulares. Em alguns casos em que a eliminação de Gauss e a decomposição LU falham para prover resultados satisfatórios, o DVS não irá somente diagnosticar o problema, como também solucioná-lo, no intuito de fornecer uma resposta numérica útil. O DVS é também o método de escolha para solucionar a maioria dos problemas de Mínimos Quadrados Lineares (MADTHARAD; PREMRUDEEPPREECHACHARN; WATSON, 2003).

Algumas terminologias são necessárias para entender o método DVS aplicado à estimação de estado. Considera-se inicialmente a Equação 25.

$$[H]x = z \quad (25)$$

Na qual H é uma matriz de dimensão $m \times n$, z é um vetor desconhecido com n elementos e x é um vetor conhecido contendo m elementos. Considere que m diz respeito ao número de medidas conhecidas e n ao número de variáveis de estado.

A interpretação geométrica de vetores resulta na ideia de espaços. O espaço-coluna de H é o espaço gerado pelas colunas de H , e o espaço-linha é o espaço gerado pelas linhas de H . O *range* de H é o subespaço que pode ser alcançado pelo mapeamento que H representa. A

dimensão do *range* é o posto de H . O espaço-nulo é o espaço gerado por todos os vetores que satisfazem a equação $[H]x = 0$.

Considerando que x_p seja uma solução particular da Equação 25, e x_{NV} é um vetor do espaço-nulo, então $x = x_p + k \cdot x_{NV}$ (sendo k uma constante) é também uma solução válida para a Equação 25, isto é:

$$[H](x_p + k \cdot x_{NV}) = [H]x_p + k \cdot [H]x_{NV} = z + k \cdot 0 = z \quad (26)$$

Considerando o caso em que m é maior do que n , ou seja, existem mais medidas conhecidas do que variáveis de estado, provavelmente, não existirá um vetor x que se ajustará perfeitamente aos dados do vetor z . Em outras palavras, o vetor z não será uma combinação das colunas de H . Quando da presença de colunas dependentes, a solução do sistema não será única e a solução particular escolhida é uma que minimiza o comprimento (norma) de x . Portanto, pode-se afirmar que, no mínimo uma solução existe se, e somente se, os vetores-colunas geram um vetor de espaço com dimensão m (isto é, o posto de H é m). Isto pode somente ocorrer se $m \leq n$. Sobre a singularidade de uma solução, pode-se afirmar que uma única solução existe se, e somente se, as colunas são linearmente independentes (isto é, o posto de H é n). Isto somente ocorre se $m \geq n$.

Vale comentar também que, a solução direta de problemas de MMQP através de equações normais é bastante susceptível a erros de arredondamento. Isto é, uma ou mais equações de medidas são uma combinação linear das outras, ou um pivô nulo ou um pivô de valor muito baixo pode ser encontrado durante a solução das equações lineares, cujo caso não apresenta solução. Estas dificuldades numéricas podem acontecer mesmo no caso de MMQP não lineares. A técnica DVS também corrige o problema de arredondamento (PRESS *et al.*, 1992). Portanto, sendo recomendada para este trabalho.

No caso de um sistema sobredeterminado, a DVS fornece uma solução que é a melhor aproximação no sentido dos MMQP. No caso de um sistema subdeterminado, o DVS fornece a solução cujos valores são os menores em relação aos MMQP.

Voltando ao caso de um sistema sobredeterminado, e também completamente determinado, a singularidade das equações normais implica no que é conhecido como um sistema não observável. Já no caso de um sistema subdeterminado, a singularidade implica que não

existe uma única solução para o problema. Entretanto, o DVS irá prover uma solução particular e um vetor de espaço nulo para cada singularidade. Mais informações sobre a solução fornecida pelo DVS para sistemas subdeterminados podem ser encontradas no Anexo A.

O método DVS representa a matriz H ($m \times n$) da Equação 25 como o produto de três matrizes (PRESS *et al.*, 1992), lembrando que m é o número de pontos de medição e n é o número de variáveis de estado.

$$H = UWV^T \quad (27)$$

Na qual, W é uma matriz diagonal ($n \times n$) com elementos positivos ou nulos, que são os valores singulares de H . As matrizes U e V^T são ortogonais, sendo que U é uma matriz coluna ortogonal ($m \times n$) e V^T é a matriz transposta da matriz ortogonal ($n \times n$).

Por meio das Equações 25 – 27, a Equação 28 pode ser obtida:

$$x = VW^{-1}U^T z \quad (28)$$

Contudo, à medida que os sistemas considerados neste trabalho serão trifásicos desbalanceados, torna-se necessário adequar esta formulação. Assim, sendo m o número de medidas disponíveis e n o número de variáveis de estado, tem-se que a matriz H terá ordem $3m \times 3n$, a matriz W terá ordem $3n \times 3n$, a matriz U terá ordem $3m \times 3n$ e, por fim, a matriz V^T terá ordem $3n \times 3n$. Cabe comentar que, mais adiante será ilustrado como ramais monofásicos e bifásicos, característicos de sistemas de distribuição de energia, são tratados neste problema.

Em relação aos sistemas elétricos, vale ressaltar que, para a utilização do DVS não há necessidade de uma análise de observabilidade prévia. Desta forma, o algoritmo desenvolvido não requer que o sistema seja completamente observável para a estimação de estado. Além disso, quando se afirmar que foi possível realizar a estimação da medida, o erro relativo é nulo, desde que erros de medição sejam desprezados. O próprio método, além de realizar a estimação da porção observável da rede elétrica, também identifica pontos fortes candidatos à instalação de novos medidores de QEE na parte não observável. Este processo se dá na seguinte sequência:

- Após a execução do algoritmo da DVS, buscam-se os valores singulares nulos (zeros na diagonal principal) presentes na matriz W ;
- Se não existe nenhum valor singular nulo, o sistema é completamente observável, e o processo é finalizado. Caso contrário, armazenam-se as posições das colunas de W em que se encontram os valores singulares nulos; e
- Por fim, checam-se as colunas de V correspondentes às posições armazenadas previamente no passo anterior. Nestas colunas, as linhas que contêm valores não nulos indicam as barras não observáveis que necessitam ser monitoradas para tornar o sistema completamente observável.

3.2 Descrição da Metodologia para a Estimação de Estado Harmônico

A Figura 4 apresenta o diagrama de blocos completo que resume a metodologia para a EEH proposta neste trabalho. Para uma melhor compreensão, cada bloco será detalhado a seguir.

Figura 4 – Diagrama de blocos do estimador de estado harmônico.

Fonte: Elaborada pelo autor.

- **Ler os dados do sistema:** No primeiro momento, os dados do sistema são obtidos, os quais são: tensões complexas em cada barra que possui medição; correntes complexas em cada linha que possui medição; matriz de conexão que fornece os valores de resistência, reatância e susceptância das linhas entre as barras; e a matriz admitância trifásica para cada ordem harmônica é calculada.

Em relação às diferentes ordens harmônicas utilizadas, o algoritmo foi desenvolvido de maneira que a estimação é feita de maneira individual. As matrizes de impedâncias trifásicas de cada tipo de trecho de linha (z_{tipo}) são ajustadas para as ordens harmônicas (z_{tipo_h}) da seguinte maneira:

$$z_{tipo} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (29)$$

Em que, os índices a, b e c dizem respeito às fases do sistema.

$$z_{tipo_h} = Re(z_{tipo}) + h \cdot Im(z_{tipo}) \cdot i \quad (30)$$

Em que h é a ordem harmônica considerada em cada caso.

Algo que deve ser destacado é que como esta pesquisa se refere a sistemas de distribuição é bem comum que algumas linhas tenham ramais bifásicos ou até mesmo monofásicos. Nestes casos, o valor da impedância do trecho é considerada nula para a(s) fase(s) ausente(s).

A partir da matriz de impedância trifásica para cada ordem harmônica de cada trecho, a correspondente matriz admitância pode ser calculada invertendo a matriz de impedância. Obtidos os valores de admitância para cada linha do sistema, a matriz admitância primitiva dos ramos (Y_{pp}) pode ser construída, e o mesmo procedimento para o cálculo da matriz admitância nodal (Y_{nn}) e da matriz admitância de linha-barra do sistema utilizado nas Equações 13 e 14 pode ser adotado.

- **Construção da matriz de medidas H :** Como já comentado, as colunas da matriz de medidas H estão associadas às variáveis de estado, e as linhas representarão cada uma das medidas disponíveis no sistema. Desta forma, a cada medida disponível, uma linha deve ser adicionada na matriz H . Nesta pesquisa, por convenção, as medidas relacionadas à tensão foram colocadas nas primeiras linhas, seguidas das medidas de corrente (injeção de corrente na barra e/ou corrente de linha).

Com a matriz de medidas H construída, esta é ajustada de maneira a colocar nas primeiras colunas as barras que contenham medidas disponíveis e somente depois, o restante das colunas que não apresentam medidas disponíveis.

A forma reduzida da matriz de medidas H é obtida quando se forma então uma matriz identidade na parte superior esquerda da matriz H , uma matriz nula na parte superior direita, e com os elementos da matriz admitância que relacionam os valores medidos e calculados das tensões nas barras com os valores de injeção de correntes nas barras na parte inferior de H (Equação 4).

Nesta etapa, para tirar proveito dos procedimentos numéricos com números complexos, o problema será particionado em parte real (sub-índice R) e parte imaginária (sub-índice I) da seguinte maneira:

$$\begin{cases} x = x_R + jx_I \\ z = z_R + jz_I \\ H = H_R + jH_I \end{cases} \quad (31)$$

Em que,

$$\begin{aligned} z &= \begin{bmatrix} z_R \\ z_I \end{bmatrix} \\ x &= \begin{bmatrix} x_R \\ x_I \end{bmatrix} \\ H &= \begin{bmatrix} H_R & -H_I \\ H_I & H_R \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (32)$$

Deste modo, a matriz H terá o dobro do número de linhas de sua formação original.

Na prática, a matriz na forma reduzida já é construída de forma particionada em valores reais e imaginários a partir das matrizes H_R e H_I .

- **Solução (DVS):** Agora, com a matriz de medidas H particionada em valores reais e imaginários, as matrizes V , W e U podem ser calculadas, e o método DVS propriamente dito é utilizado para estimar os valores das variáveis de estado do sistema a partir da Equação 28 como já exposto anteriormente.

Ainda, para que as variáveis de estado sejam estimadas é necessária a construção do vetor de medidas. Este terá dimensão de seis vezes o número de pontos de medição (tensão e corrente), pois estará se considerando a parte real e imaginária de cada medida e o sistema é trifásico.

Desta forma, os primeiros elementos do vetor dizem respeito aos valores reais medidos de tensão fornecidos pelas informações do sistema para cada fase. Após estes elementos, estão posicionados os valores reais medidos das correntes (injeção de corrente na barra e/ou corrente de linha). Logo em seguida, a sequência é mantida, e os valores imaginários das tensões e correntes trifásicas são encontrados no vetor de medidas.

- **Determinar a observabilidade (análise do vetor de espaço nulo):** Em caso de sistemas subdeterminados, em que o número de variáveis de estado é maior do que o número de medidas disponíveis é necessário realizar uma análise da observabilidade após o cálculo da estimação, pois nem todas as variáveis de estado poderão ser estimadas. Apontam-se, no caso deste trabalho, locais em que há a necessidade da instalação de medidores de QEE para a estimação adequada de todas as variáveis de estado. Vale comentar que, a análise de observabilidade neste caso é apenas realizada após o processo de estimação, ou seja, não há a necessidade de uma análise prévia.

Por fim, a partir das variáveis de estado obtidas e dos valores dos parâmetros da matriz admitância é possível calcular os valores das correntes nos ramais e também os valores das injeções de corrente em cada barra do sistema, se houver interesse.

3.3 Exemplo de Aplicação da Metodologia na EEH

Para exemplificar o passo-a-passo da metodologia apresentada neste capítulo, retoma-se o sistema hipotético de cinco barras da Figura 3 utilizado no Capítulo 2. A matriz de medidas H obtida referente à alocação de medidores considerada (medição das tensões nas barras 1, 3 e 5, das injeções de corrente nas barras 3 e 5 e da corrente de linha que liga a barra 1 a barra 2) para este sistema encontra-se na Equação 23.

Por questão de simplificação, considerando apenas uma única fase do sistema e aplicando a metodologia apenas para a frequência fundamental, atribuem-se valores hipotéticos aos parâmetros das linhas do sistema, como ilustrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Parâmetros das linhas do sistema hipotético.

Barra	Barra	R (p.u.)	X (p.u.)
1	2	0,0194	0,0592
1	4	0,0540	0,2230
2	3	0,4670	0,1980
2	5	0,0581	0,1763

Desta forma, os valores dos elementos obtidos para a matriz de medidas H a partir da Equação 23 é:

$$H = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ -4,9991 + 15,2631i & -(-4,9991 + 15,2631i) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -(-1,1350 + 4,7819i) & -1,1350 + 4,7819i & 0 & 0 \\ 0 & -(-1,6860 + 5,1158i) & 0 & 0 & -1,6860 + 5,1158i \end{bmatrix} \quad (33)$$

Ao organizar a matriz H para a forma reduzida e a particionando em valores reais e imaginários, obtém-se:

$$H = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -4,9991 & 0 & 0 & 4,9991 & 0 & -15,2631 & 0 & 0 & 15,2631 & 0 \\ 0 & -1,1350 & 0 & 1,1350 & 0 & 0 & -4,7819 & 0 & 4,7819 & 0 \\ 0 & 0 & -1,6860 & 1,6860 & 0 & 0 & 0 & -5,1158 & 5,1158 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 15,2631 & 0 & 0 & -15,2631 & 0 & -4,9991 & 0 & 0 & 4,9991 & 0 \\ 0 & 4,7819 & 0 & -4,7819 & 0 & 0 & -1,1350 & 0 & 1,1350 & 0 \\ 0 & 0 & 5,1158 & -5,1158 & 0 & 0 & 0 & -1,6860 & 1,6860 & 0 \end{bmatrix} \quad (34)$$

Aplicando a técnica DVS, as matrizes W e V encontradas para este caso são:

[illegible]

$$V = \begin{bmatrix} -0,66 & 0 & 0,54 & 0 & 0 & -0,06 & 0 & -0,50 & 0 & 0 \\ -0,03 & 0 & -0,40 & 0 & 0 & 0,76 & 0 & -0,49 & 0 & 0 \\ -0,04 & 0 & -0,59 & 0 & 0 & -0,63 & 0 & -0,49 & 0 & 0 \\ 0,74 & 0 & 0,43 & 0 & 0 & -0,06 & 0 & -0,50 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{1} & 0 \\ 0 & -0,66 & 0 & -0,54 & 0,06 & 0 & -0,50 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0,03 & 0 & 0,40 & -0,76 & 0 & -0,49 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0,04 & 0 & 0,59 & 0,63 & 0 & -0,49 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,74 & 0 & -0,43 & 0,06 & 0 & -0,50 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mathbf{1} \end{bmatrix} \quad (36)$$

Em relação à matriz V , esta possui nas primeiras linhas de sua parte superior as barras que contém medidas disponíveis e somente depois, o restante das linhas que não apresentam medidas disponíveis. Neste exemplo, então, as três primeiras linhas da matriz dizem a respeito às barras 1, 3 e 5, sendo seguidas pelas barras 2 e 4 nas linhas 4 e 5, respectivamente. O mesmo vale para a parte inferior da matriz, ou seja, as duas últimas linhas da matriz referem-se às barras 2 e 4.

Como pode-se observar na matriz W , os valores da diagonal das últimas duas colunas são nulos. Ao verificar-se estas mesmas colunas na matriz V , nota-se que existem valores não nulos para as linhas referentes à barra 4 do sistema. Desta forma, a barra 4 do sistema hipotético para esta configuração de medidores é uma ilha não observável do sistema.

Agora, considerando os seguintes valores (em p.u.) para o vetor de medidas z :

$$z = \begin{bmatrix} Re(V_1) \\ Re(V_3) \\ Re(V_5) \\ Re(I_{12}) \\ Re(I_3) \\ Re(I_5) \\ Im(V_1) \\ Im(V_3) \\ Im(V_5) \\ Im(I_{12}) \\ Im(I_3) \\ Im(I_5) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,0500 \\ 0,9851 \\ 1,0001 \\ 0,4385 \\ 0,6464 \\ 0,6578 \\ 0,0000 \\ -0,2225 \\ -0,1544 \\ -0,2111 \\ -0,3032 \\ -0,2987 \end{bmatrix} \quad (37)$$

Então, os valores (em p.u.) do vetor de variáveis de estado x podem ser obtidos por meio da Equação 28:

$$x = \begin{bmatrix} Re(V_1) \\ Re(V_3) \\ Re(V_5) \\ Re(V_2) \\ Re(V_4) \\ Im(V_1) \\ Im(V_3) \\ Im(V_5) \\ Im(V_2) \\ Im(V_4) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,0500 \\ 0,9851 \\ 1,0001 \\ 1,0790 \\ \mathbf{0} \\ 0,0000 \\ -0,1544 \\ -0,2111 \\ -0,0467 \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (38)$$

Nota-se a partir deste resultado que os valores referentes à barra 2 do sistema foram estimados corretamente (erro nulo). Contudo, os valores referentes à barra 4 do sistema não foram estimados, como a análise feita anteriormente através das matrizes W e V já havia previsto.

3.4 Considerações Finais sobre o Capítulo

Este capítulo deixa claro que o uso da estimação de estado não se trata de uma novidade nos sistemas elétricos de potência, com trabalhos datados da década de 1960. Porém, esta ressurgiu com força nos últimos anos juntamente com o aumento no número de problemas de QEE, caracterizado, principalmente, pela necessidade de um monitoramento maior das variáveis dos sistemas. E, como foi anteriormente discutido, a inviabilidade de realizar medições em todas as barras do sistema, torna a estimação de estado, uma alternativa bastante interessante do ponto de vista prático e econômico. Para tal objetivo, toda uma metodologia foi descrita ao longo deste capítulo de maneira detalhada. Além do que, todos estes detalhes mostram a vantagem deste método frente aos demais encontrados na literatura já que trata de uma estimação feita para cada ordem harmônica e considerando cada fase do sistema de distribuição. Esta qualidade ficará mais bem evidenciada no próximo capítulo referente aos resultados obtidos pelo método.

4. RESULTADOS OBTIDOS PELO ESTIMADOR DE ESTADO HARMÔNICO

Neste capítulo, os resultados obtidos pelo algoritmo de estimação proposto no capítulo anterior serão ilustrados. Porém, antes os sistemas elétricos utilizados para a validação do método serão exibidos, assim como também o perfil de carga harmônico utilizado ao longo do trabalho. Além disso, os cenários de validação também têm sua origem explicada antes dos resultados propriamente ditos serem apresentados. Por fim, é realizada uma análise de sensibilidade do estimador desenvolvido.

4.1 Sistemas Elétricos Utilizados

Os circuitos alimentadores escolhidos para validar a metodologia foram os IEEE de 13, 34 e 37 barras. Para todos os sistemas, foram utilizados os dados dos transformadores, das linhas e das cargas, conforme apresentado a seguir (KERSTING, 2001), além disso, para representar as subestações foram utilizados equivalentes de rede. Os reguladores de tensão e banco de capacitores presentes nos sistemas não foram levados em consideração neste trabalho. Detalhes dos modelos dos elementos dos sistemas elétricos são apresentados a seguir.

- **Linhas de distribuição:** O modelo utilizado para representar as linhas de distribuição é o circuito ilustrado na Figura 5.

Figura 5 - Linha de distribuição monofásica - Modelo pi.

Fonte: Modificada de KERSTING (2001).

Em que,

L é a indutância em série por fase.

R é a resistência em série por fase.

Y é a admitância em derivação por fase ao neutro.

I_S é a corrente nas barras transmissoras.

I_R é a corrente nas barras receptoras.

V_S e V_R são as tensões fase-neutro.

Com base na definição de alguns parâmetros como resistência, raio médio geométrico e distância entre os condutores e as equações simplificadas de *Carson* (KERSTING, 2001), torna-se possível calcular os elementos da matriz de impedâncias z . Considerando um segmento de linha, a matriz de impedâncias entre os nós i e j é determinada por:

$$\begin{cases} z_{ii} = r_{ii} + jx_{ii} \\ z_{ij} = z_{ji} = r_{ij} + jx_{ij} \end{cases} \quad (39)$$

Para $i, j = a, b, c$ e n e $i \neq j$.

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad (40)$$

Figura 6 - Linha trifásica com neutro e impedâncias mútuas.

Fonte: Modificada de KERSTING (2001).

Nota-se que o cálculo das impedâncias da linha de distribuição em estrela aterrada de quatro condutores como grande parte dos alimentadores de média tensão resulta obrigatória-

mente em uma matriz de impedâncias de dimensão 4×4 . Considerando que na maioria das aplicações os elementos do fluxo de carga são representados com as fases A , B e C , faz-se indispensável a redução da matriz a uma dimensão 3×3 , que consiste na aplicação da redução de *Kron*. De tal redução se obtêm uma matriz de impedâncias equivalentes para as três fases, considerando o efeito do neutro (KERSTING, 2001).

- **Transformadores:** Os transformadores dos sistemas deste trabalho são considerados como associação de três transformadores monofásicos e que os parâmetros de suas fases são perfeitamente balanceados, conforme a Figura 7.

Figura 7 - Modelo do transformador trifásico.

Fonte: Modificada de KERSTING (2001).

Em que,

I_p^{abc} e I_s^{abc} são as correntes de linha do lado primário e do lado secundário do transformador, respectivamente.

E_p^{abc} e E_s^{abc} são as tensões de fase do lado primário e do lado secundário do transformador, respectivamente.

Y_{pp} , Y_{ss} , Y_{ps} e Y_{sp} são as admitâncias próprias e mútuas no primário e no secundário do transformador.

Sendo assim, a matriz de admitância nodal do transformador é dada pela equação:

$$\begin{bmatrix} I_p^{abc} \\ I_s^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{pp} & Y_{ps} \\ Y_{sp} & Y_{ss} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_p^{abc} \\ E_s^{abc} \end{bmatrix} \quad (41)$$

As submatrizes Y_{pp} , Y_{ss} , Y_{ps} e Y_{sp} são definidas de acordo com o tipo de conexão do transformador, conforme ilustrado da Tabela 2. Os índices a e b dizem respeito aos taps do

primário e do secundário, respectivamente. As matrizes Y_i , Y_{ii} e Y_{iii} também são representadas, sendo que y_t a admitância de ligação do transformador.

Tabela 2 - Matriz admitância de transformador trifásico de acordo com seu tipo de ligação.

Primário	Secundário	Y_{pp}	Y_{ss}	Y_{ps}	Y_{sp}
Y_g	Y_g	Y_i/a^2	Y_i/b^2	$-Y_i/a \cdot b$	$Y_i/a \cdot b$
Y_g	Y	Y_{ii}/a^2	Y_{ii}/b^2	$-Y_{ii}/a \cdot b$	$Y_{ii}/a \cdot b$
Y_g	Δ	Y_i/a^2	Y_{ii}/b^2	$Y_{iii}/a \cdot b$	$Y_{iii}^t/a \cdot b$
Y	Y	Y_{ii}/a^2	Y_{ii}/b^2	$-Y_{ii}/a \cdot b$	$Y_{ii}/a \cdot b$
Y	Y_g	Y_{ii}/a^2	Y_{ii}/b^2	$-Y_{ii}/a \cdot b$	$Y_{ii}/a \cdot b$
Y	Δ	Y_{ii}/a^2	Y_{ii}/b^2	$Y_{iii}/a \cdot b$	$Y_{iii}^t/a \cdot b$
Δ	Y_g	Y_{ii}/a^2	Y_i/b^2	$Y_{iii}^t/a \cdot b$	$Y_{iii}/a \cdot b$
Δ	Y	Y_{ii}/a^2	Y_{ii}/b^2	$Y_{iii}^t/a \cdot b$	$Y_{iii}/a \cdot b$
Δ	Δ	Y_{ii}/a^2	Y_{ii}/b^2	$-Y_{ii}/a \cdot b$	$Y_{ii}/a \cdot b$

Em que,

Y refere-se à conexão tipo estrela.

Y_g refere-se à conexão tipo estrela aterrado.

Δ refere-se à conexão tipo delta.

