

UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA
FACULDADE DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Ana Flávia Procópio da Costa Silva

**Detecção, Identificação e Correção de Erros Grosseiros de Medição em Redes
de Distribuição Desequilibradas Utilizando Multiplicadores de Lagrange**

Juiz de Fora

2023

Ana Flávia Procópio da Costa Silva

Detecção, Identificação e Correção de Erros Grosseiros de Medição em Redes de Distribuição Desequilibradas Utilizando Multiplicadores de Lagrange

Dissertação apresentada ao PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de concentração em , como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Edimar José de Oliveira-UFJF

Coorientadores: Julio Cesar Stacchini de Souza-UFF e Leonardo Willer de Oliveira-UFJF

Juiz de Fora

2023

Ficha catalográfica elaborada através do Modelo Latex do CDC da UFJF
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Silva, Ana Flávia Procópio da Costa.

Detecção, Identificação e Correção de Erros Grosseiros de Medição em Redes de Distribuição Desequilibradas Utilizando Multiplicadores de Lagrange / Ana Flávia Procópio da Costa Silva. – 2023.

75 f. : il.

Orientador: Edimar José de Oliveira-UFJF

Coorientadores: Julio Cesar Stacchini de Souza-UFF e Leonardo Willer de Oliveira-UFJF

Dissertação (Mestrado) – UNIVERSIDADE FEDERAL DE JUIZ DE FORA, FACULDADE DE ENGENHARIA. PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 2023.

1. Detecção, Identificação e Correção de Erros Grosseiros. 2. Estimação de Estados Trifásico. 3. Multiplicadores de Lagrange. 4. Rede Desequilibrada I. de Oliveira, Edimar , orient. II. de Souza, Julio Cesar Stacchini, coorient. III. de Oliveira, Leonardo Willer, coorient.

Ana Flávia Procópio da Costa

Detecção, Identificação e Correção de Erros Grosseiros de Medição em Redes de Distribuição Desequilibradas Utilizando Multiplicadores de Lagrange

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 11 de julho de 2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Edimar José de Oliveira - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Julio Cesar Stacchini de Souza - Coorientador

Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira - Coorientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Andre Abel Augusto

Universidade Federal Fluminense

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 06/07/2023.



Documento assinado eletronicamente por **Edimar Jose de Oliveira, Professor(a)**, em 11/07/2023, às 15:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Julio Cesar Stacchini de Souza, Usuário Externo**, em 12/07/2023, às 09:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 12/07/2023, às 12:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 12/07/2023, às 17:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Andre Abel Augusto, Usuário Externo**, em 26/07/2023, às 09:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1354448** e o código CRC **2CF56FF2**.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, pois sem ele nada disso seria possível.

Aos meus pais, Carlos e Cláudia, por todo o apoio e amor. Ao meu pai, pelo exemplo de competência, paciência e pelos conselhos, à minha mãe, pelo exemplo de caráter, determinação e força.

Ao meu esposo, Herbert, pelo carinho, apoio, companheirismo, amizade e paciência em todos os momentos, principalmente nos mais difíceis.

Ao professor Edimar José de Oliveira pelas oportunidades, ensinamentos e paciência durante toda a minha trajetória, desde a iniciação científica até o presente momento, e por me orientar no desenvolvimento deste trabalho.

A todos os professores da Pós-graduação em Engenharia Elétrica que participaram da minha formação, por todas as aulas e ensinamentos. Em especial ao professor Leonardo Willer pela ajuda. E ao meu coorientador Julio Cesar Stacchini pelo auxílio durante todo o desenvolvimento desta pesquisa.

À todos os amigos que sempre estiveram comigo.

À Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), ao Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE), ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), à Fundação de Amparo à Pesquisa no Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) e à todos que fazem parte do Departamento Pós-graduação em Engenharia Elétrica por possibilitarem a realização desta pesquisa.

“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas Graças a Deus, não sou o que era antes”. (MARTHIN LUTHER KING)

RESUMO

Este trabalho aborda o tema da detecção, identificação e correção de erros grosseiros (EG) em sistemas elétricos trifásicos desequilibrados. Os sistemas elétricos trifásicos desequilibrados são comuns em redes de distribuição de energia, onde cargas desbalanceadas, problemas de conexão e falhas em componentes podem levar a um desequilíbrio nas grandezas elétricas, como tensões e correntes. É proposto um método que aplica Estimação de Estados Ótima Trifásica (E-OPFT) para detectar, identificar e corrigir esses erros grosseiros em sistemas elétricos desequilibrados. O método utiliza os Multiplicadores de Lagrange (ML) relacionados aos limites inferiores e superiores das variáveis medidas, e com isso calcula Índices de Erro relacionados a esses limites. Inicialmente, o método desenvolvido implementa algoritmos de detecção de erros grosseiros, que identificam padrões inconsistentes nas medições. Em seguida, algoritmos de identificação são aplicados para determinar as barras que possuem erros grosseiros. Essa etapa é realizada por meio do E-OPFT Modificado (E-OPFT-m). Ao final do E-OPFT-m, os valores de ML referentes às margens inferiores e superiores são encontrados e com eles os respectivos índices de erro (IND) das medições são calculados, e quando se encontra valores diferentes de zero significa que a medição contém erro. A etapa de correção utiliza o erro médio, que depende do erro encontrado e da incerteza do medidor, para se determinar pseudomedidas, que são consideradas como as novas medições para a estimação, e, por fim, aplica no E-OPFT final (E-OPF-f). Essa técnica permite corrigir as medições incorretas e re-estimar os estados do sistema, visando proporcionar estimativas mais precisas e confiáveis das grandezas elétricas. A dissertação também apresenta estudos de caso e simulações, em um sistema de 4 barras e de 33 barras modificados, para validar a eficácia e a robustez do método proposto. Os resultados mostram que o método é capaz de detectar e corrigir com precisão erros grosseiros em sistemas elétricos trifásicos desequilibrados, contribuindo para o desempenho e a segurança desses sistemas. Em resumo, o presente trabalho contribui para o avanço da detecção, identificação e correção de erros grosseiros em sistemas elétricos trifásicos desequilibrados, oferecendo um novo método baseado em estimação de estados e multiplicadores de Lagrange. Os resultados obtidos demonstram a viabilidade e a eficiência do método proposto, proporcionando benefícios significativos para o setor elétrico em termos de segurança e eficiência operacional.

Palavras-chave: Detecção, Identificação e Correção de Erros Grosseiros. Estimação de Estados Trifásico. Multiplicadores de Lagrange. Rede Desequilibrada.

ABSTRACT

This work addresses detecting, identifying, and correcting gross errors (EG) in unbalanced three-phase electrical systems. Unbalanced three-phase electrical systems are standard in power distribution networks, where unbalanced loads, connection issues, and component failures can lead to imbalances in electrical quantities such as voltages and currents. A method is proposed that applies state estimation (E-OPFT) to detect, identify, and correct these gross errors in unbalanced electrical systems. The method utilizes Lagrange multipliers (ML) related to the lower and upper bounds of the measured variables, thereby calculating error indices related to these bounds. Initially, the developed method implements gross error detection algorithms that identify inconsistent patterns in the measurements. Subsequently, identification algorithms are applied to determine the buses that have gross errors. This step is performed through Modified E-OPFT (E-OPFT-m). At the end of E-OPFT-m, the ML values corresponding to the lower and upper margins are found, and with them, the respective error indices (IND) of the measurements are calculated, and when non-zero values are encountered, it indicates that the measurement contains an error. The correction step uses the mean error, which depends on the identified error and the meter uncertainty, to determine pseudo-measurements, which are considered as the new measurements for estimation, and finally applies it to Final E-OPFT (E-OPFT-f). This technique allows correcting the incorrect measurements and re-estimating the system states, aiming to provide more accurate and reliable estimates of the electrical quantities. The dissertation also presents case studies and simulations in modified 4-bus and 33-bus systems to validate the effectiveness and robustness of the proposed method. The results show that the method is capable of accurately detecting and correcting gross errors in unbalanced three-phase electrical systems, contributing to the performance and safety of these systems. In summary, this work contributes to the advancement of the detection, identification, and correction of gross errors in unbalanced three-phase electrical systems, offering a new method based on state estimation and Lagrange multipliers. The obtained results demonstrate the feasibility and efficiency of the proposed method, providing significant benefits to the electrical sector in terms of safety and operational efficiency.

Keywords: Detection, Identification, and Correction of Gross Errors. Three-Phase State Estimation. Lagrange Multipliers. Unbalanced Grid.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Circuito pi-equivalente de uma linha trifásica.	26
Figura 2 – Fluxograma com o Algoritmo Proposto para a Identificação de Erros Grosseiros.	37
Figura 3 – Fluxograma Correção de Erros Grosseiros.	41
Figura 4 – Sistema 4 barras.	46
Figura 5 – Potência ativa das barras do sistema.	47
Figura 6 – Potência reativa das barras do sistema.	47
Figura 7 – Sistema 33 barras modificado.	53
Figura 8 – Potência ativa das barras do sistema.	54
Figura 9 – Potência reativa das barras do sistema.	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Módulos da tensões medidas e estimadas.	48
Tabela 2 – Ângulos de fase medidos e estimados.	48
Tabela 3 – Módulos das correntes medidas.	48
Tabela 4 – Comparação entre os valores medidos e estimados.	49
Tabela 5 – Novos limites das tensões estimadas.	49
Tabela 6 – Novos valores estimados.	50
Tabela 7 – Multiplicadores de Lagrange.	50
Tabela 8 – Índice de Erro.	51
Tabela 9 – Erros de Medição Antigos e Novos.	51
Tabela 10 – Novos Valores Medidos.	51
Tabela 11 – Novos limites das tensões estimadas.	52
Tabela 12 – Multiplicadores de Lagrange.	52
Tabela 13 – Índice de Erro.	52
Tabela 14 – Módulos da tensões medidas e estimadas.	54
Tabela 15 – Ângulos de fase medidos e estimados.	55
Tabela 16 – Comparação entre os valores medidos e estimados.	56
Tabela 17 – Novos limites das tensões estimadas.	57
Tabela 18 – Novos valores estimados.	57
Tabela 19 – Multiplicadores de Lagrange.	58
Tabela 20 – Índice de Erro.	58
Tabela 21 – Erros de Medição Antigos e Novos.	59
Tabela 22 – Novos Valores Medidos.	59
Tabela 23 – Novos limites das tensões estimadas.	60
Tabela 24 – Novos Valores Estimadas pelo E-OPFT-f.	60
Tabela 25 – Multiplicadores de Lagrange.	60
Tabela 26 – Índice de Erro.	61
Tabela 27 – Dados de barra do Sistema de 4 Barras.	69
Tabela 28 – Dados de Geração do Sistema de 4 Barras.	69
Tabela 29 – Dados de Carga do Sistema de 4 Barras.	69
Tabela 30 – Dados das Resistências da Linha do Sistema de 4 Barras.	69
Tabela 31 – Dados das Reatâncias da Linha do Sistema de 4 Barras.	70
Tabela 32 – Dados das Susceptância <i>Shunt</i> da Linha do Sistema de 4 Barras.	70
Tabela 33 – Dados de barra do Sistema de 33 Barras.	71
Tabela 34 – Dados de Geração do Sistema de 33 Barras.	72
Tabela 35 – Dados de Carga do Sistema de 33 Barras.	72
Tabela 36 – Dados das Resistências da Linha do Sistema de 33 Barras.	73
Tabela 37 – Dados das Reatâncias da Linha do Sistema de 33 Barras.	74
Tabela 38 – Dados das Susceptância <i>Shunt</i> da Linha do Sistema de 33 Barras.	75

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

EE	Estimação de Estados
SED	Sistema Elétrico de Distribuição de Energia
RNA	Rede Neural Artificial
WLS	Weighted Least Square
RMS	Raiz Quadrada Média
EG	Erros Grosseiros
IPM	Método dos Pontos Interiores
ML	Multiplicadores de Lagrange
fob	Função Objetivo
SE	Subestação
PMU	Unidade de Medição Fasorial
SM	<i>Smart Meter</i>
SCADA	Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados

LISTA DE SÍMBOLOS

\mathbf{Z}_{km}^{abc}	Matriz de impedância série da linha entre as barras k e m
Z_{km}^{ss}	Impedância própria da fase s da linha entre as barras k e m
Z_{km}^{st}	Impedância mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m
r_{km}^{ss}	Resistência própria da fase s da linha entre as barras k e m
r_{km}^{st}	Resistência mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m
x_{km}^{ss}	Reatância própria da fase s da linha entre as barras k e m
x_{km}^{st}	Reatância mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m
s, t, w	Representam as fases a, b, c
\mathbf{Y}_{km}^{abc}	Matriz de admitância <i>shunt</i> da linha entre as barras k e m
b_{km}^{ss}	Susceptância <i>shunt</i> própria da fase s da linha entre as barras k e m
b_{km}^{st}	Susceptância <i>shunt</i> mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m
$\hat{P}x_{min_k}$	Limite inferior da variável que representa a demanda de potência ativa da barra k
$\hat{P}x_{max_k}$	Limite superior da variável que representa a demanda de potência ativa da barra k
$\hat{Q}x_{min_k}$	Limite inferior da variável que representa a demanda de potência reativa do barramento k
$\hat{Q}x_{max_k}$	Limite superior da variável que representa a demanda de potência reativa do barramento k
$\hat{\theta}_k^s$	Ângulo estimado da fase 's' na barra k
\hat{V}_k^s	Módulo da tensão estimada da fase 's' na barra k
$erro_medidor^s$	Margem de erro do medidor da fase 's'
\hat{x}^s	Valores estimados da fase 's'
x^{*s}	Valores medidos na fase 's'
$I_{k,serie}^s$	Fasor de corrente injetada na fase s da barra k , de uma carga ou unidade geradora

V_k^s	Fasor de tensão da fase s da barra k
V_i^s	Fasor de tensão da fase s da barra i
b_{ki}^{st}	Susceptância em derivação do ramo $k - i$ das fases st
Ω_k	Conjunto de barras conectadas diretamente à barra k
y_{ki}^{st}	Admitância série do ramo $k - i$ das fases st
$I_{k,deriv}^s$	Fasor de corrente derivação na fase s
$Y_k^{s sh}$	Admitância em derivação na fase s da barra k
$I_{r_k}^s$	Parte real do fasor da corrente injetada na fase s da barra k
$I_{im_k}^s$	Parte imaginária do fasor da corrente injetada na fase s da barra k
$V_{r_k}^s$	Parte real do fasor da tensão injetada na fase s da barra k
$V_{im_k}^s$	Parte imaginária do fasor da tensão injetada na fase s da barra k
S_k^s	Potência aparente injetada na fase s da barra k
P_k^s	Potência ativa injetada na fase s da barra k
Q_k^s	Potência reativa injetada na fase s da barra k
I_{kcg}^s	Fasor de corrente injetada na fase s da barra k , de uma carga ou uma unidade geradora
Pg_k^s, Qg_k^s	Potência ativa e reativa gerada na fase s da barra k
Px_k^s, Qx_k^s	Potência ativa e reativa demandada na fase s da barra k
I_k^n	Fasor de corrente de neutro na barra k
I_k^a	Fasor de corrente da fase a na barra k
I_k^b	Fasor de corrente da fase b na barra k
I_k^c	Fasor de corrente da fase c na barra k
$\hat{P}x_{min_k}^s$	Limites inferior da variável que representa a demanda de potência ativa na fase s da barra k
$\hat{P}x_{max_k}^s$	Limites superior da variável que representa a demanda de potência ativa na fase s da barra k
$\hat{Q}x_{min_k}^s$	Limites inferior da variável que representa a demanda de potência reativa na fase s do barramento k

