UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tese de Doutorado

ESTIMADOR DE ESTADO HARMÔNICO TRIFÁSICO INCORPORANDO SATURAÇÃO DE TRANSFORMADORES

THIAGO MOTA SOARES

TD 13/2019

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário Guamá
Belém-Pará-Brasil
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tese de Doutorado

ESTIMADOR DE ESTADO HARMÔNICO TRIFÁSICO INCORPORANDO SATURAÇÃO DE TRANSFORMADORES

THIAGO MOTA SOARES

TD 13/2019

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário Guamá
Belém-Pará-Brasil
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

THIAGO MOTA SOARES

ESTIMADOR DE ESTADO HARMÔNICO TRIFÁSICO INCORPORANDO SATURAÇÃO DE TRANSFORMADORES

Tese de doutorado submetida à Banca Examinadora do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do UFPA para a obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia Elétrica

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário Guamá
Belém-Pará-Brasil
2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Biblioteca do ITEC/UFPA-Belém-PA

S676 Soares, Thiago Mota, 1985-
Estimador de estado harmônico trifásico incorporando saturação de transformadores / Thiago Mota Soares. - 2019.

Orientador: Ubiratan Holanda Bezerra;
Coorientadora: Maria Emília de Lima Tostes.

Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2019.

1.Transformadores elétricos. 2.Harmônicos (Ondas elétricas). 3. Sistemas de energia elétrica. I.Título.

CDD 23. ed.– 6 2 1 . 3 1 4

Elaborado por Kelren Cecília dos Santos Lima da Mota – CRB-2/1461

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

"ESTIMADOR DE ESTADO HARMÔNICO TRIFÁSICO INCORPORANDO SATURAÇÃO DE TRANSFORMADORES"

AUTOR: **THIAGO MOTA SOARES**

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 28/06/2019

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(Orientador – PPGEE/UFPA)

Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes
(Co-Orientadora – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)

Prof.ª Dr.ª Carminda Celia Moura de Moura Carvalho
(Avaliadora Externa ao Programa – FEEB/UFPA)

Prof. Dr. Carlos Frederico Meschini Almeida
(Avaliador Externo – USP)

Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro
(Avaliador Externo – UNIFEI)

VISTO:

Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes
(Coordenadora do PPGEE/ITEC/UFPA)

DEDICATÓRIA

Aos meus pais Celso e Vilma pelo amor e dedicação.

Ao meu irmão Bruno pelo apoio e companheirismo.

À minha esposa Gisele e minha filha Luiza, pelo amor e carinho!

AGRADECIMENTOS

Gostaria primeiramente de agradecer a Deus.

Aos meus pais Celso e Vilma, pela educação, dedicação e amor transmitidos à mim ao longo de minha vida, e ao meu irmão Bruno pelo apoio, amizade e companheirismo em todos os momentos de minha vida.

À minha família por estarem sempre torcendo pela minha vitória.

À minha esposa Gisele pelo apoio, paciência, amor, companheirismo e confiança dados a mim ao longos dos últimos 12 anos.

Ao meu orientador e amigo prof. Bira, e co-orientadora e amiga profª Emília pela confiança, amizade, aprendizagem e oportunidade dadas a mim.

Aos meus amigos Allan, Wellington, Carlos e todas outras pessoas que fazem parte da família CEAMAZON pela aprendizagem, confiança e amizade.

Ao meu amigo professor Ortiz pela amizade e ajuda dada para realização das experiências que possibilitaram a conclusão dessa tese.

Agradeço a CELPA por ter fornecido os dados de sua rede elétrica para realização desse trabalho.

E a todos que de alguma forma contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Sumário

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABELA

Resumo

Esse trabalho apresenta o desenvolvimento de um estimador de estado harmônico trifásico voltado para sistemas de distribuição energia que incorpora o efeito da saturação de transformadores nos níveis de distorção harmônica. Esse estimador de estado harmônico determina o módulo e o ângulo de fase da tensão nodal e da corrente injetada de uma rede de distribuição por meio do método dos mínimos quadrados ponderados, no qual a resolução do sistemas de equações normais baseia-se na decomposição em valores singulares. A cada iteração do algoritmo de estimação de estado, a corrente injetada nas barras conectadas aos transformadores de distribuição de uma rede de distribuição sofre uma correção através da adição da corrente de magnetização em cada ordem harmônica de interesse. Além disso, esse trabalho apresenta uma metodologia de criação de pseudo-medição, na frequência fundamental, que torna o sistema completamente observável. Esse algoritmo é capaz estimar satisfatoriamente o estado harmônico de uma rede de distribuição, uma vez que apresenta erros de estimação baixos.

Palavras-chaves: estimador de estado harmônico, mínimos quadrados ponderados, pseudo-medição, saturação de transformador.

Abstract

This paper presents the development of a three-phase harmonic state estimator for energy distribution systems that incorporates the effect of transformer saturation on harmonic distortion levels. This harmonic state estimator determines the modulus and phase angle of the nodal voltage and injected current of a distribution network using the weighted least squares method, in which the resolution of normal equation systems is based on the decomposition into values. singular. At each iteration of the state estimation algorithm, the current injected into the bars connected to the distribution transformers of a distribution network is corrected by the addition of the magnetization current in each harmonic order of interest. Moreover, this work presents a methodology for creating pseudo-measurement at the fundamental frequency that makes the system completely observable. This algorithm is able to satisfactorily estimate the harmonic state of a distribution network, since it has low estimation errors.

Keyword: harmonic state estimator, pseudo-measurement, transformer saturation, weighted least squares.

Capítulo 1 - Introdução

1.1 – Considerações Iniciais

A distorção harmônica é um problema bastante frequente nos sistemas de distribuição de energia elétrica devido à presença de cargas não lineares nas instalações residenciais, comerciais e industriais.

A presença desse tipo de distúrbio nas redes de distribuição causa distorções tanto na forma de onda da tensão quanto da corrente, o que pode provocar efeitos nocivos aos diversos equipamentos elétricos e eletrônicos conectados a essas redes como, por exemplo: aquecimentos de transformadores distribuição, sobrecarga de condutores neutros, má operação de dispositivos de proteção, sobretensão devido à ocorrência de ressonância harmônica e outros.

Dessa forma, os órgãos reguladores de energia elétrica desenvolvem padrões de referências com o objetivo de estabelecer procedimentos de medição harmônicos e níveis admissíveis de distorção nas redes elétricas. Como exemplo, pode-se citar IEEE 519:2014, G5/4-1, EN 50160:2008, IEC/TR 61000-3-6 e outros.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) desenvolveu o módulo 8 dos procedimentos de distribuição de energia elétrica (PRODIST), onde foram definidos indicadores que possibilitem caracterizar qualidade da energia e estabelecidos níveis admissíveis desses indicadores nos sistemas de distribuição de energia elétrica, dentre os quais pode-se destacar a taxa de distorção harmônica individual e total de tensão.

Diante dessa situação, é fundamental que o centro de operação das distribuidoras de energia seja capaz de monitorar em tempo real os níveis de distorção harmônica de suas redes elétricas, uma vez que permite que os engenheiros de operação sejam capazes de identificar e mitigar distúrbios que prejudicam a qualidade da energia elétrica.

Dessa forma, a implantação de um estimador de estado harmônico constitui uma solução interessante para monitoração de uma rede de distribuição de energia elétrica, uma vez que permite que as distribuidoras de energia sejam capazes de conhecer o estado de suas redes em tempo real.

No entanto, no Brasil, a implementação de um estimador de estado tanto na frequência fundamental quanto nas frequências harmônicas enfrenta alguns desafios, dentre os quais pode-se citar a pequena quantidade de medições presentes nos alimentadores primários e secundários. Além disso, as metodologias de estimação de estado presentes na literatura não consideram o efeito que a saturação de transformadores pode causar no nível de distorção harmônica das rede elétricas

Diante desse contexto, a presente tese propõe o desenvolvimento de um estimador de estado harmônico trifásico que seja capaz de estimar os níveis de tensão e corrente nas frequências fundamental e harmônicas de um sistema de distribuição de energia considerando as não linearidades dos transformadores de distribuição quando o mesmo estiver operando na região de saturação da curva de magnetização. Além disso, a presente tese propõe um algoritmo de criação de pseudo-medição que permite que o estimador de estado seja capaz determinar o estado de um sistema de distribuição na frequência fundamental tendo como base somente a medição presente no ponto de acoplamento comum subestação-alimentador.

1.2 - Revisão Bibliográfica sobre Estimador de Estado Harmônico

Nos últimos 25 anos, tem-se observado o desenvolvimento de diferentes metodologias de estimação de estado harmônico voltadas tanto para sistemas elétricos de potência quanto para sistemas de distribuição. Essas metodologias se caracterizam por possibilitar a estimação dos estados harmônicos das redes elétricas tendo como base o modelo da rede elétrica e um conjunto ótimo de medição de tensão e corrente harmônicas. Esta seção apresenta de forma sucinta os principais trabalhos desenvolvidos na área da estimação de estado harmônico.

Em Heydt (1989), foi descrita uma metodologia para identificar fontes de sinais harmônicos presentes nos sistemas elétricos de potência por meio de um de estimador de estado baseado no método dos mínimos quadrados, de tal forma a estimar a tensão e a corrente injetada para cada frequência harmônica nas barras suspeitas de conter fontes de harmônicos. Essa metodologia baseia-se no fato de que, numa rede de transmissão linear, a potência ativa é conservada para uma mesma frequência, o que permite considerar que existe uma fonte harmônica conectada a uma barra quando a potência ativa associada a uma determinada frequência harmônica injetada nessa barra é positiva. Além disso, destacaram-se também os principais fatores que podem contribuir com o aumento da incerteza da metodologia, dentre os quais pode-se citar: perdas de potência reativa e ativa, erros de estimação, e erros dos modelos concentrados, tendo em vista que o aumento da incerteza pode conduzir a erros na estimação do espectro harmônico da corrente injetada.

Em Najjar e Heydt (1991), foi proposta uma técnica de estimação dos níveis de distorção harmônica em sistemas de transmissão e subtransmissão baseada na lei das correntes de Kirchhoff e no método dos mínimos quadrados ponderados combinadas com técnicas de programação não linear utilizadas na minimização da diferença da potência, na qual são atribuídos altos pesos para dados com elevada confiabilidade e baixos pesos para dados com pequena confiabilidade. Além disso, as tensões das barras e as correntes das linhas telemedidas são analisadas através da transformada de Fourier, e o espectro resultante é utilizado para estimar o espectro de corrente injetada e de tensão de todas as barras do sistema. Essa metodologia apresentou resultados satisfatórios para as frequências harmônicas até a 19ª ordem, no entanto a exatidão da estimação degradou para frequências acima 1140 Hz devido a baixa amplitude das componentes harmônicas.

Em Beides e Heydt (1991), foi apresentada uma metodologia de estimação de estado dinâmico de harmônicos utilizando a técnica de filtragem de Kalman. Essa abordagem possibilitou obter uma estimativa ótima do módulo e do ângulo de fase da tensão em diferentes ordens harmônicas considerando a natureza dinâmica das cargas do sistema elétrico.

Meliopoulos *et al* (1994) propuseram um algoritmo de estimação de estado harmônico para sistemas elétricos de potência baseado no método dos mínimos quadrados ponderados e em modelos trifásico dos elementos de rede, utilizando medidas de tensões e correntes harmônicas sincronizadas por meio de um GPS. As medidas de tensão e corrente em diferentes ordens harmônicas foram divididas em componentes reais e imaginárias, no qual uma função Lagrangiana foi utilizada para otimizar a solução e resolve-la por meio da fatoração de Cholesky juntamente com a substituição direta e reversa. Além disso, realizou-se uma análise de sensibilidade de tal forma a avaliar como a assimetria e o desequilíbrio influenciam no desempenho da estimação de estado harmônico, e uma análise de observabilidade de tal forma a determinar as ilhas observáveis do sistema e a possibilidade de expansão dessas ilhas.

Du, Arrillaga e Watson (1996) apresentaram um algoritmo de estimação de estado harmônico que busca estimar o fluxo harmônico existente em um sistema elétrico de potência e identificar as fontes harmônicas a partir de medidas contínuas e assimétricas de tensão e de correntes harmônicas sincronizadas. Esse algoritmo de estimação baseia-se no método dos mínimos quadrados ponderados, e a formulação dos modelos baseia-se nas leis de kirchhoff e de ohm, e na construção de grafos orientados para descrever a rede elétrica. Uma das vantagens observadas é a redução da quantidade de variáveis de estado desconhecidas e das dimensões das matrizes a serem invertidas, o que implica num aumento da velocidade de processamento do algoritmo.

Em Du, Arrillaga, Watson e Chen (1998), foi descrita a metodologia adotada na implementação computacional de um método de estimação de estado harmônico. De acordo com esse trabalho, os autores optaram pelo uso da programação orientada a objeto tendo em vista a melhoria da modularidade e da manutenção do código fonte, o que possibilitaria a expansão e reutilização do código de acordo com a necessidade.

Em Du, Arrillaga, Watson e Chen (1999), os autores abordaram a habilidade do estimador de estado harmônico proposto pelos mesmos em identificar a localização e o tipo de fonte harmônica presente num sistema elétrico de potência através de poucas medidas assimétricas e sincronizadas.

Em Matair, Watson, Wong, Pham e Arrillaga (2000), apresentou-se um algoritmo de estimação de estado harmônico baseado no método matemático de decomposição de valor singular, que se caracteriza por solucionar problemas relacionados com matrizes que são singulares ou quase singulares. Dessa forma, esse método possibilitou a estimação das tensões harmônicas das barras de uma rede mesmo que o sistema elétrico seja parcialmente observável, uma vez que transforma um problema sub-determinado em sobre-determinado.

Pham, Wong, Watson e Arrillaga (2000), apresentaram uma metodologia de estimação de estado sub-harmônico para um sistema elétrico de potência, que consiste em um algoritmo de estimação de estado associado ao algoritmo da transformada wavelet. A transformada wavelet é utilizada para identificar as componentes sub-harmônicas da rede elétrica, enquanto o método de estimação de estados é utilizado na obtenção dos níveis de sub-harmônico nos pontos sem medição. Além disso, os autores aplicaram um método de análise de observabilidade simbólica para avaliar a resolubilidade do algoritmo de estimação de estados a partir das medições disponíveis.

Em Pham *et al* (2000), foi descrito o uso de um método de redução de um sistema elétrico de potência em um algoritmo de estimação de estado harmônico. Esse método baseia-se na utilização de dados de medição das componentes harmônicas das barras que não possuem fontes harmônicas no processo de estimação dos níveis de distorção de um sistema elétrico, tendo em vista que essas barras são abundantes, acessíveis e bem equipadas com equipamentos de medição.

Watson *et al* (2000) descreveram um método de análise de observabilidade simbólica modificada baseada na redução simbólica da matriz de ganho por meio da eliminação de grupos observáveis (subsistemas). Esse método é composto de duas etapas principais: busca por sistemas completamente observáveis e busca por subsistemas univariados condicionalmente observáveis (subsistemas cuja quantidade de equações é igual ao número de variáveis de estados relacionadas com essas equações menos um).

Em Yu e Watson (2004), os autores analisaram o efeito da configuração dos enrolamentos dos transformadores na alocação de equipamentos de medição de harmônicos e a sua influência na observabilidade completa de um sistema de potência. Durante esse estudo, foram analisadas três configurações: estrela aterrada – estrela aterrada; estrela aterrada – estrela; e estrela aterrada – delta. Os resultados mostraram que a escolha da localização dos equipamentos de medição nos transformadores pode degradar a observabilidade completa do sistema, e, portanto, a estimação das distorções harmônicas do sistema.

Kanao *et al* (2005) apresentaram uma metodologia de estimação de estado harmônico baseada no método dos mínimos quadrados ponderados e num conjunto de dados de tensões e correntes harmônicas sincronizados com o relógio do sistema de posicionamento global (GPS). Essa metodologia adota como estados de um sistema as correntes harmônicas injetadas por fontes de harmônicos nas barras de uma rede elétrica. Além disso, essa metodologia determina os parâmetros elétricos de uma linha de transmissão de tal forma a melhorar a precisão do estimador.

Ortega *et al* (2005) apresentaram o desenvolvimento de uma metodologia que, a partir da aplicação de um algoritmo de estimação de estado harmônico baseada no método dos mínimos quadrados ponderados, é capaz de estimar parâmetros relevantes que caracterizem as cargas industriais geradoras de harmônicos através de um conjunto de medições no ponto de acoplamento comum.

Em Yu *et al* (2005), foi apresentada uma metodologia de estimação de estado harmônico dinâmica baseada no uso de filtros de Kalman adaptativos de tal forma a rastrear a injeção harmônica dinâmica num sistema elétrico. Essa metodologia caracteriza-se por representar o sistema com modelo de estado linear e independente da frequência e não exigir o conhecimento exato da matriz de covariância. Além disso, um ponto que deve ser ressaltado é o “reset” do ganho de kalman, uma vez que evita problemas de divergência sob regime permanente.

Em Yu *et al* (2005), os autores investigaram o impacto de ruídos de medição e de erros grosseiros no desempenho de um estimador de estado harmônico por meio de funções de densidade de probabilidade cumulativa obtidas através da aplicação de 5000 simulações do método de Monte Carlo. Durante as simulações, considerou-se um ruído gaussiano em todas as medições. De acordo com os resultados, os erros grosseiros apresentaram um impacto mais significativo no algoritmo de estimação de estado harmônico do que o ruído.

Hou *et al* (2006) apresentaram o desenvolvimento uma metodologia de estimação de estado harmônico baseada no método de decomposição do valor singular complexo e na utilização de unidade de medição fasorial (PMU). O método de decomposição do valor singular caracteriza-se por ser capaz de resolver sistemas de equações lineares mal condicionados. A metodologia foi testada na rede elétrica de 14 barras do IEEE e apresentou resultados satisfatórios durante o processo de estimação dos níveis de distorção harmônica.

Em Liao (2006) e Liao (2007), foi apresentada uma metodologia de estimação de estado harmônico com a capacidade de identificar fontes de harmônicos utilizando uma quantidade de medidores menor do que a quantidade de variáveis de estado. Essa metodologia formula o método estimação de estado harmônico como uma restrição do problema de maximização da esparsidade, que por sua vez é resolvido através do método de programação linear. Além disso, a alocação dos equipamentos de medição das distorções harmônicas é otimizada para aumentar a robustez da solução do problema de estimação de estado baseando-se no fato de que um sistema sub-determinado pode se tornar observável quando é considerada a esparsidade das fontes harmônicas.

Muscas *et al* (2007) propuseram um algoritmo que seja capaz de determinar a quantidade e a localização de equipamentos de medição de distorções harmônicas num sistema elétrico de distribuição considerando o menor custo possível. Esse algoritmo baseia-se na utilização do método de Monte Carlo, responsável pela avaliação da incerteza que influencia na estimação como variações da demanda da carga; e da programação dinâmica, responsável pela escolha da quantidade e localização ótima dos equipamentos de medição.

D`Antona *et al* (2008) propuseram uma metodologia de estimação de estado harmônico que possibilitasse identificar cargas geradoras de harmônicos presentes em um sistema elétrico de distribuição por meio uma abordagem Bayesiana. Essa metodologia considera que a distribuição de probabilidade do erro é uma distribuição Gaussiana e os modelos dos elementos de rede são lineares. Além disso, durante as simulações, considerou-se um valor inicial para a incerteza de cada elemento de rede, embora as mesmas possam ser calculadas analiticamente. A formulação desse problema de identificação de fontes harmônicas utiliza o espectro de potência ativa das medições e das fontes ao invés do espectro da potência complexa, o que proporciona uma simplificação no algoritmo de estimação.

Em Arruda e Kagan (2008), os autores propuseram uma metodologia de estimação de estado harmônico utilizando estratégias evolutivas. Essa metodologia consiste em três etapas principais: avaliação do estado da rede na frequência fundamental, sincronização *offline* das medidas das tensões e correntes harmônicas tendo como base o estado da rede na frequência fundamental, e a estimação de estado da rede para cada ordem harmônica por meio da estratégia evolutiva. A estratégia evolutiva minimiza o erro existente entre a tensão medida e estimada nas barras que possuem medição para cada ordem harmônica por meio da aplicação dos operadores seleção, recombinação e mutação. Deve-se ressaltar que essa metodologia considerou uma modelagem monofásica dos elementos de rede.

Em D`Antona *et al* (2009), os autores utilizaram a metodologia proposta em D`Antona *et al* (2008), que se baseia numa abordagem bayesiana para identificar a presença de cargas geradoras de harmônicos num sistema elétrico de distribuição. No entanto, foi aplicado o método de Monte Carlo para verificar o comportamento do estimador na presença de variações da carga.

Em Arefi *et al* (2009), apresentou-se um algoritmo de estimação de estado harmônico baseada no método de otimização "*Honey-Bee Mating Optimization*" para estimar as variáveis de estado harmônicas de redes de distribuição que são compostas de unidades de geração distribuídas. Esse algoritmo minimiza o erro entre os valores medidos com PMUs e os valores estimados pelo estimador. Esse algoritmo foi testado em dois alimentadores testes do IEEE: alimentador de 34 barra e de 70 barras. Embora o algoritmo tenha apresentado um alto esforço computacional em virtude da quantidade de funções avaliadas e dos erros, o estimador mostrou um desempenho excelente durante o processo de estimação da tensão harmônica.

Em Arruda, Kagan e Ribeiro (2010), foi apresentada uma metodologia de estimação da distorção harmônica de um sistema elétrico de potência baseado na aplicação de um algoritmo de otimização denominado estratégia evolutiva. Esse algoritmo considera medidas de tensão e correntes harmônicas sincronizadas por meio de dispositivos GPS ou sincronizadas *off-line* através de um fluxo de carga na frequência fundamental. Nessa metodologia, os autores utilizaram uma modelagem trifásica dos elementos de rede.

Em Nguyen *et al* (2010), os autores propuseram uma metodologia de estimação de estado harmônico, o qual consiste, primeiramente, em classificar as barras de uma rede elétrica em quatro categorias tendo como base a disponibilidade da informação em relação à tensão harmônica da barra e a corrente harmônica injetada na barra. Vale ressaltar que a formulação dessa metodologia de estimação de estado baseou-se na teoria básica de circuitos, que, posteriormente, foi comparada com a técnica de decomposição do valor singular. Além disso, essa metodologia construiu um conjunto de indicadores de sensibilidade que relaciona as variações da potência harmônica ativa de uma carga com a corrente harmônica injetada numa determinada barra de tal forma a avaliar o grau de dominância de uma fonte harmônica particular no fluxo de potência harmônica ativa das cargas.

Em Shengsuo *et al* (2010), foi proposto um estimador de estado harmônico baseado num conjunto de medidas de tensão e correntes harmônicas provenientes de uma unidade de medição fasorial e na estimação generalizada de Ridge. Essa metodologia pode melhorar a estimação por mínimos quadrados em virtude da melhoria da singularidade da matriz jacobiana que pode ser provocada pela adição de uma constante adequada nos elementos da diagonal principal da matriz. Os autores realizaram teste num sistema radial de 5 barras, sendo que a metodologia proposta forneceu erros de estimação menores do que a estimação por mínimos quadrados.

Arefi *et al* (2011) apresentaram um algoritmo para estimar as variáveis de estado harmônico de redes de distribuição baseado no método de otimização por enxame de partícula modificado. Esse algoritmo estima a amplitude e a fase de cada corrente harmônica injetada por meio da minimização do erro existente entre os valores medidos por unidades de medição fasorial e valores estimados pelo algoritmo. Os autores ressaltam que esse algoritmo considera as incertezas provenientes das pseudo-medições, da impedância da rede e dos geradores distribuídos.

Bahabadi *et al* (2011) apresentou um algoritmo de alocação ótima de unidades de medição fasorial numa rede de distribuição por meio da técnica de algoritmo genético, determinando uma quantidade mínima de PMUs que garantam a obervabilidade do sistema. Além disso, os autores utilizaram a técnica de otimização *simulated annealing* na seleção de cromossomos de forma a melhorar a eficiência do algoritmo.

Sepulchro *et al* (2011) apresentaram um algoritmo de estimação de estado, baseado em estratégia evolutiva, capaz de estimar os níveis de distorção harmônica de uma rede de distribuição a partir da monitoração de algumas barras. Segundo os autores, esse algoritmo se diferencia do proposto em Arruda e Kagan (2008) pelo fato de estimar as componentes harmônicas em valores absolutos.

Em Almeida *et al* (2012), foi apresentada uma metodologia capaz de determinar a localização mais adequada para instalar medidores de qualidade da energia numa rede elétrica, de tal forma a garantir o monitoramento de todas as variáveis de estado. Essa metodologia baseia-se na minimização do vetor alocação (vetor que define a configuração do sistema de monitoração) por meio da técnica de programação inteira denominada de *Branch-and-Bound*, considerando a existência de três restrições formuladas pelas leis de Kirchhoff: restrição de conectividade, restrição de redundância e restrição de co-conectividade topológica.

Em Medina *et al* (2012), o problema da estimação de estado harmônico é resolvido no domínio do tempo através do uso do algoritmo filtro de Kalman e um método de Newton baseado no procedimento de diferenciação numérica, mapa Poincaré e extrapolação para o ciclo limite.

Em Almeida *et al* (2013), os autores descreveram uma metodologia capaz de determinar a configuração ótima de um sistema de monitoração de tal forma monitorar as variáveis de estado tensão e corrente de uma rede elétrica. Além disso, essa metodologia define como os transdutores de tensão e corrente devem ser conectados. Essa metodologia busca minimizar o custo do sistema de monitoração garantindo a observabilidade do sistema por meio da utilização da técnica de programação inteira *Branch-and-Bound* e algoritmo genético. A observabilidade do sistema é verificada através de três regras diferentes baseadas nas leis de Kirchhoff.

Em Rakpenthai *et al* (2013), apresentou-se um algoritmo para ajustar os pesos utilizados no método dos mínimos quadrados ponderados de um estimador de estado harmônico de tal forma a considerar a incerteza gerada pelos parâmetros de uma rede elétrica. Esse algoritmo foi aplicado a um sistema elétrico de potência trifásico, cujos resultados mostraram que as variáveis de estado obtidas se assemelham com aquelas obtidas pelo método de Monte Carlo.

Em Okada *et al* (2014), os autores descreveram o desenvolvimento de um método de estimação de estado harmônico voltado para condições de medição limitada utilizando um modelo de classificação do ângulo de fase da corrente do 5º harmônico criada a partir da realização de análises harmônicas de consumidores de média e baixa tensão japoneses.

Em Breda *et al* (2016), os autores propuseram um algoritmo de estimação de estado harmônico trifásico para sistemas de distribuição de energia baseado no método dos mínimos quadrados ponderados, onde a tensão nodal e a corrente injetada eram consideradas estados da rede elétrica. Porém, diferentemente das metodologias convencionais de estimação de estado, a resolução da equação normal baseava-se na técnica de decomposição em valores singulares, uma vez que essa técnica permite que o problema da estimação de estado possa ser resolvido com um número reduzido de medidores.

Em Moreno *et al* (2017), os autores propuseram um algoritmo de estimação de estado harmônico para redes elétricas desequilibradas baseado em simulações no domínio do tempo, no qual buscaram explorar as propriedades de simetria de meia onda para reduzir o esforço computacional. Além disso, a metodologia de otimização utilizada também se baseava no método dos mínimos quadrados ponderados, onde a resolução do sistema de equações normais utilizava a decomposição em valores singulares.

Em Yuan *et al* (2018), os autores propuseram um algoritmo de estimação de estado harmônico baseado no aprendizado Bayesiano esparso, sendo que o objetivo era localizar fontes harmônicas e determinar a tensão harmônica da rede de transmissão.

Em Melo (2018), o autor propôs um algoritmo de estimação estática de estado harmônico para redes de distribuição trifásicas monitoradas por unidades de medição fasorial. Nesse algoritmo, o problema de estimação de estado também se baseia no método dos mínimos quadrados ponderados, porém o problema de otimização é resolvido por meio do método de pontos interiores, uma vez que os estados da rede elétrica são as coordenadas cartesianas dos fasores de corrente dos ramos. Além disso, esse algoritmo estima o estado harmônico da rede de distribuição considerando as curvas diárias de carga.

Em Soares et al (2019), o autor apresentou uma metodologia de criação de pseudo-medição para toda a rede de distribuição de tal forma quer a torna completamente observável na frequência fundamental. Essa metodologia baseia-se no conceito de impedância operacional, no qual cria pseudo-medições a partir da energia faturada dos consumidores e as ajusta de acordo com a medição do ponto de acoplamento comum subestação-alimentador.

Analisando os trabalhos mencionados anteriormente, verificou-se que todos os trabalhos representaram o transformador por meio de um modelo linear formado por uma resistência em série com uma reatância de dispersão corrigida para cada ordem harmônica. No entanto, esse modelo não é capaz de reproduzir o efeito da saturação de um transformador nos níveis de distorção harmônica de uma rede elétrica, tendo em vista que o transformador se torna uma fonte geradora de harmônicos, o que pode implicar em erros de estimação significativos da tensão em cada frequência harmônica de interesse.

Além disso, outro ponto importante observado nos trabalhos relacionados ao problema da estimação de estado harmônico, é que a grande maioria das metodologias de estimação de estado harmônico estão voltadas para sistemas de transmissão de energia, enquanto poucas metodologias foram desenvolvidas para sistemas de distribuição, o que constitui um grande desafio haja vista a pequena quantidade de medidores presentes nesse tipo de rede.

Dessa forma, a presente tese propõe um metodologia de estimação de estado harmônico para redes de distribuição que considere a não linearidade do núcleo dos transformadores de distribuição quando os mesmos estiverem operando na região de saturação. Além disso, a presente tese apresenta uma metodologia para criar pseudo-medições para toda a rede elétrica na frequência fundamental, de tal forma a tornar o sistema completamente observável.

1.3 – Objetivos e Contribuições do Trabalho

O presente trabalho propõe o desenvolvimento de um estimador de estado harmônico trifásico para um sistema de distribuição considerando a não linearidade do núcleo do transformador quando operando sob condições de saturação.

Tendo como base os trabalhos sobre estimação de estado harmônico apresentados nas seções de revisões bibliográficas, as principais contribuições do presente trabalho são:

- A inclusão do efeito da não linearidade do núcleo dos transformadores de distribuição nos níveis de distorção harmônica proveniente da saturação desses elementos. Vale destacar que os modelos dos elementos de rede propostos nos trabalhos apresentados na seção anterior são lineares, logo a não existência de um medidor junto a um transformador saturado pode resultar em erros de estimação, tendo em vista que um estimador de estados é dependente também do modelo dos dispositivos.
- Desenvolver um procedimento de geração de pseudo-medidas que torne tanto o estimador na frequência fundamental como um estimador de estado harmônico completamente observável, contribuindo para a implantação de estimadores de baixo custo para redes de distribuição.

1.3 – Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está dividido em 5 capítulos.

No capítulo 1, são apresentados os objetivos do presente trabalho e uma revisão bibliográfica dos trabalhos já desenvolvidos na área da estimação de estado harmônico.

No capítulo 2, é abordado sobre os principais fundamentos dos transformadores, destacando o seu princípio de funcionamento, sua modelagem para estudos de penetração harmônica e o modelo de transformador saturado proposto nessa tese.

No capítulo 3, é abordado sobre o estimador de estados harmônico desenvolvido, onde são apresentadas suas principais funções e formulações.

No capítulo 4, são apresentados os resultados e validações obtidos com a simulação do algoritmo de estimação de estado harmônico desenvolvido nessa tesa.

No capítulo 5, são apresentadas as considerações finais e propostas de trabalhos de futuros.

Capítulo 2 - Modelagem Harmônica de Transformadores

2.1 – Introdução

Os transformadores são dispositivos estacionários essenciais para o funcionamento de um sistema elétrico pois convertem a potência em um nível de tensão para outro. Tal característica tornou possível gerar energia elétrica em estações distantes dos centros de cargas, uma vez que os transformadores que interligam os centros de geração de energia ao sistema de transmissão elevam a tensão a níveis que produzem pequenas perdas nas redes de transmissão de energia.

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, há uma quantidade significativa de transformadores de distribuição, haja vista que esses dispositivos são responsáveis por transferir a potência proveniente da rede primária para os consumidores de baixa tensão presentes na rede secundária ou para os consumidores de média tensão.

Esse capítulo apresenta as características principais dos transformadores de distribuição, seus princípios de funcionamento, e a modelagem harmônica proposta.

2.2 – Transformador

2.2.1 – Princípio de Funcionamento

O transformador é um dispositivo elétrico estacionário formado por dois ou mais enrolamentos envoltos em um núcleo ferromagnético cuja função é transferir energia entre circuitos elétricos diferentes. Esses enrolamentos não possuem uma ligação física comum, porém estão magneticamente acoplados, o que permite que transferência de energia ocorra por meio do princípio da indução eletromagnética, no qual a frequência dos circuitos permanece inalterada, porém as tensões e correntes sofrem mudanças em seus valores.

Ao conectar uma fonte de tensão alternada no enrolamento primário de um transformador, conforme ilustrado na figura 2.1, surge uma corrente alternada circulando nesse mesmo enrolamento, e, consequentemente, a criação de um campo magnético variante no tempo ao redor do mesmo.

O campo magnético gerado produz um fluxo magnético que, ao enlaçar o enrolamento secundário, induz uma força eletromotriz e_2 nos terminais do mesmo de acordo com a equação (2.1).

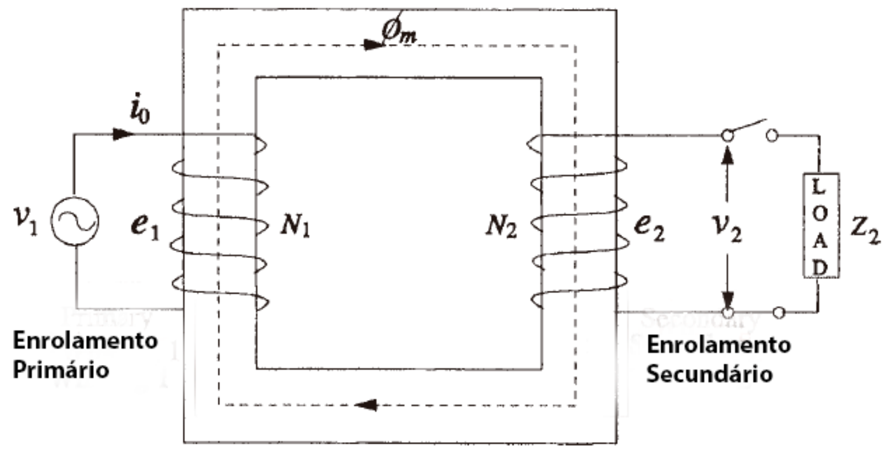
$$e_2 = -N_2 \frac{d\emptyset_m}{dt} \tag{2.1}$$

onde: e_2 é a força eletromotriz (tensão) induzida nos terminais do enrolamento secundário em Volts;

N_2 é o número de espira do enrolamento secundário;

$\emptyset_m$ é o fluxo magnético variante no tempo do núcleo do transformador.

Figura 2.1- Representação de um transformador operando à vazio



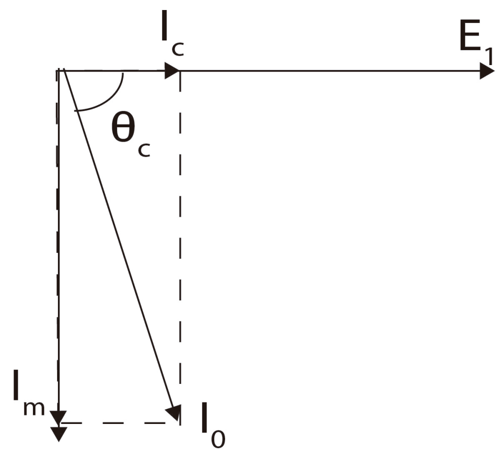
Fonte: FITZGERALD, KINGSLEY e UMANS, 2006

É importante ressaltar que o sinal negativo que aparece na equação (2.1) indica que o campo magnético gerado pela corrente induzida por meio do princípio da indução eletromagnética se opõe ao campo magnético original.

Quando o transformador está a vazio, há o surgimento de uma corrente distorcida circulando no enrolamento primário denominada de corrente de excitação, cujo valor está em torno de 1-2% da corrente a plena carga para transformadores de potência [BAGGINI, 2008]. Essa corrente de excitação é composta de duas componentes: corrente de perda no núcleo, no qual é formada pelas perdas de histerese e parasita; e a corrente de magnetização, que é fundamental para produzir o fluxo magnético no núcleo do transformador.

De acordo com [FITZGERALD, KINGSLEY e UMANS, 2006], a componente fundamental da corrente de magnetização possui um atraso de 90º em relação a força contra-eletromotriz (tensão induzida no enrolamento primário do transformador devido ao fluxo magnético gerado pela corrente primária) de um transformador, enquanto que a corrente de perdas do núcleo está em fase com essa tensão, conforme mostrado na figura 2.2.

Figura 2.2 - Diagrama fasorial da corrente de excitação de um transformador



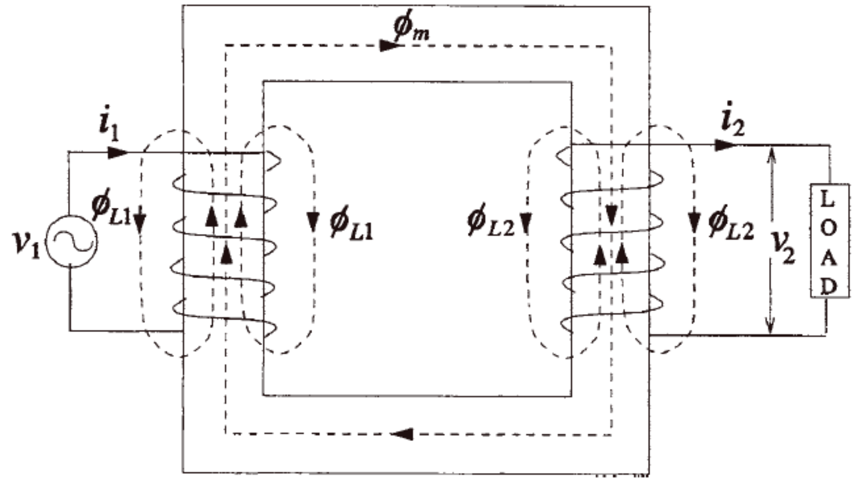
Fonte: Elaborado pelo autor

É importante mencionar que os transformadores são construídos reduzindo-se ao máximo as perdas no núcleo, o que proporciona o emprego da corrente de excitação quase que totalmente na magnetização do núcleo. Em consequência desse fato, os transformadores apresentam um baixo fator de potência quando estão operando à vazio, tendo em vista que o ângulo θ_c entre a corrente de perdas no núcleo e a corrente de excitação aumenta.

Ao conectar uma carga no enrolamento secundário de um transformador, a tensão induzida nos terminais do mesmo provoca a circulação de uma corrente nesse enrolamento, e, consequentemente, a produção de um fluxo magnético variante no tempo, que, ao enlaçar o enrolamento primário, induz uma força eletromotriz no mesmo.

De acordo com a figura 2.3, é possível observar que o fluxo magnético que circula no núcleo de um transformador é resultado dos fluxos magnéticos produzidos por ambos os enrolamentos primário e secundário. Além disso, é importante ressaltar que, apesar do núcleo ferromagnético de um transformador apresentar uma baixa relutância à passagem do fluxo magnético, há algumas linhas de fluxo que circulam pelo ar atmosférico e não atravessam o outro enrolamento, o que resulta em uma perda no processo de transferência de energia. Essas linhas de fluxo magnético são chamadas de fluxo magnético disperso.

Figura 2.3-Representação de um transformador operando com uma carga



Fonte: FITZGERALD, KINGSLEY e UMANS, 2006

O núcleo de um transformador é um elemento fundamental para a sua operação, tendo em vista que ele cria um caminho de baixa relutância à passagem do fluxo magnético, e, portanto, contribui para que uma grande quantidade de linhas de fluxo magnético atravesse os enrolamentos de um transformador. Tal fato se deve ao material ferromagnético empregado em sua construção, uma vez que esses materiais são caracterizados por apresentar uma elevada permeabilidade magnética, e, portanto, serem fortemente magnetizados na presença de um campo magnético.