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_i = \begin{bmatrix} y_t & 0 & 0 \\ 0 & y_t & 0 \\ 0 & 0 & y_t \end{bmatrix} \\ Y_{ii} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2y_t & -y_t & -y_t \\ -y_t & 2y_t & -y_t \\ -y_t & -y_t & 2y_t \end{bmatrix} \\ Y_{iii} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{bmatrix} -y_t & y_t & 0 \\ 0 & -y_t & y_t \\ y_t & 0 & -y_t \end{bmatrix} \end{array} \right. \quad (42)$$

• **Cargas:** As cargas foram consideradas neste trabalho como concentradas nas barras (pontos de carga), representadas por modelos de potência constante para a frequência fundamental. Porém, como se trata de sistemas de distribuição desequilibrados, faz-se necessário especificar também este desequilíbrio, inserido valores diferentes de potência para cada fase. Já a representação das cargas para as demais frequências foi realizada por meio de injeções de correntes harmônicas. Para isto, foram consideradas cargas harmônicas em cada uma das barras do sistema que apresentavam correntes com o perfil harmônico ilustrado na Tabela 3 (PIRES, 2006). Neste trabalho, vários perfis de correntes de cargas harmônicas podem ser encon-

trados, porém este foi escolhido por apresentar ordens harmônicas presentes frequentemente em sistemas de distribuição (3ª, 5ª, 7ª, 9ª e 11ª ordem) com valores significantes.

Tabela 3 - Perfil harmônico das correntes das cargas distribuídas.

Ordem harm.	Fase A		Fase B		Fase C	
	Mag. (%)	Fase (°)	Mag. (%)	Fase (°)	Mag. (%)	Fase (°)
1	100,00	-30,96	100,00	-152,64	100,00	78,90
3	10,77	168,17	9,74	-130,28	8,01	163,46
5	6,45	15,65	5,66	-145,27	4,09	-89,52
7	2,16	-170,42	1,27	-133,33	0,85	-2,75
9	0,56	-33,20	1,02	-51,65	0,94	178,79
11	0,62	26,26	0,33	-58,45	0,82	-143,17

Vale destacar que este perfil harmônico escolhido se refere à corrente trifásica de um transformador de 75 kVA (medida às 12:00h) com consumidores residenciais e comerciais conectados ao seu secundário. O próprio autor do trabalho afirma que esta porcentagem elevada de 3º harmônico se dá, principalmente, devido à utilização de cargas não lineares como lâmpadas fluorescentes compactas e computadores por parte dos consumidores locais.

Apesar de se tratar de um perfil harmônico de corrente encontrado no lado de baixa tensão do transformador, estas cargas foram conectadas diretamente às barras de média ou baixa tensão dos alimentadores do IEEE que apresentavam a conexão de cargas em sua composição original, sem a conexão de um transformador de distribuição, que poderia servir como filtro para algumas componentes harmônicas.

Todos os alimentadores do IEEE foram modelados no programa *DIgSILENT PowerFactory* (DIGSILENT, 2010), no intuito de obter os fasores de tensão de cada uma das componentes harmônicas em análise em todas as barras do sistema através do seu fluxo de carga harmônico, podendo desta forma validar o EEH desenvolvido neste trabalho. Ou seja, por se tratarem de sistemas encontrados na literatura, os sistemas levados em consideração neste trabalho não possuem dados de medições harmônicas, desta forma os resultados do fluxo de carga harmônico fornecidos pelo programa foram considerados como dados medidos. Mais detalhes sobre o cálculo do fluxo de carga harmônico utilizando o *DIgSILENT PowerFactory* são ilustrados no Anexo B deste trabalho.

4.1.1 Sistema IEEE de 13 barras

Em relação ao sistema IEEE de 13 barras, apesar de ser de pequeno porte, apresenta algumas características atrativas, como:

- Tensão nominal de 4,16 kV;
- Carga trifásica total de 3.971,289 kVA;
- Linhas aéreas e subterrâneas;
- Cargas concentradas e distribuídas; e
- Cargas desequilibradas.

Em KERSTING (2001), também se pode encontrar o comprimento de cada trecho que conecta as barras deste alimentador, sendo estas distâncias não muito longas. O alimentador ainda apresenta uma chave entre as barras 671 e 692. Uma observação que deve ser feita é que esta chave entre a barra 671 e 692 foi considerada fechada neste trabalho. Desta forma, as barras 671 e 692 foram consideradas como uma única barra (barra 671) do sistema. Ou seja, após esta modificação o sistema apresenta um total de 12 barras a terem seus valores de tensão estimados. Além disso, há também um transformador entre as barras 633 e 634.

O diagrama unifilar do alimentador IEEE de 13 barras é ilustrado na Figura 8.

Figura 8 – Diagrama unifilar do alimentador IEEE de 13 barras.

Fonte: Modificada de KERSTING (2001).

4.1.2 Sistema IEEE de 34 barras

O sistema IEEE de 34 barras é um alimentador real localizado no Arizona – EUA (KERSTING, 2001) e possui as seguintes características:

- Tensão nominal de 24,9 kV;
- Carga trifásica total de 2.063,389 kVA;
- Linhas muito longas;
- Pouco ramificado;
- Cargas concentradas e distribuídas; e
- Cargas desequilibradas.

Ainda, o alimentador apresenta um transformador abaixador entre as barras 832 e 888. Desta forma, as barras 888 e 890 operam com tensão nominal de 4,16 kV. O diagrama unifilar do alimentador IEEE de 34 barras é ilustrado na Figura 9.

4.1.3 Sistema IEEE de 37 barras

Por fim, o sistema IEEE de 37 barras é de um alimentador real localizado na Califórnia – EUA (KERSTING, 2001) com as seguintes características:

- Tensão nominal de 4,8 kV;
- Carga trifásica total de 2.814,374 kVA;
- Linhas subterrâneas;
- Circuito ramificado; e
- Cargas desbalanceadas.

O alimentador apresenta um transformador entre as barras 775 e 709. O diagrama unifilar do alimentador IEEE de 37 barras é ilustrado na Figura 10.

Figura 9 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE de 34 barras.

Fonte: Modificada de KERSTING (2001).

Figura 10 - Diagrama unifilar do alimentador IEEE de 37 barras.

Fonte: Modificada de KERSTING (2001).

4.2 Cenários Simulados

Os resultados obtidos para a alocação de medidores de QEE de BRANCO (2013) foram utilizados, inicialmente, para a escolha de cenários de medição para a realização do processo de estimação, já que o algoritmo desenvolvido por este autor também foi testado para os três alimentadores do IEEE que estão sendo considerados neste trabalho.

Ainda, em BRANCO (2013), o autor desenvolveu uma técnica multiobjetivo para alocação de medidores de QEE visando deixar o sistema completamente observável quanto às variações de tensão de curta duração. Além disso, o autor considera fatores como: minimização do custo do monitoramento, minimização da ambiguidade topológica, maximização do monitoramento das cargas, maximização da quantidade de ramais monitorados, minimização da quantidade de afundamentos não monitorados e maximização da redundância do monitoramento dos afundamentos.

Apesar de levar em consideração vários fatores em sua metodologia, BRANCO (2013) não utilizou nada que contemplasse os efeitos da presença de distorções harmônicas no sistema. Assim, este foi um ponto de investigação deste trabalho, que procurou verificar se a alocação apontada por BRANCO (2013) satisfaz o problema agora formulado, de forma a contemplar a presença de distorções harmônicas.

Posteriormente, outros cenários escolhidos de maneira empírica, sem tomar como referência a pesquisa de BRANCO (2013), também foram testados para verificar a eficiência do EEH proposto.

4.3 Resultados Obtidos

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos pelo EEH desenvolvido para os alimentadores do IEEE de 13 e 37 barras levados em consideração neste trabalho, já que em (BRANCO, 2013) não foram encontrados resultados apontando os locais de medição para o alimentador do IEEE de 34 barras.

4.3.1 Resultados obtidos para o sistema IEEE de 13 barras

Para a validação inicial do estimador desenvolvido, cinco cenários possíveis do alimentador de 13 barras do IEEE foram escolhidos. Para cada um deles, diferentes locais de medição foram selecionados, sendo que uma seleção inicial foi realizada a partir dos resultados encontrados em BRANCO (2013). Neste trabalho, por se tratar de um modelo multiobjetivo, o autor apresentou várias soluções possíveis para cada situação que serão a base para a escolha dos pontos de medição deste projeto.

Com base na alocação de medidores para o sistema de 13 barras do IEEE obtida por BRANCO (2013), os três primeiros cenários considerados serão os seguintes:

- **Cenário 1:** medidores instalados nas barras 632, 645 e 671;
- **Cenário 2:** medidores instalados nas barras 632, 645, 671 e 684; e
- **Cenário 3:** medidores instalados nas barras 632, 634, 645, 671 e 675.

De maneira empírica, outros dois cenários também foram considerados:

- **Cenário 4:** medidores instalados nas barras 650, 633, 646, 680 e 684;
- **Cenário 5:** medidores instalados nas barras 650, 633, 646, 680, 684 e 675.

Em todos estes cenários, as barras contendo medidores terão sua tensão e ângulo de fase monitorados para a frequência fundamental (60 Hz), 3^a, 5^a, 7^a, 9^a e 11^a ordens harmônicas. Além disso, admitiu-se que as injeções de corrente foram monitoradas nas barras onde os medidores foram instalados, isto implica que todos os ramais conectados a determinada barra têm medição de corrente. Como exemplo, no cenário 1, além das tensões e ângulos de fase nas barras 632, 645 e 671, as correntes nas linhas (amplitude e fase) 632 – 650, 632 – 645, 632 – 633, 632 – 671, 645 – 632, 645 – 646, 671 – 632, 671 – 684, 671 – 680 e 671 – 692 para a frequência fundamental, 3^a, 5^a, 7^a, 9^a e 11^a ordem harmônica também foram levadas em consideração como medidas disponíveis para o processo de estimação.

Inicialmente, é importante salientar que, quando se afirmar que a estimação foi alcançada em certa barra, esta ocorreu para todas as fases (fases *A*, *B* e *C*). Desta forma, por questão de simplificação, no sistema IEEE 13 barras, os resultados apresentados serão respectivos apenas à fase *C* do sistema por questão de maior representatividade nas barras deste sistema, já que de todas as barras consideradas, apenas uma delas (barra 652) não apresenta carga co-

nectada nesta fase. Desta forma, só para a barra 652 a fase considerada na apresentação de resultados a seguir será a fase A.

Para os resultados apresentados ao longo deste trabalho, as linhas das tabelas apresentam as barras consideradas em cada um dos sistemas, enquanto que as colunas apresentam os valores reais (lembrando que para este trabalho foram considerados como sendo os valores calculados pelo fluxo de carga harmônico) e os valores estimados das variáveis de estado. Para ambos, os valores de amplitude e fase de cada uma das barras do sistema são exibidos.

Ainda, em relação às linhas das tabelas, as barras que têm sua numeração seguida de asterisco (*) são as que apresentam medidores. Após a execução do EEH tem-se que as linhas em cinza são as barras que o estimador identificou como **ilhas não observáveis do sistema**, ou seja, barras cujos valores de tensão Não foram Estimados (NE). Já as linhas cujos valores são representados na cor verde tratam-se das barras que tiveram seus valores de tensão estimados corretamente.

Cenário 1

Nota-se que no Cenário 1, cujos resultados do processo de estimação estão apresentados nas Tabelas 4 e 5, com o uso de apenas três medidores, consegue-se estimar os valores de tensão em outras seis barras. Porém, somente em uma barra os valores foram estimados corretamente (barra 646) devido ao baixo número de medidas disponíveis, ficando as tensões nas barras 634, 611 e 652 sem resultado (NE), o que o algoritmo considerou como ilhas não observáveis do sistema. Ou seja, estes pontos são sérios candidatos a serem escolhidos como pontos adicionais de instalação de novos medidores de QEE, desde que haja recursos disponíveis.

Vale ainda salientar que, como característica do próprio método DVS, as barras com grandezas que têm seus valores estimados e que apresentam erro (barras 650, 633, 680, 684 e 675) são apontadas pelo próprio método como barras que não devem ter seus valores de tensão considerados satisfatórios para a estimação, pois as linhas correspondentes a estas barras na matriz V apresentam valores diferentes de zero.

Tabela 4 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 1: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais ¹		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650	0,9998	120,12	0,3099	-59,92	0,0015	-24,51	0,0007	-9,14	0,0039	169,85	0,0025	-10,15
632*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0031	-26,74	0,0031	-26,74	0,0079	167,38	0,0079	167,38
633	0,9805	119,32	1,1579	-58,25	0,0023	-27,33	0,0024	-28,37	0,0079	167,38	0,0085	-11,71
634	0,9787	119,45	NE	NE	0,0012	-	NE	NE	0,0075	169,31	NE	NE
645*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0031	-26,74	0,0031	-26,74	0,0079	167,38	0,0079	167,38
646	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0031	-26,74	0,0031	-26,74	0,0079	167,38	0,0079	167,38
671*	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0074	-24,61	0,0074	-24,61	0,0125	165,44	0,0125	165,44
680	0,9628	118,24	0,2880	-28,09	0,0074	-24,61	0,0013	38,18	0,0125	165,44	0,0011	78,08
684	0,9594	118,17	0,3909	36,13	0,0083	-24,26	0,0009	17,20	0,0131	167,78	0,0025	22,54
611	0,9559	118,09	NE	NE	0,0092	-23,98	NE	NE	0,0140	169,25	NE	NE
652	0,9707	179,02	NE	NE	0,0127	-36,48	NE	NE	0,0150	107,45	NE	NE
675	0,9628	118,24	1,0031	84,23	0,0074	-24,61	0,0085	-25,13	0,0125	165,44	0,0111	77,85

Tabela 5 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 1: 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650	0,0021	21,34	0,0013	28,42	0,0008	126,77	0,0004	-55,96	0,0003	-122,91	0,0001	13,55
632*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	-123,52	0,0007	-123,52
633	0,0042	17,92	0,0044	18,00	0,0017	126,74	0,0018	-52,87	0,0007	-123,03	0,0007	57,70
634	0,0042	7,59	NE	NE	0,0021	129,72	NE	NE	0,0006	-121,07	NE	NE
645*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	-123,52	0,0007	-123,52
646	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	-123,52	0,0007	-123,52
671*	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	-124,75	0,0011	-124,75
680	0,0065	25,50	0,0001	6,03	0,0020	123,38	0,0001	61,62	0,0011	-124,75	0,0001	65,85
684	0,0069	25,29	0,0013	-29,60	0,0019	120,65	0,0003	-30,82	0,0013	-125,07	0,0002	-25,42
611	0,0073	25,10	NE	NE	0,0018	117,63	NE	NE	0,0014	-125,32	NE	NE
652	0,0060	-	NE	NE	0,0021	-50,49	NE	NE	0,0035	-95,92	NE	NE
675	0,0065	25,50	0,0064	18,10	0,0020	123,38	0,0018	-62,64	0,0011	-124,75	0,0011	59,73

Cenário 2

Já ao se acrescentar apenas mais um medidor na barra 684 (Cenário 2), observa-se uma melhora de desempenho do estimador, que consegue estimar os valores de tensão em outras seis barras. Porém, agora, duas corretamente (barra 646 e 611), ficando apenas as tensões nas barras 634 e 652 sem resultado (NE), tanto na frequência fundamental, como nas ordens harmônicas consideradas (Tabelas 6 e 7).

¹ Neste capítulo, o termo “Valores reais” será utilizado para referir aos valores provenientes do cálculo de fluxo de carga harmônico realizado com o auxílio do programa *PowerFactory*.

Tabela 6 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 2: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)
650	0,9998	120,12	0,9595	-61,84	0,0015	-24,51	0,0083	-24,27	0,0039	169,85	0,0133	-12,75
632*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0031	-26,74	0,0031	-26,74	0,0079	167,38	0,0079	167,38
633	0,9805	119,32	0,3099	-59,92	0,0023	-27,33	0,0007	-16,35	0,0079	167,38	0,0025	-26,73
634	0,9787	119,45	NE	NE	0,0012	-	NE	NE	0,0075	169,31	NE	NE
645*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0031	-26,74	0,0031	-26,74	0,0079	167,38	0,0079	167,38
646	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0031	-26,74	0,0031	-26,74	0,0079	167,38	0,0079	167,38
671*	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0074	-24,61	0,0074	-24,61	0,0125	165,44	0,0125	165,44
680	0,9628	118,24	0,9808	-60,73	0,0074	-24,61	0,0029	-26,04	0,0125	165,44	0,0081	-13,32
684*	0,9594	118,17	0,9594	118,17	0,0083	-24,26	0,0083	-24,26	0,0131	167,78	0,0131	167,78
611	0,9559	118,09	0,9559	118,09	0,0092	-23,98	0,0092	-23,98	0,0140	169,25	0,0140	169,25
652	0,9707	179,02	NE	NE	0,0127	-36,48	NE	NE	0,0150	107,45	NE	NE
675	0,9628	118,24	0,9651	-77,35	0,0074	-24,61	0,0078	-31,27	0,0125	165,44	0,0127	-16,91

Tabela 7 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 2: 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)
650	0,0021	21,34	0,0069	25,29	0,0008	126,77	0,0019	-59,34	0,0003	122,91	0,0013	54,92
632*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
633	0,0042	17,92	0,0013	28,42	0,0017	126,74	0,0004	-55,95	0,0007	123,03	0,0001	13,55
634	0,0042	7,59	NE	NE	0,0021	129,72	NE	NE	0,0006	121,07	NE	NE
645*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
646	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
671*	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75
680	0,0065	25,50	0,0042	20,38	0,0020	123,38	0,0016	-53,96	0,0011	124,75	0,0007	56,47
684*	0,0069	25,29	0,0069	25,29	0,0019	120,65	0,0019	120,65	0,0013	125,07	0,0013	125,07
611	0,0073	25,10	0,0073	25,10	0,0018	117,63	0,0018	117,63	0,0014	125,32	0,0014	125,32
652	0,0060	125,81	NE	NE	0,0021	-50,49	NE	NE	0,0035	-95,92	NE	NE
675	0,0065	25,50	0,0065	23,34	0,0020	123,38	0,0019	-58,27	0,0011	124,75	0,0011	54,83

Cenário 3

Para o Cenário 3, em que se retira o medidor da barra 684, e acrescentam-se medidores às barras 634 e 675, observa-se que com o uso de cinco medidores, consegue-se estimar os valores de tensão em outras cinco barras. Como pode ser observado, com este aumento de medidas, apenas duas barras apresentaram erros (barra 680 e 684). Neste caso, as tensões nas barras 611 e 652 não foram estimadas, como pode ser visto nas Tabelas 8 e 9.

Tabela 8 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 3: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)
650	0,9998	120,12	0,9998	120,12	0,0013	358,28	0,0013	-0,03	0,0039	169,85	0,0039	169,85
632*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
633	0,9805	119,32	0,9805	119,32	0,0020	-0,06	0,0020	-0,06	0,0079	167,38	0,0079	167,38
634*	0,9787	119,45	0,9786	119,44	0,0011	-0,01	0,0011	-0,01	0,0075	169,31	0,0075	169,31
645*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
646	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
671*	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44
680	0,9628	118,24	0,4301	109,79	0,0067	-0,17	0,0079	-0,18	0,0125	165,44	0,0074	177,29
684	0,9594	118,17	1,0533	130,57	0,0075	-0,19	0,0074	-0,14	0,0131	167,78	0,0148	160,12
611	0,9559	118,09	NE	NE	0,0084	0,21	NE	NE	0,0140	169,25	NE	NE
652	0,9707	179,02	NE	NE	0,0099	-0,45	NE	NE	0,0150	107,45	NE	NE
675*	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44

Tabela 9 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 3: 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)
650	0,0021	21,34	0,0021	21,34	0,0008	126,77	0,0008	126,77	0,0003	-	0,0003	-
632*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
633	0,0042	17,92	0,0042	17,92	0,0017	126,74	0,0017	126,74	0,0007	123,03	0,0007	123,03
634*	0,0042	7,59	0,0042	7,59	0,0021	129,72	0,0021	129,72	0,0006	121,07	0,0006	121,07
645*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
646	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
671*	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75
680	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75
684	0,0069	25,29	0,0069	25,29	0,0019	120,65	0,0019	120,65	0,0013	125,07	0,0013	125,07
611	0,0073	25,10	NE	NE	0,0018	117,63	NE	NE	0,0014	125,32	NE	NE
652	0,0060	-	NE	NE	0,0021	-50,49	NE	NE	0,0035	-95,92	NE	NE
675*	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75

Cenário 4

Ressalta-se que a utilização de cinco medidores pode ser mais bem aproveitada para a estimação de estado harmônica, pois no Cenário 4 apresentado nas Tabelas 10 e 11, selecionado empiricamente, em que os medidores de QEE encontram-se nas barras 650, 633, 646, 680 e 684, apenas a barra 675 não tem sua tensão (fundamental ou qualquer outra ordem harmônica) estimada. Desta forma, a ilha não observável é uma forte candidata a ter um medidor de QEE instalado para que o sistema se torne totalmente observável. Além disso, nas demais barras do sistema não houve erros na estimação.

Tabela 10 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 4: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,9998	120,12	0,9998	120,12	0,0013	-0,03	0,0013	-0,03	0,0039	169,85	0,0039	169,85
632	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
633*	0,9805	119,32	0,9805	119,32	0,0020	-0,06	0,0020	-0,06	0,0079	167,38	0,0079	167,38
634	0,9787	119,45	0,9787	119,45	0,0011	-0,01	0,0011	-0,01	0,0075	169,31	0,0075	169,31
645	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
646*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
671	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44
680*	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44
684*	0,9594	118,17	0,9594	118,17	0,0075	-0,19	0,0075	-0,19	0,0131	167,78	0,0131	167,78
611	0,9559	118,09	0,9559	118,09	0,0084	0,21	0,0084	-0,21	0,0140	169,25	0,0140	169,25
652	0,9707	179,02	0,9707	179,02	0,0099	-0,45	0,0099	-0,45	0,0150	107,45	0,0150	107,45
675	0,9628	118,24	NE	NE	0,0067	-0,17	NE	NE	0,0125	165,44	NE	NE

Tabela 11 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 4: 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,0021	21,34	0,0021	21,34	0,0008	126,77	0,0008	126,77	0,0003	-	0,0003	-
632	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
633*	0,0042	17,92	0,0042	17,92	0,0017	126,74	0,0017	126,74	0,0007	123,03	0,0007	123,03
634	0,0042	7,59	0,0042	7,59	0,0021	129,72	0,0021	129,72	0,0006	121,07	0,0006	121,07
645	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
646*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
671	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75
680*	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75
684*	0,0069	25,29	0,0069	25,29	0,0019	120,65	0,0019	120,65	0,0013	125,07	0,0013	125,07
611	0,0073	25,10	0,0073	25,10	0,0018	117,63	0,0018	117,63	0,0014	125,32	0,0014	125,32
652	0,0060	125,81	0,0060	125,81	0,0021	-50,49	0,0021	-50,49	0,0035	-95,92	0,0035	-95,92
675	0,0065	25,50	NE	NE	0,0020	123,38	NE	NE	0,0011	124,75	NE	NE

Cenário 5

Ao realizar a instalação do medidor de QEE na barra 675 do sistema, obtém-se o Cenário 5 que tem o resultado do processo de estimação ilustrado nas Tabelas 12 e 13. Como esperado, não houve erros no processo de estimação e o sistema tornou-se completamente observável, tanto para a frequência fundamental, como para as demais ordens harmônicas. Porém, neste caso, foi necessária a instalação de seis medidores de QEE sobre o SD em análise.

