

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RODRIGO ROSA DA SILVA

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO NÚMERO DE MEDIDORES NA ESTIMAÇÃO DE
ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Porto Alegre

2022

RODRIGO ROSA DA SILVA

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO NÚMERO DE MEDIDORES NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Projeto de diplomação apresentado no Curso de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Maicon Jaderson Silveira Ramos

Porto Alegre

2022

RODRIGO ROSA DA SILVA

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DO NÚMERO DE MEDIDORES NA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Projeto de diplomação apresentado no Curso de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para graduação em Engenharia Elétrica.

Porto Alegre, 20 de outubro de 2022.

Banca examinadora:

Prof. Dr. Maicon Jaderson Silveira Ramos

Doutor pela Universidade Federal de Santa Maria, UFSM
Santa Maria, Brasil

Profa. Dra. Gladis Bordin

Doutora pela Universidade Federal Santa Catarina, UFSC
Florianópolis, Brasil

Profa. Dra. Bibiana Maitê Petry Ferraz

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, UFRGS
Porto Alegre, Brasil

AGRADECIMENTOS

Inicialmente quero agradecer meus pais, Antônio e Maria. Obrigado por todo apoio, ensinamentos, amor, carinho e educação. Vocês são os maiores bens da minha vida. A vocês dedico este trabalho e a vocês eu sou eternamente grato por tudo que eu sou.

A Deus, pelas companhias em momentos difíceis durante todo meu período de graduação. Por nunca me deixar parar de sonhar que estes dias chegariam e por nunca deixar que eu mesmo desacreditasse em mim.

Agradeço aos meus familiares por todo apoio que vocês me deram, principalmente vocês, meus irmãos, Ana Paula, Eduardo e Ana Cláudia. Amo vocês.

Agradeço meus amigos, pelas intermináveis conversas e companhias, e também a minha namorada, Andressa, por todo apoio que tu me dás. Amo vocês.

Agradeço também ao meu orientador Prof. Dr. Maicon Jaderson por toda sua atenção, paciência, ensinamentos e incentivos.

Por fim, agradeço a todos aqueles que fizeram com que eu chegasse nesse momento tão feliz da minha vida.

RESUMO

A análise, detecção, tratamento e o ajuste de medidas se tornaram pontos prioritários em estudos que visam o avanço de sistemas de controle em Sistemas Elétricos de Potência. Neste aspecto é sempre esperado o preparo de medidas preventivas, justamente para que problemas como mudanças nas condições de operação de carga não afetem os sistemas como um todo. Para uma análise prévia de operação e controle, o nível de segurança atual do sistema é requisitado, sendo o mesmo obtido através da aquisição de modelos da rede e a tensão complexa em todas as barras. Para isto, o Estimador de Estados é um ótimo recurso para controle e gerenciamento. Neste projeto de diplomação foi estudada a influência de medidores em resultados de estimação de estados em um sistema de distribuição de energia elétrica. O sistema de distribuição modelado neste projeto foi o alimentador de Média Tensão *IEEE 13 Node Test Feeder*. Foi realizada uma parametrização em um algoritmo de estimação de estados proveniente de um repositório *Distribution System State Estimator (DSSE)*, desenvolvido no software matemático MATLAB©. Foram propostos quatro casos para avaliação dos medidores, onde os três primeiros avaliaram a influência de adição de medidores na resposta estimada e no último caso, a variação da precisão do medidor em um nó determinado. Para os Casos 1, 2 e 3, a variação da média do erro relativo percentual em todas as fases da magnitude de tensão foi de 0,18%, 0,11% e 0,08%. Para o Caso 4, com cenários considerados de erro máximo de medidor de 90%, 60% e 30%, a média do erro relativo percentual foi 0,25% para o Caso 4A, 0,22% para Caso 4B e 0,16% para o Caso 4C.

Palavras-chave: Estimador de Estados. Sistemas de Distribuição. Medidores. Fluxo de Potência.

ABSTRACT

The analysis, detection, treatment, and adjustment of measurements have become priority points in which they aim to advance control systems in electrical power systems. In this aspect, the preparation of preventive measures is always expected, precisely so that problems such as changes in load operating conditions do not affect the systems as a whole. For a previous analysis of operation and control, the system's current security is requested, as obtained through the acquisition of models of the network and the complex voltage in all the buses. For this, the State Estimator is a great resource for control and management. This diploma project studied the influence of meters on state estimation results in an electric energy distribution system. The distribution system used in this project was the IEEE 13 Node Test Feeder medium voltage distribution network. A parameterization was performed in a state estimation algorithm from a Distribution System State Estimator (DSSE) repository, developed in MATLAB© mathematical software. Four cases were proposed to evaluate the meters, where the first three evaluated the influence of adding meters on the estimated response, and the last case, the variation of the meter precision in a given node. For Cases 1, 2 and 3, the average variation of the percentage relative error in all phases of the voltage magnitude was 0.18%, 0.11% and 0.08%. For Case 4, with scenarios considered with maximum meter error of 90%, 60% and 30%, the average percentage relative error was 0.25% for Case 4A, 0.22% for Case 4B and 0.16% for Case 4C.

Keywords: State Estimator. Distribution Systems. Meters. Power Flow.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Ilustração do sistema elétrico e seus principais seguimentos	14
Figura 2 - Diagrama unifilar de um alimentador trifásico.....	15
Figura 3 - Ações de controle através da estimação de estado.	18
Figura 4 - Pontos extraídos de um experimento físico e a melhor função hx	20
Figura 5 - Bloco esquemático de uma rede de energia sob um ataque cibernético.....	25
Figura 6 - Fluxograma dos processos da metodologia proposta.	26
Figura 7 - Modelo Pi.....	28
Figura 8 - Alimentador de 13 Nós da IEEE.	30
Figura 9 - Alimentador de 13 nós adaptado para simulações.....	31
Figura 10 - Diagrama com a localização do medidor no Caso 1.....	35
Figura 11 - Erro Relativo Percentual das tensões em cada nó do sistema para o Caso 1.....	36
Figura 12 - Erro Relativo Percentual dos ângulos em cada nó do sistema para o Caso 1.....	37
Figura 13 - Diagrama com a localização dos medidores no Caso 2.....	37
Figura 14 - Erro Relativo Percentual das tensões em cada nó do sistema para o Caso 2.....	39
Figura 15 - Erro Relativo Percentual dos ângulos em cada nó do sistema para o Caso 2.....	39
Figura 16 - Diagrama com a localização dos medidores no Caso 3.....	40
Figura 17 - Erro Relativo Percentual das tensões em cada nó do sistema para o Caso 3.....	41
Figura 18 - Erro Relativo Percentual dos ângulos em cada nó do sistema para o Caso 3.....	42
Figura 19 - Medidor localizado no nó 632 para avaliação do Caso 4	43
Figura 20 - Erros relativos para Cenário 4A.....	44
Figura 21 - Erros relativos para Cenário 4B.....	46
Figura 22 - Erros relativos para Cenário 4C.....	47

LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Tipos de precisão de medidores para análise do estudo de caso.	32
Quadro 2. Grupos de Erros Máximos para cada medidor.	33

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de referência obtidos do fluxo de carga.	34
Tabela 2 - Resultado estimado em todos os nós e fases para o Caso 1.	35
Tabela 3 - Desvio padrão dos resultados para $n = 5$	36
Tabela 4 - Resultado estimado em todos os nós e fases para o Caso 2.	38
Tabela 5 - Desvio padrão dos resultados para $n = 5$	38
Tabela 6 - Resultado estimado em todos os nós e fases para o Caso 3.	40
Tabela 7 - Desvio padrão dos resultados para $n = 5$	41
Tabela 8 - Valores de erro máximo e resultado das médias dos erros para cada nó e fase.	43
Tabela 9 - Resultado estimado para o Cenário 4A.	43
Tabela 10 - Desvio Padrão para o Cenário 4A.	44
Tabela 11 - Resultado estimado para o Cenário 4B.	45
Tabela 12 - Desvio Padrão para o Cenário 4B.	45
Tabela 13 - Resultado estimado para o Cenário 4C.	46
Tabela 14 - Desvio Padrão para o Cenário 4C.	47
Tabela 15 - Resultados do estudo de caso.	48
Tabela 16 - Diferenças entre os valores dos resultados dos Casos 1, 2 e 3.	48
Tabela 17 - Diferenças entre os valores dos resultados do Caso 4.	49

LISTA DE ABREVIATURAS

DP	Desvio Padrão
EESEP	Estimação de Estados em Sistemas Elétricos de Potência
EG	Erro Grosseiro
EMS	Sistema de Gerenciamento de Energia (<i>Energy Management System</i>)
ERP	Erro Relativo Percentual
GPS	Sistema de Posicionamento Global (<i>Global Positioning System</i>)
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>)
M	Média
PMU	Unidade de Medição Fasorial (<i>Phasor Measurement Unit</i>)
RAD	Radianos
SCADA	Supervisão de Controle e Aquisição de Dados (<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>)
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistema de Potência
UC	Unidade Consumidora
V	Volts
W	Watts
WLS	Método de Mínimos Quadrados Ponderados (<i>Weighted Least Squares</i>)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 OBJETIVO DO PROJETO	13
1.2 ESTRUTURA DO PROJETO	13
2 REFERENCIAL TEÓRICO	14
2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	14
2.2 ESTIMAÇÃO DE ESTADO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	17
2.2.1 Modelo Matemático do Estimador de Estados	19
2.2.2 Aplicações de Estimações de Estado em Sistemas Elétricos	23
3 METODOLOGIA.....	26
4 ESTUDO DE CASO	30
5 RESULTADOS	34
5.1 CASO 1	35
5.2 CASO 2	37
5.3 CASO 3	40
5.4 CASO 4	42
5.4.1 Cenário 4A.....	43
5.4.2 Cenário 4B.....	45
5.4.3 Cenário 4C.....	46
5.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	48
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	50
5.1 RESULTADOS	50
5.2 CONCLUSÃO	50
5.3 PESQUISAS FUTURAS	51
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	52
ANEXO A – ALIMENTADOR DE TESTES DE 13 NÓS DA IEEE	56

1 INTRODUÇÃO

A supervisão e o controle em tempo real de um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) são conceitos cada vez mais presentes em uma operação e análise de segurança do sistema. Redes elétricas de distribuição precisam adequar-se à recente tendência de uma constante inserção de geradores distribuídos, avanço de redes inteligentes, veículos elétricos, bancos de capacitores e até mesmo a falta de condições de monitoramento. Conforme Gonzaga Junior (2020), além dessas novas tendências, requisitos rigorosos perante à qualidade da energia e também a confiabilidade do sistema, trazem uma necessidade do desenvolvimento de novas técnicas, ferramentas e conceitos para uma otimização do gerenciamento e controle de redes de distribuição.

Neste contexto, efetivas técnicas de supervisão e controle em tempo real são prioridades, visando uma melhoria nas previsões de crescimento da demanda, juntamente com uma operação do sistema. Estes requisitos e a determinação do nível atual de segurança do sistema, são controladas pelas funções de economia e segurança do Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS - *Energy Management System*), onde, segundo Monticelli (1999), as funções têm em comum a necessidade de conhecer o ponto de operação de um instante de tempo, sendo possível conhecer o mesmo pela aquisição dos modelos da rede e as tensões complexas em todas as barras.

Ismail Neto (2017) cita que sistemas de transmissão apresentam um grande número de medidores instalados, aumentando assim a redundância da rede, e conseqüentemente, aumentando a qualidade nos resultados de medição e estimação. Porém, em sistemas de distribuição, o número de medidores é limitado devido ao tamanho físico do sistema. Conforme Kempner (2012), apesar do grau de precisão aumentar com um maior número de medidores presentes na rede, o custo de compra, operação e manutenção dos equipamentos instalados em uma grande parte do sistema de distribuição apresentam-se inviáveis em termos econômicos. Com isso, foi necessário desenvolver novas técnicas e estudos para realizar uma aproximação do estado atual de uma rede de distribuição independentemente da razão entre o número de medidores e o número de barras de um sistema.

Neste contexto, e visando melhorar erros de medição e falhas na comunicação dos dados disponibilizados pelos medidores em direção ao sistema de supervisão, controle e aquisição de dados (SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*), foi, então, necessário implantar um conceito de Estimação de Estados em Sistemas Elétricos de Potência (EESep) (SCHWEPPE; WILDES, 1970). O principal objetivo de um estimador de estados é estimar os

fases de tensão em todas as barras, num único vetor, sendo este conjunto designado como vetor de estado (ABUR; EXPOSITO, 2004).

Em uma operação padrão de monitoramento de um sistema, há uma quantidade baixa de informações disponíveis em tempo real com elevada insuficiência de pontos de medição em tempo real ao longo dos seus alimentadores, dificultando a implementação de ferramentas para avaliação da segurança operacional das redes. Conforme Zimmer & Franco Junior (2014), as concessionárias de energia elétrica têm grande interesse em reduzir índices interrupções do sistema, investindo em sistemas modernos de controle em redes de distribuição, instalando equipamentos como medidores e dispositivos inteligentes. Em Baran *et al.* (2009), os autores já traziam esta percepção do aumento de monitoramento das redes visando uma melhora na qualidade e confiabilidade do serviço.

Alguns métodos tradicionais de fluxo de carga podem ser usados para estimar um estado do sistema, como por exemplo métodos orientados a ramos, como o método escalonado, soma das correntes e soma das potências, onde, segundo Pizzali (2003), estes métodos apresentam melhores características de convergência, diferentemente de alguns métodos tradicionais (voltados para os sistemas de transmissão) utilizados em sistemas de distribuição. Em Monticelli (1983) é citado não existem diferenças entre as equações utilizadas nos problemas de estimação de estados e fluxo de carga, diferenciando apenas pelo fato de que, segundo Schweppe & Wildes (1970), o próprio estimador de estados tem a capacidade de conter e filtrar pequenos erros de medições, também detectando e identificando erros grosseiros, sendo capaz também de preencher medições indisponíveis devido a falhas no sistema de telemetria de uma medição.

Dito isto, a estimação de estado é um meio de complementar o fluxo de potência, integrando as estimativas obtidas pela estimação, juntamente com as medidas em tempo real disponíveis. Segundo Wang & Schulz (2004), devido a quantidade limitada dessas medições em tempo real, torna-se necessário o uso de pseudomedidas obtidas a partir de dados históricos de demanda e também de previsão de carga. Porém, para que estes estudos apresentem uma boa representação da realidade, é necessário que os sistemas de distribuição sejam modelados de forma com que consigam representar os fenômenos e características que nele ocorrem.

Também é necessário que seja avaliado o quanto a precisão e o número de medidores instalados em uma rede, podem influenciar para resultados de estimativas de um estado atual do sistema, buscando obter resultados que traga uma maior confiabilidade na exatidão das medidas coletadas, sem que haja a necessidade de instalação de um alto número de medidores no sistema, o que poderia não ser eficaz economicamente, como também, o sistema de aquisição

dos dados seja mais suscetível a riscos e falhas, causando uma inconformidade das medidas ou medições portadoras de erros grosseiros.

1.1 OBJETIVO DO PROJETO

Este projeto de diplomação está relacionado à análise de um estimador de estados em um sistema de distribuição energia elétrica, onde o principal objetivo é analisar diferentes situações na localização de medidores em sistema de distribuição, e como a precisão de medições provenientes dos mesmos podem influenciar em resultados de um estimador de estado. Para isto, um algoritmo de estimação de estado foi parametrizado na ferramenta MATLAB®, onde são feitas diversas análises na rede teste de distribuição escolhida, estudando o comportamento do estimador através da adição de medidores e a alternância entre as precisões dos mesmos.

1.2 ESTRUTURA DO PROJETO

Este projeto de diplomação, incluindo este Capítulo de introdução à Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição, está organizado em 5 Capítulos, descritos a seguir.