De acordo com [FITZGERALD, KINGSLEY e UMANS, 2006], o núcleo de transformadores que operam com frequências inferiores a algumas poucas centenas de hertz são normalmente constituídos de chapas de aço-silício de 0,014 polegadas, haja vista que apresentam baixo custo, pequenas perdas, e alta permeabilidade em densidades de fluxos elevadas (1,0 a 1,5 T).

Apesar do núcleo de aço-silício apresentar características que melhorem significativamente a eficiência dos transformadores, é importante ressaltar que, quando os transformadores estão em operação, é possível observar o surgimento de dois tipos de perdas nesse tipo de núcleo: perdas de Foucault e histerese.

2.2.2 – Histerese e Correntes de Foucault

A perda de Foucault é uma perda resistiva que provoca o aquecimento do núcleo de um transformador devido ao efeito Joule. Essa perda é causada pela circulação de uma corrente parasita no núcleo ferromagnético dos transformadores devido à indução de uma força eletromotriz nesse material quando há um conjunto de linhas de fluxo magnético circulando em sua estrutura. De acordo com [OLIVEIRA, COGO e ABREU, 1984], esse tipo de perda é diretamente proporcional ao quadrado da densidade de fluxo magnético, ao quadrado da frequência do fluxo magnético e ao quadrado da espessura da chapa do núcleo, conforme mostrado na equação (2.2).

$$P_F = 2{,}2 f^2 B^2 d^2 10^{-3} \tag{2.2}$$

onde: P_F é a perda de Foucault em W/kg de núcleo;

f é a frequência do campo magnético em hertz;

B é a densidade de fluxo magnético em Tesla;

d é a espessura da chapa do núcleo em milímetros.

Em consequência desse fato, o núcleo de um transformador é formado por finas chapas de material ferromagnético isoladas por um composto a base de resina, como, por exemplo, Carlite, cujo resultado é uma redução significativa das perdas de Foucault.

O outro tipo de perda presente no núcleo de um transformador é a perda por histerese, que está relacionada à característica dos materiais ferromagnéticos em reter uma quantidade considerável de magnetização quando remove-se o campo magnético.

O termo histerese indica que o estado presente de um material ferromagnético depende do seu histórico magnético, o que significa que o grau de magnetização que o núcleo de um transformador retém em sua estrutura depende do nível de magnetização anterior.

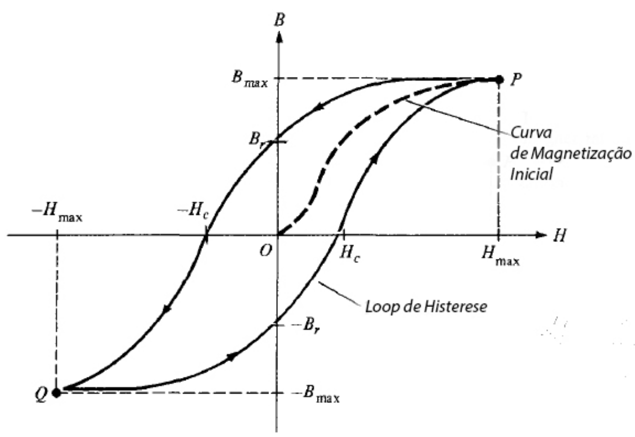
Considerando que o núcleo de um transformador está inicialmente desenergizado e que a intensidade de campo magnético varia ciclicamente ao longo do tempo, a figura 2.4 mostra que, à medida que o valor campo magnético aumenta, a densidade de fluxo magnético também aumenta de forma não linear percorrendo um caminho diferente da curva de magnetização inicial. Quando o valor do campo magnético diminui, a densidade de fluxo magnético também reduz, porém percorre um caminho diferente do original.

Além disso, é importante observar na figura 2.4 que, quando o valor do campo magnético é igual a zero, a densidade de fluxo magnético apresenta um valor residual igual a B_r Tesla. Logo, é necessário aplicar um de campo magnético contrário para desmagnetizar o núcleo ferromagnético. Esse campo é conhecido como intensidade de campo coercitivo.

À medida que o campo magnético aumenta negativamente até atingir um valor máximo negativo, a densidade de fluxo magnético também aumenta negativamente até atingir um valor $-B_{max}$.

É importante ressaltar que a variação do valor do campo magnético resulta na variação da densidade de fluxo magnético do material ferromagnético, no qual a memória magnética do material influencia no nível de magnetização atual. Tal comportamento gera um loop de histerese que se repete a cada ciclo completo do campo magnético, conforme ilustrado na figura 2.4.

Figura 2.4 - Curva de histerese de um núcleo ferromagnético



Fonte: SADIKU (2000)

As perdas devido ao efeito da histerese estão diretamente relacionadas com a área do loop de histerese, sendo que, quanto maior a área da curva B-H, maior será a perda, tendo em vista que maior será quantidade de energia exigida para desmagnetizar o núcleo de um transformador, ou seja, maior será a intensidade de campo coercitivo necessário para que a densidade de fluxo magnético do núcleo seja igual a zero. A equação (2.3) pode ser utilizada para calcular o valor da perda devido ao efeito da histerese.

$$P_H = k_s f B^2 \tag{2.3}$$

onde: P_H é a perda pelo efeito da Histerese em W/kg de núcleo;

f é a frequência do campo magnético em hertz;

B é a densidade de fluxo magnético em Tesla;

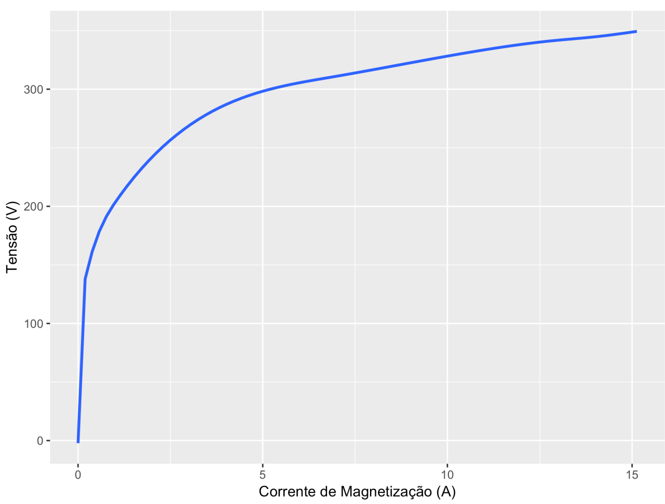
k_s é o coeficiente de Steimmetz

2.2.3 – Corrente de Magnetização

De acordo com Chapman (2010), os materiais ferromagnéticos apresentam um comportamento não linear entre a força magnetomotriz e o fluxo magnético produzido pela mesma, onde, inicialmente, um pequeno aumento na força magnetomotriz provoca um aumento proporcional do fluxo magnético. Todavia, após um certo ponto, um grande aumento na força magnetomotriz provoca uma variação muito pequena no fluxo magnético no material.

Do ponto de vista elétrico, esse comportamento pode ser visualizado na relação existente entre a tensão induzida nos enrolamentos de um transformador e a corrente de magnetização do mesmo, conforme pode ser visualizado na figura 2.5, que mostra a curva de magnetização de um transformador de baixa tensão de 8 kVA obtida experimentalmente.

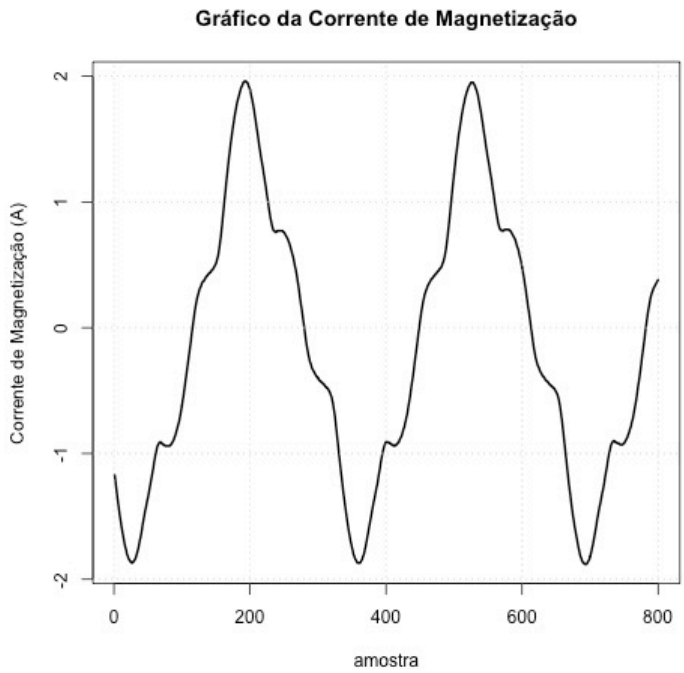
Figura 2.5 - Curva de magnetização de um transformador de 8 kVA



Fonte: Elaborado pelo autor

Em consequência do comportamento não linear dos materiais ferromagnéticos, a corrente de magnetização apresenta uma forma de onda distorcida, conforme mostrado na figura 2.6, cujos principais harmônicos presentes são 3º, 5º, 7º e 9º harmônicos.

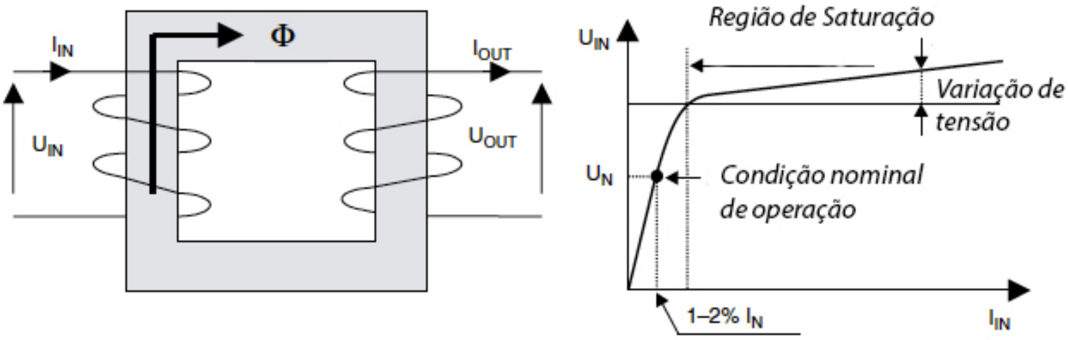
Figura 2.6 - Corrente de Magnetização de um transformador de 8 kVA



Fonte: Elaborado pelo autor

Quando o transformador está operando na condição nominal, as correntes dos enrolamentos primário e secundário não apresentam distorção na sua forma de onda, porém, ao passo que o transformador passa a trabalhar na região de saturação, conforme mostrado na figura 2.7, a corrente de magnetização aumenta significativamente de tal forma que a corrente dos enrolamentos de um transformador passam a apresentar distorções na sua forma de onda. Além disso, a corrente de magnetização provoca uma sobrecarga no transformador, e, consequentemente, aumento das perdas.

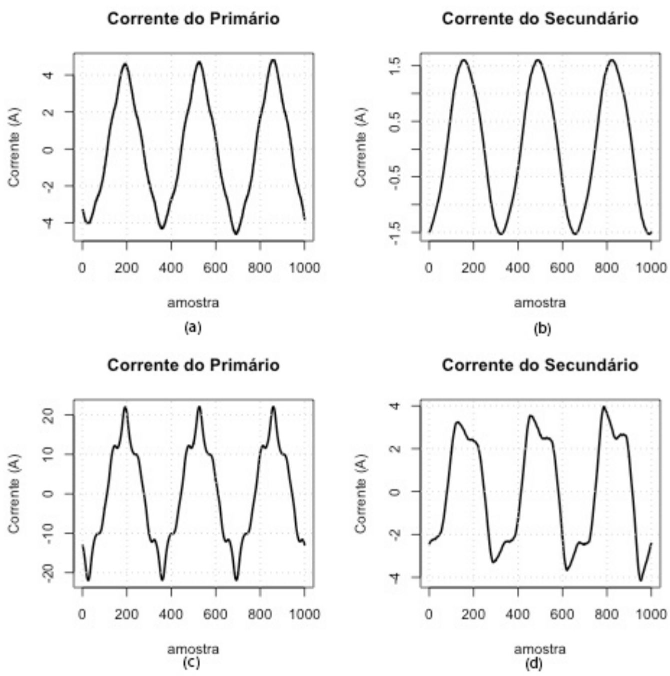
Figura 2.7 - Corrente de magnetização de um transformador



Fonte: BAGGINNI, 2008

A figura 2.8 ilustra esse aumento na distorção da forma de onda da corrente dos enrolamentos primário e secundário de um transformador de 8 kVA, cujo núcleo é formado por chapas de aço-silício, a medida que esse equipamento passa a operar na região de saturação, uma vez que as figuras 2.8(a) e 2.8(b) mostram a forma de onda da corrente na condição nominal do transformador, enquanto que as figuras 2.8(c) e 2.8 (d) mostram a forma de onda da corrente na região de saturação.

Figura 2.8 - Corrente dos enrolamentos primário e secundário de um transformador de 8kVA



Fonte: Elaborado pelo autor

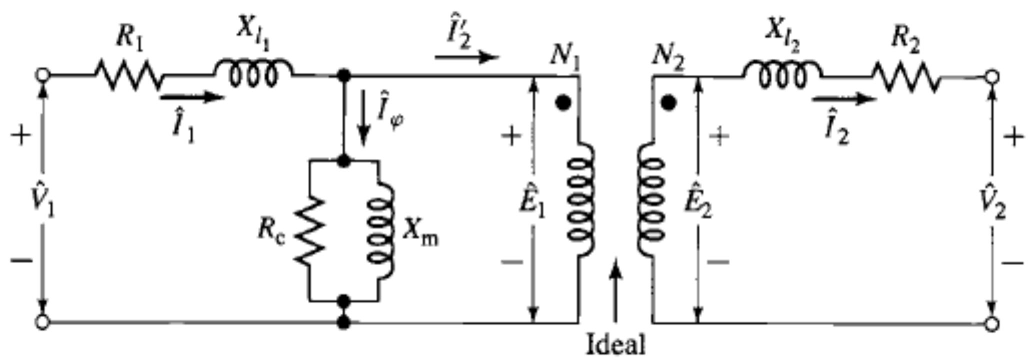
É importante ressaltar que a corrente de magnetização de um transformador sempre apresenta uma certa distorção na sua forma de onda, embora esse fato não fique evidente quando o transformador possui uma carga conectada no seu enrolamento secundário e o mesmo esteja operando no joelho da curva de magnetização.

Entretanto, quando o transformador está operando na região de saturação, a corrente de carga apresenta um certo nível de distorção pois a corrente de magnetização aumenta significativamente.

2.3 – Circuito Equivalente de Transformadores Monofásicos

De uma forma geral, pode-se modelar um transformador monofásico por meio do circuito elétrico mostrado na figura 2.9, no qual a perda no cobre é representada através das resistências do primário (R_1) e secundário (R_2); a perda devido a dispersão do fluxo magnético das bobinas é representada através das reatâncias de dispersão do primário (X_{l_1}) e do secundário (X_{l_2}); a perda no núcleo é representada por meio da resistência R_c; e o efeito do fluxo mútuo por meio da reatância de magnetização X_m.

Figura 2.9 - Modelo de um transformador real



Fonte: FITZGERALD, KINGSLEY e UMANS, 2006

As reatâncias de dispersão de um transformador são proporcionais às indutâncias de dispersão. Essas indutâncias podem ser consideradas como constantes, tendo em vista que o fluxo disperso varia proporcionalmente com a corrente do enrolamento, devido o ar compor a maior parte do percurso do fluxo disperso. As equações 2.4 e 2.5 são utilizadas para calcular as reatâncias de dispersão das bobinas.

$$X_{l_1} = 2\pi f L_1 \tag{2.4}$$

$$X_{l_2} = 2\pi f L_2 \tag{2.5}$$

onde: X_{l_1} é a reatância de dispersão do enrolamento primário;

X_{l_2} é a reatância de dispersão do enrolamento secundário;

f é a frequência de operação do transformador;

L_1 é a indutância de dispersão do enrolamento primário;

L_2 é a indutância de dispersão do enrolamento secundário.

Além das reatâncias de dispersão, esse modelo apresenta uma reatância de magnetização, que representa o efeito produzido pela circulação do fluxo magnético mútuo no núcleo do transformador. Quando o transformador está operando abaixo do joelho da curva de magnetização do núcleo ferromagnético, pode-se considerar que essa reatância varia proporcionalmente com a indutância de magnetização. A equação (2.6) é utilizada no cálculo dessa reatância.

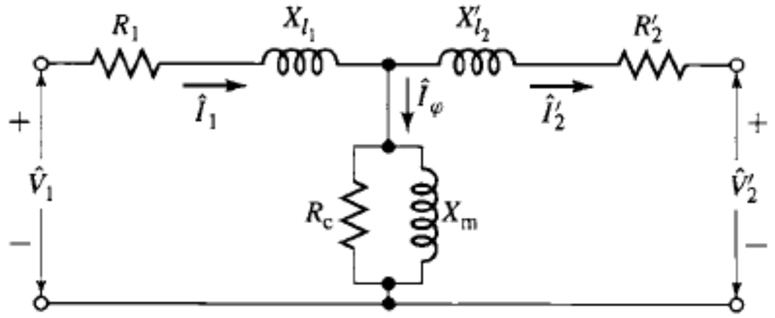
$$X_m = 2\pi f L_m \tag{2.6}$$

onde: X_m é a reatância de magnetização;

L_m é a indutância de magnetização.

Ao referir a reatância de dispersão e resistência do enrolamento secundário ao primário e converter as grandezas elétricas para pu, pode-se desconsiderar o transformador ideal da figura 2.9. Logo, o circuito equivalente de um transformador da figura 2.8 se reduz ao da figura 2.10.

Figura 2.10 - Circuito equivalente de um transformador real com a impedância do secundário referida ao primário



Fonte: FITZGERALD, KINGSLEY e UMANS, 2006

No circuito da figura 2.10, os valores da reatância e da resistência do secundário, referidas ao primário, são obtidos pelas expressões 2.7 e 2.8 respectivamente.

$$X'_{l_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 X_{l_2} \tag{2.7}$$

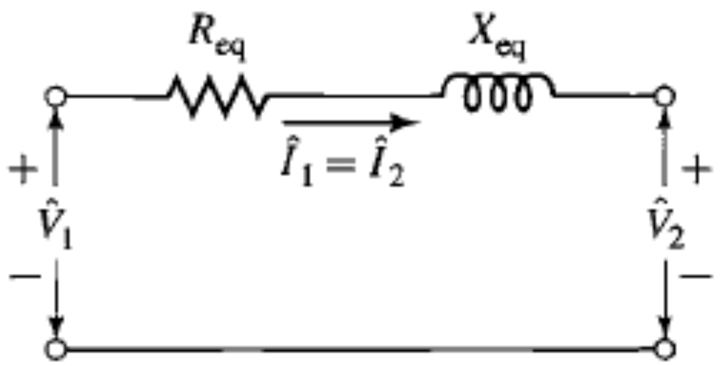
$$R'_2 = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 R_2 \tag{2.8}$$

onde: X'_{l_2} é a reatância de dispersão do enrolamento secundário referida ao primário;

R'_2 é a resistência de dispersão do enrolamento secundário referida ao primário.

Nos transformadores de potência, o valor da corrente de excitação é bastante pequeno quando comparado com a corrente da bobina do primário. Então, diante desse fato, e considerando que a operação do transformador está limitada dentro da região de não-saturação, pode-se desprezar a impedância de magnetização, o que reduz o circuito equivalente da figura 2.9 ao da figura 2.11.

Figura 2.11 - Circuito equivalente de um transformador real desprezando a impedância de magnetização



Fonte: FITZGERALD, KINGSLEY e UMANS, 2006

Ao desprezar o ramo shunt do circuito da figura 2.10, a corrente de carga do enrolamento primário se torna igual à corrente do secundário referida ao lado primário, conforme visto na figura 2.11. Logo, a resistência e a reatância equivalentes são obtidas conforme as equações 2.9 e 2.10, respectivamente.

$$R_{eq} = R_1 + R'_2 \tag{2.9}$$

$$X_{eq} = X_{l_1} + X'_{l_2} \tag{2.10}$$

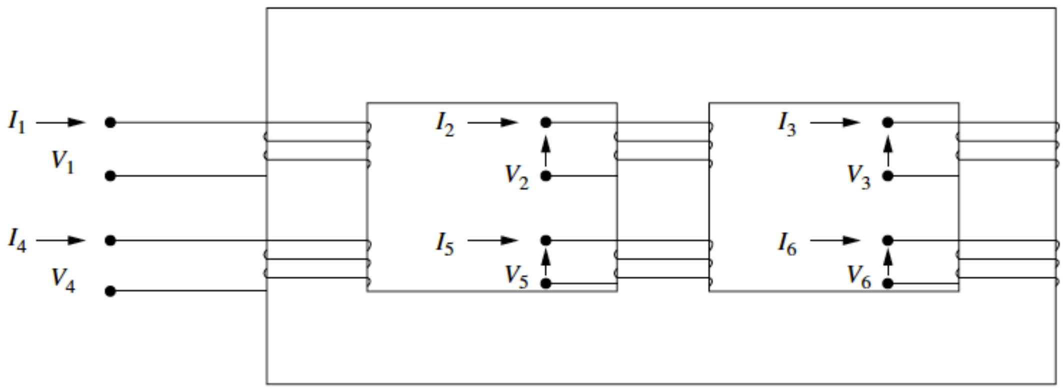
2.4 – Modelagem Trifásica de Transformadores

Diferentemente dos sistemas de transmissão de energia elétrica, os sistemas de distribuição de energia apresentam níveis de desequilíbrios de tensão mais acentuados, haja vista a grande diversidade de consumidores conectados nessas redes. Logo, os modelos de sequência positiva dos elementos de rede, até então utilizados pelas metodologias de fluxo de carga e estimação de estados, tornam-se inadequados.

Diante dessa situação, é fundamental que os transformadores de distribuição sejam representados por modelos trifásicos que caracterizem as relações mútuas entre fases e as conexões de seus enrolamentos.

Tendo isso em mente, Choque *et al* (2009) e Arrillaga *et al* (2003) propuseram modelar um transformador de distribuição por meio da sua matriz admitância primitiva. Então, considerando o transformador trifásico de dois enrolamentos mostrado na figura 2.12, a equação (2.11) representa a sua equação primitiva.

Figura 2.12 - Diagrama de um transformador trifásico dois enrolamentos



Fonte: Arrillaga *et al* (1997)

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \\ I_5 \\ I_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_p & y'_m & y'_m & -y_m & y''_m & y''_m \\ y'_m & y_p & y'_m & y''_m & -y_m & y''_m \\ y'_m & y'_m & y_p & y''_m & y''_m & -y_m \\ -y_m & y''_m & y''_m & y_s & y'''_m & y'''_m \\ y''_m & -y_m & y''_m & y'''_m & y_s & y'''_m \\ y''_m & y''_m & -y_m & y'''_m & y'''_m & y_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \end{bmatrix} \tag{2.11}$$

onde: y_p é a admitância própria do enrolamento primário

y_s é a admitância própria do enrolamento secundário

y_m' é a admitância mútua entre as fases do enrolamento primário

y_m'' é a admitância mútua entre o enrolamento primário e secundário

y_m''' é a admitância mútua entre as fases do enrolamento secundário

É importante mencionar que, caso o transformador possua um enrolamento terciário, a matriz de admitância primitiva apresenta uma dimensão 9x9. Além disso, caso o transformador seja formado por um banco de transformadores monofásicos, assume-se que as admitâncias mútuas são iguais a zero, pois, como há três núcleos diferentes, as linhas de fluxo magnético geradas pelo transformador de uma das fases teriam que vencer a relutância do ar atmosférico para enlaçar os demais enrolamentos.

Infelizmente, a equação (2.11) não é suficiente para representar um transformador trifásico, uma vez que essa equação não contém informações a respeito da ligação de seus enrolamentos. Logo, é necessário multiplicar uma matriz de conexão $[C]$ à matriz de admitância primitiva, conforme a equação (2.12).

$$[\boldsymbol{Y}]_{\boldsymbol{BUS}} = [\boldsymbol{C}]^{\boldsymbol{T}}[\boldsymbol{Y}]_{\boldsymbol{PRIM}}[\boldsymbol{C}] \tag{2.12}$$

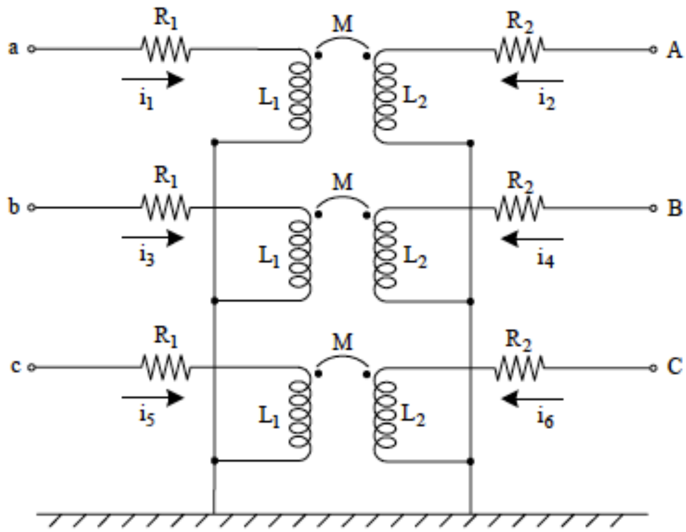
onde: $[\boldsymbol{Y}]_{\boldsymbol{BUS}}$ é a matriz admitância do nó;

$[\boldsymbol{C}]$ é a matriz de conexão;

$[\boldsymbol{Y}]_{\boldsymbol{PRIM}}$ é a matriz de admitância primitiva de um transformador

Então, considerando o transformador mostrado na figura 2.13, que apresenta uma conexão estrela aterrada – estrela aterrada, obtêm-se a matriz de admitância nodal mostrada na equação (2.13).

Figura 2.13 - Transformador trifásico com ligação Yg-Yg



Fonte: Choque *et al* (2009)

$$\boldsymbol{Ybus_{trafo}} = \begin{bmatrix} \frac{y_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & \frac{-y_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{y_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & \frac{-y_t}{\alpha\beta} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{y_t}{\alpha^2} & 0 & 0 & \frac{-y_t}{\alpha\beta} \\ \frac{-y_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-y_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-y_t}{\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

onde: $\boldsymbol{Ybus_{trafo}}$ é a matriz de admitância nodal do transformador;

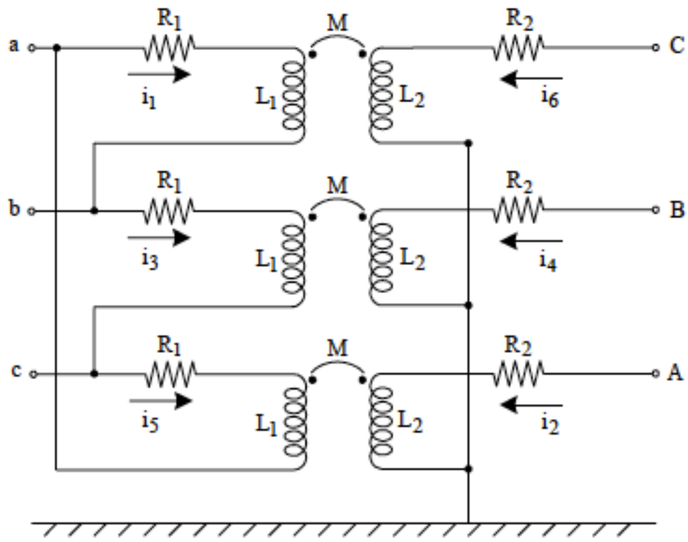
y_t é a admitância do enrolamento do transformador;

α é o tap do enrolamento primário

β é o tap do enrolamento secundário

No caso da figura 2.14, que mostra um transformador trifásico com uma ligação delta – estrela aterrada, obtém-se a matriz de admitância nodal mostrada pela equação (2.14).

Figura 2.14 - Transformador trifásico com ligação Delta-Yg



Fonte: Choque *et al* (2009)

$$\boldsymbol{Ybus_{trafo}} = \begin{bmatrix} \frac{2y_t}{3\alpha^2} & \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} \\ \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{2y_t}{3\alpha^2} & \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 \\ \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{-y_t}{3\alpha^2} & \frac{2y_t}{3\alpha^2} & 0 & \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} \\ \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} & 0 \\ \frac{y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & \frac{-y_t}{\sqrt{3}\alpha\beta} & 0 & 0 & \frac{y_t}{\beta^2} \end{bmatrix} \tag{2.14}$$

onde: $\boldsymbol{Ybus_{trafo}}$ é a matriz de admitância nodal do transformador;

y_t é a admitância do enrolamento do transformador;

α é o tap do enrolamento primário

β é o tap do enrolamento secundário

De uma forma geral, a matriz de admitância nodal de um transformador trifásico pode ser dividida em 4 subamtrizes: ***Ypp***, ***Yss***, ***Yps*** e ***Ysp***, conforme mostrado na figura 2.15, onde a submatriz ***Ypp*** está relacionada com o enrolamento primário, a submatriz ***Yss*** está relacionada com o enrolamento secundário, e as submatrizes ***Yps*** e ***Ysp*** estão relacionadas a admitância mútua entre o lado primário e secundário.

Com base nisso, pode-se relacionar as correntes e tensões do enrolamento primário com as do secundário por meio da equação (2.15).

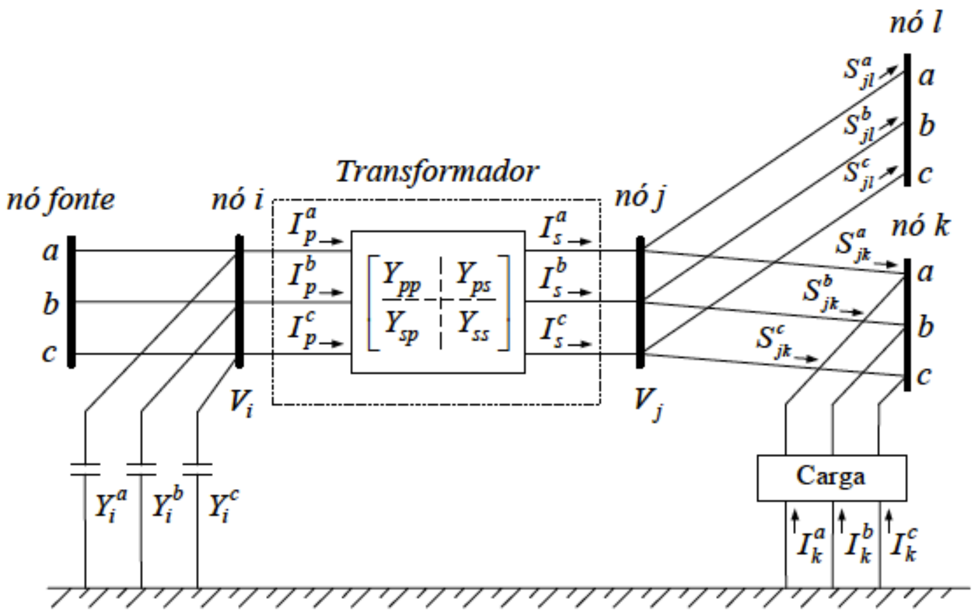
$$\begin{bmatrix} \boldsymbol{I_p} \\ \boldsymbol{I_s} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{Y_{pp}} & \boldsymbol{Y_{ps}} \\ \boldsymbol{Y_{sp}} & \boldsymbol{Y_{ss}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \boldsymbol{V_p} \\ \boldsymbol{V_s} \end{bmatrix} \tag{2.15}$$

onde: $\boldsymbol{Y_{pp}}$ é a submatriz que contém as admitâncias próprias e mútuas do enrolamento primário

$\boldsymbol{Y_{ss}}$ é a submatriz que contém as admitâncias próprias e mútuas do enrolamento secundário

$\boldsymbol{Y_{ps}}$ e $\boldsymbol{Y_{ps}}$ são as submatrizes que armazenam as admitâncias mútuas entre os enrolamentos primário e secundário.

Figura 2.15 - Conexão da matriz admitância nodal de um transformador trifásico numa rede elétrica



Fonte: Choque *et al* (2009)

Então, de acordo com Choque *et al* (2009), a matriz de admitância nodal de um transformador, mostrada na equação 2.15, pode ser criada de acordo com a tabela 2.1, onde as submatrizes $\boldsymbol{Y_I}$, $\boldsymbol{Y_{II}}$ e $\boldsymbol{Y_{III}}$ estão definidas pelas equações (2.16), (2.17) e (2.18), respectivamente.

Tabela 2.1 - Submatrizes de conexão de um transformador

Conexão		Admitância Própria		Admitância Mútua	
Primário	Secundário	***Ypp***	***Yss***	***Yps***	***Ysp***
Yg	Yg	$\boldsymbol{Y_I}$	$\boldsymbol{Y_I}$	$\boldsymbol{-Y_I}$	$\boldsymbol{-Y_I}$
Yg	Y	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{-Y_{II}}$	$\boldsymbol{-Y_{II}}$
Yg	Δ	$\boldsymbol{Y_I}$	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{Y_{III}}$	$\boldsymbol{Y_{III}^T}$
Y	Yg	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{-Y_{II}}$	$\boldsymbol{-Y_{II}}$
Y	Y	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{-Y_{II}}$	$\boldsymbol{-Y_{II}}$
Y	Δ	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{Y_{III}}$	$\boldsymbol{Y_{III}^T}$
Δ	Yg	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{Y_I}$	$\boldsymbol{Y_{III}}$	$\boldsymbol{Y_{III}^T}$
Δ	Y	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{Y_{III}}$	$\boldsymbol{Y_{III}^T}$
Δ	Δ	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{Y_{II}}$	$\boldsymbol{-Y_{II}}$	$\boldsymbol{-Y_{II}}$

$$Y_I = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} y_t \tag{2.16}$$

$$Y_{II} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} y_t \tag{2.17}$$

$$Y_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}}\begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} y_t \tag{2.18}$$

2.5 – Modelagem Harmônica de um Transformador

Tradicionalmente, as metodologias voltadas para determinar os níveis de distorção harmônica das redes de transmissão e distribuição baseiam-se principalmente em modelos de transformadores que caracterizam o efeito dos harmônicos no seu fluxo de dispersão e nas perdas do cobre.

Quando os transformadores ficam submetidos a tensões e correntes distorcidas, é possível observar que há o surgimento de perdas adicionais nos seus enrolamentos devido ao efeito pelicular (efeito skin), pois a corrente alternada tende a fluir pelas superfícies mais externas à medida que a frequência aumenta. Logo, esse efeito contribui com o aumento da componente real da impedância de um transformador à medida que surjam harmônicos nos sistemas elétricos.

No caso do fluxo de dispersão dos transformadores, a presença de harmônicos nas redes elétricas provoca um aumento dessa dispersão, e, consequentemente, um aumento na reatância de dispersão da impedância dos transformadores.

De acordo com Acha e Madrigal (2002), a impedância de um transformador para cada ordem harmônica pode ser calculada pela equação (2.19).

$$z_h = R\sqrt{h} + jhX_t \tag{2.19}$$

onde: z_h é a impedância do transformador de cada harmônico;

R é a resistência dos enrolamentos de um transformador;

h é a ordem harmônica;

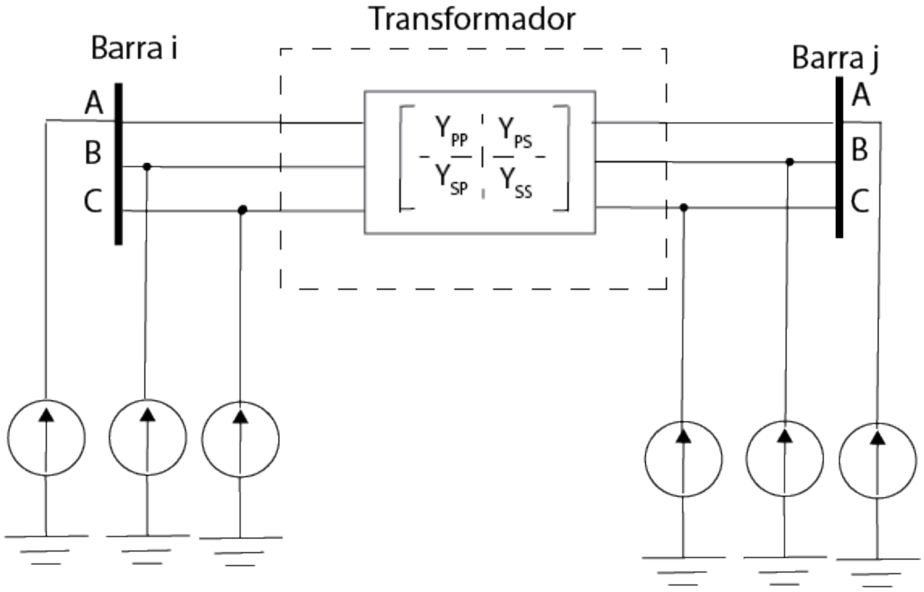
X_t é a reatância de dispersão total (reatância de curto-circuito) de um transformador.

Quando o transformador está operando próximo do joelho da curva de magnetização, pode-se considerar que a relação entre a tensão do seu enrolamento primário e a corrente de magnetização apresenta uma relação linear. Logo, nessa condição, o transformador não se comporta como uma fonte geradora de harmônico, o que permite que o mesmo seja modelado somente pelas equações (2.15) e (2.19).

No entanto, quando os transformadores estão operando na região de saturação, esses equipamentos começam a injetar harmônicos na rede elétrica, e, consequentemente, distorcer a forma de onda da corrente e da tensão. Logo, nessa condição, o modelo representado pelas equações (2.15) e (2.19) torna-se insuficiente para representar o comportamento dos transformadores, uma vez que a não linearidade de seu núcleo pode afetar significativamente o nível de distorção harmônica da rede elétrica.

Dessa forma, desenvolveu-se um modelo harmônico para transformadores que agrega o efeito da distorção harmônica nos enrolamentos de um transformador, representado pela equação (2.19), e a não linearidade do núcleo quando o mesmo está operando na região de saturação, sendo que a figura 2.16 ilustra o circuito equivalente desse modelo.

Figura 2.16 - Modelo harmônico do transformador



Fonte: Elaborado pelo autor

Nesse modelo, propõe-se representar o efeito da não linearidade do núcleo ferromagnético de um transformador através de fontes de correntes harmônicas em cada fase, sendo que as correntes harmônicas injetadas por essas fontes são dependentes do nível de saturação do transformador, ou seja, dependentes da tensão de entrada do transformador.

Além disso, é possível perceber que esse modelo apresenta fontes de correntes harmônicas tanto no enrolamento primário quanto no enrolamento secundário do transformador da figura 2.16, pois, quando um transformador está operando na região de saturação, há a injeção de harmônicos em ambos os enrolamentos, uma vez que o núcleo está envolvido por ambos os enrolamentos.

Em Acha e Mandrigal (2002), são apresentadas algumas técnicas que possibilitam modelar a não linearidade do núcleo dos transformadores, como, por exemplo, aproximação linear por partes, frações parciais, splines cúbicos, aproximação hiperbólica e aproximação polinomial simples.