$\hat{Q}x_{max_k}$	Limites superior da variável que representa a demanda de potência reativa na fase s do barramento k
$\hat{P}g_{max_k}^s$	Limite superior da variável representativa de potência ativa na fase s da barra k
$\hat{Q}g_{min_k}^s$	Limites inferior da variável que representa a geração de energia reativa na fase s da barra k
$\hat{Q}g_{max_k}^s$	Limites superior da variável que representa a geração de energia reativa na fase s da barra k
$\hat{V}_{min_k}^s$	Limites inferior da tensão estimada na fase s da barra k
$\hat{V}_{max_k}^s$	Limites superior da tensão estimada na fase s da barra k
$\hat{\theta}_{min_k}^s$	Limites inferior do ângulo estimado na fase s da barra k
$\hat{\theta}_{max_k}^s$	Limites superior do ângulo estimado na fase s da barra k
IND_{low}	Índice de erro do Multiplicador de Lagrange low
λ_{low}	Coefficiente de Lagrange correspondente ao limite inferior
IND_{up}	Índice de erro de do Multiplicador de Lagrange up
λ_{up}	Coefficiente de Lagrange correspondente ao limite superior
V^{s*}	Vetor das tensões medidas na fase 's'
\hat{V}^s	Vetor das tensões estimadas para a fase 's'
θ^{s*}	Vetor dos ângulos de fase medidos na fase 's'
$\hat{\theta}^s$	Vetor dos ângulos de fase estimados para a fase 's'
I^{s*}	Vetor das correntes medidas na fase 's'
Nb_m	Número de Barras com Medidores no Sistema
N_{ERROR}	Número de erros
\hat{V}_{min}^s	Vetor com os Valores Mínimos da Tensão Estimada na fase 's' das barras com medidores
\hat{V}_{max}	Vetor com os Valores Máximos da Tensão Estimada na fase 's' das barras com medidores
\hat{P}_{fic}	Representa a demanda de potência ativa fictícia de todas as barras

\hat{Q}_{fic}	Representa a demanda de potência reativa fictícia de todas as barras
\hat{I}_{fic}	Representa a corrente fictícia de todas as barras
$CUSTO_P$	Custo da potência ativa fictícia
$CUSTO_Q$	Custo da potência reativa fictícia
E_{Medio}	Erro médio
E^0	Erro de medição inicial
E_{med}	Incerteza do medidor
$V_{histórico}$	Tensão da base de dados do sistema
V_{novo}^*	Pseudomedida

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
1.2	OBJETIVO	24
1.3	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA	24
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	25
1.5	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	25
2	ESTIMAÇÃO DE ESTADOS DE SISTEMAS DESEQUILIBRADOS	26
2.1	MODELAGEM DA REDE	26
2.2	MODELAGEM DOS LIMITES DAS CARGAS	27
2.3	ESTIMADOR DE ESTADOS TRIFÁSICOS: E-OPFT	28
2.4	FORMULAÇÃO	32
2.5	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	34
3	DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CORREÇÃO DE ERROS GROSSEIROS EM SISTEMAS DESEQUILIBRADOS	35
3.1	ALGORITMO PROPOSTO PARA DETECÇÃO DE EG	35
3.2	E-OPFT MODIFICADO (E-OPFT-m)	38
3.3	ALGORITMO DE CORREÇÃO DE ERROS GROSSEIROS	40
3.3.1	Fluxograma de Correção de Erro	40
3.3.2	FORMULAÇÃO E-OPFT-f	42
3.4	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	43
4	ESTUDO DE CASO	45
4.1	SISTEMA DE 4 BARRAS	46
4.1.1	Detecção e Identificação de Erros Grosseiros	46
4.1.2	Correção de Erros Grosseiros	51
4.2	SISTEMA DE 33 BARRAS	52
4.2.1	Detecção e Identificação de Erros Grosseiros	53
4.2.2	Correção de Erros Grosseiros	59
4.3	CONCLUSÃO DO CAPÍTULO	61
5	CONCLUSÕES	63
5.1	TRABALHOS FUTUROS	63

REFERÊNCIAS	65
APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA 4 BARRAS	69
APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA 33 BARRAS	71

1 INTRODUÇÃO

A Estimação de Estados (EE) é uma ferramenta matemática que foi desenvolvida com o intuito de se determinar os estados do sistema de potência, através do processamento de medições adquiridas em tempo real para a parte observável e não observável do sistema. Segundo [1], na operação convencional de um Sistema Elétrico de Distribuição de Energia (SED) tradicional, há poucas informações em tempo real disponíveis para monitorar o sistema. No entanto, um monitoramento mais extenso em tempo real e o controle são necessários para a operação eficaz da rede e pela boa qualidade de serviço ao cliente.

1.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Os SEDs são caracterizados como desequilibrados, onde as cargas não são uniformemente distribuídas entre as fases, alguns trechos de linha tendo configurações monofásicas ou bifásicas. Ao contrário das redes de transmissão, que são bem cobertas por medições em tempo real, as redes de distribuição sempre foram caracterizadas pela falta dessas medições por razões econômicas. Assim, muitas das primeiras tentativas de implantar estimação de estados em sistemas de distribuição fizeram uso de informações históricas de carga [2, 3, 4].

Em [1] os autores desenvolveram um algoritmo de estimação de estados trifásico para aplicação em redes de distribuição radiais, utilizando um processo iterativo com esquema *backward-forward* para estimar os fluxos da linha, a tensão e as cargas, com base nas grandezas medidas. No entanto, esta metodologia proposta para a EE não pode ser executada sem um número adequado de medições.

Na referência [5] é apresentado uma EE trifásica que é baseada em componentes simétricos de um sistema trifásico e utiliza um estimador de Menor Valor Absoluto (*Least Absolute Value - LAV*). Este artigo propõe uma solução desacoplada com base nos componentes modais (simétricos) para abordar a complexidade introduzida pelo modelo trifásico acoplado. Apesar do tempo computacional do sistema desacoplado ser menor, o tempo total de simulação é elevado tendo em vista uma simulação para cada sequência.

A metodologia proposta em [6] combina o algoritmo de otimização por enxame de partículas (Particle Swarm Optimization - PSO) com técnicas tradicionais de estimação de estados para melhorar a precisão e a eficiência do processo de estimação. No artigo, é descrito como o algoritmo PSO é adaptado e aplicado ao problema da estimação de estados trifásicos em sistemas elétricos. Ele é utilizado para otimizar a seleção e o ajuste dos parâmetros do modelo de estado e para encontrar a solução que melhor se ajusta às medições disponíveis. A metodologia leva em consideração as restrições e as equações de fluxo de potência do sistema trifásico para obter estimativas mais precisas dos estados. No entanto, é importante mencionar que a eficácia da metodologia proposta pode depender da

seleção adequada de parâmetros do algoritmo PSO e da qualidade das medições disponíveis. Além disso, a escalabilidade e a aplicabilidade em sistemas elétricos complexos e de grande escala podem ser desafios a serem considerados.

O trabalho de [7] aborda uma metodologia para a estimação linear do estado em sistemas de distribuição de energia elétrica, utilizando PMUs para melhorar a qualidade dos dados e a confiabilidade das aplicações. A metodologia proposta baseia-se na abordagem de estimação linear do estado, que utiliza uma matriz de sensibilidade linearizada para relacionar as medições disponíveis às variáveis de estado desconhecidas. Mas, é importante mencionar que a implementação da metodologia proposta pode depender de vários fatores, como a disponibilidade e a qualidade das medições fornecidas pelas PMUs, a adequação dos modelos utilizados na estimação e a capacidade computacional necessária para lidar com grandes volumes de dados em tempo real.

Na referência [8] a metodologia proposta combina medidas tradicionais, como tensões e correntes, com medidas avançadas, como dados de medidores inteligentes e dispositivos de monitoramento da qualidade da energia. Essa combinação de medidas híbridas permite uma melhor compreensão do estado do sistema e melhora a precisão das estimativas. A abordagem adotada no artigo é baseada em um modelo de otimização que busca minimizar a diferença entre as medidas reais e as medidas estimadas, sujeito a restrições e considerando incertezas nos dados. É importante mencionar que a implementação da metodologia proposta pode exigir uma infraestrutura adequada de comunicação e a disponibilidade de medidas.

O teste qui-quadrado é usado em [9], avaliando o impacto de previsão de modelagem de carga no processo de EE. Os Erros Grosseiros (EG) são identificados com base no máximo residual normalizado (MRN) e em medição inteligente para identificar dados ruins causados por calibração errada e ataques cibernéticos. Embora o artigo apresente uma discussão teórica sobre a análise de dados de má qualidade em estimação de estado, faltam exemplos práticos para ilustrar a aplicação da metodologia proposta. O artigo não compara a metodologia proposta com outros trabalhos existentes na literatura. Isso torna difícil avaliar a contribuição do artigo para o campo da estimação de estado.

Em [10] é implementada estimação de estados para redes de distribuição de baixa tensão, onde é comum ter medições limitadas e ruído nos dados. O filtro de Kalman é aplicado para estimar as variáveis de estado, como tensões e correntes, em tempo real. A metodologia descrita no artigo envolve a formulação do problema de estimação de estados trifásicos, considerando as equações de potência ativa e reativa, restrições físicas e as medições disponíveis. O filtro de Kalman é conhecido por sua capacidade de lidar com ruído e incertezas nos dados de entrada, permitindo uma estimação mais precisa dos estados do sistema.

O trabalho desenvolvido em [11] apresenta método de estimação de estados que

aplica técnicas de otimização para minimizar a diferença entre as medições reais e as estimativas calculadas, a fim de obter uma solução precisa e confiável. O método proposto pode ser bastante complexo em termos de formulação matemática e implementação. Isso pode dificultar sua aplicação prática em sistemas de grande escala e torná-lo mais adequado para microrredes menores.

O objetivo de [12] é propor um método robusto de estimação de estados que leve em consideração o desequilíbrio trifásico. A metodologia proposta busca superar as limitações dos métodos convencionais de estimação de estados, que assumem um comportamento simétrico das fases. A abordagem proposta pelo autor utiliza técnicas de otimização e algoritmos robustos para estimar os estados elétricos, como tensões e correntes, em sistemas de energia trifásicos assimétricos. A metodologia considera as diferenças entre as fases e leva em conta a incerteza dos dados de entrada, como medições e modelos do sistema.

No artigo [13] é proposto um método de estimação de estados para subestações elétricas, considerando o modelo de impedância zero, que é uma simplificação matemática comum para representar as redes de energia elétrica em sistemas de baixa tensão. Leva em consideração as equações de potência ativa e reativa, as restrições de fluxo de potência e as medições disponíveis. O modelo de impedância zero é utilizado para simplificar a representação das impedâncias das linhas de transmissão e transformadores, considerando-os como elementos ideais sem perdas e sem reatâncias. No entanto, é importante destacar que o modelo de impedância zero é uma simplificação e pode não capturar todas as características e fenômenos presentes em sistemas reais. Além disso, a precisão da estimação de estados pode ser afetada por erros nas medições, incertezas nos parâmetros do sistema e outros fatores que não são abordados diretamente no artigo.

Em [14] apresenta um método de estimação de estado em tempo real para monitorar e controlar sistemas de distribuição de energia elétrica, os erros grosseiros são identificados por MRN e detectados pelo teste qui-quadrado. Embora o artigo forneça uma descrição detalhada do método proposto, a validação é limitada a um único sistema de distribuição de energia elétrica, sem comparação com outros métodos de estimação de estado ou análise de sensibilidade. O método proposto requer uma série de dados de entrada, como medições de tensão e corrente, topologia do sistema, informações do transformador, entre outros. A disponibilidade e qualidade desses dados podem variar entre diferentes sistemas de distribuição de energia elétrica, limitando a aplicabilidade do método.

Já [15] considera incertezas tanto no modelo matemático do sistema quanto nas medições disponíveis. O modelo matemático pode conter simplificações ou erros nos parâmetros do sistema, enquanto as medições podem ser afetadas por ruído, imprecisões nos sensores ou outras fontes de incerteza. Através de uma análise cuidadosa, o artigo investiga o efeito dessas incertezas na EE, levando em consideração os aspectos específicos

das redes de distribuição trifásicas. A metodologia considera a natureza não linear do problema de estimação de estados e utiliza técnicas estatísticas e computacionais para avaliar o impacto das incertezas. Contudo, as incertezas modeladas no estudo são baseadas em análises estatísticas e não levam em conta a dinâmica temporal e espacial da rede, o que pode ser importante para aprimorar a modelagem de incertezas em sistemas de distribuição trifásicos.

A referência [16] utiliza o método WLS e considera erros de medição e erros nos parâmetros do sistema. A metodologia proposta inclui a formulação do problema de estimação de estados considerando os erros nas medições e nos parâmetros, além da modelagem matemática das equações de balanço de potência ativa e reativa em sistemas trifásicos. Embora o artigo descreva a formulação do problema e apresente resultados de simulações, a falta de validação experimental em um ambiente real ou em um sistema de energia elétrica em operação pode limitar a confiabilidade e a generalização dos resultados.

Já [17] apresenta um método para detectar e corrigir erros grosseiros em sistemas de distribuição de energia elétrica usando estimação de estado, por meio do teste qui-quadrado. método proposto requer medições trifásicas, que podem não estar disponíveis em todos os sistemas de distribuição de energia elétrica. Além disso, o método não considera a incerteza associada às medições, o que pode afetar a precisão da estimação.

A referência [18] apresenta um novo estimador de estado trifásico baseado em rede neural artificial (RNA) para ser aplicado em sistemas de distribuição monitorados por PMUs. A principal contribuição do trabalho é uma arquitetura paralela para treinamento da RNA para reduzir a carga computacional e melhorar a precisão do método proposto.

Em [19] é proposto um método distribuído de EE que considera a presença de dados ruins ou corrompidos na medição das grandezas elétricas. A presença de EG pode ocorrer devido a falhas em sensores, comunicação ou outros fatores. Essa abordagem pode contribuir para melhorar a operação, o controle e a tomada de decisões em sistemas de energia distribuída, aumentando a confiabilidade e eficiência dos mesmos.

O trabalho desenvolvido por [20] apresenta um método trifásico de EE que aplica o método WLS com base em componentes simétricos para sistemas de distribuição. A rede é modelada como três circuitos monofásicos desacoplados e cada componente da rede foi colocado de acordo com cada circuito de sequência positiva, negativa e zero, desta forma para que a EE possa ser executada nos circuitos desacoplados é realizada uma compensação de corrente considerando a assimetria entre as linhas. Para cada um dos circuitos modelados foi realizada a estimação de estados e para auxiliar encontrar a solução são utilizadas pseudo-medidas. Uma das análises realizadas no trabalho foi a comparação entre os tempos do método desenvolvido, o trifásico desconsiderando o acoplamento e uma simulação com o trifásico completo. Foi possível verificar que o esforço computacional para simular os três circuitos monofásicos de sequência, que é a metodologia proposta, é

maior do que o da simulação trifásica completa. Além disso, no artigo não foi abordado a questão de tipos de medidores, como por exemplo, Unidade de Medição Fasorial (PMU), Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA) ou *Smart Meters* (SM).

No artigo [21], uma EE linear trifásica é proposto e utiliza tanto as medições provenientes do SCADA quanto de PMU. Se baseia na transformação das medições do SCADA em fasores de corrente equivalentes. A transformação utiliza o barramento de referência ou algumas medições fasoriais de tensão fornecidas por PMUs já instaladas. Em seguida, as medições trifásicas e os parâmetros de rede podem ser desacoplados em componentes modais, resultando em uma solução SE muito rápida. O método proposto é iterativo, pois a transformação atual é repetida por iteração explorando os estados calculados mais recentemente.

A metodologia de [22] combina a estimação de estado com a estimação de parâmetros dinâmicos para fornecer estimativas precisas do estado do sistema em sistemas de energia elétrica trifásicos desequilibrados. O método utiliza dados de medição de provenientes de PMU e de sensores de corrente e tensão para estimar o estado do sistema e considera a dinâmica do sistema no domínio do tempo para fornecer estimativas mais precisas do estado do sistema. O artigo apresenta resultados de simulação para validar o método proposto, mas não discute a validade do método em casos extremos, como sistemas com altos níveis de desequilíbrio ou com grandes perturbações. Seria interessante incluir uma análise da robustez do método em condições extremas.