- O Capítulo 2 é composto por um referencial teórico, mostrando as características de um sistema de distribuição, além da abordagem do problema de estimação de estados, sendo evidenciado sua operacionalidade em um sistema de segurança, a formulação matemática de um estimador, como também as aplicações de estimação de estado em outros problemas de uma rede de energia elétrica.
- No Capítulo 3 é descrito a metodologia utilizada neste projeto. Mostrando os passos para a construção da análise, desde a escolha de uma rede teste, até a escolha das métricas estatísticas usadas para análise dos resultados de estimação.
- No Capítulo 4 é apresentado o estudo de caso, com a definição do sistema teste, a definição dos casos propostos, e valores de erros para os medidores.
- No Capítulo 5 são apresentados os resultados dos casos propostos e uma análise geral dos resultados de cada caso.
- Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões gerais deste projeto, como também alguns trabalhos futuros que podem complementar este Projeto de Diplomação.

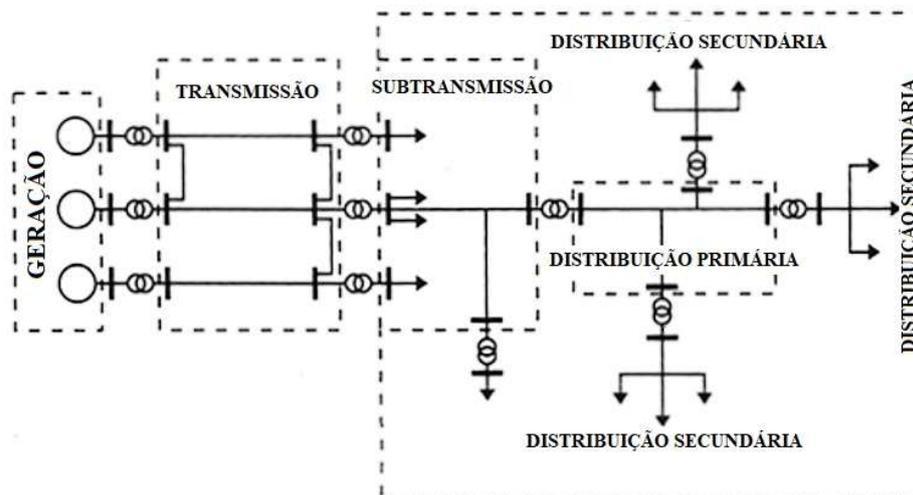
2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo aborda primeiramente as definições e características dos sistemas de distribuição de energia elétrica, peça fundamental para aplicação da metodologia deste projeto. Neste referencial são apresentados onde os SDEE estão conceituados dentro do sistema elétrico de potência, e são apresentados os principais componentes de um alimentador primário. Também é apresentado o conceito de Estimação de Estados, além de sua importância para o planejamento e operação do sistema, a explicação por meio de expressões matemáticas para o cálculo de estimação e por fim, suas aplicações e benefícios para as redes de energia elétricas.

2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de distribuição de energia elétrica é um conjunto importante para o fluxo da energia no sistema de potência como um todo, sendo responsável por conectar os sistemas de geração e transmissão aos consumidores. A Figura 1 mostra como o sistema elétrico é dividido em três grandes blocos: geração, transmissão e distribuição. Segundo Kagan (2005), o sistema de distribuição pode ser subdividido em cinco partes: sistema de subtransmissão, sistema de distribuição primária, redes de distribuição secundária, subestações de distribuição e estações transformadoras.

Figura 1 - Ilustração do sistema elétrico e seus principais seguimentos



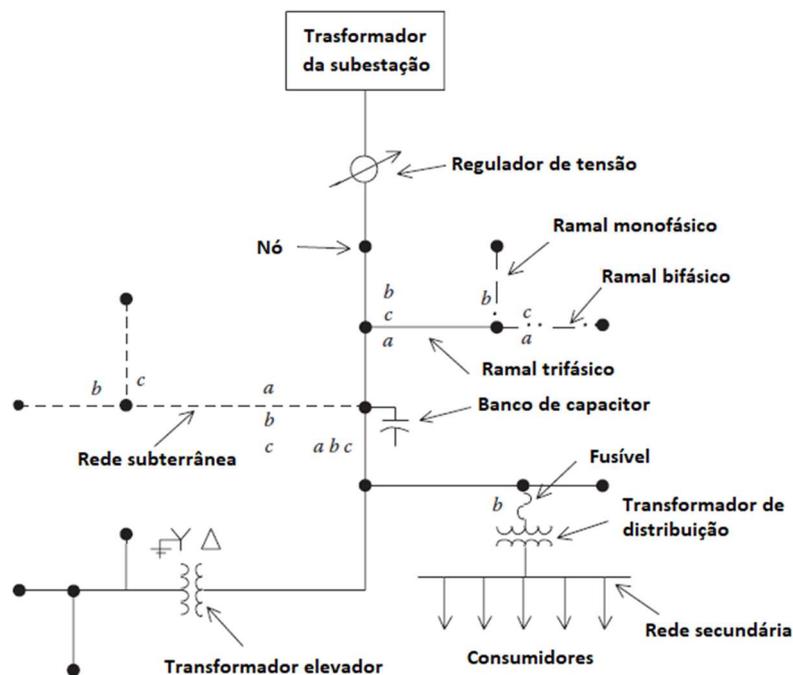
Fonte: Adaptado de Kagan, 2005.

O sistema de subtransmissão é responsável por conectar as subestações de transmissão com as subestações de distribuição. Os sistemas de subtransmissão operam tipicamente nas tensões de 69 kV, 88 kV e 138 kV (ANEEL, 2013). Através das subestações de distribuição, a tensão do sistema de subtransmissão é transformada para níveis compatíveis com o sistema de

distribuição primário, sendo este geralmente operado nas tensões de 13,8 kV, 23 kV e 34,5 kV. Cada subestação de distribuição poderá servir um ou mais sistemas de distribuição primários ou também chamados de alimentadores primários. Os alimentadores são geralmente considerados como uma topologia radial (sistemas aéreos), não sendo comum operação em anel ou em malha. Em Short (2004), é mencionado que grande parte das redes de distribuição são operadas pela configuração radial, sendo esta topologia caracterizada por ter um único sentido para o fluxo de corrente. Os transformadores de distribuição são responsáveis por rebaixar a tensão, alimentando então as linhas secundárias de distribuição com valores nominais, segundo Gonen (2012), operam com valores nominais de 120 a 480 V. No Brasil, segundo Kagan *et al.* (2010), os valores nominais de tensão nas linhas secundárias de 220/127 V e 380/220 V. Neste projeto de diplomação, o foco é em sistemas de distribuição aérea com topologia radial.

Um diagrama unifilar de um alimentador trifásico é exemplificado na Figura 2. É possível notar que cada linha tem sua própria característica, como seção, número de fases, comprimento, ou tipo de material. Os pontos de conexão das linhas de um alimentador são definidos como *nós*.

Figura 2 - Diagrama unifilar de um alimentador trifásico.



Fonte: Adaptado de Kersting, 2012.

Ainda sobre a Figura 2, é possível notar diferentes componentes presentes dentro de um alimentador, sendo apresentados a seguir:

- rede primária trifásica principal;
- ramais laterais monofásicos, bifásicos ou trifásicos;

- reguladores de tensão;
- transformadores de tensão;
- banco de capacitores;
- transformadores de distribuição;
- redes secundárias;
- cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas;

Os alimentadores possuem uma rede primária trifásica, também chamada como tronco do alimentador, onde, conforme Ferreira (2012), geralmente apresentam uma configuração trifásica, com condutores de maior seção do restante dos circuitos do sistema. Os ramais laterais são circuitos que derivam da rede primária do alimentador. Estes ramais laterais podem possuir sub-ramais, sendo estes também considerados monofásicos, bifásicos ou trifásicos

É possível analisar alguns componentes principais para a composição de um sistema de distribuição para uma análise de fluxo de carga ou uma estimação de estado:

- (i) Transformadores de Distribuição: função de conectar a Média Tensão com a Baixa Tensão;
- (ii) Ramal de Ligação: conjunto de condutores que ligam a rede de distribuição secundária até as unidades consumidoras (UC);
- (iii) Medidores de Energia em Baixa Tensão: usualmente instalados dentro de caixas de medições para registrar o consumo de energia elétrica ativa ou reativa de uma UC;
- (iv) Chaves Seccionadoras: Estas chaves são colocadas na posição “normalmente aberta”, sendo possível manobrá-las, se houver a possibilidade de isolar o trecho em que a falta foi identificada, com intuito de restabelecer o fornecimento de energia para os consumidores alimentados por este trecho. Esta prática melhora a confiabilidade do sistema, pois reduz a duração das interrupções do mesmo. Além disso, os alimentadores podem ser provenientes de uma única subestação ou de subestações distintas, tornando possível o restabelecimento das situações de emergência, sendo causadas também por falhas em subestações (GÖNEN, 2008);
- (v) Chaves Fusíveis: são considerados dispositivos de proteção, com a finalidade de proteger o alimentador secundário, isolando eletricamente e automaticamente uma parte da rede que contenha alguma falta ou falha, em um tempo consideravelmente pequeno;

- (vi) Unidades Consumidoras: também são chamados de consumidores, sendo o destino final da energia elétrica. Este é caracterizado pela entrega da energia elétrica em um medidor de energia individualizado.

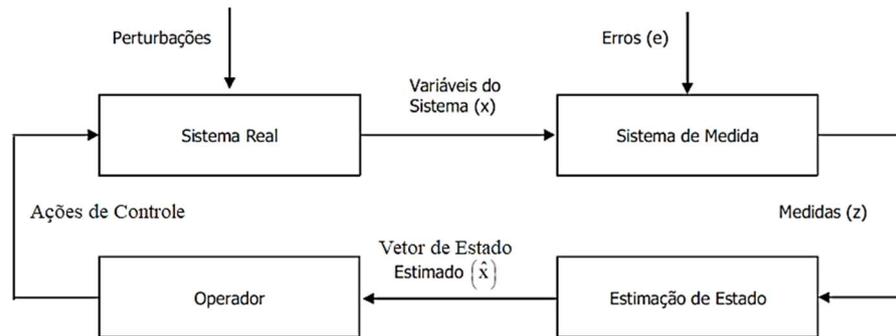
2.2 ESTIMAÇÃO DE ESTADO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Em Monticelli (1999), para classificar o nível de segurança atual de um sistema elétrico, e qual ação de controle a ser tomada, as funções, tanto de economia como em segurança do Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS – *Energy Management System*) são escolhidas, tendo em comum em ambas, a necessidade de conhecer o ponto de operação num dado instante de tempo. Para obter o ponto de operação é preciso que o modelo da rede e as tensões complexas em todas as barras dos sistemas sejam conhecidas.

Visando melhorar erros de medição e falhas na comunicação dos dados disponibilizados pelos medidores em direção ao sistema de supervisão, controle e aquisição de dados (SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*), o conceito de estimação de estado em sistemas elétricos de potência foi proposto. (SCHWEPPE; WILDES, 1970). O objetivo e a principal função de um estimador de estado é estimar o vetor de estados com os fasores de tensão em todas as barras em um sistema de potência (SEP). Este também pode ser definido, segundo Schweppe & Wildes (1970), como um algoritmo de processamento de dados, capaz de capturar medidas consideradas ineficazes e também outras informações sobre o próprio sistema em si, e resultar numa estimação do estado atual do sistema, isto é, mostrar medidas esclarecedoras sobre a tensão e ângulo de cada barra em um vetor de estados.

Segundo Carvalho (1994), devido as características dinâmicas de um sistema elétrico, o mesmo está constantemente sofrendo alterações do seu estado, como por exemplo, uma desconexão imprevista de algum componente ou algum tipo de perturbação do sistema, mostrando uma necessidade de um monitoramento constante através de um sistema de leitura de dados, com o objetivo de conhecer o melhor e mais preciso estado do sistema. A Figura 3 ilustra como um estimador de estado está inserido numa cadeia de coleta de dados e decisões de um sistema elétrico. A estimação de estados recebe medições de uma infraestrutura de coleta de dados referentes a um sistema analisado, e transforma essas medições em um resultado de estimação da própria rede, fazendo com que o operador do sistema se beneficie dessas informações para fazer controle, gerenciamento e então a executar decisões de operação do sistema.

Figura 3 - Ações de controle através da estimação de estado.



Fonte: Adaptado de Pereira, 2018.

Além do sistema SCADA, outros sistemas de obtenção de medidas são utilizados, como por exemplo o sistema de Unidades de Medição Fasorial, também conhecidas como PMUs (*Phasor Measurement Units*). Segundo Freitas (1995), as PMUs realizam a medição de grandezas fasoriais em instalações distantes geograficamente, sendo possível essa sincronização através do sistema GPS (*Global Positioning System*). Com esta característica de extrair medições em locais de difícil acesso, aliado com as necessidades tecnológicas atuais, faz com o sistema PMUs seja amplamente usado para monitoramento e controle. Com as unidades de medições sincronizadas é possível medir fasores de tensão trifásicos sincronizados nos nós e os fasores de corrente dos ramos conectados.

É possível definir quatro etapas principais no processo de estimação de estado (ABUR; EXPOSITO, 2004; MONTICELLI, 1999):

- Processamento da topologia;
- Observabilidade;
- Estimação de estado;
- Correção de erros grosseiros.

Na etapa do processamento da topologia, é informado o nível de representação física do sistema. Então, o processador topológico recebe medidas lógicas e informações referentes ao tipo e a localização de medidores presentes dentro do sistema, sendo assim capaz de determinar a topologia e a configuração dos medidores. Partindo para a segunda etapa, na observabilidade, é verificado, a partir do modelo obtido na etapa anterior, se é possível determinar todas tensões complexas nas barras presentes no sistema. Se for possível, o sistema é considerado como observável, do contrário, é verificado se existe a possibilidade deste problema ser contornado com a adição de pseudomedidas e com medições feitas em tempo real. Já no processo de estimação de estado, é onde se obtém o vetor de estados do sistema observado. Este é feito com o conjunto de medidas disponíveis com os parâmetros e a topologia de rede. Por fim, na última

etapa está o processamento de erros grosseiros. Se for identificada uma medida com um erro grosseiro (EG), esta medida é descartada e o processo de estimação do estado é feito novamente. Isto é feito porque uma medida portadora de um EG, pode levar a estimação de estado à não convergência.

É possível classificar os tipos de medidas que serão introduzidas ao estimador de estado. Segundo Clements *et al.* (1983), as medidas envolvidas neste processo são: Medidas lógicas, medidas analógicas, medidas virtuais e pseudomedidas.

As medidas lógicas podem ser classificadas em estados de disjuntores ou interruptores, sendo realizadas continuamente, permitindo o conhecimento pelo processador da topologia para então realizar a configuração da rede. As medidas analógicas, por sua vez, são medições de potência ativa e reativa, potência injetada e magnitude de tensão. Já as medidas virtuais são todas as medidas de injeção de potência nula em barras do sistema, isto é, barramentos sem produção e sem carga. Por fim, as pseudomedidas, provém de dados históricos, previsões ou cálculos estatísticos. Podem ser consideradas como pseudomedidas previsões de carga a curto prazo, repartição das cargas pelos geradores, nível de tensão em geradores, cargas constantes ao longo do dia e outras barras controladas (SCHWEPPE; WILDES, 1970) (MONTICELLI, 1999).

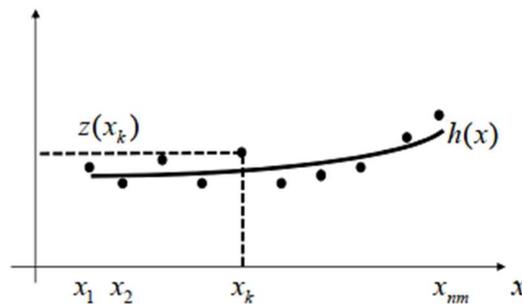
Em geral, as medições analógicas coletadas do sistema têm desvios padrões considerados baixos, sendo avaliados a partir de especificações dos dispositivos presentes no sistema, garantindo, então, uma alta confiabilidade. Enquanto as pseudomedidas, que são tipicamente baseadas em informações históricas, e que podem ser afetadas significativamente por flutuações, erros de medições ou má calibração, são atribuídas com um desvio padrão mais alto para representar uma baixa confiança para as quantidades definidas. As pseudomedidas podem ser retiradas de estudos de fluxo de carga, a partir de séries temporais semanais ou mensais, sendo representada principalmente pelas potências consumidas ou nominais das cargas (MUSCAS *et al.*, 2014).