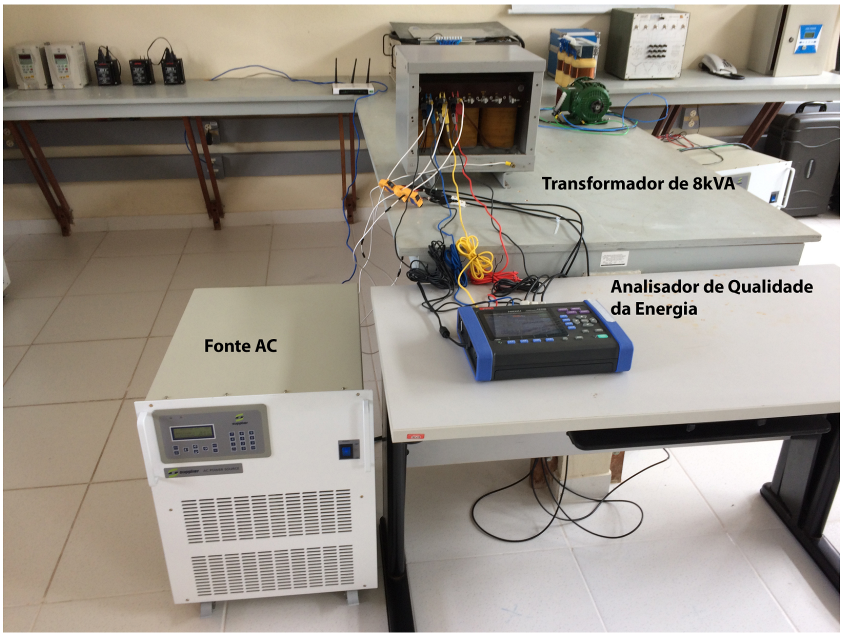
Além disso, Variz *et al* (2008) também apresentou um modelo de transformador que considera a não linearidade do núcleo de um transformador. Nessa modelagem, a não linearidade do núcleo de um transformador foi representado pela relação do fluxo magnético pela corrente de magnetização.

Em todas as técnicas citadas acima, representou-se a relação entre o fluxo magnético do núcleo de um transformador e a sua corrente de magnetização, onde as componentes harmônicas das correntes de magnetização eram obtidas por meio da decomposição da onda de corrente em componentes senoidais através da transformada rápida de Fourier.

Diferentemente da abordagem dada por essas técnicas, o modelo proposto nessa tese busca determinar diretamente o valor das componentes harmônicas da corrente de magnetização tendo como parâmetro de entrada a tensão do enrolamento primário de um transformador. Para isso, realizaram-se testes laboratoriais com três transformadores à seco de baixa tensão, cujas potências são: 2 kVA, 2 kVA e 8 kVA, que tinham o objetivo de determinar a relação existente entre a tensão aplicada nos terminais do enrolamento primário dos transformadores e a sua corrente de magnetização. É importante ressaltar que os três transformadores eram compostos de um núcleo ferromagnético de aço-silício.

Os testes experimentais realizados consistiam em aplicar gradativamente diferentes níveis de tensão nos terminais do enrolamento primário dos transformadores de baixa tensão operando à vazio, e medir a corrente que circulava nesse mesmo enrolamento. Dessa forma, montou-se, na bancada de teste, um circuito composto de uma fonte de corrente alternada de 9 kVA alimentando um transformador de baixa tensão, e um medidor de qualidade da energia medindo tensões e correntes harmônicas, conforme mostrado figura 2.17.

Figura 2.17 - Equipamentos utilizados durante os testes a vazio do transformador de 8 kVA



Fonte: Elaborado pelo autor

Para garantir que a distorção observada na forma de onda da corrente de magnetização era produzida somente pela não linearidade do material ferromagnético do núcleo do transformador, a forma de onda da tensão aplicada ao transformador era uma senóide pura.

É importante ressaltar que, como os transformadores testados apresentavam uma baixa perda no enrolamento primário, o valor da força contra-eletromotriz induzida nesse enrolamento era praticamente igual à tensão fornecida pela fonte CA, o que permitiu utiliza-la na modelagem do núcleo do transformador.

Tendo como base a tensão aplicada no enrolamento primário dos transformadores de baixa tensão e as correntes harmônicas medidas nesse enrolamento, criaram-se, por meio da técnica de regressão semi-paramétrica denominada Modelo Aditivo Generalizado, modelos que caracterizam a influência da tensão de entrada de um transformador na distorção harmônica individual da sua corrente de magnetização.

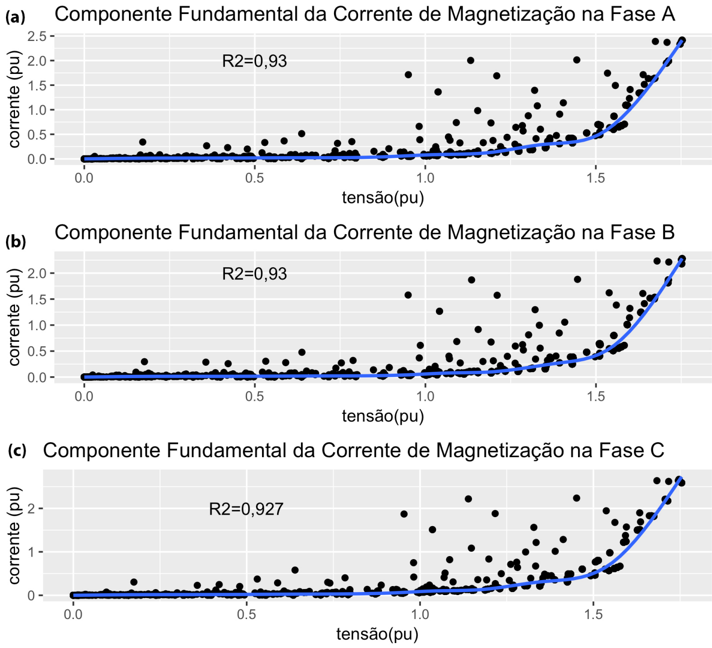
Essa técnica de regressão determinou a curva que melhor se ajustou à amostra de dados formada pelo par ordenado tensão de entrada do transformador e as componentes harmônicas da corrente de magnetização, obtida durante os testes realizados com os dois transformadores de 2 kVA e um de 8 kVA.

Como resultado do método Aditivo Generalizado, geraram-se os modelos mostrados nas figuras 2.18, 2.19, 2.20 e 2.21, que representam a relação existente entre a tensão e a componente fundamental, 3º harmônico, 5º harmônico e 7º harmônico, respectivamente.

Ao analisar o modelo mostrado na figura 2.18, que relaciona a tensão de entrada de um transformador e a corrente de magnetização do mesmo, verificou-se que os três modelos se ajustaram satisfatoriamente à amostra de dado, uma vez que apresentaram fatores de determinação (R^2) elevado, ou seja, acima de 0,80.

Além disso, é possível perceber que, à medida que o ponto de operação de um transformador localiza-se mais profundamente na região de saturação, a componente fundamental da corrente de magnetização aumenta, o que resulta no aumento da sobrecarga desse equipamento.

Figura 2.18 - Modelo do núcleo do transformador: (a) Fase A, (b) Fase B e (c) Fase C

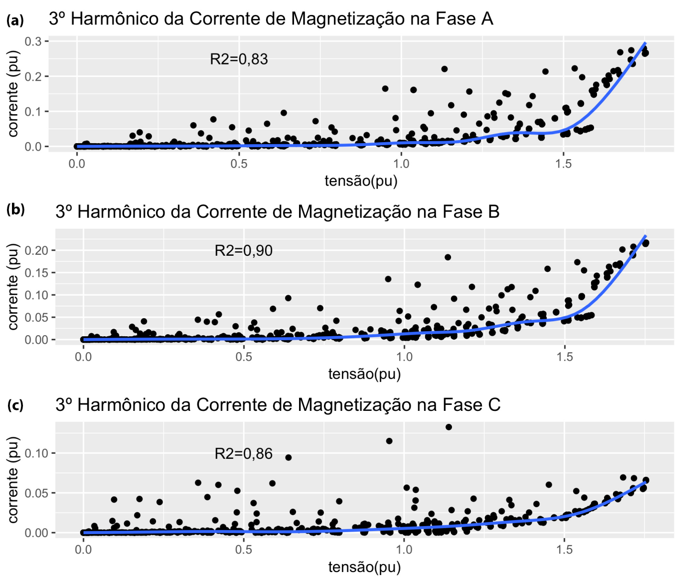


Fonte: Elaborado pelo autor

Quanto a figura 2.19, que mostra o modelo que relaciona a tensão de entrada com o 3º harmônico da corrente de magnetização, é possível perceber o mesmo comportamento do modelo mostrado na figura 2.18.

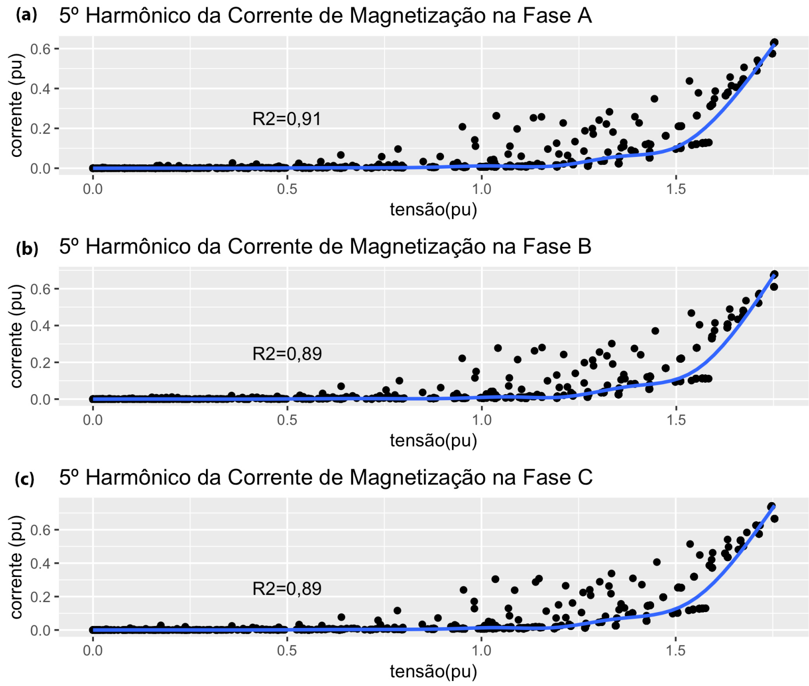
Tal comportamento pôde ser visualizado também nos modelos mostrados nas figuras 2.20, 2.21 e 2.22.

Figura 2.19 - Modelo do núcleo do transformador: (a) Fase A, (b) Fase B e (c) Fase C



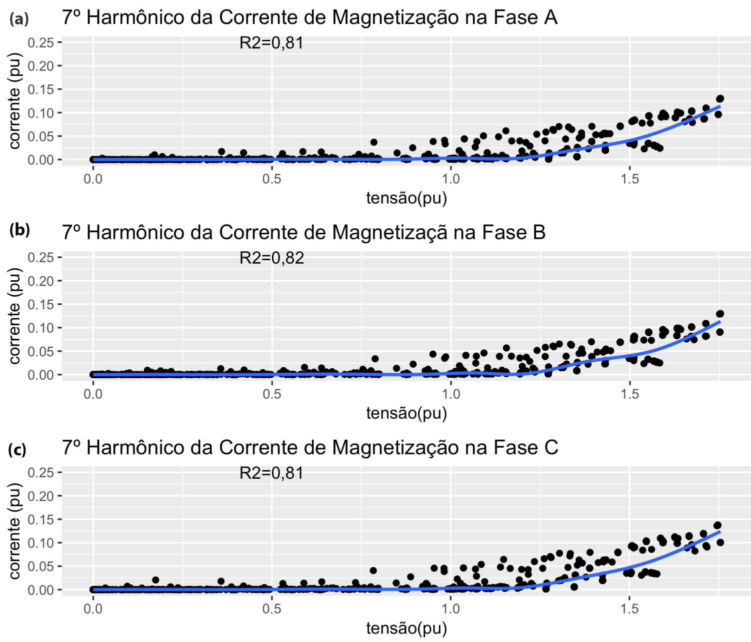
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 2.20 - Modelo do núcleo do transformador: (a) Fase A, (b) Fase B e (c) Fase C



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 2.21 - Modelo do núcleo do transformador: (a) Fase A, (b) Fase B e (c) Fase C



Fonte: Elaborado pelo autor

2.6 – Conclusão

Nesse capítulo, mostrou-se que o processo de transferência de energia de um transformador é baseado na lei da indução eletromagnética, na qual o fluxo magnético gerado por uma corrente circulando em dos enrolamentos de um transformador induz uma força eletromotriz nos demais enrolamentos quando são enlaçados por esse fluxo.

Além disso, o capítulo também mostrou que, durante o processo de transferência de energia de um transformador, surgem perdas nos enrolamentos do mesmo devido ao efeito joule provocado pela circulação de corrente, perdas magnéticas devido as linhas de fluxo que não enlaçam os demais enrolamentos, e perdas no núcleo do mesmo.

Assim, o uso de materiais ferromagnéticos no núcleo dos transformadores proporciona um aumento do rendimento desse dispositivo, devido possuírem elevadas permeabilidades magnéticas. No entanto, geram componentes harmônicas que podem prejudicar a rede elétrica.

Dessa forma, o modelo harmônico de transformadores desenvolvido caracterizou as perdas do cobre e por fluxos dispersos em cada frequência harmônica, e a não linearidade do núcleo do mesmo.

Nessa situação, o próximo capítulo apresentará a estrutura de estimador de estado harmônico desenvolvido que agrega a não linearidade do núcleo de um transformador.

Capítulo 3 - Estimador de Estados Harmônicos Para Sistema de Distribuição

3.1 – Introdução

Ao longo dos últimos 10 anos, as concessionárias de energia elétrica têm investido fortemente na modernização de suas redes, especialmente, das redes de distribuição de energia, através da inserção de novas tecnologias provenientes das áreas da telecomunicação, tecnologia da informação, eletrônica e automação, com o objetivo de reduzir as perdas, melhorar os índices de continuidade de serviço e aumentar a eficiência de seus sistemas elétricos.

Tais investimentos são fundamentais para a implantação das redes inteligentes (*Smart Grids*) ao passo que possibilitam a reestruturação das redes elétricas atuais por meio da integração de novas funções às mesmas, como, por exemplo, *self healing*, comunicação bidirecional entre a concessionária e o consumidor, otimização dos recursos energéticos e outros.

Dessa forma, a implantação das redes inteligentes pode ocasionar diversos benefícios aos consumidores e concessionárias de energia elétrica, como: aumento da confiabilidade e eficiência das redes elétricas, gerenciamento ótimo dos recursos energéticos, maior participação do consumidor no mercado de energia, utilização ótima dos ativos da rede e melhoria da qualidade da energia entregue ao usuário final.

Para atingir tais objetivos, em especial, melhorar a qualidade da energia de suas redes elétricas, as redes inteligentes devem possuir um sistema de medição em tempo real que seja capaz de monitorar tanto os níveis de tensão, corrente e potência na frequência fundamental quanto nas frequências harmônicas.

Nesse contexto, o desenvolvimento de algoritmos de estimação de estado harmônico para sistemas elétricos de potência, principalmente, para redes de distribuição de energia, torna-se uma tarefa essencial haja vista que essa ferramenta fornece informações que permitem caracterizar confiavelmente o estado operativo dos sistemas elétricos.

Diante disso, esse capítulo busca apresentar os modelos harmônicos que permitem caracterizar o comportamento dos elementos de rede em cada frequência harmônica, assim como a estrutura principal do estimador de estado harmônico desenvolvido para redes de distribuição, proposto nessa tese, detalhando cada uma de suas funções.

3.2 - Modelagem Harmônica dos Elementos de Rede

O estimador de estado harmônico é uma ferramenta fundamental para os sistemas elétricos pois fornece informações confiáveis a respeito do estado operativo em tempo real das redes elétricas [ABUR E EXPOSITO, 2004].

Para isso, o estimador determina o fasor tensão de cada ordem harmônica de interesse a partir da combinação da modelagem da rede elétrica com um conjunto de grandezas elétricas medidas em pontos estratégicos da mesma. Além disso, essa ferramenta também avalia a confiabilidade das medições por meio de algoritmos de detecção e identificação de erros.

Logo, a modelagem dos elementos de rede deve refletir satisfatoriamente o seu comportamento para cada frequência harmônica de interesse, uma vez que constitui um ponto crucial para o processo de estimação de estado harmônico.

Dessa forma, essa seção apresenta os modelos dos principais elementos de rede utilizados pelo estimador de estados harmônico, como: linhas de distribuição, motores elétricos, geradores, cargas agregadas e banco de capacitores. Além disso, é importante ressaltar que esses modelos se baseiam na representação trifásicas dos elementos de rede devido à característica desequilibrada das redes de distribuição.

3.2.1 – Modelos de Linhas

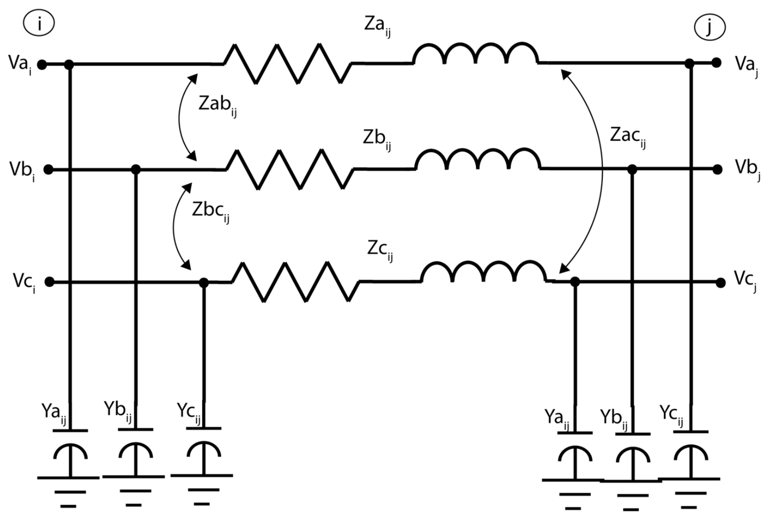
De uma forma geral, as linhas podem ser modeladas por um conjunto de resistências, indutâncias e capacitâncias distribuídas ao longo de um certo comprimento de linha, no qual as resistências representam as perdas das linhas devido à circulação de uma corrente alternada; as indutâncias representam os efeitos do campo magnético criado pela corrente que circula nos condutores das linhas; e as capacitâncias representam os efeitos do campo eletrostático criado pelos potenciais elétricos das linhas.

Essa modelagem é usualmente utilizada nos sistemas de transmissão de energia elétrica, pois os comprimentos das linhas são significativamente elevados, ou seja, apresentam comprimentos acima de 250 km, e, portanto, constituem um valor apreciável do comprimento da onda viajante na frequência fundamental. Além disso, as linhas de transmissão são normalmente modeladas pelo seu equivalente de sequência positiva, uma vez que as redes de transmissão são balanceadas.

Por outro lado, nos sistemas de distribuição de energia elétrica, as linhas são normalmente modeladas por um circuito π equivalente a parâmetros concentrados, uma vez que os comprimentos das linhas são normalmente menores de 250 km. Além disso, é importante ressaltar que esse tipo de rede elétrica apresenta significativos níveis de desequilibro de tensão, devido essas redes não apresentarem transposição de fases e possuírem uma grande quantidade de cargas monofásicas e bifásicas.

Dessa forma, a literatura recomenda que as linhas de distribuição devem ser modeladas pelo seu circuito π equivalente trifásico, conforme mostrado na figura 3.1, cuja matriz de impedância série e admitâncias shunt são representadas pelas equações (3.1) e (3.2).

Figura 3.1- Modelo PI concentrado de uma linha trifásica



Fonte: Elaborado pelo autor

$$\dot{\boldsymbol{Z}}_{ij} = \begin{bmatrix} z_{a_{ij}} & z_{ab_{ij}} & z_{ac_{ij}} \\ z_{ba_{ij}} & z_{b_{ij}} & z_{bc_{ij}} \\ z_{ca_{ij}} & z_{cb_{ij}} & z_{c_{ij}} \end{bmatrix} \tag{3.1}$$

$$\frac{\dot{\boldsymbol{Y}}_{\boldsymbol{ij}}^{\boldsymbol{sh}}}{2} = \begin{bmatrix} jb_{ij}^{sh} & 0 & 0 \\ 0 & jb_{ij}^{sh} & 0 \\ 0 & 0 & jb_{ij}^{sh} \end{bmatrix} \tag{3.2}$$

onde: $z_{aa_{ij}}$, $z_{bb_{ij}}$ e $z_{cc_{ij}}$ são as impedâncias próprias das fases A, B e C de uma linha, respectivamente;

$Y_{a_{ij}}$, $Y_{b_{ij}}$ e $Y_{c_{ij}}$ são as admitâncias próprias das fases A, B e C de uma linha, respectivamente;

b_{ij}^{sh} é a susceptância shunt de uma linha de distribuição.

$z_{ab_{ij}}$, $z_{ac_{ij}}$, $z_{ba_{ij}}$, $z_{bc_{ij}}$, $z_{ca_{ij}}$ e $z_{cb_{ij}}$ são as impedâncias mútuas de uma linha.

V_{a_i}, V_{b_i} e V_{c_i} são as tensões do terminal *i* de uma linha de distribuição nas fases A, B e C, respectivamente.

V_{a_j}, V_{b_j} e V_{c_j} são as tensões do terminal *j* de uma linha de distribuição nas fases A, B e C, respectivamente.

De acordo Arrillaga e Watson (2003), e Acha e Madrigal (2002), os parâmetros das linhas de distribuição podem ser calculados em duas etapas principais:

- Cálculo dos parâmetros concentrados das linhas de transmissão a partir das suas configurações geométricas, considerando o efeito do retorno pela terra e efeito pelicular;
- Cálculo dos parâmetros distribuídos, no qual busca-se adicionar os efeitos das linhas longas nos parâmetros concentrados das linhas.

A matriz de impedância série concentrada das linhas são compostas de três componentes: matriz de impedância interna do condutor ($[Z_c]$), matriz de impedância devido à geometria do arranjo de condutores ($[Z_g]$) e impedância do caminho de retorno pela terra ($[Z_t]$), conforme mostrado na equação (3.3).

$$[\boldsymbol{Z}] = [\boldsymbol{Z_c}] + [\boldsymbol{Z_g}] + [\boldsymbol{Z_t}] \tag{3.3}$$

A matriz de impedância do condutor apresenta uma dependência não linear da frequência, o que implica na tendência da corrente em fluir pela superfície do condutor à medida que aumenta a frequência, e, consequentemente, aumentar a impedância interna do condutor. Esse efeito é conhecido como efeito pelicular (efeito skin).

O cálculo da matriz de impedância do condutor envolve a resolução de equações baseadas nas funções de Bessel, conforme mostrada na equação (3.4).

$$Z_c = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi}\frac{1}{x_e}\frac{J_0(x_e)N_0'(x_i) - N_0(x_e)J_0'(x_i)}{J_0'(x_e)N_0'(x_i) - N_0'(x_e)J_0'(x_i)} \tag{3.4}$$

onde: $x_e = j\sqrt{j\omega\mu_0\sigma_c r_e}$

$x_i = j\sqrt{j\omega\mu_0\sigma_c r_i}$

r_e é o raio externo do condutor (em metros)

r_i é o raio interno do condutor (em metros)

J_0 é a função e Bessel de primeiro grau e ordem zero

J_0' é a derivada da função de Bessel de primeiro grau e ordem zero

N_0 é a função de Bessel de segundo grau e ordem zero

N_0' é a derivada da função de Bessel de segundo grau e ordem zero

σ_c é a condutividade do material condutor na temperatura média de condução.

μ_0 é a permeabilidade magnética do vácuo.

De acordo com Das (2002) e Ranade *et al* (1996), o efeito das componentes harmônicas na resistência de uma linha pode ser calculado pela equação (3.5).

$$R(h) = R_{dc}g(h) \tag{3.5}$$

onde: R_{dc} é a resistência DC do condutor da linha;

$g(h)$ é o fator de correção da resistência de uma linha para cada ordem harmônica dado pela equação (3.6).

$$g(h) = \begin{cases} 0{,}035M^2 + 0{,}938 & se\ M < 2{,}4 \\ 0{,}35M + 0{,}3 & se\ M \geq 2{,}4 \end{cases} \tag{3.6}$$

No qual, $M = 0{,}3884\sqrt{\frac{f_h}{f}}\sqrt{\frac{h}{R_{dc}}}$, f_h é a frequência harmônica, f é a frequência fundamental do sistema, e h é ordem harmônica.

Na frequência fundamental, a matriz de impedância devida ao arranjo geométrico dos condutores é calculada de acordo com os trabalhos de Carson, por meio das equações (3.7) e (3.8), conforme apresentado em Kersting (2012) e Das (2002).

$$z_{ii} = r_i + 0{,}0953 + j0{,}12134\left(\ln\frac{1}{GMR_i} + 7{,}93402\right) \quad (3.7)$$

$$z_{ij} = 0{,}0953 + j0{,}12134\left(\ln\frac{1}{D_{ij}} + 7{,}93402\right) \quad (3.8)$$

onde: z_{ii} é a impedância própria do condutor *i* em Ω/milhas;

z_{ij} é a impedância mútua entre os condutores *i* e *j* em Ω/milhas;

r_i é a resistência do condutor *i* em Ω/milhas;

GMR_i é o raio médio geométrico do condutor *i* em pés;

D_{ij} é a distância entre os condutores *i* e *j* em pés.

É importante ressaltar que as equações (3.7) e (3.8) já incluem os efeitos da impedância do solo, pois tanto a impedância própria quanto a mútua dos condutores são o resultado da somatória da impedância devido a geometria dos condutores e a impedância do caminho de retorno pela terra.

Quanto as admitâncias shunt das linhas de transmissão, as mesmas podem ser calculadas através da inversão da matriz de potencial, conforme mostrado na equação (3.9), onde a matriz de potencial é formada pelas as equações (3.10) e (3.11).

$$\dot{\boldsymbol{Y}}_{\boldsymbol{abc}} = j\omega\dot{\boldsymbol{P}}^{-1} \quad (3.9)$$

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\frac{S_{ii}}{r_i} = 11{,}17689\ln\frac{S_{ii}}{r_i} \quad (3.10)$$

$$P_{ij} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\ln\frac{S_{ij}}{D_{ij}} = 11{,}17689\ln\frac{S_{ij}}{D_{ij}} \quad (3.11)$$

onde: S_{ij} é a distância condutor-imagem abaixo da terra (em pés);

D_{ij} é a distância condutor-condutor (em pés);

r_i é o raio do condutor (em pés);

ε_0 é permissividade do meio ao redor do condutor;

P_{ii} é o elemento da diagonal principal da matriz de coeficientes de potencial;

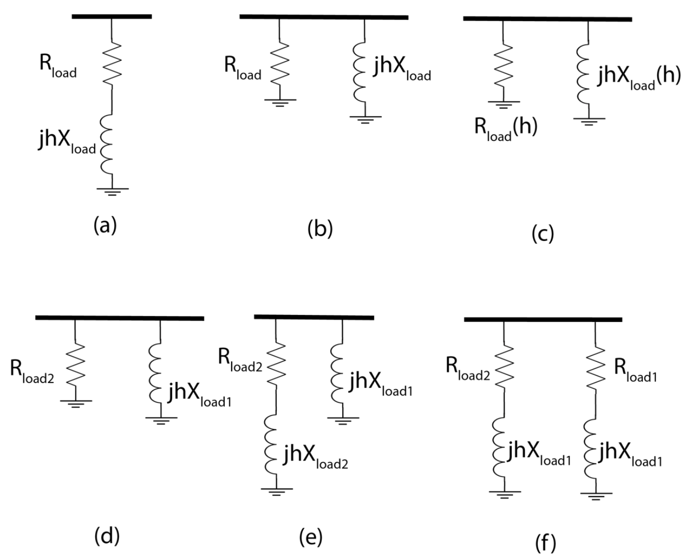
P_{ij} é o elemento fora da diagonal principal da matriz de coeficientes de potencial.

3.2.2 – Modelo de Cargas Agregadas e Motores

O termo carga agregada se refere a circuitos equivalentes que representam um conjunto de cargas vistas a partir de uma barra específica de uma rede elétrica. Normalmente, consideram-se como cargas agregadas os alimentadores de distribuição vistos a partir dos barramentos de uma subestação, e a planta elétricas de consumidores vistas a partir do ponto de acoplamento comum com a concessionária.

Em Chang *et al* (2003), são apresentados 6 modelos de cargas agregadas utilizados nos estudos de propagação harmônica em rede elétrica, conforme pode ser visualizado na figura 3.2, cujos parâmetros elétricos são derivados a partir das potências ativa e reativa estimadas, e de informações sobre a composição e características das cargas.

Figura 3.2- Modelo de cargas agregadas: (a) modelo 1, (b) modelo 2, (c) modelo 3, (d) modelo 4, (e) modelo 5, (f) modelo 6



Fonte: Chang *et al* (2003)

Os modelos 1, 2 e 3, mostrados nas figuras 3.2 (a), (b) e (c), respectivamente, representam uma aproximação razoável de uma carga harmônica quando o fator de participação de motores de indução na demanda da carga é relativamente baixo, na qual os modelos 2 e 3 resultam em amortecimentos mais elevados. Além disso, o modelo 3 se destaca em relação aos modelos 1 e 2 pois é capaz de representar o efeito pelicular das cargas harmônicas.

De acordo com Chang *et al* (2003), os parâmetros elétricos do modelo 1 podem ser obtidos por meio das equações (3.12) e (3.13).

$$R_{load} = P_i \frac{V_i^2}{P_i^2+Q_i^2} \tag{3.12}$$

$$X_{load} = Q_i \frac{V_i^2}{P_i^2+Q_i^2} \tag{3.13}$$

onde: R_{load} é resistência da carga agregada;

X_{load} é reatância da carga agregada;

P_i é a potência ativa da carga agregada na barra *i*

Q_i é a potência reativa da carga agregada na barra *i*

V_i é a tensão na barra *i.*

No caso modelo 2, os parâmetros elétricos podem ser calculados conforme as equações (3.14) e (3.15).

$$R_{load} = \frac{V_i^2}{P_i} \tag{3.14}$$

$$X_{load} = \frac{V_i^2}{Q_i} \tag{3.15}$$

E os parâmetros elétricos do modelo 3 podem ser calculados conforme as equações (3.16) e (3.17).

$$R_{load}(h) = \frac{V_i^2}{m(h)P_i} \tag{3.14}$$

$$X_{load}(h) = \frac{V_i^2}{m(h)Q_i} \tag{3.15}$$

onde: $m(h) = 0{,}1h + 0{,}9$

Quando o fator participação dos motores de indução na demanda da carga agregada é elevado, as componentes resistiva e motriz da carga devem ser modeladas separadamente. Dessa forma, os modelos 4, 5 e 6 tornam-se mais adequados para representar a carga agregada quando uma parcela significa da demanda da carga deve-se aos motores de indução.

De acordo com Chang *et al* (2003), o modelo 4 é composto de uma carga resistiva constante e reatância indutiva de rotor bloqueado do motor, sendo que as mesmas podem ser calculadas pelas equações (3.16) e (3.17), respectivamente.

$$R_{load_2} = \frac{V^2}{(1-K)P} \tag{3.16}$$

$$X_{load_1} = X_M \frac{V^2}{K_m KP} \tag{3.17}$$

onde: R_{load_2} é a resistência da carga agregada;

X_{load_1} é a reatância de rotor bloqueado da carga agregada;

K é o fator de participação do motor de indução;

X_M é é o valor em pu da reatância de rotor bloqueada;

K_m é o fator de instalação.

Da mesma forma que o modelo 4, o modelo 5 também calcula separadamente a parte resistiva e motriz da carga agregada, porém esse modelo considera a reatância do transformador de distribuição X_{load_2} em sua estrutura. Além disso, nesse modelo, os parâmetros elétricos podem ser obtidos pelas equações (3.18), (3.19) e (3.20).

$$R_{load_2} = \frac{V^2}{(1-K)P} \tag{3.18}$$

$$X_{load_2} = 0{,}073R_{load_2} \quad (3.19)$$

$$X_{load_1} = \frac{V^2}{KP(6{,}7\tan\emptyset - 0{,}74)} \quad (3.20)$$

Semelhante ao modelo 5, o modelo 6 também agrega a reatância X_{load_2} do transformador de distribuição, porém esse modelo inclui o amortecimento do motor de indução. Os parâmetros elétricos do modelo 6 podem ser calculados através da equações (3.21) e (3.22).

$$R_{load_1} = \frac{X_{load_1}}{K_3} \quad (3.21)$$

$$X_{load_2} = 0{,}1R_{load_2} \quad (3.22)$$

3.2.3 – Modelo de Geradores

De acordo com Arrillaga e Watson (2003), os geradores podem ser modelados como uma combinação de resistência e reatância indutiva, conforme mostrado pela equação (3.23).

$$z_g = R\sqrt{h} + jhX"_d \quad (3.23)$$

onde: R é a resistência que representa as perdas da máquina

$X"_d$ é a reatância sub-transitória do gerador

2.4.4 – Modelo de Banco de Capacitores

Os bancos de capacitores são considerados elementos passivos, e, portanto, injetam harmônicos nas redes elétricas. Diante desse fato, esses dispositivos podem ser modelados por meio da sua admitância capacitiva, a qual é corrigida para cada ordem harmônica, conforme mostrado na equação (3.24).

$$\dot{Y}_c^{sh}(h) = jB_c(h) \tag{3.24}$$

onde: $\dot{Y}_c^{sh}(h)$ é a admitância shunt de um banco de capacitor;

h é a ordem harmônica;

$B_c(h)$ é a susceptância shunt do banco de capacitor dada pela equação (3.25)

$$B_c(h) = \frac{hQ_{3\phi}}{V_{LL}^2} \tag{3.25}$$

onde: $Q_{3\phi}$ é a potência reativa trifásica do banco de capacitor;

V_{LL} é tensão RMS de linha do banco de capacitor na frequência fundamental.

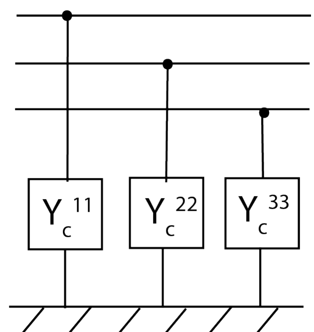
Em estudos que exigem uma modelagem trifásica dos elementos de rede, os bancos de capacitores podem ser representados através de sua matriz de admitância, conforme mostrada na equação (3.26) e ilustrada na figura 3.3.

$$\boldsymbol{\dot{Y}_c^{sh}}(h) = \begin{bmatrix} \dot{Y}_c^{11}(h) & \dot{Y}_c^{12}(h) & \dot{Y}_c^{13}(h) \\ \dot{Y}_c^{21}(h) & \dot{Y}_c^{22}(h) & \dot{Y}_c^{23}(h) \\ \dot{Y}_c^{31}(h) & \dot{Y}_c^{32}(h) & \dot{Y}_c^{33}(h) \end{bmatrix} \tag{3.26}$$

onde: $\dot{Y}_c^{11}(h)$, $\dot{Y}_c^{22}(h)$ e $\dot{Y}_c^{23}(h)$ são as admitâncias próprias dos bancos de capacitores nas fases A, B e C, respectivamente, para cada ordem harmônica.

$\dot{Y}_c^{12}(h)$, $\dot{Y}_c^{13}(h)$, $\dot{Y}_c^{21}(h)$, $\dot{Y}_c^{23}(h)$, $\dot{Y}_c^{31}(h)$ e $\dot{Y}_c^{32}(h)$ são as admitâncias mútuas dos bancos de capacitores, que, normalmente, são consideradas iguais a zero.

Figura 3.3- – Representação trifásica de elementos shunt



Fonte: ARRILAGA e WATSON (2003)

3.3 - Estimador de Estado Harmônico

O estimador de estado harmônico é uma ferramenta computacional que fornece uma estimativa do estado operativo de um sistema elétrico de potência em tempo real para cada frequência harmônica tendo como base um conjunto de medições provenientes de medidores de qualidade da energia instalados em pontos estratégicos da rede elétrica, modelos matemáticos dos elementos de rede e de um conjunto de pseudo-medições.

Tradicionalmente, entende-se como estado operativo de um sistema elétrico o conjunto de fasores que representam as tensões complexas das barras de uma rede elétrica, no entanto a metodologia de estimação de estado harmônico desenvolvida nessa tese para sistemas de distribuição muda um pouco essa visão, uma vez que considera que o estado harmônico de uma rede elétrica é formado tanto pelo fasor tensão quanto pelo fasor corrente injetada das barras.

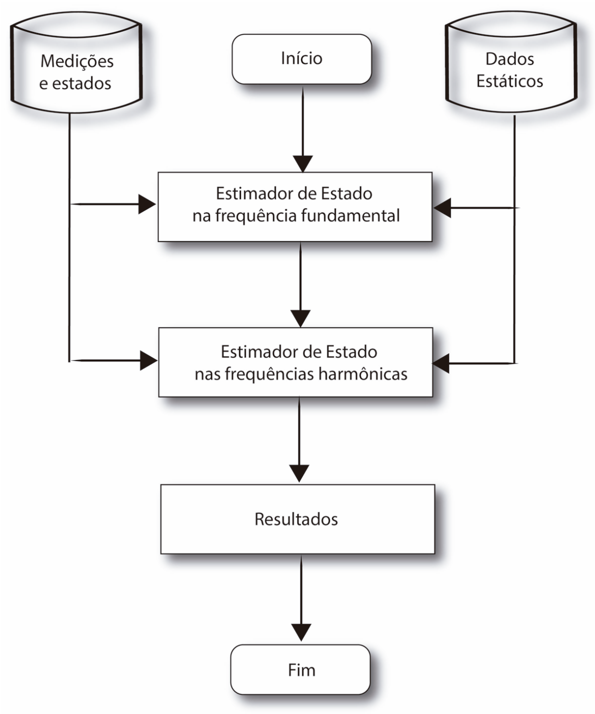
De uma forma geral, o estimador de estado harmônico desenvolvido é composto de dois blocos principais, conforme pode ser visualizado no fluxograma da figura 3.4, que são: estimador de estado na frequência fundamental, e nas frequências harmônicas.

No primeiro bloco, o estimador de estado busca estimar o módulo e o ângulo de fase da tensão e correntes injetadas das barras de uma rede elétrica na frequência fundamental, e, consequentemente, calcular as demais grandezas elétricas, como, por exemplo, fluxos de potência, fator de potência, nível de desequilíbrio. Além disso, esse bloco fornece a referência angular necessária para o estimador de estado calcular a tensão de cada ordem harmônica de interesse.

Para isso, o estimador de estado na frequência fundamental utiliza medições de tensão, corrente, potência ativa e reativa provenientes de um conjunto de equipamentos de medição alocados em pontos estratégicos que garantam a observabilidade da rede elétrica. Além disso, dados estáticos, como informações dos elementos de rede, e dados dos estados das chaves e disjuntores devem ser fornecidos ao estimador para que o mesmo seja capaz de determinar o estado mais provável de um sistema elétrico.

No bloco 2, o estimador de estado estima o fasor tensão e corrente injetada das barras de uma rede elétrica em cada frequência harmônica de interesse a partir das medições das tensões e correntes harmônicas provenientes dos medidores de qualidade da energia. E, semelhante ao bloco 1, o estimador de estado nas frequências harmônicas utiliza dados elétricos dos elementos de rede, porém corrigidos para cada frequência harmônica.

Figura 3.4 - Fluxograma do estimador de estados harmônico



Fonte: Elaborado pelo autor

Além disso, diferentemente das metodologias estimação de estado harmônico apresentadas no capítulo 1, o estimador de estado harmônico desenvolvido nessa tese introduz o efeito da saturação do núcleo de transformadores no nível de distorção harmônica de redes de distribuição de energia, uma vez que entende-se que esse efeito pode ser significativo, principalmente, nas redes elétricas rurais pois frequentemente apresentam tensões acima de 1 pu.

Além disso, é importante ressaltar que esse estimador de estado também considera o efeito da saturação do núcleo de transformadores em redes de distribuição de energia na frequência fundamental, um vez que, quando o transformador está operando nessa região, o mesmo demanda uma maior quantidade de corrente da rede para criar o campo magnético, o que causa sobrecarrega no mesmo.

O estimador de estado harmônico desenvolvido é composto basicamente de 6 funções, que são: pré-filtragem, configurador de rede, análise de observabilidade, estimação de estados, detecção de erros grosseiros e identificação de erros grosseiros, conforme mostrado na figura 3.4.