Em [23] é apresentada uma técnica para processamento de erros de medição e topologia. Para este processamento, é aplicado um teste geométrico em três etapas e os multiplicadores de Lagrange padronizados, onde: em um primeiro momento, o erro é detectado, por meio dos multiplicadores de Lagrange Padronizados e este é colocado em um conjunto de possíveis informações errôneas; na segunda etapa, o teste geométrico é aplicado para determinar se é um erro de medição ou um erro de topologia ou ambos. O passo três consiste em eliminar ou corrigir o erro aplicando o teste geométrico aos grupos que contenham as possíveis informações errôneas.

O trabalho realizado por [24] trata da aplicação do algoritmo EE usando medições de medidores inteligentes para monitoramento quase em tempo real de redes de distribuição de baixa tensão. Esta aplicação propõe o uso de um algoritmo de ponderação não linear baseado no método dos mínimos quadrados para estimar as tensões dos nós a partir do número mínimo de medições de medidores inteligentes. Este artigo trata principalmente da análise de sensibilidade da estimativa do estado. Os resultados mostraram que em 8,3% dos cenários a precisão do algoritmo foi afetada pelo uso de pseudomedidas.

A referência [25] apresenta como alternativa a utilização das técnicas que utilizam Filtros de Kalman para EE em sistemas de distribuição como alternativa ao *Weighted Least Square* (WLS). Os resultados das simulações mostram que, no estudo de caso considerado,

99% dos erros de estimativa de tensão de raiz quadrada média (RMS) obtidos com o filtro de Kalman proposto são pelo menos 60% mais baixos do que os valores correspondentes obtidos com o WLS de referência técnica.

A metodologia proposta por [26] se concentra em lidar com erros grosseiros, que são medições incorretas ou inconsistentes. A abordagem proposta neste artigo é baseada em um método esparsificado e ortogonal. Ela se baseia na decomposição do conjunto de dados em componentes esparsos e componentes densos. Os componentes esparsos contêm informações relevantes para a estimação de estados, enquanto os componentes densos são usados para identificar e corrigir os dados ruins. Porém, é importante mencionar que a eficácia da metodologia proposta pode depender da qualidade das medições disponíveis e da capacidade de identificar corretamente os EG.

Já [27] descreve uma formulação para uma resposta da EE na presença de erros grosseiros (EG) simultânea baseada em Correntropia de Erro Generalizado. O algoritmo usa o caminho central do Método dos Pontos Interiores (IPM), para detectar e identificar medições contaminadas com ruídos altos. Portanto, as medições localizadas perto dos limites são suspeitas de estarem contaminadas com EG. Resíduos ponderados são então usados para verificar essa suspeita, de modo que os dados corrompidos possam ser removidos antes que o SE seja executado novamente. Portanto, a EE com correntropia generalizada com IPM mostrou-se satisfatório.

Em [28] é identificado pontos críticos no processo de estimação de estado em sistemas elétricos de potência. Essa abordagem utiliza técnicas de análise de rede para avaliar a influência de cada medida de entrada no processo de estimação de estado e, assim, identificar as medidas que são críticas para o desempenho do sistema de estimação. Os dados de entrada para executar esta tarefa são a configuração de rede atual determinada pelo Processador de Topologia e o sistema de medição disponível, que são necessárias apenas informações sobre o tipo de medição e localização.

O artigo de [29] estima o erro total de medição associado ao EE de um SEP. O trabalho descreve que essa estimativa é importante porque as equações SEP são altamente correlacionadas entre si e, como consequência, parte dos erros de medição são mascarados. Para tanto, é proposto um índice de inovação (IIN), que fornece a quantidade de novas informações que uma medida contém. Em vez da amplitude residual de medição normalizada clássica, a amplitude de medição residual composta normalizada correspondente é usada na detecção e identificação de EG. Já em [30] as metodologias apresentadas são aplicadas para lidar com medições múltiplas de EG em SEP, mas além da detecção e identificação, a correção de EG também é realizada.

Na referência [31] foi elaborada uma nova abordagem para a correção de EG na execução de uma EE em sistemas de distribuição trifásicos. A detecção de erros é realizada através de uma comparação entre a função objetivo e um valor encontrado por meio de

Simulação de Monte Carlo. Já o processo de identificação, utiliza o resíduo das medições coletadas. E por fim, a correção é baseada na mediana dos dados em um determinado intervalo de tempo.

Em [32] foi desenvolvida uma ferramenta computacional para Estimação de Estados de redes de distribuição de energia elétrica monofásicas, bifásicas ou trifásicas, denominada como E-OPFT. Essa metodologia que foi proposta considera a rede desequilibrada e aplica o algoritmo de otimização para estimação de estados e é utilizada como a base para a realização do EE do presente trabalho. Em continuação da pesquisa abordada no artigo [32], no trabalho de [33] foi desenvolvida uma técnica de detecção e identificação de EG através dos Multiplicadores de Lagrange, assim como no presente trabalho, porém em sistemas monofásicos.

1.2 OBJETIVO

Considerando as pesquisas realizadas neste tema, o presente trabalho propõe uma nova metodologia para a detecção, identificação e correção de EG em um sistema de medição de SED trifásico desequilibrado. Para tanto, a EE é realizada por meio do modelo computacional E-OPFT, que determina os Multiplicadores de Lagrange (ML) necessários para a identificação de erros grosseiros. Após identificar o erro, ele é corrigido e o E-OPFT é executado novamente para verificar, através dos ML, se ainda existem erros de medição.

Portanto, a contribuição desta dissertação consiste na utilização dos ML das restrições de igualdade e desigualdade para o cálculo de índices que auxiliam na detecção e identificação de EG em sistemas desequilibrados, os quais são capazes de retratar discrepâncias na estimação, com consequente identificação do erro de medição.

Outra contribuição importante do presente trabalho, consiste na correção dos EG que foram detectados no sistema. Essa correção foi realizada pelo método de substituição por meio do erro médio, que é calculado para barras que foram identificadas com EG. E por fim, utiliza os Coeficientes de Lagrange, que são encontrados ao final da execução do E-OPFT, para calcular novamente os índices de erro e verificar ainda há erros.

Por fim, para verificar a eficiência da metodologia proposta, são realizados dois estudos de caso para a detecção, identificação e correção da ocorrência de EG, sendo um deles no Sistema de 4 barras e o outro no sistema de distribuição de 33 Barras Modificado.

1.3 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DA PESQUISA

A pesquisa desenvolvida no âmbito da presente dissertação resultou em duas publicações em anais de evento técnico-científico nacional na área de conhecimento, descritos a seguir:

“Estimação de Estados de Redes de Distribuição Desequilibradas Através do Algoritmo E-OPF”. Ana Flávia Procópio da Costa Silva, Edimar José de Oliveira, Jonathan Sanches Ferreira, Leonardo Willer de Oliveira, Julio Cesar Stacchini de Souza, Gabriel Schreider da Silva. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, v. 1, n. 1, 2022.

“Identificação de Erros Grosseiros de Medidas utilizando Multiplicadores de Lagrange”. Ana Flávia Procópio da Costa Silva, Edimar José de Oliveira, Leonardo Willer de Oliveira, Julio Cesar Stacchini de Souza. Congresso Brasileiro de Automática - CBA, v. 1, n. 1, 2022.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Além deste capítulo introdutório, a presente dissertação contém outros quatro capítulos. O capítulo II apresenta estimação de estados de sistemas desequilibrados e o capítulo III descreve a metodologia desenvolvida de identificação e correção de erros grosseiros em sistemas trifásicos desequilibrados.

No capítulo IV, são apresentados e discutidos os resultados obtidos mediante a aplicação da metodologia proposta.

No capítulo V, são apresentadas as principais conclusões do trabalho e sugestões para desenvolvimentos futuros.

1.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Nesta primeira etapa do presente trabalho foi realizado inicialmente uma breve explicação do que é e a importância do processo de estimação de estados no sistema de distribuição de energia elétrica, e como decorrência desta explicação foi realizada uma análise do estado da arte. As referências bibliográficas citadas são apresentadas primeiramente descrevendo sobre estimação de estados, modelagem trifásica e desequilibrada na estimação de estados, detecção e identificação de erros grosseiros e, em seguida, detecção, identificação e correção de erros grosseiros em sistemas trifásicos.

Outros tópicos abordados neste capítulo introdutório, foram as motivações que levaram ao desenvolvimento desta pesquisa e as principais contribuições científicas. E também as publicações que decorreram em função dos estudos realizados.

Logo, neste capítulo foi apresentada uma breve introdução dos estudos que foram realizados no decorrer deste trabalho. Nele também constam a revisão bibliográfica, publicações decorrentes da pesquisa e a motivação e contribuições que levaram a este estudo.

2 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS DE SISTEMAS DESEQUILBRADOS

No presente trabalho, a estimação de estados trifásica utiliza como base o método de injeção de corrente, conforme será apresentado a seguir. Este modelo proposto resultou na publicação do trabalho descrito em [32] e é considerada uma das contribuições no desenvolvimento deste trabalho.

O modelo de estimação de estados trifásico é denominado E-OPFT, baseado no algoritmo de otimização para estimação de estados da literatura, E-OPF [34]. O modelo utiliza o método de injeção de correntes e considera o acoplamento entre fases. Na metodologia, são necessários dados históricos da demanda, que é considerada como uma das variáveis de otimização. Esta estimação de estados trifásica é robusta pois contém como variáveis de otimização todas as variáveis de estado, controle e perturbação.

2.1 MODELAGEM DA REDE

Ao lidar com sistemas trifásicos, é fundamental, determinar a forma que a rede é modelada. Logo, para este estudo o modelo de linha utilizado é o pi-equivalente a parâmetros concentrados conforme apresentado por [35], como pode ser observado na Figura. 1.

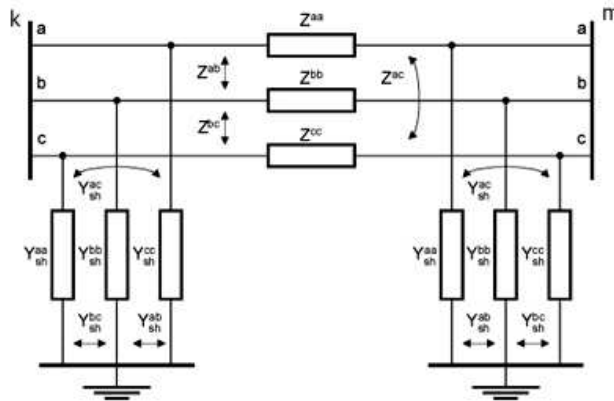


Figura 1 – Circuito pi-equivalente de uma linha trifásica.

A representação do circuito da Figura 1 na forma matricial é dada pelas Equações (2.1) e (2.2).

$$[\mathbf{Z}_{km}^{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{km}^{aa} & Z_{km}^{ab} & Z_{km}^{ac} \\ Z_{km}^{ba} & Z_{km}^{bb} & Z_{km}^{bc} \\ Z_{km}^{ca} & Z_{km}^{cb} & Z_{km}^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{km}^{aa} & r_{km}^{ab} & r_{km}^{ac} \\ r_{km}^{ba} & r_{km}^{bb} & r_{km}^{bc} \\ r_{km}^{ca} & r_{km}^{cb} & r_{km}^{cc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} x_{km}^{aa} & x_{km}^{ab} & x_{km}^{ac} \\ x_{km}^{ba} & x_{km}^{bb} & x_{km}^{bc} \\ x_{km}^{ca} & x_{km}^{cb} & x_{km}^{cc} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Onde:

\mathbf{Z}_{km}^{abc}	Matriz de impedância série da linha entre as barras k e m;
Z_{km}^{ss}	Impedância própria da fase s da linha entre as barras k e m;
Z_{km}^{st}	Impedância mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m;
r_{km}^{ss}	Resistência própria da fase s da linha entre as barras k e m;
r_{km}^{st}	Resistência mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m;
x_{km}^{ss}	Reatância própria da fase s da linha entre as barras k e m;
x_{km}^{st}	Reatância mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m;
s, t, w	Representam as fases a,b,c.

$$[\mathbf{Y}_{sh_{km}}^{abc}] = j \begin{bmatrix} b_{sh_{km}}^{aa} & b_{sh_{km}}^{ab} & b_{sh_{km}}^{ac} \\ b_{sh_{km}}^{ba} & b_{sh_{km}}^{bb} & b_{sh_{km}}^{bc} \\ b_{sh_{km}}^{ca} & b_{sh_{km}}^{cb} & b_{sh_{km}}^{cc} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Onde:

\mathbf{Y}_{km}^{abc}	Matriz de admitância <i>shunt</i> da linha entre as barras k e m;
b_{km}^{ss}	Susceptância <i>shunt</i> própria da fase s da linha entre as barras k e m;
b_{km}^{st}	Susceptância <i>shunt</i> mútua das fases s e t da linha entre as barras k e m.

2.2 MODELAGEM DOS LIMITES DAS CARGAS

Na representação dos desequilíbrios das cargas, estas foram consideradas como variáveis de otimização e são, também, estimadas. Portanto, deve-se determinar os limites das cargas ativa e reativa de cada barra, esses limites são definidos em nível global (*gu*), que todas as barras são alteradas juntas, e em nível local (*lu*), onde os limites das barras são modificados de forma individual. Os cálculos dos limites inferiores e superiores são realizados em função dos dados base do sistema em estudo. Assim, o limite da carga no barramento k é atualizado de acordo com [36], como segue:

$$Px_{min_k} = \min \left\{ (1 + fg^i) \cdot (1 + fl_k^i) \cdot Px_k \right\} \quad (2.3)$$

$$Px_{max_k} = \max \left\{ (1 + fg^i) \cdot (1 + fl_k^i) \cdot Px_k \right\} \quad (2.4)$$

$$Qx_{min_k} = \min \left\{ (1 + fg^i) \cdot (1 + fl_k^i) \cdot Qx_k \right\} \quad (2.5)$$

$$Qx_{max_k} = \max \left\{ (1 + fg^i) \cdot (1 + fl_k^i) \cdot Qx_k \right\} \quad (2.6)$$

Onde:

- $\hat{P}x_{min_k}, \hat{P}x_{max_k}$ Limites inferior e superior da variável que representa a demanda de potência ativa da barra k , respectivamente;
- $\hat{Q}x_{min_k}, \hat{Q}x_{max_k}$ Limites inferior e superior da variável que representa a demanda de potência reativa do barramento k , respectivamente.

- Nível Global (gu): um valor aleatório (fg) é amostrado usando uma distribuição normal com valor médio e desvio padrão dado por $\mu_g = 0$ e σ_g , respectivamente, onde σ_g é escolhido em $3 \cdot \sigma_g = gu/2$, o que permite cobrir quase 100% da faixa de incerteza gu [37];
- Nível Local (lu): um valor aleatório (fl_k) é amostrado para a barra k , usando outra distribuição normal com valor médio e desvio padrão dado por $\mu_l = 0$ e σ_l , respectivamente, onde σ_l é escolhido em $3 \cdot \sigma_l = lu/2$, o que permite cobrir quase 100% do intervalo de incerteza lu [37].

Portanto, o fator fg define o nível de carga do sistema para todas as barras, enquanto fl_k estabelece diferentes variações de carga entre os barramentos, o que acontece em sistemas de potência práticos.

2.3 ESTIMADOR DE ESTADOS TRIFÁSICOS: E-OPFT

A EE é uma ferramenta computacional importante capaz de estimar o estado mais provável de um sistema elétrico, inclusive em tempo real, ou seja, o módulo de tensão e o ângulo de fase em todos os nós da rede elétrica. A fim de obter as melhores estimativas de tensão, o algoritmo de estimação de estados processa um conjunto de dados coletados de medidores remotos instalados ao longo da rede elétrica.