2.2.1 Modelo Matemático do Estimador de Estados

Segundo Muscas *et al.* (2014) sistemas de distribuição podem apresentar um sistema considerado fortemente desbalanceado, além também das cargas serem frequentemente conectadas em nós únicos como as cargas pontuais, ou também entre dois nós, como as cargas distribuídas. Os estimadores que apenas utilizam um modelo de sequência positiva, utilizado principalmente em sistemas de transmissão, se usados para os sistemas de distribuição, correm

o risco de desempenhar com uma simplificação excessiva. Com isso, a modelagem trifásica para o estimador de estados de Mínimos Quadrados Ponderados (WLS – *Weighted Least Squares*) é necessária para resolver problemas de estimação em sistemas onde tais hipóteses simplificadas de um modelo monofásico equivalente não são inteiramente confiáveis. Segundo Braunstein (2016), o método de mínimos quadrados ponderados busca parâmetros de uma função $h(x)$ que sirva e ajuste de melhor forma ao um conjunto de pontos extraídos de algum experimento físico. Este detalhe da função $h(x)$ e os pontos a sua volta estão ilustrados na Figura 4.

Figura 4 - Pontos extraídos de um experimento físico e a melhor função $h(x)$.



Fonte: Braunstein, (2016).

É possível assumir uma hipótese de que a variação da carga nos barramentos sofre poucas alterações, se modificando muito lentamente de estado. Neste sentido, é possível, conhecendo as tensões nodais em todos os barramentos, modelar a rede de forma estática, sem depender da variância do tempo. O vetor de estados do sistema estimado, considerado por \bar{x} , é composto por valores das magnitudes de tensão e os respectivos ângulos de fase nos barramentos. Para uma modelização inicial, o vetor de estado \bar{x} é apresentado em coordenadas polares expresso por:

$$x = [\theta_2, \theta_3, \dots, \theta_n, V_1, V_2, \dots, V_n]^T \quad (2.1)$$

A tensão V_1 é considerada com o ângulo $\theta_1 = 0$, sendo este barramento o valor referencial para os ângulos de fase. A dimensão do vetor \bar{x} é igual a $2N - 1 = n$. Onde N é o número de barramentos do sistema. Também é possível representar o vetor \bar{z} de dimensão m por:

$$z = [P_i, \dots, Q_i, \dots, P_{ij}, \dots, Q_{ij}, \dots, V_i, \dots]^T \quad (2.2)$$

onde P_i e Q_i representam a potência ativa e reativa injetadas nos barramentos, P_{ij} e Q_{ij} representam os fluxos de potência ativas e reativas nas linhas, e por fim, V_i representa os módulos de tensão nos barramentos.

A solução da estimação de estado é frequentemente obtida através de uma aproximação por método do WLS. Desta forma, as medidas podem ser expressas em função do vetor de estados do sistema, conforme a expressão a seguir:

$$\bar{z} = \bar{h}(\bar{x}) + \bar{e} \quad (2.3)$$

onde:

\bar{z} é o vetor de medidas de potências, fluxo e tensão nos barramentos retiradas da rede e, também, das pseudomedidas escolhidas;

\bar{h} representa uma função de medição não linear que relacionam as quantidades medidas às variáveis de estado \bar{x} ;

\bar{x} é o vetor de estados estimados das variáveis;

\bar{e} é o vetor de variáveis aleatórias que expressam o erro das medidas, e também é composto por variáveis gaussianas independentes de média zero, com a matriz de covariância $\Sigma z = \text{diag}\{\sigma_{z_1}^2, \dots, \sigma_{z_n}^2\}$.

Em Muscas *et al.* (2014), o termo σ_{zi} é o desvio padrão da i-ésima medida, obtida como um terço de erro máximo (considerando uma distribuição gaussiana, um terço do erro máximo corresponde aproximadamente ao desvio padrão).

Conforme mencionado anteriormente, um método possível para obter um sistema com base nas grandezas medidas de uma rede, é o método de aproximação clássico que tem como base o WLS. Este método é capaz de diferenciar os tipos de medidas usadas, atribuindo pesos a essas medidas, considerando assim o grau de confiança das mesmas. O modelo expandido correspondente entre o vetor das medidas \bar{z} , e o vetor de estados \bar{x} , encontrado na expressão (2.3), podendo ser atualizado na expressão seguinte:

$$\bar{z} = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = \bar{h}(\bar{x}) + \bar{e} \quad (2.4)$$

Segundo Moraes (2009), para lidar com o problema de precisões distintas, que pode ser causada por medidas provenientes de instrumentos de medições não similares entre si, é importante que o processo de ajuste dos resíduos de uma medida seja ponderado, isto é, que seja associado um peso a ele correspondente à qualidade da medida. Para estimar uma boa qualidade de medida, a variância da mesma pode ser usada. Dada por σ^2 , quanto menor o seu valor, melhor a qualidade da medição. Portanto, define-se uma matriz \bar{W} , que é definida e chamada de matriz de ponderação, onde os elementos são dados pelo inverso da variância medida, conforme:

$$W_{ii} = \frac{1}{\sigma^2} \quad (2.5)$$

Com essa equação, medidas mais precisas recebem valores mais altos, ou seja, com poucas variâncias. Já para medidas com uma maior variância, o peso considerado é baixo. Portanto, na estimação de estado a estimativa de \bar{x} escolhida é aquela que minimiza a soma ponderada dos quadrados dos resíduos, sendo o peso considerado como o inverso da variância de cada medida. Portanto, é definido o resíduo r_i de uma medida em função de z_i :

$$r_i = z_i - h_i(\bar{x}) \quad (2.6)$$

A seguir está escrito o problema de otimização em função dos elementos do resíduo r_i , dado em (2.6) e da matriz ponderação W_{ii} dado em (2.5).

$$\min \sum_{i=1}^m W_{ii} r_i^2 \quad (2.7)$$

Um problema de WLS é representado pela expressão (2.7), pois esta representa a minimização do quadro dos resíduos das medidas (r^2) ponderadas de acordo com o peso da medida (W). A expressão (2.7) pode ser reescrita na sua forma matricial:

$$J(\bar{x}) = [\bar{z} - h(\bar{x})]^T \bar{W} [\bar{z} - \bar{h}(\bar{x})] \quad (2.8)$$

A seguir está a condição de otimalidade de primeira ordem que deve ser satisfeita para atender o problema de WLS para \bar{x} :

$$g(\bar{x}) = \frac{\delta J(\bar{x})}{\delta(\bar{x})} = 0 \rightarrow -\bar{H}^T(\bar{x}) \bar{H} [\bar{z} - \bar{h}(\bar{x})] = 0 \quad (2.9)$$

O vetor $\bar{h}(\bar{x})$ tem sua matriz jacobiana dada por $\bar{H}(\bar{x})$ com dimensão $m \times n$, onde m é definido pelo número de funções não lineares de $\bar{h}(\bar{x})$ e n é definido pela quantidade de medidas estimadas.

$$\bar{H}(\bar{x}) = \frac{\partial \bar{h}(\bar{x})}{\partial \bar{x}} \quad (2.10)$$

Trazendo a expansão em série de Taylor de $g(\bar{x})$ em torno do estado de \bar{x} :

$$g(\bar{x}) = g(\bar{x}_k) + \bar{G}(\bar{x}_k)(\bar{x} - \bar{x}_k) + \dots = 0 \quad (2.11)$$

Com isso, é possível chegar à solução iterativa do método de Gauss-Newton, desprezando os termos de segunda ordem em diante:

$$\bar{x}_{k+1} = \bar{x}_k - \bar{G}(\bar{x}_k)^{-1} g(\bar{x}_k) \quad (2.12)$$

onde k é o índice de iteração e \bar{x}_k é o vetor de estado na iteração k ; $\bar{G}(\bar{x}_k)$ e $g(\bar{x}_k)$ são descritos pelas expressões (2.13) e (2.14):

$$\bar{G}(\bar{x}_k) = \frac{\delta g(\bar{x}_k)}{\delta(\bar{x})} = -\bar{H}^T(\bar{x}_k) \bar{W} \bar{H}(\bar{x}_k) \quad (2.13)$$

$$g(\bar{x}_k) = -\bar{H}^T(\bar{x}_k)\bar{W}[\bar{z} - \bar{h}(\bar{x}_k)] \quad (2.14)$$

onde $\bar{G}(\bar{x}_k)$ é considerada a matriz Jacobiana de $g(\bar{x}_k)$, sendo chamada de matriz ganho. É possível reescrever a equação (2.11) como:

$$\bar{x}_{k+1} = \bar{x}_k + \Delta\bar{x}_k \quad (2.15)$$

Manipulando as equações (2.9), (2.10), (2.12) e (2.1), é possível obter a expressão para a Equação Normal de Gauss:

$$\bar{G}(\bar{x}_k)\Delta\bar{x}_k = \bar{H}^T(\bar{x}_k)\bar{W}\Delta\bar{z}_k \quad (2.16)$$

onde: $\Delta\bar{z}_k = \bar{z} - \bar{h}(\bar{x}_k)$.

O processo iterativo tem como critério de parada a seguinte expressão:

$$\max|\Delta\bar{x}_k| \leq \tau \quad (2.17)$$

onde τ representa uma tolerância pré-estabelecida, sendo os valores disponíveis entre uma faixa de 10^{-3} a 10^{-6} (p.u.) para magnitude de tensão e 10^{-3} a 10^{-6} (rad) para os ângulos de fase (ABUR; GÓMEZ-EXPÓSITO, 2004). Neste sentido, o processo iterativo da equação normal continua, de acordo com a expressão em (2.15), se qualquer um dos elementos do vetor $\Delta\bar{x}_k$, em valores absolutos, for maior que τ . Se todos os módulos das variações das variáveis de estado que determinam o vetor $\Delta\bar{x}_k$ forem ou iguais, ou menor que a tolerância especificada, quer dizer que o método proposto convergiu, resultando que a solução do problema linearizado é dado pelo vetor de estado estimado \bar{x}_k .

. 2.2.2 Aplicações de Estimações de Estado em Sistemas Elétricos

Conforme Carvalho (1999), são definidos quatro aspectos fundamentais para a utilização de um algoritmo de estimador de estados:

- Obter um controle mais eficaz do sistema devido a utilização de uma base de dados em tempo real;
- Detecção de erros e anomalias;
- Implementação de ações de controle;
- Melhor aproveitamento da rede elétrica;

Com uma base de dados provenientes de um sistema de medição em tempo real, obtendo valores de alta confiança, é possível garantir controle e um monitoramento da rede mais eficaz, podendo otimizar medidas, funções de segurança e operacionalidade de um sistema. Algumas funções são beneficiadas pela operação do sistema em tempo real como: análises de segurança,

despacho ótimo de potência ativa e reativa, como também manutenção ou reparo de possível defeito do sistema. Portanto, a utilização do estimador de estados permite obter uma maior sincronização entre medidas de controle do operador do sistema com os resultados e estimativas de um possível estado, isto é, podendo operar com medidas com informações muito mais precisas e atuais sobre o sistema.

Para a operação do estimador de estados, é imprescindível a utilização eficaz de equipamentos compostos do sistema de telemedida, porém, por mais preciso que estes equipamentos possam ser, eles também são suscetíveis a variações ou má funcionalidade que resultam em anomalias, medidas de altas incertezas ou medidas com erros grosseiros. Segundo Pereira (2018), as medidas obtidas de um sistema elétrico de energia, podem ser afetadas por quatro tipos diferentes de ruídos ou erros: ruídos de medida; erros grosseiros de medida; erros de topologia de sistema e erros nos parâmetros do modelo. Aqui se dará o foco principal em erros grosseiros, isto porque o estimador de estados é um ótimo método para detecção e correção dos mesmos.

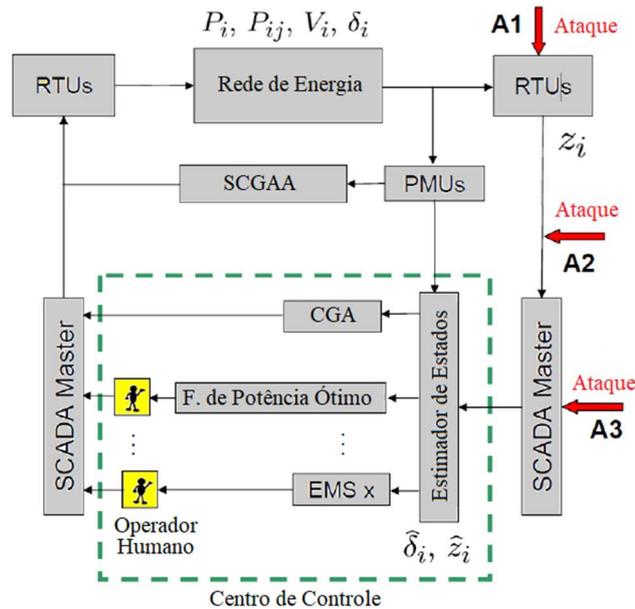
Ainda em Pereira (2018), erros grosseiros de medida são resultados do mau funcionamento dos equipamentos de medição, ou também resultados de medidas observadas durante um período transitório, sendo que estes tipos de erros podem aparecer normalmente após a realização de serviços de manutenção do sistema, ou também a instalação de novos equipamentos. Neste contexto, em Schweppe & Wildes (1970), é mencionado que o estimador de estado tem a capacidade de funcionar como um filtro, absorvendo pequenos erros de medição, identificando e detectando erros grosseiros, sendo capaz também de preencher medidas indisponíveis devido a falhas no sistema de comunicação.

Além de problemas técnicos devido à infraestrutura utilizada nos equipamentos de medição, o sistema elétrico também pode ser afetado por problemas de invasão de dados. Em Klas (2018), é mencionado que problemas de invasão dados são os grupos mais comuns de ataques cibernéticos que ameaçam diretamente os sistemas de energia. Estes ataques podem acontecer através de uma falsa injeção de dados nas medidas e também em Unidades Terminais Remotas (RTU – *Remote Terminal Units*). Segundo Zhang (2010), as RTUs são unidades autônomas de controle e aquisição de dados, capazes de monitorar dispositivos de campo, como sensores, válvulas e atuadores. As falsas injeções de dados podem ocorrer em injeções de barramentos de carga, medições de fluxo de potência em linhas, como também em unidades de medições fasoriais. A Figura 5 mostra um estimador de estados sob um ataque cibernético.

Na Figura 5 é ilustrado um bloco esquemático de uma rede de energia, um sistema SCADA e um centro de controle. Ruídos de medições (z_i) de fluxo de potência (P_i, P_{ij}) são

mandados para o estimador de estados como também para o sistema SCADA. As manipulações através das falsas injeções podem aparecer em ataques de diversos níveis do sistema (A1, A2 e A3). Em Klas (2018), são propostas melhorias ao estimador de estados para fazer a identificação e detecção de medições simultâneas, parâmetros e topologias provenientes de ataques cibernéticos com falsa injeção de dados.

Figura 5 - Bloco esquemático de uma rede de energia sob um ataque cibernético.



Fonte: Adaptado de Klas, 2018.

Outra aplicação do algoritmo de estimação de estados, é a melhoria do problema de fluxo de carga. Não existe uma diferença quando comparadas as equações básicas utilizadas para a representação dos componentes do sistema elétrico nos problemas de fluxo de carga e no problema de estimação de estados, mas é possível citar o fato que o estimador de estados é capaz de manipular dados redundantes e que possam ser submetidos a erros grosseiros. Conforme Schweppe & Wildes (1970), as incertezas das medidas causam uma grande diferença entre o fluxo de carga realizado na parte de planejamento do sistema, em comparação com a estimação de estados realizada em tempo real.