A função pré-filtragem é responsável pela verificação da consistência inicial das medidas registradas com o objetivo de detectar e descartar aquelas que são claramente erradas, como, por exemplo, módulo de tensão negativo. Dessa forma, essa função está diretamente ligada à base de dados de medição, onde seleciona as medições que devem ser utilizadas pela função estimação de estados, e descarta as medições que apresentam inconsistências.

A função configurador de rede é responsável por construir um modelo elétrico da rede a partir da informação do estado dos dispositivos de chaveamento e o arranjo físico das subestações. Logo, essa função fornece à função análise de observabilidade a topologia mais provável da rede elétrica que se deseja monitorar.

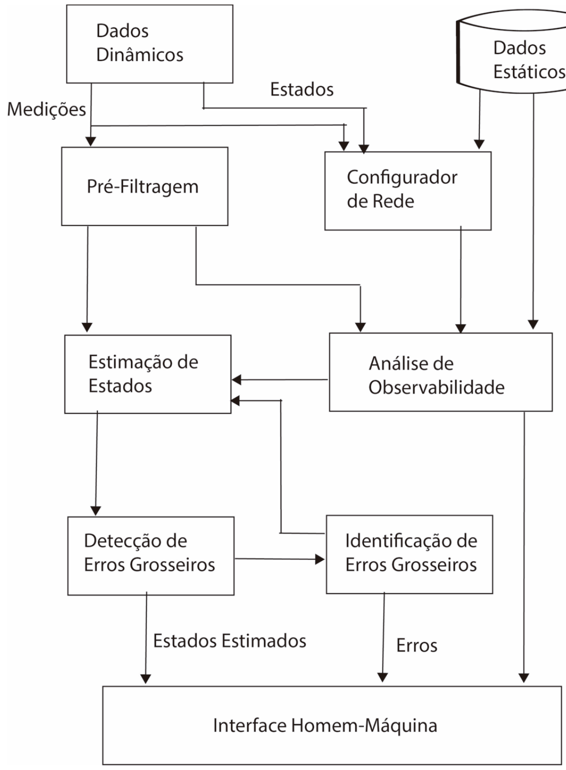
Tendo como base a topologia da rede elétrica, fornecida pela função configurador de rede, a função análise de observabilidade avalia se o conjunto de medição é suficiente para calcular o estado completo de um rede elétrica. Assim, essa função identifica a região observável de um rede elétrica para uma determinada quantidade de medidores, e fornece à função estimação de estados a região da rede elétrica que pode ser monitorada.

A partir das informações fornecidas pelas funções pre-filtragem, configurador de rede e análise de observabilidade, a função estimação de estado estima o estado harmônico de um sistema elétrico de potência, e, consequentemente, as demais grandezas elétricas que caracterizam um rede elétrica, como corrente, potência ativa, potência reativa, fator de potência e outros.

Apesar de existir uma função no início do processo de estimação de estado que avalia a existência erros nas medições enviadas pelos dispositivos de medição, o resíduo da função estimação de estado é analisado pela função detecção de erros grosseiros com o objetivo de detectar a presença de erros não gaussianos no conjunto de medidas.

Uma vez detectada a existência de erros grosseiros no sistema de medição, a função identificação de erros grosseiros busca descobrir quais medidores estão fornecendo medidas contendo erros com o objetivo de descarta-los ou trata-los, e, portanto, evitar que esse tipo de erro gaussiano interfira no processo de estimação de estado harmônico.

Figura 3.5 - Estrutura de um estimador de estado harmônico



Fonte: EXPÓSITO *et al* (2009)

3.3.1 – Medição e Pseudo-medição

Diferentemente das abordagens convencionais de estimação de estado na frequência fundamental apresentadas em Abur *et al* (2004) e Ahmad (2013), as medições utilizadas pelo estimador de estado harmônico consistem basicamente dos fasores tensão de barra, e correntes injetadas e de linha de um sistema de distribuição em cada ordem harmônica de interesse.

Em consequência disso, deve-se garantir que essas medições estejam sincronizadas, ou seja, os ângulos de fase da tensão e da corrente tenham a mesma referência angular, e, portanto, reflitam o valor exato das grandezas elétricas em um determinado instante de tempo. É importante ressaltar que a falta de sincronização pode acarretar em diferença na base de tempo dos analisadores de qualidade da energia, e, portanto, provocar erros na medição do ângulo de fase das grandezas elétricas.

Essa sincronização pode ser realizada de forma on-line por meio de um GPS acoplado ao medidor de qualidade da energia, que sincroniza o seu relógio com a base de tempo universal coordenado (UTC); ou de forma off-line, na qual a sincronização é realizada computacionalmente por meio de um ângulo de referência adotado.

Além das medições obtidas em tempo real a partir de equipamentos alocados numa rede elétrica, o estimador de estado harmônico utiliza pseudo-medições, que são um conjunto de informações que ajudam a aumentar a observabilidade de uma rede elétrica, como: dados históricos de consumo de energia de unidades consumidoras, espectro harmônico de cargas harmônicas típicas e outros.

Embora sejam atribuídas ponderações menores para as pseudo-medições pois as mesmas podem apresentar erros maiores, são essenciais para o funcionamento de um estimador de estado pois tornam possível a determinação do estado de uma rede elétrica que não possua uma quantidade de medidores suficiente para tornar o sistema resolvível.

No caso dos sistemas de distribuição de energia elétrica, a utilização de pseudo-medições é crucial para que o estimador de estado seja capaz de calcular o estado de uma rede de distribuição tanto na frequência fundamental quanto nas frequências harmônicas, uma vez que esse tipo de rede é grande, pouco automatizada e pobremente monitorada.

Diante dessa situação, desenvolveu-se no estimador de estado proposto uma função que é capaz de gerar pseudo-medições de tensão e corrente em todos os elementos de rede de um alimentador de distribuição a partir da energia consumida dos consumidores de energia elétrica, e, dessa forma, garantir que a rede elétrica seja completamente observável na frequência fundamental.

De forma geral, o procedimento de geração de pseudo-medição calcula o fluxo de potência ativa e reativa de linhas e transformadores, potência injetada, e módulo da tensão e da corrente a cada instante de tempo por meio da execução inicial de um fluxo de carga para a condição de carregamento médio, ou seja, para a demanda média dos consumidores de energia determinada tendo como base o consumo de energia faturado; e pelo ajuste dessa demanda de tal forma que o balanço de potência ativa e reativa injetada medida em tempo real seja alcançado na subestação de distribuição.

Para uma dada rede de distribuição de energia elétrica, pode-se escrever que a potência ativa e reativa média injetada deve atender ao balanço de potência consumida total e perdas técnicas e não técnicas no ponto de acoplamento comum subestação-alimentador, conforme apresentados pelas equações (3.27) e (3.28), respectivamente.

$$P_{inj} = \sum_{r=1}^{nt} P_{Er} + P_{TL} + P_{NTL} \tag{3.27}$$

$$Q_{inj} = \sum_{r=1}^{nt} Q_{Er} + Q_{TL} + Q_{NTL} + Q_{sh} \tag{3.28}$$

onde P_{inj} and Q_{inj} são as potências medias ativas e reativas injetadas no ponto de acoplamento comum subestação-alimentador, respectivamente; P_{Er} and Q_{Er} são as demandas ativas e reativas equivalentes dos transformadores de distribuição que correspondem à energia faturada de todos os consumidores supridas pelos mesmos; P_{TL} e Q_{TL} são as perdas técnicas ativas e reativas totais, respectivamente; P_{NTL} e Q_{NTL} são as perdas não técnicas ativa e reativa totais da rede elétrica, respectivamente; e Q_{sh} é a potência reativa injetada por elementos shunt.

As demandas médias do consumidor e equivalente são obtidas de acordo com as equações (3.29) e (3.30), respectivamente.

$$P_{c_j} = \frac{E_{c_j}}{T} \tag{3.29}$$

$$P_{E_r} = \sum_{j=1}^{N} P_{c_j} \tag{3.30}$$

onde P_{c_j} é demanda media ativa dos consumidores de energia elétrica em *kW* para um período de tempo *T*; E_{c_j} é a energia ativa do consumidor j em *kWh*, onde *T* é a o perído de faturamento da energia consumida; N é o número de consumidores supridos pelo transformador ***r***.

No caso da potência reativa da carga dos transformadores de distribuição, que agrega um conjunto de consumidores de baixa tensão, a mesma é calculada considerando que o fator de potência da carga agregada é igual a 0,92.

Uma vez calculadas as demandas médias ativas e reativas de cada consumidor ao longo do alimentador, executa-se um fluxo de carga para essa condição, porém sem incluir as perdas não técnicas, o que resulta na determinação do módulo da tensão, fluxo de potência, perdas técnicas ativas e reativas P_{TL-LF} and Q_{TL-LF} respectivamente, e módulo da corrente injetada no ponto de acoplamento comum subestação-alimentador, por fase.

No entanto, o resultado do fluxo de carga não pode ser diretamente utilizado como pseudo-medição, uma vez que não compreende as perdas não técnicas expressas nas equações (3.27) e (3.28), como, por exemplo, roubo de energia. Esse fato pode comprometer o desempenho do estimador de estado pois as medições da subestação não estariam alinhadas com as pseudo-medições ao longo da rede.

Então, as perdas não técnicas devem ser incorporadas no carregamento dos transformadores de tal forma que o fluxo de carga seja capaz de calcular os fluxos de potências, correntes e tensões mais consistentes. Dessa forma, utiliza-se a definição de impedância operacional, conforme apresentada em Soares *et al* (2019), para calcular essas perdas. A impedância operacional é uma representação equivalente de uma rede elétrica cujo propósito é calcular as perdas técnicas ativas e reativas por fase, o que é obtida dividindo a perda técnica ativa e reativa total da rede pelo quadrado do valor eficaz da corrente injetada no ponto de acoplamento comum subestação-alimentador. Aplicando essa definição à solução de fluxo de carga obtido para a condição de carregamento médio, sem incluir as perdas não técnicas, tem-se como resultado a resistência e reatância equivalentes, conforme mostradas pelas equações (3.31) e (3.32).

$$R_{eq} = \frac{P_{TL-LF}}{I^2_{mod-LF}} \tag{3.31}$$

$$X_{eq} = \frac{Q_{TL-LF}}{I^2_{mod-LF}} \tag{3.32}$$

onde P_{TL-LF} é a perda ativa do alimentador de distribuição calculada pela simulação de um fluxo de carga, Q_{TL-LF} é perda reativa do alimentador de distribuição calculada pela simulação de fluxo de carga, e I_{mod} é o módulo da corrente injetada total calculado pela simulação de fluxo de carga.

A principal característica da impedância operacional equivalente, o que a torna apropriada para a presente aplicação, é que ela é razoavelmente constante para diferentes condições de carregamento representando diferentes pontos de operação.

Agora, aplicando as equações (3.27) e (3.28) à condição de carregamento médio discutida anteriormente, P_{inj} e Q_{inj} representam as potências ativas e reativas média injetadas, medidas no ponto de acoplamento subestação-alimentador para suprir a demanda dos consumidores conectados nos transformadores de distribuição, P_{Er} , Q_{Er}, perdas técnicas ativas e reativas, P_{TL} , Q_{TL}, e perdas não técnicas ativas e reativas P_{NTL} , Q_{NTL}, que são desconhecidas. Então, para resolver as equações (3.27) e (3.28), utilizam-se a resistência e reatância equivalente calculadas pela equações (3.31) e (3.32), conforme mostrados nas equações (3.33) e (3.34).

$$P_{TL} = R_{eq}.I_{mod-med}^{2} \tag{3.33}$$

$$Q_{TL} = X_{eq}.I_{mod-med}^{2} \tag{3.34}$$

onde $I_{mod-med}$ é o módulo da corrente injetada medida no ponto de acoplamento subestação-alimentador que corresponde às potências ativas e reativas injetadas medidas P_{inj} e Q_{inj}.

Uma vez calculadas as perdas técnicas totais para uma rede elétrica de interesse para a condição de carga média, as perdas não técnicas totais podem ser determinadas pela equação (3.35) e (3.36).

$$P_{NTL} = P_{inj} - \sum_{r=1}^{nt} P_{Er} - P_{TL} \tag{3.35}$$

$$Q_{NTL} = Q_{inj} - \sum_{r=1}^{nt} Q_{Er} - Q_{TL} \tag{3.36}$$

As perdas não técnicas obtidas pelas equações (3.35) e (3.36) são as grandezas elétricas que faltam para validar os balanços de potência representados nas equações (3.27) e (3.28), para a condição de carga média na subestação.

De acordo com a metodologia de pseudo-medição desenvolvida, executa-se uma simulação de fluxo de carga, partindo-se da condição de carga média para calcular as pseudo-medições para o algoritmo de estimação de estado em tempo real. Dessa forma, definem-se fatores de ajustes conforme as equações (3.37) e (3.38), para cada iteração do fluxo de carga.

$$K_p^{(k)} = \frac{P(t) - P_{TL}^{(k)}}{\sum_{r=1}^{nt} P_{Er}^{(k-1)} + P_{NTL}^{(k-1)}} \tag{3.37}$$

$$K_q^{(k)} = \frac{Q(t) - Q_{TL}^{(k)}}{\sum_{r=1}^{nt} Q_{Er}^{(k-1)} + Q_{NTL}^{(k-1)}} \tag{3.38}$$

onde, $K_p^{(k)}$ e $K_q^{(k)}$ são os fatores de ajustes ativos e reativos, respectivamente; $P(t)$ e $Q(t)$ são as potências instantâneas ativas e reativas injetadas no ponto de acoplamento subestação-alimentador, respectivamente; e k é o contador de iterações.

Os fatores de ajustes são usados para atualizar as demandas equivalentes dos transformadores de distribuição e as perdas não técnicas usando (3.39), (3.40), (3.41) e (3.42).

$$P_{Er}^{(k)} = K_p^{(k)} . P_{Er}^{(k-1)} \tag{3.39}$$

$$P_{NTL}^{(k)} = K_p^{(k)} . P_{NTL}^{(k-1)} \tag{3.40}$$

$$Q_{Er}^{(k)} = K_q^{(k)} . Q_{Er}^{(k-1)} \tag{3.41}$$

$$Q_{NTL}^{(k)} = K_q^{(k)} . Q_{NTL}^{(k-1)} \tag{3.42}$$

Os valores atualizados das perdas não técnicas ativa e reativa obtidas pelas equações (3.34), (3.35), (3.36) e (3.37) assim como os valores atualizados das demandas ativa e reativa equivalentes dos transformadores de distribuição, obtidas pelas equações (3.33), (3.34) e (3.35) devem ser alocados para cada consumidor individual da rede de distribuição de forma a atualizar as perdas técnicas da rede pela solução de fluxo de carga em cada iteração.

Em relação as perdas não técnicas totais, é bastante difícil identificar com precisão quais consumidores estão apresentando padrão de consumo de energia irregular. Assim, afim de encontrar uma solução razoável para o propósito de gerar pseudo-medições, sugeriu-se que as perdas ativa e reativa não técnicas sejam alocadas na rede de forma proporcional ao carregamento dos transformadores, conforme descrito nas equações (3.43), e (3.44).

$$P_{NTLr}^{(k)} = \left(\frac{P_{NTL}^{(k)}}{\sum_{r=1}^{nt} P_{Er}^{(k-1)}} \right) P_{Er}^{(k)} \tag{3.43}$$

$$Q_{NTLr}^{(k)} = \left(\frac{Q_{NTL}^{(k)}}{\sum_{r=1}^{nt} Q_{Er}^{(k-1)}} \right) Q_{Er}^{(k)} \tag{3.44}$$

Esse procedimento é repetido até que o critério de convergência seja atendido para a diferença dos balanços de potência ativa e reativa na subestação de acordo com as equações (3.45) e (3.46).

$$P(t) - \sum_{r=1}^{nt} P_{Er}^{(k)} - P_{NTL}^{(k)} - P_{TL}^{(k)} = \Delta P^{(k)} \tag{3.45}$$

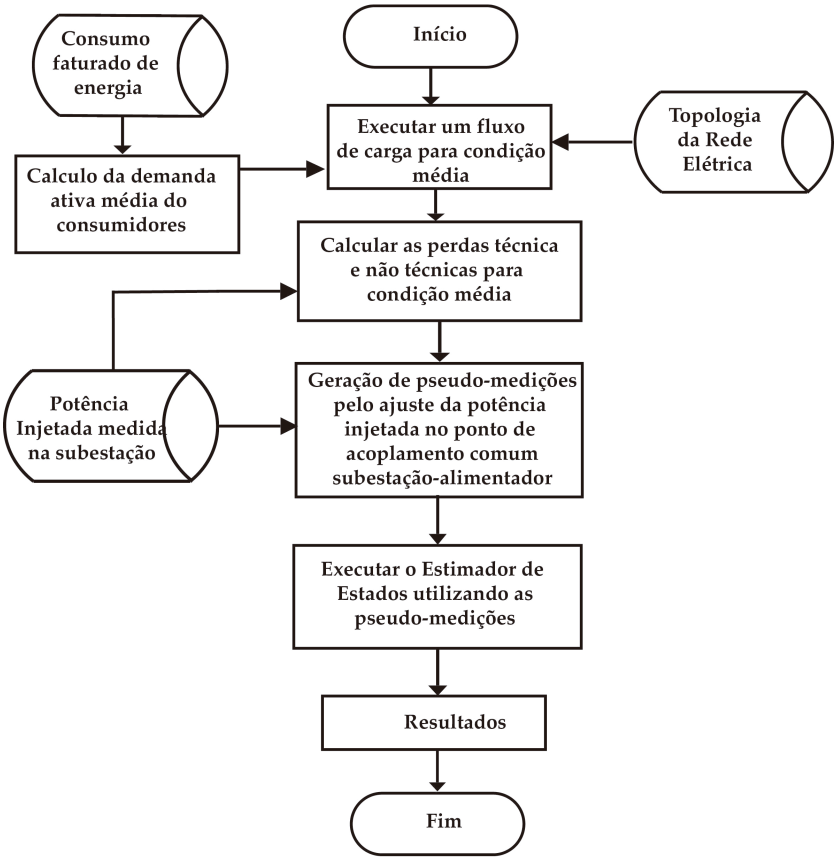
$$Q(t) - \sum_{r=1}^{nt} Q_{Er}^{(k)} - Q_{NTL}^{(k)} - Q_{TL}^{(k)} = \Delta Q^{(k)} \tag{3.46}$$

Quando o critério de convergência for atendido, as pseudo-medições calculadas pela solução de fluxo de carga são utilizadas pelo algoritmo de estimação de estado para calcular o estado operativo de uma rede elétrica em tempo real.

Um ponto importante dessa tese que merece ser enfatizado está relacionado com a capacidade do estimador de estado proposto, na frequência fundamental, ser capaz de estimar o montante de perda comercial de uma rede de distribuição de energia, o que torna essa ferramenta de grande importância para as distribuidoras de energia. Essa característica pode ser facilmente vista no algoritmo de criação de pseudo-medição descrito anteriormente.

A figura 3.5 mostra o fluxograma da função de geração de pseudo-medição na frequência fundamental.

Figura 3.6 - Fluxograma do algoritmo de geração de pseudo-medição na frequência fundamental



Fonte: Soares *et al* (2019)

No caso do estimador de estados harmônico, as pseudo-medições constituem os espectros de correntes harmônicas que caracterizam um tipo de carga. Tais padrões foram obtidos através das campanhas de medição harmônica em cargas específicas.

3.3.2 – Função Estimação de Estado

A função estimação de estado do estimador de estado harmônico desenvolvido nessa tese é o procedimento que fornece uma estimativa do módulo e do ângulo de fase da tensão e da corrente injetadas das barras de um sistema elétrico de potência em cada ordem harmônica tendo como base o modelo dos elementos da rede elétrica e um conjunto de medições sujeitas a diversos tipos de erros.

Tradicionalmente, a formulação do problema da estimação do estado baseia-se nos modelos de sequência positiva dos elementos de rede, pois os sistemas de transmissão de energia não apresentam desequilíbrio de tensão significativo, uma vez que há plena transposição em todas as linhas de transmissão.

Infelizmente, essa consideração não pode ser aplicada às redes de distribuição de energia elétrica, uma vez que essas redes normalmente não apresentam transposições de suas linhas e comportam diferentes tipos de cargas (monofásicas, bifásica e trifásicas) em sua estrutura, o que contribui para o surgimento de desequilíbrios de tensão e corrente.

Além disso, a presença de componentes harmônicas nas redes elétricas pode agravar o desequilíbrio das mesmas, uma vez que há harmônicos que contribuem para o aumento das componentes de sequência negativa e zero de uma rede.

A função de estimação determina o estado harmônico mais provável de uma rede elétrica por meio do método dos mínimos quadrados ponderados, no qual minimiza a diferença entre as grandezas elétricas medidas e estimadas.

3.3.2.1 – Formulação do Estimador Mínimos Quadrados Ponderados

Considerando que cada medição é formada por um valor esperado $\boldsymbol{m(x)}$, que é representado em termos das variáveis de estado $\boldsymbol{x}$, e um erro $\boldsymbol{\varepsilon}$, conforme mostrado pela equação (3.47), e de forma compacta pela equação (3.48).

$$\begin{bmatrix} z_{med_1} \\ z_{med_2} \\ \vdots \\ z_{med_m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ f_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_m \end{bmatrix} \tag{3.47}$$

$$\boldsymbol{z_{med}} = \boldsymbol{f(x)} + \boldsymbol{\varepsilon} \tag{3.48}$$

onde: $\boldsymbol{z_{med}}$ o vetor de medidas, cuja dimensão é $3mx1$;

$\boldsymbol{f(x)}$ é o vetor função de medição, cuja dimensão é $3mx1$. E que contém as funções não lineares que relacionam as funções de medição com as variáveis de estados harmônicas

$\boldsymbol{\varepsilon}$ é o vetor de erros, que reflete a incerteza das medições e pseudo-medições utilizadas pelo estimador de estados, cuja dimensão é $3mx1$. Além disso, considera-se que cada elemento do vetor de erros apresenta um comportamento baseado numa distribuição gaussiana, com média zero e variância σ^2;

n é a quantidade de estados da rede elétrica monitorada por fase;

m é a quantidade de medidas por fase.

O estado harmônico de uma rede elétrica pode ser obtido por meio da minimização da diferença entre as grandezas elétricas medidas e estimadas, conforme mostrado pela equação (3.49), e na forma matricial pela equação (3.50).

$$min\ J(x) = \sum_{t=1}^{m} \frac{\left(z_{med_t} - f_i(x)\right)^2}{R_{tt}} \tag{3.49}$$

$$min\ J(x) = [\boldsymbol{z_{med}} - \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x})]^T \boldsymbol{R^{-1}} [\boldsymbol{z_{med}} - \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x})] \tag{3.50}$$

onde: $\boldsymbol{R} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \sigma_m^2 \end{bmatrix}$ é a matriz de covariância, cuja dimensão é *3mx3m*, *e* R_{tt} é um elemento da matriz de covariância cujas linha e coluna são iguais a *t*. É importante ressaltar que normalmente considera-se que as medições são independentes entre si, o que torna $\boldsymbol{R}$ uma matriz diagonal.

Desse modo, a solução do problema de otimização mostrado nas equações (3.49) e (3.50) deve satisfazer as seguintes *n* condições de otimalidade mostradas pela equação (3.51).

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = 0 \Rightarrow -\boldsymbol{F^T}(\boldsymbol{x}) \boldsymbol{R}^{-1} [\boldsymbol{z_{med}} - \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x})] = 0 \tag{3.51}$$

onde: $\boldsymbol{F}(\boldsymbol{x}) = \frac{\partial \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x})}{\partial \boldsymbol{x}}$ é a matriz jacobiana de dimensão 3*m x 3n*, que representa as sensibilidades das medidas em relação às variáveis de estado harmônicas.

O problema de otimização baseado nos mínimos quadrados ponderados é tradicionalmente solucionado pelo método de Gauss-Newton, no qual ao expandir a função *g(x)* numa série de Taylor em torno do vetor de estado **x**, e desprezar os termos de ordem elevada (ordens iguais ou maiores que 2), obtêm-se a equação normal (3.52).

$$\boldsymbol{G}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})\Delta\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k+1}} = \boldsymbol{F}^{\boldsymbol{T}}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})\boldsymbol{R}^{-\boldsymbol{1}}[\boldsymbol{z}_{\boldsymbol{med}} - \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})] \tag{3.52}$$

onde: $\boldsymbol{G}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}}) = \boldsymbol{F}^{\boldsymbol{T}}\boldsymbol{R}^{-\boldsymbol{1}}\boldsymbol{F}$ e é denominada de matriz de ganho, cuja dimensão é *3nx3n*.

Assim, o problema da estimação de estado harmônico baseia-se na resolução da equação normal (3.52) para cada ordem harmônica de interesse, haja vista que a solução dessa equação fornece o vetor de incremento $\Delta\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k+1}}$ que ajusta os valores das variáveis de estados por meio da equação (3.53) até que que o critério de convergência seja atendido, ou seja, $\Delta\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k+1}} \leq \Delta\boldsymbol{x}_{\boldsymbol{ref}}$.

$$\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k+1}} = \boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}} + \Delta\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k+1}} \tag{3.53}$$

onde: k é a iteração;

Δx_{ref} é o valor de referência relacionado à variação do estado de uma rede elétrica.

É importante notar na equação (3.52) que a matriz inversa da matriz de covariância é multiplicada em ambos os lados dessas equações. Dessa forma, fica claro que medições que possuem menores erros, apresentam uma maior participação no processo de estimação de estado de uma rede elétrica.

Tradicionalmente, equação normal (3.53) é resolvida por meio de um processo iterativo baseado na decomposição da matriz de ganho $\boldsymbol{G}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})$ em duas matrizes triangulares por meio da decomposição de Cholesky, e na aplicação sucessivas de substituições diretas e reversas por meio das equações (3.55) e (3.56), respectivamente.

$$\boldsymbol{G}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}}) = \boldsymbol{L}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})\boldsymbol{L}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})^{\boldsymbol{T}} \tag{3.54}$$

$$\boldsymbol{L}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})\boldsymbol{u}^{\boldsymbol{k+1}} = \boldsymbol{F}^{\boldsymbol{T}}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})\boldsymbol{R}^{-\boldsymbol{1}}[\boldsymbol{z}_{\boldsymbol{med}} - \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})] \tag{3.55}$$

$$\boldsymbol{L}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})^{\boldsymbol{T}}\Delta\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k+1}} = \boldsymbol{u}^{\boldsymbol{k+1}} \tag{3.56}$$

onde: $\boldsymbol{L}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})$ é a matriz triangular inferior da matriz ganho.

$\boldsymbol{L}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})^{\boldsymbol{T}}$ é a matriz triangular superior da matriz ganho, que é igual a transposta da matriz triangular inferior;

$\boldsymbol{u}^{\boldsymbol{k+1}} = \boldsymbol{L}(\boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k}})^{\boldsymbol{T}} \Delta \boldsymbol{x}^{\boldsymbol{k+1}}$.

Embora a resolução da equação normal seja possível por meio da decomposição de Cholesky, é necessário garantir que a matriz ganho seja definida positiva, o que implica que a quantidade de medidas seja sempre significativamente maior que a quantidade de estados.

Nos sistemas de transmissão de energia, essa consideração não se caracteriza como um problema pois as redes de transmissão são razoavelmente automatizadas e monitoradas, o que contribui para que o estimador de estados seja capaz de calcular o estado da rede elétrica, pelo menos para a frequência fundamental. Entretanto, os sistemas de distribuição de energia elétrica não compartilham a mesma realidade, o que tem motivado o desenvolvimento de metodologias de estimação de estado especificamente para esse tipo de sistema.

Além disso, a utilização de pseudo-medições pode aumentar significativamente a observabilidade da rede elétrica e, consequentemente, tornar possível a estimação do estado da rede elétrica, embora essa informação apresente um erro maior em relação às medições em tempo real.

Com o objetivo de superar esse problema, diferentes metodologias de estimação de estado têm sido desenvolvidas, no qual algumas sugerem aplicação de outras diferentes técnicas de otimização como algoritmos genético; e outras sugerem modificações no processo de resolução da equação normal, como a utilização da fatoração LU, ou aplicação métodos ortogonais como decomposição QR, Rotações de Givens e outras [ABUR e EXPOSITO, 2004].

No caso do estimador de estado harmônico para sistema de distribuição de energia proposto nessa tese, resolveu-se a equação normal através de um processo iterativo que se baseou na utilização da Decomposição em Valores Singulares para decompor a matriz de ganho, e, portanto, encontrar a solução do sistema de equações lineares formado pela modelagem da rede de distribuição, mesmo que a matriz de ganho seja quase singular.

A Decomposição em Valores Singulares (SVD) decompõe a matriz ganho de três matrizes: matriz de vetores singulares a esquerda, matriz de autovalores e matriz de vetores singulares a direita, conforme pode ser visto na equação (3.57).

$$\boldsymbol{G}(\boldsymbol{x^k}) = \boldsymbol{U}(\boldsymbol{x^k})\boldsymbol{S}(\boldsymbol{x^k})\boldsymbol{W}(\boldsymbol{x^k})^{\boldsymbol{T}} \qquad (\mathbf{3.57})$$

onde: $\boldsymbol{U}(\boldsymbol{x^k})$ é a matriz de vetores singulares a esquerda;

$\boldsymbol{S}(\boldsymbol{x^k})$ é uma matriz diagonal, cujo o *r* primeiro valores são valores singulares da matriz ganho e *r* é o posto da matriz ganho;

$\boldsymbol{W}(\boldsymbol{x^k})$ é a matriz de vetores singulares a direita.

Assim, o estado operativo de uma rede de distribuição de energia pode ser obtido por meio da equação (3.58).

$$\Delta\boldsymbol{x^{k+1}} = \boldsymbol{W}(\boldsymbol{x^k})\boldsymbol{S}(\boldsymbol{x^k})^{-\mathbf{1}}\boldsymbol{U}(\boldsymbol{x^k})^{\boldsymbol{T}}\boldsymbol{F^T}(\boldsymbol{x^k})\boldsymbol{R^{-1}}[\boldsymbol{z_{med}} - \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x^k})] \qquad (3.58)$$

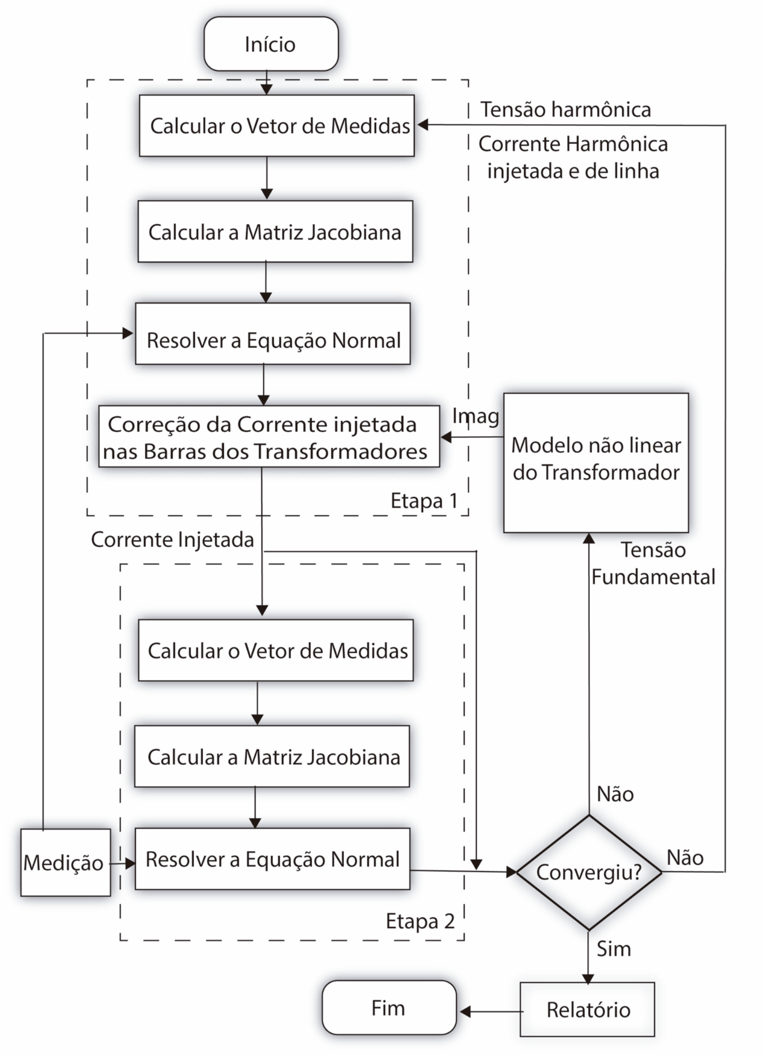
3.3.2.2 – Processo de estimação de estado harmônico

O processo de estimação de estado harmônico desenvolvido para redes de distribuição é composto em duas etapas principais: etapa 1, que consiste no cálculo da corrente harmônica injetada em cada barra de uma rede de distribuição; e etapa 2, que calcula a tensão harmônica de barra, conforme pode ser visualizado no fluxograma da figura 3.7.

Na etapa 1, considera-se que o estado de um sistema de distribuição de energia é formado pela corrente injetada de cada barra da rede de distribuição, em cada frequência harmônica de interesse, tendo em vista que o principal objetivo dessa etapa é calcular a corrente harmônica injetada.

Para isso, primeiramente, o algoritmo de estimação de estado calcula o vetor de medidas, a matriz de covariância e a matriz jacobiana da rede elétrica, e, posteriormente, resolve a equação normal tendo como base a decomposição em valores singulares para cada ordem harmônica de interesse.

Figura 3.7 - Fluxograma do Estimador de Estado Harmônico



Fonte: Elaborado pelo autor

Uma vez calculada a corrente injetada das barras da rede elétrica, corrigem-se as corrente harmônicas injetadas nas barras conectadas aos transformadores de distribuição por meio da equação (3.59).

$$\begin{bmatrix} \dot{I}^{a}_{inj_i}(h) \\ \dot{I}^{b}_{inj_i}(h) \\ \dot{I}^{c}_{inj_i}(h) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{I}^{a}_{inj_i}(h) \\ \dot{I}^{b}_{inj_i}(h) \\ \dot{I}^{c}_{inj_i}(h) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{I}^{a}_{mag}(h) \\ \dot{I}^{b}_{mag}(h) \\ \dot{I}^{c}_{mag}(h) \end{bmatrix} \tag{3.59}$$

onde: $\dot{I}^{a}_{inj_i}(h)$, $\dot{I}^{b}_{inj_i}(h)$ e $\dot{I}^{c}_{inj_i}(h)$ são as correntes injetadas nas fases A, B e C da barras *i,* respectivamente, em cada ordem harmônica h.

$\dot{I}^{a}_{mag}(h)$, $\dot{I}^{b}_{mag}(h)$ e $\dot{I}^{c}_{mag}(h)$ são as correntes de magnetização dos transformadores de distribuição nas fases A, B e C, em cada ordem harmônica h.

A corrente de magnetização dos transformadores é calculada com base nos modelos não lineares apresentados no capítulo 2, no qual relacionam a tensão do enrolamento primário dos transformadores com a corrente de magnetização dos mesmos em cada ordem harmônica de interesse. Então, as componentes harmônicas da corrente de magnetização injetadas na rede elétrica dependem da tensão induzida no enrolamento primário, que, por sua vez, é praticamente igual à tensão fornecida a esse enrolamento, haja vista que as perdas nos enrolamentos são pequenas.

Na etapa 2, o algoritmo de estimação de estado harmônico busca calcular as tensões harmônicas das barras do sistema de distribuição, logo considera-se como estado da rede elétrica as tensões harmônicas.

Nessa etapa, é necessário calcular novamente os vetor de medidas e a matriz jacobiana, uma vez que são diferentes dos calculados na primeira etapa. Além disso, as correntes harmônicas injetadas na primeira etapa funcionam como pseudo-medições para a etapa 2, e, portanto, garantem que a rede seja sempre observável.

Os fasores de tensão das barra da rede de distribuição calculada na etapa 2 são utilizados no cálculo do vetor de medidas e da matriz jacobiana a cada iteração do algoritmo. Além disso, essas tensões são utilizadas para determinar o valor de cada componente harmônica da corrente de magnetização dos transformadores de distribuição.

Esse processo de calcular as correntes injetadas e tensões harmônicas se repete até que o critério de convergência seja atendido, ou seja, quando o valor do incremento das correntes e tensões seja menor que 0,001.

3.3.2.3 – Vetor Função de Medidas

O estimador de estado harmônico desenvolvido é composto de dois vetores de função de medidas: o vetor mostrado na equação (3.50), utilizado na etapa 1 do algoritmo de estimação de estados; e o vetor mostrado na equação (3.64), que é utilizado na etapa 2.

O vetor de função de medidas da equação (3.60) é formado pelas funções que relacionam as componentes real e imaginária das correntes harmônicas das linhas de distribuição, componentes real e imaginária das tensões harmônicas de barra, e as componentes real e imaginária das correntes harmônicas injetadas com as correntes harmônicas injetadas, em cada fase.

$$\boldsymbol{f}\left(\dot{\boldsymbol{I}}(\boldsymbol{h})\right)_{etapa1} = \begin{bmatrix} I_{ij_{real}}^{a}(h) \\ I_{ij_{real}}^{b}(h) \\ I_{ij_{real}}^{c}(h) \\ I_{ij_{imag}}^{a}(h) \\ I_{ij_{imag}}^{b}(h) \\ I_{ij_{imag}}^{c}(h) \\ I_{i_{real}}^{a}(h) \\ I_{i_{real}}^{b}(h) \\ I_{i_{real}}^{c}(h) \\ I_{i_{imag}}^{a}(h) \\ I_{i_{imag}}^{b}(h) \\ I_{i_{imag}}^{c}(h) \\ V_{i_{real}}^{a}(h) \\ V_{i_{real}}^{b}(h) \\ V_{i_{real}}^{c}(h) \\ V_{i_{imag}}^{a}(h) \\ V_{i_{imag}}^{b}(h) \\ V_{i_{imag}}^{c}(h) \end{bmatrix} \tag{3.60}$$

onde: $I_{ij_{real}}^{a}(h)$, $I_{ij_{real}}^{b}(h)$ e $I_{ij_{real}}^{c}(h)$ são as componentes reais das correntes da linha de distribuição localizada entre as barras *i* e *j* nas fases A, B e C, respectivamente, em cada ordem harmônica *h*;

$I_{ij_{imag}}^{a}(h)$, $I_{ij_{imag}}^{b}(h)$ e $I_{ij_{imag}}^{c}(h)$ são as componentes imaginárias das correntes da linha de distribuição localizada entre as barras *i* e *j* nas fases A, B e C, respectivamente, em cada ordem harmônica *h*;

$V_{i_{real}}^{a}(h)$, $V_{i_{real}}^{b}(h)$ e $V_{i_{real}}^{c}(h)$ são as componentes reais das tensões da barra *i* nas fases A, B e C, respectivamente, em cada ordem harmônica *h*;

$V_{i_{imag}}^{a}(h)$, $V_{imag}^{b}(h)$ e $V_{imag}^{c}(h)$ são as componentes imaginárias das tensões da barra *i* nas fases A, B e C, respectivamente, em cada ordem harmônica *h*;

$I_{i_{real}}^{a}(h)$, $I_{i_{real}}^{b}(h)$ e $I_{i_{real}}^{c}(h)$ são as componentes reais das correntes injetadas na barra *i* nas fases A, B e C, respectivamente, em cada ordem harmônica *h*;

$I^a_{i_{imag}}(h)$, $I^b_{i_{imag}}(h)$ e $I^c_{i_{imag}}(h)$ são as componentes imaginárias das correntes injetadas na barra *i* nas fases A, B e C, respectivamente, em cada ordem harmônica *h*;

Definindo-se que a corrente injetada em uma barra *i* mais a corrente dos elementos shunt conectados nela é igual ao somatório das correntes das linhas conectadas nessa barra, conforme mostrado na equação (3.61), pode-se escrever as componentes reais e imaginárias da correntes das linhas de distribuição conforme as equações (3.62) e (3.63), respectivamente.