Tabela 12 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,9998	120,12	0,9998	120,12	0,0013	-0,03	0,0013	-0,03	0,0039	169,85	0,0039	169,85
632	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
633*	0,9805	119,32	0,9805	119,32	0,0020	-0,06	0,0020	-0,06	0,0079	167,38	0,0079	167,38
634	0,9787	119,45	0,9787	119,45	0,0011	-0,01	0,0011	-0,01	0,0075	169,31	0,0075	169,31
645	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
646*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
671	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44
680*	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44
684*	0,9594	118,17	0,9594	118,17	0,0075	-0,19	0,0075	-0,19	0,0131	167,78	0,0131	167,78
611	0,9559	118,09	0,9559	118,09	0,0084	0,21	0,0084	-0,21	0,0140	169,25	0,0140	169,25
652	0,9707	179,02	0,9707	179,02	0,0099	-0,45	0,0099	-0,45	0,0150	107,45	0,0150	107,45
675*	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44

Tabela 13 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5: 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,0021	21,34	0,0021	21,34	0,0008	126,77	0,0008	126,77	0,0003	-	0,0003	-
632	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
633*	0,0042	17,92	0,0042	17,92	0,0017	126,74	0,0017	126,74	0,0007	123,03	0,0007	123,03
634	0,0042	7,59	0,0042	7,59	0,0021	129,72	0,0021	129,72	0,0006	121,07	0,0006	121,07
645	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
646*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
671	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75
680*	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75
684*	0,0069	25,29	0,0069	25,29	0,0019	120,65	0,0019	120,65	0,0013	125,07	0,0013	125,07
611	0,0073	25,10	0,0073	25,10	0,0018	117,63	0,0018	117,63	0,0014	125,32	0,0014	125,32
652	0,0060	125,81	0,0060	125,81	0,0021	-50,49	0,0021	-50,49	0,0035	-95,92	0,0035	-95,92
675*	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75

Portanto, desta análise obtida no sistema IEEE de 13 barras, pode-se afirmar que a localização dos medidores (pontos de medição) é de fundamental importância para o desempenho do estimador, já que em casos com o mesmo número de medidores, o estimador pode ou não conseguir estimar as tensões em todas as barras do sistema. Ainda vale comentar que, como dito no início deste capítulo, o estimador mostrou-se robusto frente à ordem harmônica das tensões, assim como também às fases do sistema.

4.3.2 Resultados obtidos para o sistema IEEE de 37 barras

Para validar o EEH desenvolvido para o sistema de 37 barras, um cenário de posicionamento dos medidores sugerido por (BRANCO, 2013) considerando uma das soluções com maior número de medidores foi escolhido. Este cenário foi o eleito dentre os vários resultados considerados atraentes pelo autor na tentativa de garantir uma observabilidade completa do sistema para a metodologia desenvolvida neste trabalho. A seguir, o cenário considerado é apresentado:

- **Cenário 6:** medidores instalados nas barras 701, 727, 744, 728, 729, 730, 709, 708, 732, 733, 734, 735, 736, 737, 738, 740, 731, 712, 742, 704, 718, 720, 725 e 722.

Como os locais sugeridos por BRANCO (2013) não dizem respeito a correntes de linha, ainda se considera que todos os ramais de correntes conectados a barra com medição também estão sendo monitorados. Desta forma, o número de barras com medição de tensão é igual a 24 e o número de canais trifásicos de medição de corrente é igual a 43 (número total de ramais de corrente conectados a cada uma das 24 barras em que há presença de medição de tensão). Os resultados obtidos pelo EEH são ilustrados nas Tabelas 14 e 15 para fase A do sistema.

A partir das Tabelas 14 e 15, nota-se que 12 barras do sistema tiveram seus valores de tensão estimados corretamente (erro nulo), enquanto apenas a barra 741 não tem seus valores de tensão estimados. Assim, caso exista o interesse em tornar o sistema completamente observável é necessária a instalação de medidores de QEE neste local não observável do sistema. Ou seja, apesar de se ter medidas de tensão em quase dois terços das barras do sistema, ainda seria necessário investimento de pelo menos mais um equipamento de medição para uma completa observabilidade utilizando o cenário apontado por BRANCO (2013).

4.4 Análise de Sensibilidade do EEH

Nesta seção, os resultados obtidos pelo estimador desenvolvido serão analisados frente a algumas situações como: número de canais de medição de correntes necessários; número de canais de medição em todas as fases; e variação do perfil harmônico das correntes de carga consideradas. Esta análise será realizada utilizando apenas o sistema IEEE de 13 barras por se

tratar de um sistema de menor porte e mais prático para ilustrar a desejada análise de sensibilidade.

Tabela 14 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 6: Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica).

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)
799	0,9999	-0,00	0,9999	-0,00	0,0000	-85,64	0,0000	-85,64	0,0000	-1,898	0,0000	-1,898
701*	0,9846	-0,12	0,9846	-0,12	0,0012	-	0,0012	102,62	0,0014	-13,27	0,0014	-13,27
702	0,9765	-0,22	0,9765	-0,22	0,0015	-	0,0015	105,73	0,0026	-23,33	0,0026	-23,33
703	0,9688	-0,36	0,9688	-0,36	0,0016	-	0,0016	112,27	0,0036	-29,71	0,0036	-29,71
727*	0,9679	-0,36	0,9679	-0,36	0,0016	-	0,0016	112,42	0,0036	-30,15	0,0036	-30,15
744*	0,9675	-0,38	0,9675	-0,38	0,0015	-	0,0015	112,54	0,0036	-30,46	0,0036	-30,46
728*	0,9674	-0,37	0,9674	-0,37	0,0015	-	0,0015	112,44	0,0036	-30,38	0,0036	-30,38
729*	0,9672	-0,38	0,9672	-0,38	0,0015	-	0,0015	112,33	0,0036	-30,70	0,0036	-30,70
730*	0,9626	-0,38	0,9626	-0,38	0,0017	-	0,0017	115,51	0,0042	-32,91	0,0042	-32,91
709*	0,9608	-0,39	0,9608	-0,39	0,0017	-	0,0017	116,44	0,0044	-33,79	0,0044	-33,79
708*	0,9579	-0,41	0,9579	-0,41	0,0017	-	0,0017	118,60	0,0046	-35,19	0,0046	-35,19
732*	0,9576	-0,39	0,9576	-0,39	0,0017	-	0,0017	119,17	0,0046	-35,30	0,0046	-35,30
733*	0,9552	-0,43	0,9552	-0,43	0,0016	-	0,0016	120,73	0,0049	-36,43	0,0049	-36,43
734*	0,9511	-0,45	0,9511	-0,45	0,0017	-	0,0017	123,06	0,0052	-37,94	0,0052	-37,94
710	0,9500	-0,40	0,9500	-0,40	0,0018	-	0,0018	123,42	0,0054	-37,98	0,0054	-37,98
735*	0,9497	-0,39	0,9497	-0,39	0,0019	-	0,0019	123,80	0,0054	-38,03	0,0054	-38,03
736*	0,9500	-0,40	0,9500	-0,40	0,0018	-	0,0018	121,67	0,0054	-37,75	0,0054	-37,75
737*	0,9476	-0,51	0,9476	-0,51	0,0015	-	0,0015	127,09	0,0055	-39,61	0,0055	-39,61
738*	0,9461	-0,51	0,9461	-0,51	0,0015	-	0,0015	127,73	0,0057	-40,12	0,0057	-40,12
711	0,9454	-0,49	0,9454	-0,49	0,0016	-	0,0016	127,14	0,0057	-40,07	0,0057	-40,07
740*	0,9450	-0,47	0,9450	-0,47	0,0017	-	0,0017	127,44	0,0058	-40,11	0,0058	-40,11
741	0,9451	-0,48	NE	NE	0,0017	-	NE	127,04	0,0058	-40,08	NE	NE
731*	0,9608	-0,39	0,9608	-0,39	0,0017	-	0,0017	115,26	0,0044	-33,51	0,0044	-33,51
775	0,9577	-0,06	0,9577	-0,06	0,0017	-	0,0017	121,91	0,0042	-38,19	0,0042	-38,19
705	0,9756	-0,19	0,9756	-0,19	0,0016	-	0,0016	106,66	0,0027	-23,86	0,0027	-23,86
712*	0,9751	-0,17	0,9751	-0,17	0,0017	-	0,0017	107,80	0,0028	-24,16	0,0028	-24,16
742*	0,9755	-0,19	0,9755	-0,19	0,0016	-	0,0016	105,76	0,0028	-23,87	0,0028	-23,87
713	0,9749	-0,21	0,9749	-0,21	0,0016	-	0,0016	105,68	0,0028	-23,68	0,0028	-23,68
704*	0,9734	-0,21	0,9734	-0,21	0,0016	-	0,0016	104,67	0,0031	-23,91	0,0031	-23,91
714	0,9732	-0,21	0,9732	-0,21	0,0016	-	0,0016	104,48	0,0031	-24,17	0,0031	-24,17
718*	0,9721	-0,24	0,9721	-0,24	0,0014	-	0,0014	103,26	0,0031	-25,19	0,0031	-25,19
720*	0,9720	-0,17	0,9720	-0,17	0,0017	-	0,0017	102,83	0,0034	-22,52	0,0034	-22,52
706	0,9720	-0,17	0,9720	-0,17	0,0017	-	0,0017	102,19	0,0034	-22,42	0,0034	-22,42
725*	0,9720	-0,17	0,9720	-0,17	0,0017	-	0,0017	101,78	0,0034	-22,38	0,0034	-22,38
707	0,9715	-0,14	0,9715	-0,14	0,0018	-	0,0018	99,40	0,0036	-21,25	0,0036	-21,25
722*	0,9714	-0,14	0,9714	-0,14	0,0018	-	0,0018	99,13	0,0036	-21,10	0,0036	-21,10
724	0,9715	-0,14	0,9715	-0,14	0,0018	-	0,0018	98,34	0,0036	-21,17	0,0036	-21,17

Tabela 15 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 6: 7ª, 9ª e 11ª harmônica).

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)
799	0,0000	127,21	0,0000	127,21	0,0000	161,59	0,0000	161,59	0,0000	-44,89	0,0000	-44,89
701*	0,0010	120,01	0,0010	120,01	0,0002	167,21	0,0002	167,21	0,0003	-49,76	0,0003	-49,76
702	0,0016	115,29	0,0016	115,29	0,0002	157,85	0,0002	157,85	0,0005	-44,98	0,0005	-44,98
703	0,0021	111,99	0,0021	111,99	0,0003	135,98	0,0003	135,98	0,0007	-44,57	0,0007	-44,57
727*	0,0021	111,80	0,0021	111,80	0,0003	134,83	0,0003	134,83	0,0007	-44,70	0,0007	-44,70
744*	0,0021	111,88	0,0021	111,88	0,0003	133,73	0,0003	133,73	0,0007	-44,77	0,0007	-44,77
728*	0,0021	111,92	0,0021	111,92	0,0003	133,53	0,0003	133,53	0,0007	-44,84	0,0007	-44,84
729*	0,0022	111,86	0,0022	111,86	0,0003	133,42	0,0003	133,42	0,0007	-44,82	0,0007	-44,82
730*	0,0024	109,89	0,0024	109,89	0,0003	129,98	0,0003	129,98	0,0008	-45,15	0,0008	-45,15
709*	0,0025	109,49	0,0025	109,49	0,0003	128,61	0,0003	128,61	0,0008	-45,40	0,0008	-45,40
708*	0,0026	108,71	0,0026	108,71	0,0004	125,49	0,0004	125,49	0,0009	-45,42	0,0009	-45,42
732*	0,0026	108,50	0,0026	108,50	0,0004	125,17	0,0004	125,17	0,0009	-45,38	0,0009	-45,38
733*	0,0028	108,17	0,0028	108,17	0,0004	123,16	0,0004	123,16	0,0009	-45,48	0,0009	-45,48
734*	0,0030	107,00	0,0030	107,00	0,0005	121,13	0,0005	121,13	0,0010	-45,91	0,0010	-45,91
710	0,0030	106,62	0,0030	106,62	0,0005	120,73	0,0005	120,73	0,0010	-46,06	0,0010	-46,06
735*	0,0030	106,41	0,0030	106,41	0,0005	120,42	0,0005	120,42	0,0010	-45,98	0,0010	-45,98
736*	0,0030	107,01	0,0030	107,01	0,0004	121,81	0,0004	121,81	0,0010	-46,89	0,0010	-46,89
737*	0,0032	106,42	0,0032	106,42	0,0005	119,83	0,0005	119,83	0,0011	-46,28	0,0011	-46,28
738*	0,0033	105,83	0,0033	105,83	0,0006	119,81	0,0006	119,81	0,0011	-46,61	0,0011	-46,61
711	0,0033	105,38	0,0033	105,38	0,0006	119,14	0,0006	119,14	0,0011	-46,43	0,0011	-46,43
740*	0,0033	105,19	0,0033	105,19	0,0006	118,87	0,0006	118,87	0,0011	-46,37	0,0011	-46,37
741	0,0033	105,22	NE	NE	0,0006	118,90	NE	NE	0,0011	-46,39	NE	NE
731*	0,0025	109,91	0,0025	109,91	0,0003	131,26	0,0003	131,26	0,0009	-46,06	0,0009	-46,06
775	0,0024	107,12	0,0024	107,12	0,0003	127,53	0,0003	127,53	0,0008	-47,45	0,0008	-47,45
705	0,0016	114,87	0,0016	114,87	0,0002	159,81	0,0002	159,81	0,0005	-45,29	0,0005	-45,29
712*	0,0016	114,38	0,0016	114,38	0,0002	159,61	0,0002	159,61	0,0005	-45,10	0,0005	-45,10
742*	0,0016	115,18	0,0016	115,18	0,0002	161,80	0,0002	161,80	0,0005	-45,79	0,0005	-45,79
713	0,0016	115,26	0,0016	115,26	0,0002	161,68	0,0002	161,68	0,0005	-44,05	0,0005	-44,05
704*	0,0017	116,00	0,0017	116,00	0,0002	167,21	0,0002	167,21	0,0006	-43,24	0,0006	-43,24
714	0,0017	115,99	0,0017	115,99	0,0002	166,48	0,0002	166,48	0,0006	-43,25	0,0006	-43,25
718*	0,0018	116,02	0,0018	116,02	0,0002	161,62	0,0002	161,62	0,0006	-43,07	0,0006	-43,07
720*	0,0018	116,69	0,0018	116,69	0,0002	177,04	0,0002	177,04	0,0006	-42,49	0,0006	-42,49
706	0,0018	116,96	0,0018	116,96	0,0002	174,28	0,0002	174,28	0,0006	-43,09	0,0006	-43,09
725*	0,0018	117,09	0,0018	117,09	0,0002	172,85	0,0002	172,85	0,0006	-43,41	0,0006	-43,41
707	0,0018	118,49	0,0018	118,49	0,0002	163,63	0,0002	163,63	0,0006	-41,57	0,0006	-41,57
722*	0,0018	118,67	0,0018	118,67	0,0002	162,64	0,0002	162,64	0,0006	-41,33	0,0006	-41,33
724	0,0018	118,84	0,0018	118,84	0,0002	160,08	0,0002	160,08	0,0006	-42,41	0,0006	-42,41

4.4.1 Número de canais de medição de corrente

Num primeiro momento, para todos os testes realizados, foi considerado que as barras com medidores de QEE tinham, além da sua tensão monitorada, todos os ramais de correntes conectados a elas, tal como observado em vários trabalhos encontrados na literatura (MADTHARAD; PREMRUDEEPREECHACHARN; WATSON, 2003; MADTHARAD *et al.*, 2005; ELDERY *et al.*, 2006; REIS *et al.*, 2008; KETABI; NOSRATABADI; SHEIBANI, 2012). Agora tomando como base o Cenário 5, pode-se verificar até que ponto a medição em todos os canais de corrente conectados a barra é mesmo necessária, ou seja, se há possibilidade de economizar em equipamentos de medição de corrente mantendo o mesmo resultado do EEH. Para tal objetivo, todas as combinações possíveis de retirada de medidores de canais de corrente foram avaliadas.

Na Tabela 16, tem-se o resultado obtido pelo EEH apenas da frequência fundamental por questão de simplificação, já que os resultados foram os mesmos para as demais ordens harmônicas, quando a corrente na linha que conecta as barras 633 e 634 não é monitorada. Observa-se que o valor da tensão na barra 634 não pôde ser estimado (NE). Desta forma, pode-se concluir que a medição da corrente nesta linha não pode ser desconsiderada para a estimação do valor da tensão na barra 634.

Tabela 16 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5 com linha 633-634 sem medição de corrente) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,9998	120,12	0,9998	120,12
632	0,9807	119,26	0,9807	119,26
633*	0,9805	119,32	0,9805	119,32
634	0,9787	119,45	NE	NE
645	0,9807	119,26	0,9807	119,26
646*	0,9807	119,26	0,9807	119,26
671	0,9628	118,24	0,9628	118,24
680*	0,9628	118,24	0,9628	118,24
684*	0,9594	118,17	0,9594	118,17
611	0,9559	118,09	0,9559	118,09
652	0,9707	179,02	0,9707	179,02
675*	0,9628	118,24	0,9628	118,24

Já na Tabela 17, tem-se o resultado obtido pelo EEH para a frequência fundamental quando a corrente na linha que conecta as barras 633 e 632 não é monitorada. Observa-se que

o valor da tensão de todas as barras do sistema pôde ser estimado. Desta forma, pode-se concluir que a medição da corrente nesta linha pode ser desconsiderada sem prejuízo para o desempenho do estimador, o que gera a economia de pelo menos um canal trifásico de medição de corrente.

Tabela 17 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5 com linha 633-632 sem medição de corrente) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,9998	120,12	0,9998	120,12
632	0,9807	119,26	0,9807	119,26
633*	0,9805	119,32	0,9805	119,32
634	0,9787	119,45	0,9787	119,45
645	0,9807	119,26	0,9807	119,26
646*	0,9807	119,26	0,9807	119,26
671	0,9628	118,24	0,9628	118,24
680*	0,9628	118,24	0,9628	118,24
684*	0,9594	118,17	0,9594	118,17
611	0,9559	118,09	0,9559	118,09
652	0,9707	179,02	0,9707	179,02
675*	0,9628	118,24	0,9628	118,24

Agora, na Tabela 18, tem-se o resultado obtido pelo EEH para a frequência fundamental quando as correntes nas linhas que conectam as barras 684 e 611, bem como as que conectam as barras 684 e 652, não são monitoradas. Observa-se que os valores das tensões nas barras 611 e 652 não podem ser estimados (NE). Desta forma, pode-se concluir que a medição das correntes nestas linhas não pode ser desconsiderada para a estimação do valor das tensões nas barras 611 e 652.

Em outra análise, escolheu-se não monitorar as correntes na linha que conecta as barras 684 e 671 e as barras 684 e 652, e o resultado obtido pelo EEH para a frequência fundamental é apresentado na Tabela 19. Observa-se que apenas o valor da tensão na barra 652 não pôde ser estimado (NE). Desta forma, pode-se concluir que a medição da corrente nas linhas 684 e 671 podem ser desconsideradas para a estimação do valor da tensão na barra 671, o que reflete na economia de mais um canal trifásico de medição de corrente.

Tabela 18 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5 com linhas 684-611 e 684-652 sem medição de corrente) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,9998	120,12	0,9998	120,12
632	0,9807	119,26	0,9807	119,26
633*	0,9805	119,32	0,9805	119,32
634	0,9787	119,45	0,9787	119,45
645	0,9807	119,26	0,9807	119,26
646*	0,9807	119,26	0,9807	119,26
671	0,9628	118,24	0,9628	118,24
680*	0,9628	118,24	0,9628	118,24
684*	0,9594	118,17	0,9594	118,17
611	0,9559	118,09	NE	NE
652	0,9707	179,02	NE	NE
675*	0,9628	118,24	0,9628	118,24

Por fim, na Tabela 20, tem-se o resultado obtido pelo EEH para a frequência fundamental quando as correntes nas linhas que conectam as barras 684 e 671, e as barras 684 e 611, não são monitoradas. Observa-se que o valor da tensão na barra 611 não pôde ser estimado (NE). Desta forma, pode-se concluir que a medição da corrente nesta linha não pode ser desconsiderada para a estimação do valor da tensão na barra 611.

Tabela 19 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5 com linhas 684-671 e 684-652 sem medição de corrente) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,9998	120,12	0,9998	120,12
632	0,9807	119,26	0,9807	119,26
633*	0,9805	119,32	0,9805	119,32
634	0,9787	119,45	0,9787	119,45
645	0,9807	119,26	0,9807	119,26
646*	0,9807	119,26	0,9807	119,26
671	0,9628	118,24	0,9628	118,24
680*	0,9628	118,24	0,9628	118,24
684*	0,9594	118,17	0,9594	118,17
611	0,9559	118,09	0,9559	118,09
652	0,9707	179,02	NE	NE
675*	0,9628	118,24	0,9628	118,24

Tabela 20- Valores reais e estimados para as tensões em cada barra (Cenário 5 com linhas 684-671 e 684-611 sem medição de corrente) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,9998	120,12	0,9998	120,12
632	0,9807	119,26	0,9807	119,26
633*	0,9805	119,32	0,9805	119,32
634	0,9787	119,45	0,9787	119,45
645	0,9807	119,26	0,9807	119,26
646*	0,9807	119,26	0,9807	119,26
671	0,9628	118,24	0,9628	118,24
680*	0,9628	118,24	0,9628	118,24
684*	0,9594	118,17	0,9594	118,17
611	0,9559	118,09	NE	NE
652	0,9707	179,02	0,9707	179,02
675*	0,9628	118,24	0,9628	118,24

Sendo assim, da configuração original (Cenário 5) em que todos os canais de medição trifásicos conectados a barra eram necessários, pode-se economizar dois sem prejuízo nenhum ao desempenho do EEH. Ainda, vale ressaltar que não foi possível para este sistema obter a observabilidade completa eliminando dois canais de medição de corrente simultaneamente.

4.4.2 Variação do perfil harmônico

Outra observação importante é que a variação do perfil harmônico estático das cargas não lineares conectadas às barras do sistema não interfere no desempenho do algoritmo de estimação. Vários perfis harmônicos foram testados para se fazer tal afirmação, porém, apenas para ilustrar um caso, na Tabela 21 é apresentado um perfil também retirado de PIRES (2006). Este perfil também é de corrente sobre um transformador de 75 kVA. Este possuía consumidores residenciais e comerciais conectados ao seu secundário, sendo observado às 21h00min.

Partindo da mesma configuração de medidores do Cenário 1, pode-se observar na Tabela 22 (apenas para a frequência fundamental) que com o uso de apenas três medidores, consegue-se estimar os valores de tensão em outras seis barras, e que, somente em uma barra os valores foram estimados corretamente (barra 646), ficando as tensões nas barras 634, 611 e 652 sem resultado (NE), o que o algoritmo considerou como ilhas não observáveis do sistema.

Ou seja, exatamente o mesmo resultado encontrado no Cenário 1 para o perfil de carga harmônica considerado inicialmente. O mesmo resultado vale para as demais ordens harmônicas consideradas.

Tabela 21 - Perfil harmônico das cargas distribuídas (variação de perfil harmônico).

Harm.	Fase A		Fase B		Fase C	
	Mag. (%)	Fase (°)	Mag. (%)	Fase (°)	Mag. (%)	Fase (°)
1	100,00	-21,30	100,00	-154,63	100,00	93,05
3	7,84	-165,18	8,09	-123,27	8,01	-165,06
5	5,56	54,71	5,82	-160,43	4,09	-54,29
7	1,44	-150,28	0,24	154,49	0,85	52,63
9	1,32	-9,14	1,44	-21,46	0,94	117,00
11	0,78	176,67	1,42	-48,76	0,82	113,39

O mesmo se repete para o Cenário 5, que com o uso de seis medidores, consegue-se estimar os valores de tensão em todas as outras barras do sistema, tornando o sistema completamente observável, como visto na Tabela 23 para a frequência fundamental, sendo também válido para as demais ordens harmônicas.

Tabela 22 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 1: Frequência fundamental – variação de perfil harmônico) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650	0,9998	120,12	0,3099	-59,92
632*	0,9807	119,26	0,9807	119,26
633	0,9805	119,32	1,1579	-58,25
634	0,9787	119,45	NE	NE
645*	0,9807	119,26	0,9807	119,26
646	0,9807	119,26	0,9807	119,26
671*	0,9628	118,24	0,9628	118,24
680	0,9628	118,24	0,2880	-28,09
684	0,9594	118,17	0,3909	36,13
611	0,9559	118,09	NE	NE
652	0,9707	179,02	NE	NE
675	0,9628	118,24	1,0031	84,23

Tabela 23 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra (Cenário 5: Frequência fundamental – variação de perfil harmônico) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,9998	120,12	0,9998	120,12
632	0,9807	119,26	0,9807	119,26
633*	0,9805	119,32	0,9805	119,32
634	0,9787	119,45	0,9787	119,45
645	0,9807	119,26	0,9807	119,26
646*	0,9807	119,26	0,9807	119,26
671	0,9628	118,24	0,9628	118,24
680*	0,9628	118,24	0,9628	118,24
684*	0,9594	118,17	0,9594	118,17
611	0,9559	118,09	0,9559	118,09
652	0,9707	179,02	0,9707	179,02
675*	0,9628	118,24	0,9628	118,24

4.5 Considerações Finais sobre o Capítulo

A partir dos resultados apresentados neste capítulo sobre o EEH desenvolvido, este se mostrou capaz de estimar os valores das tensões trifásicas corretamente quando possível, apresentando erro nulo como é característico da técnica DVS. Além disso, o algoritmo de estimação apontou as barras não observáveis do sistema, sugeridas como fortes candidatas à instalação de medidores de caso haja interesse de uma observabilidade maior.