Na plataforma computacional E-OPFT, as variáveis de estado da rede elétrica são definidas em coordenadas retangulares. Portanto, as variáveis de otimização envolvem estimativas do estado da rede ($\hat{\mathbf{x}}^{abc}$), incluindo módulo e ângulo de fase do perfil de tensão de acordo com (2.7), onde Nb é o número de barras do sistema.

$$\hat{\mathbf{x}}^{abc} = [\hat{\theta}_k^a, \dots, \hat{\theta}_{Nb}^a, \hat{\theta}_k^b, \dots, \hat{\theta}_{Nb}^b, \hat{\theta}_k^c, \dots, \hat{\theta}_{Nb}^c, \hat{V}_k^a, \dots, \hat{V}_{Nb}^a, \hat{V}_k^b, \dots, \hat{V}_{Nb}^b, \hat{V}_k^c, \dots, \hat{V}_{Nb}^c] \quad (2.7)$$

Onde:

- $\hat{\theta}_k^s$ Ângulo estimado da fase 's' na barra k;
 \hat{V}_k^s Módulo da tensão estimada da fase 's' na barra k;
 s Representa as fases a,b,c.

A formulação da função objetivo (*job*) do E-OPFT é representada como mostrado em (2.31) e tem como finalidade a minimização do desvio entre os valores medidos e estimados em relação ao erro do equipamento utilizado na medição. Ou seja, reduzir a diferença entre o valor medido, em uma fase de uma determinada barra, e o valor estimado como estado da rede, sendo essa diferença dividida pela margem de erro do medidor.

$$job = \min \left(\left(\frac{1}{\epsilon^a} \cdot [\hat{x}^a - z^{a*}] \right)^2 + \left(\frac{1}{\epsilon^b} \cdot [\hat{x}^b - z^{b*}] \right)^2 + \left(\frac{1}{\epsilon^c} \cdot [\hat{x}^c - z^{c*}] \right)^2 \right) \quad (2.8)$$

Onde:

- ϵ^s Margem de erro do medidor da fase 's';
- \hat{x}^s Valores estimados da fase 's';
- z^{*s} Valores medidos na fase 's';

Para auxiliar no encontro da solução ótima da EE do sistema trifásico, deve-se considerar que a injeção de corrente relativa aos elementos conectados em série entre as barras do sistema é dada pela Equação (2.32).

$$I_{k,serie}^s = \sum_{i \in \Omega_k} \sum_s (j b_{ki sh}^{st} V_k^s + (V_k^s - V_i^s) y_{ki}^{st}) \quad (2.9)$$

Onde:

- $I_{k,serie}^s$ Fasor de corrente injetada na fase s da barra k , de uma carga ou unidade geradora;
- V_k^s Fasor de tensão da fase s da barra k ;
- V_i^s Fasor de tensão da fase s da barra i ;
- $b_{ki sh}^{st}$ Susceptância em derivação do ramo $k - i$ das fases st ;
- Ω_k Conjunto de barras conectadas diretamente à barra k ;
- y_{ki}^{st} Admitância série do ramo $k - i$ das fases st .

A segunda parte das equações de injeção de corrente é relativa aos componentes em derivação na barra k . Seu equacionamento depende da modelagem do componente conectado e do tipo de conexão. Sendo estes componentes modelados como admitâncias em derivação em cada fase, ligadas diretamente à terra, temos a parcela dada por (2.33).

$$I_{k,deriv}^s = Y_{k sh}^s V_k^s \quad (2.10)$$

Onde:

- $I_{k,deriv}^s$ Fasor de corrente derivação na fase s ;
- $Y_{k sh}^s$ Admitância em derivação na fase s da barra k .

Assim, somando-se as duas parcelas de corrente correspondentes de cada fase, de acordo com os componentes conectados, tem-se a injeção líquida de corrente total da barra k (\mathbf{I}_k^s), que é dada pela Equação (2.34).

$$I_k^s = I_{k,deriv}^s + I_{k,serie}^s \quad (2.11)$$

De forma geral para um sistema com um número de barras igual a Nb pode-se colocar as equações na forma matricial como em (2.12) e (2.13).

$$\begin{bmatrix} I_1^{abc} \\ I_2^{abc} \\ \vdots \\ I_{Nb}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11}^{abc} & Y_{12}^{abc} & \dots & Y_{1Nb}^{abc} \\ Y_{21}^{abc} & Y_{22}^{abc} & \dots & Y_{2Nb}^{abc} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{Nb1}^{abc} & Y_{Nb2}^{abc} & \dots & Y_{NbNb}^{abc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1^{abc} \\ V_2^{abc} \\ \vdots \\ V_{Nb}^{abc} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Ou, de forma simplificada:

$$\mathbf{I} = \mathbf{YV} \quad (2.13)$$

Onde a matriz \mathbf{Y} é a matriz admitância nodal e seus elementos são dados pela Equação (2.14).

$$[\mathbf{Y}_{ki}^{abc}] = G_{ki}^{abc} + jB_{ki}^{abc} = \begin{bmatrix} G_{ki}^{aa} & G_{ki}^{ab} & G_{ki}^{ac} \\ G_{ki}^{ba} & G_{ki}^{bb} & G_{ki}^{bc} \\ G_{ki}^{ca} & G_{ki}^{cb} & G_{ki}^{cc} \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} B_{ki}^{aa} & B_{ki}^{ab} & B_{ki}^{ac} \\ B_{ki}^{ba} & B_{ki}^{bb} & B_{ki}^{bc} \\ B_{ki}^{ca} & B_{ki}^{cb} & B_{ki}^{cc} \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Na Equação (2.12) os vetores I_k^{abc} e V_k^{abc} para uma barra k do sistema, são dados por:

$$[\mathbf{I}_{ki}^{abc}] = \begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{r_k}^a \\ I_{r_k}^b \\ I_{r_k}^c \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} I_{im_k}^a \\ I_{im_k}^b \\ I_{im_k}^c \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

$$[\mathbf{V}_{ki}^{abc}] = \begin{bmatrix} V_k^a \\ V_k^b \\ V_k^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{r_k}^a \\ V_{r_k}^b \\ V_{r_k}^c \end{bmatrix} + j \begin{bmatrix} V_{im_k}^a \\ V_{im_k}^b \\ V_{im_k}^c \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Onde:

- $I_{r_k}^s$ Parte real do fasor da corrente injetada na fase s da barra k ;
- $I_{im_k}^s$ Parte imaginária do fasor da corrente injetada na fase s da barra k ;
- $V_{r_k}^s$ Parte real do fasor da tensão injetada na fase s da barra k ;
- $V_{im_k}^s$ Parte imaginária do fasor da tensão injetada na fase s da barra k .

Apenas para a barra k , a equação matricial (2.12) reduz-se à seguinte forma:

$$\mathbf{I}_k^s = \sum_{t \in \alpha_p} Y_{kk}^{st} V_k^t + \sum_{i \in \Omega_k, i \neq k} Y_{ki}^{st} V_i^t \quad (2.17)$$

Separando a equação em partes real e imaginária gera-se as duas equações apresentadas abaixo:

$$\mathbf{I}_{\mathbf{rk}}^s = \sum_{t \in \alpha_p} (G_{kk}^{st} V_{rk}^t - B_{kk}^{st} V_{imk}^t) + \sum_{i \in \Omega_k, i \neq k} \sum_{t \in \alpha_p} (G_{ki}^{st} V_{ri}^t - B_{ki}^{st} V_{imi}^t) \quad (2.18)$$

$$\mathbf{I}_{\mathbf{imk}}^s = \sum_{t \in \alpha_p} (B_{kk}^{st} V_{rk}^t + G_{kk}^{st} V_{imk}^t) + \sum_{i \in \Omega_k, i \neq k} \sum_{t \in \alpha_p} (B_{ki}^{st} V_{ri}^t + G_{ki}^{st} V_{imi}^t) \quad (2.19)$$

Para uma carga ou uma unidade geradora conectada à barra k do sistema, em estrela tem-se para as fases a , b e c :

$$S_k^s = P_k^s + jQ_k^s = V_k^s (I_{kcg}^s)^* \quad (2.20)$$

Onde:

- S_k^s Potência aparente injetada na fase s da barra k ;
- P_k^s Potência ativa injetada na fase s da barra k ;
- Q_k^s Potência reativa injetada na fase s da barra k ;
- I_{kcg}^s Fasor de corrente injetada na fase s da barra k , de uma carga ou uma unidade geradora.

Isolando-se o fasor de corrente da Equação (2.38), tem-se:

$$I_{kcg}^s = \left(\frac{P_k^s + jQ_k^s}{V_k^s} \right)^* = \left(\frac{P_k^s - jQ_k^s}{V_k^{s*}} \right) \quad (2.21)$$

A partir da Equação (2.21) escrevendo-se os fasores de tensão na forma retangular, chega-se à Equação (2.22).

$$I_{kcg}^s = \left(\frac{P_k^s + jQ_k^s}{(V_{rk}^s + jV_{mk}^s)^*} \right) = \left(\frac{P_k^s + jQ_k^s}{(V_{rk}^s - jV_{mk}^s)} \right) \quad (2.22)$$

Considerando as simplificações realizadas em (2.21) e (2.22), chega-se as restrições ligadas as cargas e as unidades geradoras conectadas ao sistema (2.39) e (2.40), lembrando que estas são trifásicas.

$$I g_k^s = \left(\frac{P g_k^s + jQ g_k^s}{V_k^s} \right)^* = \left(\frac{P g_k^s - jQ g_k^s}{(V_k^s)^*} \right) \quad (2.23)$$

$$I x_k^s = \left(\frac{P x_k^s + jQ x_k^s}{V_k^s} \right)^* = \left(\frac{P x_k^s - jQ x_k^s}{(V_k^s)^*} \right) \quad (2.24)$$

Onde:

Pg_k^s, Qg_k^s Potência ativa e reativa gerada na fase s da barra k ;

Px_k^s, Qx_k^s Potência ativa e reativa demandada na fase s da barra k .

Por fim, de (2.41) até (2.46) estão as restrições de limites inferiores e superiores das variáveis do sistema. Apesar de V e θ serem as variáveis de estado que são medidas e utilizadas na *fob*, as potências ativas e reativas demandadas e geradas também são estimadas.

$$\hat{P}x_{min_k}^s \leq \hat{P}x_k^s \leq \hat{P}x_{max_k}^s \quad (2.25)$$

$$\hat{Q}x_{min_k}^s \leq \hat{Q}x_k^s \leq \hat{Q}x_{max_k}^s \quad (2.26)$$

$$0 \leq \hat{P}g_k^s \leq \hat{P}g_{max_k}^s \quad (2.27)$$

$$\hat{Q}g_{min_k}^s \leq \hat{Q}g_k^s \leq \hat{Q}g_{max_k}^s \quad (2.28)$$

$$\hat{V}_{min}^s \leq \hat{V}_k^s \leq \hat{V}_{max}^s \quad (2.29)$$

$$\hat{\theta}_{min}^s \leq \hat{\theta}_k^s \leq \hat{\theta}_{max}^s \quad (2.30)$$

Onde:

$\hat{P}x_{min_k}^s, \hat{P}x_{max_k}^s$ Limites inferior e superior da variável que representa a demanda de potência ativa na fase s da barra k , respectivamente;

$\hat{Q}x_{min_k}^s, \hat{Q}x_{max_k}^s$ Limites inferior e superior da variável que representa a demanda de potência reativa na fase s do barramento k , respectivamente;

$\hat{P}g_{max_k}^s$ Limite superior da variável representativa de potência ativa na fase s da barra k ;

$\hat{Q}g_{min_k}^s, \hat{Q}g_{max_k}^s$ Limites inferior e superior da variável que representa a geração de energia reativa na fase s da barra k , respectivamente;

$\hat{V}_{min_k}^s, \hat{V}_{max_k}^s$ Limites inferior e superior da tensão estimada na fase s da barra k , respectivamente;

$\hat{\theta}_{min_k}^s, \hat{\theta}_{max_k}^s$ Limites inferior e superior do ângulo estimado na fase s da barra k , respectivamente.

Com esta formulação, tem-se um fluxo de potência ótimo trifásico tendo como variáveis de otimização todas as variáveis de estado, controle e perturbação, o que resulta em um método robusto tendo em vista que todas as variáveis são otimizadas.

2.4 FORMULAÇÃO

Para encontrar o valor ótimo para a *fob* as restrições que são representadas pelas Equações (2.32) - (2.46) precisam ser respeitadas. As equações a seguir representam o problema a ser resolvido para estimação de estado de uma rede trifásica, já separado em partes real e imaginária.

$$fob = \min \left(\left(\frac{1}{\epsilon^a} \cdot [\hat{x}^a - z^{a*}] \right)^2 + \left(\frac{1}{\epsilon^b} \cdot [\hat{x}^b - z^{b*}] \right)^2 + \left(\frac{1}{\epsilon^c} \cdot [\hat{x}^c - z^{c*}] \right)^2 \right) \quad (2.31)$$

$$I_{k,serie}^s = \sum_{i \in \Omega_k} \sum_s (j b_{kish}^{st} V_k^s + (V_k^s - V_i^s) y_{ki}^{st}) \quad (2.32)$$

$$I_{k,deriv}^s = Y_{ksh}^s \cdot V_k^s \quad (2.33)$$

$$I_k^s = I_{k,deriv}^s + I_{k,serie}^s \quad (2.34)$$

$$\mathbf{I}_k^s = \sum_{t \in \alpha_p} Y_{kk}^{st} V_k^t + \sum_{i \in \Omega_k, i \neq k} Y_{ki}^{st} V_i^t \quad (2.35)$$

$$\mathbf{I}_{rk}^s = \sum_{t \in \alpha_p} (G_{kk}^{st} V_{rk}^t - B_{kk}^{st} V_{imk}^t) + \sum_{i \in \Omega_k, i \neq k} \sum_{t \in \alpha_p} (G_{ki}^{st} V_{ri}^t - B_{ki}^{st} V_{imi}^t) \quad (2.36)$$

$$\mathbf{I}_{imk}^s = \sum_{t \in \alpha_p} (B_{kk}^{st} V_{rk}^t + G_{kk}^{st} V_{imk}^t) + \sum_{i \in \Omega_k, i \neq k} \sum_{t \in \alpha_p} (B_{ki}^{st} V_{ri}^t + G_{ki}^{st} V_{imi}^t) \quad (2.37)$$

$$S_k^s = P_k^s + jQ_k^s = V_k^s (I_{kcg}^s)^* \quad (2.38)$$

$$I g_k^s = \left(\frac{P g_k^s + j Q g_k^s}{V_k^s} \right)^* = \left(\frac{P g_k^s - j Q g_k^s}{(V_k^s)^*} \right) \quad (2.39)$$

$$I x_k^s = \left(\frac{P x_k^s + j Q x_k^s}{V_k^s} \right)^* = \left(\frac{P x_k^s - j Q x_k^s}{(V_k^s)^*} \right) \quad (2.40)$$

$$\hat{P} x_{min_k}^s \leq \hat{P} x_k^s \leq \hat{P} x_{max_k}^s \quad (2.41)$$

$$\hat{Q} x_{min_k}^s \leq \hat{Q} x_k^s \leq \hat{Q} x_{max_k}^s \quad (2.42)$$

$$0 \leq \hat{P} g_k^s \leq \hat{P} g_{max_k}^s \quad (2.43)$$

$$\hat{Q} g_{min_k}^s \leq \hat{Q} g_k^s \leq \hat{Q} g_{max_k}^s \quad (2.44)$$

$$\hat{V}_{min}^s \leq \hat{V}_k^s \leq \hat{V}_{max}^s \quad (2.45)$$

$$\hat{\theta}_{min}^s \leq \hat{\theta}_k^s \leq \hat{\theta}_{max}^s \quad (2.46)$$

2.5 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentada a metodologia de cálculo para a estimação do estado da rede trifásica. Os modelos descritos foram: modelo de linha trifásica e monofásica, modelo de carga desequilibrada, variáveis de estado, função objetivo, limites das variáveis do sistema.

Também foi apresentado um detalhamento de como utilizar o E-OPFT que é um algoritmo desenvolvido de estimação de estados, o qual utiliza o método de injeção de correntes para representar a rede e estimar o estado de sistemas elétricos de distribuição desequilibrados, estas correntes são separadas em partes reais e imaginárias. E as cargas são consideradas como variáveis de otimização dentro de limites relaxados.

Pode-se observar que esta metodologia forneceu uma nova abordagem de estimativa de estado que requer poucas informações e também pode ser aplicada em condições de baixa redundância.