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{\boldsymbol{i}}(\boldsymbol{h}) + \dot{\boldsymbol{I}}_{\boldsymbol{sh_i}}(\boldsymbol{h}) = \sum_{\boldsymbol{j=1}}^{\boldsymbol{nl}} \dot{\boldsymbol{I}}_{\boldsymbol{ij}}(\boldsymbol{h}) \tag{3.61}$$

$$\begin{bmatrix} I^a_{ij_{real}}(h) \\ I^b_{ij_{real}}(h) \\ I^c_{ij_{real}}(h) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I^a_i(h)cos\left(\theta^a_{I_i}(h)\right) \\ I^b_i(h)cos\left(\theta^b_{I_i}(h)\right) \\ I^c_i(h)cos\left(\theta^c_{I_i}(h)\right) \end{bmatrix} - \sum_{q=1}^{nl} \begin{bmatrix} I^a_{iq}(h)cos\left(\theta^a_{I_{iq}}(h)\right) \\ I^b_{iq}(h)cos\left(\theta^b_{I_{iq}}(h)\right) \\ I^c_{iq}(h)cos\left(\theta^c_{I_{iq}}(h)\right) \end{bmatrix} \tag{3.62}$$

$$\begin{bmatrix} I^a_{ij_{imag}}(h) \\ I^b_{ij_{imag}}(h) \\ I^c_{ij_{imag}}(h) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I^a_i(h)sen\left(\theta^a_{I_i}(h)\right) \\ I^b_i(h)sen\left(\theta^b_{I_i}(h)\right) \\ I^c_i(h)sen\left(\theta^c_{I_i}(h)\right) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I^a_{sh_i}(h)sen\left(\theta^a_{I_{sh_i}}(h)\right) \\ I^b_{sh_i}(h)sen\left(\theta^b_{I_{sh_i}}(h)\right) \\ I^c_{ish_i}(h)sen\left(\theta^c_{I_{sh_i}}(h)\right) \end{bmatrix} - \sum_{q=1}^{nl} \begin{bmatrix} I^a_{iq}(h)sen\left(\theta^a_{I_{iq}}(h)\right) \\ I^b_{iq}(h)sen\left(\theta^b_{I_{iq}}(h)\right) \\ I^c_{iq}(h)sen\left(\theta^c_{I_{iq}}(h)\right) \end{bmatrix} \tag{3.63}$$

onde: $I^a_i(h)$, $I^b_i(h)$ e $I^c_i(h)$ são os módulos da corrente injetada na barra *i* nas fases A, B e C, respectivamente, em cada ordem harmônica *h*;

$\theta^a_{I_i}(h)$, $\theta^b_{I_i}(h)$ e $\theta^c_{I_i}(h)$ são os ângulos de fase da corrente injetada na barra *i* nas fases A, B e C, respectivamente, em cada ordem harmônica *h*;

$I^a_{sh_i}(h)$, $I^b_{sh_i}(h)$ e $I^c_{sh_i}(h)$ são os módulos da corrente dos elementos shunt da barra *i* nas fases A, B e C, respectivamente, em cada ordem harmônica *h*;

$\theta^a_{I_{sh_i}}(h)$, $\theta^b_{I_{sh_i}}(h)$ e $\theta^c_{I_{sh_i}}(h)$ são os ângulos de fase da corrente dos elementos shunt da barra *i* nas fases A, B e C, respectivamente, em cada ordem harmônica *h*;

No caso das funções que relacionam as componentes reais e imaginárias das tensões harmônicas das barras de uma rede de distribuição de energia com as correntes injetadas, partindo-se da equação (3.64), que relaciona a tensão harmônica nodal com a corrente harmônica nodal por meio de uma matriz de impedância nodal, pode-se escrever a equação (3.65), que é a expansão de uma submatriz da equação (3.66).

$$\dot{\boldsymbol{V}}_{\boldsymbol{nodal}}(\boldsymbol{h}) = \dot{\boldsymbol{Z}}_{\boldsymbol{nodal}}(\boldsymbol{h})\dot{\boldsymbol{I}}_{\boldsymbol{nodal}}(\boldsymbol{h}) \tag{3.65}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_i^a(h) \\ \dot{V}_i^b(h) \\ \dot{V}_i^c(h) \end{bmatrix} = \sum_{j=1}^{nb} \begin{bmatrix} \dot{Z}_{nodal_{ij}}^{aa}(h) & \dot{Z}_{nodal_{ij}}^{ab}(h) & \dot{Z}_{nodal_{ij}}^{ac}(h) \\ \dot{Z}_{nodal_{ij}}^{ba}(h) & \dot{Z}_{nodal_{ij}}^{bb}(h) & \dot{Z}_{nodal_{ij}}^{ba}(h) \\ \dot{Z}_{nodal_{ij}}^{ca}(h) & \dot{Z}_{nodal_{ij}}^{ca}(h) & \dot{Z}_{nodal_{ij}}^{cc}(h) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}_j^a(h) \\ \dot{I}_j^b(h) \\ \dot{I}_j^c(h) \end{bmatrix} \tag{3.66}$$

onde: $\dot{\boldsymbol{V}}_{\boldsymbol{nodal}}(\boldsymbol{h})$ é a matriz do fasor tensão nodal, em cada ordem harmônica *h*;

$\dot{\boldsymbol{Z}}_{\boldsymbol{nodal}}(\boldsymbol{h})$ é a matriz de impedância nodal, em cada ordem harmônica *h*;

$\dot{\boldsymbol{I}}_{\boldsymbol{nodal}}(\boldsymbol{h})$ é a matriz do fasor corrente nodal, em cada ordem harmônica *h*;

Separando-se as componentes reais e imaginárias da equação (3.66), pode-se definir as tensões reais e imaginárias conforme as equações (3.67) e (3.68), respectivamente.

$$\begin{bmatrix} V_{i_{real}}^a(h) \\ V_{i_{real}}^b(h) \\ V_{i_{real}}^c(h) \end{bmatrix} = \sum_{j=1}^{nb} \begin{bmatrix} Parc1_{ij_{real}}^a(h) \\ Parc1_{ij_{real}}^b(h) \\ Parc1_{ij_{real}}^c(h) \end{bmatrix} \tag{3.67}$$

$$\begin{bmatrix} V_{i_{imag}}^a(h) \\ V_{i_{imag}}^b(h) \\ V_{i_{imag}}^c(h) \end{bmatrix} = \sum_{j=1}^{nb} \begin{bmatrix} Parc1_{ij_{imag}}^a(h) \\ Parc1_{ij_{imag}}^b(h) \\ Parc1_{ij_{imag}}^c(h) \end{bmatrix} \tag{3.68}$$

No qual, $Parc1_{ij_{real}}^a(h)$, $Parc1_{ij_{real}}^b(h)$ e $Parc1_{ij_{real}}^c(h)$ são as parcelas da equação (3.67), cuja definição está nas equações (3.69), (3.70) e (3.71), respectivamente. E $Parc1_{ij_{imag}}^a(h)$, $Parc1_{ij_{imag}}^b(h)$ e $Parc1_{ij_{imag}}^c(h)$ são as parcelas da equação (3.68), cuja definição está nas equações (3.72), (3.73) e (3.74), respectivamente

$$Parc1_{ij_{real}}^{a}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} R_{ij}^{ap}(h)I_j^p(h)cos\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) - X_{ij}^{ap}(h)I_j^p(h)sen\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) \quad (3.69)$$

$$Parc1_{ij_{real}}^{b}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} R_{ij}^{bp}(h)I_j^p(h)cos\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) - X_{ij}^{bp}(h)I_j^p(h)sen\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) \quad (3.70)$$

$$Parc1_{ij_{real}}^{c}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} R_{ij}^{cp}(h)I_j^p(h)cos\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) - X_{ij}^{cp}(h)I_j^p(h)sen\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) \quad (3.71)$$

$$Parc1_{ij_{imag}}^{a}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} R_{ij}^{ap}(h)I_j^p(h)sen\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) + X_{ij}^{ap}(h)I_j^p(h)cos\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) \quad (3.72)$$

$$Parc1_{ij_{imag}}^{b}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} R_{ij}^{bp}(h)I_j^p(h)sen\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) + X_{ij}^{bp}(h)I_j^p(h)cos\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) \quad (3.73)$$

$$Parc1_{ij_{imag}}^{c}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} R_{ij}^{cp}(h)I_j^p(h)sen\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) + X_{ij}^{cp}(h)I_j^p(h)cos\left(\theta_{I_j}^{p}(h)\right) \quad (3.74)$$

E, as equações (3.75) e (3.76) associam as componentes reais e imaginárias da corrente injetada na barra *i* com o módulo e ângulo da mesma, em cada ordem harmônica *h*.

$$\begin{bmatrix} I_{i_{real}}^{a}(h) \\ I_{i_{real}}^{b}(h) \\ I_{i_{real}}^{c}(h) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_i^a(h)cos\left(\theta_{I_i}^{a}(h)\right) \\ I_i^b(h)cos\left(\theta_{I_i}^{b}(h)\right) \\ I_i^c(h)cos\left(\theta_{I_i}^{c}(h)\right) \end{bmatrix} \quad (3.75)$$

$$\begin{bmatrix} I_{i_{imag}}^{a}(h) \\ I_{i_{imag}}^{b}(h) \\ I_{i_{imag}}^{c}(h) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_i^a(h)sen\left(\theta_{I_i}^{a}(h)\right) \\ I_i^b(h)sen\left(\theta_{I_i}^{b}(h)\right) \\ I_i^c(h)sen\left(\theta_{I_i}^{c}(h)\right) \end{bmatrix} \quad (3.76)$$

Na etapa 2, o vetor de funções de medição é formado pelas funções que relacionam as componentes reais e imaginárias das tensões, e as componentes reais e imaginárias das correntes injetadas com as tensões de uma rede de distribuição de energia elétrica, em cada ordem harmônica h, conforme mostrado equação (3.77).

$$\boldsymbol{f}\left(\dot{\boldsymbol{V}}(\boldsymbol{h})\right)_{etapa2} = \begin{bmatrix} V^a_{i_{real}}(h) \\ V^b_{i_{real}}(h) \\ V^c_{i_{real}}(h) \\ V^a_{i_{imag}}(h) \\ V^b_{i_{imag}}(h) \\ V^c_{i_{imag}}(h) \\ I^a_{i_{real}}(h) \\ I^b_{i_{real}}(h) \\ I^c_{i_{real}}(h) \\ I^a_{i_{imag}}(h) \\ I^b_{i_{imag}}(h) \\ I^c_{i_{imag}}(h) \end{bmatrix} \tag{3.77}$$

Partindo-se da equação (3.77), que relaciona a corrente harmônica nodal com a tensão harmônica nodal por meio de uma matriz de admitância nodal, pode-se escrever a equação (3.79), é a expansão de uma submatriz da equação (3.78).

$$\dot{\boldsymbol{I}}_{\boldsymbol{nodal}}(\boldsymbol{h}) = \dot{\boldsymbol{Y}}_{\boldsymbol{nodal}}(\boldsymbol{h})\dot{\boldsymbol{V}}_{\boldsymbol{nodal}}(\boldsymbol{h}) \tag{3.78}$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}^a_i(h) \\ \dot{I}^b_i(h) \\ \dot{I}^c_i(h) \end{bmatrix} = \sum_{j=1}^{nb} \begin{bmatrix} \dot{Y}^{aa}_{nodal_{ij}}(h) & \dot{Y}^{ab}_{nodal_{ij}}(h) & \dot{Y}^{ac}_{nodal_{ij}}(h) \\ \dot{Y}^{ba}_{nodal_{ij}}(h) & \dot{Y}^{bb}_{nodal_{ij}}(h) & \dot{Y}^{ba}_{nodal_{ij}}(h) \\ \dot{Y}^{ca}_{nodal_{ij}}(h) & \dot{Y}^{ca}_{nodal_{ij}}(h) & \dot{Y}^{cc}_{nodal_{ij}}(h) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{V}^a_j(h) \\ \dot{V}^b_j(h) \\ \dot{V}^c_j(h) \end{bmatrix} \tag{3.79}$$

onde: $\dot{\boldsymbol{Y}}_{\boldsymbol{nodal}}(\boldsymbol{h})$ é a matriz de admitância nodal, em cada ordem harmônica h;

Separando-se as componentes reais e imaginárias da equação (3.79), pode-se definir as correntes reais e imaginárias conforme as equações (3.80) e (3.81), respectivamente.

$$\begin{bmatrix} I_{i_{real}}^{a}(h) \\ I_{i_{real}}^{b}(h) \\ I_{i_{real}}^{c}(h) \end{bmatrix} = \sum_{j=1}^{nb} \begin{bmatrix} Parc2_{ij_{real}}^{a}(h) \\ Parc2_{ij_{real}}^{b}(h) \\ Parc2_{ij_{real}}^{c}(h) \end{bmatrix} \tag{3.80}$$

$$\begin{bmatrix} I_{i_{imag}}^{a}(h) \\ I_{i_{imag}}^{b}(h) \\ I_{i_{imag}}^{c}(h) \end{bmatrix} = \sum_{j=1}^{nb} \begin{bmatrix} Parc2_{ij_{imag}}^{a}(h) \\ Parc2_{ij_{imag}}^{b}(h) \\ Parc2_{ij_{imag}}^{c}(h) \end{bmatrix} \tag{3.81}$$

no qual, $Parc2_{ij_{real}}^{a}(h)$, $Parc2_{ij_{real}}^{b}(h)$ e $Parc2_{ij_{real}}^{c}(h)$ são as parcelas da equação (3.80), cuja definição está nas equações (3.82), (3.83) e (3.84), respectivamente. E $Parc2_{ij_{imag}}^{a}(h)$, $Parc2_{ij_{imag}}^{b}(h)$ e $Parc2_{ij_{imag}}^{c}(h)$ são as parcelas da equação (3.81), cuja definição está nas equações (3.85), (3.86) e (3.87), respectivamente

$$Parc2_{ij_{real}}^{a}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} G_{ij}^{ap}(h)V_j^p(h)cos\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) - B_{ij}^{ap}(h)V_j^p(h)sen\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) \tag{3.82}$$

$$Parc2_{ij_{real}}^{b}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} G_{ij}^{bp}(h)V_j^p(h)cos\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) - B_{ij}^{bp}(h)V_j^p(h)sen\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) \tag{3.83}$$

$$Parc2_{ij_{real}}^{c}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} G_{ij}^{cp}(h)V_j^p(h)cos\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) - B_{ij}^{cp}(h)V_j^p(h)sen\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) \tag{3.84}$$

$$Parc2_{ij_{imag}}^{a}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} G_{ij}^{ap}(h)V_j^p(h)sen\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) + B_{ij}^{ap}(h)V_j^p(h)cos\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) \tag{3.85}$$

$$Parc2_{ij_{imag}}^{b}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} G_{ij}^{bp}(h)V_j^p(h)sen\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) + B_{ij}^{bp}(h)V_j^p(h)cos\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) \tag{3.86}$$

$$Parc2_{ij_{imag}}^{c}(h) = \sum_{p=a,b}^{c} G_{ij}^{cp}(h)V_j^p(h)sen\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) + B_{ij}^{cp}(h)V_j^p(h)cos\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) \tag{3.87}$$

E, as equações (3.88) e (3.89) associam as componentes reais e imaginárias da tensão da barra *i* com o módulo e ângulo da mesma, em cada ordem harmônica h.

$$\begin{bmatrix} V_{i_{real}}^{a}(h) \\ V_{i_{real}}^{b}(h) \\ V_{i_{real}}^{c}(h) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^a(h)cos\left(\theta_{V_i}^a(h)\right) \\ V_i^b(h)cos\left(\theta_{V_i}^b(h)\right) \\ V_i^c(h)cos\left(\theta_{V_i}^c(h)\right) \end{bmatrix} \tag{3.88}$$

$$\begin{bmatrix} V_{i_{imag}}^{a}(h) \\ V_{i_{imag}}^{b}(h) \\ V_{i_{imag}}^{c}(h) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^a(h)sen\left(\theta_{V_i}^a(h)\right) \\ V_i^b(h)sen\left(\theta_{V_i}^b(h)\right) \\ V_i^c(h)sen\left(\theta_{V_i}^c(h)\right) \end{bmatrix} \tag{3.89}$$

3.3.2.4 – Matriz Jacobiana

Semelhante ao vetor de função de medição, o algoritmo de estimação de estado harmônico também calcula duas matrizes jacobianas para cada ordem harmônica, no qual a matriz jacobina mostrada na equação (3.90) é calculada na etapa 1 e a matriz mostrada na equação (3.103) é calculada na etapa 2, para cada ordem harmônica h.

A matriz jacobiana da etapa 1, definida pela equação (3.90), é matriz de sensibilidade das grandezas elétricas medidas (componentes reais e imaginárias das correntes das linhas, correntes injetadas e tensões de barras) em relação ao módulo e ângulo de fase da corrente injetada.

$$F_1\big(I_i(h)\big) = \begin{bmatrix} \left[\frac{\partial I_{ij_{real}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} & \left[\frac{\partial I_{ij_{real}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} \\ \left[\frac{\partial I_{ij_{imag}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} & \left[\frac{\partial I_{ij_{imag}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} \\ \left[\frac{\partial I_{i_{real}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} & \left[\frac{\partial I_{i_{real}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} \\ \left[\frac{\partial I_{i_{imag}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} & \left[\frac{\partial I_{i_{imag}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} \\ \left[\frac{\partial V_{i_{real}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} & \left[\frac{\partial V_{i_{real}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} \\ \left[\frac{\partial V_{i_{imag}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} & \left[\frac{\partial V_{i_{imag}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} \end{bmatrix} \tag{3.90}$$

onde os elementos da mesma estão definidos nas equações (3.91-3.102). Além disso, deve-se ressaltar que as dimensões das submatrizes de sensibilidade da matriz jacobiana são $3m_g$ *x* $3(nb\text{-}1)$ para as submatrizes que relacionam as grandezas medidas com o ângulo da correntes injetadas, e $3m_g$ *x* $3nb$ para as demais submatrizes, sendo que m_g é o número de medidas de uma determinada grandeza g e nb é o número de barras da rede elétrica.

$$\left[\frac{\partial I_{ij_{real}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} = -I_i(h)sen\theta_{I_i}(h) \tag{3.91}$$

$$\left[\frac{\partial I_{ij_{real}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} = cos\theta_{I_i}(h) \tag{3.92}$$

$$\left[\frac{\partial I_{ij_{imag}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} = I_i(h)cos\theta_{I_i}(h) \tag{3.93}$$

$$\left[\frac{\partial I_{ij_{imag}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} = \quad sen\theta_{I_i}(h) \tag{3.94}$$

$$\left[\frac{\partial V_{i_{real}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} = -R_{ii}^{pp}(h)I_j^p(h)sen\left(\theta_{I_j}^p(h)\right) - X_{ii}^{pp}(h)I_j^p(h)cos\left(\theta_{I_j}^p(h)\right) \quad (3.95)$$

$$\left[\frac{\partial V_{i_{real}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} = R_{ii}^{pp}(h)cos\left(\theta_{I_j}^p(h)\right) - X_{ii}^{pp}(h)sen\left(\theta_{I_j}^p(h)\right) \quad (3.96)$$

$$\left[\frac{\partial V_{i_{imag}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} = R_{ii}^{pp}(h)I_j^p(h)cos\left(\theta_{I_j}^p(h)\right) - X_{ii}^{pp}(h)I_j^p(h)sen\left(\theta_{I_j}^p(h)\right) \quad (3.97)$$

$$\left[\frac{\partial V_{i_{real}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} = R_{ii}^{pp}(h)sen\left(\theta_{I_j}^p(h)\right) + X_{ii}^{pp}(h)cos\left(\theta_{I_j}^p(h)\right) \quad (3.98)$$

$$\left[\frac{\partial I_{i_{real}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} = -I_i(h)sen\theta_{I_i}(h) \quad (3.99)$$

$$\left[\frac{\partial I_{i_{real}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} = cos\theta_{I_i}(h) \quad (3.100)$$

$$\left[\frac{\partial I_{i_{imag}}(h)}{\partial \theta_{I_i}(h)}\right]_{A,B,C} = I_i(h)cos\theta_{I_i}(h) \quad (3.101)$$

$$\left[\frac{\partial I_{i_{imag}}(h)}{\partial I_i(h)}\right]_{A,B,C} = \quad sen\theta_{I_i}(h) \quad (3.102)$$

A matriz jacobiana da etapa 2, definida pela equação (3.103), é a matriz de sensibilidade das grandezas elétricas medidas (componentes reais e imaginárias das correntes injetadas e tensões de barras) em relação ao módulo e o ângulo de fase da tensão.

$$F_2\left(V_i(h)\right) = \begin{bmatrix} \left[\dfrac{\partial V_{i_{real}}(h)}{\partial \theta_{V_i}(h)}\right]_{A,B,C} & \left[\dfrac{\partial V_{i_{real}}(h)}{\partial V_i(h)}\right]_{A,B,C} \\ \left[\dfrac{\partial V_{i_{imag}}(h)}{\partial \theta_{V_i}(h)}\right]_{A,B,C} & \left[\dfrac{\partial V_{i_{imag}}(h)}{\partial V_i(h)}\right]_{A,B,C} \\ \left[\dfrac{\partial I_{i_{real}}(h)}{\partial \theta_{V_i}(h)}\right]_{A,B,C} & \left[\dfrac{\partial I_{i_{real}}(h)}{\partial V_i(h)}\right]_{A,B,C} \\ \left[\dfrac{\partial I_{i_{imag}}(h)}{\partial \theta_{V_i}(h)}\right]_{A,B,C} & \left[\dfrac{\partial I_{i_{imag}}(h)}{\partial V_i(h)}\right]_{A,B,C} \end{bmatrix} \tag{3.103}$$

onde os elementos da mesma estão definidos nas equações (3.104-3.111). Além disso, deve-se ressaltar que as dimensões das submatrizes de sensibilidade da matriz jacobiana são *$3m_g$ x 3(nb-1)* para as submatrizes que relacionam as grandezas medidas com o ângulo da correntes injetadas, e *$3m_g$ x 3nb* para as demais submatrizes, sendo que m_g é o número de medidas de uma determinada grandeza *g* e *nb* é o número de barras da rede elétrica.

$$\left[\frac{\partial V_{i_{real}}(h)}{\partial \theta_{V_i}(h)}\right]_{A,B,C} = -V_i(h) sen\theta_{V_i}(h) \tag{3.104}$$

$$\left[\frac{\partial V_{i_{real}}(h)}{\partial V_i(h)}\right]_{A,B,C} = cos\theta_{V_i}(h) \tag{3.105}$$

$$\left[\frac{\partial V_{i_{imag}}(h)}{\partial \theta_{V_i}(h)}\right]_{A,B,C} = V_i(h) cos\theta_{V_i}(h) \tag{3.106}$$

$$\left[\frac{\partial V_{i_{imag}}(h)}{\partial V_i(h)}\right]_{A,B,C} = \quad sen\theta_{V_i}(h) \tag{3.107}$$

$$\left[\frac{\partial I_{i_{real}}(h)}{\partial \theta_{V_i}(h)}\right]_{A,B,C} = -G_{ii}^{pp}(h) V_j^p(h) sen\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) - B_{ii}^{pp}(h) V_j^p(h) cos\left(\theta_{V_j}^p(h)\right) \tag{3.108}$$

$$\left[\frac{\partial I_{i_{real}}(h)}{\partial V_i(h)}\right]_{A,B,C} = G_{ii}^{pp}(h)cos\left(\theta_{V_j}^{p}(h)\right) - B_{ii}^{pp}(h)sen\left(\theta_{V_j}^{p}(h)\right) \quad (3.109)$$

$$\left[\frac{\partial I_{i_{imag}}(h)}{\partial \theta_{V_i}(h)}\right]_{A,B,C} = G_{ii}^{pp}(h)V_j^p(h)cos\left(\theta_{V_j}^{p}(h)\right) - B_{ii}^{pp}(h)V_j^p(h)sen\left(\theta_{V_j}^{p}(h)\right) \quad (3.110)$$

$$\left[\frac{\partial I_{i_{real}}(h)}{\partial V_i(h)}\right]_{A,B,C} = G_{ii}^{pp}(h)sen\left(\theta_{V_j}^{p}(h)\right) + B_{ii}^{pp}(h)cos\left(\theta_{V_j}^{p}(h)\right) \quad (3.111)$$

3.3.3 – Análise de Observabilidade

A análise de observabilidade de um sistema elétrico é uma função que deve ser realizada antes da função de estimação de estados, uma vez que essa função avalia se a função de estimação de estados é capaz de determinar o estado estático do sistema inteiro a partir do conjunto de dispositivos de medição disponíveis na rede elétrica.

Quando a análise de observabilidade indica que o sistema está subdeterminado, essa função determina as ilhas observáveis do sistema e as regiões que não são observáveis. Nessa situação, deve-se fornecer pseudomedições para o estimador de estado, de tal forma que o mesmo seja capaz de estimar o estado do sistema inteiro.

Podem ser conduzidos dois tipos principais de análise da observabilidade de um sistema elétrico: análise da observabilidade numérica e topológica. A análise da observabilidade numérica é essencialmente determinada pelo tipo e localização das medidas, sendo que esse método está baseado na observação de que, se todas as medidas são iguais a zero, então nenhum fluxo dos ramos pode ser diferente de zero para que o sistema seja plenamente observável.

A análise da observabilidade topológica faz uso das regras de atribuição de medidas de tal forma a mostrar se há uma correspondência um a um entre o conjunto das m colunas linearmente independentes na matriz de medidas e o grafo da árvore da rede.

3.3.4 – Detecção e Identificação de Erros Grosseiros

A função denominada detecção de erros grosseiros refere-se ao processo de determinar se o conjunto de medição apresenta erros grosseiros, enquanto que a identificação de erros grosseiros refere-se ao processo de descobrir quais medidas apresentam erros.

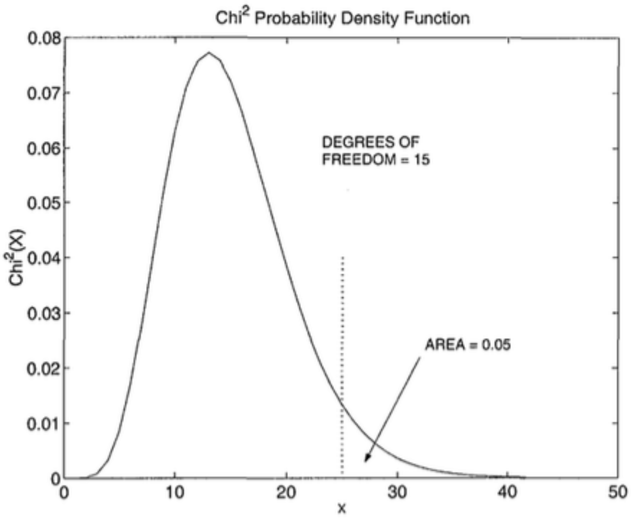
Os algoritmos de estimação de estado, que são baseados no método dos mínimos quadrados ponderados, utilizam o teste Chi-quadrado (χ^2) para detectar a presença de erros grosseiros nas medidas provenientes dos equipamentos instaladas na rede elétrica.

Considere um conjunto de N variáveis aleatórias independentes X_1, X_2, X_3, ..., X_N, onde cada X_i está distribuído de acordo com uma distribuição gaussiana, com média zero e variância igual a um.

Então, uma nova variável *Y* definida pela equação (3.112) terá uma distribuição χ^2 com *N* graus de liberdade, onde os graus de liberdade representam a quantidade de variáveis independentes na soma dos quadrados. A figura 3.6 ilustra a função de densidade de probabilidade de uma distribuição χ^2.

$$Y = \sum_{i=1}^{N} X_i^2 \qquad (3.112)$$

Figura 3.6 - função de densidade de probabilidade de uma distribuição χ^2



Fonte: EXPÓSITO *et al* (2004)

Então, o valor da variável diminuirá se qualquer uma das variáveis X_i formar um subconjunto linearmente dependente.

Considerando uma função $f(x)$ escrita em relação ao erro de medição, conforme mostrada na equação (3.113) e que os erros apresentam uma distribuição gaussiana com média zero e variância 1, então $f(x)$ apresentará uma distribuição χ^2 com (*m*-*n*) graus de liberdade.

$$f(x) = \sum_{i=1}^{m} (e_i^N)^2 \tag{3.113}$$

onde: e_i^N é erro normalizado de cada amostra *i*.

Com base na distribuição χ^2 com (*m*-*n*), haverá erros nas medições quando a equação (3.114) não for satisfeita.

$$Pr\{X \geq x_t\} = \int_{x_t}^{\infty} \chi^2\,(u)du \leq 0{,}05 \tag{3.114}$$

Uma vez que a função de detecção de erros grosseiros sinaliza que as medidas utilizadas pelo algoritmo de estimação de estado contêm erros, os resíduos do processo de estimação de estados são analisados pela função identificação de erros grosseiros de tal forma a identificar quais medidas apresentam esse problema.

Tradicionalmente, há dois métodos para identificar as medidas que contêm erros grosseiros: Teste do Maior Resíduo Normalizado e Método de Identificação pelo Teste de Hipótese.

O teste do maior resíduo normalizado avalia se o valor do maior resíduo normalizado, definido pela equação (3.115), é maior que um valor de referência.

$$res_i^{Norm} = \frac{|r_i|}{\sqrt{R_{cov_{ii}}}} \tag{3.115}$$

onde: res_i^{Norm} é o resíduo normalizado *i*;

$|r_i|$ é o valor absoluto do resíduo *i*;

$R_{cov_{ii}}$ é o elemento *ii* da matriz de covariância;

3.4 – Conclusão

Neste capítulo, foram abordados os principais fundamentos a respeito de um estimador de estado harmônico desenvolvido nessa tese, apresentando a sua formulação matemática, principais funções e modelagem dos elementos de rede utilizada.

A função de estimação de estado harmônico é formada por duas etapas, a qual a primeira é responsável por calcular o fasor corrente injetada de uma sistema elétrico, enquanto que a segunda etapa tem o objetivo de calcular a tensão nodal de um sistema elétrico.

O cálculo da corrente de magnetização é realizado por meio do modelo não linear do núcleo de um transformador, que utiliza a tensão da iteração anterior para determinar qual é o valor de corrente injetado nas barras da rede elétrica.

O próximo capítulo apresentará os resultados obtidos com a simulação desse algoritmo de estimação em dois sistemas de distribuição.

Capítulo 4 - Estudos de Casos e Resultados

4.1 – Introdução

Nesse capítulo, são apresentados os resultados de dois estudos de casos realizados para avaliar o desempenho da metodologia de estimação de estado harmônico proposta nessa tese.

No primeiro estudo de caso, aplicou-se o algoritmo de estimação de estado harmônico no sistema do IEEE de 13 barras, que é composto de uma rede de distribuição radial de pequeno porte composta de 13 barras.

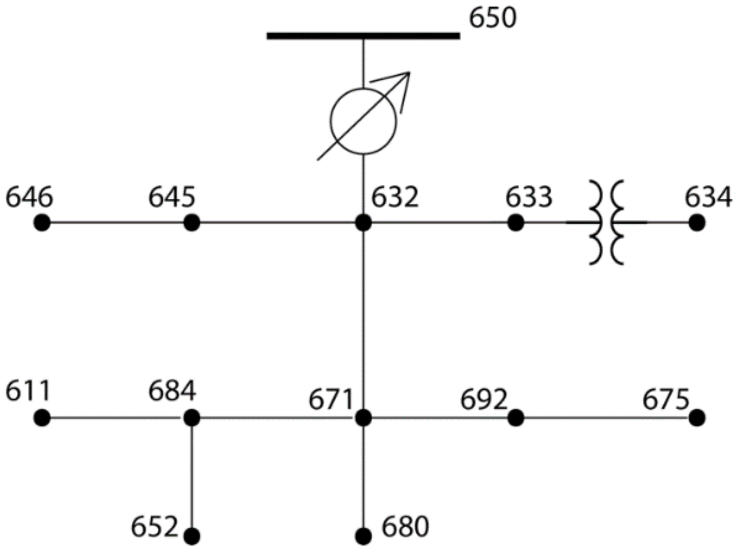
No segundo estudo de caso, aplicou-se a metodologia de estimação de estado num alimentador de distribuição real da região norte do Brasil, o qual é formado por 347 barras.

4.2 – Estudo de Caso 1: Sistema de Distribuição de 13 barras do IEEE

No primeiro estudo de caso, aplicou-se o algoritmo de estimação de estado harmônico no alimentador de distribuição de energia elétrica de 13 barras do IEEE, que é uma rede elétrica de pequeno porte formada por 13 barras, cujos níveis de tensão são 115 kV, 4,16 kV e 480 V.

Esse alimentador possui originalmente dois transformadores: um de 115kV/4,16kV de 5MVA localizado na subestação principal, e o segundo de 4,16kV/480V de 500 kVA localizado na barra 634, onde ambos apresentam ligação delta-estrela aterrada; dois bancos de capacitores de 600 kVAr e 200 kVAr, localizados nas barras 675 e 611, respectivamente; 10 trechos de linhas de distribuição; e um banco de reguladores de tensão de 1666 kVA. A figura 4.1 mostra diagrama do alimentador de 13 barras do IEEE.

Figura 4.1 - Rede de distribuição de 13 barras do IEEE



Fonte:

Nesse estudo de caso, primeiramente, calcularam-se os valores de referência de tensão e corrente através da simulação da rede de distribuição de 13 barras no software de fluxo de carga harmônico OPENDSS. Alguns valores de tensão e corrente de referência são utilizados como medidas do estimador de estado, enquanto que o restante é utilizado para validar o algoritmo de estimação de estados.

Para a execução do fluxo de carga na frequência fundamental, considerou-se que há 7 cargas conectadas no alimentador de 13 barras, cujas potências estão apresentadas na tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Valores das potências das cargas do alimentador de 13 barras

Número da	Potência Ativa (kW)			Potência Reativa (kVAr)		
Barra	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
692	85	0	85	75.5	0	75.5
634	160	120	120	10	90	90
671	383.66	383.66	383.66	220	220	220
675	485	68	290	190	60	220
652	128	0	0	86	0	0
646	115	115	0	66	66	0
645	0	170	0	0	125	0

Por outro lado, para as simulações do fluxo de carga harmônico, considerou-se que há 3 cargas geradoras de harmônicos conectadas nas barras 671, 634 e 675 desse alimentador.

Uma vez calculados os valores de referência, simulou-se o algoritmo de estimação de estado harmônico na rede de 13 barras considerando que existem quatro medidores de qualidade da energia alocados nas barras 650, 634, 675 e 671 registrando as tensões das barras, correntes das linhas e a correntes injetadas em cada ordem harmônica de interesse. Além disso, considerou-se que essas medidas elétricas estavam livres de erros grosseiros.

Na frequência fundamental, o estimador de estado calculou pseudo-medições para toda a rede elétrica por meio da metodologia apresentada no capítulo 3, sendo que essas pseudo-medições consistiam de tensão, corrente injetada e corrente de linha dos elementos que não estavam sendo monitorados.

Nas frequências harmônicas, o estimador de estado utilizou somente as medições provenientes dos equipamentos alocados na rede elétrica, no entanto a técnica de decomposição em vetores singulares foi capaz de determinar o estado da rede elétrica de forma satisfatória.

A escolha dessas barras para alocar os medidores de qualidade da energia baseou-se na resposta da função análise de observabilidade, que mostrou que essas barras são fundamentais para garantir a observabilidade do alimentador de 13 barras.

Além disso, é importante mencionar que, durante as simulações do algoritmo de estimação de estado harmônico, consideraram-se os reguladores de tensão como transformadores monofásicos de tape fixo, uma vez que o controle do tape do regulador não foi implementado no estimador de estado harmônico.

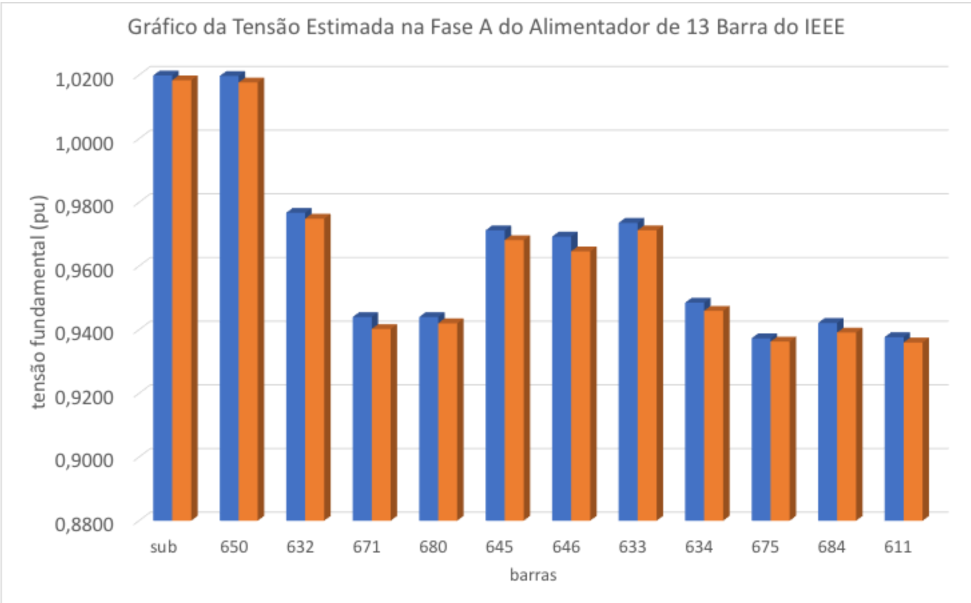
O algoritmo de estimação de estado na frequência fundamental apresentou um tempo de 136 ms em um macbook pro com processador I5 e 8 GB de memória. E, para as frequências harmônicas, o algoritmo apresentou um tempo de simulação de 544 ms.

Após a simulação da rede de 13 barras do IEEE utilizando o algoritmo de estimação de estado harmônico desenvolvido, obtiveram-se os fasores tensão e correntes injetadas das barras dessa rede para cada ordem harmônica de interesse, que, no caso desse trabalho, são o 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos. Além disso, deve-se lembrar que a componente fundamental é sempre calculada, tendo em vista que o estimador de estado primeiramente determina o estado da rede elétrica nessa frequência, uma vez que ela serve de referência angular para os demais harmônicos.

Analisando o módulo da tensão estimada das barras da rede de 13 barras nas fases A, B e C, na frequência fundamental, mostradas nos gráficos das figura 4.2, 4.3 e 4.4, respectivamente, é possível verificar que o algoritmo de estimação de estado foi capaz de calcular de forma satisfatória o valor do módulo da tensão, uma vez que, ao compara-las com as tensões de referência, observa-se pequenas diferenças entre seus valores.

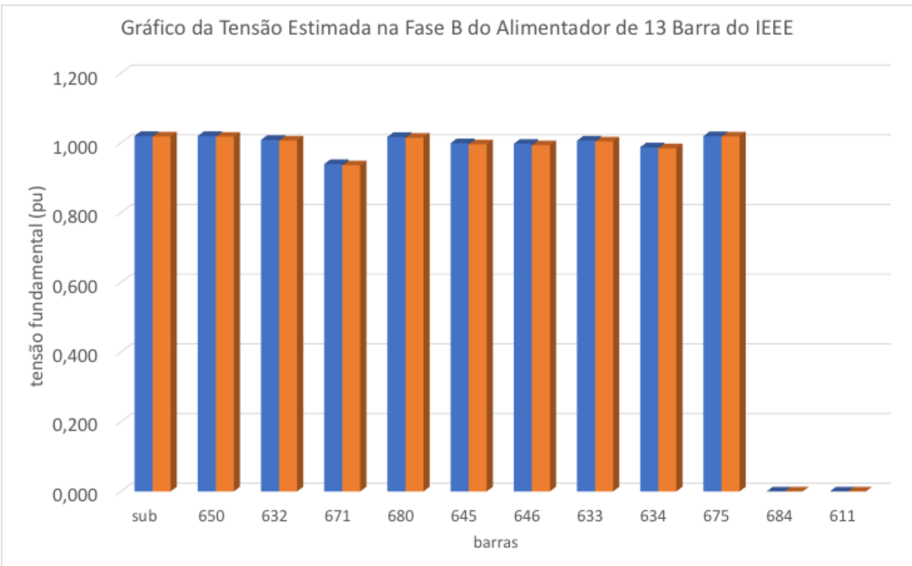
Além disso, as tensões da rede de 13 barras apresentaram valores adequados, o que permite que a metodologia de criação de pseudo-medições forneça valores confiáveis para a função estimação de estados.