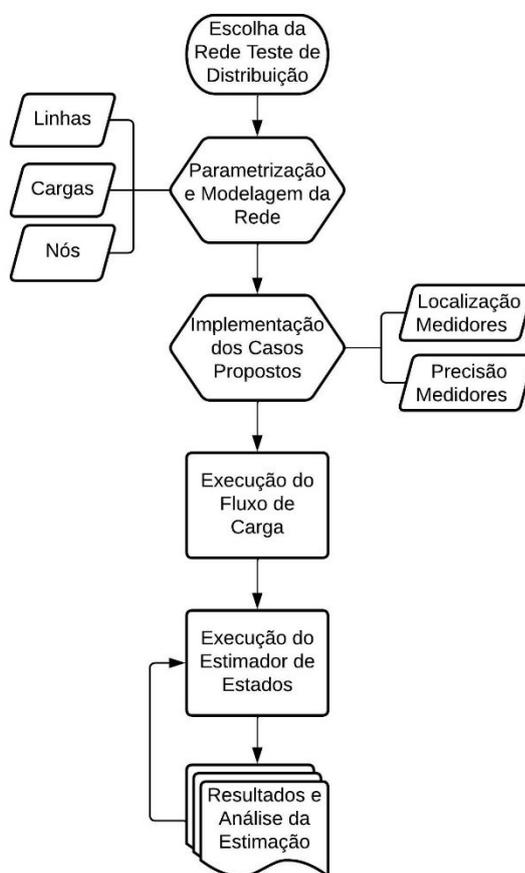
Neste trabalho o foco se dará em analisar resultados de um algoritmo de estimação de estado, através da análise de diferentes inserções de medidores ou alteração da precisão do mesmo, diferentemente dos trabalhos realizados de Klas (2018), Pereira (2018) e Carvalho (1999), onde os mesmos estavam interessados em implementar um estimador para sistemas de distribuição, ou também melhorar características do mesmo para maiores cuidados com o sistema de controle e segurança de um sistema.

3 METODOLOGIA

Neste projeto de diplomação é modelado um sistema de distribuição de energia elétrica, sendo este um alimentador radial, com características que se aproximam de uma rede de distribuição real, principalmente pela sua distribuição desbalanceada de cargas e rede. Este projeto visa a utilização de um algoritmo de estimação de estados para o auxílio e cálculos de um fluxo de carga, sendo o foco deste projeto passa por analisar a influência da adição e precisão de medidores, utilizados para a obtenção das medidas na própria estimativa de estado da rede de energia considerada.

Dado que os medidores de média tensão tem um grande impacto na confiabilidade dos resultados, é possível propor duas métricas de avaliação para analisar a presença dos medidores: o impacto do resultado de estimação com a adição de medidores no sistema, e também, posteriormente, o impacto da precisão do medidor na resposta de estimação. Com isso, é possível definir etapas dos processos de análise para obter a avaliação da influência destes dispositivos numa resposta de estimação de estados. A Figura 6 ilustra a metodologia proposta.

Figura 6 - Fluxograma dos processos da metodologia proposta.



Inicialmente, no primeiro processo, é feita a escolha da rede de distribuição de energia elétrica que deverá ser analisada. Esta rede deverá ser capaz de representar aspectos construtivos reais de um alimentador de tensão real, como por exemplo, cargas e redes desbalanceadas, possuir banco de capacitores, redes aéreas ou subterrâneas, transformadores rebaixadores, linhas com variação nas fases e entre outros aspectos topológicos de um sistema de distribuição.

No processo seguinte é feita a parametrização do sistema e a modelagem da rede elétrica. Primeiramente, os dados topológicos do sistema de distribuição serão agrupados e utilizados como dados de entrada, isto é, dados referentes a sua construção física são adaptados e descritos para a implementação do algoritmo. Alguns dados que poderão ser parametrizados são descritos a seguir: os valores de carga conectada em cada nó, valores de resistência e reatância indutiva em cada linha, a distância de cada linha em quilômetros (km).

Em IEEE Task Force (1993), o modelo estático de carga é definido por ser um modelo que expressa as potências ativas e reativas em qualquer instante de tempo como funções da magnitude e frequência no barramento ao mesmo instante. Dentro dos tipos de modelos estáticos estão os modelos de carga descritos a seguir: potência constante; corrente constante; impedância constante, polinomial e exponencial. O modelo “ZIP” é caracterizado pela combinação dos três primeiros modelos. Segundo Kersting (1991), cargas podem ser conectadas em um nó, sendo consideradas uma carga pontual, ou serem uniformemente distribuídas ao longo de uma respectiva linha, sendo consideradas como uma carga distribuída. As cargas podem ser classificadas como trifásicas e monofásicas, sendo as cargas trifásicas podendo ser divididas em cargas equilibradas e desequilibradas.

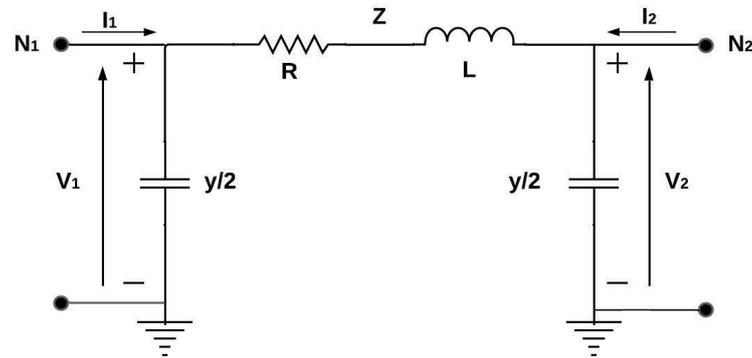
Para a modelagem das linhas de distribuição, o modelo Pi pode ser escolhido. Em Santos *et al.* (2017), é possível que a modelagem seja simplificada pois os segmentos das linhas não ultrapassam 80 km. A Figura 7 ilustra o Modelo Pi.

A impedância total longitudinal da linha é caracterizada por Z , que é dada pela expressão a seguir:

$$Z = (R + j\omega L)l \quad (3.1)$$

onde: R é definido pela resistência por unidade de comprimento (Ω/km), L é definido pela indutância por unidade de comprimento (H/km), ω é a velocidade angular (rad/s) e l é o comprimento da linha de distribuição (km).

Figura 7 - Modelo Pi.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em continuidade da metodologia deste projeto, são propostos diferentes tipos de casos para avaliar como a adição e a precisão dos medidores alteram os resultados da estimação de estado. Nesta etapa é definido a localização da instalação de medidores no sistema de distribuição considerado, além da variação da precisão do medidor, alterando os valores de erro máximo para cada cenário.

Outro método bastante conhecido é o método de Newton-Raphson. Segundo Martins (2018) este é um método iterativo, capaz de resolver um conjunto de equações não lineares para um número equivalente de incógnitas, ou seja, um conjunto com n equações e n incógnitas.

A cada iteração do método iterativo de Newton-Raphson tem-se:

$$g(x^k) = -J(x^k)\Delta x^k \quad (3.2)$$

onde:

J é a matriz jacobiana das derivadas de $g(x^k)$;

Δx^k é o vetor de correção em torno do ponto de linearização;

Em Luiz & Carlos (2011), conforme a expressão apresentada em 3.1, é possível obter o sistema linear do problema de fluxo de potência:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & M \\ N & L \end{bmatrix}^k x \begin{bmatrix} \Delta \theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

onde:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \theta}, \quad M = \frac{\partial P}{\partial V}, \quad N = \frac{\partial Q}{\partial \theta}, \quad L = \frac{\partial Q}{\partial V} \quad (3.4)$$

Com isso, os valores $\Delta \theta$ e ΔV serão encontrados de uma forma iterativa, até que se chegue ao critério de parada.

Conforme Ismail Neto (2017), o método de Varredura Direta-Inversa é amplamente utilizado para resolver problemas de fluxo de carga voltado para sistemas de distribuição, sendo

utilizado por apresentar uma característica robusta de convergência e também um baixo esforço computacional. O método utiliza-se da disposição radial presente na maioria dos sistemas de distribuição para atualizar as tensões e corrente ao longo destes caminhos. É possível utilizar o método de Varredura Direta-Inversa de três formas distintas: o método escalonado, o método de soma das potências e o método de soma das correntes, sendo este último, o mais utilizado na literatura.

O processo da execução da estimação de estado acontece depois que a localização dos medidores e as pseudomedidas são definidas no sistema, juntamente com os dados topológicos das etapas anteriores. Nesta etapa é resolvido o problema de minimização da função dos resíduos das medidas, ponderadas com o peso de cada medição. O estado do sistema é atualizado iterativamente através do método de Newton-Raphson. O método para quando, de uma iteração para outra, as mudanças no valor residual são menores do que a tolerância assumida. Após o estado estimado são apresentados o vetor de estados, sendo o mesmo representado por coordenadas polares, onde é evidenciado a magnitude de tensão em volts (V) e ângulo em radianos (rad).

Para a análise dos resultados da estimação, o bloco de estimação de estados será repetido para obtenção e análise da variabilidade das respostas em cada caso proposto. Com um número n de repetições da estimação são calculados a Média (M) e o Desvio Padrão (DP) em cada nó e fase do sistema.

$$M_{VmNF} = \frac{V_{mEENF}}{n} \quad (3.5)$$

Onde: V_{mEENF} é a magnitude de tensão estimada em cada nó e fase.

O desvio padrão calculado pode ser considerado através da expressão a seguir:

$$DP_{VmNF} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_{mEENF} - M_{VmNF})^2}{n}} \quad (3.6)$$

onde: M_{VmNF} é a média das magnitudes de tensão calculadas a partir de n repetições em cada nó e fase.

A fim também de avaliar e comparar os casos propostos, em cada caso um Erro Relativo Percentual (ERP) é calculado. Este erro se dará através do valor resultante da média da magnitude de tensão. A expressão a seguir mostra como é calculado o erro relativo percentual.

$$e_{VmPNF} = \left(\frac{M_{VmNF} - V_{mPFNF}}{V_{mPFNF}} \right) * 100\% \quad (3.7)$$

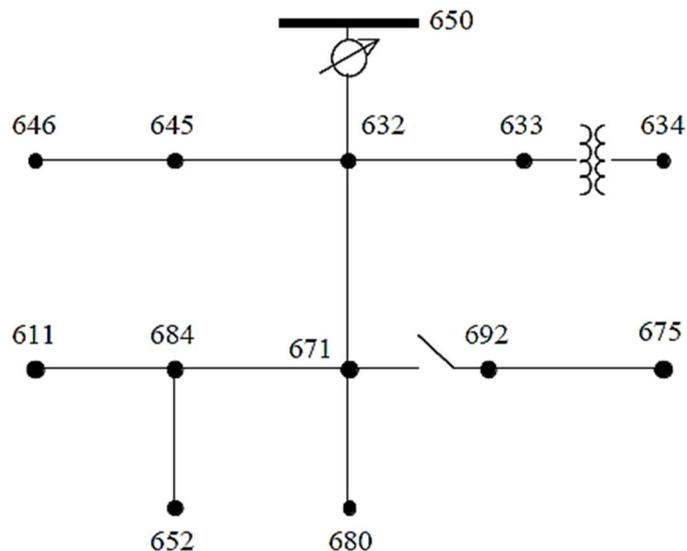
Onde: V_{mPFNF} é a magnitude de tensão do fluxo de carga em cada nó e fase.

4 ESTUDO DE CASO

Em Kersting (1991) foram apresentados cinco alimentadores testes de distribuição. Todos estes cinco alimentadores apresentam características elétricas e construtivas em comum. O sistema de distribuição escolhido e modelado para avaliação do estimador de estados foi o alimentador de Média Tensão *IEEE 13 Node Test Feeder*. As características de configuração como os tipos arranjos das linhas, características dos bancos de capacitores, caracterização das linhas aéreas e subterrâneas, detalhes das cargas e distâncias das linhas estão disponíveis no Anexo A.

O sistema adotado como teste apresenta diversas características presentes em um sistema de distribuição. O alimentador possui redes monofásicas, bifásicas e trifásicas em diferentes fases, com cargas equilibradas e desequilibradas, apresenta a maioria das linhas com configuração de rede aérea, possui banco de capacitores, além de outras características construtivas que se mostram interessantes para realização de simulações e pesquisas. Na Figura 8 o alimentador é ilustrado, mostrando a presença de um regulador de tensão entre os nós 650 e 632, além de um transformador que rebaixa a tensão do sistema de 4,16 kV para 0,48 kV.

Figura 8 - Alimentador de 13 Nós da IEEE.

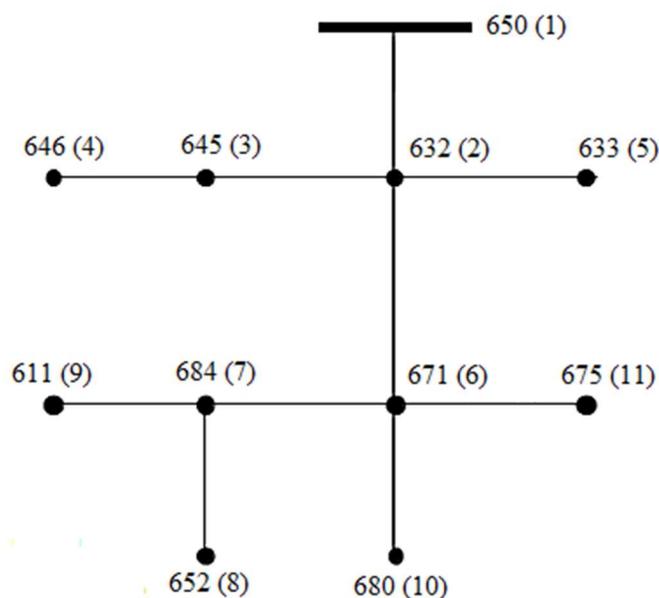


Fonte: Kersting, 1991.

Neste estudo, para a implementação dos dados de entrada da topologia do sistema foram realizadas alterações no sistema estudado, sendo retirados componentes no sistema como o regulador, transformador, cargas distribuídas e cargas capacitivas. O transformador (XFM-1) foi desconsiderado da simulação, resultando então, com que o nó 634 seja removido da simulação. Essas hipóteses são comuns neste tipo de estudo, visando simplificar a topologia da

rede, sem afetar a generalidade das análises. Na Figura 9 é mostrado como foi adaptado o alimentador de 13 nós para simulações (números em parênteses são os valores dos nós considerados na simulação).

Figura 9 - Alimentador de 13 nós adaptado para simulações.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nas ilustrações que são apresentadas é possível observar algumas fases faltantes na estimação, isto deve-se a configuração da topologia. As configurações foram adaptadas conforme a modelagem das linhas. Os nós 632, 645, 645 e 646 são conectados por linhas bifásicas. Já a linha conectada pelos nós 671 e 684, também bifásica, não apresenta valores na fase B. As linhas configuradas pelos adjacentes ao nó 684, 652 e 611, são consideradas monofásicas.

Para o desenvolvimento do projeto foi utilizado o software MATLAB© 1994-2022 The MathWorks, Inc (*MATrix LABORatory*). O MATLAB© é um software destinado a fazer cálculos com matrizes, processamento de sinais e construção de gráficos. Para a modelagem dos elementos elétricos foi parametrizado um algoritmo proveniente de um repositório de estimação de estados com a linguagem em M-Código. Este repositório se chama *Distribution System State Estimator (DSSE)*, sendo um software livre, onde é possível modificar ou redistribuir, sem fins lucrativos. (ANGIONI; EONERC; 2018).

O tipo de modelo de carga usado neste projeto de diplomação é o modelo de potência constante. Conforme, *IEEE Task Force (1993)*, este tipo de representação de carga é definido por ser um modelo estático, onde a potência não varia com a magnitude de tensão. Apesar dos nós no sistema de distribuição utilizado apresentarem diferentes tipos de modelos

representativos de cargas (conforme o Anexo A), todos os nós foram considerados no algoritmo como potência constante, onde o mesmo, considera os valores de potência independente das variações de tensão, sendo representados pela potência ativa em megawatt (MW), e potência reativa, expressa em megavar (Mvar). Os detalhes da modelagem de carga se encontram no Anexo A.