Contudo, observa-se que o desempenho do estimador está bastante relacionado ao número de medidores e ao local de medição, já que em alguns casos com o mesmo número de medidores, a observabilidade do sistema muda dependendo do posicionamento destas medições. Em casos como no sistema de 13 barras, a observabilidade completa do sistema foi alcançada de maneira empírica, apenas adicionando um medidor onde o algoritmo apontava como ilha não observável. No entanto, em sistemas maiores, o acréscimo de um medidor pode ser muito distante de um número adequado de medidores. Isto ficou evidente para o sistema de 37 barras, em que com medição de tensão em quase dois terços das barras e em todos seus ramais de correntes, seriam ainda necessários investimentos para uma completa observabilidade do sistema. Portanto, torna-se necessário um método para alocação de medidores no in-

tuito de reduzir o número de medidores utilizados a partir de um bom posicionamento e tornar os sistemas elétricos completamente observáveis.

Além disso, ao levar em consideração a medição das correntes de linha e não a injeção de correntes nas barras como visto neste capítulo, o algoritmo pode economizar no número de canais de medição de corrente. E, por fim, que também contemple a análise da necessidade de instalação de medição de corrente em todas as fases, o que pode vir a economizar canais de medição monofásicos de corrente.

5. MÉTODO PARA ALOCAÇÃO DE MEDIDORES VOLTADO PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADO HARMÔNICO

Como foi constatado no capítulo anterior, a localização e o tipo de medição a ser realizada são fatores decisivos para um desempenho satisfatório do EEH. Portanto, a alocação dos medidores tem um papel de destaque para o monitoramento de um SD. Porém, existem grandes desafios no planejamento da alocação destes medidores. Em primeiro lugar, normalmente, pela dimensão do problema, pois existe um grande número de configurações possíveis. Outro ponto também de muita importância é uma melhor análise da relação custo *versus* benefício do sistema e da qualidade da medição associada.

Na prática, ainda em vários casos, a instalação dos medidores de QEE é feita normalmente em locais de interesse da própria concessionária de energia, realizada por especialistas na área de QEE através de sua experiência e conhecimento sobre o tema e de acordo com a topologia do sistema, ou em algum consumidor específico necessitando de tais medições. Porém, a partir do momento que existe a possibilidade da instalação de mais de um medidor de QEE, e com o aumento do número de barras ao longo do sistema, este método de alocação seguindo apenas a indicação de um especialista na área pode ser ineficiente.

Contudo, como se sabe, a instalação de medidores de QEE em todas as barras de uma rede de distribuição de energia é antieconômica e ineficiente. Assim, o número de medidores deve ser o menor possível para reduzir o custo total do sistema de monitoramento de QEE. Portanto, uma abordagem automatizada para determinar o menor número e a melhor localização dos medidores é necessária para estabelecer um monitoramento completo da rede de distribuição, tornando-a completamente observável.

Uma proposta possível para um método de alocação utilizando o EEH desenvolvido seria como feito no Capítulo 3. Neste, a partir de um número de medidores disponíveis, alocá-los de maneira empírica, ou de acordo com a experiência de um especialista, aplicar o EEH

proposto e, por fim, alocar um medidor trifásico em cada barra que o estimador apontasse como um ponto não observável do sistema. Apesar de ser um método bastante simples para sistemas menores, como no caso do sistema do IEEE de 13 barras, pode não ser nada econômico para sistemas de grande porte.

Contudo, este resultado fornecido pelo EEH pode ser aproveitado de uma maneira mais eficiente no sentido de tornar o sistema completamente observável da forma mais econômica possível. Neste intuito, é necessário ter várias configurações de alocação de medidores que tornem o sistema completamente observável, independentemente do número de medidores necessário. Esta variedade de configurações pode não ser muito grande em sistemas de pequeno porte, porém para sistemas maiores faz-se necessário um método para gerar este conjunto de configurações para que, posteriormente, a partir de critérios pré-estabelecidos seja escolhida a melhor configuração. Desta forma, ao invés de apenas adicionar medidores em pontos não observáveis do sistema de maneira direta para tornar o sistema completamente observável, pode-se escolher uma configuração que seja mais interessante do ponto de vista econômico a partir de diversas configurações obtidas também através de um método voltado para a alocação destes medidores.

Seguindo esta ideia da necessidade de gerar um grande número de configurações de alocação de medidores dependendo do número de barras do sistema, a proposta deste trabalho é baseada em Algoritmos Genéticos (AGs), que se trata de uma alternativa interessante quando diz respeito a um número elevado de populações a serem consideradas. Além disso, a técnica de AGs permite buscar uma resposta para cada problema sujeita a restrições específicas ao mesmo, como é o caso em que se deve escolher a melhor configuração a partir de critérios pré-estabelecidos (restrições) e que serão descritos ainda neste capítulo.

Neste trabalho, durante a execução do AG, populações de indivíduos serão geradas em cada iteração de maneira aleatória, sendo que cada uma dessas populações diz respeito a um conjunto de possíveis soluções do problema estudado. Além disso, em cada iteração, cada possível população é avaliada, no intuito de verificar o quanto esta é apta para ser a melhor solução para o problema, sendo que, em caso da solução não respeitar as restrições impostas, esta é fortemente penalizada pelo algoritmo.

Cabe comentar também que, cada indivíduo da população gerada aleatoriamente diz respeito a um cromossomo (todos os pontos possíveis de medição), representado por um ve-

tor, no qual, cada elemento (gene) representa uma informação (presença ou ausência de medição) que deve ser manipulada de acordo com as restrições de cada problema em busca da melhor solução.

Em resumo, como o principal objetivo de um método de alocação é estabelecer o número de medidores, o local da medição e o tipo de medição a ser realizada para um dado sistema de maneira a torná-lo completamente observável, esta etapa do trabalho propõe um método de alocação de medidores em sistemas de distribuição baseado em algoritmos genéticos. Tem-se como objetivo minimizar o custo do sistema de medição considerando apenas medidas reais, mas que garanta, contudo, a observabilidade do sistema como um todo. Também se deseja utilizar medições de correntes de linhas ao invés de injeções de correntes, de maneira que a análise seja feita fase a fase, considerações estas que podem vir a propiciar um monitoramento com um custo reduzido. Vale ressaltar que, para a proposta deste trabalho não há necessidade da instalação de medidores de QEE multi-função que poderiam encarecer ainda mais a implementação, mas apenas medidores que possuam a capacidade de realizar a medição dos fasores de tensão e corrente trifásicos que são as entradas para o algoritmo proposto.

5.1 Estado da Arte sobre Alocação de Medidores de Qualidade da Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição

Para esta seção, reserva-se um breve levantamento bibliográfico, com alguns dos trabalhos desenvolvidos e relacionados à temática aqui proposta em ordem cronológica.

O trabalho MARÍN *et al.* (2003) apresenta um procedimento baseado em AGs para resolver o problema de alocação de PMUs. Para tanto, o algoritmo determina o número mínimo de PMUs e sua distribuição ao longo da rede de modo a torná-la completamente observável. Além disso, é realizada uma análise que mostra a relação entre o número de fasores de corrente que devem ser medidos em cada um dos PMUs. Os resultados foram obtidos para sistemas de transmissão do IEEE.

O trabalho de ELDERY *et al.*, (2006) apresenta um algoritmo para determinar a alocação ótima de medidores de QEE de modo a reduzir o custo do sistema de monitoramento levando em consideração a redundância de medidas. O problema de otimização é formulado por algoritmos de programação inteira linear. As restrições são deduzidas pela topologia do cir-

cuito. O algoritmo proposto é aplicado a diferentes sistemas de transmissão do IEEE para validação. Apesar de os autores afirmarem que o número de medidores é baixo em relação ao número total de barras, estes destacam que o número de canais de correntes de medição de corrente para cada medidor pode ser elevado, por isso utilizam um fator de redundância para que a configuração escolhida como melhor opção seja a que contenha o menor número de transdutores envolvidos. Como, por exemplo, no caso da alocação realizada para o sistema de 30 barras, em que o número mínimo de medidores obtidos para uma completa observabilidade foi de 10 medidores. Porém, a configuração escolhida pelo método foi outra envolvendo 12 medidores. Isto porque esta configuração escolhida não envolve barras que contenham mais do que duas linhas conectadas a uma barra.

O artigo de REIS *et al.*, (2008) segue a mesma ideia de ELDERY *et al.* (2006) e desenvolve um algoritmo de programação linear inteira para a alocação de medidores QEE para sistemas de transmissão, no qual é levada em consideração a topologia do sistema. A diferença em relação ao trabalho anterior é que os autores em REIS *et al.* (2008) definem pesos maiores para a instalação de medidores em que o número de ramais conectados é maior. Ou seja, mais uma vez, apesar de ilustrar nos resultados um número baixo de equipamentos instalados, o número de canais de medição pode ser bastante elevado, principalmente neste último trabalho.

Em ALMEIDA e KAGAN (2011a) é apresentada uma metodologia que define os locais mais adequados para a instalação de medidores de QEE em sistemas de transmissão, a fim de garantir que todas as variáveis de estado possam ser direta, ou indiretamente, monitoradas. Porém, para isto, inicialmente, uma análise de observabilidade com base nas leis das correntes e das tensões de Kirchhoff é necessária para verificar se todas as variáveis de estado são monitoradas por uma possível configuração do sistema de monitoramento. Além disso, o algoritmo leva em consideração que um medidor de tensão instalado na barra está limitado a ter apenas um canal de corrente que também esteja conectado a barra. Em seguida, um algoritmo *branch-and-bound* é utilizado a fim de determinar a melhor configuração do sistema de monitoramento para o sistema de transmissão do IEEE de 14 barras. Os resultados mostram que, no mínimo, metade das barras precisaria ter seus próprios medidores para que todas as variáveis de estado sejam obtidas e com erros em torno de 0,5%.

ALMEIDA e KAGAN (2011b) propõem uma metodologia utilizando AGs e Lógica Fuzzy que determina o número mínimo de medidores QEE necessários e identifica as barras

em que estes devem ser instalados para monitorar afundamentos e elevações de tensão em sistemas de transmissão. Os resultados são validados por meio de um sistema de 154 barras e apontam que para um distúrbio causado por uma falta fase-terra são necessários 23 medidores instalados. Contudo, este número baixo de medidores é devido ao objetivo do trabalho que é de apenas monitorar algumas variações na tensão das barras (afundamentos e elevações de tensão), e não precisar, com exatidão, o valor da tensão em cada uma delas.

Em KETABI, NOSRATABADI e SHEIBANI (2012) é proposto um método para a alocação de PMUs para estimação de estado levando consideração contingências nos medidores e nas linhas de transmissão. Nesse trabalho, a estimação de estado foi formulada como um processo de otimização em que a função objetivo escolhida foi o número de barras não observáveis que é determinada com base em DVS. A proposta sugerida é aplicada no sistema de transmissão do IEEE de 30 barras em vários estudos de caso modificando os tipos de contingência para avaliar o posicionamento adequado dos PMUs. Os autores chegam à conclusão de um número ideal de 10 PMUs para tornar o sistema completamente observável, porém, mais uma vez deixando em aberto o número limite de ramais de medição de corrente destes equipamentos, o que pode elevar demais o custo desta implementação.

Em KAZEMI *et al.*, (2013), os autores apresentam um método para determinar o número ideal e a alocação de medidores de QEE para sistemas de transmissão voltada para o monitoramento de afundamentos de tensão usando AGs e Cp de Mallows (MALLOWS, 1973), que se trata de um critério estatístico para selecionar entre conjuntos alternativos de regressões. Os autores afirmam que este procedimento ajuda a evitar a dependência dos conjuntos aos limiares de afundamentos de tensão que são necessários nos métodos mais convencionais. No método proposto, a função de aptidão do problema visa minimizar o número de medidores de QEE alocados e ao mesmo tempo minimizar a diferença entre a Cp do Mallows e o número de variáveis utilizadas para o modelo de regressão durante a estimativa das barras não monitoradas. Depois de obter o resultado da alocação, a observabilidade e a redundância dos medidores são testadas para reduzir ainda mais o número de medidores. O sistema de transmissão do IEEE de 30 barras é simulado para validar o método proposto e os resultados simulados mostram que o método requer dois medidores de QEE para observar os afundamentos de tensão sem redundância. Cabe mais uma vez ressaltar que, este número baixo de medidores é devido ao monitoramento de distúrbios de QEE que se referem a apenas a desvios nos valores de tensão, diferente do objetivo deste trabalho em que será necessária a estimativa do valor da tensão em cada barra do sistema.

Em WONG *et al.*, (2014), uma aplicação do *Quantum-inspired Binary Firefly Algorithm* (QBFA) foi apresentado para a obtenção da alocação ótima de medidores de QEE visando o monitoramento dos afundamentos de tensão para sistemas de transmissão. No processo de otimização, uma função multiobjetivo foi utilizada respeitando a restrição de observabilidade, a qual é determinada através da área de alcance do medidor. A função multiobjetivo é composta por três funções: número de medidores necessários, índice de sobreposição de medidores e índice de severidade do afundamento. A eficácia do método proposto foi verificada por meio da aplicação do algoritmo para um sistema de transmissão do IEEE de 118 barras e comparando o algoritmo com outros similares. Para esta comparação com outros algoritmos similares, os autores levam em consideração os valores da função objetivo, o número de iterações até a convergência e o tempo de processamento. O método aponta que são necessários 10 medidores de QEE para conseguir monitorar os afundamentos de tensão.

Em KEMPNER, OLESKOVICZ e SANTOS (2014), o método de posições de falta também é utilizado para analisar o desempenho de um sistema de distribuição frente a afundamentos de tensão durante a ocorrência de diferentes tipos de curtos-circuitos (equilibrados e desequilibrados). Após a matriz de afundamentos de tensão ser determinada para cada tipo de curto-circuito, a maior área de vulnerabilidade para cada barra será considerada. A abordagem considera todos os limiares que caracterizam afundamentos de tensão, a fim de priorizar a instalação de medidores de QEE nas barras mais sensibilizadas pela perturbação. A melhor localização e o número mínimo necessário de medidores são determinados de maneira a maximizar a observabilidade do sistema. O sistema de distribuição do IEEE de 37 barras é utilizado para ilustrar os resultados obtidos e mostram que o número de medidores necessários está fortemente ligado ao limiar de tensão adotado.

Em IBRAHIM, MOHAMED e SHAREEF (2014) os autores apresentam um *Quantum-inspired Binary Gravitational Search Algorithm* (QBGSA) que utiliza uma otimização multiobjetivo envolvendo três critérios, considerando a observabilidade do sistema para resolver o problema de alocação de medidores QEE em sistemas elétricos. Nesta abordagem, o algoritmo é modificado pela aplicação dos conceitos e princípios de comportamento quântico para melhorar a capacidade de busca com uma taxa de convergência rápida. O QBGSA proposto é aplicado em sistemas de transmissão e distribuição. Para um sistema de distribuição de 69 barras, o algoritmo necessitou de no mínimo oito medidores para estimar corretamente os valores dos afundamentos ocorridos. Porém, mais uma vez este valor baixo perante o nú-

mero total de barras do sistema é devido a se tratar de um problema de estimação de distúrbios de QEE e não dos valores exatos de tensão em cada uma das barras do sistema.

No trabalho GOMES *et al.* (2016) é apresentada uma metodologia para minimizar a quantidade de medidores de QEE necessários para observar afundamentos de tensão em sistemas de distribuição. A metodologia desenvolvida é baseada na matriz de tensão durante a falta, na matriz de cobertura e na aplicação de AGs como ferramenta de otimização. A pesquisa também traz como mudanças na metodologia tradicional o desenvolvimento e a justificativa para uma matriz de cobertura generalizada. Para testar esta metodologia, o alimentador do IEEE de 34 barras foi utilizado. Os resultados apontam que o número de medidores necessário é dependente do limiar de tensão adotado.

Como se pôde observar, grande parte dos trabalhos encontrados na literatura se destina a sistemas de transmissão (considerados simétricos e equilibrados), apenas para monitoramento de alguns distúrbios de QEE e/ou assumem que o equipamento de medição apresenta um número suficiente de canais para realizar a medição em todos os ramais conectados às barras do sistema.

5.2 Metodologia Proposta

Nesta seção, a metodologia de alocação de medidores utilizando AGs implementada, resumida no fluxograma da Figura 11, será ilustrada a partir de cada etapa com seus respectivos detalhes.

5.2.1 População inicial

Em relação à população inicial, para representar a configuração do sistema de monitoramento, a estrutura do cromossomo (indivíduo) a ser utilizada será uma codificação inteira, de forma que cada gene armazenará o valor correspondente ao índice da barra ou linha onde o medidor é possível de ser instalado.

Neste trabalho, o cromossomo foi definido como um vetor existência X , que é um vetor binário de n elementos, no qual n é o número de barras do sistema mais duas vezes o número de linhas do sistema passíveis de instalação de medidores. Desta forma:

$$x(j) = \begin{cases} 1, & \text{Medidor instalado na barra/linha } j \\ 0, & \text{Medidor não instalado na barra/linha } j \end{cases} \quad (43)$$

Figura 11 - Fluxograma do AG para a alocação de medidores de QEE.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Portanto, sua dimenso $(n \times 1)$, como segue:

$$X = [x(1) \ x(2) \ x(3) \ \dots \ x(n)]^t \quad (44)$$

Em que t , neste caso, significa a operao de transposio do vetor.

Utilizando como exemplo o sistema do IEEE de 13 barras, como este possui 13 barras e 11 linhas de distribuio passveis de instalao de medidores, ento n ser igual 35 $(n = 13 + 2 \times 11)$ e, conseqentemente, o vetor de existncia X ter dimenso 35×1 .

Alm do cromossomo, necessrio tambm definir, antes da gerao inicial propriamente dita, um vetor custo C que representa o custo de instalao de um medidor em cada

uma das barras e/ou linhas, sendo que sua dimensão é $(1 \times n)$. O produto interno deste vetor com o vetor X resulta no valor total da instalação do conjunto de medidores. O vetor custo é definido como:

$$c(j) = \{\text{custo de instalação na barra/linha } j\} \quad (45)$$

Com j variando de 1 até n .

Resultando em:

$$C = [c(1) \ c(2) \ c(3) \ \dots \ c(n)] \quad (46)$$

E, por fim, com o objetivo de obter configurações de alocação factíveis para o monitoramento do sistema, foi escolhida uma população com 1.000 cromossomos, sendo que os valores de cada gene do cromossomo desta população foram gerados aleatoriamente.

5.2.2 Avaliação

A etapa de avaliação do algoritmo engloba a função objetivo e as restrições do problema, além do consequente cálculo da função de aptidão que serão detalhados a seguir.

- **Função objetivo:** O objetivo deste problema é minimizar o valor total da instalação do conjunto de medidores para um monitoramento completo do sistema, que é dado pela soma do custo de instalação de cada medidor. Desta forma a equação que representa a função objetivo é:

$$\min f(x) = \sum_{i=0}^n c_i x_i = C^t \cdot X \quad (47)$$

Cabe ressaltar que esta função objetivo está sujeita a algumas restrições que serão descritas a seguir.

- **Restrição geral:** A restrição geral imposta em todos os casos abordados neste trabalho é colocada no sentido de garantir a observabilidade completa do sistema, ou seja, todas

as variáveis de estado (tensões complexas nas barras) serão obtidas a partir da estimação. Esta restrição geral pode ser considerada de duas maneiras descritas a seguir:

- **Restrição geral 1:** Para esta primeira forma, casos em que existam barras com valores de tensão não observáveis pelo algoritmo serão descartados por esta restrição. Para que isso ocorra de fato, para cada indivíduo de cada população, o EEH, que utiliza o método DVS, é aplicado, de acordo com o equacionamento já mostrado no capítulo 3, apenas para a frequência fundamental, e verifica-se se os valores das variáveis de estado obtidas pelo estimador são condizentes com os valores reais (obtidos pelo fluxo de carga) das mesmas, respeitando um limiar de tolerância de 1×10^{-3} p.u.. Este procedimento é realizado para as três fases do sistema. Desta forma, define-se r como o valor escalar relacionado a esta restrição geral, então:

$$r = \begin{cases} 1, & \text{Erro} < 1 \times 10^{-3} pu \\ 1 \times 10^3, & \text{Erro} > 1 \times 10^{-3} pu \end{cases} \quad (48)$$

Assim, caso o valor de qualquer variável de estado, para qualquer fase, obtido pelo estimador não seja condizente com os valores obtidos pelo cálculo do fluxo de carga das mesmas, o valor de r para este cromossomo será de 1×10^3 .

- **Restrição geral 2:** Para esta segunda forma de considerar a restrição geral, casos em que existam barras com valores de tensão não observáveis pelo algoritmo serão descartados por esta restrição também, contudo para que isso ocorra, para cada indivíduo de cada população (cromossomo), a técnica DVS é aplicada apenas para a frequência fundamental e verifica-se se os valores singulares da matriz de medidas H (valores da diagonal da matriz W) não são nulos, respeitando um limiar de tolerância de 1×10^{-9} p.u.. Este procedimento é realizado para as três fases do sistema. Desta forma, define-se r como o valor escalar relacionado a esta restrição geral, então:

$$r = \begin{cases} 1, & \text{Valores singulares} > 1 \times 10^{-9} pu \\ 1 \times 10^3, & \text{Valores singulares} < 1 \times 10^{-9} pu \end{cases} \quad (49)$$

Assim, caso o valor de qualquer valor singular para qualquer fase obtido pela técnica DVS não seja nulo, o valor de r para este cromossomo será de 1×10^3 .

- **Restrição do número de canais de corrente:** Ainda em relação aos medidores de QEE, na sua grande maioria existe uma limitação sobre o número de canais de corrente possíveis de se realizar medição. Neste trabalho, em alguns casos, para efeito de comparação dos resultados com os demais casos sem esta restrição, será considerada uma restrição de apenas um canal trifásico de medição de corrente por medidor. Portanto, definindo s como sendo o valor escalar relacionado a esta restrição do número de ramais conectados à barra com medição, tem-se:

$$s = \begin{cases} 1, & \text{Ramais conectados} \leq 1 \\ 1 \times 10^3, & \text{Ramais conectados} > 1 \end{cases} \quad (50)$$

Utilizando como exemplo o sistema do IEEE de 13 barras, no caso em que a restrição seja considerada, os elementos do vetor existência $x(15)$, $x(16)$, $x(17)$ e $x(18)$ que dizem respeito à medição de corrente nas linhas que conectam a barra 632 às barras 650, 633, 645 e 671, respectivamente, não podem apresentar em sua soma valor maior do que 1. Desta forma, nos casos em que a soma for maior do que 1, o valor atribuído a s é 1×10^3 , ou seja, para o exemplo citado tem-se:

$$s = \begin{cases} 1, & x(15) + x(16) + x(17) + x(18) \leq 1 \\ 1 \times 10^3, & x(15) + x(16) + x(17) + x(18) > 1 \end{cases} \quad (51)$$

De um modo geral, caso o número de ramais de medição de corrente conectados a qualquer barra com medidor seja maior do que 1, o valor de s para esta solução será de 1×10^3 .

- **Cálculo da Função de Aptidão:** Para a escolha da melhor configuração de cada geração, uma função de aptidão (*aptidão*) é calculada a partir do produto interno do vetor existência com vetor custo e as funções de restrições, de acordo com a Equação 52.

$$aptidão = C^t \cdot X \cdot r \cdot s \quad (52)$$

A melhor configuração escolhida (indivíduo mais forte) é a que apresentar o menor valor para a função *aptidão*.