Figura 4.2 - Tensão fundamental Estimada pelo Estimador de Estado Harmônico na fase A



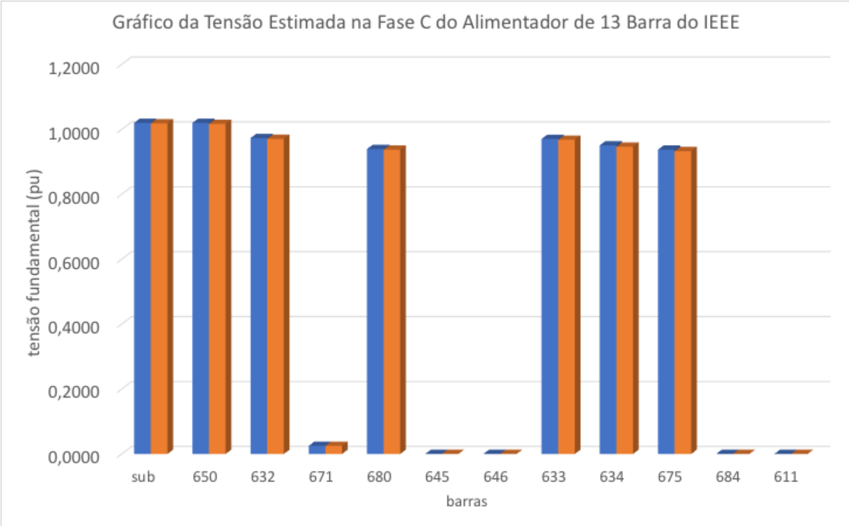
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.3 - Tensão fundamental Estimada pelo Estimador de Estado Harmônico na fase B



Fonte: Elaborado pelo autor

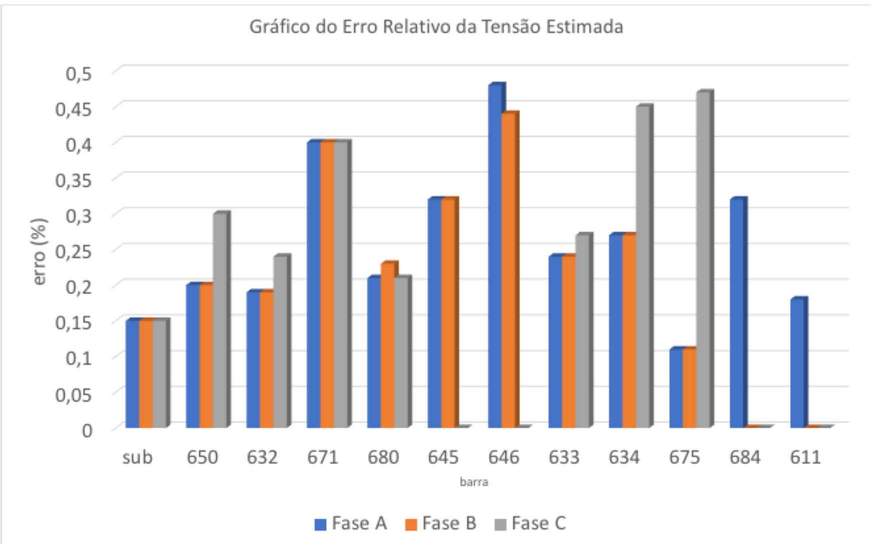
Figura 4.4 - Tensão fundamental Estimada pelo Estimador de Estado Harmônico na fase C



Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando o erro de estimação do módulo da tensão, é possível verificar que os mesmos se mantiveram abaixo de 1%, conforme evidenciado com o gráfico da figura 4.5, que mostra o erro de estimação do módulo da tensão na frequência fundamental nas fases A, B e C da rede de 13 barras. Logo, pode-se afirmar que a metodologia de estimação de estado proposta nessa tese apresentou um desempenho satisfatório, do ponto de vista da exatidão do resultado.

Figura 4.5 - Erro da tensão estimada na frequência fundamental



Fonte: Elaborado pelo autor

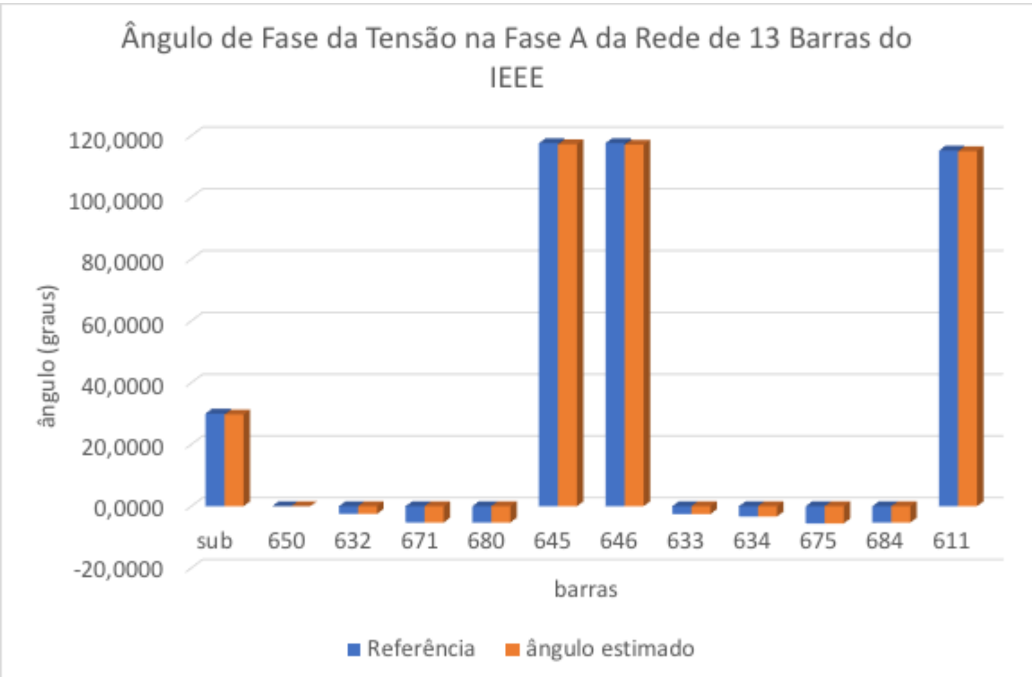
Essa situação deve-se a dois fatores principais: a criação de pseudo-medições de tensão e corrente para toda a rede, o que garante a observabilidade do sistema; e a resolução da equação por meio da decomposição em valores singulares, uma vez que possibilita a resolução de sistemas de equações quase singulares.

Semelhante ao módulo da tensão, o estimador de estado também foi capaz de determinar o ângulo de fase das tensões do alimentador de 13 barras na frequência fundamental em cada uma das fases A, B e C, como pode ser observado nos gráficos das figuras 4.6, 4.7 e 4.8, respectivamente.

Esse fato é extremamente importante, uma vez que o ângulo de fase influencia diretamente na diferença angular entre as barras de um sistema elétrico, e, consequentemente, o fluxo de potência do mesmo.

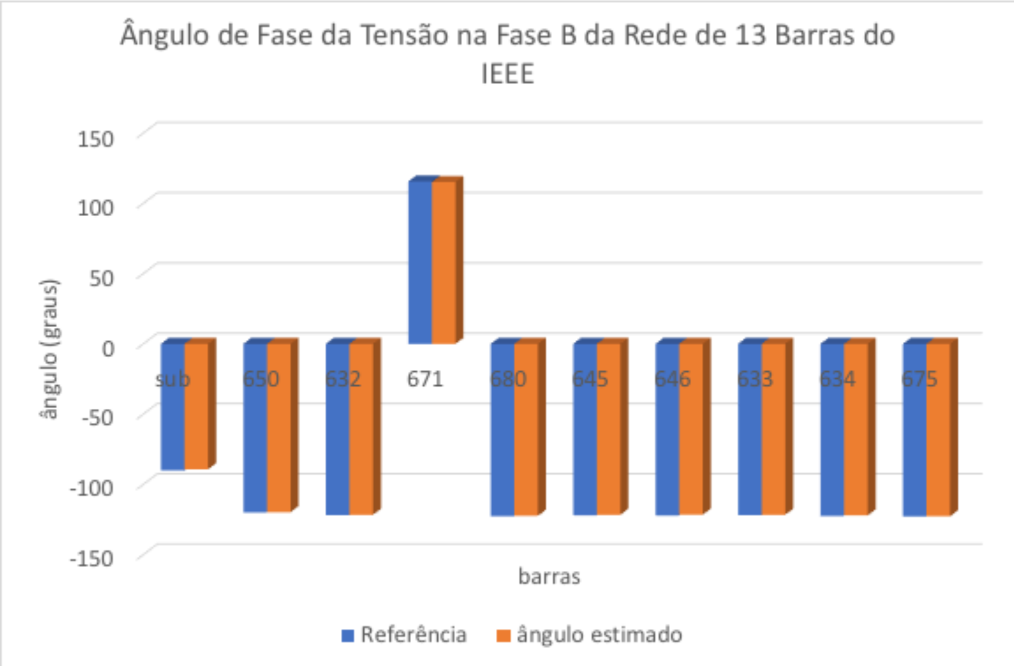
É importante ressaltar que utilizou-se a rede de 13 barras do IEEE fornecida com o software OPENDSS, cujo ângulo da barra de referência está adiantada de 30 graus, o que justifica os defasamentos observados nos ângulos das tensões mostrados nas figuras 4.6, 4.7 e 4.8.

Figura 4.6 - Ângulo de Fase da Tensão estimada na fase A da rede de 13 barras na frequência fundamental



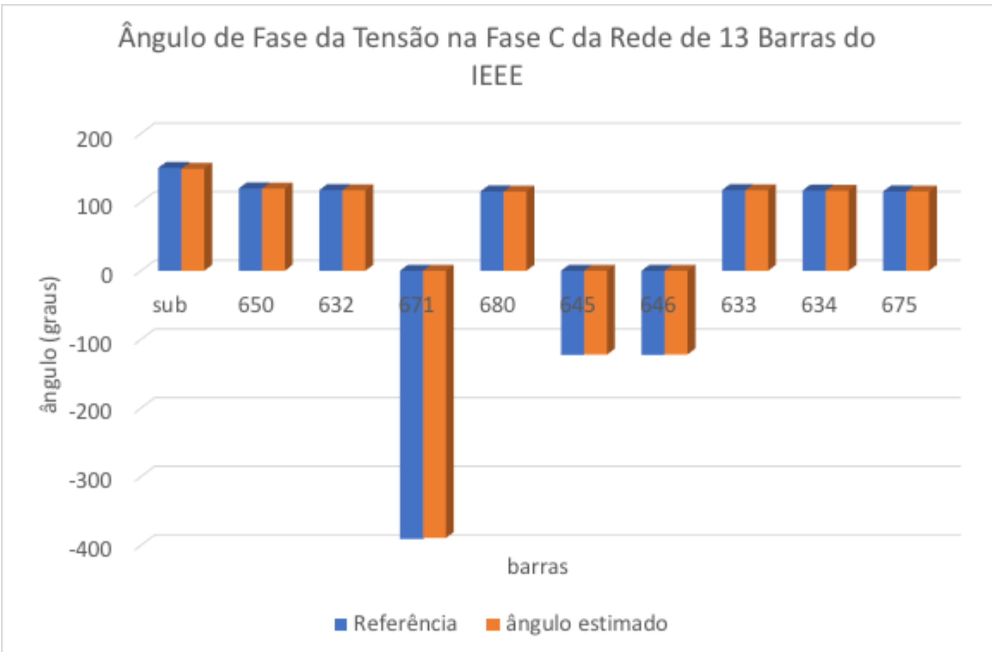
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.7 - Ângulo de Fase da Tensão estimada na fase B da rede de 13 barras na frequência fundamental



Fonte: Elaborado pelo autor

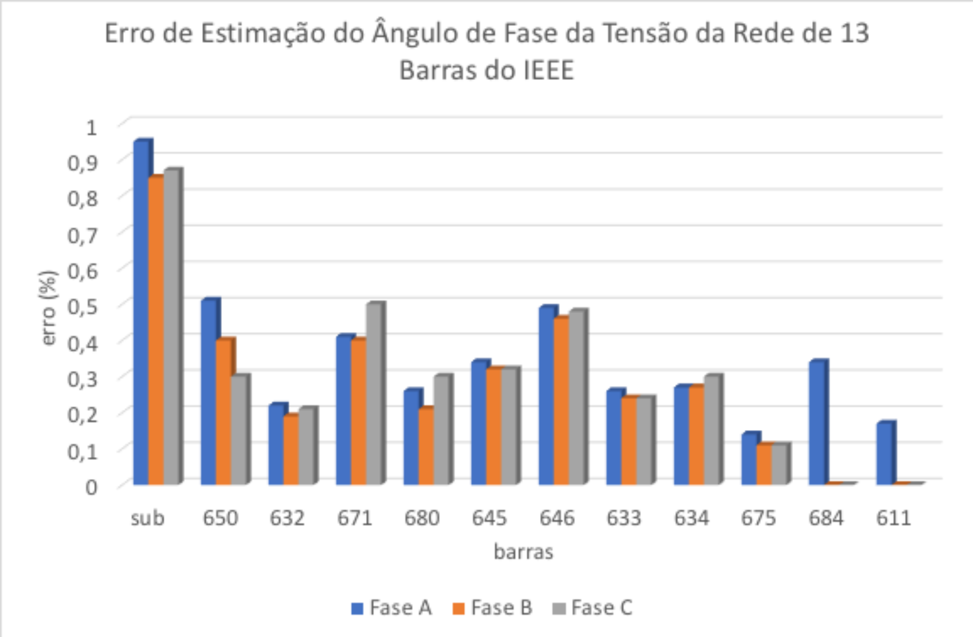
Figura 4.8 - Ângulo de Fase da Tensão estimada na fase C da rede de 13 barras na frequência fundamental



Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando o erro de estimação do ângulo de fase da tensão da rede de 13 barras do IEEE, é possível observar que o estimador de estado também determinou satisfatoriamente os ângulos de fase das tensões da rede de 13 barras, uma vez que o erros de estimação se mantiveram abaixo de 1%, conforme mostrado na figura 4.9.

Figura 4.9 - Erro percentual do ângulo de Fase da Tensão estimada da rede de 13 barras na frequência fundamental

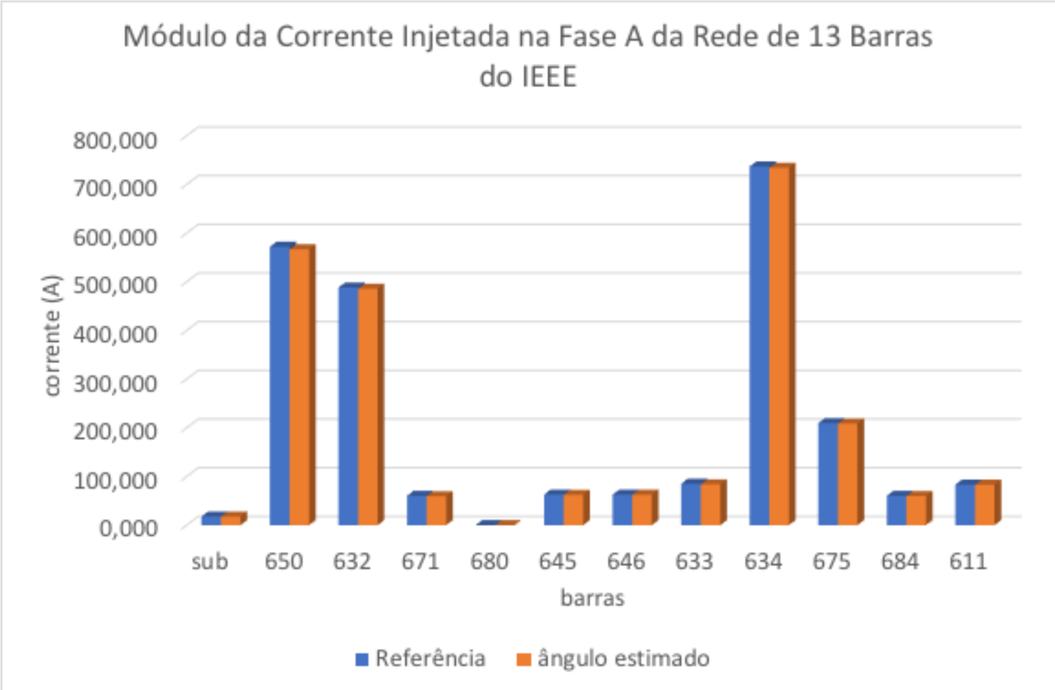


Fonte: Elaborado pelo autor

Deve-se ressaltar que o estimador de estado harmônico proposto nessa tese considera tanto o fasor tensão quanto o fasor corrente injetada em cada frequência harmônica como estado do sistema elétrico. Portanto, é importante avaliar também a estimação do módulo e do ângulo de fase da corrente injetada da rede de 13 barras.

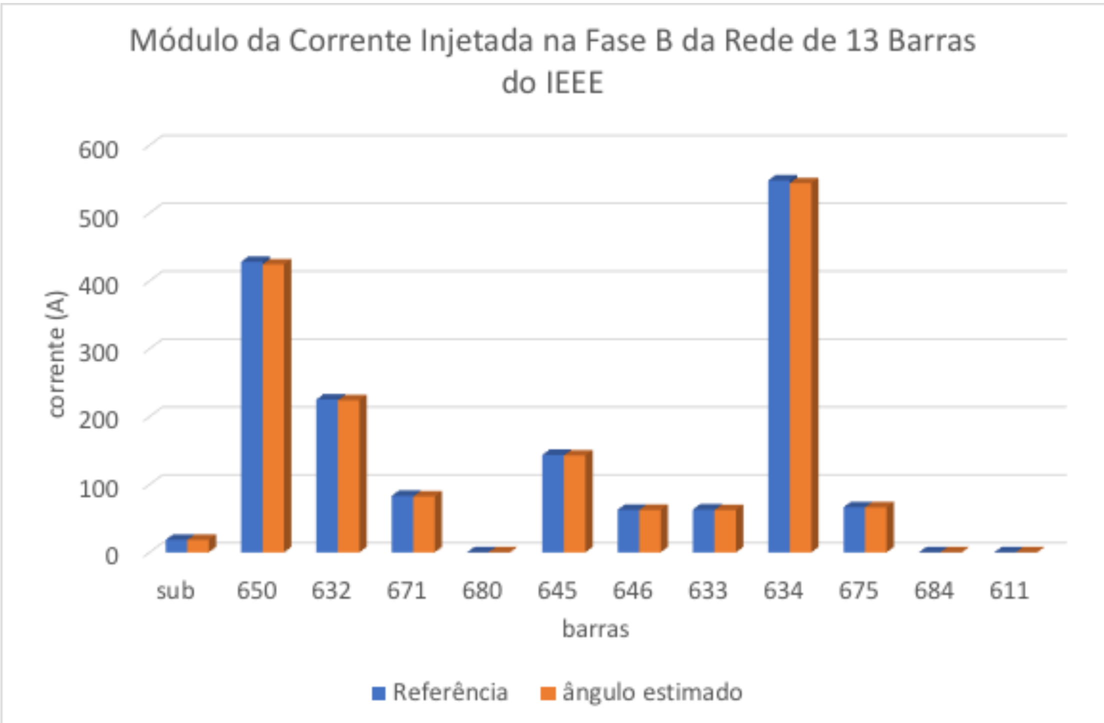
Logo, ao analisar os gráficos das figuras 4.10, 4.11 e 4.13, que mostram os módulos das correntes injetadas estimadas da rede de 13 barras na fase A, B e C, na frequência fundamental, é possível perceber que os mesmos apresentaram valores próximos dos valores de referência, o que evidencia que o estimador de estado proposto apresentou um desempenho satisfatório no cálculo da corrente injetada da rede de 13 barras.

Figura 4.10 - Módulo da corrente injetada da fase A da rede de 13 barras na frequência fundamental



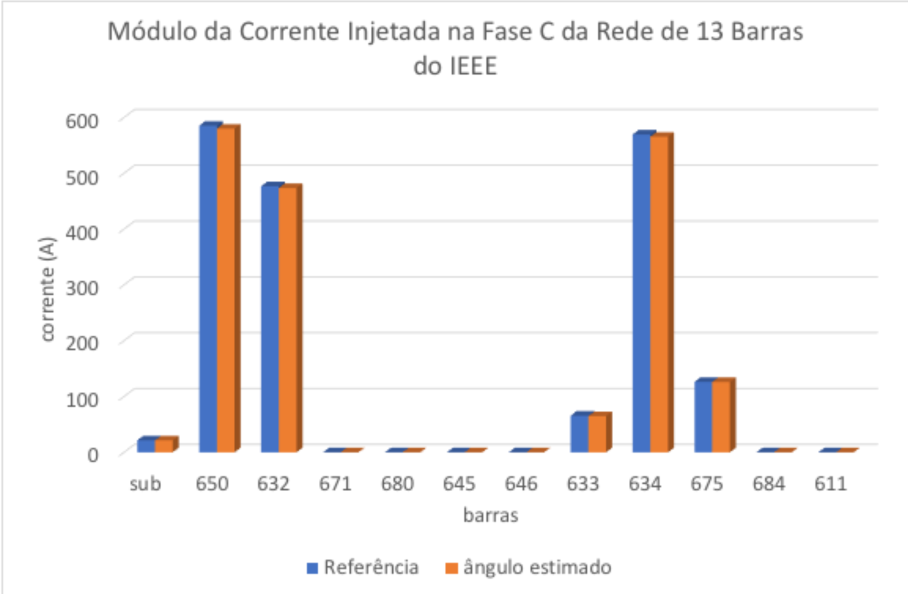
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.11 - Módulo da corrente injetada da fase B da rede de 13 barras na frequência fundamental



Fonte: Elaborado pelo autor

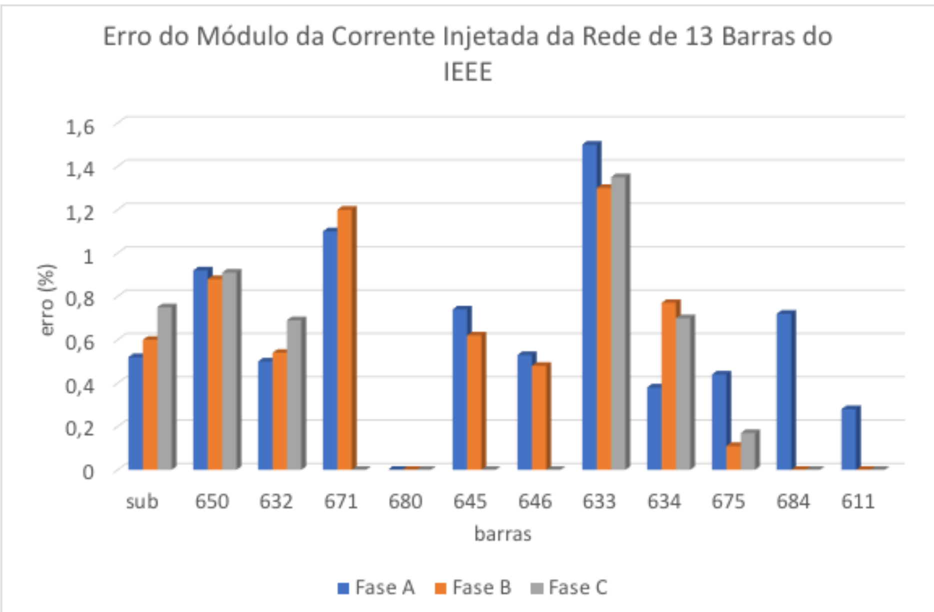
Figura 4.12 - Módulo da corrente injetada da fase C da rede de 13 barras na frequência fundamental



Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando o gráfico da figura 4.13, que mostra o erro percentual da corrente injetada estimada na etapa 1 do algoritmo de estimação de estado, pode-se observar que o algoritmo apresentou erros de estimação maiores do que os de tensão, entretanto vale ressaltar que os mesmos se mantiveram aceitáveis, uma vez que não ultrapassaram 2%.

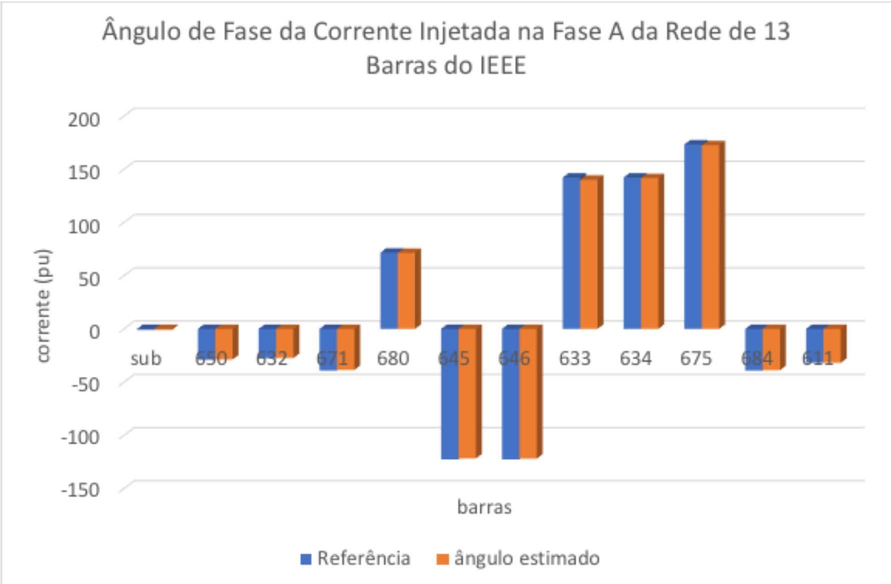
Figura 4.13 - Erro percentual de estimação do módulo da corrente da rede de 13 barras na frequência fundamental.



Fonte: Elaborado pelo autor

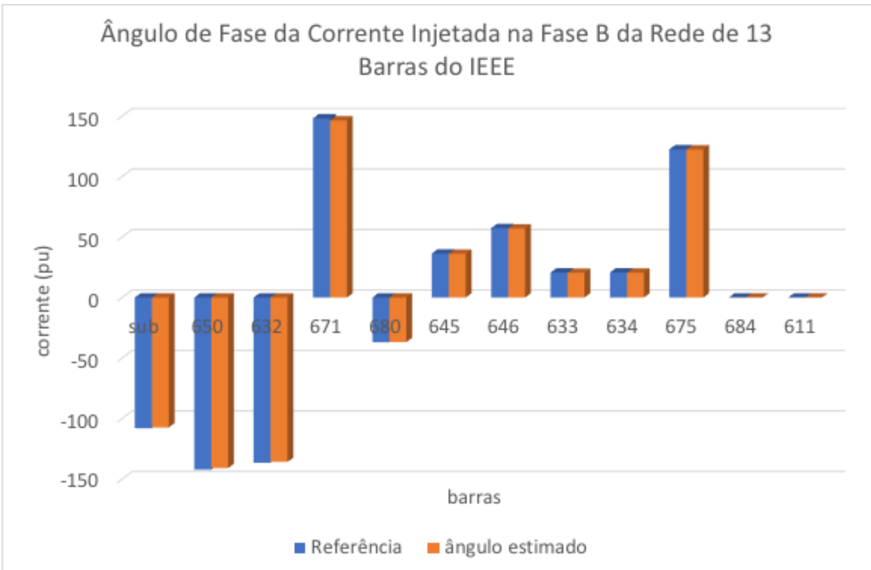
De forma semelhante ao módulo da corrente, é possível observar que o estimador de estado também determinou satisfatoriamente os ângulos de fase das correntes injetadas da rede de 13 barras, conforme pode ser visto nas figuras 4.14, 4.15 e 4.16, que mostram os gráficos dos ângulos de fase das correntes injetadas nas fases A, B e C, respectivamente.

Figura 4.14 - Ângulo de Fase da corrente injetada na fase A da rede de 13 barras na frequência fundamental



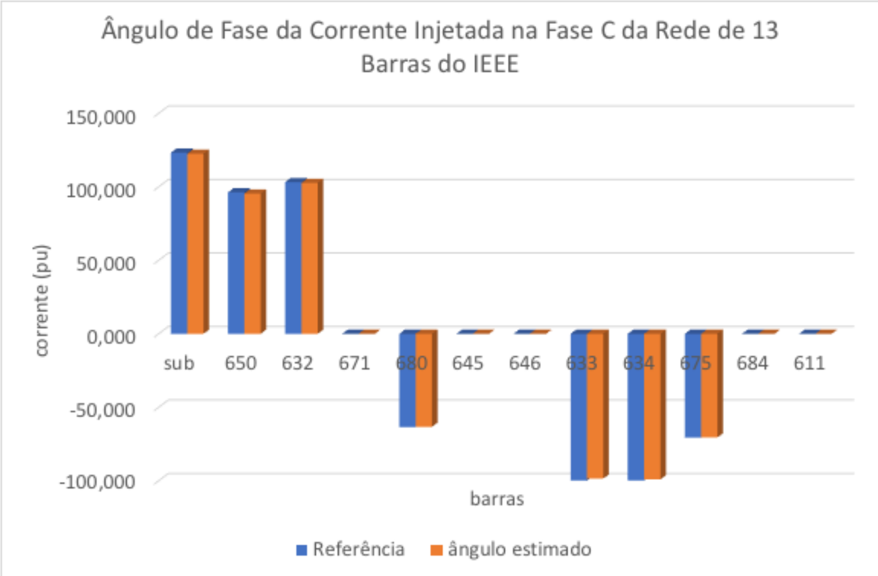
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.15 - Ângulo de Fase da corrente injetada na fase B da rede de 13 barras na frequência fundamental



Fonte: Elaborado pelo autor

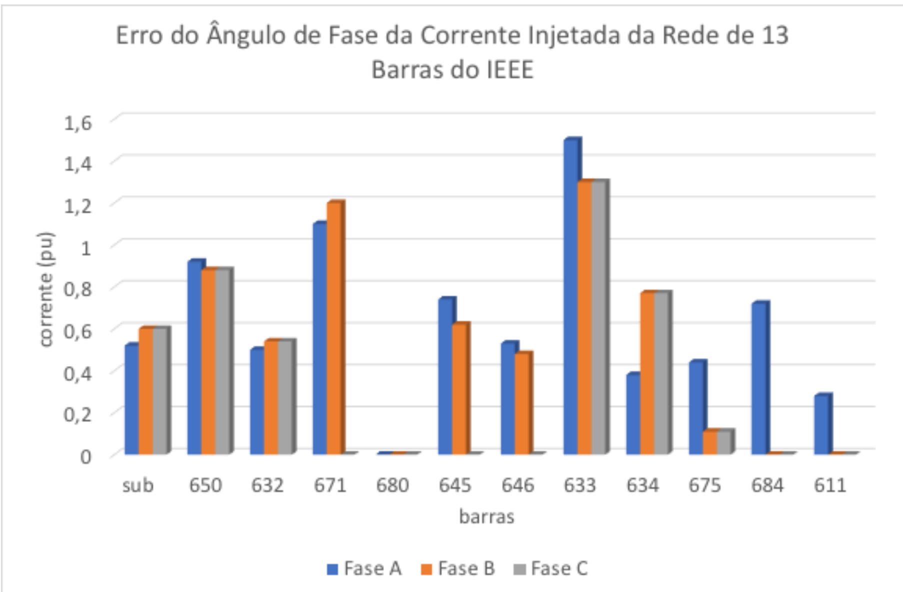
Figura 4.16 - Ângulo de Fase da corrente injetada na fase C da rede de 13 barras na frequência fundamental



Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando o gráfico da figura 4.17, que mostra o erro percentual de estimação do ângulo de fase da corrente injetada da rede de 13 barras, pode-se observar que o algoritmo de estimação de estados também apresentou erros maiores em relação à estimação da tensão das barras. Porém, deve-se ressaltar que os mesmos também se mantiveram abaixo de 2%.

Figura 4.17 - Erro Ângulo de Fase da Tensão na frequência fundamental Estimada pelo Estimador de Estado Harmônico



Fonte: Elaborado pelo autor

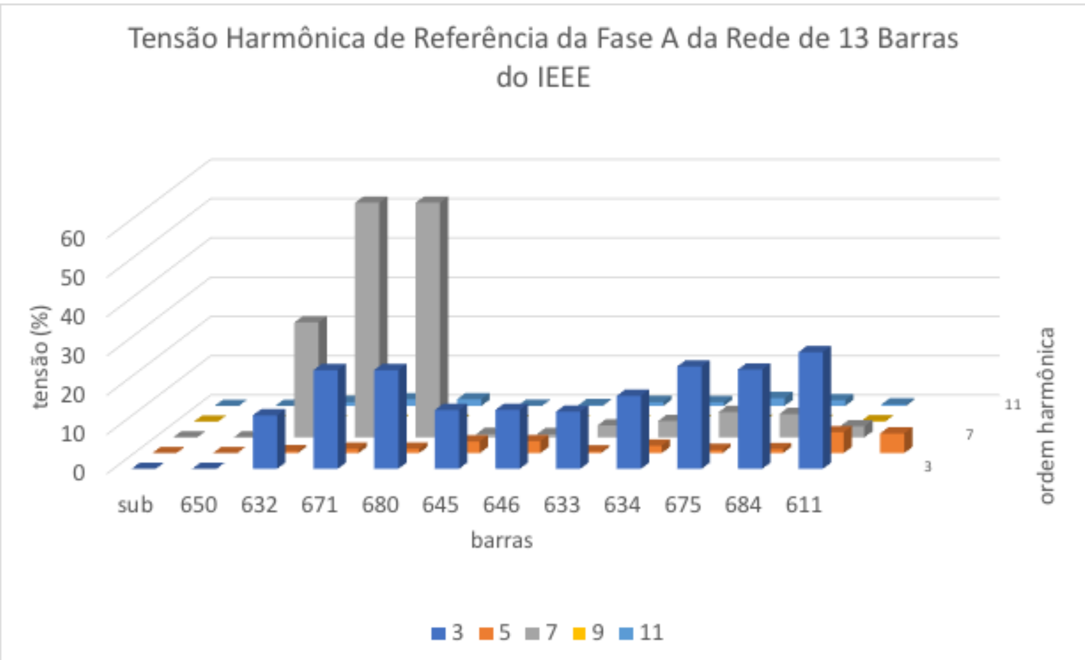
O algoritmo de estimação de estado harmônico também apresentou um desempenho satisfatório na estimação do estado da rede de distribuição de 13 barras nas seguintes ordens harmônicas: 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos. Tal fato pode ser claramente observado nos gráficos das figuras 4.18, 4.19 e 4.20, que mostram o valor da tensão harmônica de referência, o valor da tensão estimada pelo estimador de estado, e o erro percentual da tensão estimada.

Dessa forma, ao comparar o módulo da tensão harmônica de referência na fase A das barras da rede de 13 barras, mostrado na figura 4.18, com o módulo da tensão harmônica estimada para essa mesma rede, mostrada na figura 4.19, é possível observar que o estimador foi capaz de estimar corretamente o módulo tensão da rede de 13 barras.

Além disso, é possível perceber que as tensões do 3º e 7º harmônicos apresentaram valores bastante elevados em algumas barras, atingindo 50% de distorção no 7º harmônico, e 20% de distorção no 3º harmônico.

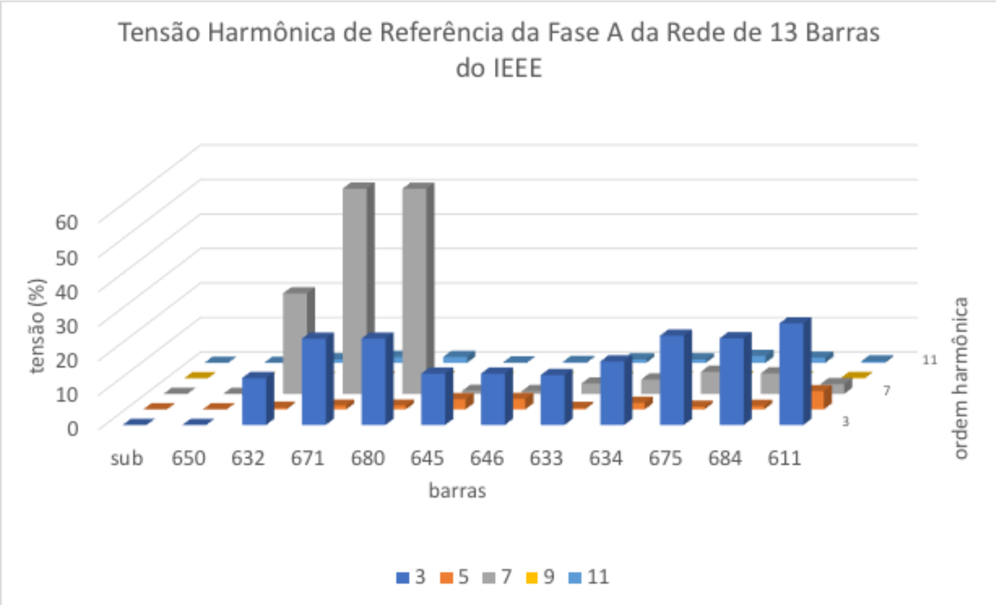
Isso ocorreu devido as fontes harmônicas consideradas na simulação estarem localizadas nessas barras que apresentaram valores elevados, e as mesmas possuírem um espectro harmônico semelhante, o que provoca um aumento da distorção.

Figura 4.18 - Gráfico da tensão de referência do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos na fase A da rede de 13 barras



Fonte: Elaborado pelo autor

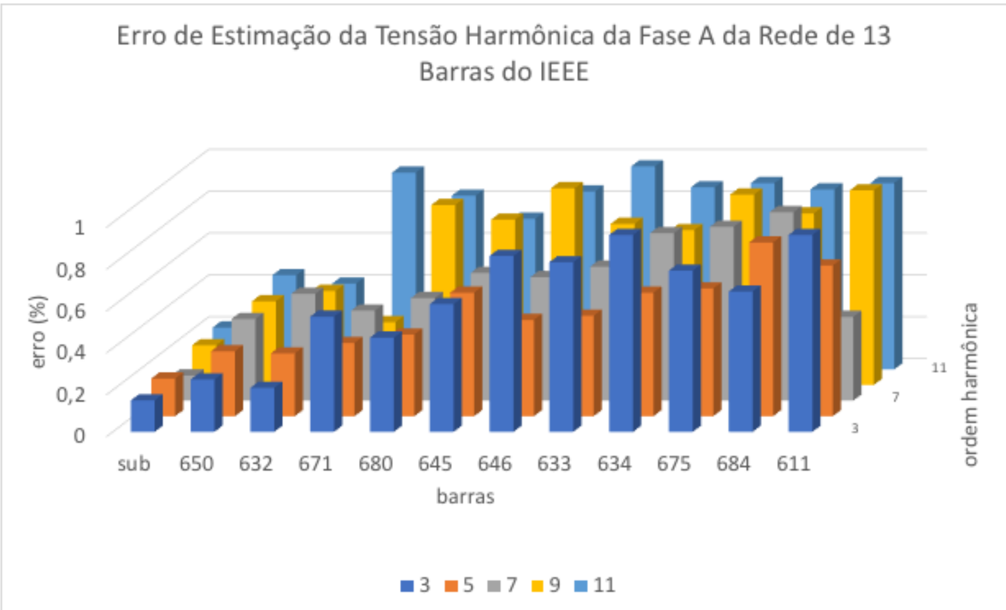
Figura 4.19 - Gráfico da tensão de estimada do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos na fase A da rede de 13 barras



Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando o gráfico da figura 4.20, é possível observar que os erros de estimação do módulo da tensão do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos também se mantiveram abaixo de 1%, na fase A.