Neste projeto foi possível modelar cada linha através de suas configurações propostas pelos alimentadores da IEEE. Neste caso, cada linha tem uma configuração diferente, tanto por seu valor de impedância em (Ω/km), como pelo seu número de fases. Por isso, o modelo PI para linhas curtas foi considerado, sendo parametrizado os valores de impedâncias de cada configuração de linha. Neste caso, apenas os valores de impedância foram considerados da matriz de impedâncias e admitâncias apresentadas no documento original do alimentador, sendo os valores de admitância descartados deste estudo.

Para realização do fluxo de carga e obtenção dos valores de referência e também pseudomedidas, a simulação do fluxo de carga foi feita por meio do método iterativo de Newton-Raphson presente no repositório do algoritmo de estimação de estados. O número máximo de iterações do método foi de 50, e o limite parada do método foi definido em 10^{-6} tanto para magnitude e ângulo de tensão.

Para serem consideradas como pseudomedidas, os valores do fluxo de carga foram multiplicados pelo valor de precisão considerado para pseudomedidas. Este valor foi calculado através da equação (3.1) e o erro máximo considerado foi de 75%. Em Moreira (2016), foi considerado que uma medida com erro grosseiro tivesse um erro associado variando entre $\pm 10\%$ a $\pm 100\%$, extrapolando os limites aceitáveis de medidas coletadas por medidores PMU. Além disso dois medidores reais foram usados como parâmetro apresentados na Quadro 1.

Quadro 1 - Tipos de precisão de medidores para análise do estudo de caso.

Medidor	Precisão de Tensão	Fonte
Multi-K NG AQE 01 – Analisador de Qualidade de Energia	$\pm 0,5\%$	KRON MEDIDORES, 2021
MARH-MTA – Média Tensão – Analisador de Energia para instalação direta em Média Tensão	$\pm 0,2\%$	RMS SISTEMAS ELETRÔNICOS, 2022

Fonte: Elaborado pelo autor.

É possível então, definir, numa produção autoral, cinco faixas de valores de erros máximos para analisar medidores de qualidade boa, ruim e média, através então, de quatro casos propostos posteriormente. O Quadro 2 mostra esses grupos considerados para esta metodologia.

Quadro 2 - Grupos de Erros Máximos para cada medidor.

Erros Máximos	Faixas Consideradas			
	Ótimo	Média	Ruim	Péssimo
	$\leq 2\%$	$> 2\% \leq 30\%$	$> 30\% \leq 70\%$	$> 70\%$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na estimação de estados, é feita uma definição sobre pseudomedidas e seus nós:

- Nós onde não há dispositivos de medição presentes, as medidas de potência ativa e reativa provenientes do fluxo de carga desses nós, são consideradas como pseudomedidas. Isto é, estas medidas auxiliarão o algoritmo, mas terão o seu respectivo valor de erro máximo maiores comparadas às medições provenientes de nós que estão conectados à medidores. O valor do erro máximo das pseudomedidas foi considerado como 75%.

Para critério da escolha da localização dos nós que conterão os medidores foi determinado que os medidores são instalados nos nós que contém dois ou três ramos conectados aos mesmos. Para a avaliação dos resultados do estimador de estados foram elaborados quatro estudos de caso, apresentados a seguir:

- Caso 1 - Medidor localizado no nó principal 650;
- Caso 2 - Medidores localizados nos nós 650 e 671;
- Caso 3 - Medidores localizados nos nós 650, 671 e 684;
- Caso 4 – Variação da precisão do medidor instalado no nó 632.

Os Casos 1, 2 e 3 servem para analisar a influência da localização e do número de medidores no sistema de distribuição. No Caso 4 será evidenciado a influência da precisão dos medidores na resposta, sendo considerado valores de erros máximos para medidores considerados, primeiramente, com uma baixa qualidade de precisão (alto valor de erro), média qualidade e por fim, uma qualidade ruim de medição.

Para os Casos 1, 2 e 3 o número de repetições n para avaliar o estimador de estados a partir da média e o desvio padrão foi considerado como $n = 5$. Para o Caso 4 o número de repetições é igual a três $n = 3$. Os valores escolhidos para o número de repetições foram de forma arbitrária e também de escolha do autor, devido, principalmente, ao desenvolvimento e cálculo da média e desvio padrão, o que acabaria gerando inúmeros valores de estimação, dificultando então para a obtenção das métricas desenvolvidas.

5 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados da estimação de estados e também os resultados das métricas de avaliação. Em cada caso são apresentadas tabelas com a média da estimação de estados para a magnitude e ângulo de tensão, como o desvio padrão calculado a partir de n repetições. Para representar os valores dos erros relativos percentuais de cada estimação, gráficos do valor do erro em cada um dos nós e fase. Os resultados das médias de estimação para a magnitude e ângulo de tensão são representados com duas casas decimais. Para os resultados do desvio padrão são considerados três casas decimais para magnitude de tensão e quatro para o ângulo de tensão. Na Tabela 1 são apresentados os valores do Fluxo de Carga como base para a referência das métricas.

Tabela 1 - Valores de referência obtidos do fluxo de carga.

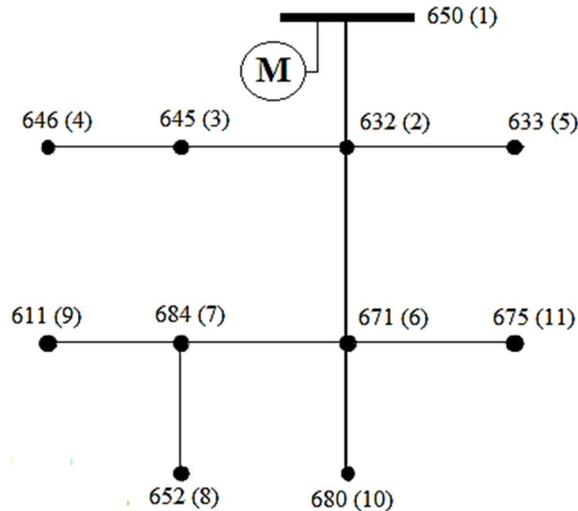
Valores do Fluxo de carga						
Nó	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Va θ (rads)	Vb θ (rads)	Vc θ (rads)
650	2.401,78	2.401,78	2.401,78	0,00	-2,09	2,09
632	2.338,56	2.397,27	2.270,29	-0,04	-2,10	2,07
645		2.380,78	2.273,41		-2,10	2,07
646		2.371,33	2.275,64		-2,10	2,07
633	2.337,61	2.384,15	2.274,38	-0,04	-2,10	2,07
671	2.289,40	2.459,00	2.112,37	-0,10	-2,08	2,04
684	2.274,87		2.090,11	-0,11		2,04
652	2.274,87			-0,11		
611			2.090,11			2,04
680	2.296,86	2.457,91	2.099,63	-0,10	-2,08	2,03
675	2.270,19	2.461,62	2.102,86	-0,11	-2,09	2,04

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.1 CASO 1

O Caso 1 avalia o estimador com um medidor localizado no nó 650. A Figura 10 ilustra a localização do medidor no alimentador teste.

Figura 10 - Diagrama com a localização do medidor no Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O erro máximo considerado foi de 1%, dentro da faixa do grupo A apresentado no Quadro 2. Neste caso, com exceção do nó 650, todas as medidas provenientes do fluxo de carga dos outros nós são consideradas como pseudomedidas. O resultado da estimação de estados para o Caso 1 com o $n = 5$, é ilustrado na Tabela 2. Na Tabela 3 são apresentados os valores do desvio padrão para o número de repetições definido.

Tabela 2 - Resultado estimado em todos os nós e fases para o Caso 1.

Média da Estimação de Estados						
Nó	$ V_a (V)$	$ V_b (V)$	$ V_c (V)$	$V_a\theta(\text{rads})$	$V_b\theta(\text{rads})$	$V_c\theta(\text{rads})$
650	2.405,12	2.405,48	2.395,96	0,00	-2,09	2,09
632	2.341,80	2.400,85	2.264,45	-0,04	-2,1	2,07
645		2.384,47	2.267,60		-2,1	2,06
646		2.375,03	2.269,84		-2,1	2,06
633	2.340,69	2.388,25	2.268,52	-0,04	-2,1	2,07
671	2.293,29	2.460,31	2.106,64	-0,1	-2,08	2,04
684	2.278,11		2.086,76	-0,11		2,04
652	2.278,11			-0,11		
611			2.086,76			2,04
680	2.301,36	2.458,93	2.093,37	-0,1	-2,08	2,03
675	2.274,41	2.463,03	2.095,12	-0,1	-2,08	2,04

Fonte: Elaborado pelo autor.

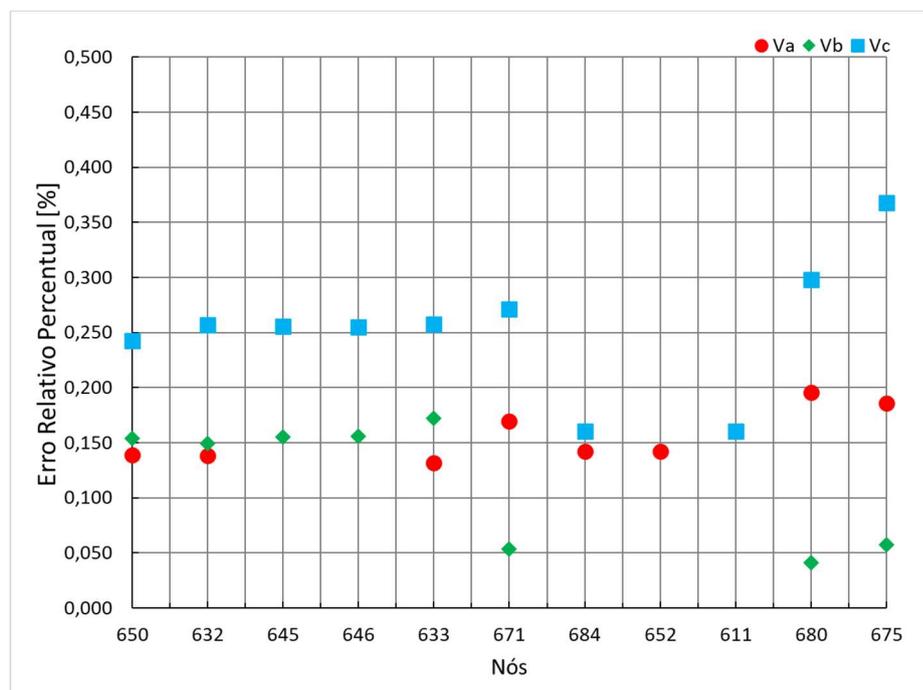
Tabela 3 - Desvio padrão dos resultados para $n = 5$.

Desvio Padrão da Estimação de Estados						
Nó	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Va θ (rads)	Vb θ (rads)	Vc θ (rads)
650	4,776	2,650	9,433	0,0000	0,0000	0,0000
632	4,356	2,584	9,522	0,0002	0,0001	0,0003
645		1,654	9,760		0,0005	0,0002
646		2,369	9,929		0,0008	0,0003
633	4,397	4,227	9,476	0,0004	0,0007	0,0005
671	4,256	2,577	9,072	0,0004	0,0015	0,0003
684	5,247		10,441	0,0016		0,0013
652	5,247			0,0016		
611			10,441			0,0013
680	4,939	2,255	8,994	0,0003	0,0017	0,0012
675	4,523	3,351	9,874	0,0009	0,0014	0,001

Fonte: Elaborado pelo autor.

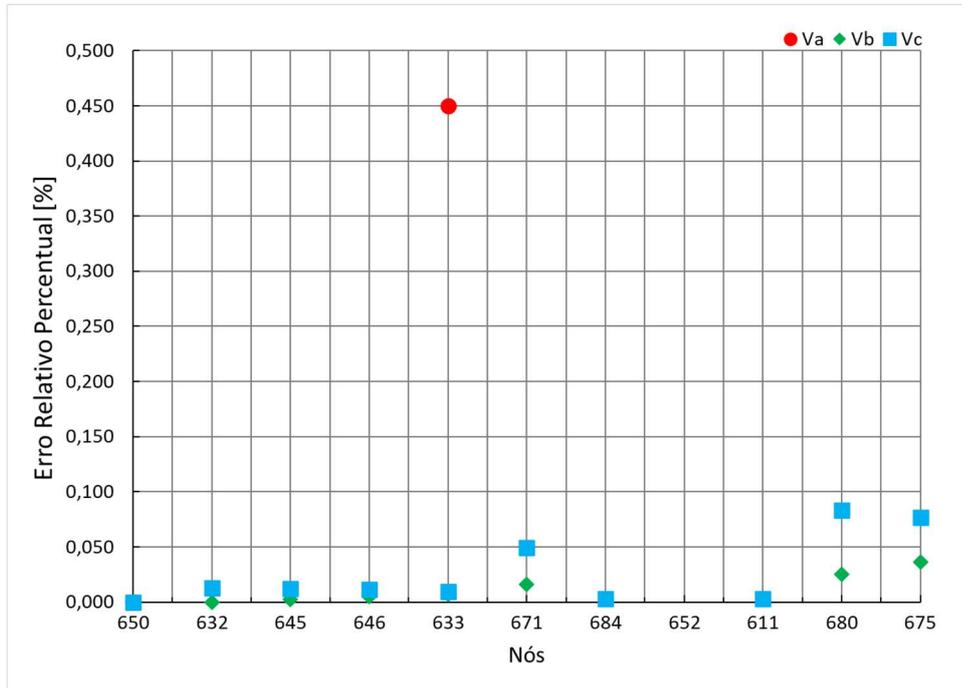
Para comparar com os valores de referência apresentados na Tabela 1, são apresentados gráficos para ilustrar o comportamento do erro em cada nó e fase. A Figura 11 e 12 ilustram os diferentes erros percentuais nas três fases e em todos os nós do alimentador para magnitude e ângulo de tensão.

Figura 11 - Erro Relativo Percentual das tensões em cada nó do sistema para o Caso 1.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 12 - Erro Relativo Percentual dos ângulos em cada nó do sistema para o Caso 1.



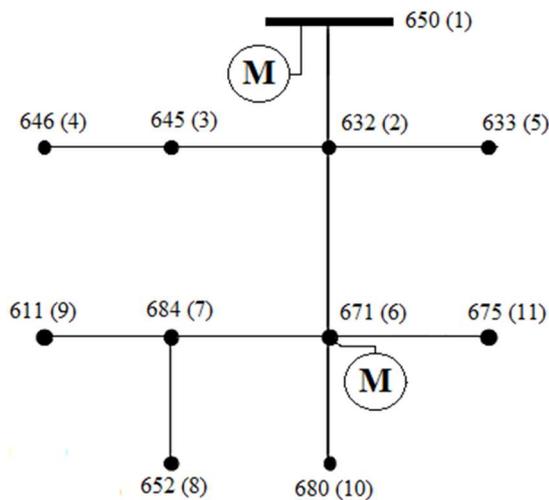
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o Caso 1, a média dos erros relativos percentuais para a magnitude de tensão foi de 0,181%. Para o percentual no erro de ângulo de tensão foi de 0,195%. Os resultados dos desvios padrão para a magnitude de tensão e ângulo de tensão foram 6,013 V e 0,0007 rads.

5.2 CASO 2

O segundo caso estudado é avaliado com medidores localizados nos nós 650 e 671. A Figura 13 ilustra as localizações dos medidores no sistema.

Figura 13 - Diagrama com a localização dos medidores no Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

O resultado da estimação de estados para o Caso 2 com o $n = 5$, é ilustrado na Tabela 4. Na Tabela 5 são apresentados os valores do desvio padrão para o número de repetições definido.

Tabela 4 - Resultado estimado em todos os nós e fases para o Caso 2.