5.2.3 Seleção dos Pais

Este passo consiste basicamente em selecionar indivíduos mais fortes (com os menores valores da função *aptidão*), mas sem desprezar completamente os mais fracos (com valores maiores da função *aptidão*). Esta estratégia foi admitida neste trabalho porque indivíduos fracos também podem apresentar características que sejam favoráveis à criação de outro indivíduo que seja uma boa solução, características estas que podem não estar presentes em indivíduos fortes.

Um método que apresenta os requisitos anteriormente mencionados é o método da roleta viciada, que consiste em criar uma roleta virtual, na qual cada indivíduo recebe um “pedaço”, neste caso, inversamente proporcional ao seu valor da função *aptidão*. A roleta é rodada virtualmente e o indivíduo sobre o qual ela parar será o selecionado. Para este trabalho, em específico, dois pais são selecionados a cada iteração, ou seja, um par de cromossomos.

5.2.4 Crossover

Na operação de *crossover* adotada neste trabalho, um pedaço de cada cromossomo selecionado na etapa anterior é trocado com seu par, sendo que este ponto de corte é escolhido aleatoriamente. Um ponto de corte é um ponto de separação entre dois genes. Depois de selecionado o ponto de corte, os pais (Pai 1 e Pai 2) são separados em duas partes: um à esquerda do ponto de corte e outro à direita. O primeiro filho (Filho 1) é composto através da concatenação da parte esquerda do primeiro pai com a parte direita do segundo pai. Já, o segundo filho (Filho 2) é composto através da concatenação da parte esquerda do segundo pai com a parte direita do primeiro pai. Esta operação de *crossover* é ilustrada na Figura 12. Neste trabalho, a taxa adotada para o *crossover* ocorrer é de 80% pelo método da roleta viciada já comentado anteriormente. Este valor adotado é muito próximo dos valores adotados também em BAHABADI, MIRZAEI e MOALLEM (2011), ALMEIDA e KAGAN (2011a), ALMEIDA e KAGAN (2011b), KAZEMI *et al.*, (2013) e GOMES *et al.*, (2016).

Figura 12 - Operação de *Crossover*.

Fonte: Elaborada pelo autor.

5.2.5 Mutação

Durante a etapa de mutação podem ocorrer alterações nos genes da seguinte forma: um número entre 0 e 1 é sorteado, também utilizando o método da roleta viciada. Se este número for menor que uma probabilidade predeterminada (que para este trabalho foi de 1%), então o operador de mutação entra em ação alterando o valor do gene. Este valor adotado também é muito próximo dos valores adotados por outros trabalhos, como BAHABADI, MIRZAEI e MOALLEM (2011), ALMEIDA e KAGAN (2011a), ALMEIDA e KAGAN (2011b), KAZEMI *et al.*, (2013) e GOMES *et al.*, (2016).

5.2.6 Elitismo

Ainda, em cada iteração neste trabalho, é considerada a etapa de elitismo (JONG, 1975) de tal forma que há a necessidade de manter na população um indivíduo de “elite” (com o menor valor da função *aptidão* encontrado até o momento). Desta maneira, o indivíduo de elite não pode ser descartado da população enquanto permanecer como indivíduo de elite. Um indivíduo de elite deixa de sê-lo quando aparece na população algum indivíduo mais apto que ele. Portanto, o principal papel do elitismo neste trabalho é manter o indivíduo com o menor

valor da função de aptidão de uma geração, substituindo o de maior valor da função de aptidão da nova geração, desde que ele ainda seja considerado o indivíduo mais forte.

5.2.7 Critério de Parada

O critério de parada adotado neste trabalho é baseado no valor da função objetivo. Desta forma, se o valor desta função não sofrer alterações após 50 gerações, o algoritmo assume que o processo convergiu. O melhor resultado encontrado em todas as gerações é, então, considerado como a melhor solução do problema. Caso contrário, o número de gerações é atualizado e o processo retorna ao bloco de avaliação. Vale observar que o número de 50 gerações foi escolhido após vários testes apontarem que, mesmo para os sistemas maiores (34 e 37 barras), é suficiente para garantir a convergência do algoritmo.

5.3 Considerações Finais sobre o Capítulo

Neste capítulo, após uma breve discussão da importância de uma adequada alocação de medidores para um determinado método e um levantamento bibliográfico referente a este tema, a metodologia do algoritmo de alocação deste trabalho foi exposta. E, com uma informação relevante já que a alocação válida para a frequência fundamental é válida também para as demais frequências. Isto pode ser afirmado, visto os resultados obtidos pelo estimador desenvolvido. Portanto, apenas é preciso processar o fluxo de carga na ordem fundamental e realizar a alocação para a frequência fundamental, extrapolando o resultado para as demais ordens harmônicas, o que evidencia que não se torna necessária a instalação de medidores de QEE multi-função, mas apenas de medidores capazes de medir tensão e corrente fasoriais. Este critério será utilizado no próximo capítulo que apresenta os resultados obtidos pelo método proposto neste capítulo.

6. RESULTADOS OBTIDOS PELA ALOCAÇÃO DE MEDIDORES VOLTADA PARA ESTIMAÇÃO DE ESTADO HARMÔNICO

A validação do algoritmo de alocação de medidores de QEE foi realizada por meio de simulações computacionais utilizando os mesmos sistemas de distribuição de 13, 34 e 37 barras do IEEE (KERSTING, 2001).

Os resultados do fluxo de carga foram obtidos por meio do programa DIGSILENT *PowerFactory* (DIGSILENT, 2010). Já o AG propriamente dito foi elaborado e implementado utilizando o programa MATLAB®.

Vale comentar também que, neste trabalho, os custos de todos os medidores foram considerados iguais, ou seja, o vetor custo C , é composto apenas por valores unitários a depender do número de medidores necessários.

6.1 Sistema IEEE de 13 barras

Em relação ao sistema de 13 barras do IEEE, no total, este possui 11 linhas de distribuição. Porém, apenas 10 são consideradas neste trabalho, já que a chave entre as barras 671 e 692 é considerada fechada. Além disso, também está presente um transformador entre as barras 633 e 634. Desta forma, existem 12 possíveis locais para alocação de medidores de tensão, e 22 possíveis locais para alocação de medidores de corrente, que diz respeito a duas vezes o número de linhas de distribuição.

6.1.1 Caso 1

Para o caso 1, as simulações foram executadas levando em consideração os medidores sem restrição no número de canais de medição de corrente. Ou seja, apenas a restrição geral referente à garantia da observabilidade plena foi considerada em suas duas formas diferentes.

6.1.2 Caso 2

No caso 2, foram executadas simulações com os equipamentos levando em consideração a restrição no número de canais de corrente. Sendo assim, e como já comentado, apenas um canal trifásico de corrente que sai do barramento é passível de medição.

A Tabela 24 mostra os resultados obtidos pelo algoritmo de alocação implementado para os Casos 1 e 2. Vale destacar que, apesar da restrição geral ter sido implementada de duas formas diferentes, ambas forneceram o mesmo resultado e por isso, por questão de simplicidade, apenas um resultado será ilustrado.

Para uma melhor visualização do resultado obtido, as Figuras 13 e 14 trazem o sistema de 13 de barras com os medidores trifásicos de tensão e de corrente alocados para os Casos 1 e 2, respectivamente.

Tabela 24 - Resultados obtidos para alocação com base nos Casos 1 e 2 (IEEE de 13 barras).

Caso	Número de medidores de tensão	Barras	Número de medidores de corrente	Linhas
1	6	632, 633, 645, 646, 671 e 684	6	632-650, 633-634, 671-680, 671-675, 684-652 e 684-611
2	7	650, 633, 645, 671, 684, 652 e 675	5	650-632, 633-634, 645-646, 671-680 e 684-611

Para o caso 1, o número de medidores necessário para uma completa observabilidade do sistema é 6. São necessários também 6 canais de corrente com medição, sendo que dois destes canais de corrente trifásicos (671-680 e 671-675) estão conectados ao medidor da barra 671. Já para o caso 2, o número de medidores aumenta para 7, e como cada medidor apresenta

um canal trifásico de medição de corrente, o número de canais de corrente com medição diminuiu para 5.

Figura 13 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 13 barras (Caso 1).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 14 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 13 barras (Caso 2).

Fonte: Elaborada pelo autor.

O que se pode notar ao comparar os casos 1 e 2, é que com a restrição no número de canais de medição de corrente é necessário um investimento maior no número de equipamentos. Portanto, seria necessária uma análise financeira por parte das equipes responsáveis para ver até que ponto é interessante investir no aumento do número de equipamentos ou no aumento do número de canais de medição de corrente de um equipamento já de posse.

Outra análise que pode ser realizada é a eficiência quanto à redução do número de canais utilizados para alcançar a observabilidade completa quando comparado a métodos que utilizam a injeção de corrente como entrada do algoritmo ao invés das correntes nos ramais. Por exemplo, no Caso 1, seria necessário levar em consideração a medição de 16 canais de correntes (que se trata da soma de todos os canais de corrente conectados às barras com medição de tensão sugeridas para este caso), ou seja, o método aqui proposto utilizou apenas 37,5% deste valor (6 medidores). Já no Caso 2 seria necessária a medição em 14 canais de corrente, enquanto o método desenvolvido utilizou apenas 5 medidores, o que diz respeito a 35,7% do total de canais de correntes possíveis de medição.

Ainda, devido à instalação de medidores de tensão em barras em que não há conexão de algumas fases, há também economia no número de medidores de ramais monofásicos de corrente. No Caso 1, a medição de corrente nas linhas 684 – 652 e 684 – 611 é feita em apenas uma fase, ou seja, os outros dois canais monofásicos de cada medidor não precisariam ser utilizados.

Para validar o resultado obtido, nas tabelas a seguir estão ilustrados os resultados do EEH para todas as ordens harmônicas consideradas neste trabalho utilizando como entrada os locais de medições apontados na Tabela 24 para o Caso 1 (Tabelas 25 e 26) e o Caso 2 (Tabelas 27 e 28). Lembrando que, em relação às linhas das tabelas, as barras que têm sua numeração seguida de asterisco (*) são as que apresentam medidores.

Tabela 25 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 13 barras do IEEE (Caso 1 - Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650	0,9998	120,12	0,9998	120,12	0,0013	-0,03	0,0013	-0,03	0,0039	169,85	0,0039	169,85
632*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
633*	0,9805	119,32	0,9805	119,32	0,0020	-0,06	0,0020	-0,06	0,0079	167,38	0,0079	167,38
634	0,9787	119,45	0,9787	119,45	-0,0011	-0,01	-0,0011	-0,01	0,0075	169,31	0,0075	169,31
645*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
646*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
671*	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44
680	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44
684*	0,9594	118,17	0,9594	118,17	0,0075	-0,19	0,0075	-0,19	0,0131	167,78	0,0131	167,78
611	0,9559	118,09	0,9559	118,09	0,0084	0,21	0,0084	-0,21	0,0140	169,25	0,0140	169,25
652	0,9707	179,02	0,9707	179,02	0,0099	-0,45	0,0099	-0,45	0,0150	107,45	0,0150	107,45
675	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44

Tabela 26- Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 13 barras do IEEE (Caso 1 – 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650	0,0021	21,34	0,0021	21,34	0,0008	126,77	0,0008	126,77	0,0003	-	0,0003	-
632*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
633*	0,0042	17,92	0,0042	17,92	0,0017	126,74	0,0017	126,74	0,0007	123,03	0,0007	123,03
634	0,0042	7,59	0,0042	7,59	0,0021	129,72	0,0021	129,72	0,0006	121,07	0,0006	121,07
645*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
646*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
671*	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75
680	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75
684*	0,0069	25,29	0,0069	25,29	0,0019	120,65	0,0019	120,65	0,0013	125,07	0,0013	125,07
611	0,0073	25,10	0,0073	25,10	0,0018	117,63	0,0018	117,63	0,0014	125,32	0,0014	125,32
652	0,0060	125,81	0,0060	125,81	0,0021	-50,49	0,0021	-50,49	0,0035	-95,92	0,0035	-95,92
675	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75

Como podem ser observados, os valores das tensões trifásicas de todas as barras puderam ser estimados, o que demonstra a eficácia do EEH quando de antemão é realizada uma alocação voltada para este método. Além disso, outra vantagem do método que pode ser comprovada é que a alocação realizada apenas com medições na frequência fundamental pode ser utilizada para estimar os valores de tensão harmônica em cada barra do sistema.

Tabela 27- Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 13 barras do IEEE (Caso 2 - Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,9998	120,12	0,9998	120,12	0,0013	-0,03	0,0013	-0,03	0,0039	169,85	0,0039	169,85
632	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
633*	0,9805	119,32	0,9805	119,32	0,0020	-0,06	0,0020	-0,06	0,0079	167,38	0,0079	167,38
634	0,9787	119,45	0,9787	119,45	-0,0011	-0,01	-0,0011	-0,01	0,0075	169,31	0,0075	169,31
645*	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
646	0,9807	119,26	0,9807	119,26	0,0027	-0,07	0,0027	-0,07	0,0079	167,38	0,0079	167,38
671*	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44
680	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44
684*	0,9594	118,17	0,9594	118,17	0,0075	-0,19	0,0075	-0,19	0,0131	167,78	0,0131	167,78
611	0,9559	118,09	0,9559	118,09	0,0084	0,21	0,0084	-0,21	0,0140	169,25	0,0140	169,25
652*	0,9707	179,02	0,9707	179,02	0,0099	-0,45	0,0099	-0,45	0,0150	107,45	0,0150	107,45
675*	0,9628	118,24	0,9628	118,24	0,0067	-0,17	0,0067	-0,17	0,0125	165,44	0,0125	165,44

Tabela 28- Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 13 barras do IEEE (Caso 2 – 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barra 652: fase A; demais barras: fase C.

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Amplitude (pu)	Ângulo (°)
650*	0,0021	21,34	0,0021	21,34	0,0008	126,77	0,0008	126,77	0,0003	-	0,0003	-
632	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
633*	0,0042	17,92	0,0042	17,92	0,0017	126,74	0,0017	126,74	0,0007	123,03	0,0007	123,03
634	0,0042	7,59	0,0042	7,59	0,0021	129,72	0,0021	129,72	0,0006	121,07	0,0006	121,07
645*	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
646	0,0042	20,38	0,0042	20,38	0,0016	126,03	0,0016	126,03	0,0007	123,52	0,0007	123,52
671*	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75
680	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75
684*	0,0069	25,29	0,0069	25,29	0,0019	120,65	0,0019	120,65	0,0013	125,07	0,0013	125,07
611	0,0073	25,10	0,0073	25,10	0,0018	117,63	0,0018	117,63	0,0014	125,32	0,0014	125,32
652*	0,0060	125,81	0,0060	125,81	0,0021	-50,49	0,0021	-50,49	0,0035	-95,92	0,0035	-95,92
675*	0,0065	25,50	0,0065	25,50	0,0020	123,38	0,0020	123,38	0,0011	124,75	0,0011	124,75

6.2 Sistema IEEE de 34 Barras

O sistema de 34 barras do IEEE possui 32 linhas de distribuição e apresenta um transformador entre as barras 832 e 888. Desta forma, existem 34 possíveis locais para alocação de medidores de tensão e outros 66 possíveis locais para alocação de medidores de corrente.

6.2.1 Caso 1

Assim como para o sistema de 13 barras, para o caso 1, as simulações foram executadas levando em consideração os medidores sem restrição no número de canais de medição de corrente. Assim, apenas a restrição geral foi considerada em suas duas formas possíveis.

6.2.2 Caso 2

Já no caso 2, foram executadas simulações com os equipamentos levando em consideração a restrição no número de canais de corrente. Como já comentado, apenas um canal trifásico de corrente que sai do barramento é passível de medição.

A Tabela 29 mostra os resultados obtidos pelo algoritmo de alocação implementado para os dois casos de estudo. Em forma ilustrativa, as Figuras 15 e 16 trazem os resultados obtidos para os Casos 1 e 2, respectivamente. Assim como para o sistema de 13 barras, apesar da restrição geral ter sido implementada de duas maneiras diferentes, ambas forneceram o mesmo resultado e assim, por questão de simplicidade, apenas um resultado é ilustrado.

Tabela 29 - Resultados obtidos para alocação nos Casos 1 e 2 (Sistema de 34 barras do IEEE).

Caso	Número de medi- dores de tensão	Barras	Número de medi- dores de corrente	Linhas
1	21	802, 810, 812, 850, 818, 820, 822, 826, 828, 830, 852, 858, 842, 848, 860, 840, 862, 838, 864, 888 e 856	15	802-800, 802-806, 810-808, 812-808, 812-814, 826-824, 828-824, 888-832, 852-854, 850-816, 888-890, 860-834, 860-836, 842-844 e 848-846
2	25	802, 806, 810, 812, 814, 850, 818, 890, 834, 820, 822, 826, 828, 830, 852, 858, 842, 848, 860, 840, 862, 838, 864, 888 e 856	11	802-800, 810-808, 812-808, 826-824, 828-824, 888-832, 852-854, 850-816, 860-836, 842-844 e 848-846

Para o caso 1, o número de medidores necessário para uma completa observabilidade do sistema é 21, além de que são necessários também 15 canais de corrente com medição. Já para o caso 2, o número de medidores aumenta para 25, e como cada medidor apresenta apenas um canal trifásico de medição de corrente, o número de canais de corrente com medição diminuiu para 11.

O que se pode notar ao comparar os casos 1 e 2 é que, com a restrição no número de canais de corrente, é necessário um investimento maior no número de equipamentos, assim como constatado também para o sistema de 13 barras. Portanto, mais uma vez seria necessária uma análise financeira por parte das equipes responsáveis para ver até que ponto é interessante investir no aumento do número de equipamentos, ou no aumento do número de canais de medição de corrente de um equipamento já de posse.

Como no caso do sistema de 13 barras, a análise quanto à redução do número de canais utilizados para se alcançar a observabilidade completa quando comparado a métodos que utilizam a injeção de corrente como entrada do algoritmo ao invés das correntes nos ramais pode ser realizada. No Caso 1, seria necessário levar em consideração a medição de 35 canais de correntes (que se trata da soma de todos os canais de corrente conectados às barras com medição de tensão sugeridas para este caso), desta forma, o método aqui proposto utilizou apenas 42,8% deste valor (15 medidores). Agora, no Caso 2, seria necessária a medição em 42 canais de corrente, enquanto o método desenvolvido utilizou apenas 11 medidores, que se trata de 26,2% do total de canais de correntes possíveis de medição.

Também como no caso do sistema de 13 barras, devido à instalação de medidores de tensão em barras em que não há conexão de algumas fases, há também economia no número de medidores de ramais monofásicos de corrente no sistema de 34 barras. Nos Casos 1 e 2, a medição de corrente nas linhas 810 – 808 e 826 – 824 é feita em apenas duas fases, ou seja, o outro canal monofásico de cada medidor não precisaria ser utilizado.

Novamente, para validar o resultado obtido, nas tabelas a seguir estão ilustrados os resultados do EEH para todas as ordens harmônicas consideradas neste trabalho utilizando como entrada os locais de medições apontados na Tabela 29 para o Caso 1 (Tabelas 30 e 31) e o Caso 2 (Tabelas 32 e 33).

Figura 15 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 34 barras (Caso 1).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 16 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 34 barras (Caso 2).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Os resultados dizem respeito à fase A do sistema, exceto para as barras 810, 826, 838 e 856 que, por não terem elementos conectados a esta fase, tem a fase B representada nos resultados.

A partir destes resultados, nota-se que não há presença de nenhuma ilha não observável no sistema, o que mais uma vez demonstra a eficácia do EEH quando de antemão é realizada uma alocação voltada para este método, tanto para a estimação das tensões para frequência fundamental, quanto para as demais ordens harmônicas que não foram levadas em consideração no algoritmo de alocação.

Tabela 30- Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 34 barras do IEEE (Caso 1 – Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barras 810, 826, 838 e 858: fase B; demais barras: fase A.

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais	Valores reais	Valores estimados	Valores estimados	Valores reais	Valores reais	Valores estimados	Valores estimados	Valores reais	Valores reais	Valores estimados	Valores estimados
	Amplitude	Ângulo	Amplitude	Ângulo	Amplitude	Ângulo	Amplitude	Ângulo	Amplitude	Ângulo	Amplitude	Ângulo
	(pu)	(°)	(pu)	(°)	(pu)	(°)	(pu)	(°)	(pu)	(°)	(pu)	(°)
800	1,0000	-0,00	1,0000	-0,00	0,0000	-71,57	0,0000	-71,57	0,0000	110,13	0,0000	110,13
802*	0,9996	-0,00	0,9996	-0,00	0,0001	-91,32	0,0001	-91,32	0,0001	95,61	0,0001	95,61
806	0,9993	-0,01	0,9993	-0,01	0,0001	-92,50	0,0001	-92,50	0,0002	94,84	0,0002	94,84
808	0,9938	-0,11	0,9938	-0,11	0,0007	-94,28	0,0007	-94,28	0,0012	93,70	0,0012	93,70
810*	0,9917	-	0,9917	-	0,0007	-94,28	0,0007	-94,28	0,0012	93,69	0,0012	93,69
812*	0,9872	-0,21	0,9872	-0,21	0,0013	-94,37	0,0013	-94,37	0,0024	93,68	0,0024	93,68
814	0,9816	-0,27	0,9816	-0,27	0,0019	-94,35	0,0019	-94,35	0,0034	93,73	0,0034	93,73
850*	0,9759	-0,98	0,9759	-0,98	0,0039	-81,12	0,0039	-81,12	0,0066	102,59	0,0066	102,59
816	0,9758	-0,98	0,9758	-0,98	0,0039	-81,15	0,0039	-81,15	0,0066	102,57	0,0066	102,57
818*	0,9759	-0,98	0,9759	-0,98	0,0039	-81,16	0,0039	-81,16	0,0066	102,56	0,0066	102,56
820*	0,9763	-1,03	0,9763	-1,03	0,0039	-81,29	0,0039	-81,29	0,0067	102,33	0,0067	102,33
822*	0,9763	-1,03	0,9763	-1,03	0,0039	-81,30	0,0039	-81,30	0,0067	102,32	0,0067	102,32
824	0,9731	-0,97	0,9731	-0,97	0,0040	-82,27	0,0040	-82,27	0,0069	101,92	0,0069	101,92
826*	0,9668	-	0,9668	-	0,0040	-82,27	0,0040	-82,27	0,0069	101,92	0,0069	101,92
828*	0,9728	-0,97	0,9728	-0,97	0,0041	-82,36	0,0041	-82,36	0,0069	101,87	0,0069	101,87
830*	0,9672	-0,94	0,9672	-0,94	0,0044	-84,28	0,0044	-84,28	0,0076	100,77	0,0076	100,77
854	0,9670	-0,94	0,9670	-0,94	0,0044	-84,31	0,0044	-84,31	0,0076	100,74	0,0076	100,74
852*	0,9580	-0,88	0,9580	-0,88	0,0049	-86,42	0,0049	-86,42	0,0085	99,32	0,0085	99,32
832	0,9511	-1,52	0,9511	-1,52	0,0064	-82,31	0,0064	-82,31	0,0109	102,35	0,0109	102,35
858*	0,9505	-1,51	0,9505	-1,51	0,0064	-82,52	0,0064	-82,52	0,0109	102,13	0,0109	102,13
834	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,77	0,0065	-82,77	0,0110	101,86	0,0110	101,86
842*	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,78	0,0065	-82,78	0,0110	101,85	0,0110	101,85
844	0,9494	-1,50	0,9494	-1,50	0,0065	-82,83	0,0065	-82,83	0,0110	101,80	0,0110	101,80
846	0,9494	-1,50	0,9494	-1,50	0,0065	-82,85	0,0065	-82,85	0,0110	101,79	0,0110	101,79
848*	0,9494	-1,50	0,9494	-1,50	0,0065	-82,85	0,0065	-82,85	0,0110	101,78	0,0110	101,78
860*	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,79	0,0065	-82,79	0,0110	101,85	0,0110	101,85
836	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,79	0,0065	-82,79	0,0110	101,84	0,0110	101,84
840*	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,79	0,0065	-82,79	0,0110	101,84	0,0110	101,84
862*	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,79	0,0065	-82,79	0,0110	101,84	0,0110	101,84
838*	0,9397	-	0,9397	-	0,0065	-82,79	0,0065	-82,79	0,0110	101,84	0,0110	101,84
864*	0,9505	-1,51	0,9505	-1,51	0,0064	-82,52	0,0064	-82,52	0,0109	102,13	0,0109	102,13
888*	0,9485	-1,82	0,9485	-1,82	0,0070	-79,40	0,0070	-79,40	0,0117	105,90	0,0117	105,90
890	0,9181	-2,04	0,9181	-2,04	0,0090	-78,45	0,0090	-78,45	0,0152	110,77	0,0152	110,77
856*	0,9597	-	0,9597	-	0,0044	-84,33	0,0044	-84,33	0,0076	100,71	0,0076	100,71

Tabela 31- Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 34 barras do IEEE (Caso 1 – 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barras 810, 826, 838 e 858: fase B; demais barras: fase A.