3 DETECÇÃO, IDENTIFICAÇÃO E CORREÇÃO DE ERROS GROSSEIROS EM SISTEMAS DESEQUILIBRADOS

A metodologia proposta para a identificação de EG consiste na realização da EE em duas etapas. A primeira utiliza o E-OPFT para fazer a estimação do estado inicial da rede, denominado E-OPFT inicial (E-OPFT-i). A formulação do E-OPFT-i encontra-se descrita na Seção 2.3. Na segunda etapa, aplicam-se modificações na formulação do E-OPFT-i, denominado E-OPFT modificado (E-OPFT-m), para se obter os Multiplicadores de Lagrange (ML) que são encontrados após nova estimação de estados. Este aspecto da metodologia será descrito em detalhes na Subseção 3.2 e representa mais uma contribuição do trabalho.

A correção do EG é realizada utilizando-se os resultados obtidos na simulação do E-OPF-i e através de uma simulação final do E-OPFT, denominada E-OPFT final (E-OPFT-f). Este método será apresentado na Subseção 3.3.

3.1 ALGORITMO PROPOSTO PARA DETECÇÃO DE EG

O algoritmo proposto utiliza os valores encontrados para os ML referentes às barras nas quais são realizadas as medições. Os ML auxiliam nos problemas de otimização, pois trazem informações sobre a sensibilidade das variáveis em relação à função objetivo. Na metodologia proposta, o ML auxiliará na identificação do EG porque, quando há um erro grosseiro de medição, o ML da barra com medidor possuirá um valor elevado em relação aos demais. A obtenção dos ML será descrita nos parágrafos seguintes.

Neste trabalho, o valor do ML é aplicado para o cálculo de dois fatores, denominados de índice *low* (IND_{low}^s) e de índice *up* (IND_{up}^s), para cada uma das fases, e estes vão indicar a presença de EG. O método de cálculo desses fatores é realizado conforme as equações (3.1) e (3.2).

$$IND_{low}^s(k) = abs(z^{*s}(k) - \hat{x}^s(k)) \cdot \lambda_{low}(k) \quad (3.1)$$

$$IND_{up}^s(k) = abs(z^{*s}(k) - \hat{x}^s(k)) \cdot \lambda_{up}(k) \quad (3.2)$$

Onde:

$IND_{low}(k)$	Índice de erro de ML <i>low</i> da barra k ;
$z^*(k)$	Valor medido associado a barra k ;
$\hat{x}(k)$	Valor estimado associado a barra k ;
$\lambda_{low}(k)$	Coefficiente de Lagrange correspondente ao limite inferior da barra k ;
$IND_{up}(k)$	Índice de erro de ML <i>up</i> da barra k ;
$\lambda_{up}(k)$	Coefficiente de Lagrange correspondente ao limite superior da barra k ;
k	Barras com medidores do sistema.

Na Figura 2 está representado o fluxograma do algoritmo proposto para a identificação do EG no processo de EE. São coletadas medições de tensão, corrente e ângulo de fase. No entanto, a verificação de erro de medição foi realizada somente para a tensão, porém pode ser realizada para as demais medidas coletadas. Os passos do fluxograma são descritos a seguir.

Onde:

V^*	Vetor das tensões medidas;
\hat{V}	Vetor das tensões estimadas;
θ^*	Vetor dos ângulos de fase medidos;
$\hat{\theta}$	Vetor dos ângulos de fase estimados;
I^*	Vetor das correntes medidas;
Nb_m	Número de Barras com Medidores no Sistema;
N_{ERROR}	Número de erros;
\hat{V}_{min}	Vetor com os Valores Mínimos da Tensão Estimada das barras com medidores;
\hat{V}_{max}	Vetor com os Valores Máximos da Tensão Estimada das barras com medidores;
\hat{P}_{fic}	Representa a demanda de potência ativa fictícia de todas as barras;
\hat{Q}_{fic}	Representa a demanda de potência reativa fictícia de todas as barras.

Passo-1: As medições, V^* , θ^* e I^* , são coletadas nos barramentos e nas fases onde os medidores foram alocados e armazenadas para serem utilizadas nos próximos passos;

Passo-2: Nesta etapa o estado do sistema é estimado. Para tanto, o estimador E-OPFT-i, descrito na Seção 2.1, é executado. Desta forma, \hat{V} e $\hat{\theta}$ são obtidos para todas as barras;

Passo-3: Nesta fase do algoritmo todos os barramentos que possuem medidores, de 1 até Nb_m , são inspecionados com a finalidade de se detectar a presença de EG. Após detectar, compara-se as tensões estimadas (\hat{V}) com as tensões medidas (V^*). Foi estabelecida uma tolerância para que os valores de \hat{V} possam variar em torno de V^* , que é 4% para cima ou para baixo, que é a tolerância da PMU de acordo com [38]. Conforme

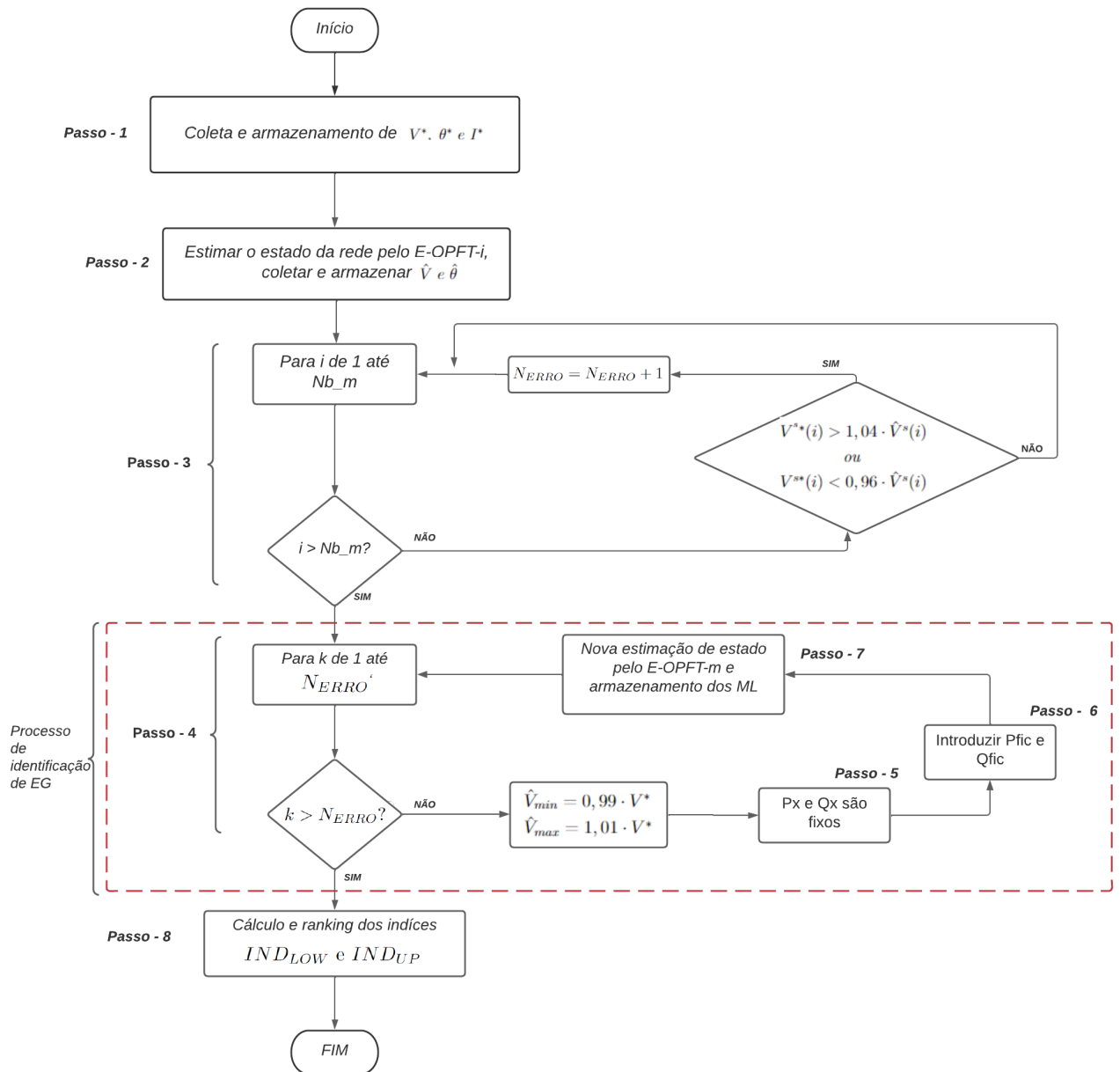


Figura 2 – Fluxograma com o Algoritmo Proposto para a Identificação de Erros Grosseiros.

descrito anteriormente, a verificação de erro foi realizada para a tensão, contudo, pode ser a feita para as demais variáveis. Após fazer a comparação entre \hat{V} e V^* caso algumas dessas tolerâncias sejam ultrapassadas, o número de erros vai sendo incrementado como descrito na equação (3.3);

$$N_{ERROR} = N_{ERROR} + 1 \quad (3.3)$$

Passo-4: Após a contagem dos possíveis erros de medição existentes no sistema, inicia-se uma varredura desse número ($1 \dots N_{ERROR}$;) para se realizar a execução do E-OPFT-m, que será descrito na seção 3.2. Com essa varredura os limites da tensão da barra que tem medidor, a qual será investigada a existência de erro, são atualizados, em cada

fase, para $\hat{V}_{min} = 0.99 \cdot V^*$ e $\hat{V}_{max} = 1.01 \cdot V^*$, ou seja, os limites da tensão estimada são atualizados para 1% em torno do valor medido. Esse valor de 1% foi definido com base em busca exaustiva da margem que melhor se adequaria;

Passo-5: As cargas do sistema, P_x e Q_x , que eram variáveis na execução do E-OPFT-i, passam a ter seus valores fixos na simulação do E-OPFT-m. São fixados nos valores encontrados como solução do E-OPFT-i;

Passo-6: São introduzidas variáveis fictícias P_{fic}^s e Q_{fic}^s para garantir a convergência do estimador. Isto é necessário tendo em vista a introdução de limites rígidos de tensão descritos no *Passo-4*. A Subseção 3.2 detalha as modificações realizadas no E-OPFT-m;

Passo-7: Neste passo, é realizado novamente a estimação do estado da rede de acordo com o E-OPFT-m, conforme descrito na Subseção 3.2. A partir da solução deste estimador modificado, obtém-se os valores dos ML que são armazenados. Depois que todas as barras com medidores e possibilidade de erro são verificadas, o algoritmo vai para o *Passo-8*;

Passo-8: Os índices IND_{low} e IND_{up} são calculados. A partir daí um é realizada a ordenação dos valores obtidos e as barras associadas as medidas portadora de erros grosseiros são identificadas.

Uma análise tutorial será realizada no Capítulo 4 para facilitar o entendimento da abordagem proposta.

3.2 E-OPFT MODIFICADO (E-OPFT-m)

O E-OPFT-m segue basicamente as mesmas premissas do E-OPFT-i (Seção 2.3). As alterações que foram realizadas para o desenvolvimento da metodologia proposta seguem abaixo:

- Ajuste fino dos limites das variáveis de estado das barras que contém medidores, que para tal simulação poderão variar 1%, para baixo ou para cima, em relação as medições coletadas;
- As cargas que anteriormente eram variáveis a serem estimadas passaram a ter valor fixo, correspondente ao valor que foi estimado pela simulação do E-OPFT-i. Essa modificação foi realizada para que não houvesse grandes mudanças no estado do sistema, ou seja, a rede estaria funcionando próximo do estado obtido na primeira EE;
- Com a retirada das potências de demandas do conjunto de variáveis, duas novas variáveis foram adicionadas, ou seja, a potência ativa fictícia (P_{fic}) e a potência reativa fictícia (Q_{fic}), para cada barra e fase do sistema elétrico. Essas novas variáveis

têm o intuito de suprir alguma necessidade da rede elétrica já que as cargas são fixas e os limites das medições passaram a ser mais restritos. A \hat{P}_{fic} pode variar entre $-2 \cdot Px$ e $2 \cdot Px$, podendo se comportar como um gerador ou uma carga, de acordo com o que se necessita suprir para garantir a convergência do E-OPFT-m. Já a \hat{Q}_{fic} tem limite aberto, também para garantir a convergência;

- A função objetivo, fob , foi modificada para que além de minimizar o desvio entre os valores medidos e os estimados, minimizasse também as contribuições das potências ativa e reativa fictícias, para que fossem utilizadas somente quando necessárias, desta forma possuem custo elevado.

Na formulação a seguir é possível verificar onde e a forma que cada uma dessas modificações impactam no equacionamento do E-OPFT-m:

$$fob = \min \left(\left(\frac{1}{\epsilon^a} \cdot [\hat{x}^a - z^{a*}] \right)^2 + \left(\frac{1}{\epsilon^b} \cdot [\hat{x}^b - z^{b*}] \right)^2 + \left(\frac{1}{\epsilon^c} \cdot [\hat{x}^c - z^{c*}] \right)^2 \right. \\ \left. + CUSTO_P \cdot [(P_{fic}^a)^2 + (P_{fic}^b)^2 + (P_{fic}^c)^2] + CUSTO_Q \cdot [(Q_{fic}^a)^2 + (Q_{fic}^b)^2 + (Q_{fic}^c)^2] \right) \quad (3.4)$$

sujeito a:

$$\hat{I}g_k^s - \hat{I}x_k^s + \hat{I}_{fic_k}^s + \sum_{m \in \Omega_k} \hat{I}_{km}^s = 0 \quad (3.5)$$

$$-2 \cdot \hat{P}x_k^s \leq \hat{P}_{fic_k}^s \leq 2 \cdot \hat{P}x_k^s \quad (3.6)$$

$$-\infty \leq \hat{Q}_{fic_k}^s \leq \infty \quad (3.7)$$

$$0 \leq \hat{P}g_k^s \leq \hat{P}g_{max_k}^s \quad (3.8)$$

$$\hat{Q}g_{min_k}^s \leq \hat{Q}g_k^s \leq \hat{Q}g_{max_k}^s \quad (3.9)$$

$$(\lambda_{lowV}) \hat{V}_{min}^s \leq \hat{V}_k^s \leq \hat{V}_{max}^s (\lambda_{upV}) \quad (3.10)$$

$$\hat{\theta}_{min}^s \leq \hat{\theta}_k^s \leq \hat{\theta}_{max}^s \quad (3.11)$$

Onde:

$$I_{fick}^s = \left(\frac{P_{fick}^s + jQ_{fick}^s}{V_k^s} \right)^* = \left(\frac{P_{fick}^s - jQ_{fick}^s}{(V_k^s)^*} \right) \quad (3.12)$$

E,

$CUSTO_P$ Custo da potência ativa fictícia;

$CUSTO_Q$ Custo da potência reativa fictícia.

A função objetivo é representada por (3.4) e a solução ótima encontra-se sujeita às restrições (3.5) - (3.11). A restrição dada por (3.5) é derivada da relação de correntes que entram e saem de um nó. Os valores adotados para o $CUSTO_P$ e $CUSTO_Q$ foram definidos de forma exaustiva e se mostraram satisfatórios para a identificação de erros nos cenários avaliados.

3.3 ALGORITMO DE CORREÇÃO DE ERROS GROSSEIROS

O erro de medição é a diferença entre o valor indicado pelo instrumento e o valor de referência, que nesse caso é o estimado. Ele acontece, normalmente, por: desgaste do instrumento, erros na execução do método de medição, influência das condições ambientais, entre outros. Os erros grosseiros ocorrem quando a diferença entre o medido e o real é grande, superando a incerteza do medidor.

Nesta seção será apresentada a metodologia elaborada pra realizar correção de erros grosseiro em sistemas trifásicos desequilibrados. Então, após detectar e identificar a presença de erro o próximo passo é corrigir a medição errada e reavaliar o sistema. Este método proposto para correção de EG é mais uma contribuição deste trabalho.

3.3.1 Fluxograma de Correção de Erro

O fluxograma da Figura 3 apresenta o passo a passo da correção do erro e cada passo é descrito a seguir. Seguindo o que foi apresentado na Seção 3.1, este trabalho foi realizado sobre as medições de tensão mas, pode ser aplicado sobre qualquer uma das outras variáveis medidas.