Média da Estimação de Estados						
Nó	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Va θ (rads)	Vb θ (rads)	Vc θ (rads)
650	2.397,66	2.397,76	2.401,38	0,00	-2,09	2,09
632	2.334,64	2.393,63	2.269,86	-0,04	-2,10	2,07
645		2.374,72	2.273,73		-2,10	2,07
646		2.363,77	2.276,44		-2,10	2,06
633	2.333,85	2.380,88	2.273,74	-0,04	-2,10	2,07
671	2.286,81	2.458,46	2.110,17	-0,10	-2,08	2,04
684	2.272,29		2.087,90	-0,11		2,04
652	2.272,29			-0,11		
611			2.087,90			2,04
680	2.295,80	2.456,67	2.096,03	-0,10	-2,08	2,03
675	2.268,01	2.462,05	2.097,86	-0,11	-2,08	2,04

Fonte: Elaborado pelo autor.

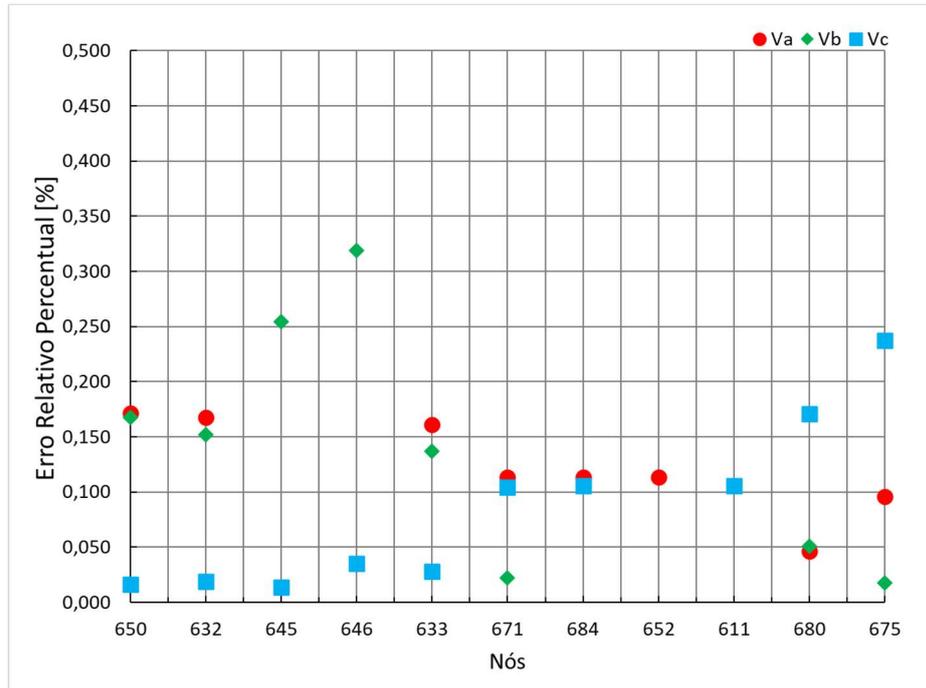
Tabela 5 - Desvio padrão dos resultados para $n = 5$.

Desvio Padrão da Estimação de Estados						
Nó	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Va θ (rads)	Vb θ (rads)	Vc θ (rads)
650	4,427	5,082	4,756	0,0000	0,0000	0,0000
632	4,098	4,758	4,941	0,0002	0,0001	0,0003
645		4,744	5,217		0,0011	0,0003
646		5,134	5,404		0,0017	0,0004
633	4,622	5,266	4,431	0,0003	0,0009	0,0003
671	1,646	4,435	6,993	0,0009	0,0036	0,0009
684	1,633		6,981	0,0014		0,0010
652	1,633			0,0009		
611			6,981			0,0010
680	1,580	4,606	6,179	0,0009	0,0039	0,0008
675	3,027	4,454	9,180	0,0019	0,0037	0,0012

Fonte: Elaborado pelo autor.

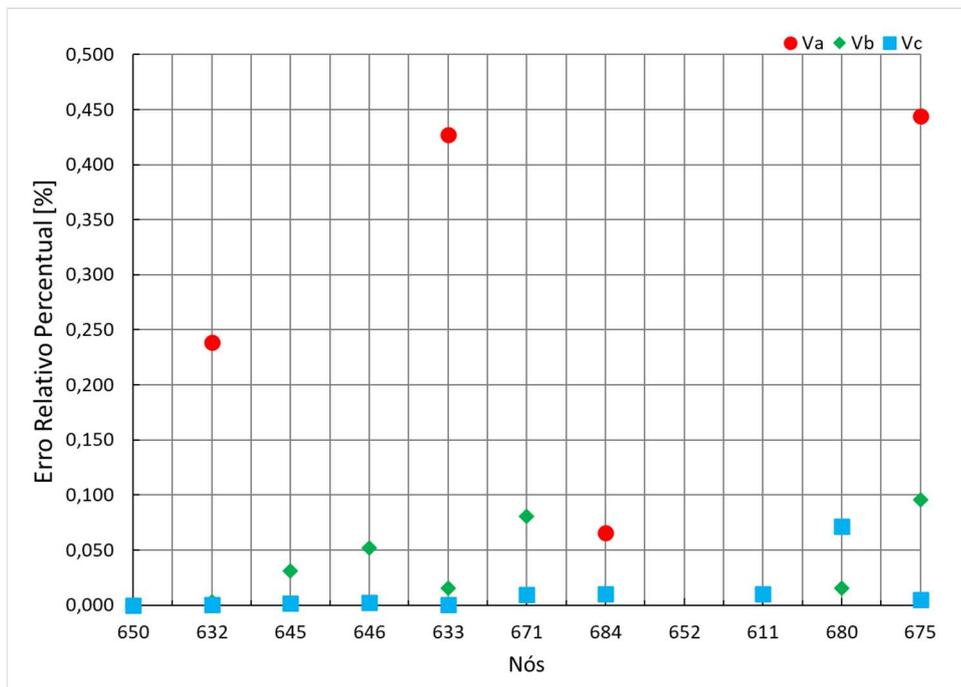
A Figura 14 e 15 ilustram os diferentes erros percentuais nas três fases e em todos os nós do alimentador para magnitude e ângulo de tensão.

Figura 14 - Erro Relativo Percentual das tensões em cada nó do sistema para o Caso 2.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 15 - Erro Relativo Percentual dos ângulos em cada nó do sistema para o Caso 2



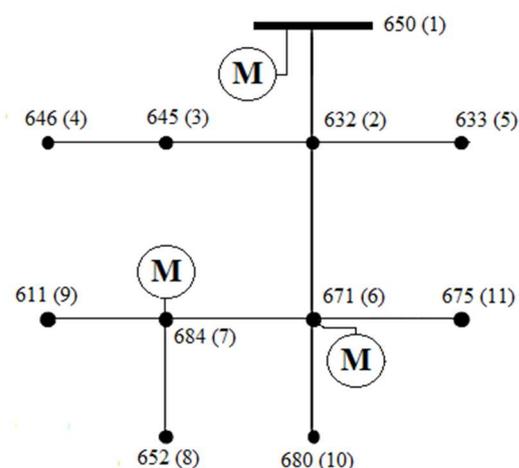
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o Caso 2, a média dos erros relativos percentuais para a magnitude de tensão foi de 0,113%. Para o percentual no erro de ângulo de tensão foi de 0,176%. Os resultados dos desvios padrão para a magnitude de tensão e ângulo de tensão foram 4,700 V e 0,0010 rads, respectivamente.

5.3 CASO 3

O terceiro caso avaliado será com medidores localizados nos nós 650, 671 e 684. A Figura 16 ilustra as localizações dos medidores no sistema. O resultado da estimação de estados para o Caso 3 com o $n = 5$, é ilustrado na Tabela 6. Na Tabela 7 são apresentados os valores do desvio padrão para o número de repetições definido.

Figura 16 - Diagrama com a localização dos medidores no Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 6 - Resultado estimado em todos os nós e fases para o Caso 3.

Média da Estimação de Estados						
Nó	$ V_a (V)$	$ V_b (V)$	$ V_c (V)$	$V_a\theta(\text{rads})$	$V_b\theta(\text{rads})$	$V_c\theta(\text{rads})$
650	2.400,02	2.404,63	2.404,08	0,00	-2,09	2,09
632	2.337,21	2.400,04	2.272,75	-0,04	-2,10	2,07
645		2.383,46	2.275,85		-2,10	2,07
646		2.374,02	2.278,03		-2,10	2,06
633	2.335,88	2.387,56	2.276,94	-0,04	-2,10	2,07
671	2.289,78	2.459,56	2.114,70	-0,10	-2,08	2,04
684	2.275,22		2.092,43	-0,11		2,04
652	2.275,22			-0,11		
611			2.092,43			2,04
680	2.295,56	2.458,98	2.104,16	-0,10	-2,08	2,04
675	2.270,12	2.463,87	2.100,95	-0,11	-2,08	2,04

Fonte: Elaborado pelo autor.

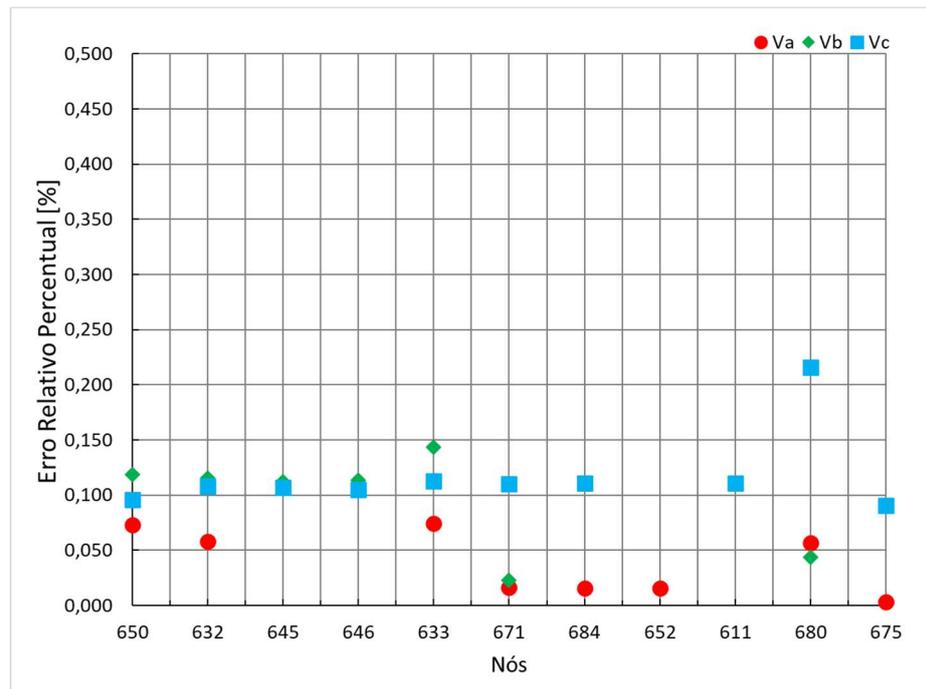
Tabela 7 - Desvio padrão dos resultados para $n = 5$.

Desvio Padrão da Estimação de Estados						
Nó	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Va θ (rads)	Vb θ (rads)	Vc θ (rads)
650	5,436	6,259	4,310	0,0000	0,0000	0,0000
632	5,231	6,409	4,142	0,0002	0,0002	0,0003
645		6,758	4,171		0,0007	0,0003
646		7,110	4,233		0,0012	0,0004
633	5,529	6,130	4,421	0,0003	0,001	0,0003
671	3,074	9,751	3,850	0,0016	0,0031	0,0015
684	3,078		3,847	0,0016		0,0015
652	3,078			0,0016		
611			3,847			0,0015
680	2,941	10,178	4,221	0,0019	0,0028	0,0021
675	5,945	8,995	4,131	0,0016	0,003	0,0023

Fonte: Elaborado pelo autor.

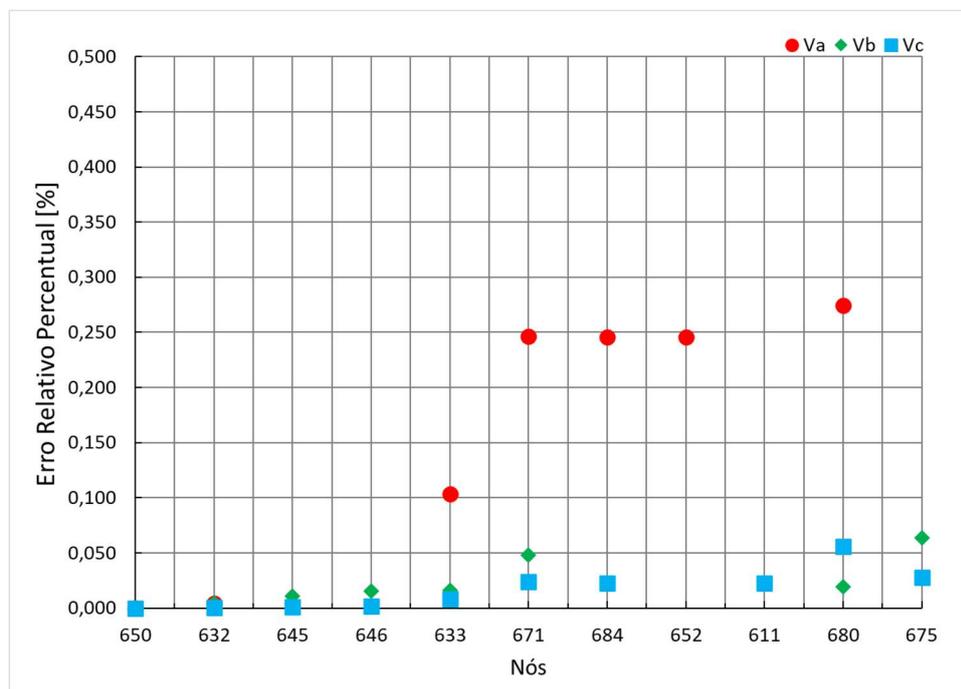
A Figura 17 e 18 ilustram os diferentes erros percentuais nas três fases e em todos os nós do alimentador para magnitude e ângulo de tensão.

Figura 17 - Erro Relativo Percentual das tensões em cada nó do sistema para o Caso 3.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 18 - Erro Relativo Percentual dos ângulos em cada nó do sistema para o Caso 3.



Fonte. Elaborado pelo autor.

Para o Caso 3, a média dos erros relativos percentuais para a magnitude de tensão foi de 0,0862%. Para o percentual no erro de ângulo de tensão foi de 0,081%. Os resultados dos desvios padrão para a magnitude de tensão e ângulo de tensão foram 5,272 V e 0,0012 rads, respectivamente.

5.4 CASO 4

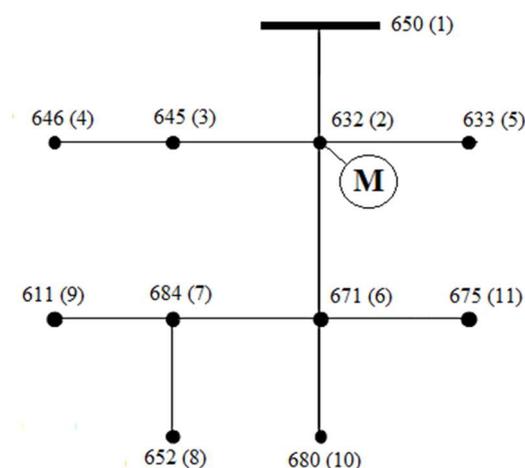
Para avaliar a influência da precisão dos medidores nos resultados da estimação de estado, foi proposta uma métrica de avaliação onde os valores da precisão de cada medidor fossem alterados em diferentes cenários. A Tabela 8 mostra os valores considerados do erro máximo em cada um dos cenários apresentados. Conforme o Quadro 2, foram estipulados diferentes cenários para avaliar o estimador de estados na presença de diferentes tipos de medidores. Para o Cenário 4A foi considerado um valor de erro máximo de 90%. Este valor foi simulado com a intenção de representar um medidor de péssima qualidade. Já para o Cenário 4B, tenta-se avaliar um medidor de qualidade ruim. E por fim, para o Cenário 4C, é avaliado um cenário onde o medidor apresenta um erro máximo de 30%, sendo o mesmo considerado um medidor mediano.

Tabela 8 - Valores de erro máximo e resultado das médias dos erros para cada nó e fase.