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)
800	0,0000	-	0,0000	-	0,0000	-68,56	0,0000	-68,56	0,0000	137,54	0,0000	137,54
802*	0,0001	141,02	0,0001	141,02	0,0000	-76,36	0,0000	-76,36	0,0001	128,61	0,0001	128,61
806	0,0001	141,57	0,0001	141,57	0,0001	-76,72	0,0001	-76,72	0,0001	128,26	0,0001	128,26
808	0,0007	142,37	0,0007	142,37	0,0005	-77,25	0,0005	-77,25	0,0007	127,77	0,0007	127,77
810*	0,0007	142,37	0,0007	142,37	0,0005	-77,25	0,0005	-77,25	0,0007	127,76	0,0007	127,76
812*	0,0015	142,34	0,0015	142,34	0,0009	-77,18	0,0009	-77,18	0,0014	127,86	0,0014	127,86
814	0,0020	142,24	0,0020	142,24	0,0012	-77,05	0,0012	-77,05	0,0019	128,02	0,0019	128,02
850*	0,0040	136,02	0,0040	136,02	0,0022	-72,62	0,0022	-72,62	0,0031	132,48	0,0031	132,48
816	0,0040	136,03	0,0040	136,03	0,0022	-72,63	0,0022	-72,63	0,0031	132,47	0,0031	132,47
818*	0,0040	136,05	0,0040	136,05	0,0022	-72,66	0,0022	-72,66	0,0031	132,44	0,0031	132,44
820*	0,0041	136,37	0,0041	136,37	0,0023	-73,07	0,0023	-73,07	0,0033	131,93	0,0033	131,93
822*	0,0041	136,38	0,0041	136,38	0,0023	-73,09	0,0023	-73,09	0,0033	131,90	0,0033	131,90
824	0,0042	136,44	0,0042	136,44	0,0023	-72,87	0,0023	-72,87	0,0032	132,30	0,0032	132,30
826*	0,0042	136,44	0,0042	136,44	0,0023	-72,87	0,0023	-72,87	0,0032	132,29	0,0032	132,29
828*	0,0042	136,47	0,0042	136,47	0,0023	-72,89	0,0023	-72,89	0,0032	132,28	0,0032	132,28
830*	0,0045	137,14	0,0045	137,14	0,0025	-73,25	0,0025	-73,25	0,0034	132,05	0,0034	132,05
854	0,0045	137,15	0,0045	137,15	0,0025	-73,24	0,0025	-73,24	0,0034	132,05	0,0034	132,05
852*	0,0050	137,39	0,0050	137,39	0,0027	-72,82	0,0027	-72,82	0,0036	131,81	0,0036	131,81
832	0,0062	134,16	0,0062	134,16	0,0031	-69,36	0,0031	-69,36	0,0038	132,89	0,0038	132,89
858*	0,0062	134,34	0,0062	134,34	0,0032	-69,49	0,0032	-69,49	0,0038	132,87	0,0038	132,87
834	0,0063	134,55	0,0063	134,55	0,0032	-69,65	0,0032	-69,65	0,0039	132,85	0,0039	132,85
842*	0,0063	134,56	0,0063	134,56	0,0032	-69,65	0,0032	-69,65	0,0039	132,85	0,0039	132,85
844	0,0063	134,60	0,0063	134,60	0,0032	-69,68	0,0032	-69,68	0,0039	132,85	0,0039	132,85
846	0,0063	134,61	0,0063	134,61	0,0032	-69,69	0,0032	-69,69	0,0039	132,84	0,0039	132,84
848*	0,0063	134,61	0,0063	134,61	0,0032	-69,69	0,0032	-69,69	0,0039	132,84	0,0039	132,84
860*	0,0063	134,56	0,0063	134,56	0,0032	-69,66	0,0032	-69,66	0,0039	132,84	0,0039	132,84
836	0,0063	134,57	0,0063	134,57	0,0032	-69,66	0,0032	-69,66	0,0039	132,84	0,0039	132,84
840*	0,0063	134,57	0,0063	134,57	0,0032	-69,67	0,0032	-69,67	0,0039	132,84	0,0039	132,84
862*	0,0063	134,57	0,0063	134,57	0,0032	-69,66	0,0032	-69,66	0,0039	132,84	0,0039	132,84
838*	0,0063	134,57	0,0063	134,57	0,0032	-69,67	0,0032	-69,67	0,0039	132,84	0,0039	132,84
864*	0,0062	134,34	0,0062	134,34	0,0032	-69,49	0,0032	-69,49	0,0038	132,87	0,0038	132,87
888*	0,0065	129,83	0,0065	129,83	0,0032	-65,56	0,0032	-65,56	0,0038	133,12	0,0038	133,12
890	0,0079	121,09	0,0079	121,09	0,0035	-53,72	0,0035	-53,72	0,0037	134,04	0,0037	134,04
856*	0,0046	137,19	0,0046	137,19	0,0025	-73,30	0,0025	-73,30	0,0034	131,97	0,0034	131,97

Tabela 32- Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 34 barras do IEEE (Caso 2 – Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica) – barras 810, 826, 838 e 858: fase B; demais barras: fase A.

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados		Valores reais		Valores estimados	
	Amplitude	Ângulo	Amplitude	Ângulo	Amplitude	Ângulo	Amplitude	Ângulo	Amplitude	Ângulo	Amplitude	Ângulo
	(pu)	(°)	(pu)	(°)	(pu)	(°)	(pu)	(°)	(pu)	(°)	(pu)	(°)
800	1,0000	-0,00	1,0000	-0,00	0,0000	-71,57	0,0000	-71,57	0,0000	110,13	0,0000	110,13
802*	0,9996	-0,00	0,9996	-0,00	0,0001	-91,32	0,0001	-91,32	0,0001	95,61	0,0001	95,61
806*	0,9993	-0,01	0,9993	-0,01	0,0001	-92,50	0,0001	-92,50	0,0002	94,84	0,0002	94,84
808	0,9938	-0,11	0,9938	-0,11	0,0007	-94,28	0,0007	-94,28	0,0012	93,70	0,0012	93,70
810*	0,9917	-	0,9917	-	0,0007	-94,28	0,0007	-94,28	0,0012	93,69	0,0012	93,69
812*	0,9872	-0,21	0,9872	-0,21	0,0013	-94,37	0,0013	-94,37	0,0024	93,68	0,0024	93,68
814*	0,9816	-0,27	0,9816	-0,27	0,0019	-94,35	0,0019	-94,35	0,0034	93,73	0,0034	93,73
850*	0,9759	-0,98	0,9759	-0,98	0,0039	-81,12	0,0039	-81,12	0,0066	102,59	0,0066	102,59
816	0,9758	-0,98	0,9758	-0,98	0,0039	-81,15	0,0039	-81,15	0,0066	102,57	0,0066	102,57
818*	0,9759	-0,98	0,9759	-0,98	0,0039	-81,16	0,0039	-81,16	0,0066	102,56	0,0066	102,56
820*	0,9763	-1,03	0,9763	-1,03	0,0039	-81,29	0,0039	-81,29	0,0067	102,33	0,0067	102,33
822*	0,9763	-1,03	0,9763	-1,03	0,0039	-81,30	0,0039	-81,30	0,0067	102,32	0,0067	102,32
824	0,9731	-0,97	0,9731	-0,97	0,0040	-82,27	0,0040	-82,27	0,0069	101,92	0,0069	101,92
826*	0,9668	-	0,9668	-	0,0040	-82,27	0,0040	-82,27	0,0069	101,92	0,0069	101,92
828*	0,9728	-0,97	0,9728	-0,97	0,0041	-82,36	0,0041	-82,36	0,0069	101,87	0,0069	101,87
830*	0,9672	-0,94	0,9672	-0,94	0,0044	-84,28	0,0044	-84,28	0,0076	100,77	0,0076	100,77
854	0,9670	-0,94	0,9670	-0,94	0,0044	-84,31	0,0044	-84,31	0,0076	100,74	0,0076	100,74
852*	0,9580	-0,88	0,9580	-0,88	0,0049	-86,42	0,0049	-86,42	0,0085	99,32	0,0085	99,32
832	0,9511	-1,52	0,9511	-1,52	0,0064	-82,31	0,0064	-82,31	0,0109	102,35	0,0109	102,35
858*	0,9505	-1,51	0,9505	-1,51	0,0064	-82,52	0,0064	-82,52	0,0109	102,13	0,0109	102,13
834*	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,77	0,0065	-82,77	0,0110	101,86	0,0110	101,86
842*	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,78	0,0065	-82,78	0,0110	101,85	0,0110	101,85
844	0,9494	-1,50	0,9494	-1,50	0,0065	-82,83	0,0065	-82,83	0,0110	101,80	0,0110	101,80
846	0,9494	-1,50	0,9494	-1,50	0,0065	-82,85	0,0065	-82,85	0,0110	101,79	0,0110	101,79
848*	0,9494	-1,50	0,9494	-1,50	0,0065	-82,85	0,0065	-82,85	0,0110	101,78	0,0110	101,78
860*	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,79	0,0065	-82,79	0,0110	101,85	0,0110	101,85
836	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,79	0,0065	-82,79	0,0110	101,84	0,0110	101,84
840*	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,79	0,0065	-82,79	0,0110	101,84	0,0110	101,84
862*	0,9496	-1,50	0,9496	-1,50	0,0065	-82,79	0,0065	-82,79	0,0110	101,84	0,0110	101,84
838*	0,9397	-	0,9397	-	0,0065	-82,79	0,0065	-82,79	0,0110	101,84	0,0110	101,84
864*	0,9505	-1,51	0,9505	-1,51	0,0064	-82,52	0,0064	-82,52	0,0109	102,13	0,0109	102,13
888*	0,9485	-1,82	0,9485	-1,82	0,0070	-79,40	0,0070	-79,40	0,0117	105,90	0,0117	105,90
890*	0,9181	-2,04	0,9181	-2,04	0,0090	-78,45	0,0090	-78,45	0,0152	110,77	0,0152	110,77
856*	0,9597	-	0,9597	-	0,0044	-84,33	0,0044	-84,33	0,0076	100,71	0,0076	100,71
		120,80		120,80								

6.3 Sistema IEEE de 37 barras

Por fim, o sistema de 37 barras do IEEE possui 36 linhas de distribuição. Além disso, também está presente um transformador entre as barras 775 e 708. Assim, existem 37 possíveis locais para alocação de medidores de tensão e outros 74 possíveis locais para alocação de medidores de corrente.

Tabela 33- Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 34 barras do IEEE (Caso 2 – 7ª, 9ª e 11ª harmônica) – barras 810, 826, 838 e 858: fase B; demais barras: fase A.

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)
800	0,0000	-	0,0000	-	0,0000	-68,56	0,0000	-68,56	0,0000	137,54	0,0000	137,54
802*	0,0001	141,02	0,0001	141,02	0,0000	-76,36	0,0000	-76,36	0,0001	128,61	0,0001	128,61
806*	0,0001	141,57	0,0001	141,57	0,0001	-76,72	0,0001	-76,72	0,0001	128,26	0,0001	128,26
808	0,0007	-	0,0007	-	0,0005	-77,25	0,0005	-77,25	0,0007	127,77	0,0007	127,77
810*	0,0007	142,37	0,0007	142,37	0,0005	-77,25	0,0005	-77,25	0,0007	127,76	0,0007	127,76
812*	0,0015	142,34	0,0015	142,34	0,0009	-77,18	0,0009	-77,18	0,0014	127,86	0,0014	127,86
814*	0,0020	142,24	0,0020	142,24	0,0012	-77,05	0,0012	-77,05	0,0019	128,02	0,0019	128,02
850*	0,0040	136,02	0,0040	136,02	0,0022	-72,62	0,0022	-72,62	0,0031	132,48	0,0031	132,48
816	0,0040	-	0,0040	-	0,0022	-72,63	0,0022	-72,63	0,0031	132,47	0,0031	132,47
818*	0,0040	136,05	0,0040	136,05	0,0022	-72,66	0,0022	-72,66	0,0031	132,44	0,0031	132,44
820*	0,0041	136,37	0,0041	136,37	0,0023	-73,07	0,0023	-73,07	0,0033	131,93	0,0033	131,93
822*	0,0041	136,38	0,0041	136,38	0,0023	-73,09	0,0023	-73,09	0,0033	131,90	0,0033	131,90
824	0,0042	-	0,0042	-	0,0023	-72,87	0,0023	-72,87	0,0032	132,30	0,0032	132,30
826*	0,0042	136,44	0,0042	136,44	0,0023	-72,87	0,0023	-72,87	0,0032	132,29	0,0032	132,29
828*	0,0042	136,47	0,0042	136,47	0,0023	-72,89	0,0023	-72,89	0,0032	132,28	0,0032	132,28
830*	0,0045	137,14	0,0045	137,14	0,0025	-73,25	0,0025	-73,25	0,0034	132,05	0,0034	132,05
854	0,0045	-	0,0045	-	0,0025	-73,24	0,0025	-73,24	0,0034	132,05	0,0034	132,05
852*	0,0050	137,39	0,0050	137,39	0,0027	-72,82	0,0027	-72,82	0,0036	131,81	0,0036	131,81
832	0,0062	-	0,0062	-	0,0031	-69,36	0,0031	-69,36	0,0038	132,89	0,0038	132,89
858*	0,0062	134,34	0,0062	134,34	0,0032	-69,49	0,0032	-69,49	0,0038	132,87	0,0038	132,87
834*	0,0063	134,55	0,0063	134,55	0,0032	-69,65	0,0032	-69,65	0,0039	132,85	0,0039	132,85
842*	0,0063	134,56	0,0063	134,56	0,0032	-69,65	0,0032	-69,65	0,0039	132,85	0,0039	132,85
844	0,0063	-	0,0063	-	0,0032	-69,68	0,0032	-69,68	0,0039	132,85	0,0039	132,85
846	0,0063	134,61	0,0063	134,61	0,0032	-69,69	0,0032	-69,69	0,0039	132,84	0,0039	132,84
848*	0,0063	134,61	0,0063	134,61	0,0032	-69,69	0,0032	-69,69	0,0039	132,84	0,0039	132,84
860*	0,0063	134,56	0,0063	134,56	0,0032	-69,66	0,0032	-69,66	0,0039	132,84	0,0039	132,84
836	0,0063	-	0,0063	-	0,0032	-69,66	0,0032	-69,66	0,0039	132,84	0,0039	132,84
840*	0,0063	134,57	0,0063	134,57	0,0032	-69,67	0,0032	-69,67	0,0039	132,84	0,0039	132,84
862*	0,0063	134,57	0,0063	134,57	0,0032	-69,66	0,0032	-69,66	0,0039	132,84	0,0039	132,84
838*	0,0063	134,57	0,0063	134,57	0,0032	-69,67	0,0032	-69,67	0,0039	132,84	0,0039	132,84
864*	0,0062	134,34	0,0062	134,34	0,0032	-69,49	0,0032	-69,49	0,0038	132,87	0,0038	132,87
888*	0,0065	129,83	0,0065	129,83	0,0032	-65,56	0,0032	-65,56	0,0038	133,12	0,0038	133,12
890*	0,0079	121,09	0,0079	121,09	0,0035	-53,72	0,0035	-53,72	0,0037	134,04	0,0037	134,04
856*	0,0046	137,19	0,0046	137,19	0,0025	-73,30	0,0025	-73,30	0,0034	131,97	0,0034	131,97

6.3.1 Caso 1

Como para os demais sistemas, para o caso 1, as simulações foram executadas levando em consideração os medidores sem restrição no número de canais de medição de corrente. Ou seja, apenas a restrição geral foi considerada em suas duas formas diferentes.

6.3.2 Caso 2

E, no caso 2, foram executadas simulações com os equipamentos levando em consideração a restrição no número de canais de corrente, ou seja, apenas um canal trifásico de corrente que sai do barramento é passível de medição.

A Tabela 34 mostra os resultados obtidos pelo algoritmo de alocação implementado para os dois casos de estudo. Nas Figuras 17 e 18 estão ilustrados os pontos em que os medidores estão alocados ao longo do sistema para os Casos 1 e 2, respectivamente. Assim como nos demais sistemas, apesar da restrição geral ter sido implementada de duas formas distintas, ambas forneceram o mesmo resultado para a alocação e devido a isso, apenas um resultado será ilustrado.

Para o caso 1, o número de medidores necessário para uma completa observabilidade do sistema é 15, além de que são necessários também 22 canais de corrente com medição. Já, para o caso 2, o número de medidores aumenta para 24, e como cada medidor apresenta um canal trifásico de medição de corrente, o número de canais de corrente com medição diminuiu para 13.

O que se pode notar ao comparar os casos 1 e 2, é que com a restrição no número é necessário um investimento maior no número de equipamentos. Portanto, seria necessária uma análise financeira por parte das equipes responsáveis para ver até que ponto é interessante investir no aumento do número de equipamentos ou no aumento do número de canais de medição de corrente de um equipamento já de posse.

Como nos demais sistemas abordados anteriormente, a eficiência quanto à redução do número de canais utilizados para se alcançar a observabilidade completa quando comparado a métodos que utilizam a injeção de corrente como entrada do algoritmo ao invés das correntes nos ramais pode ser analisada. Para o Caso 1 seria necessário levar em consideração a medição de 36 canais de correntes (que se trata da soma de todos os canais de corrente conectados

às barras com medição de tensão sugeridas para este caso), ou seja, o método aqui proposto utilizou apenas 61,1% deste valor (22 medidores). Já no Caso 2 seria necessária a medição em 49 canais de corrente, enquanto o método desenvolvido utilizou apenas 13 medidores, o que diz respeito a 26,5% do total de canais de correntes possíveis de medição.

Tabela 34 - Resultados obtidos para alocação nos Casos 1 e 2 (Sistema de 37 barras do IEEE).

Caso	Número de medi- dores de tensão	Barras	Número de medi- dores de corrente	Linhas
1	15	701, 727, 744, 709, 732, 733, 710, 737, 711, 705, 713, 704, 718, 706 e 707	22	701-799, 705-712, 705-742, 727-703, 709-730, 709-775, 709-708, 709-731, 710-735, 710-736, 744-728, 744-729, 711-738, 711-741, 711-740, 713-702, 704-714, 704-720, 707-722, 707-724, 706-725 e 737-734
2	24	701, 727, 744, 709, 732, 733, 710, 737, 711, 705, 713, 704, 718, 706, 707, 729, 730, 735, 738, 741, 731, 742, 720 e 724	13	701-799, 705-712, 727-703, 709-775, 710-736, 744-728, 711-740, 713-702, 704-714, 707-722, 706-725, 732-708 e 737-734

Finalmente, validando o resultado obtido, nas tabelas a seguir estão ilustrados os resultados do EEH para todas as ordens harmônicas consideradas neste trabalho utilizando como entrada os locais de medições apontados na Tabela 34 para o Caso 1 (Tabelas 35 e 36) e o Caso 2 (Tabelas 37 e 38). Os resultados dizem respeito à frequência fundamental e a fase A do sistema.

Assim como nos sistemas anteriores, nota-se uma completa observabilidade do sistema, o que vem demonstrar a eficácia do EEH quando de antemão é realizada uma alocação voltada para este método para todas as ordens harmônicas, inclusive as frequências diferentes da fundamental que não foram levadas em consideração no algoritmo de alocação dos medidores.

Figura 17 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 37 barras (Caso 1).

Fonte: Elaborada pelo autor.

Figura 18 – Resultado da AMQEE para o alimentador IEEE de 37 barras (Caso 2).

Fonte: Elaborada pelo autor.

**Tabela 35 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 37 barras do IEEE (Caso 1 –
Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica).**

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)
799	0,9999	-0,00	0,9999	-0,00	0,0000	-85,64	0,0000	-85,64	0,0000	-1,898	0,0000	-1,898
701*	0,9846	-0,12	0,9846	-0,12	0,0012	-	0,0012	-	0,0014	-13,27	0,0014	-13,27
702	0,9765	-0,22	0,9765	-0,22	0,0015	-	0,0015	-	0,0026	-23,33	0,0026	-23,33
703	0,9688	-0,36	0,9688	-0,36	0,0016	-	0,0016	-	0,0036	-29,71	0,0036	-29,71
727*	0,9679	-0,36	0,9679	-0,36	0,0016	-	0,0016	-	0,0036	-30,15	0,0036	-30,15
744*	0,9675	-0,38	0,9675	-0,38	0,0015	-	0,0015	-	0,0036	-30,46	0,0036	-30,46
728	0,9674	-0,37	0,9674	-0,37	0,0015	-	0,0015	-	0,0036	-30,38	0,0036	-30,38
729	0,9672	-0,38	0,9672	-0,38	0,0015	-	0,0015	-	0,0036	-30,70	0,0036	-30,70
730	0,9626	-0,38	0,9626	-0,38	0,0017	-	0,0017	-	0,0042	-32,91	0,0042	-32,91
709*	0,9608	-0,39	0,9608	-0,39	0,0017	-	0,0017	-	0,0044	-33,79	0,0044	-33,79
708	0,9579	-0,41	0,9579	-0,41	0,0017	-	0,0017	-	0,0046	-35,19	0,0046	-35,19
732*	0,9576	-0,39	0,9576	-0,39	0,0017	-	0,0017	-	0,0046	-35,30	0,0046	-35,30
733*	0,9552	-0,43	0,9552	-0,43	0,0016	-	0,0016	-	0,0049	-36,43	0,0049	-36,43
734	0,9511	-0,45	0,9511	-0,45	0,0017	-	0,0017	-	0,0052	-37,94	0,0052	-37,94
710*	0,9500	-0,40	0,9500	-0,40	0,0018	-	0,0018	-	0,0054	-37,98	0,0054	-37,98
735	0,9497	-0,39	0,9497	-0,39	0,0019	-	0,0019	-	0,0054	-38,03	0,0054	-38,03
736	0,9500	-0,40	0,9500	-0,40	0,0018	-	0,0018	-	0,0054	-37,75	0,0054	-37,75
737*	0,9476	-0,51	0,9476	-0,51	0,0015	-	0,0015	-	0,0055	-39,61	0,0055	-39,61
738	0,9461	-0,51	0,9461	-0,51	0,0015	-	0,0015	-	0,0057	-40,12	0,0057	-40,12
711*	0,9454	-0,49	0,9454	-0,49	0,0016	-	0,0016	-	0,0057	-40,07	0,0057	-40,07
740	0,9450	-0,47	0,9450	-0,47	0,0017	-	0,0017	-	0,0058	-40,11	0,0058	-40,11
741	0,9451	-0,48	0,9451	-0,48	0,0017	-	0,0017	-	0,0058	-40,08	0,0058	-40,08
731	0,9608	-0,39	0,9608	-0,39	0,0017	-	0,0017	-	0,0044	-33,51	0,0044	-33,51
775	0,9577	-0,06	0,9577	-0,06	0,0017	-	0,0017	-	0,0042	-38,19	0,0042	-38,19
705*	0,9756	-0,19	0,9756	-0,19	0,0016	-	0,0016	-	0,0027	-23,86	0,0027	-23,86
712	0,9751	-0,17	0,9751	-0,17	0,0017	-	0,0017	-	0,0028	-24,16	0,0028	-24,16
742	0,9755	-0,19	0,9755	-0,19	0,0016	-	0,0016	-	0,0028	-23,87	0,0028	-23,87
713*	0,9749	-0,21	0,9749	-0,21	0,0016	-	0,0016	-	0,0028	-23,68	0,0028	-23,68
704*	0,9734	-0,21	0,9734	-0,21	0,0016	-	0,0016	-	0,0031	-23,91	0,0031	-23,91
714	0,9732	-0,21	0,9732	-0,21	0,0016	-	0,0016	-	0,0031	-24,17	0,0031	-24,17
718*	0,9721	-0,24	0,9721	-0,24	0,0014	-	0,0014	-	0,0031	-25,19	0,0031	-25,19
720	0,9720	-0,17	0,9720	-0,17	0,0017	-	0,0017	-	0,0034	-22,52	0,0034	-22,52
706*	0,9720	-0,17	0,9720	-0,17	0,0017	-	0,0017	-	0,0034	-22,42	0,0034	-22,42
725	0,9720	-0,17	0,9720	-0,17	0,0017	-	0,0017	-	0,0034	-22,38	0,0034	-22,38
707*	0,9715	-0,14	0,9715	-0,14	0,0018	-	0,0018	-	0,0036	-21,25	0,0036	-21,25
722	0,9714	-0,14	0,9714	-0,14	0,0018	-	0,0018	-	0,0036	-21,10	0,0036	-21,10
724	0,9715	-0,14	0,9715	-0,14	0,0018	-	0,0018	-	0,0036	-21,17	0,0036	-21,17

Tabela 36 - Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 37 barras do IEEE (Caso 1 – 7ª, 9ª e 11ª harmônica).