Passo-1: Este passo consiste em determinar o Erro Médio (E_{Medio}) entre o valor do erro do medidor ($E_m = 4\%$) e o erro inicial (E^0) encontrado na estimação do E-OPFT-i e do E-OPFT-m, conforme mostra a equação (3.13).

$$E_{Medio} = \frac{E_m + E^0}{2} \quad (3.13)$$

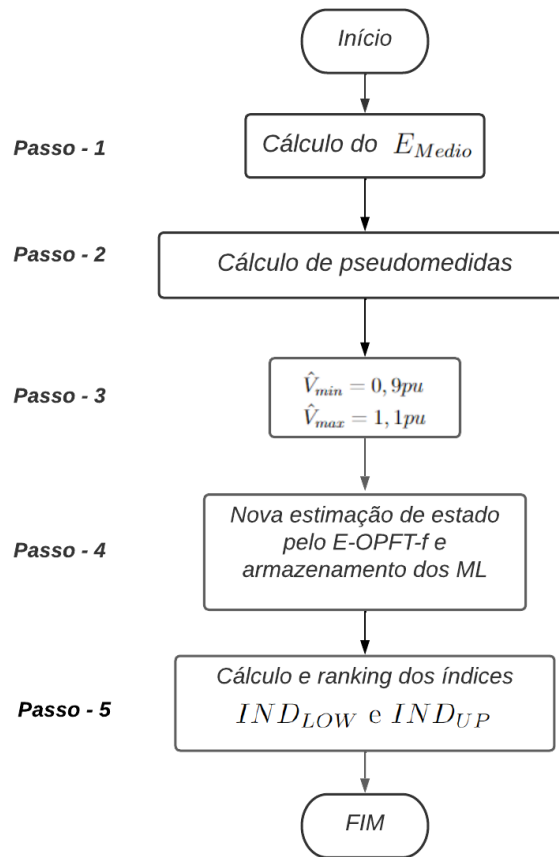


Figura 3 – Fluxograma Correção de Erros Grosseiros.

Supondo que erro da EE seja igual a $E^0 = 10\%$ e o erro do medidor $E_m = \pm 4\%$, se o $E^0 < 0$, significa que o $E_m = -4\%$, caso contrário, será $E_m = 4\%$; então para o exemplo dado o erro médio E_{Medio} equivale a 7% .

Passo-2: Após o cálculo dos E_{Medio} , eles serão utilizados para se determinar as pseudomedidas das barras que foram identificadas contendo EG. Como neste estudo os erros estão nas medidas de tensão, o cálculo dessas medições fictícias são realizados com base na Equação (3.14). A Equação (3.14) depende da tensão do histórico do sistema ($V_{histórico}$), que é determinada através de dados de medição que são coletados do caso em análise; e do erro médio, que é calculado a partir da (3.13). Por exemplo, considerando o $E_{Medio} = 0,07$ e $V_{histórico} = 1pu$, então o $V_{novo}^* = 1,07pu$. Supondo que a medição realizada foi abaixo do real estado da rede, então tem-se que $E_{Medio} = -0,07$ e $V_{histórico} = 1pu$, encontra-se o $V_{novo}^* = 0,93pu$

$$V_{novo}^* = (1 + E_{Medio}) \cdot V_{histórico} \quad (3.14)$$

Onde,

V_{novo}^*	Nova tensão medida.
$V_{histórico}$	Tensão do histórico do sistema

Passo-3: Os limites da tensão das barras que possuem medidor são atualizados, em cada fase, para $\hat{V}_{min} = 0.9pu$ e $\hat{V}_{max} = 1.1pu$;

Passo-4: A estimação do estado da rede é realizada novamente de acordo com o E-OPFT-f, conforme descrito na Subseção 2.3 com algumas modificações que serão descritas a seguir. Os Multiplicadores de Lagrange obtidos nesta simulação são armazenados para a execução do *Passo-5*;

Passo-5: Os índices IND_{low} e IND_{up} são calculados novamente. Caso não haja mais a presença de EG, o valor desses índices serão muitos baixos em relação aos encontrados na execução do E-OPFT-m. Logo, significa que não há EG na medição analisada.

3.3.2 FORMULAÇÃO E-OPFT-f

Para auxiliar na correção do EG, realiza-se novamente a EE da rede através da simulação do E-OPFT-f. Essa nova simulação foi baseada no que foi apresentado de forma detalhada na Seção 2.3 contudo, com algumas considerações, conforme mostrado a seguir:

- Os valores medidos das barras que continham problema foram substituídos pelo V_{novo}^* ;
- Os limites das tensões das barras com erros de medição que foram alterados para a execução do E-OPFT-m, voltam a ter os valores mais flexíveis;
- Deve-se destacar que $\hat{P}x_k^s$ e $\hat{Q}x_k^s$ são variáveis a serem estimadas nesta execução do E-OPFT-f para todas as barra k .

Na formulação a abaixo é possível verificar onde e a forma que essa modificação impacta no equacionamento do E-OPFT-f:

$$fob = \min \left(\left(\frac{1}{\epsilon^a} \cdot [\hat{x}^a - z^{a*}] \right)^2 + \left(\frac{1}{\epsilon^b} \cdot [\hat{x}^b - z^{b*}] \right)^2 + \left(\frac{1}{\epsilon^c} \cdot [\hat{x}^c - z^{c*}] \right)^2 \right) \quad (3.15)$$

sujeito a:

$$\hat{I}g_k^s + \sum_{m \in \Omega_k} \hat{I}_{km}^s - \hat{I}x_k^s = 0 \quad (3.16)$$

$$\hat{P}x_{min_k}^s \leq \hat{P}x_k^s \leq \hat{P}x_{max_k}^s \quad (3.17)$$

$$\hat{Q}x_{min_k}^s \leq \hat{Q}x_k^s \leq \hat{Q}x_{max_k}^s \quad (3.18)$$

$$0 \leq \hat{P}g_k^s \leq \hat{P}g_{max_k}^s \quad (3.19)$$

$$\hat{Q}g_{min_k}^s \leq \hat{Q}g_k^s \leq \hat{Q}g_{max_k}^s \quad (3.20)$$

$$(\lambda_{lowV}) \hat{V}_{min}^s \leq \hat{V}_k^s \leq \hat{V}_{max}^s (\lambda_{upV}) \quad (3.21)$$

$$\hat{\theta}_{min}^s \leq \hat{\theta}_k^s \leq \hat{\theta}_{max}^s \quad (3.22)$$

A função objetivo é representada por (3.15) e a solução ótima encontra-se sujeita às restrições (3.16) - (3.22).

3.4 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentada metodologia desenvolvida para a detecção e identificação de erros grosseiros. Nele consta o algoritmo de solução para detectar e identificar EG, cálculo do índice de erro, a explicação detalhada da aplicação do E-OPFT-m e por fim foi descrito o modelo implementado para a correção de erros grosseiros utilizando o E-OPFT-f.

Após a EE do estado inicial da rede por meio do E-OPFT-i são identificadas as barras que podem conter erros em suas medições e para detectar as barras com possíveis problemas verifica-se se em alguma delas o erro encontrado foi maior que o da incerteza do aparelho, que no caso deste estudo o medidor utilizado é o PMU que possui incerteza de 4%. Caso exista algum barramento que possua erros nas medições que ultrapasse incerteza do medidor, seja para mais ou menos, essa barra será investigada na execução do E-OPFT-m.

Devido aos ajustes realizados para a simulação do E-OPFT-m na presença de um EG, ao tentar se aproximar do valor real da rede, o valor da estimativa irá atingir um dos limites da barra fazendo com que o Coeficiente de Lagrange possua valores elevados. Com o ML encontrado ao final do E-OPFT-m, calcula-se os índices de erro IND_{low} e IND_{up} e identifica-se as barras que contém erro grosseiro em sua medição.

E por fim, a correção do erro é realizada por meio da técnica de substituição, através de pseudomedidas, que são criadas com base na média entre a incerteza do medidor empregado e o erro inicial encontrado na medida. Essas pseudo medições são empregadas na execução do E-OPFT-f para se determinar o estado da rede sem a presença de EG.

Depois da simulação do E-OPFT-f são obtidos os Multiplicadores de Lagrange de cada uma das variáveis. Os valores desses ML encontrados são utilizados no cálculos dos índices de erro. Caso o erro não persista, o índice da barra será muito baixo ou zero, o que significa que as medições coletadas que continham erros foram corrigidas.

4 ESTUDO DE CASO

Nas seções que seguem serão apresentados os resultados de estudos de caso realizados para verificar a eficácia da metodologia proposta. Inicialmente, utiliza-se um sistema de 4 barras desequilibrado considerando a presença de um erro e, a seguir, os resultados são obtidas para um sistema de 33 barras desequilibrado, com cargas monofásicas e bifásicas e trifásicas.

O software utilizado para as simulações foi o MATLAB R2019a em um processador Intel® Core™ i3 e 4GB de memória RAM. Para encontrar os resultados do E-OPFT e E-OPFT Modificado no MATLAB, foi utilizado o método dos pontos interiores da *toolbox* de otimização *fmincon*. O tempo computacional para o sistema de 4 barras foi de aproximadamente 44 segundos, enquanto que, para o sistema de 33 barras modificado a simulação teve duração de aproximadamente 1 hora, sendo esse foi o tempo para detectar, identificar e corrigir o erro grosseiro.

Com o objetivo de avaliar a metodologia proposta, serão consideradas as medições de módulo de tensão de fase, dos ângulos de fase e as correntes para as barras monitoradas, que serão as variáveis de estado medidas para utilização no modelo proposto E-OPFT-m. Para as medições na SE são consideradas como provenientes de *Smart Meters* (SM), enquanto nas demais barras foram consideradas com PMU. Os erros devidos à precisão dos medidores, SM e PMU, são 1%, conforme descrito em [40], e 4%, conforme [38], respectivamente. Apesar de no presente trabalho foi aplicados o SM e a PMU, durante o desenvolvimento do estudo o Sistema Supervisório de Aquisição de Dados (SCADA), e com esse medidor a metodologia também é aplicável.

Além das variáveis de estado \hat{V}^s , $\hat{\theta}^s$ e \hat{I}^s , as potências geradas, Pg^s e Qg^s , e as cargas de todas as barras, Px^s e Qx^s , também são otimizadas na execução do E-OPFT-i. As incertezas consideradas nas cargas ativa e reativa para definir os limites superiores e inferiores foram: no nível global $gu = 40\%$ e no nível local $lu = 5\%$ a partir dos valores da base de dados do próprio sistema em estudo, conforme explicado na Subseção ?? esses valores foram definidos por meio de testes exaustivos. A verificação da existência de erro será executada somente para as tensões, contudo essa investigação pode ser realizada para qualquer uma das outras medições.

Já para a simulação do E-OPFT-m, além das variáveis de estado já citadas, Pg^s , Qg^s , e as potências fictícias todas as barras, P_{fic}^s e Q_{fic}^s , são otimizadas. Os custos adotados para as variáveis P_{fic}^s e Q_{fic}^s , são respectivamente, $30\$/pu - MW$ e $30\$/pu - MVAr$. E de acordo com o que foi descrito anteriormente, tanto as potências ativas quanto reativas das cargas deixarão de ser estimadas, mas sim fixas nos valores encontrados através da execução do E-OPFT-i.

E por fim, serão discutidos os resultados a partir de outra contribuição do trabalho,

que corresponde a correção do erros. Para a correção são calculados os erros médios, das barras que foram identificadas com erro, e depois disso são definidos os valores das pseudomedidas que são utilizadas no E-OPFT-f, conforme descrito na Seção 3.3. Após a EE da rede novamente, os Coeficientes de Lagrange também são armazenados, assim como foi realizado depois do E-OPFT-m, para que a partir deles calcule-se os índices de erro.

4.1 SISTEMA DE 4 BARRAS

Para uma apresentação mais detalhada da metodologia desenvolvida, é utilizado um sistema de distribuição trifásico de 4 barras, que é composto por uma subestação situada na barra 1 (SE) e 3 linhas conforme apresentado na Figura 4 desenvolvido pela própria autora, e possuindo todas as cargas são trifásicas, porém desequilibradas. Os dados do sistema podem ser encontrados no Apêndice A.

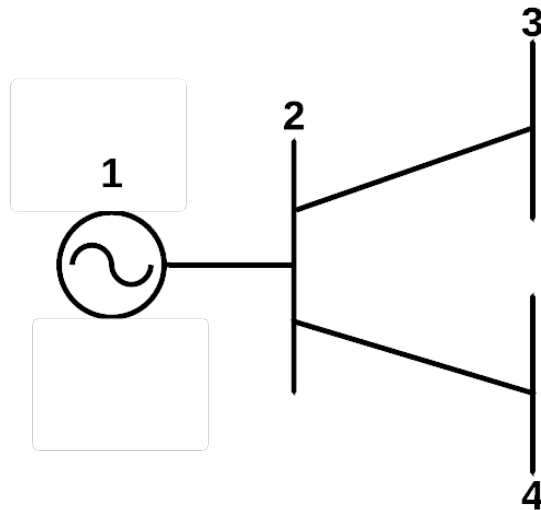


Figura 4 – Sistema 4 barras.

Nas Figuras 5 e 6 estão representadas a potência ativa e reativa do sistema, respectivamente, para cada uma das barras e fases, onde verifica-se o desequilíbrio das cargas do sistema.

4.1.1 Detecção e Identificação de Erros Grosseiros

Os medidores foram alocados na SE, o SM, e na barra 3, PMU, com as incertezas descritas nas seções anteriores. Após a descrição das condições de simulação e dos dados do sistema analisado, descreve-se o passo a passo da aplicação da abordagem proposta para facilitar o entendimento:

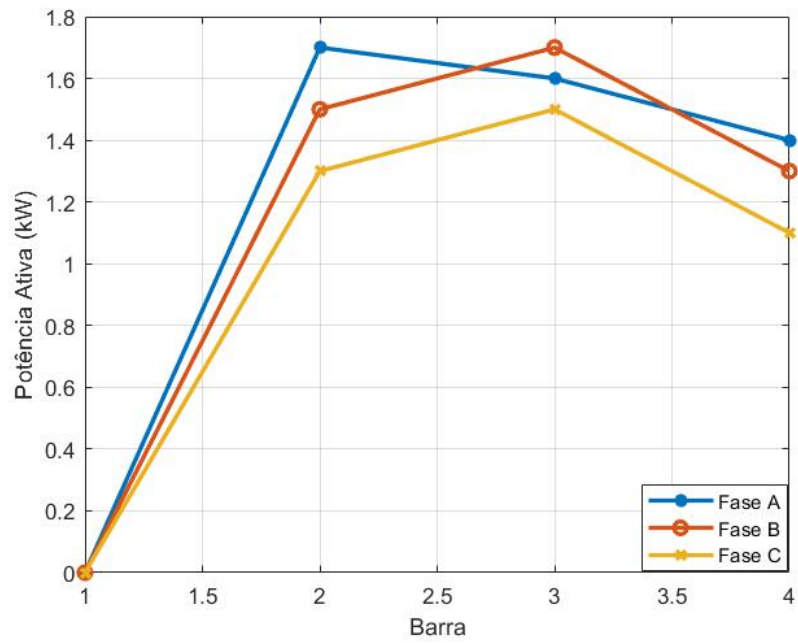


Figura 5 – Potência ativa das barras do sistema.