Cenários	Valor Erro Máximo
4A	90%
4B	60%
4C	30%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para avaliar cada cenário, o número n de repetições foi alterado. Neste cenário o valor considerado foi igual a três ($n = 3$). A Figura 19 ilustra a localização do medidor no caso considerado. Para este caso são apresentadas tabelas com a média e desvio padrão da estimação, assim como um gráfico do erro relativo percentual para magnitude de tensão.

Figura 19 - Medidor localizado no nó 632 para avaliação do Caso 4

Fonte: Elaborado pelo autor.

5.4.1 Cenário 4A

A Tabela 9 mostra os valores da média das estimações de estado para $n = 3$. A Tabela 10 mostra os valores de desvio padrão da estimação do cenário 4A.

Tabela 9 - Resultado estimado para o Cenário 4A.

Média da Estimação de Estados						
Nó	$ Va (V)$	$ Vb (V)$	$ Vc (V)$	$Va\theta(\text{rads})$	$Vb\theta(\text{rads})$	$Vc\theta(\text{rads})$
650	2.397,59	2.409,99	2.396,22	0,00	-2,09	2,09
632	2.334,93	2.405,43	2.264,34	-0,04	-2,10	2,07
645		2.389,78	2.267,35		-2,10	2,07
646		2.380,82	2.269,50		-2,10	2,06
633	2.334,23	2.391,54	2.268,45	-0,04	-2,10	2,07
671	2.285,55	2.467,92	2.106,44	-0,10	-2,08	2,04

Média da Estimação de Estados

Nó	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Va θ (rads)	Vb θ (rads)	Vc θ (rads)
684	2.273,13		2.081,87	-0,11		2,04
652	2.273,13			-0,11		
611			2.081,87			2,04
680	2.293,42	2.466,11	2.094,61	-0,10	-2,08	2,03
675	2.264,96	2.469,82	2.099,36	-0,11	-2,09	2,04

Fonte: Elaborado pelo autor.

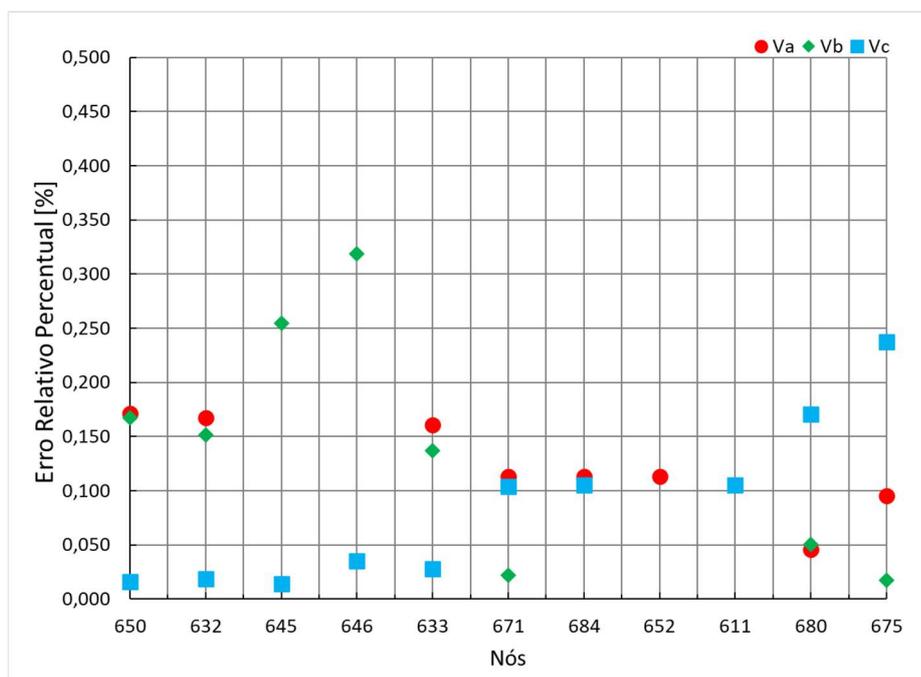
Tabela 10 - Desvio Padrão para o Cenário 4A.

Desvio Padrão da Estimação de Estados						
Nó	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Va θ (rads)	Vb θ (rads)	Vc θ (rads)
650	5,243	8,597	11,926	0,0000	0,0000	0,0000
632	5,664	8,654	11,432	0,0002	0,0001	0,0001
645		5,026	10,172		0,002	0,0002
646		3,111	9,565		0,0032	0,0004
633	6,293	10,389	12,579	0,0006	0,0022	0,0004
671	6,231	10,200	10,513	0,0004	0,0012	0,0001
684	6,119		9,516	0,0005		0,0007
652	6,119			0,0005		
611			9,516			0,0007
680	6,323	10,854	9,873	0,0005	0,0016	0,0014
675	6,746	10,677	11,670	0,0013	0,0013	0,0003

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 20 é ilustrado os erros relativos percentuais para o cenário 4A.

Figura 20 - Erros relativos para Cenário 4A.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o Cenário 4A, a média dos erros relativos percentuais para a magnitude de tensão foi de 0,259%. Para o percentual no erro de ângulo de tensão foi de 0,101%. Os resultados dos desvios padrão para a magnitude de tensão e ângulo de tensão foram 8,577 V e 0,0008 rads,

5.4.2 Cenário 4B

A Tabela 11 mostra os valores da média das estimações de estado para $n = 3$. A Tabela 12 mostra os valores de desvio padrão da estimacão do cenário 4B.

Tabela 11 - Resultado estimado para o Cenário 4B.

Média da Estimacão de Estados						
Nó	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Va θ (rads)	Vb θ (rads)	Vc θ (rads)
650	2.406,36	2.395,52	2.397,46	0,00	-2,09	2,09
632	2.343,02	2.391,36	2.265,73	-0,04	-2,10	2,07
645		2.374,32	2.268,68		-2,10	2,06
646		2.364,53	2.270,73		-2,10	2,06
633	2.341,31	2.378,57	2.270,28	-0,04	-2,10	2,07
671	2.294,67	2.454,39	2.106,43	-0,10	-2,08	2,04
684	2.282,75		2.086,73	-0,10		2,04
652	2.282,75			-0,10		
611			2.086,73			2,04
680	2.302,17	2.453,67	2.092,73	-0,10	-2,08	2,03
675	2.272,15	2.458,79	2.096,32	-0,11	-2,08	2,04

Fonte: Elaborado pelo autor.

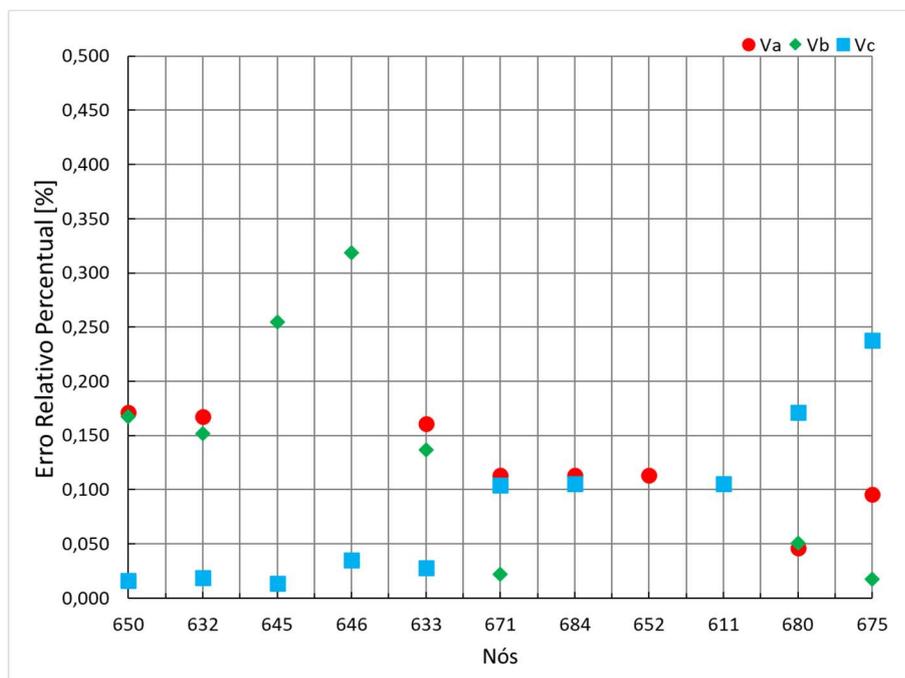
Tabela 12 - Desvio Padrão para o Cenário 4B.

Desvio Padrão da Estimacão de Estados						
Nó	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Va θ (rads)	Vb θ (rads)	Vc θ (rads)
650	6,806	3,818	6,616	0,0000	0,0000	0,0000
632	6,729	3,973	6,893	0,0003	0,0001	0,0002
645		5,574	6,239		0,0007	0,0002
646		6,659	5,936		0,0012	0,0002
633	6,827	3,762	7,164	0,0004	0,0004	0,0003
671	5,985	2,185	8,284	0,0009	0,0016	0,0006
684	7,888		8,728	0,0011		0,0009
652	7,888			0,0011		2,0944
611			8,728			
680	6,284	2,527	8,361	0,0009	0,0017	0,0002
675	3,552	1,565	7,499	0,0006	0,0019	0,0021

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 21 é ilustrado os erros relativos percentuais para o cenário 4B.

Figura 21 - Erros relativos para Cenário 4B.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o Cenário 4B, a média dos erros relativos percentuais para a magnitude de tensão foi de 0,222%. Para o percentual no erro de ângulo de tensão foi de 0,243%. Os resultados dos desvios padrão para a magnitude de tensão e ângulo de tensão foram 6,018 V e 0,2544 rads, respectivamente.

5.4.3 Cenário 4C

A Tabela 13 mostra os valores da média das estimações de estado para $n = 3$. A Tabela 14 mostra os valores de desvio padrão da estimação do cenário 4C.

Tabela 13 - Resultado estimado para o Cenário 4C.

Média da Estimação de Estados						
Nó	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Va θ (rads)	Vb θ (rads)	Vc θ (rads)
650	2.396,94	2.395,62	2.403,74	0,00	-2,09	2,09
632	2.334,09	2.391,06	2.272,28	-0,04	-2,10	2,07
645		2.374,67	2.275,32		-2,10	2,06
646		2.365,29	2.277,43		-2,10	2,06
633	2.332,93	2.377,33	2.276,68	-0,04	-2,10	2,07
671	2.285,41	2.454,79	2.113,57	-0,10	-2,08	2,04
684	2.270,68		2.093,17	-0,11		2,04
652	2.270,68			-0,11		
611			2.093,17			2,04
680	2.292,65	2.453,54	2.101,71	-0,10	-2,08	2,03
675	2.265,91	2.458,42	2.101,99	-0,11	-2,09	2,04

Fonte: Elaborado pelo autor.

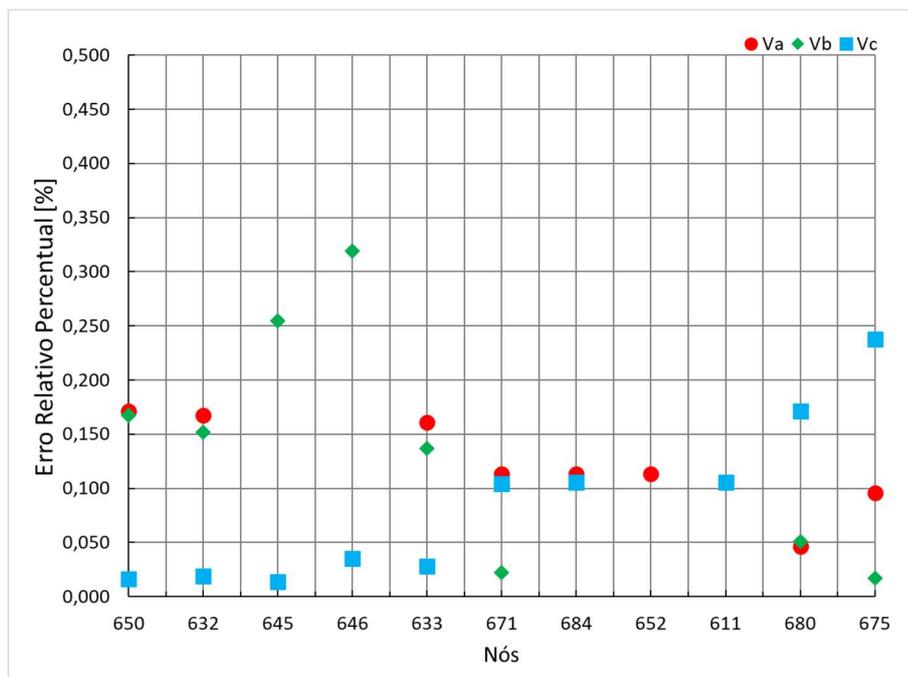
Tabela 14 - Desvio Padrão para o Cenário 4C.

Desvio Padrão da Estimação de Estados						
Nó	Va (V)	Vb (V)	Vc (V)	Va θ (rads)	Vb θ (rads)	Vc θ (rads)
650	5,176	4,743	5,314	0,0000	0,0000	0,0000
632	4,714	4,094	4,664	0,0003	0,0002	0,0003
645		2,582	4,160		0,0008	0,0003
646		2,180	3,829		0,0012	0,0003
633	4,298	5,122	5,367	0,0003	0,0009	0,0003
671	4,754	5,777	3,184	0,0009	0,0014	0,0008
684	4,578		3,015	0,0015		0,0014
652	4,578			0,0015		
611			3,015			0,0014
680	4,416	5,273	3,371	0,0008	0,0014	0,0008
675	5,971	5,742	5,947	0,0007	0,0011	0,0013

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 22 é ilustrado os erros relativos percentuais para o cenário 4C.

Figura 22 - Erros relativos para Cenário 4C.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o Cenário 4C, a média dos erros relativos percentuais para a magnitude de tensão foi de 0,162%. Para o percentual no erro de ângulo de tensão foi de 0,137%. Os resultados dos desvios padrão para a magnitude de tensão e ângulo de tensão foram 4,456V e 0,0006 rads, respectivamente.

5.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

O resumo dos resultados dos erros relativos percentuais da magnitude e ângulo de tensão, o desvio padrão e o erro máximo considerado em cada medidor, estão mostrados na Tabela 15.

Tabela 15 - Resultados do estudo de caso.

Resultados Estudo de Caso		Média dos Erros Relativos		Média do Desvio Padrão	
Casos	Erro Máximo [%]	V [%](V)	V θ [%](rads)	σ V (V)	σ V θ (rads)
1	1	0,181	0,195	6,013	0,0006
2	1	0,112	0,175	4,700	0,0010
3	1	0,086	0,081	5,272	0,0011
A	90	0,259	0,101	8,577	0,0007
4 B	60	0,222	0,243	6,018	0,2544
C	30	0,162	0,137	4,450	0,0006

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 16 mostra os resultados das diferenças para avaliação da adição de novos medidores no sistema de 13 nós.

Tabela 16 - Diferenças entre os valores dos resultados dos Casos 1, 2 e 3.

Análises Resultados	Diferenças				
	Casos	V [%](V)	V θ [%](rads)	σ V (V)	σ V θ (rads)
1-2		0,069	0,020	1,313	-0,0003
2-3		0,026	0,094	-0,572	-0,0001
1-3		0,095	0,114	0,741	-0,0004

Fonte: Elaborado pelo autor.

Houve uma melhora da estimação para os resultados de magnitude e ângulo de tensão nos valores de ERP em todos os casos propostos. A maior diferença se deu para os Casos 1-3 com 0,095% de diferença entre o ERP de ambas. Também é possível observar uma melhora na diferença entre os Casos 1-2 e 1-3 na média do desvio padrão a magnitude de tensão. Para o Caso 2-3 a diferença das médias dos DP aumentou, observando uma maior variação em torno da média dos resultados conforme foram adicionados mais medidores ao sistema. Também é possível observar a piora da estimação para os valores da média do desvio padrão para o ângulo de tensão, obtendo uma maior diferença entre os Casos 1-3 de -0,0004%.

Tabela 17 - Diferenças entre os valores dos resultados do Caso 4.