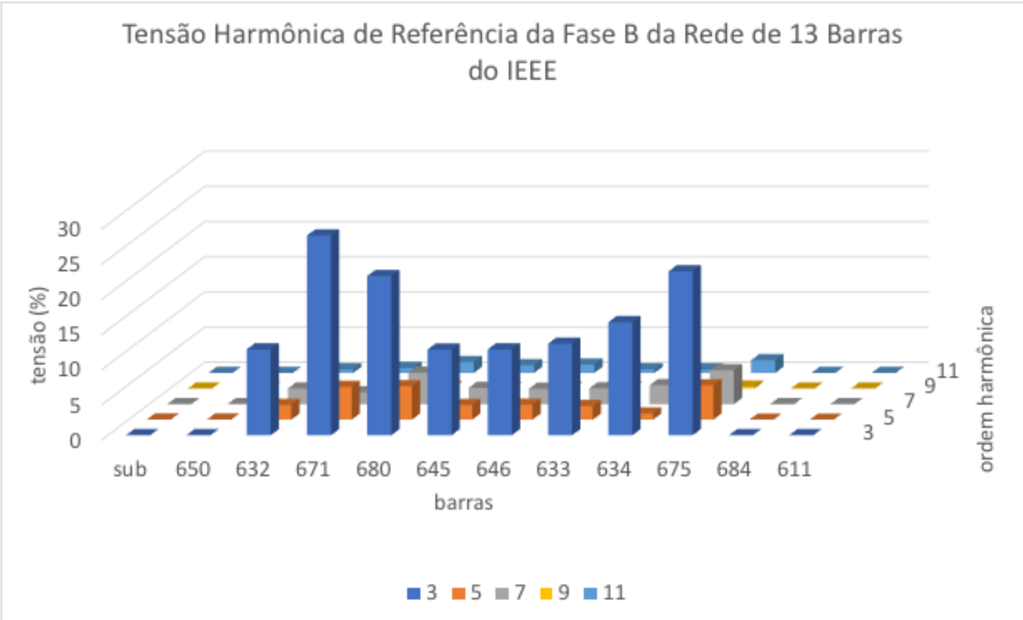
Figura 4.20 - Erro de Estimação do módulo da Tensão do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos na fase A da rede de 13 barras



Fonte: Elaborado pelo autor

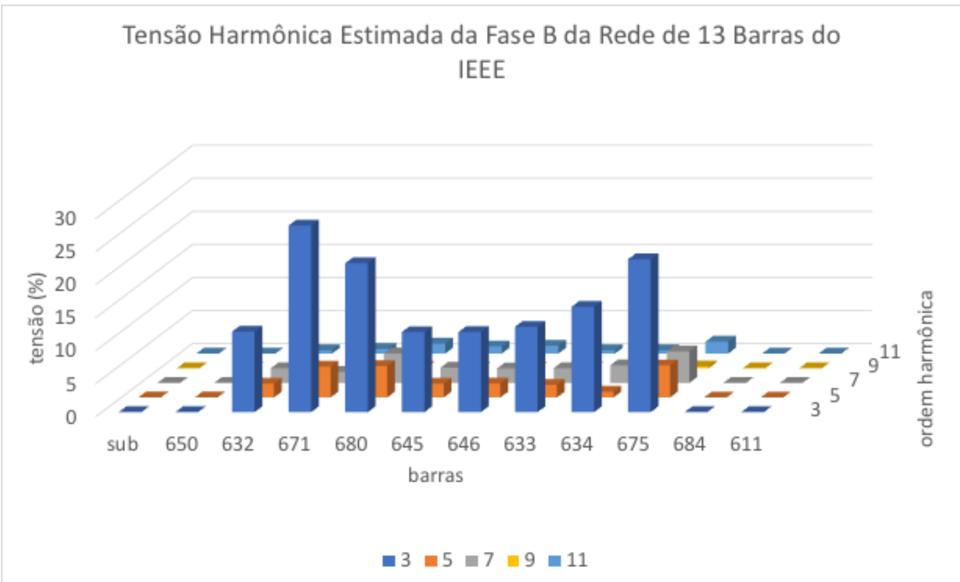
O estimador de estado harmônico também foi capaz de determinar o módulo da tensão do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos satisfatoriamente na fase B da rede de distribuição de 13 barras do IEEE, uma vez que a diferença entre a tensão estimada e a tensão de referência foi pequena, conforme pode ser visto nas figuras 4.21 e 4.22.

Figura 4.21 - Gráfico da tensão de referência do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos na fase B da rede de 13



Fonte: Elaborado pelo autor

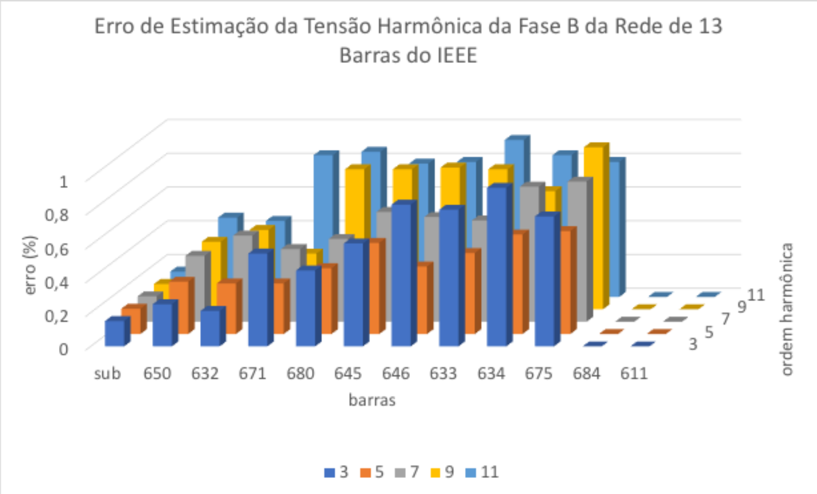
Figura 4.22 - Gráfico da tensão de estimada do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos na fase B da rede de 13



Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando a figura 4.23, que mostra o erro de estimação da tensão do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos na fase B da rede de 13 barras do IEEE, fica evidente o desempenho satisfatório do algoritmo de estimação de estado harmônico, haja vista que os erros se mantiveram abaixo de 1%.

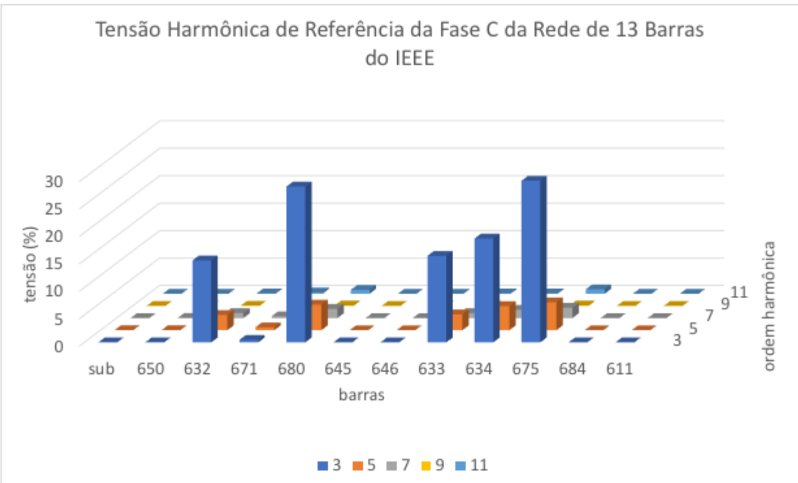
Figura 4.23 - Erro de estimação da tensão do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos na fase C da rede de 13 barras



Fonte: Elaborado pelo autor

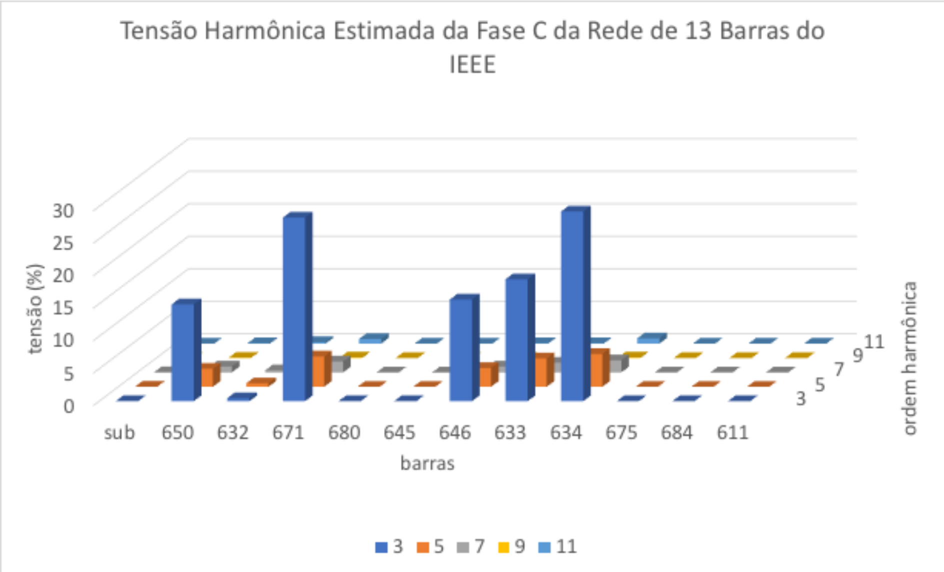
O estimador de estado harmônico também foi capaz fornecer uma estimativa confiável do módulo da tensão do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos na fase C da rede de 13 barras, conforme pode ser visto na figuras 4.24 e 4.25.

Figura 4.24 - Gráfico da tensão de estimada do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos na fase B da rede de 13



Fonte: Elaborado pelo autor

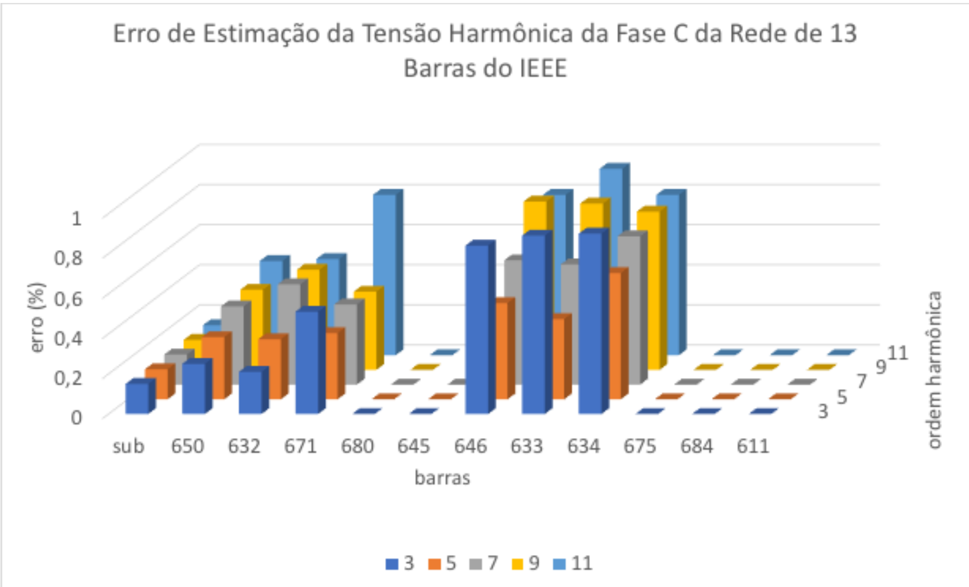
Figura 4.25 - Erro Ângulo de Fase da Tensão na frequência fundamental Estimada pelo Estimador de Estado Harmônico na fase C



Fonte: Elaborada pelo autor

Analisando o erro de estimação do módulo da tensão do 3º, 5º, 7º, 9º e 11º harmônicos da rede de 13 barras do IEEE, mostrado na figura 4.26, pode-se observar que os mesmo também se mantiveram abaixo de 1%, o que sinaliza o bom desempenho do algoritmo de estimação.

Figura 4.26 - Erro de estimação da tensão harmônica da fase C da rede de 13 barras



Fonte: Elaborado pelo autor

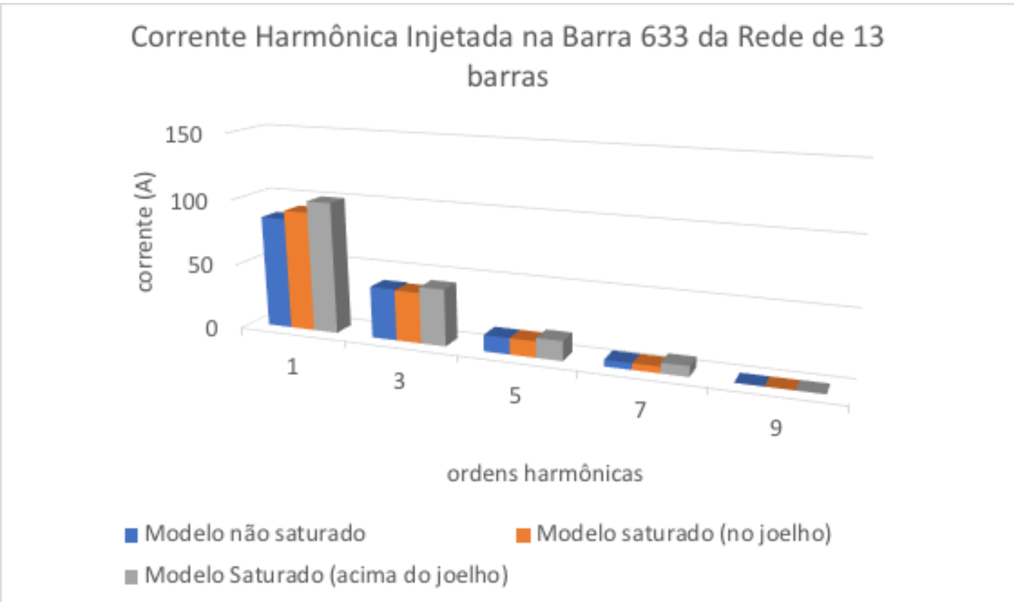
Num segundo momento, simulou-se a rede de 13 barras do IEEE utilizando o estimador de estado harmônico utilizado, porém considerando o modelo do transformador saturado apresentado no capítulo 2. Nessa simulação, primeiramente, considerou-se o caso anterior, no qual a tensão da barra 633 na frequência fundamental estava em torno de 0,98 pu, e, posteriormente, a tensão dessa barra apresentando um valor de 1,03 pu

Analisando a corrente injetada na barra 633, pode-se observar que há uma aumento da corrente do 3º, 5º, 7º e 9º harmônicos com a inclusão do modelo de transformador saturado. Isso ocorre devido a corrente de magnetização aumentar à medida que o transformador entra na região de saturação.

Além disso, é possível perceber que a corrente na frequência fundamental também aumenta, o que provoca sobrecargas no transformador durante a sua operação na região de saturação.

Dessa forma, ao passo que o grau de saturação de um transformador aumenta, a corrente de magnetização torna-se mais significativa, e, portanto, sendo capaz de influenciar o nível de distorção da corrente de rede elétrica.

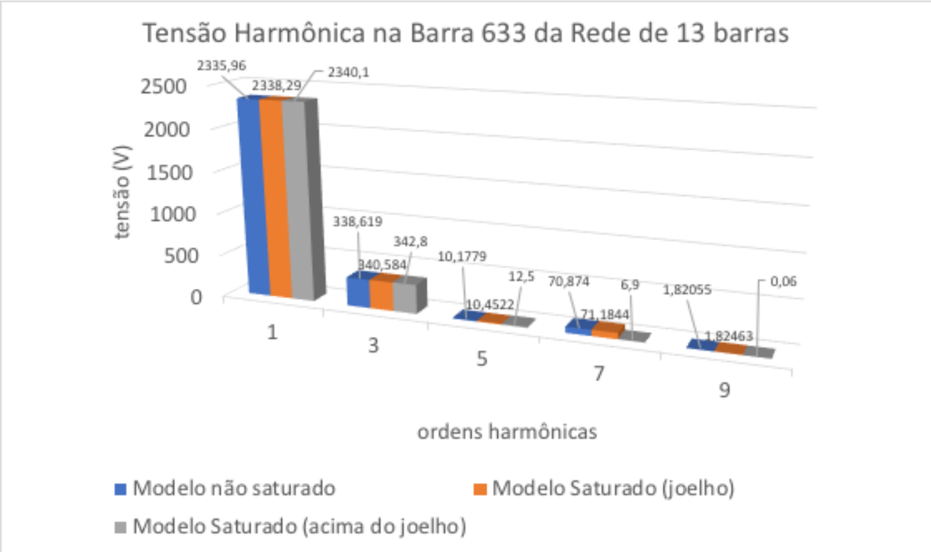
Figura 4.27 - Corrente Injetada no primário do transformador de distribuição de 500 kVA



Fonte: Elaborado pelo autor

O aumento do grau de saturação do transformador também afeta a tensão harmônica da rede elétrica, uma vez que a potência demandada se aproxima do nível de curto-circuito do transformador. Esse aumento na tensão harmônica pode ser observado no gráfico da figura 4.28, que mostra a tensão do 3º, 5º, 7º, 9º harmônicos da barra 633.

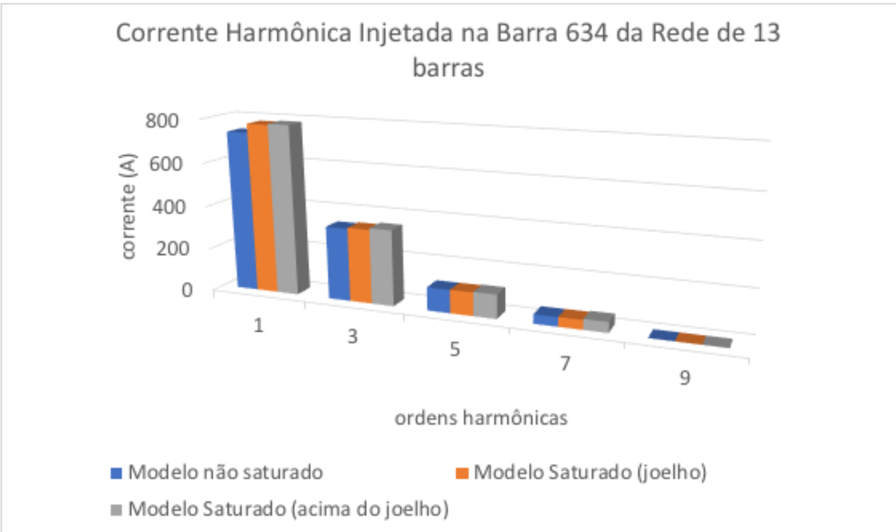
Figura 4.28 - Tensão no primário do transformador de distribuição de 500 kVA



Fonte: Elaborado pelo autor

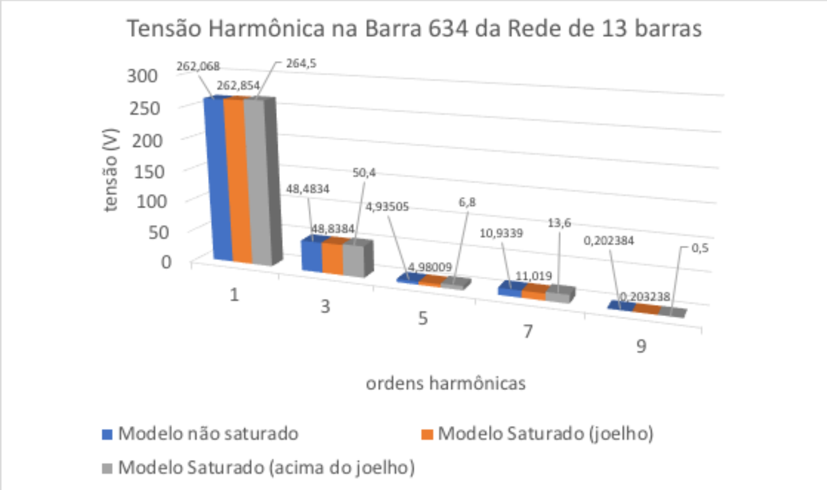
Os mesmos efeitos podem ser observados no lado secundário do transformador de 500 kVA, ou seja, aumento tanto na corrente harmônica injetada quanto na tensão da barra 634, conforme mostrado nas figuras 4.29 e 4.30, respectivamente.

Figura 4.29 - Corrente Injetada no secundário do transformador de distribuição 500 kVA



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.30 - Tensão harmônica no secundário do transformador de distribuição 500 kVA



Fonte: Produzido pelo autor

Embora os aumentos ocorridos na corrente e na tensão harmônica do transformador de 500 kVA tenham sido discretos, essa modelagem torna-se importante nos estudos de penetração harmônica uma vez que a saturação de diversos transformadores pode provocar um aumento significativo no nível de distorção harmônica de uma rede elétrica.

4.3 – Estudo de Caso 2: Alimentador de Distribuição PD-05.

No segundo estudo de caso, simulou-se o algoritmo de estimação de estado harmônico em um alimentador de grande porte denominado de PD-05, que é uma rede de distribuição formada por 347 barras, 91 transformadores e dois bancos de capacitores. A figura 4.31 ilustra o diagrama dessa rede de distribuição.

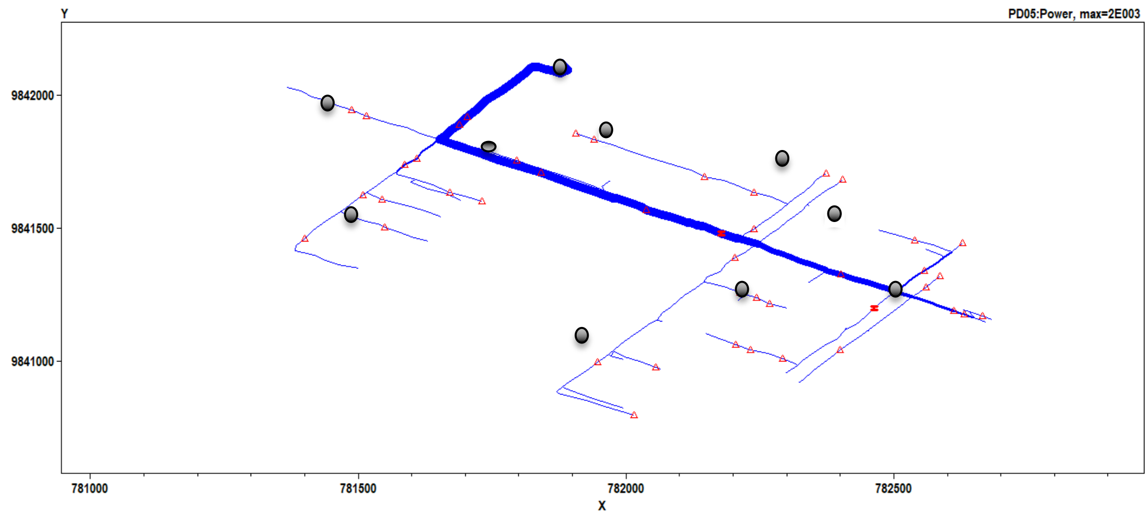
Para a simulação do estimador de estado harmônico no alimentador PD-05, alocou-se 10 analisadores de qualidade da energia ao longo da rede de distribuição, conforme mostrado na figura 4.31, que fornecem tensão, corrente injetada e corrente de linhas em cada ordem harmônica de interesse.

Além disso, o algoritmo de estimação utilizou pseudo-medições de tensão e corrente para melhora a observabilidade da rede elétrica tanto na frequência fundamental quanto nas frequências harmônicas. Na frequência harmônica, o estimador de estado calculou pseudo-medições para toda a rede elétrica por meio do algoritmo de criação de pseudo-medições apresentado no capítulo 3.

E, nas frequências harmônicas, o estimador de estado utilizou como pseudo-medição os perfis harmônicos das cargas criado a partir de um conjunto de medições de unidades consumidoras residenciais, comerciais e industriais.

Além disso, é importante mencionar que não se injetou ruídos nas medidas provenientes do caso de referência, porém é fundamental que o algoritmo de estimação de estado seja robusto a esse tipo de problema, uma vez que esses ruídos podem afetar significativamente os valores dos harmônicos de ordem elevada.

Figura 4.31 - Diagrama do alimentador PD-05



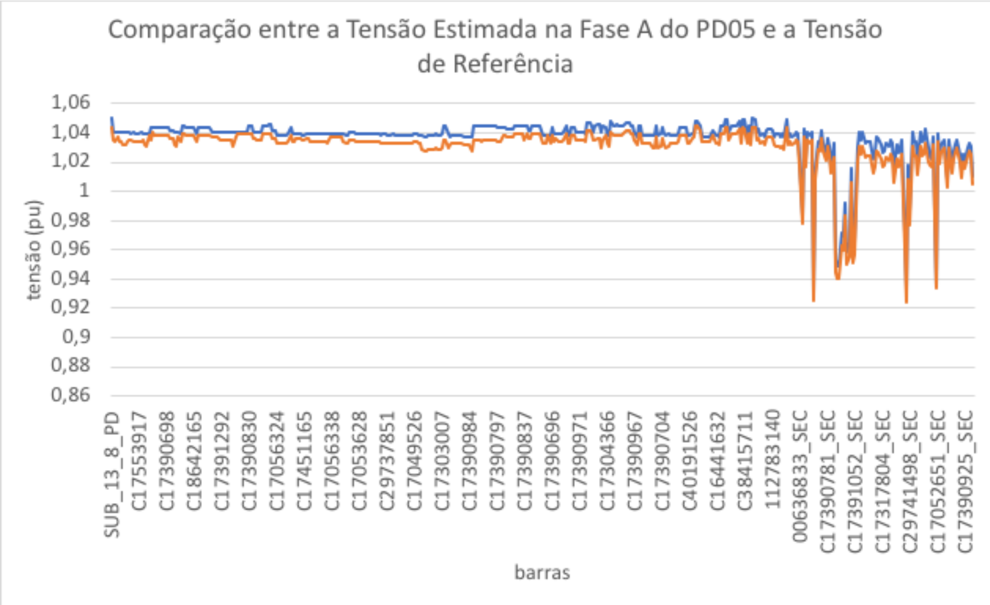
Fonte: Elaborado pelo autor

O tempo de simulação do algoritmo de estimação de estado para o alimentador PD-05 foi de 1 minuto para a frequência fundamental e aproximadamente 4 minutos para as frequências harmônicas.

Ao fim da simulação do algoritmo de estimação de estado harmônico, essa ferramenta forneceu estimativas dos fasores tensão e corrente harmônicas nas fases A, B e C do alimentador PD-05.

Assim, ao analisar o gráfico da figura 4.32, que mostra uma comparação entre a tensão estimada e a tensão de referência da fase A do alimentador PD-5 na frequência fundamental, é possível notar que o estimador de estado foi capaz de determinar com considerável exatidão o módulo da tensão da rede elétrica em análise. Além disso, é importante enfatizar que o algoritmo de estimação de estado também foi eficiente em calcular o módulo da tensão das fases B e C do alimentador PD-05.

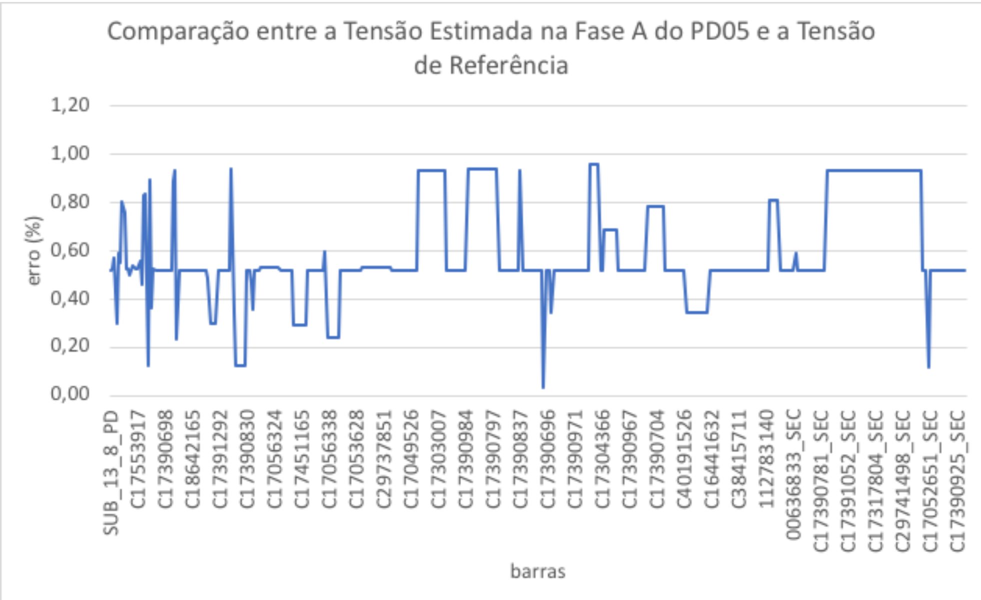
Figura 4.32 - Comparação entre a tensão fornecida pelo estimador de estado e a tensão de referência



Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando o erro de estimação do módulo da tensão da fase A do alimentador PD-05, mostrado no gráfico da figura 4.33, é possível perceber que o mesmo não ultrapassou 1% de erro em todas as barras.

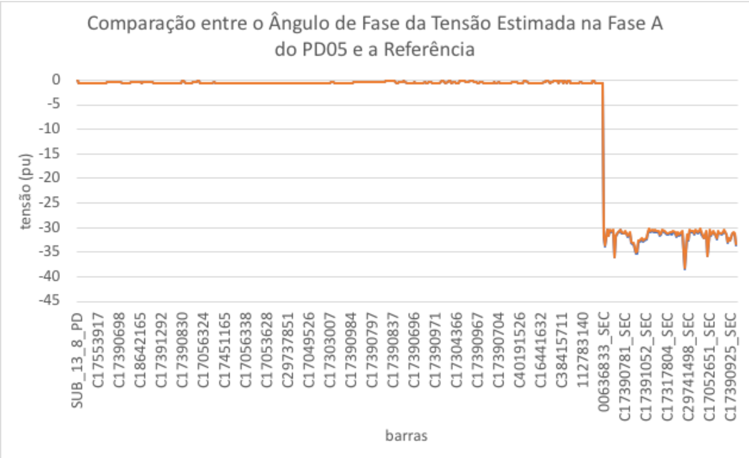
Figura 4.33 - Erro de estimação do módulo da tensão do alimentador PD-05



Fonte: Elaborado pelo autor

No caso do ângulo de fase da tensão da fase A do alimentador PD-05 na frequência fundamental, pode-se observar que a diferença entre o ângulo estimado e o ângulo de referência é bastante pequena, conforme mostrado na figura 4.34. Além disso, é importante mencionar que o mesmo resultado foi observado nas fases B e C.

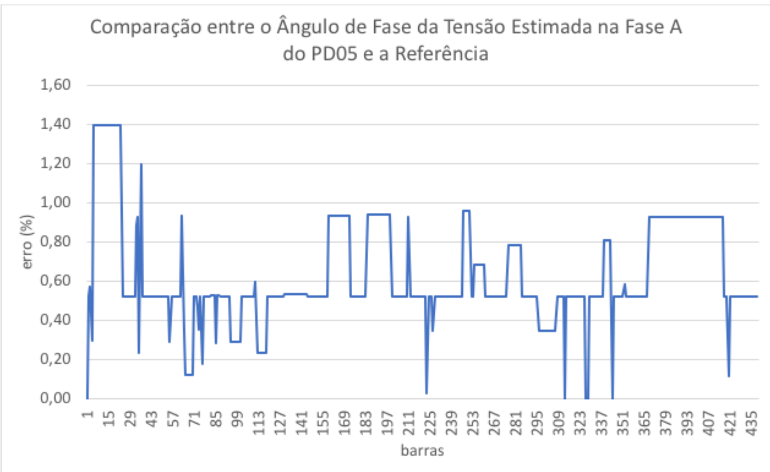
Figura 4.34 - Comparação entre o ângulo de fase da tensão fornecida pelo estimador de estado e o ângulo de referência



Fonte: Elaborado pelo autor

Assim, ao analisar o gráfico da figura 4.35, que mostra o erro de estimação do ângulo de fase da tensão da fase A do alimentador PD-05, nota-se que os mesmos apresentaram valores que ultrapassaram 1% de erro. Entretanto, esse aumento pode ser considerado aceitável, tendo em vista que se manteve abaixo de 2%.

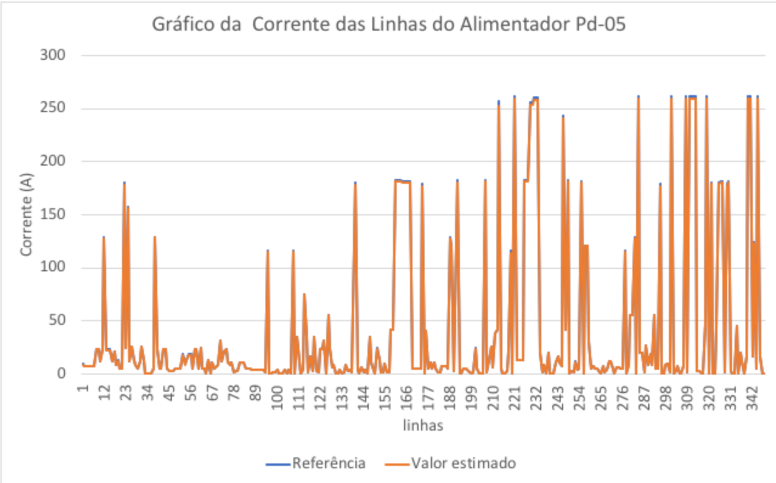
Figura 4.35 - Erro de estimação do ângulo de fase da tensão do alimentador PD-05



Fonte: Elaborado pelo autor

Quanto a corrente injetada estimada na fase A do alimentador PD-5 mostrada na figura 4.36, pode-se observar que a mesma apresentou uma pequena diferença em relação à corrente de referência.

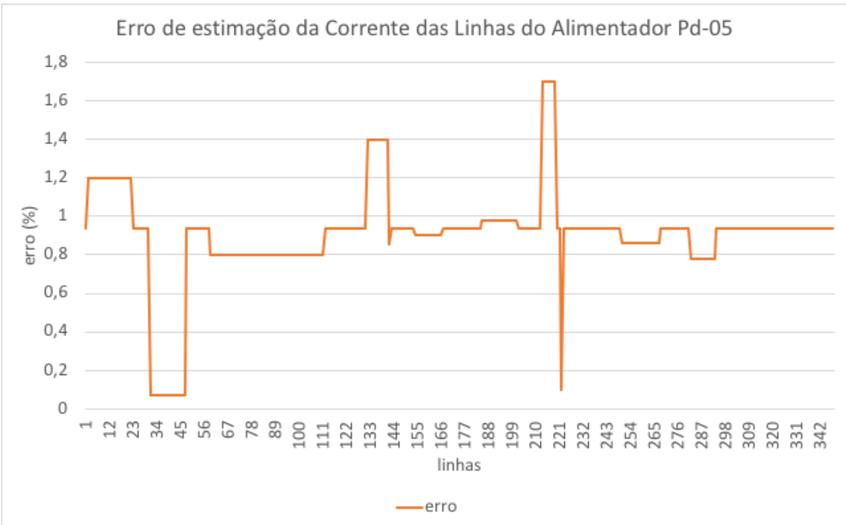
Figura 4.36 - Gráfico da corrente das linhas do alimentador PD-05



Fonte: Elaborado pelo autor

Analisando o erro de estimação do módulo da corrente injetada na fase A do alimentado PD-05, na frequência fundamental, verifica-se que o mesmo também apresentou valores maiores em relação ao módulo da tensão, porém esse erro manteve-se abaixo de 2%, o que o torna aceitável.

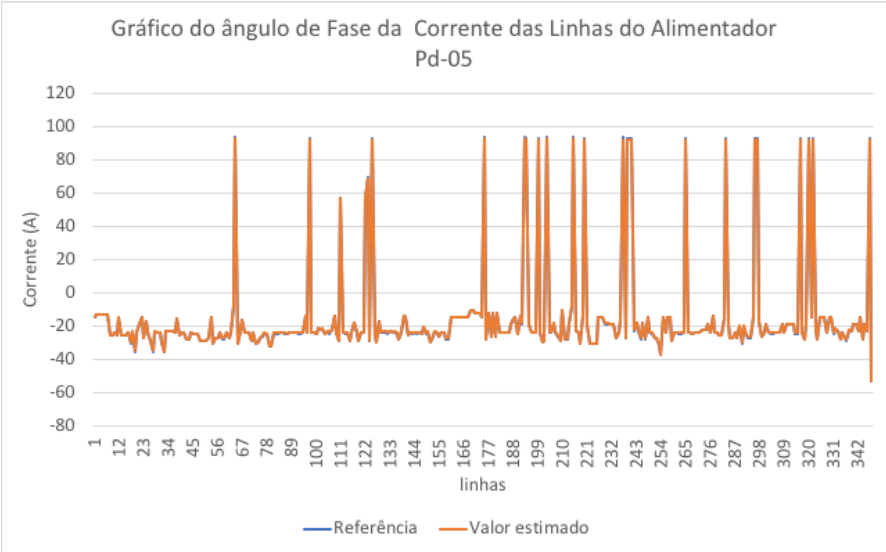
Figura 4.37 - Erro de estimação do módulo da corrente do alimentador PD-05



Fonte: Elaborado pelo autor

No caso do ângulo de fase da corrente da fase A do alimentador PD-05 na frequência fundamental, pode-se observar que a diferença entre o ângulo estimado e o ângulo de referência é bastante pequena, conforme mostrado na figura 4.38. Além disso, é importante mencionar que o mesmo resultado foi observado nas fases B e C.

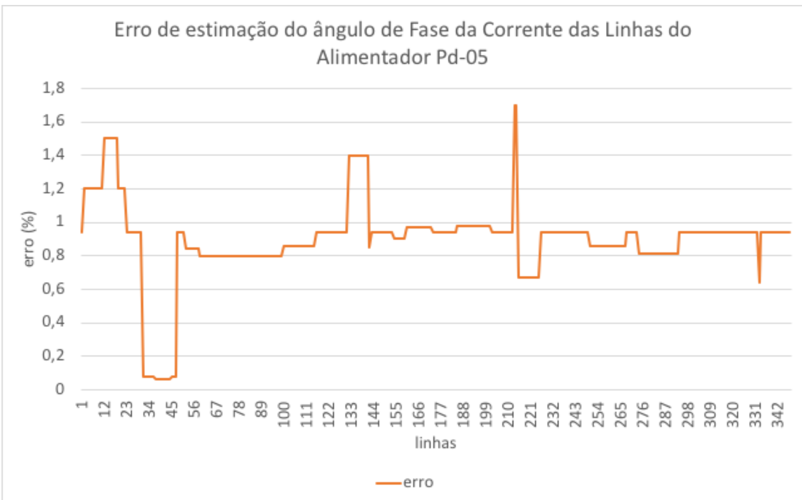
Figura 4.38 - Gráfico do ângulo de das corrente das linhas do alimentador PD-05



Fonte: Elaborado pelo autor

Assim, ao analisar o gráfico da figura 4.38, que mostra o erro de estimação do ângulo de fase da corrente da fase A do alimentador PD-05, nota-se que os mesmos apresentaram valores que ultrapassaram 1% de erro. Entretanto, esse aumento pode ser considerado aceitável, tendo em vista que se manteve abaixo de 2%.