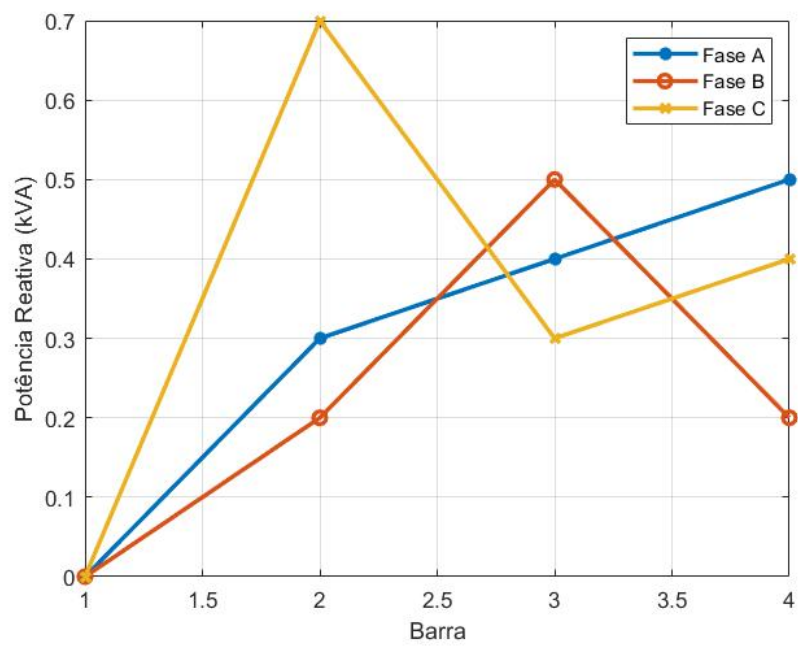


Figura 6 – Potência reativa das barras do sistema.

Passo-1: Nesta etapa, o conjunto de medições é coletado e o estado da rede é estimado através do E-OPFT descrito na Subseção 2.3. Os valores obtidos de V^{s*} , θ^{s*} e I^{s*} podem ser observados nas Tabelas 1, 2 e 3.

Passo-2: Neste passo o E-OPFT-i é simulado e são armazenados os valores de \hat{V}^s e $\hat{\theta}^s$, que podem ser visualizados nas Tabelas 1, 2. Nestas tabelas estão somente as estimações e as medições das barras que possuem medidores. Neste caso, existem EG na medida de tensão da barra 3, como marcado na Tabela 1. O método proposto deve identificar estes erros;

Tabela 1 – Módulos da tensões medidas e estimadas.

Barra	$V^{a*}(pu)$	$\hat{V}^a(pu)$	$V^{b*}(pu)$	$\hat{V}^b(pu)$	$V^{c*}(pu)$	$\hat{V}^c(pu)$
3	1,0895	0,9554	1,0955	1,0031	1,1042	1,0167
SE	0,9976	0,9977	0,9976	0,9976	0,9973	0,9977

Tabela 2 – Ângulos de fase medidos e estimados.

Barra	$\theta^{a*}(^\circ)$	$\hat{\theta}^a(^\circ)$	$\theta^{b*}(^\circ)$	$\hat{\theta}^b(^\circ)$	$\theta^{c*}(^\circ)$	$\hat{\theta}^c(^\circ)$
3	-2,2504	-1,9804	-123,7428	-123,0031	119,7963	118,8841
SE	0,0000	-0,0111	-119,7103	-119,7356	119,7103	119,7407

Tabela 3 – Módulos das correntes medidas.

Barra	$I^{a*}(pu)$	$I^{b*}(pu)$	$I^{c*}(pu)$
3	0,0178	0,0157	0,0150
SE	0,0483	0,0455	0,0415

Passo-3: Todos os barramentos monitorados, de 1 até Nb_m , são verificados para investigar a possibilidade de existir algum erro nas medições tensão coletadas, neste estudo de caso $Nb_m = 2$. Nesta etapa os valores das tensões estimadas (\hat{V}) e medidas (V^*) são comparadas, com a finalidade de detectar barras que podem conter erros de medição. Foi estabelecido como critério que os valores de \hat{V} possam variar em torno de V^* , que é 4% para cima ou para baixo, como possível erro a situação em que ocorra alguma das condições da Equação 4.1. Na Tabela 4 é possível observar as relações entre os valores medidos e estimados.

$$V^{s*}(i) > 1,04 \cdot \hat{V}^s(i) \text{ ou } V^{s*}(i) < 0,96 \cdot \hat{V}^s(i) \quad (4.1)$$

Tabela 4 – Comparação entre os valores medidos e estimados.

Barra	$\frac{V^{a*}}{\hat{V}^a}$	$\frac{V^{b*}}{\hat{V}^b}$	$\frac{V^{c*}}{\hat{V}^c}$
3	1,1403	1,0920	1,0860
SE	0,9999	1,0000	0,9999

Caso alguma das condições seja violada, o número de erros (N_{ERRO}) vai sendo incrementado. Pode-se observar que os valores medidos na SE estão dentro dos limites estabelecido, que é uma margem de 4% para mais ou para menos em relação ao valor estimado. Por outro lado, o valores medidos na barra 3 devem ser investigados porque $V^*_3 > 1,04 \cdot \hat{V}_3$. Portanto, tem-se que $N_{ERRO} = 1$. Deve-se destacar que somente esta informação de relação entre os valores medido e estimado não é suficiente para garantir que se trata de EG, pois os valores estão dentro dos limites.

Passo-4: Esta etapa constitui a principal contribuição deste trabalho. Nesta etapa, realiza-se a varredura das barras suspeitas de erro, de 1 até N_{ERRO} , e para cada erro encontrado executa-se o E-OPFT-m apresentado na Subseção 3.2.

Nessa etapa os limites da tensão da barra que se mostrou suspeita de conter um erro grosseiro, ficam mais restritivos para que as tensões permaneçam mais próximas dos valores medidos. Com o novo intervalo, as tensões podem variar 1% para mais, $\hat{V}_{max}^s = 1,01 \cdot V^{s*}$, ou para menos, $\hat{V}_{min}^s = 0,99 \cdot V^{s*}$, em relação ao V^* . Assim, quando uma tensão com limite restrito atingir o limite para tentar se aproximar do valor que foi estimado anteriormente, terá como consequência o aumento do seu coeficiente de Lagrange. Na Tabela 5 estão os novos limites das tensões, que anteriormente eram de $\hat{V}_{min} = 0,9 pu$ e $\hat{V}_{max} = 1,1 pu$ para todas as barras;

Tabela 5 – Novos limites das tensões estimadas.

Barra	$\hat{V}_{min}^a (pu)$	$\hat{V}_{max}^a (pu)$	$\hat{V}_{min}^b (pu)$	$\hat{V}_{max}^b (pu)$	$\hat{V}_{min}^c (pu)$	$\hat{V}_{max}^c (pu)$
3	1,0786	1,1003	1,0845	1,1064	1,0931	1,1152
SE	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000

Passo-5: Para a execução do E-OPFT-m, as potências das cargas (P_x e Q_x) deixam de ser incógnitas e passam a assumir os valores estimados na execução do E-OPFT-i. Como as análises serão realizadas somente para as tensões, nos próximos passos são demonstrados os resultados referentes a elas;

Passo-6: Para a execução do E-OPFT-m, as variáveis de potências ativa e reativa

ficções são adicionadas para garantir a convergência, devido aos limites mais restritos das tensões;

Passo-7: Executa-se o estimador E-OPFT-m na Seção 3.2 usando as condições descritas nas etapas anteriores. As magnitudes das tensões nodais estimadas através do E-OPFT-m, para as barras com medidores, são apresentados na Tabela 6. E a partir dessa estimação são encontrados os valores do ML que são armazenados para realização do *Passo-8*.

Tabela 6 – Novos valores estimados.

Barra	$\hat{V}^a(pu)$	$\hat{V}^b(pu)$	$\hat{V}^c(pu)$
3	1.0786	1,0845	1,0931
SE	1,0037	1,0036	1,0045

Os valores de ML relacionados com os limites de tensão inferior (λ_{low}) e superior (λ_{up}), das barras onde tem medidores e de cada uma das fases, são exibidos na Tabela 7. Eles são utilizados no cálculo do IND_{low} e do IND_{up} . Pode-se observar que os λ_{low} da barra 3 tem valor absoluto bem elevado em relação aos demais, isso significa que durante a estimação a tensão tentou diminuir o valor mas atingiu seu limite inferior;

Tabela 7 – Multiplicadores de Lagrange.

Barra	λ_{low}^a	λ_{up}^a	λ_{low}^b	λ_{up}^b	λ_{low}^c	λ_{up}^c
3	1674,6	0	1571,3	0	1837,6	0
SE	0	0	0	0	0	0

Passo-8: Após o E-OPFT-m ser executado novamente, de acordo com número de erros que foram identificados, que nesse caso foi um; o IND_{low} e o IND_{up} de cada barra é calculado de acordo com 3.1 e 3.2, respectivamente. Na Tabela 8 estão os índices de erro de todas as fases das barras com medidor, observa-se que o $IND_{low}(3)$ possui valor bem elevado em relação aos outros, o que indica a presença de erros grosseiros de medição nessa barra.

Como pode ser observado nas Tabelas 7 e 8, os valores absolutos de ML e dos índices de erro para as fases das barras que possuem EG em sua medida é muito superior aos demais. Quando o E-OPFT-m foi executado, o λ_{low} e o IND_{low} da barra 3 resultaram em valores superiores aos demais, isso significa que a tensão estimada desse barramento atingiu o limite mínimo. Portanto, para este caso, esses valores de ML, IND_{low} e IND_{up} se mostraram eficientes para apontar a presença de erros grosseiros.

Tabela 8 – Índice de Erro.

Barra	IND_{low}^a	IND_{up}^a	IND_{low}^b	IND_{up}^b	IND_{low}^c	IND_{up}^c
3	224,4655	0	145,0442	0	160,6968	0
SE	0	0	0	0	0	0

4.1.2 Correção de Erros Grosseiros

Nesta seção será realizada a correção do erro encontrado na seção anterior e com depois será verificado o comportamento do sistema, com o intuito de testar a metodologia proposta. Esse processo utiliza o E-OPFT-f e através do resultado encontrado os valores dos Coeficientes de Lagrange são determinados, e por fim, os índices de erros são calculados para verificar se ainda existe algum erro no sistema. Os passos são descritos a seguir:

Passo-1: Encontrar a incerteza do equipamento, que estava com medição contendo erro grosseiro, que para este caso é de 4% e depois calcular o valor do erro médio com base na Equação (3.13), como resultados tem-se a Tabela 9. Com esse erro médio e com os valores do histórico do sistema, estipula-se uma nova medição para a barra que foi identificada com EG, que é explicado no *Passo-2*.

Tabela 9 – Erros de Medição Antigos e Novos.

Barra	$E_m^a(\%)$	$E_{Medio}^a(\%)$	$E_m^b(\%)$	$E_{Medio}^b(\%)$	$E_m^c(\%)$	$E_{Medio}^c(\%)$
3	10,00	7,00	10,00	7,00	10,00	7,00

Passo-2: Após o cálculo dos E_{Medio} , eles serão utilizados para se determinar as pseudomedidas das barras que foram identificadas contendo EG. Como neste estudo os erros estão nas medidas de tensão, o cálculo dessas medições fictícias são realizados com base na Equação (3.14). Os resultados encontrados estão na Tabela 10.

Tabela 10 – Novos Valores Medidos.

Barra	$V^{a*}(pu)$	$V^{b*}(pu)$	$V^{c*}(pu)$
3	1,0597	1,0656	1,0741
SE	0,9976	0,9976	0,9976

Passo-3: Nessa etapa os limites da tensão da barra com medidor que foram identificadas com erro, são relaxados para os limites que possuíam na primeira EE. Na Tabela 11 estão os novos limites das tensões para todas as barras;

Passo-4: Executa-se o E-OPFT-f apresentado na Subseção 3.3 e a partir da solução encontrada pelo estimador, obtém-se os valores dos ML que são armazenados e

Tabela 11 – Novos limites das tensões estimadas.

Barra	$\hat{V}_{min}^a (pu)$	$\hat{V}_{max}^a (pu)$	$\hat{V}_{min}^b (pu)$	$\hat{V}_{max}^b (pu)$	$\hat{V}_{min}^c (pu)$	$\hat{V}_{max}^c (pu)$
3	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000

podem ser observados na Tabela 12. Como pode ser observado na tabela, os valores são nulos, o que significa que, durante a EE os limites estabelecidos para essas barras não foram atingidos;

Tabela 12 – Multiplicadores de Lagrange.

Barra	λ_{low}^a	λ_{up}^a	λ_{low}^b	λ_{up}^b	λ_{low}^c	λ_{up}^c
3	0	0	0	0	0	0
SE	0	0	0	0	0	0

Passo-5: Por fim, calcula-se os índices IND_{low} e IND_{up} , Tabela 13, para verificar se o erro da medição foi eliminado ou ainda existe algum erro no sistema.

Tabela 13 – Índice de Erro.

Barra	IND_{low}^a	IND_{up}^a	IND_{low}^b	IND_{up}^b	IND_{low}^c	IND_{up}^c
3	0	0	0	0	0	0
SE	0	0	0	0	0	0

Portanto, pode-se observar que para um sistema de pequeno porte desequilibrado e composto somente por cargas trifásicas, a metodologia proposta para detecção, identificação e correção de erros grosseiro se mostrou eficiente. Na seção seguinte será avaliado método para um caso de maior porte, sendo ele desequilibrado e que possui cargas mono, bi e trifásicas.

4.2 SISTEMA DE 33 BARRAS

Outro caso analisado, foi um sistema de distribuição trifásico de 33 barras, que é composto por uma subestação localizada no barramento 33 (SE) e 32 linhas conforme apresentado na Figura 7 e descrito na referência [39], e possuindo todas as cargas são trifásicas, porém desequilibradas. Mas, para as simulações da metodologia proposta, o sistema foi modificado com o intuito de aumentar os desequilíbrios. As seguintes mudanças foram realizadas:

- O somatório de carga base na fase A foi alterado para 4389,0 kW, na fase B para 3618,0 kW e na fase C para 3940,0 kW;
- Na barra 21 a carga passou a ser bifásica, conectada às fases B, 81,0 kW, e C, 90,0 kW;
- Na barra 32 foi considerada uma carga monofásica de 66,0 kW, na fase A.

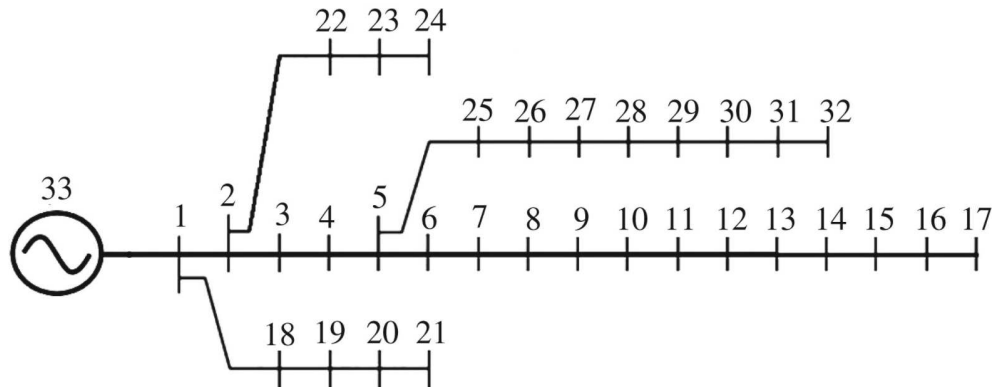


Figura 7 – Sistema 33 barras modificado.

Nas Figuras 8 e 9 estão representadas a potência ativa e reativa, respectivamente, base do sistema de todas as barras para cada fase, onde verifica-se o desequilíbrio adotado para as barras 21 e 32.

4.2.1 Detecção e Identificação de Erros Grosseiros

Para este caso, as medições na SE são consideradas como provenientes de SM, enquanto nas barras 2, 5, 10, 12, 16, 21, 24, 26, 30 e 32, são consideradas com PMUs. Os dados do sistema, com as modificações realizadas, podem ser vistos no Apêndice B. A seguir são apresentados os resultados encontrados para o passo a passo da aplicação da abordagem proposta:

Passo-1: Coleta das medições, V^* e θ^* . Os valores obtidos de podem ser observados nas Tabelas 14 e 15.

Passo-2: Agora estado da rede é estimado através do E-OPFT-i e os valores de \hat{v} e $\hat{\theta}$ são armazenados para os próximos passos. Os valores obtidos de podem ser observados nas Tabelas 14 e 15. Nestas tabelas estão somente as estimações e as medições das barras que possuem medidores. Neste caso, existem EG na medida de tensão das barras 10, 21 e 30, como marcado na Tabela 14.