Análises Resultados		Diferenças			
Casos	V [%](V)	V θ [%](rads)	σ V (V)	σ V θ (rads)	
4	A-B	0,037	-0,141	2,559	-0,2536
	B-C	0,060	0,106	1,562	0,2538
	A-C	0,097	-0,036	4,121	0,0001

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para avaliação da estimação através da variação dos valores de precisão do medidor, os resultados dos Cenários foram positivos tanto para a média do ERP e média do DP para a magnitude de tensão. A maior diferença de resultados foi observada na diferença dos Cenários A-C, onde foi possível observar uma melhora da estimação, com uma diferença de 0,097% para a média do ERP e de 4,121 V para a média do DP da magnitude de tensão. Os resultados de estimação dos estados pioraram em relação à média do ERP no ângulo de tensão nas diferenças dos Cenários A-B, como também nas diferenças entre os Cenários A-C. Também houve uma piora nos resultados no Cenários A-B para a média do DP do ângulo de tensão.

Com estes resultados é possível dizer que os menores erros de estimação, seja pela diminuição do nível de erros relativos percentuais, como também, um menor valor de desvio padrão, foi atribuído para o Caso 3, onde três medidores com uma precisão de 1% foram instalados nos nós 650, 671 e 684.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 RESULTADOS

Nos Casos propostos 1, 2 e 3, com os resultados das médias dos ERP e dos desvios padrões para a magnitude de tensão, foi possível observar uma melhora dos resultados da estimação de estado em cada nó e fase do alimentador, diminuindo os valores dos erros relativos e os desvios padrões de cinco repetições de estimação de estados propostas. Apesar dos resultados dos ERP e DP para os valores de ângulo de tensão não seguir este mesmo comportamento justamente por apresentar valores muito pequenos comparados aos valores de magnitude de tensão, ainda sim é possível dizer que a estimação de estado foi mais precisa com a adição de novos medidores.

Também foi possível observar uma melhora dos resultados de estimação de estados conforme o valor do erro máximo considerado em cada medidor fosse diminuído. Este comportamento é comprovado com a diminuição da média do ERP nos cenários propostos, como também a diminuição dos valores do desvio padrão para a magnitude de tensão.

Um estimador de estados se mostra uma ótima ferramenta para análises e monitoramento de um sistema de distribuição de energia elétrica, observando resultado extremamente precisos, mesmo com apenas um medidor instalado no sistema, e com uma precisão considerada ruim. Para localização de medidores, apesar do erro relativo ser um pouco maior em relação ao caso 3, o caso 2 foi o que obteve melhores resultados de estimação, obtendo melhores valores de desvio padrão, sendo assim com medidores instalados nos nós 650 e 671. Para os resultados avaliados a partir da mudança de precisão de um medidor, o cenário 4C é o mais recomendado. Este cenário avaliou um medidor com um erro de 30%, mostrando, portanto, que bons medidores apresentam valores com um maior grau de precisão das estimações realizadas.

5.2 CONCLUSÃO

Este projeto de diplomação apresenta um estudo que visa ilustrar as influências das medições provenientes de dispositivos instalados em uma rede de distribuição de energia elétrica, para que através da análise dos resultados de um estimador de estado, seja possível mostrar como medidores presentes na rede podem influenciar nos resultados de estimativas de estado para obtenção de tensões complexas nos nós de um sistema.

O estudo desenvolvido foi capaz de unir perspectivas de estudos em relação à sistemas de distribuição, como também estudos de estimação de estados e cálculo de fluxos de carga. E, apesar do conceito de estimação de estados não estar amplamente implementado em disciplinas ao longo da graduação, suas técnicas e aplicações são extremamente desenvolvidas e estudadas conforme o passar do curso. Com isso, os conceitos de fluxo de carga foram importantes para entendimento e parametrização do método proposto.

Para desenvolvimento do projeto foram necessárias práticas de programação para a parametrização do sistema de distribuição, implementando valores das características topológicas do alimentador, como valores da impedância de linha, valores de carga em cada nó, valores de tensão e potência base do sistema, além das configurações da localização e precisão dos medidores.

Este projeto de diplomação trouxe diversas perspectivas sobre o monitoramento de uma rede elétrica de distribuição, mostrando a importância da precisão e a localização de medidores nos resultados de estimação de estados. Conforme a diminuição de medidas coletadas previamente através de técnicas iterativas como fluxos de carga ou até mesmo previsões de carga, e o aumento de medidas provenientes de medidores, sendo estas consideradas medições provenientes de dispositivos instalados à rede, trazendo medições de forma “online” para o gerenciamento e controle, o estimador de estados mostra-se uma ferramenta importantíssima para análise e obtenção de sistema atual do sistema

5.3 PESQUISAS FUTURAS

É possível então definir algumas propostas de estudos para a melhoria das métricas e resultados deste projeto de diplomação:

- Avaliação da adição de medidores em sistemas com um número maior de barras, como o alimentador teste da IEEE de 34 e 123 nós;
- A estimação de estados de uma rede de distribuição real, com adição de pseudomedidas provenientes de dados reais ou através de estimções de carga;
- Como o tipo de medidor (unidades de medição fasorial, medidores inteligentes, medidores não sincronizados) podem influenciar no resultado de estimação de estados num sistema de distribuição;
- A relação entre número de medidores e números de nós de um sistema de distribuição para obter uma solução de estimação de estados ótima.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. **Power System State Estimation**. 1. ed. Nova Iorque:Marcel Dekker, 2004. ISBN 0-8247-5570-7.

ANEEL (2013). **Nota Técnica nº0153/2013-SRD/ANEEL**, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF.

ANGIONI, Andrea “**Distribution System State Estimator (DSSE)**”. 2018. Repositório de dados do GitLab: <https://git.rwth-aachen.de/acs/public/automation/dsse/-/blob/master/README.md> . Último acesso em: 26/09/2022

BARAN, M. E.; JUNG, J.; McDERMOTT, T. E. **Including voltage measurements in branch current state estimation for distribution systems**. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2009, Calgary. Proceedings... Piscataway: IEEE, 2009. p. 1-5.

BARAN, M.E. and KELLEY, A.W. (1995) **A Branch-Current-Based State Estimation Method for Distribution Systems**. IEEE Transactions on Power Systems, 10, 483-491. <https://doi.org/10.1109/59.373974>

BRAUNSTEIN, Sérgio Halpern. **Abordagem Geométrica para o Tratamento de Erros Grosseiros na Estimação de Estados Trifásica em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2016. 90 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Ppgee, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

CARVALHO, José B. “**O processamento Distribuído na Estimação de Estado de Sistemas Eléctricos de Energia**”. Tese de Doutorado, FEUP, 1999.

CARVALHO, José B. **A Estimação de Estados em Sistemas Eléctricos de Energia: detecção e identificação de erros grosseiros**. 1994. 122 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Universidade de Porto, Porto, 1994.

CLEMENTS, K. A.; KRUMPHOLZ, G. R.; DAVIS, P. W. **Power system state estimation with measurement de Aciency: An observability/measurement placement algorithm**. *IEEE Power Engineering Review*, PER-3, n. 7, p. 28Ú28, July 1983. ISSN 0272-1724. Dekker, 2004. ISBN 0-8247-5570-7.

FERREIRA, Gustavo Dorneles. **Otimização da confiabilidade de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**: uma abordagem considerando a seleção e alocação de dispositivos de

proteção e manobras. 2009. 192 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2009.

GÖNEN, T. **Electric Power Distribution Engineering**. 2. ed. Boca Raton: CRC Press, 2012. 858 p.

GÖNEN, T. **Electric power distribution system engineering**. 2nd ed. Boca Raton: CRC Press LCC, 2008.

GONZAGA JUNIOR, Rosvando Marques. **Plataforma embarcada para monitoramento descentralizado de sistemas de distribuição utilizando conceitos de internet das coisas**. 2020. 133 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

H. WANG and N. SCHULZ, "A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 1, pp. 207–213, Feb. 2004.

ISMAIL NETO, Mohamad Salem. **Estimação de Estado para Redes de Distribuição de Energia Elétrica Avançadas**. 2017. 138 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

I. M. M. A. F. Freitas, "A Estimacao de Estado de Sistemas Electricos de Energia," Tese de Doutorado, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, Porto, 1995.

IEEE Task Force, "Load representation for dynamic performance analysis (of power systems)," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 2, pp. 472-482, May 1993, doi: 10.1109/59.260837.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Blucher, 2010. 328 p.

KAGAN, NELSON. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo, SP, 2005.

KEMPNER, Thais Reggina. **A robustez de um sistema de distribuição e a alocação de medidores de qualidade de energia elétrica frente aos afundamentos de tensão**. 2012. 13 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Ppgee, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

KERSTING, W. H. (2002). **Distribution System Modeling and Analysis**, CRC Press, Boca Raton.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 1. ed. Nova Iorque: CRC Press, 2001. ISBN 0-8493-0812-7.

KERSTING, W. H. **Radial distribution test feeders**. IEEE Trans. Power Syst. 1991, 6, 975–985C.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 3. ed. Las Cruces: Crc Press, 2012.

KLAS, Juliana. **Advanced Applications for State Estimators in Smart Grids: Identification, Detection and Correction of Simultaneous Measurement, Parameter and Topology Cyber-Attacks**. 2018. 80 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Ppgee, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

KRON MEDIDORES, “**Mult-k NG AGE 01 – Analisador de Qualidade de Energia**”. 2021. Datasheet: <https://kron.com.br/wp-content/uploads/2021/09/mult-k-ng-aqe-01-ficha-tecnica.pdf>. Último acesso em: 04/10/2022.

LUIZ, J.G.J. e CARLOS, L.C. **Cálculo de Fluxo de Potência na Distribuição com rotação de eixos**. 2001. 70f. Monografia (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2011.

MARTINS, Caio César Costa. **Fluxo de Carga em Redes de Distribuição Operando em Emergência**. 2018. 109 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2018.

MONTICELLI, A., “**State Estimation in Electric Power Systems, A Generalized Approach**”, 1999. ISBN 978-1-4615-4999-4.

MORAES, R. M. de. **Sincrofasores em Sistemas de Potência Aplicacoes na Estimacao de Estado**. 2009. 220 f. Tese (Doutorado em Engenharia Eletrica) - Instituto de Computacao, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2009.

MOREIRA, Tamiris Gomes. **Uma nova metodologia para detecção e identificação de erros grosseiros em sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando unidades de medição fasorial sincronizada**. 2016. 170 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2016.

MUSCAS, S. SULIS, A. ANGIONI, F. PONCI AND A. MONTI. "**Impact of Different Uncertainty Sources on a Three-Phase State Estimator for Distribution Networks,**" in *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 63, no. 9, pp. 2200-2209, Sept. 2014, DOI: 10.1109/TIM.2014.2308352.

PEREIRA, Nuno Tiago de Sousa Ribeiro. **Estimação de Estado em Sistemas Elétricos de Energia.** 2018. 279 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2018.

PIZZALI, Luis Fernando Ochoa. **Cálculo de Fluxo de Potência em Redes de Distribuição com Modelagem a Quatro Fios.** 2003. 120 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, 2003.

RMS SISTEMAS ELETRÔNICOS, "**MARH-MTA – Média Tensão**". 2022. Site: http://www.rms.ind.br/produtos/marh-mta---media-tensao-*---aneel---prodist-8,-revisao-7----funcoes-do-marh-vi---ip65---com-usb-e-gprs-/122 . Último acesso em: 04/10/2022.

SANTOS, Ana Júlia; DIEFENTHALER, Andressa; MIRANDA, Sandy, SANTANA, Gabriel; ENDERLE, Taciana; SAUSEN, Paulo; SAUSEN, Airam; CAMPOS, Maurício; **IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO PI EM UM SEGMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE IJUÍ.** Curitiba: Mundi Engenharia, Tecnologia e Gestão, v. 2, jan. 2017. Disponível em: <https://periodicos.ifpr.edu.br/index.php?journal=MundiETG&page=article&op=view&path%5B%5D=300>. Acesso em: 07 out. 2022.

SCHWEPPE, F.; WILDES, J. **Power system static-state estimation, part i: Exact model.** *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-89, n. 1, p. 120-125, Jan 1970. ISSN 0018-9510.

SHORT, T. **Electric power distribution handbook.** Boca Raton: CRC Press LCC, 2004.

ZHANG, Peng. **Advanced Industrial Control Technology.** Burlington: William Andrew, 2010. 842 p.

ZIMMER, Camila; FRANCO JUNIOR, Manoel Andreatta. **Automação da Distribuição de Energia: Recomposição automática de Redes de Distribuição.** 2014. 96 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

ANEXO A – ALIMENTADOR DE TESTES DE 13 NÓS DA IEEE

Dados de configuração das linhas aéreas

Config.	Fase	Fase ACSR	NEUTRO ACSR	ID Espaço
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

Dados de configuração das linhas subterrâneas

Config.	Fase	Cabo	Neutro	ID Espaço
606	A B C N	250,000 AA, CN	None	515
607	A N	1/0 AA, TS	1/0 Cu	520

Dados dos Segmentos de Linhas

NÓ A	NÓ B	Distância (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

Dados do Transformador

	kVA	kV-alto	kV-baixo	R - %	X - %
Subestação	5.000	115 - D	4.16 Gr. Y	1	8
XFM -1	500	4.16 - Gr.W	0.48 - Gr.W	1,1	2

Dados da Carga Capacitiva

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

Dados do Regulador

ID Regulador	1		
Linhas	650 - 632		
Localização	50		
Fases	A - B -C		
Conexão	3-Ph,LG		
Fases de Monitoramento	A-B-C		
Largura de Banda	2.0V		
Faixa PT	20		
Classificação Primária CT	700		
Configuração do Compensador	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Configuração	3	3	3
X - Configuração	9	9	9
Nível de Tensão	122	122	122

Dados da Carga Pontual

NÓ	Carga	F-1	F-1	F-2	F-2	F-3	F-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

Dados da Carga Distribuída

NÓ A	NÓ B	Carga	F-1	F-1	F-2	F-2	F-3	F-3
		Modelo	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
632	671	Y-PQ	17	10	66	38	117	68

Impedâncias

Configuração 601:

Z (R +jX) em ohms por milhas

0.3465	1.0179	0.1560	0.5017	0.1580	0.4236
		0.3375	1.0478	0.1535	0.3849
				0.3414	1.0348

B in micro Siemens por milhas

6.2998	-1.9958	-1.2595			
	5.9597	-0.7417			
		5.6386			

Configuração 602:

Z (R +jX) em ohms por milhas

0.7526	1.1814	0.1580	0.4236	0.1560	0.5017
		0.7475	1.1983	0.1535	0.3849
				0.7436	1.2112

B in micro Siemens por milhas

5.6990	-1.0817	-1.6905			
	5.1795	-0.6588			
		5.4246			

Configuração 603:

Z (R +jX) em ohms por milhas

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		1.3294	1.3471	0.2066	0.4591
				1.3238	1.3569

B em micro Siemens por milhas

0.0000	0.0000	0.0000			
		4.7097	-0.8999		
			4.6658		

Configuração 604:

Z (R +jX) em ohms por milhas

1.3238	1.3569	0.0000	0.0000	0.2066	0.4591
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				1.3294	1.3471

B em micro Siemens por milhas

4.6658	0.0000	-0.8999			
	0.0000	0.0000			
		4.7097			

Configuração 605:

Z (R +jX) em ohms por milhas

0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				1.3292	1.3475

B em micro Siemens por milhas

0.0000	0.0000	0.0000			
	0.0000	0.0000			
		4.5193			

Configuração 606:

Z (R +jX) em ohms por milhas

0.7982	0.4463	0.3192	0.0328	0.2849	-0.0143
		0.7891	0.4041	0.3192	0.0328

			0.7982	0.4463
B em micro Siemens	por milhas			
96.8897	0.0000	0.0000		
	96.8897	0.0000		
		96.8897		

Configuração 607:

		Z (R +jX) em ohms por milhas			
1.3425	0.5124	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
				0.0000	0.0000
B em micro Siemens	por milhas				
88.9912	0.0000	0.0000			
	0.0000	0.0000			
		0.0000			