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)
799	0,0000	127,21	0,0000	127,21	0,0000	-	0,0000	-	0,0000	-44,89	0,0000	-44,89
701*	0,0010	120,01	0,0010	120,01	0,0002	167,21	0,0002	167,21	0,0003	-49,76	0,0003	-49,76
702	0,0016	115,29	0,0016	115,29	0,0002	157,85	0,0002	157,85	0,0005	-44,98	0,0005	-44,98
703	0,0021	111,99	0,0021	111,99	0,0003	135,98	0,0003	135,98	0,0007	-44,57	0,0007	-44,57
727*	0,0021	111,80	0,0021	111,80	0,0003	134,83	0,0003	134,83	0,0007	-44,70	0,0007	-44,70
744*	0,0021	111,88	0,0021	111,88	0,0003	133,73	0,0003	133,73	0,0007	-44,77	0,0007	-44,77
728	0,0021	111,92	0,0021	111,92	0,0003	133,53	0,0003	133,53	0,0007	-44,84	0,0007	-44,84
729	0,0022	111,86	0,0022	111,86	0,0003	133,42	0,0003	133,42	0,0007	-44,82	0,0007	-44,82
730	0,0024	109,89	0,0024	109,89	0,0003	129,98	0,0003	129,98	0,0008	-45,15	0,0008	-45,15
709*	0,0025	109,49	0,0025	109,49	0,0003	128,61	0,0003	128,61	0,0008	-45,40	0,0008	-45,40
708	0,0026	108,71	0,0026	108,71	0,0004	125,49	0,0004	125,49	0,0009	-45,42	0,0009	-45,42
732*	0,0026	108,50	0,0026	108,50	0,0004	125,17	0,0004	125,17	0,0009	-45,38	0,0009	-45,38
733*	0,0028	108,17	0,0028	108,17	0,0004	123,16	0,0004	123,16	0,0009	-45,48	0,0009	-45,48
734	0,0030	107,00	0,0030	107,00	0,0005	121,13	0,0005	121,13	0,0010	-45,91	0,0010	-45,91
710*	0,0030	106,62	0,0030	106,62	0,0005	120,73	0,0005	120,73	0,0010	-46,06	0,0010	-46,06
735	0,0030	106,41	0,0030	106,41	0,0005	120,42	0,0005	120,42	0,0010	-45,98	0,0010	-45,98
736	0,0030	107,01	0,0030	107,01	0,0004	121,81	0,0004	121,81	0,0010	-46,89	0,0010	-46,89
737*	0,0032	106,42	0,0032	106,42	0,0005	119,83	0,0005	119,83	0,0011	-46,28	0,0011	-46,28
738	0,0033	105,83	0,0033	105,83	0,0006	119,81	0,0006	119,81	0,0011	-46,61	0,0011	-46,61
711*	0,0033	105,38	0,0033	105,38	0,0006	119,14	0,0006	119,14	0,0011	-46,43	0,0011	-46,43
740	0,0033	105,19	0,0033	105,19	0,0006	118,87	0,0006	118,87	0,0011	-46,37	0,0011	-46,37
741	0,0033	105,22	0,0033	105,22	0,0006	118,90	0,0006	118,90	0,0011	-46,39	0,0011	-46,39
731	0,0025	109,91	0,0025	109,91	0,0003	131,26	0,0003	131,26	0,0009	-46,06	0,0009	-46,06
775	0,0024	107,12	0,0024	107,12	0,0003	127,53	0,0003	127,53	0,0008	-47,45	0,0008	-47,45
705*	0,0016	114,87	0,0016	114,87	0,0002	159,81	0,0002	159,81	0,0005	-45,29	0,0005	-45,29
712	0,0016	114,38	0,0016	114,38	0,0002	159,61	0,0002	159,61	0,0005	-45,10	0,0005	-45,10
742	0,0016	115,18	0,0016	115,18	0,0002	161,80	0,0002	161,80	0,0005	-45,79	0,0005	-45,79
713*	0,0016	115,26	0,0016	115,26	0,0002	161,68	0,0002	161,68	0,0005	-44,05	0,0005	-44,05
704*	0,0017	116,00	0,0017	116,00	0,0002	167,21	0,0002	167,21	0,0006	-43,24	0,0006	-43,24
714	0,0017	115,99	0,0017	115,99	0,0002	166,48	0,0002	166,48	0,0006	-43,25	0,0006	-43,25
718*	0,0018	116,02	0,0018	116,02	0,0002	161,62	0,0002	161,62	0,0006	-43,07	0,0006	-43,07
720	0,0018	116,69	0,0018	116,69	0,0002	177,04	0,0002	177,04	0,0006	-42,49	0,0006	-42,49
706*	0,0018	116,96	0,0018	116,96	0,0002	174,28	0,0002	174,28	0,0006	-43,09	0,0006	-43,09
725	0,0018	117,09	0,0018	117,09	0,0002	172,85	0,0002	172,85	0,0006	-43,41	0,0006	-43,41
707*	0,0018	118,49	0,0018	118,49	0,0002	163,63	0,0002	163,63	0,0006	-41,57	0,0006	-41,57
722	0,0018	118,67	0,0018	118,67	0,0002	162,64	0,0002	162,64	0,0006	-41,33	0,0006	-41,33
724	0,0018	118,84	0,0018	118,84	0,0002	160,08	0,0002	160,08	0,0006	-42,41	0,0006	-42,41

**Tabela 37- Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 37 barras do IEEE (Caso 2 –
Frequência fundamental, 3ª e 5ª harmônica).**

Barra	Fundamental				3ª harmônica				5ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Ângulo (°)
799	0,9999	-0,00	0,9999	-0,00	0,0000	-85,64	0,0000	-85,64	0,0000	-1,898	0,0000	-1,898
701*	0,9846	-0,12	0,9846	-0,12	0,0012	-	0,0012	-	0,0014	-13,27	0,0014	-13,27
702	0,9765	-0,22	0,9765	-0,22	0,0015	-	0,0015	-	0,0026	-23,33	0,0026	-23,33
703	0,9688	-0,36	0,9688	-0,36	0,0016	-	0,0016	-	0,0036	-29,71	0,0036	-29,71
727*	0,9679	-0,36	0,9679	-0,36	0,0016	-	0,0016	-	0,0036	-30,15	0,0036	-30,15
744*	0,9675	-0,38	0,9675	-0,38	0,0015	-	0,0015	-	0,0036	-30,46	0,0036	-30,46
728	0,9674	-0,37	0,9674	-0,37	0,0015	-	0,0015	-	0,0036	-30,38	0,0036	-30,38
729*	0,9672	-0,38	0,9672	-0,38	0,0015	-	0,0015	-	0,0036	-30,70	0,0036	-30,70
730*	0,9626	-0,38	0,9626	-0,38	0,0017	-	0,0017	-	0,0042	-32,91	0,0042	-32,91
709*	0,9608	-0,39	0,9608	-0,39	0,0017	-	0,0017	-	0,0044	-33,79	0,0044	-33,79
708	0,9579	-0,41	0,9579	-0,41	0,0017	-	0,0017	-	0,0046	-35,19	0,0046	-35,19
732*	0,9576	-0,39	0,9576	-0,39	0,0017	-	0,0017	-	0,0046	-35,30	0,0046	-35,30
733*	0,9552	-0,43	0,9552	-0,43	0,0016	-	0,0016	-	0,0049	-36,43	0,0049	-36,43
734	0,9511	-0,45	0,9511	-0,45	0,0017	-	0,0017	-	0,0052	-37,94	0,0052	-37,94
710*	0,9500	-0,40	0,9500	-0,40	0,0018	-	0,0018	-	0,0054	-37,98	0,0054	-37,98
735*	0,9497	-0,39	0,9497	-0,39	0,0019	-	0,0019	-	0,0054	-38,03	0,0054	-38,03
736	0,9500	-0,40	0,9500	-0,40	0,0018	-	0,0018	-	0,0054	-37,75	0,0054	-37,75
737*	0,9476	-0,51	0,9476	-0,51	0,0015	-	0,0015	-	0,0055	-39,61	0,0055	-39,61
738*	0,9461	-0,51	0,9461	-0,51	0,0015	-	0,0015	-	0,0057	-40,12	0,0057	-40,12
711*	0,9454	-0,49	0,9454	-0,49	0,0016	-	0,0016	-	0,0057	-40,07	0,0057	-40,07
740	0,9450	-0,47	0,9450	-0,47	0,0017	-	0,0017	-	0,0058	-40,11	0,0058	-40,11
741*	0,9451	-0,48	0,9451	-0,48	0,0017	-	0,0017	-	0,0058	-40,08	0,0058	-40,08
731*	0,9608	-0,39	0,9608	-0,39	0,0017	-	0,0017	-	0,0044	-33,51	0,0044	-33,51
775	0,9577	-0,06	0,9577	-0,06	0,0017	-	0,0017	-	0,0042	-38,19	0,0042	-38,19
705*	0,9756	-0,19	0,9756	-0,19	0,0016	-	0,0016	-	0,0027	-23,86	0,0027	-23,86
712	0,9751	-0,17	0,9751	-0,17	0,0017	-	0,0017	-	0,0028	-24,16	0,0028	-24,16
742*	0,9755	-0,19	0,9755	-0,19	0,0016	-	0,0016	-	0,0028	-23,87	0,0028	-23,87
713*	0,9749	-0,21	0,9749	-0,21	0,0016	-	0,0016	-	0,0028	-23,68	0,0028	-23,68
704*	0,9734	-0,21	0,9734	-0,21	0,0016	-	0,0016	-	0,0031	-23,91	0,0031	-23,91
714	0,9732	-0,21	0,9732	-0,21	0,0016	-	0,0016	-	0,0031	-24,17	0,0031	-24,17
718*	0,9721	-0,24	0,9721	-0,24	0,0014	-	0,0014	-	0,0031	-25,19	0,0031	-25,19
720*	0,9720	-0,17	0,9720	-0,17	0,0017	-	0,0017	-	0,0034	-22,52	0,0034	-22,52
706*	0,9720	-0,17	0,9720	-0,17	0,0017	-	0,0017	-	0,0034	-22,42	0,0034	-22,42
725	0,9720	-0,17	0,9720	-0,17	0,0017	-	0,0017	-	0,0034	-22,38	0,0034	-22,38
707*	0,9715	-0,14	0,9715	-0,14	0,0018	-	0,0018	-	0,0036	-21,25	0,0036	-21,25
722	0,9714	-0,14	0,9714	-0,14	0,0018	-	0,0018	-	0,0036	-21,10	0,0036	-21,10
724*	0,9715	-0,14	0,9715	-0,14	0,0018	-	0,0018	-	0,0036	-21,17	0,0036	-21,17

Tabela 38- Resultados do EEH para as tensões em cada barra do sistema de 37 barras do IEEE (Caso 2 – 7ª, 9ª e 11ª harmônica).

Barra	7ª harmônica				9ª harmônica				11ª harmônica			
	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)	Valores reais Amplitude (pu)	Valores reais Ângulo (°)	Valores estimados Amplitude (pu)	Valores estimados Ângulo (°)
799	0,0000	127,21	0,0000	127,21	0,0000	-	0,0000	-	0,0000	-44,89	0,0000	-44,89
701*	0,0010	120,01	0,0010	120,01	0,0002	161,59	0,0002	161,59	0,0003	-49,76	0,0003	-49,76
702	0,0016	115,29	0,0016	115,29	0,0002	167,21	0,0002	167,21	0,0005	-44,98	0,0005	-44,98
703	0,0021	111,99	0,0021	111,99	0,0003	157,85	0,0003	157,85	0,0007	-44,57	0,0007	-44,57
727*	0,0021	111,80	0,0021	111,80	0,0003	135,98	0,0003	135,98	0,0007	-44,70	0,0007	-44,70
744*	0,0021	111,88	0,0021	111,88	0,0003	134,83	0,0003	134,83	0,0007	-44,77	0,0007	-44,77
728	0,0021	111,92	0,0021	111,92	0,0003	133,73	0,0003	133,73	0,0007	-44,84	0,0007	-44,84
729*	0,0022	111,86	0,0022	111,86	0,0003	133,53	0,0003	133,53	0,0007	-44,82	0,0007	-44,82
730*	0,0024	109,89	0,0024	109,89	0,0003	133,42	0,0003	133,42	0,0008	-45,15	0,0008	-45,15
709*	0,0025	109,49	0,0025	109,49	0,0003	129,98	0,0003	129,98	0,0008	-45,40	0,0008	-45,40
708	0,0026	108,71	0,0026	108,71	0,0004	128,61	0,0004	128,61	0,0009	-45,42	0,0009	-45,42
732*	0,0026	108,50	0,0026	108,50	0,0004	125,49	0,0004	125,49	0,0009	-45,38	0,0009	-45,38
733*	0,0028	108,17	0,0028	108,17	0,0004	125,17	0,0004	125,17	0,0009	-45,48	0,0009	-45,48
734	0,0030	107,00	0,0030	107,00	0,0005	123,16	0,0005	123,16	0,0010	-45,91	0,0010	-45,91
710*	0,0030	106,62	0,0030	106,62	0,0005	121,13	0,0005	121,13	0,0010	-45,91	0,0010	-45,91
735*	0,0030	106,41	0,0030	106,41	0,0005	121,13	0,0005	121,13	0,0010	-46,06	0,0010	-46,06
736	0,0030	107,01	0,0030	107,01	0,0005	120,73	0,0005	120,73	0,0010	-45,98	0,0010	-45,98
737*	0,0032	106,42	0,0032	106,42	0,0005	120,42	0,0005	120,42	0,0010	-46,89	0,0010	-46,89
738*	0,0033	105,83	0,0033	105,83	0,0006	121,81	0,0006	121,81	0,0011	-46,28	0,0011	-46,28
711*	0,0033	105,38	0,0033	105,38	0,0006	119,83	0,0006	119,83	0,0011	-46,61	0,0011	-46,61
740	0,0033	105,19	0,0033	105,19	0,0006	119,81	0,0006	119,81	0,0011	-46,43	0,0011	-46,43
741*	0,0033	105,22	0,0033	105,22	0,0006	119,14	0,0006	119,14	0,0011	-46,37	0,0011	-46,37
731*	0,0025	109,91	0,0025	109,91	0,0003	118,87	0,0003	118,87	0,0009	-46,39	0,0009	-46,39
775	0,0024	107,12	0,0024	107,12	0,0003	118,90	0,0003	118,90	0,0008	-46,06	0,0008	-46,06
705*	0,0016	114,87	0,0016	114,87	0,0002	131,26	0,0002	131,26	0,0005	-47,45	0,0005	-47,45
712	0,0016	114,38	0,0016	114,38	0,0002	127,53	0,0002	127,53	0,0005	-45,29	0,0005	-45,29
742*	0,0016	115,18	0,0016	115,18	0,0002	159,61	0,0002	159,61	0,0005	-45,10	0,0005	-45,10
713*	0,0016	115,26	0,0016	115,26	0,0002	161,80	0,0002	161,80	0,0005	-45,79	0,0005	-45,79
704*	0,0017	116,00	0,0017	116,00	0,0002	161,68	0,0002	161,68	0,0006	-44,05	0,0006	-44,05
714	0,0017	115,99	0,0017	115,99	0,0002	167,21	0,0002	167,21	0,0006	-43,24	0,0006	-43,24
718*	0,0018	116,02	0,0018	116,02	0,0002	166,48	0,0002	166,48	0,0006	-43,25	0,0006	-43,25
720*	0,0018	116,69	0,0018	116,69	0,0002	161,62	0,0002	161,62	0,0006	-43,07	0,0006	-43,07
706*	0,0018	116,96	0,0018	116,96	0,0002	161,62	0,0002	161,62	0,0006	-42,49	0,0006	-42,49
725	0,0018	117,09	0,0018	117,09	0,0002	177,04	0,0002	177,04	0,0006	-43,09	0,0006	-43,09
707*	0,0018	118,49	0,0018	118,49	0,0002	174,28	0,0002	174,28	0,0006	-43,41	0,0006	-43,41
722	0,0018	118,67	0,0018	118,67	0,0002	172,85	0,0002	172,85	0,0006	-41,57	0,0006	-41,57
724*	0,0018	118,84	0,0018	118,84	0,0002	163,63	0,0002	163,63	0,0006	-41,33	0,0006	-41,33
					0,0002	162,64	0,0002	162,64	0,0006	-42,41	0,0006	-42,41

6.4 Considerações Finais sobre o Capítulo

Em relação aos resultados obtidos pelo método de alocação proposto no capítulo anterior, o que se pode notar ao comparar os casos com diferentes restrições impostas, é que com a restrição no número de canais de corrente é necessário um investimento maior no número de equipamentos. Portanto, torna-se necessária uma análise financeira por parte das equipes das concessionárias para ver até que ponto é interessante investir no aumento do número de equipamentos, ou no aumento do número de canais de medição de corrente de um equipamento já de posse.

Outro fato que ficou evidente frente aos resultados obtidos é que o método de EEH torna-se eficiente quando antes é realizada uma alocação adequada dos medidores, pois ao validar todos os resultados obtidos, todas as variáveis de estado em questão foram estimadas de acordo com os valores reais esperados. Ressalta-se que, todo o processo de alocação é realizado apenas considerando medições para frequência fundamental e mesmo assim todas as grandezas de todas as ordens harmônicas consideradas foram estimadas corretamente demonstrando a robustez e eficácia do algoritmo desenvolvido.

Em relação à questão de a restrição geral ter sido implementada de duas maneiras diferentes, mas que resultaram no mesmo resultado fornecido para a alocação dos medidores, a restrição geral 2 considerando os valores singulares da matriz de medidas H , torna-se uma solução mais atraente para o problema já que não se torna necessário a execução do algoritmo de estimação por completo em todas as iterações, mas apenas a aplicação da técnica DVS. Além disso, mesmo em casos que não se tenham os valores das tensões fasoriais fornecidos pelo fluxo de carga do sistema é possível realizar o processo de alocação de maneira eficiente, sem ter que verificar se há erro entre os valores estimados e fornecidos pelo fluxo de carga.

Uma comparação interessante que pode ser realizada é o resultado obtido para os sistemas de 34 e 37 barras, pois apesar do sistema de 37 barras possuir um número maior de barras e, conseqüentemente, de locais para alocação de medidores, o algoritmo aponta um número menor de medidores para uma completa observabilidade do sistema em relação ao sistema de 34 barras. Isto se deve ao fato de que o sistema de 37 barras possui um número maior de barras com ramificações, enquanto que o sistema de 34 barras possui um alimentador principal maior e poucas ramificações ao longo do sistema. Ou seja, nem só porque o número de barras do sistema é maior, como no caso do sistema de 37 barras em relação ao de 34 barras,

haverá a necessidade de um número maior de medidores para uma completa observabilidade, pois esta está atrelada à topologia do sistema.

Sobre o número de medidores necessários para uma completa observabilidade do sistema para realizar a estimação de todas as variáveis de estado, este pode ser ainda mais aceitável com a perspectiva de implantação das redes inteligentes (*smart grids*) que vem crescendo em várias regiões do mundo como Austrália, EUA, Canadá, China, União Europeia, República da Coreia e Índia (SELVAM; GNANADASS; PADHY, 2016; STEDMAN, 2016). Estas redes têm como característica uma tendência em aumentar o número de locais de medição permanentes e de maneira integrada em toda a rede de distribuição utilizar uma infraestrutura de comunicação confiável e moderna (ALMEIDA; KAGAN, 2011a). Além disso, atualmente, existem alguns equipamentos de manobras, como religadores automáticos, que já vêm de fábrica com função de medição acoplada, incluindo análise harmônica, o que aumentaria ainda mais o número de medidas disponíveis para o processo de estimação de estado harmônico. Por fim, também já há a utilização de um sistema de gerenciamento por parte das concessionárias de energia denominado *Distribution Management Systems* (DMS) que se trata de um conjunto de aplicações para monitorar e controlar toda a rede de distribuição. Este sistema já implantado atua como apoio à decisão para auxiliar as equipes de controle e operação de campo com o monitoramento do sistema. Desta forma, a partir do DMS é possível melhorar a confiabilidade e a qualidade do serviço em termos de redução de interrupções, minimizando o tempo de interrupção, mantendo níveis de frequência e tensão aceitáveis.

Ainda que o menor número obtido de medidores para uma observabilidade completa dos sistemas em estudo neste trabalho tenha sido apresentado, em caso de a concessionária de energia dispor inicialmente de um número menor de medidores do que o necessário para uma completa observabilidade sugere-se que estes sejam alocados em ramais com o maior número de ramificações, evitando as barras que se encontram nas extremidades. Posteriormente, caso possível, sugere-se também que se aumente o número de medidores e que estes sejam alocados seguindo as configurações apontadas pelo algoritmo até que o sistema elétrico se torne completamente observável.

Vale ressaltar também que, de acordo com os resultados obtidos pelo algoritmo de alocação, a prática de que um medidor esteja instalado na subestação nem sempre é a melhor do ponto de vista de minimizar o número de medidores ao longo do sistema. Porém, esta alternativa tem outras justificativas como a própria praticidade de se instalar um medidor num

ambiente mais controlado e acessível. Daí cabe à concessionária decidir até que ponto esta instalação mais prática é melhor do que uma solução mais econômica do ponto de vista do número de medidores.

7. CONCLUSÕES

A estimação de estado torna-se muito importante à medida que técnica e economicamente é muito custoso possuir medidores em todas as barras de um sistema de energia elétrica. E quando esta estimação é considerada no contexto da QEE, esse fator é ainda mais agravante, já que os medidores ainda apresentam custos elevados.

A partir deste cenário, este trabalho propôs o desenvolvimento de um estimador de estado harmônico trifásico para sistemas de distribuição de energia usando a técnica de Decomposição em Valores Singulares. E esta proposta vem de encontro com a grande maioria dos trabalhos encontrados na literatura, pois estes, tratam da estimação de estado convencional (para frequência fundamental) e em sistemas de transmissão.

O estimador desenvolvido foi testado frente a alguns cenários de pontos de medição dos sistemas alimentadores do IEEE de 13, 34 e 37 barras. Esta alocação foi feita inicialmente com base nos resultados encontrados no trabalho de BRANCO (2013) e os resultados foram posteriormente comparados com alocações realizadas de maneira empírica.

Os resultados obtidos pela aplicação do método para os sistemas de distribuição do IEEE mostraram que o desempenho do EEH proposto depende do número e da localização dos medidores. A análise realizada no Capítulo 4 ilustra esta afirmação já que em casos com o mesmo número de medidores, o desempenho do estimador pode ser diferente.

A robustez do método em relação à ordem harmônica também foi verificada, isto é, quando o método foi bem-sucedido para estimar a tensão de uma barra, significa que a tensão foi estimada para todas as fases e todas as ordens harmônicas.

Ainda, como comentado no Capítulo 4, o método pode ser melhorado, como por exemplo, quando variáveis de entrada do algoritmo se utilizam das medições de correntes de linha e não as injeções de correntes nas barras. A medição de todos os ramais de corrente conectados a barra pode ser desnecessariamente muito mais custosa para sua implementação, pois, como apresentado, a medição de alguns canais de corrente pode não ser necessária para o mesmo desempenho do estimador. Além disso, torna-se necessária também uma análise dos

canais monofásicos de medição de corrente, já que como o trabalho se refere a sistemas de distribuição, por várias vezes é possível que haja barras que não possuem nenhum elemento conectado, o que pode gerar também a economia na instalação dos equipamentos.