Figura 4.39 - Erro de estimação do ângulo de fase da corrente das linhas do alimentador PD-05

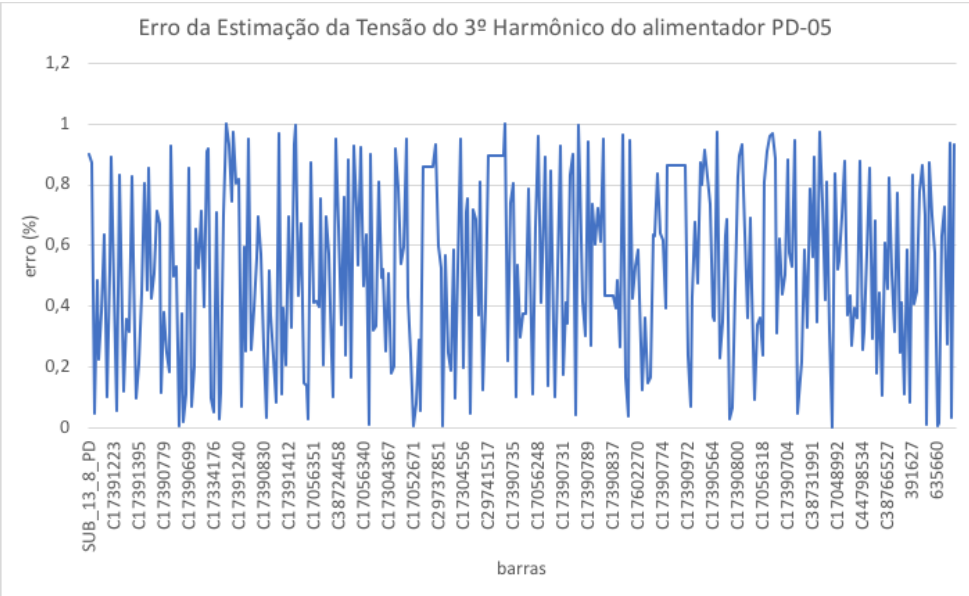


Fonte: Elaborado pelo autor

No caso das tensões harmônicas da fase A do alimentador PD-05, o algoritmo de estimação de estado também foi capaz de determinar o módulo das tensões do 3º, 5º, 7º e 9º harmônicos.

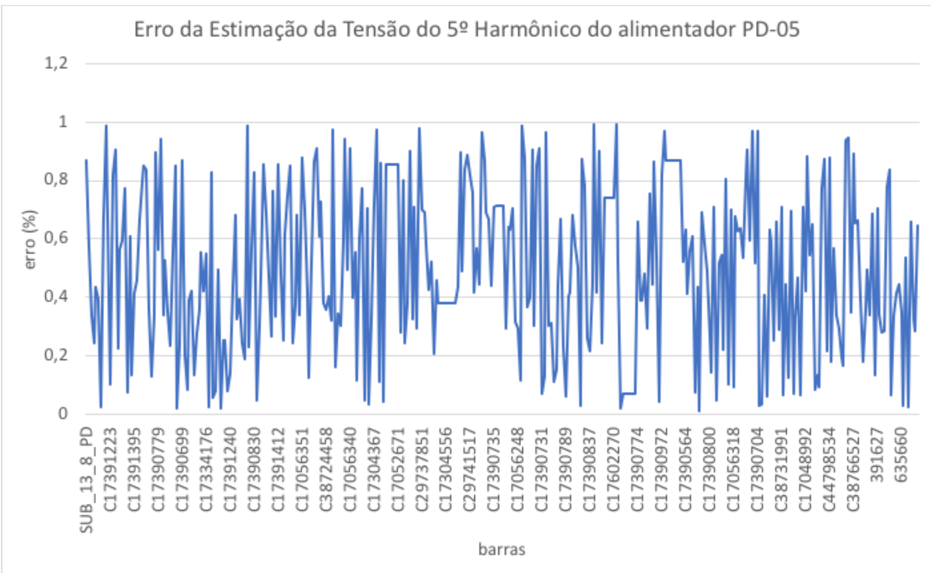
Essa situação é melhor evidenciada com os gráficos das figuras 4.40, 4.41, 4.42 e 4.43, que mostram o erro de estimação do módulo da tensão na seguintes ordens harmônica: 3º, 5º, 7º e 9º harmônicos.

Figura 4.40 - Erro de estimação do módulo da tensão do 3º harmônico do alimentador PD-05



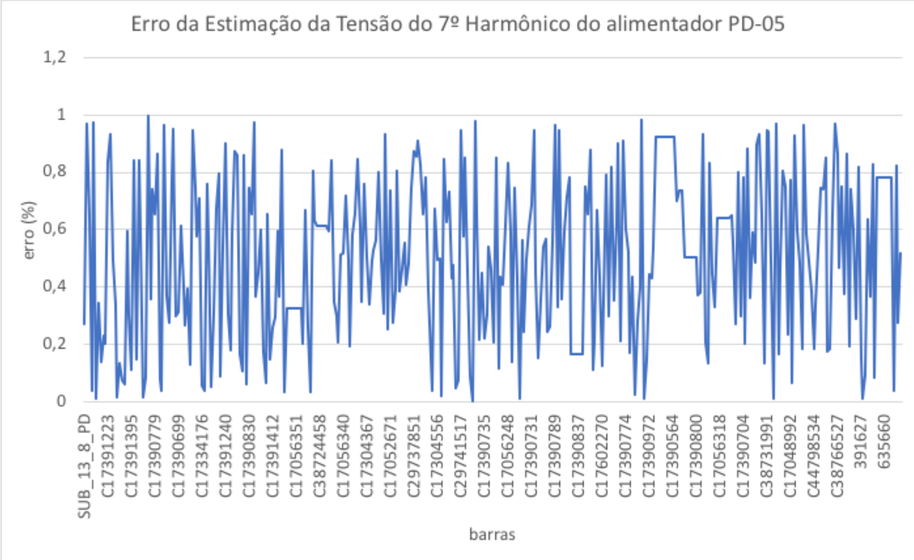
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.41 - Erro de estimação do módulo da tensão do 5º harmônico do alimentador PD-05



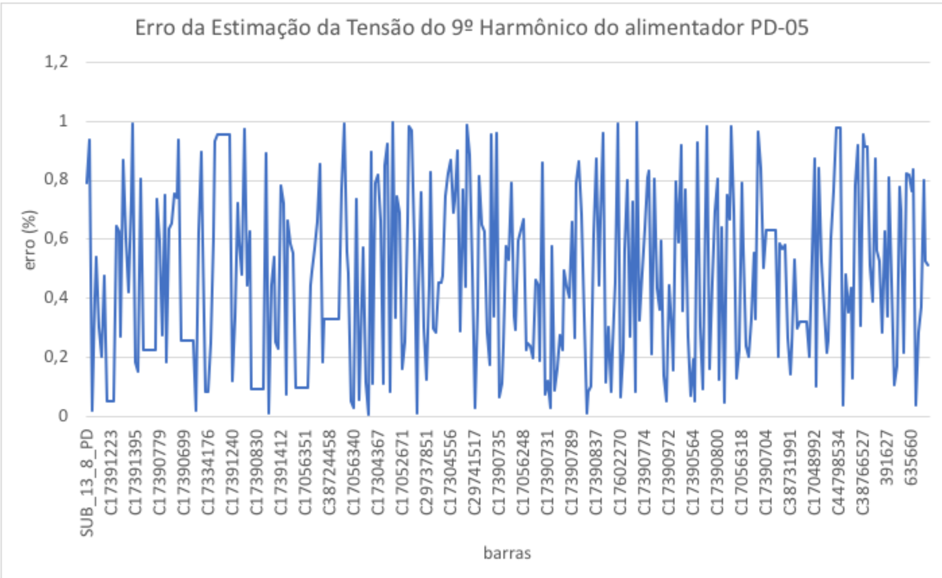
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.42 - Erro de estimação do módulo da tensão do 7º harmônico do alimentador PD-05



Fonte: Elaborado pelo autor

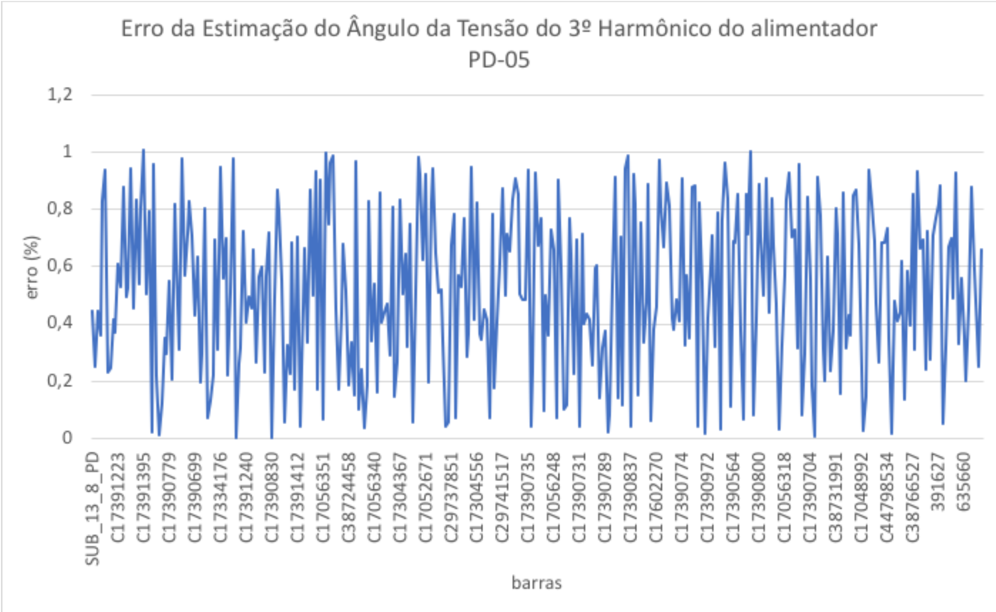
Figura 4.43 - Erro de estimação do módulo da tensão do 9º harmônico do alimentador PD-05



Fonte: Elaborado pelo autor

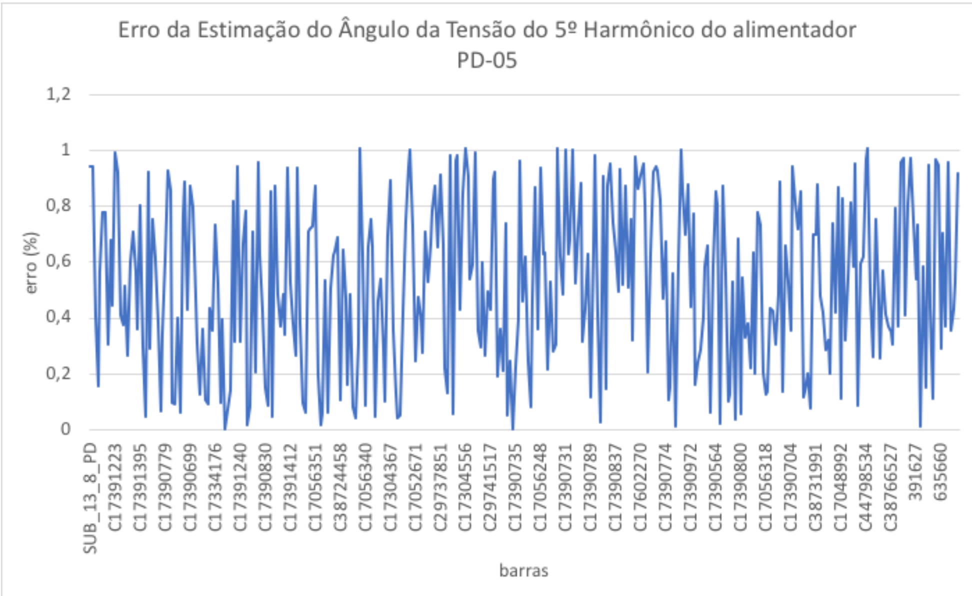
No caso do ângulo de fase da tensão do 3º, 5º 7º e 9º harmônicos, pode-se afirmar que o estimador de estado também apresentou um desempenho satisfatório, tendo em vista que os erros de estimação se mantiveram abaixo de 1%. É importante mencionar que se obteve o mesmo resultado nas fases B e C.

Figura 4.44 - Erro de estimação do ângulo de fase da tensão do 3º harmônico do alimentador PD-05



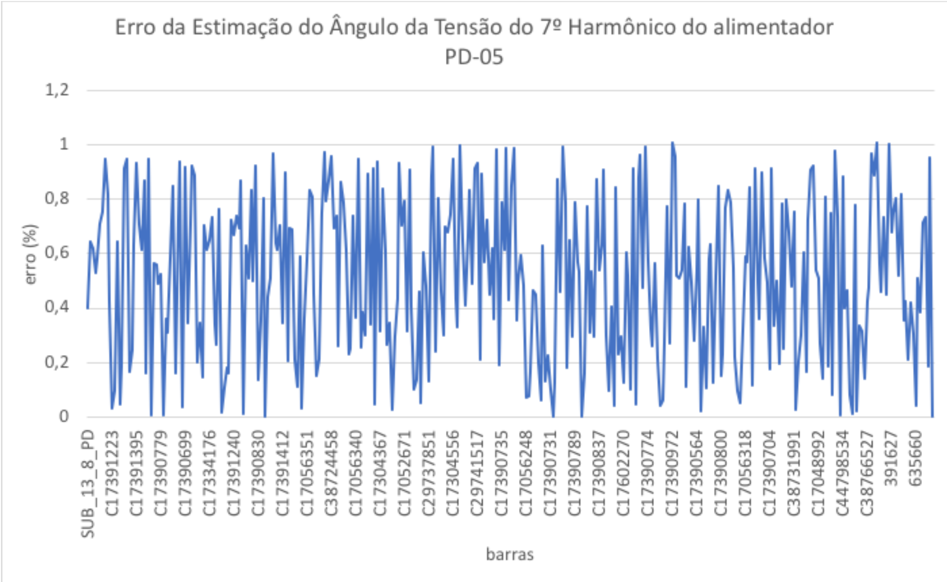
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.45 - Erro de estimação do ângulo de fase da tensão do 5º harmônico do alimentador PD-05



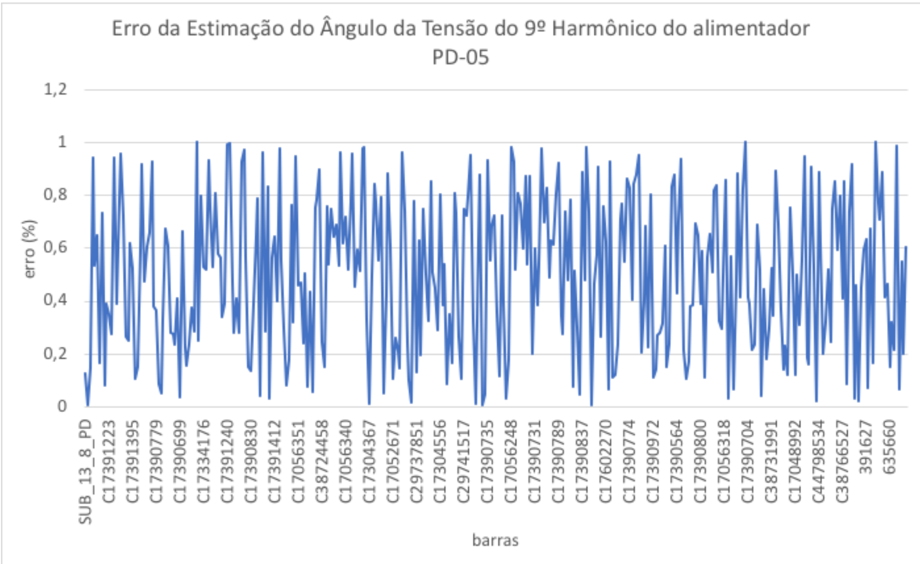
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.46 - Erro de estimação do ângulo de fase da tensão do 7º harmônico do alimentador PD-05



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.47 - Erro de estimação do ângulo de fase da tensão do 9º harmônico do alimentador PD-05



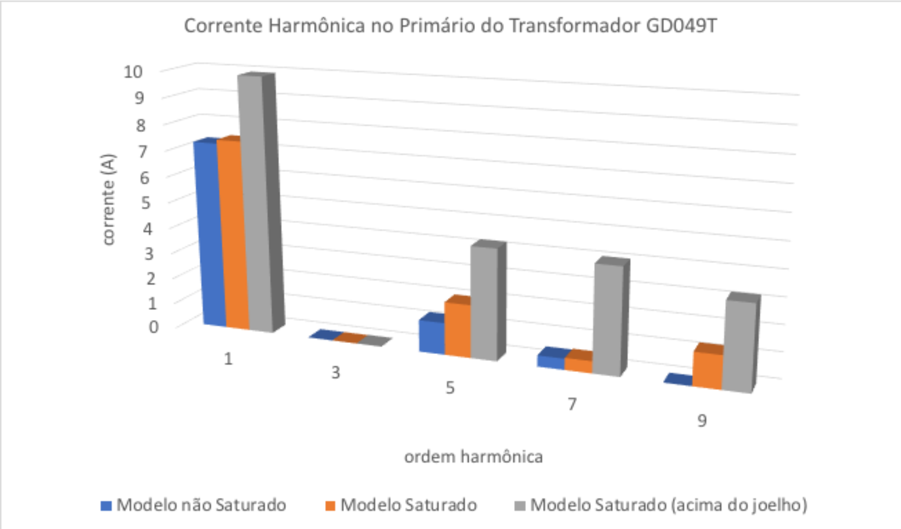
Fonte: Elaborado pelo autor

Outro aspecto abordado nesse trabalho, é a modelagem de um transformador saturado no programa de estimação de estado harmônico devido esse dispositivo se comportar como uma fonte de harmônico quando o mesmo está operando na região de saturação.

Dessa forma, realizaram-se simulações com o software de estimação de estado harmônico considerando a modelagem de transformadores saturados proposta nessa tese.

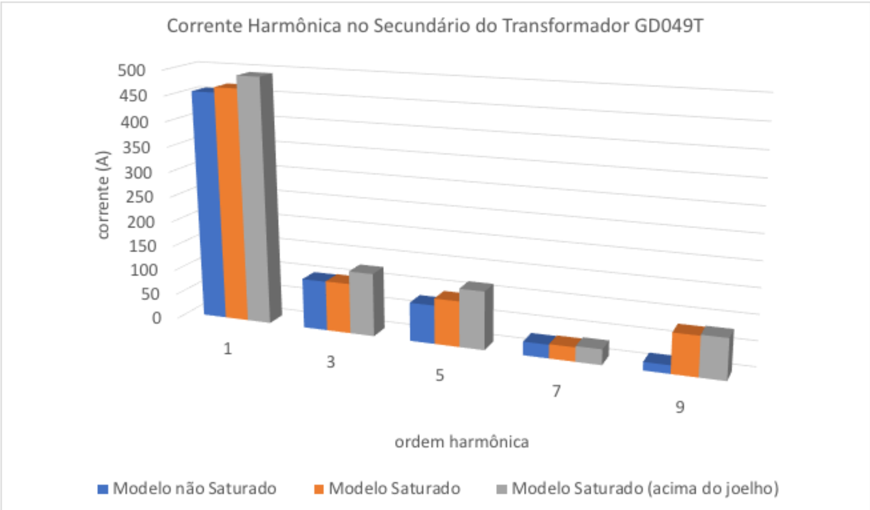
Dessa forma, ao comparar a corrente injetada no primário e secundário de um transformador utilizando o modelo não saturado e o modelo saturado proposto na região do joelho da curva de magnetização, observou-se um leve aumento na corrente do 3º, 5º e 9º harmônicos em ambos os lados do transformador, conforme mostrado nas figuras 4.48 e 4.49.

Figura 4.48 - Corrente harmônica no primário do transformador GD049T



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 4.49 - Corrente harmônica no secundário do transformador GD049T



Fonte: Elaborado pelo autor

4.4 - Conclusão

Esse capítulo apresentou os resultados das simulações do algoritmo de estimação de estado harmônico em dois estudos de casos. No primeiro estudo de caso, simulou-se o estimador de estado harmônico numa rede de 13 barras do IEEE, enquanto que no segundo estudo de caso, o algoritmo de estimação de estado foi aplicado numa rede de distribuição de grande porte chamada de PD-05.

Em ambos estudos de casos, o algoritmo de estimação de estado harmônico foi capaz de determinar os valores dos fasores tensão e correntes harmônicas das rede de distribuição de forma confiável e exata, uma vez que os erros se mantiveram abaixo de 2%.

Além disso, a modelagem da não linearidade do núcleo dos transformadores provocou aumentos nos níveis de distorção harmônica de tensão e corrente devido a esse equipamento ter começado a injetar harmônicos na rede. Além disso, provocou sobrecargas no transformador pois a componente fundamental da corrente de magnetização aumentou significativamente à medida que o transformador operava na região de saturação.

Dessa forma, a utilização do modelo não linear de um transformador saturado é fundamental para o estimador de estado tanto na frequência fundamental quanto nas harmônicas.

Capítulo 5 - Considerações Finais

O presente trabalho apresentou uma metodologia de estimação de estado harmônio que é capaz de determinar o estado de uma rede de distribuição de energia para cada ordem harmônica assim como modelar a não linearidade de um transformador de distribuição.

Para isso, primeiramente, desenvolveu-se um modelo de transformador que inclui a não linearidade do núcleo de um transformador de tal forma a contabilizar a sua contribuição harmônica na rede elétrica.

A não linearidade do núcleo foi modelada por meio de um conjunto de fontes de corrente harmônicas controladas pela tensão na frequência fundamental do terminal do enrolamento primário do transformador, no qual a relação existente entre o corrente de magnetização de um transformador e a tensão nos terminais de seu enrolamento foi criada por meio da técnica denominada Modelo Aditivo Generalizado. A escolha dessa técnica de regressão semi-paramétrica permitiu modelar o transformador satisfatoriamente, uma vez que o modelo criado apresentou um fator de determinação em torno de 90%.

A modelagem da não linearidade do núcleo do transformador por meio da técnica de regressão semi-paramétrica resultou em uma redução do esforço computacional em relação aos modelos já propostos na literatura.

O algoritmo de estimação de estado harmônico foi modificado com o objetivo de possibilitar a fácil correção da corrente nos terminais de um transformar por meio da corrente de magnetização, o que motivou a considerar a corrente injetada com estado de uma rede elétrica.

O algoritmo de estimação de estado harmônico apresentou um desempenho satisfatório durante o processo de determinação dos fasores tensão e corrente, haja vista que os erros de estimação se mantiveram abaixo de 2%, para cada harmônico.

Além disso, a utilização do modelo de um transformador saturado pode aumentar significativamente o nível de distorção harmônica de tensão e corrente da rede elétrica, pois o mesmo passa a injetar harmônicos na mesma.

Além da injeção de harmônico provocado pelo transformador saturado, a saturação do seu núcleo pode provocar sobrecargas no transformador devido ao aumento significativo da componente fundamental da corrente magnetização, e, consequentemente, provocar perdas adicionais no mesmo.

De uma forma geral, o algoritmo de estimação de estado desenvolvido apresentou um bom desempenho, porém as demais funções devem ser melhor desenvolvidas. Dessa forma, como trabalho futuros, pode-se citar:

- Avaliar o desempenho do algoritmo de estimação de estado na presença de erros nas medições;
- Desenvolvimento de uma metodologia de detecção e identificação de erros grosseiros para o estimador de estado harmônico;
- Melhora a função Análise de observabilidade;
- Tornar o algoritmo de estimação de estado robusto em relação presença de erros grosseiros;
- Modelar os tapes de transformadores de forma discreta;

Referência Bibliográfica

- ABUR, Ali, EXPÓSITO, Antonio Gómez. ***Power System State Estimation: Theory and Implementation***. Marcel Dekker. 2004.
- ACHA, Enrique, MADRIGAL, Manuel. ***Computer Modelling and Analysis***. Wiley. 2002.
- AHMAD, Mukhtar. ***Power System State Estimation***. Artech House. 2013.
- ALMEIDA, C. F. M. KAGAN, N., SOUZA, T. P., MATSUO, N. M., DUARTE, S. X., NETO, A. Baldissin, SUEMATSU, A. K. ***Locating Power Quality Meters in Order to Peform Harmonic State Estimation***. 2012 International Conference on Harmonics an Quality of Power. 2012.
- ALMEIDA, Carlos Frederico M., KAGAN, Nelson. ***Harmonic State Estimation Through Optimal Monitoring Systems***. IEEE Transactions on Smart Grid. Vol 4, Nº 1. 2013.
- ALMEIDA, Carlos Frederico Meschini. ***Fontes Distribuídas de Harmônicos em Sistemas Elétricos de Potência***. Tese de Doutorado. São Paulo. 2012.
- ANEEL. ***Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica***. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica. 2018.
- AREFI, A., HAGHIFAM, M. R., FATHI, S. H., NIKNAM, T., OLAMAEI, J. ***A Novel Algorithm Based on Honey Bee Mating Optimization for Distribution Harmonic State Estimation Including Distributed Generators***. IEEE Power Tech Conference. 2009.
- AREFI, A., HAGHIFAM, M. R., FATHI, S. H. ***Distribution Harmonic State Estimation Based on a Modified PSO Considering Parameters Uncertainty***. 2011 IEEE Power Tech. 2011.
- ARRILLAGA, Jos, SMITH, Bruce C., WATSON, Neville R., WOOD, Alan R. ***Power System Harmonic Analysis***. John Wiley & Sons. 1997.
- ARRILLAGA, Jos, WATSON, Neville R. ***Power System Harmonics***. John Wiley & Sons. 2003.
- ARRILLAGA, J., WATSON, N. R. and CHEN, S. ***Power System Quality Assessment***. John Wiley & Sons, 2001. 300p.

- ARRUDA, Elcio Franklin de. ***Estimação de Estados de distorções Harmônicas em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando Estratégias Evolutivas***. Tese de Doutorado. São Paulo. 2008.
- ARRUDA, E. F., KAGAN, K. ***Estimação de Estados Harmônicos Usando Estratégias Evolutivas***. Sociedade Brasileira de Automática. 2008.
- ARRUDA, E. F., KAGAN, K, RIBEIRO, P. F. ***Three-phase Harmonic Distortion State Estimation Algorithm Based on Evolutionary Strategies***. Electric Power Systems Research. Elsevier. 2010.
- BAGGINI, Angelo. ***Handbook of Power Quality***. John Wiley & Sons, 2008. 618p.
- BREDA, J. F. D., VIEIRA, J. C. M., OLESKOVICZ, M. ***Three-Phase Harmonic State Estimation for Distribution Systems by Using he SVD Technique***. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2016.
- BAHABADI, H. Borhani, MIRZAEI, A., MOALLEM, M. ***Optimal Placement of Phasor Measurement Units for Harmonic State Estimation in Unbalanced Distribution System Using Genetic Algorithm***. 2011 International Conference on Systems Engineering. 2011.
- BEIDES, Husam M., HEYDT, G. T. ***Dynamic State Estimation of Power System Harmonics Using Kalman Filter Methodology***. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 6. Nº 4. 1991.
- CHANG, G., BURCH, R., HATZIADONIU, C., GRADY, M., LIU, Y., MARZ, M., ORTMAYER, T., RANADE, S., RIBEIRO, P., XU, W. ***Impact of Aggregate Linear Modeling on Harmonic Analysis: A Comparison of Common Practice and Analytical Models***. IEEE Transactions on power Delivery, VOL 18, NO. 2 April 2003.
- CHOQUE, J. L., RODAS, D., PADILHA-FELTRIN, A. ***Distribution Transformer Modeling for Application in Three-Phase Power Flow Algorithm***. IEEE Latin America Transactions, vol 7, no 2, June, 2009.
- DAS, J. C. ***Power System Analysis: Short-Circuit Load Flow and Harmonics***. Marcel Dekker Inc. 2002.
- D`ANTONA, G., MUSCAS, C., SULIS, S. ***State Estimation for the Localization of Harmonic Sources in Electric Distribution Systems***. IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference. 2008.

- D`ANTONA, G., MUSCAS, C., SULIS, S. ***State Estimation for the Localization of Harmonic Sources in Electric Distribution Systems***. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. Vol. 58. Nº 5. May. 2009.
- Distribution System Analysis Subommitee. IEEE 13 Node Test Feeder, 1992.
- DU, Z. P., ARRILLAGA, J., WATSON, N. ***Continuous Harmonic State Estimation of Power Systems***. IET Proceedings – Generation, Transmission and Distribution. Vol. 143. Nº 4. 1996.
- DU, Z. P., ARRILLAGA, J., WATSON, N, CHEN, S**.** ***Implementation of Harmonic State Estimation***. 8th International Conference on Harmonics and Quality of Power. 1998.
- DU, Z. P., ARRILLAGA, J., WATSON, N, CHEN, S. ***Identification of Harmonic Sources of Power System Using State Estimation***. IET Proceedings – Generation, Transmission and Distribution. Vol. 146. Nº 1. 1999.
- DUGAN, Roger C., MCGRANAGHAN, Mark F., SANTOSO, Surya, BEATY, H. Wayne. ***Electrical Power Systems Quality***. Second Edition. McGraw-Hill, 2004.
- ENERGY NETWORK ASSOCIATION. ***Planning Level for Harmonic Voltage Distortion and the Connection Non-linear Equipments To Transmission Systems and Distribution Networks in United Kingdom***. Engineering Recommendation G5/4-1. 2009.
- EN 50160:2008. ***Voltage Characteristic of Electricity Supplied by Public Distribution Networks***. 2008.
- EXPÓSITO, Antonio Gómez, CONEJO, Antonio J., CAÑIZARES, Claudio. ***Electric Energy Systems: Analysis and Operation***. CRC Pres. 2009.
- FERREYRA, D. M., SARMIENTO, A. C., REINERI, C. A. ***Harmonic State Estimation on a Radial Distribution System with Distributed Generation***. IEEE Latin America Transactions. Vol 11, Nº 1. 2013.
- FITZGERALD, A. E., KINGSLEY, C., UMANS, S. D. ***Máquinas Elétricas: Com Introdução à Eletrônica de Potência***. Bookman, 2006.
- FUCHS, Ewald F., MASOUM, Mohammad A. S., ***Power Quality in Power Systems and Electrical Machines***. Elsevier, 2008. 638p.
- HEYDT, G. T. ***Identification of Harmonic Sources bt State Estimation Technique***. IEEE Transction on Power Delivery. Vol 4, Nº 1, 1989.

- HOU, Shiying, XU, Zhixiang, LV, Houyu, JIANG, Zejia, WANG, Lingyi. ***Research into Harmonic State Estimation in Power System Based on PMU and SVD***. 2006 Conference on Power System Technology. 2006.
- HUANG, Sy-Ruen, CHUNG, Steven Chingyei, CHEN, Bing-Nan, CHEN, Yi-Hung. ***A Harmonic Model for the Nonlinearities of Single-Phase Transformer With Describing Functions***. IEEE Transctions on Power Delivery. Vol 18, Nº 3. 2003.
- IEEE. IEEE Recommended Practice Requirements form Harmonic Control in Electric Power Systems. 519 Standard. 2014.
- IEC 61000-3-6. ***Electromagnetic Compatibility (EMC), part 3-6: Limits – Assessment of Emission Limits for the Connection of distorting Installations to MV, HV and EHV Power Systems***, 2008.
- KANAO, Norikazu, YAMASHITA, Mitsunori, YANAGIDA, Hikoni, MIZUKAMI, Munehisa, HAYASHI, Yasuhiro, MATSUKI, Junya. ***Power System Harmonic Analysis Using State-Estimation Method for Japanese Field Data***. IEEE Transctions on Power Delivery. Vl 20, Nº 2. April. 2005.
- KERSTING, W. H. Distribution System Modeling and Analysis. 1rst Edition, CRC Press Taylor & Francis Group, New York, 2012.
- LIAO, Huaiwei. ***Power System Harmonic State Estimation via Sparsity Maximization***. IEEE Power Engineering Society General Meeting. 2006.
- LIAO, Huaiwei. ***Power System Harmonic State Estimation and Observability Analysis via Sparsity Maximization***. IEEE Transctions on Power Systems. Vol. 22, Nº 1. February. 2007.
- OKADA, Naotaka, YUKIHIRA, Kenji. ***Harmonic State Estimation in Distribution Network Based on Fifth Harmonic Current Characteristic***. International Conference on Harmonic and Quality of Power. 2014.
- ORTEGA, José María Maza, EXPÓSITO, Antonio Gómez, GARCÍA, Ángel L. Trigo, PAYÁN, Manuel Burgos. ***A State Estimation Approach to Harmonic Polluting Load Characterization in Distribution Systems***. IEEE Transctions o Power Systems. Vol 20, Nº 2. May. 2005.
- MAGAÑA, Rafael Cisneros, MEDINA, Aurelio, DINAVAHI, Venkata. ***Parallel Kalman Filter Based Time-Domain Harmonic State Estimation***. 2013 North American Power symposium. 2013.

- MATAIR, S. S. WATSON, N. R., WONG, K. P., PHAM, V. L., ARRILLAGA, J. ***Harmonic State Estimation: A Method for Remote Harmonic Assessment in a Deregulated Utility Network***. International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. 2000.
- MEDINA, A., MAGAÑA, R. Cisneros. ***Time-Domain Harmonic State Estimation Based on the Kalman Poincaré Map and Extrapolation to the Limit Cycle***. IET Generation, Transmission and Distribution. 2012.
- MELGOZA, J. Jesús Rico. ***Steady State Modelling of Non-linear Power Plant Components***. PhD Thesis. 1997.
- MELIOPOULOS, A. P. Sakis, ZHANG, Fan, ZELINGHER, Shalom. ***Power System Harmonic State Estimation***. IEEE Transction on Power Delivery. Vol 9. Nº 3. 1994.
- MOGHADASIAN, M., MOKHTARI, H., BALADI, A. ***Power System Harmonic State Estimation Using WLS and SVD: A Practical Approach***. 14th International Conference on Harmonics and Quality of Power. 2010
- MORENO, Ismael Molina, MEDINA, Aurelio, MAGAÑA, Rafael Cisneros. ***Experimental Time Domain Harmonic State Estimation Using Partial Measurements***. North American Power Symposium (NAPS 2014). 2014.
- MORENO, Ismael Molina, MEDINA, Aurelio, MAGAÑA, Rafael Cisneros. ANAYA-LARA, O. ***Time Domain Harmonic State Estimation in Unbalanced Power Networks Based in Optimal Number of Meters and the Principle of Half-Wave Symmetry***. IET Generation Transmission and Distribution. 2017.
- MUSCAS, Carlo, PILO, Fabrizio, PISANO, Giuditta, SULIS, Sara. ***Optimal Measurement Devices Allocation for Harmonic State Estimation Considering Parameters Uncertainty in Distribution Networks***. 9th International Conference in Electrical Power Quality and Utilization. 2007.
- NAJJAR, Maged, HEYDT, G. T. ***A Hybrid Nonlinear – Least Squares Estimation of Harmonic Signal Levels in Power systems***. IEEE Transction on Power Delivery. Vol 6. Nº 1. 1991.
- NGUYEN, H. T., YANG, J. J., CHOI, S. S. ***On Harmonic State Estimation and the Evaluation of Harmonic Power Contributions from Sources***. 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2010.

- PHAM, Van Long, WONG, Kit Po, WATSON, Neville, ARRILLAGA, Jos. ***Sub-Harmonic State Estimation in Power Systems***. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. 2000.
- PHAM, Van Long, WONG, Kit Po, WATSON, Neville, ARRILLAGA, Jos. ***A Method of Utilising Non-Source Measurements for Harmonic State Estimation***. Electric Power Systems Reasearch. 2000.
- RAD, Marjan Shafiee, MOKHTARI, Hossein, KARIMI, Houshang. ***A New Algorithm for Optimal Measurement Placement, Observability Analysis and Harmonic State Estimation in Power Systems***. 4^{th} Power Electronic, Drive Systems and Technologies Conference. 2013.
- RAKPENTHAI, Chawasak, UATRONGJIT, Sermsak, WATSON, Neville R., PREMRUDEEPREECHACHARN, Suttichai. ***On Harmonic State Estimation of Power System With Uncertain Network Parameters***. IEEE Transactions on Power Systems. 2013.
- RENADE, S. J., BONNER, A., GREBE, T., GUNTHER, E., HOPKINS, L., MARZ, M. B., MAHSEREDJIAN, J., MILLER, N. W., ORTMEYER T. H., RAAGOPALAN, V., RIBEIRO, P. F., SHPERING, B. R., SIMS, T. R., AND XU, W. ***Modeling And Simulation of the Propagation of Harmonics in electrical Power Networks***. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 11, No 1, January 1996.
- ROSA, Francisco C. De La. ***Harmonics and Power Systems***. CRC PRESS, 2006. 179p.
- SADIKU, Matthew. ***Elementos do Eletromagnetismo***. Bookman. 3ª Edição. 2000.
- SANKARAN, C. ***Power Quality***. CRC PRESS, 2002. 202p.
- SEPULCHRO, Walace N., ROCHA, Helder R. O., ENCARNAÇÃO, Lucas F. ***Utilização de Estratégias Evolutivas para Estimação de Estado Harmônico e do Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia***. Congresso Brasileiro de qualidade da Energia Elétrica. 2013.
- SILVA, Rogério Diogne Souza e. ***Análise e Definição de Índices de Ressonância Harmônica em Sistemas de Energia Elétrica***. 2004. Belém: Programa de pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, 2004, 97p. (Dissertação, Mestrado em Engenharia Elétrica).

- SHENGSUO, Niu, ZHIRUI, Liang, HAIFENG, Su, JUN, Gao. ***Power System Harmonic State Estimation Based on PMU and Ridge Estimation***. 2010 China International Conference on Electricity Distribution. 2010.
- SOARES, T. M., BEZERRA, U, B, TOSTES, M. E. L. ***Full-Observable Three-Phase State Estimation Algorithm Applied to Electric Distribution Grids***. Energies. 2019.
- TOSTES, Maria Emília de Lima. ***Avaliação dos Impactos Causados Pela Geração de Harmônios na Rede de Distribuição em Consumidores em Baixa Tensão***. 2003. Belém: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará, 2003, 184p. (Tese, Doutorado em Engenharia Elétrica).
- WATSON, N. R., ARRILLAGA, J., DU, Z. P. ***Modified Symbolic Observability for Harmonic State Estimation***. IEEE Proceedings – Generation, Transmission, Distribution. Vol 147. Nº 2. 2000.
- YU, K. K. C., WATSON, N. R. ***Influence of Transformer Configuration on Measurement Placement in Harmonic State Estimation***. International Conference on Power System Technology – POWERCON 2004. 2004.
- YU, Kent K. C., WATSON, N. R., ARRILLAGA, J. ***An Adaptive Kalman Filter for Dynamic Harmonic State Estimation and Harmonic Injection Tracking***. IEEE Transctions on Power Delivery. Vol. 20, Nº 2. April. 2005.
- YU, Kent K. C., WATSON, N. R., ARRILLAGA, J. ***Error Analysis in Static Harmonic State Estimation: A Statistical Approach***. IEEE Transctions on Power Delivery. Vol. 20. Nº 2. April. 2005.

APENDICE 1: REDE DE 13 BARRAS

A1.1. Dados das Configurações de Linhas Aéreas:

Config.	Phasing	Phase	Neutral	Spacing
		ACSR	ACSR	ID
601	B A C N	556,500 26/7	4/0 6/1	500
602	C A B N	4/0 6/1	4/0 6/1	500
603	C B N	1/0	1/0	505
604	A C N	1/0	1/0	505
605	C N	1/0	1/0	510

Fonte: Distribution System Analysis Subcommittee

A1.2. Dados das Configurações de Cabos:

Config.	Phasing	Cable	Neutral	Space ID
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Fonte: Distribution System Analysis Subcommittee

A1.3. Dados dos Segmentos de Linha:

Node A	Node B	Length(ft.)	Config.
632	645	500	603
632	633	500	602
633	634	0	XFM-1
645	646	300	603
650	632	2000	601
684	652	800	607
632	671	2000	601
671	684	300	604
671	680	1000	601
671	692	0	Switch
684	611	300	605
692	675	500	606

Fonte: Distribution System Analysis Subcommittee

A1.4. Dados Transformadores:

	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation:	5,000	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 – Gr.W	0.48 – Gr.W	1.1	2

Fonte: Distribution System Analysis Subcommittee

A1.5. Dados de Capacitores:

Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
675	200	200	200
611			100
Total	200	200	300

Fonte: Distribution System Analysis Subcommittee

A1.6. Cargas

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
634	Y-PQ	160	110	120	90	120	90
645	Y-PQ	0	0	170	125	0	0
646	D-Z	0	0	230	132	0	0
652	Y-Z	128	86	0	0	0	0
671	D-PQ	385	220	385	220	385	220
675	Y-PQ	485	190	68	60	290	212
692	D-I	0	0	0	0	170	151
611	Y-I	0	0	0	0	170	80
	TOTAL	1158	606	973	627	1135	753

Fonte: Distribution System Analysis Subcommittee

A1.7. Cargas Distribuídas

Node A	Node B	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-3
		Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Fonte: Distribution System Analysis Subcommittee