Diante do apresentado, destacam-se as principais contribuições do método de EEH proposto:

- O método tem a capacidade de estimar os valores das tensões harmônicas trifásicas corretamente a partir de um número mínimo de medidores de QEE instalado no alimentador de distribuição. Além disso, a formulação de um EEH para sistemas de distribuição, incluindo linhas assimétricas e cargas desequilibradas não foi abordada de maneira conjunta na literatura até o momento;
- Uma análise de observabilidade prévia não é necessária antes de executar o EEH, como em técnicas de estimação de estado tradicionais. Caso o sistema não seja totalmente observável, o método proposto é capaz de indicar em quais barras os medidores são necessários para se atingir uma observabilidade completa. Além disso, se houver ilhas não observáveis no sistema, o método ainda é capaz de estimar corretamente as tensões trifásicas harmônicas em algumas barras com tensões observáveis e apontar também as barras onde as estimativas não são corretas.

Apesar de o próprio método indicar as barras em que seria necessária a instalação de um medidor, ficou evidente a necessidade de aplicar um método para a determinação do número e posição dos monitores de qualidade de energia para que o sistema se torne totalmente observável.

Esta alternativa poderia ser a solução mais simples em casos de sistemas menores, como no caso do sistema do IEEE de 13 barras, mas bastante complexo em sistemas de porte grande, porque o número indicado pelo método pode ser muito grande. Desta forma, um método de alocação de medidores voltado para este objetivo pode gerar uma economia bastante considerável no número de equipamentos.

O método de alocação desenvolvido foi voltado para EEH de maneira que o sistema fique completamente observável sem a necessidade da aplicação de um método de força bruta, como seria o caso de apenas acrescentar um medidor em cada barra apontada pelo EEH.

Desta forma, para todos os sistemas do IEEE levados em consideração neste trabalho, o algoritmo foi validado de duas maneiras: uma não considerando limitação no número de canais de medição de corrente, e outra considerando esta limitação.

Para o método de alocação proposto, apesar de ser voltado para a estimação de estado harmônico, vale destacar que, não há necessidade da instalação de medidores de QEE multifunção propriamente ditos que poderiam vir a encarecer sua implementação, mas apenas medidores que possuam a capacidade de realizar a medição dos fasores de tensão e corrente trifásicos que são as entradas para o algoritmo proposto.

Sobre o desempenho do método de alocação de medidores, este pode ser considerado satisfatório já que para todos os sistemas no caso em que há restrição no número de canais de medição, o número de medidores aumenta, e como cada medidor apresenta apenas um canal trifásico de medição de corrente, o número de canais de corrente com medição diminuiu. Desta forma, torna-se necessária uma análise financeira por parte das equipes responsáveis para ver até que ponto é interessante investir no aumento do número de equipamentos ou no aumento do número de canais de medição de corrente de um equipamento já de posse.

Em relação à questão das diferentes formas de implementação da restrição geral do algoritmo de alocação, sugere-se o uso da restrição geral que considera os valores singulares da matriz de medidas H , já que não necessita da execução do algoritmo de estimação por completo em todas as iterações, mas apenas a aplicação da técnica DVS. Além disso, mesmo em casos que não se tenha os valores das tensões fasoriais fornecidos por um fluxo de carga é possível realizar o processo de alocação de maneira eficiente, sem ter que verificar se há erro entre os valores estimados e os fornecidos pelo fluxo de carga.

Como também comentado no Capítulo 6, em casos específicos em que a concessionária de energia disponha de um número de medidores menor que o apontado pelo o algoritmo, a sugestão é que estes sejam alocados primeiramente em barras apontadas pelo algoritmo de alocação com o maior número de ramificações e depois nas demais até que o número de barras com medição seja suficiente para uma completa observabilidade do sistema. E, em casos em que o algoritmo não aponte a subestação como local de instalação de medição fica a critério de a própria concessionária analisar até que ponto é interessante, mesmo assim, instalar um medidor neste local por questão de custo e praticidade.

Finalmente, os resultados obtidos pelo método de alocação foram validados utilizando o EEH, e para todos os casos observa-se que não há presença de nenhuma ilha não observável no sistema, o que demonstra a eficácia do EEH quando de antemão é realizada uma alocação voltada para este método.

7.1 Sugestões para trabalhos futuros

As sugestões propostas para a continuidade da pesquisa são:

- Análise de erros de medição no desempenho do método de EEH desenvolvido;
- Validar o EEH considerando cargas com perfil estocástico, como apresentado por (WANG, 2011);
- Realizar uma análise de sensibilidade do EEH frente à inclusão de ruídos e erros no sinal;
- Verificar a possibilidade de implementação do EEH em tempo real;
- Aplicar o método de alocação de medidores para diferentes topologias;
- Incrementar o método de alocação de medidores para acomodar pontos fixos de medição.

Referências Bibliográficas

ALMEIDA, C. F. M.; KAGAN, N. Harmonic State Estimation through Optimal Power Quality Monitoring. **21 International Conference on Electricity Distribution**, 6-9 June 2011. 1-4.

ALMEIDA, C. F. M.; KAGAN, N. Using Genetic Algorithms and Fuzzy Programming to Monitor Voltage Sags and Swells. **IEEE Intelligent Systems**, March-April 2011. Vol. 26, No. 2, 46-53.

ALMEIDA, M. A. D. Um algoritmo para estimação de estado em alimentadores de distribuição de energia elétrica com base no método da soma de potências. **Tese (Doutorado em Ciências)**, Natal, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2003.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema - Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. 2017.

ARRILAGA, J.; WATSON, N. R.; CHEN, S. **Power System Quality Assessment**. UK: Wiley, 2000.

ARRILAGA, Z. P. D. J.; WATSON, N. R.; CHEN, S. Implementation of harmonic state estimation. **8th International Conference on Harmonics and Quality of Power**, Vol. 1, p. 273-278, October 1998.

ARRUDA, E. F. Estimação de Estados de Distorções Harmônicas em Sistemas Elétricos de Potência utilizando Estratégias Evolutivas. **Tese (Doutorado em Ciências)**, São Paulo (Brasil), Universidade de São Paulo, 2008.

BAHABADI, H. B.; MIRZAEI, A.; MOALLEM, M. Optimal Placement of Phasor Measurement Units for Harmonic State Estimation in Unbalanced Distribution System Using Genetic Algorithms. **21st International Conference on Systems Engineering (ICSEng)**, p. 100-105, Aug. 2011.

BRANCO, H. M. G. C. Modelagem multiobjetivo para o problema da alocação de monitores de qualidade da energia em sistemas de distribuição de energia elétrica. **Tese (Doutorado em Ciências)**, São Carlos (Brasil), Universidade de São Paulo, 2013.

CASTILLO, M. R. M. Estimador de estado e parâmetros de linha de transmissão, baseado nas equações normais. **Tese (Doutorado em Ciências)**, São Carlos (Brasil), Universidade de São Paulo, 2006.

CISNEROS-MAGAÑA, R.; MEDINA, A. Time Domain Transient State Estimation using Singular Value Decomposition Poincare Map and Extrapolation to the Limit Cycle. **Electrical Power and Energy Systems**, June 2013. 810-817.

D'ANTONA, G.; MUSCAS, C.; SULIS, S. State estimation for the localization of harmonic sources in electric distribution systems. **IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement**, 12-15 May 2008. Vol. 58, No. 5, p. 1462-1470.

DAS, J. C. **Power System Analysis, Short Circuit Load Flow and Harmonics**. [S.l.]: Marcel Dekker, 2001.

DIGSILENT. Power System Analysis Software. **DIgSILENT PowerFactory Version**, 2010.

DU, Z. -P. et al. Identification of harmonic sources of power systems using state estimation. **IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, January 1999. Vol. 146, No. 1, p. 7-12.

DU, Z. -P.; ARRILLAGA, J.; WATSON, N. Continuous harmonic state estimation of power system. **IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, July 1996. Vol. 143, No. 4, p. 329-336.

DWYER, R.; KHAN, A. K.; MCGRANAGHAN, M.; TANG, L.; MCCLUSKEY, R. K.; SUNG, R.; HOUY, T. Evaluation of Harmonic Impacts from Compact Fluorescent Lights on Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 10, No. 4, p. 1772-1779, Nov. 1995.

ELDERY, M. A.; EL-SAADANY, E. F.; SALAMA, M. M. A.; VANNELLI, A. A Novel Power Quality Monitoring Allocation Algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, April 2006. Vol. 21, No. 2, p. 768-777.

FANTIN, C. A. Metodologia para Estimacão de Estado Trifásica em Sistemas de Distribuicão Incorporando Medidas SCADA, Virtuais, Pseudomedidas, e Medidas Fasoriais Sincronizadas. **Tese (Doutorado em Ciências)**, São Carlos (Brasil), Universidade de São Paulo. 2016.

FERNANDES, R. A. S. Localizacão e Identificacão de Consumidores com Alta Contribuicão para a Distorção Harmônica de Tensão em Sistemas de Distribuicão. **Tese (Doutorado em Ciências)**, São Carlos (Brasil), Universidade de São Paulo, 2011.

FERREYRA, D. M.; SARMIENTO, A. C.; REINERI, C. A. Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation. **Latin America Transactions (Revista IEEE America Latina)**, Vol. 11, No. 1, p. 499-504, Feb. 2013.

FUCHS, E. F.; ROESLER, D. J.; ALASHHAB, F. S. Sensitivity of Electrical Appliances to Harmonics and Fractional Harmonics of the Power System Voltage. Part I: Transformers and Induction Machines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 2, No. 2, p. 437-444, April 1987.

FUCHS, E. F.; ROESLER, D. J.; KOVACS, K. P. Sensitivity of Electrical Appliances to Harmonics and Fractional Harmonics of the Power System Voltage. Part II: Television Sets, Induction Watt-hour Meters and Universal Machines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 2, No. 2, p. 445-453, April 1987.

GOMES, D. P. S.; OLESKOVICZ, M.; KEMPNER, T. R.; LIMA FILHO, J. R. A Generalized Coverage Matrix Method for Power Quality Monitor Allocation Utilizing Genetic Algorithm. **International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'16)**, 4-6 May 2016. p. 403-408.

HERNÁNDEZ, A. et al. SVD Applied to Voltage Sag State Estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, April 2013. Vol.28, No.2, p. 866-874.

IBRAHIM, A. A.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H. Optimal Power Quality Monitor Placement in Power Systems Using an Adaptive Quantum-Inspired Binary Gravitational Search Algorithm. **Electrical Power and Energy Systems**, 2014. Vol. 57, p. 404-413.

IEC. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase), **IEC 61000-3-2**. 2009.

IEEE. Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. **IEEE Std 519-1992**, p.1-112, April 9 1993.

IEEE. Practical Definitions for Powers in Systems with Nonsinusoidal Waveforms and Unbalanced Loads: a Discussion. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 11, No. 1, p. 79-101, Jan. 1996.

JIANG, C.; SALLES, D.; XU, W. Assessing the collective harmonic impact of modern residential loads - Part II: Applications. **IEEE Transactions on Power Delivery**, October 2012. vol. 27, no. 4, p. 1947-1955.

JONG, D. An Analysis of the Behavior of a Class of Genetic Adaptive Systems. **Ph.D. Thesis**, Department of Computer and Communication Sciences, University of Michigan, Ann Arbor. 1975.

KANAO, N.; YAMASHITA, M.; YANAGIDA, H.; MIZUKAMI, M.; HAYASHI, Y.; MATSUKI, J. Power system harmonic analysis using state-estimation method for Japanese field data. **IEEE Transaction on Power Delivery**, April 2005. Vol. 20, No. 2, p. 970-977.

KAZEMI, A.; MOHAMED, A.; SHAREEF, H.; ZAYANDEHROODI, H. Optimal power quality monitor placement using genetic algorithm and Mallow's Cp. **Electrical Power and Energy Systems**, Vol. 53, p. 564-575, 2013.

KEMPNER, T. R.; OLESKOVICZ, M.; SANTOS, A. Q. Optimal allocation of monitors by analyzing the vulnerability area against voltage sags. **16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**, 2014. p. 536-540.

KERSTING, W. Radial distribution test feeders. **Power Engineering Society Winter Meeting**, Vol. 2, IEEE, p. 908-912, 2001.

KETABI, A.; NOSRATABADI, S. M.; SHEIBANI, M. R. Optimal PMU Placement with Uncertainly Using Pareto Method. **Mathematical Problems in Engineering**, April 2012. p. 1-12.

KIMBARK, E. W. **Direct Current Transmission**. John Wiley & Sons, Vol. 1, 1971.

LIAO, H. Power system harmonic state estimation and observability analysis via sparsity maximization. **IEEE Transaction on Power Delivery**, 2006. Vol. 22, No. 1, p. 15-23.

MADTHARAD, C.; PREMRUDEEPPREECHACHARN, S.; WATSON, N. R.; SAENG-UDOM, R. An optimal measurement placement method for power system harmonic state estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 20, No.2, p. 1514-1521, April 2005.

MADTHARAD, C.; PREMRUDEEPPREECHACHARN, S.; WATSON, N. R. Power system state estimation using singular value decomposition. **Electric Power Systems Research** , Vol. 67, p. 99-107, 2003.

MALLOWS, C. L. Some Comments on CP. **Technometrics**, Vol. 15, No. 4, p. 661-675, 1973.

MARÍN, F. J.; GARCÍA-LAGOS, F.; JOYA, G.; SANDOVAL, F. Genetic Algorithms for Optimal Placement of Phasor Measurement Units in Electrical Networks. **Electronics Letters**, 18 September 2003. Vol. 39 No. 19.

MELIOPOULOS, A. P. S.; ZHANG, F.; ZELINGHER, S. Power system harmonic state estimation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, July 1994. Vol. 9, No. 3, p. 1701-1709.

NEMA. CFL Share of Household Lamps Reaches New High, Nov. 2008.

NGUYEN, H. T.; YANG, J. J.; CHOI, S. S. On harmonic state estimation and the evaluation of harmonic power contributions from sources. **IEEE PES General Meeting**, p. 1-6, July 2010.

ONS. **Procedimentos de Rede - Padrões de Desempenho da Rede Básica. Sub-módulo 2.2**. 2002.

ORTEGA, J. M. M.; GOMES EXPOSITO, A.; GARCIA, A. L. T.; BURGOS PAYAN, M. A state estimation approach to harmonic polluting load characterization in distribution systems. **IEEE Transaction on Power Delivery**, May 2005. Vol. 20, No. 2, p. 765-772.

PILEGGI, D. J.; GULACHENSKI, E. M.; ROOT, C. E.; GENTILE, T. J.; EMANUEL, A. E. The Effect of Modern Compact Fluorescent Lights on Voltage Distortion. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Vol. 8, No. 3, p. 1451-1459, July 1993.

- PIRES, I. A. Caracterização de harmônicos causados por equipamentos eletro-eletrônicos residenciais e comerciais no sistema de distribuição de energia elétrica. **Dissertação (Mestrado em Ciências)**, Belo Horizonte (Brasil), Universidade Federal de Minas Gerais, 2006.
- PRESS, W. H.; FLANNERY, B. P.; TEULOLSKY, S. A.; VETTERLING, W. T. **Numerical Recipes in FORTRAN: The Art of Scientific Computing**. 2ª. ed. UK: Cambridge University Press, 1992.
- RAD, M. S.; MOKHTARI, H.; KARIMI, H. An optimal measurement placement method for power system harmonic state estimation. **2012 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering**, p. 271-275, Oct. 2012.
- RAD, M. S.; MOKHTARI, H.; KARIMI, H. A new algorithm for optimal measurement placement, observability analysis and harmonic state estimation on power systems. **4th Power Electronics, Drive Systems & Technologies Conference (PEDSTC2013)**, Tehran, Iran, p. 518-523, Feb. 2013.
- RAKPENTHAI, C.; UATRONGJIT, S.; WATSON, N. R.; PREMRUDEEPPREECHACHARN, S. On Harmonic State Estimation of Power System With Uncertain Network Parameters. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 28, No.4, p. 4829-4838, Nov. 2013.
- REIS, D. C. S. et al. Transmission Systems Power Quality Monitors Allocation. **Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, 2008. 1-7.
- SALLES, D.; JIANG, C.; XU, W. Assessing the collective harmonic impact of modern residential loads - Part I: Methodology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, October 2012. Vol. 27, No. 4, p. 1937-1946.
- SCHWEPPE, F. C.; HANDSCHIN, E. J. Static State Estimation in Electric Power Systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, July 1974. Vol. 62, No. 7, 972-982.
- SELVAM, M. M.; GNANADASS, R.; PADHY, N. P. Initiatives and technical challenges in smart distribution grid. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Jan. 2016. 911-917.
- SEPULCHRO, W. N.; ENCARNACÃO, L. F.; BRUNORO, M. Harmonic State and Power Flow Estimation in Distribution Systems Using Evolutionary Strategy. **SBA: Controle e Automação**, p. 358-367, 2014.
- STEDMAN, M. Smart meters: The intelligent choice? **Renewable Energy Focus**, July–August 2016. 142–143.
- VAN LOAN, C. F. **Matrix Computations**. John Hopkins University Press, 1989.
- WAKILEH, G. J. **Power Systems Harmonics, Fundamentals, Analysis and Filter Design**. Springer, 2001.

WANG, B.; XU, W.; PAN, Z. Voltage sag state estimation for power distribution systems. **IEEE Transaction on Power Delivery**, May 2005. p. 2476 Vol. 3.

WANG, H. Harmonic Impacts of Modern Residential Loads on Distribution Power System and Mitigation Solutions. **Dissertação (Mestrado em Ciências)**, Edmonton (Canadá), Universidade de Alberta, 2011.

WONG, L. A.; SHAREEF, H.; MOHAMED, A.; IBRAHIM, A. Novel quantum-inspired firefly algorithm for optimal power quality monitor placement. **Frontiers in Energy**, Vol. 8, p. 254-260, June 2014.

YU, K. K. C.; WATSON, N. R. Influence of transformer configuration on measurement placement in harmonic state estimation. **International Conference on Power System Technology**, 2004. p. 35-40 Vol.1.

YU, K. K. C.; WATSON, N. R.; ARRILLAGA, J. An adaptive Kalman filter for dynamic harmonic state estimation and harmonic injection tracking. **IEEE Transaction on Power Delivery**, April 2005. Vol. 20, No. 2, p. 1577-1584.

YU, K. K. C.; WATSON, N. R.; ARRILLAGA, J. Error analysis in static harmonic state estimation: a statistical approach. **IEEE Transaction on Power Delivery**, April 2005. Vol. 20, No. 2, p. 1045-1050.

Anexo A: Resolvendo sistemas subdeterminados utilizando DVS

Como comentado no Capítulo 2, a técnica DVS pode fornecer uma solução particular e um vetor de espaço nulo para cada singularidade no caso de sistemas subdeterminados.

O número infinito de soluções de cada sistema pode ser expresso por:

$$[x] = [x_p] + \sum_{i=1}^{n-\text{rank}(A)} k_i \cdot [x_{ni}] \quad (53)$$

Em que $[x_p]$ é a solução particular, k_i é uma constante e $[x_{ni}]$ é o vetor de espaço nulo.

Caso todos os vetores de espaço nulo tenham entradas nulas numa posição particular, a variável de estado correspondente será observável, e qualquer combinação linear dos vetores de espaço nulo não irá alterar seu valor.

A técnica DVS realiza a busca por uma solução ótima para o problema dos mínimos quadrados, isto é, minimizar a norma de x :

$$\text{Min} \|x\|^2 = \left\| x_p + \sum_{i=1}^{n-\text{rank}(A)} k_i \cdot x_{ni} \right\|^2 \quad (54)$$

Para ilustrar a eficiência do DVS, considera-se o seguinte sistema:

$$\begin{bmatrix} 1 & -2 & 1 \\ 2 & -3 & 4 \\ 3 & -5 & 5 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4 \\ -1 \\ 3 \end{bmatrix} \quad (55)$$

Como o *rank* da matriz de medidas é igual a 2, existem apenas dois conjuntos independentes de medidas e, portanto, há um número infinito de soluções que podem ser encontradas na forma da Equação 53.

O conjunto de possíveis soluções está ilustrado pela linha maior na Figura 19. O vetor de espaço nulo (-5; -2; 1) encontra-se em paralelo com o conjunto de soluções. O ponto A (0,6666; -3,1333; -2,9333) é a solução escolhida pelo DVS e o ponto B (-8,4620; -6,7848; -

1,1076) é uma solução arbitrária. Apesar de ambas as soluções satisfazerem o sistema, quando se observa a norma de cada solução, o DVS fornece uma solução no sentido dos mínimos quadrados com uma norma de 4,3436 para o ponto A em comparação a 10,9030 da norma para o ponto B.

Figura 19 - Solução no sentido do Método dos Mínimos Quadrados.

Fonte: Modificada de ARRILAGA, WATSON e CHEN (2000).

Anexo B: Fluxo de carga harmônico utilizando o programa DIgSILENT *PowerFactory*

Neste trabalho, utilizou-se a ferramenta *Harmonic Load Flow* do programa DIgSILENT *PowerFactory* para a análise dos valores das distorções harmônicas em cada barra dos sistemas abordados.

Os cálculos utilizados para obtenção destes valores de distorções pelo próprio programa serão apresentados a seguir e podem ser encontrados mais detalhadamente em DIGSILENT (2010). Todos os índices de distorção serão descritos para a corrente, porém podem ser descritos de forma semelhante para distorção de tensão.

Em primeiro lugar, a distorção harmônica individual de corrente é quantificada por meio do cálculo de um índice denominado Distorção Harmônica (HD – *Harmonic Distortion*) para uma referida frequência, conforme a Equação 56:

$$HD_i(f_i) = \frac{|I(f_i)|}{|I(f_1)|} \quad (56)$$

Em que, $I(f_i)$ é o valor da amplitude da corrente harmônica de ordem i e $I(f_1)$ é o valor da amplitude da corrente na frequência fundamental.

Já a distorção harmônica total de corrente (THD – *Total Harmonic Distortion*) pode ser calculada de acordo com a equação 57:

$$THD_I = \frac{1}{I_{ref}} \cdot \sqrt{I_{rms}^2 - I^2(f_1)} \quad (57)$$

Em que, I_{ref} é igual a $|I(f_1)|$ nos padrões IEEE e I_{ref} é igual a I_{rms} nos padrões DIN (*Deutsches Institut für Normung* – Instituto Alemão para Normalização). Como neste trabalho o padrão utilizado para os cálculos foi do IEEE ($I_{ref} = |I(f_1)|$), apenas os cálculos considerando este padrão serão apresentados neste anexo.

O valor eficaz da corrente (I_{rms}) pode ser calculado como:

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{i=1}^n I^2(f_i)} \quad (58)$$

Em que, n é o número total de ordens harmônicas levadas em consideração para o cálculo.

Outro valor importante no cálculo do fluxo de carga harmônico é o valor da potência total absorvida pelas componentes harmônicas que pode ser obtido pela seguinte somatória:

$$P_{total} = \sum_{i=1}^n P(f_i) \quad (59)$$

Já o valor de corrente para uma dada frequência harmônica (h) pode ser obtido como:

$$I_h = k_h \cdot e^{\Delta\varphi_h} \cdot I_1 \cdot e^{\varphi_1} \quad (60)$$

Em que,

$$k_h = \begin{cases} \frac{I_h}{I_1}, & \text{se balanceado} \\ \frac{I_{ah}}{I_{a1}}, & \text{para fase A, se desbalanceado} \\ \frac{I_{bh}}{I_{b1}}, & \text{para fase B, se desbalanceado} \\ \frac{I_{ch}}{I_{c1}}, & \text{para fase C, se desbalanceado} \end{cases} \quad (61)$$

$$\Delta\varphi_h = \begin{cases} \varphi_h - \varphi_1, & \text{se balanceado} \\ \varphi_{ah} - \varphi_{a1}, & \text{para fase A, se desbalanceado} \\ \varphi_{bh} - \varphi_{b1}, & \text{para fase B, se desbalanceado} \\ \varphi_{ch} - \varphi_{c1}, & \text{para fase C, se desbalanceado} \end{cases} \quad (62)$$

Os valores I_1 e φ_1 são os valores de módulo e fase da corrente na frequência fundamental, obtidos por meio da execução prévia do fluxo de carga normal (em 60 Hz), que se trata de uma das etapas do fluxo de carga harmônico.