Passo-3: Todos os barramentos monitorados $Nb_m = 11$, sendo eles as barras 2, 5, 10, 12, 16, 21, 24, 26, 30, 32 e 33, são verificados sobre a possibilidade da existência de algum erro na medição de tensão. É realizada a comparação entre os valores medidos (V^*)

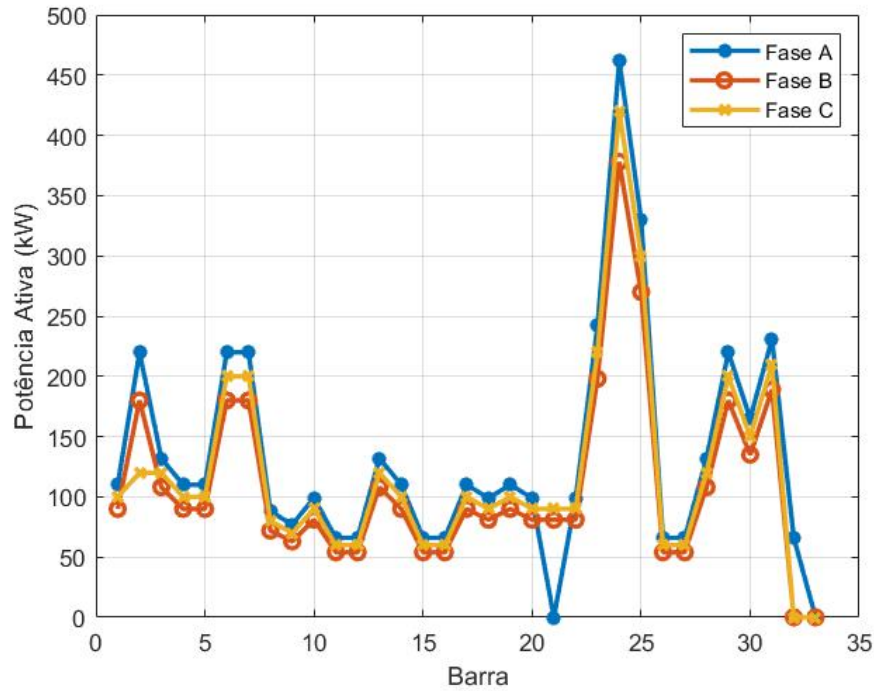


Figura 8 – Potência ativa das barras do sistema.

Tabela 14 – Módulos da tensões medidas e estimadas.

Barra	$V^{a*}(pu)$	$\hat{V}^a(pu)$	$V^{b*}(pu)$	$\hat{V}^b(pu)$	$V^{c*}(pu)$	$\hat{V}^c(pu)$
2	1,0201	0,9903	1,0263	0,9948	1,0228	0,9925
5	0,9829	0,9573	1,0011	0,9711	0,9890	0,9623
10	1,0005	0,9372	1,0266	0,9623	1,0093	0,9479
12	0,9269	0,9224	0,9538	0,9584	0,9364	0,9402
16	0,9463	0,9264	0,9759	0,9554	0,9565	0,9388
21	1,0705	1,0063	1,0680	0,9907	1,0681	0,9888
24	0,9848	0,9836	0,9935	0,9902	0,9871	0,9867
26	0,9782	0,9520	0,9980	0,9678	0,9848	0,9584
30	0,8276	0,9287	0,8509	0,9567	0,8343	0,9437
32	0,9607	0,9290	0,9881	0,9568	0,9682	0,9435
SE	1,0054	1,0072	1,0054	1,0078	1,0054	1,0071

e estimados (\hat{V}), com o intuito de detectar uma barra suspeita de conter erro. Identifica-se como possível erro a situação em que ocorre alguma das condições da Equação 4.1. Na Tabela 16 é possível observar as relações entre os valores medidos e estimados.

Em relação à faixa condicional entre \hat{V}^s e V^{s*} , os valores medidos das barras 2, 5, 12, 16, 24, 26 e 32 e na SE estão dentro dos limites estabelecido, que é uma margem de 4%

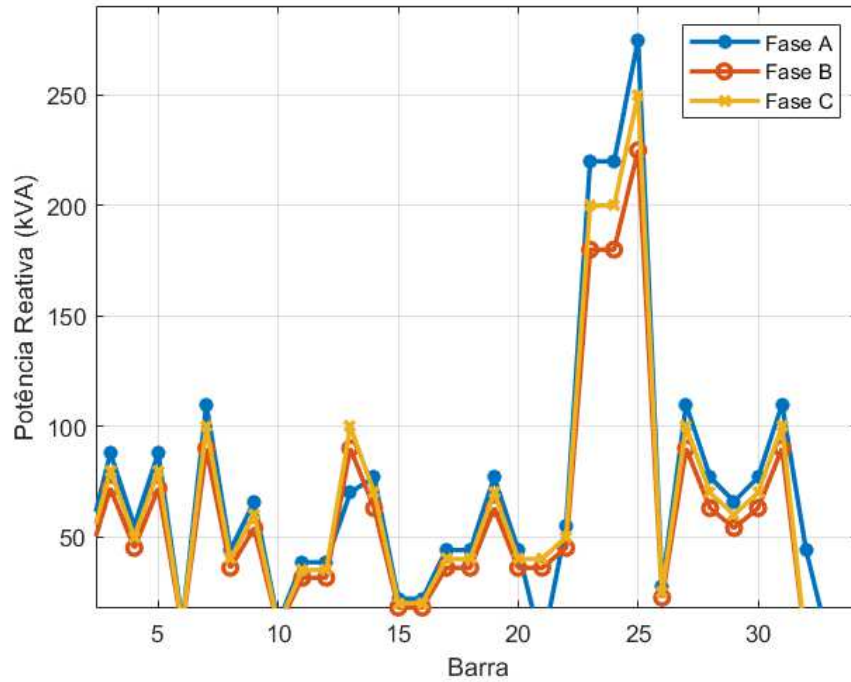


Figura 9 – Potência reativa das barras do sistema.

Tabela 15 – Ângulos de fase medidos e estimados.

Barra	$\theta^{a*}(\circ)$	$\hat{\theta}^a(\circ)$	$\theta^{b*}(\circ)$	$\hat{\theta}^b(\circ)$	$\theta^{c*}(\circ)$	$\hat{\theta}^c(\circ)$
2	-1,5686	-1,5750	-126,0424	-122,2930	123,5316	119,9968
5	-5,3093	-5,2955	-128,9201	-126,2169	120,4653	118,5648
10	-7,9788	-7,8129	-130,4370	-128,3721	117,4550	115,9677
12	-8,6830	-8,6989	-128,4360	-129,1271	114,1990	114,9487
16	-9,9157	-9,7656	-132,6770	-130,0760	116,4118	114,1089
21	-0,7649	-0,8385	-118,8378	-120,7282	116,8416	118,9865
24	-2,9056	-2,9071	-123,8890	-123,6083	119,2519	119,3140
26	-5,7338	-5,7418	-129,2237	-126,4799	120,1490	118,6205
30	-8,1720	-8,0705	-130,8405	-128,9104	118,4249	118,3281
32	-8,3441	-8,2036	-130,8991	-128,9964	118,3618	118,2749
SE	0,0000	-0,0065	-120,6452	-120,7138	120,6452	120,5025

para mais ou para menos em relação ao valor estimado. Por outro lado, os valores medidos na barras 10, 21 e 30 devem ser investigados porque $V_{10}^* > 1,04 \cdot \hat{V}_{10}$, $V_{21}^* > 1,04 \cdot \hat{V}_{21}$ e $V_{30}^* < 0,96 \cdot \hat{V}_{30}$.

Através da comparação conclui-se que o sistema possui $N_{ERRO} = 3$, ou seja, 3 barras que podem conter EG. Deve-se destacar que somente esta informação de relação entre os valores medido e estimado não é suficiente para garantir que se trata de EG, pois os valores estão dentro dos limites.

Tabela 16 – Comparação entre os valores medidos e estimados.

Barra	$\frac{V^{a*}}{\hat{V}^a}$	$\frac{V^{b*}}{\hat{V}^b}$	$\frac{V^{c*}}{\hat{V}^c}$
2	1,0301	1,0317	1,0305
5	1,0268	1,0308	1,0278
10	1,0676	1,0668	1,0648
12	0,9941	0,9952	0,9955
16	1,0215	1,0215	1,0188
21	1,0637	1,0780	1,0802
24	1,0013	1,0034	1,0004
26	1,0276	1,0313	1,0276
30	0,8911	0,8894	0,8841
32	1,0341	1,0332	1,0262
SE	0,9982	0,9976	0,9983

Passo-4: Neste passo a principal contribuição deste trabalho. Aqui, realiza-se a investigação das barras suspeitas de erro, de 1 até 3 erros, e para cada erro encontrado executa-se o E-OPFT-m apresentado na Subseção 3.2.

Para a realização dos próximos passos da metodologia, os limites da tensão da barras que possuem a possibilidade de conter erros, são modificados de forma a ficarem mais restritivos para que as tensões permaneçam mais próximas dos valores medidos. As tensões podem variar 1% para mais, $\hat{V}_{max}^s = 1,01 \cdot V^{s*}$, ou para menos, $\hat{V}_{min}^s = 0,99 \cdot V^{s*}$, em relação ao V^* . Logo, quando uma tensão com limite restrito atingir o limite para tentar se aproximar do valor que foi estimado anteriormente, terá como consequência o aumento do seu coeficiente de Lagrange. Na Tabela 17 estão os novos limites das tensões, que anteriormente eram de $\hat{V}_{min} = 0,9 pu$ e $\hat{V}_{max} = 1,1 pu$ para todas as barras;

Passo-5: Outra modificação necessária para a execução do E-OPFT-m é que as potências das cargas, Px e Qx , deixam de ser incógnitas e passam a assumir os valores estimados na primeira execução do E-OPFT-i, isso para que os resultados do E-OPFT-m fiquem próximos aos encontrados com a E-OPFT-i;

Passo-6: Para a execução do E-OPFT-m novas variáveis, denominadas de potências ativa e reativa fictícias ($Pfic$ e $Qfic$), são adicionadas ao problema para garantir a convergência da simulação;

Passo-7: Nesse passo o estimador E-OPFT-m é executado, conforme descrito na Seção 3.2 usando as condições descritas nas etapas anteriores. As magnitudes de tensão

Tabela 17 – Novos limites das tensões estimadas.

Barra	$\hat{V}_{min}^a(pu)$	$\hat{V}_{max}^a(pu)$	$\hat{V}_{min}^b(pu)$	$\hat{V}_{max}^b(pu)$	$\hat{V}_{min}^c(pu)$	$\hat{V}_{max}^c(pu)$
2	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000
5	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000
10	0,9905	1,0105	1,0164	1,0369	0,9993	1,0194
12	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000
16	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000
21	1,0598	1,0812	1,0574	1,0787	1,0574	1,0788
24	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000
26	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000
30	0,8193	0,8359	0,8424	0,8594	0,8259	0,8426
32	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000
SE	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000

nodal estimadas através do E-OPFT-m, para as barras com medidores, são apresentados na Tabela 18. Com essa EE encontra-se os valores dos Multiplicadores de Lagrange que são armazenados para os cálculos do *Passo-8*;

Tabela 18 – Novos valores estimados.

Barra	$\hat{V}^a(pu)$	$\hat{V}^b(pu)$	$\hat{V}^c(pu)$
2	0,9860	1,0268	0,9954
5	0,9837	1,0062	0,9858
10	0,9905	1,0164	0,9993
12	0,9332	0,9553	0,9435
16	0,9352	0,9759	0,9428
21	1,0598	1,0573	1,0589
24	0,9856	0,9936	0,9877
26	0,9820	0,9982	0,9871
30	0,8359	0,8594	0,8426
32	0,9389	0,9386	0,9401
SE	1,00589	1,0054	1,0058

Os valores de ML relacionados com os limites de tensão inferior (λ_{low}) e superior (λ_{up}), das barras onde tem medidores e de cada uma das fases, são exibidos na Tabela 19. Eles são utilizados no cálculo do IND_{low} e do IND_{up} , que será realizado no *Passo-8*. Pode-se observar que os λ_{low} das barras 10 e 21 possuem valor absoluto bem elevado em relação aos demais, isso significa que durante a estimação a tensão tentou diminuir o valor mas atingiu seu limite inferior. Para a barra 30 o λ_{up} também ficou bem elevado, o que indica que a tensão dessa barra tentou aumentar mas alcançou o limite superior o que levou a elevação do coeficiente de Lagrange do limite superior;

Tabela 19 – Multiplicadores de Lagrange.

Barra	λ_{low}^a	λ_{up}^a	λ_{low}^b	λ_{up}^b	λ_{low}^c	λ_{up}^c
2	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	75,8530	0	20,8629	0	82,0075	0
12	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0
21	0,7989	0	8,0764	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0
30	0	324,8200	0	205,3803	0	286,5490
32	0	0	0	0	0	0
SE	0	0	0	0	0	0

Passo-8: E por fim utilizando os ML encontrados por meio do E-OPFT-m calcula-se os índices de erro. O IND_{low} e o IND_{up} de cada barra é calculado de acordo com 3.1 e 3.2, respectivamente. Na Tabela 20 estão os índices de erro de todas as fases das barras com medidor, observa-se que o $IND_{low}(10)$ e $IND_{low}(21)$ e o $IND_{up}(30)$ possuem valores elevados em relação aos outros, o que indica a presença de erros grosseiros de medição nessas barras.

Tabela 20 – Índice de Erro.

Barra	IND_{low}^a	IND_{up}^a	IND_{low}^b	IND_{up}^b	IND_{low}^c	IND_{up}^c
2	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	4,8054	0	1,3415	0	5,0370	0
12	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0
21	0,0512	0	0,6243	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0
30	0	32,8402	0	21,7368	0	31,3519
32	0	0	0	0	0	0
SE	0	0	0	0	0	0

De acordo com as Tabelas 19 e 20, os valores absolutos de ML e dos índices de erro para as fases das barras que possuem EG em sua medida é muito superior aos demais. Quando o E-OPFT-m foi executado, o λ_{up} e o IND_{up} da barra 30 resultaram em valores superiores aos demais, isso significa que a tensão estimada da barra 30 atingiu o limite máximo. As barras 10 e 21 tiveram λ_{low} e o IND_{low} com valores absolutos altos porque a

tensão tentou diminuir, mas atingiu o novo limite mínimo. Portanto, esses valores de ML, IND_{low} e IND_{up} se mostraram eficiente para indicar a presença de erros grosseiros.

4.2.2 Correção de Erros Grosseiros

No processo de correção dos erros encontrados na etapa anterior o E-OPFT-f é utilizado, conforme os passos descritos na Seção 3.3. Após a simulação os valores encontrados de ML das barras identificadas com erro são aplicados para encontrar os índices de erro (IND_{low} e IND_{up}). Nos passos a seguir a metodologia proposta será testada.

Passo-1: Para este primeiro passo da etapa de correção de erro, calcula-se o erro médio. Primeiramente, determinar a incerteza do medidor, que neste caso é de 4% e depois encontra-se o erro que ocorreu no equipamento, que estava com medição grosseira. E com essas informações calcula-se o valor do erro médio com base na Equação (3.13), Tabela 21.

Tabela 21 – Erros de Medição Antigos e Novos.

Barra	E_m^a (%)	E_{Medio}^a (%)	E_m^b (%)	E_{Medio}^b (%)	E_m^c (%)	E_{Medio}^c (%)
10	10	7	10	7	10	7
21	10	7	10	7	10	7
30	-10	-7	-10	-7	-10	-7

Passo-2: Nessa etapa são determinadas as pseudomedidas que serão utilizadas na execução do E-OPFT-f, conforme a Equação (3.14). Com o erro médio do passo anterior e com os valores histórico de tensão do sistema, e os resultados encontrados podem ser observados na Tabela 22.

Tabela 22 – Novos Valores Medidos.

Barra	V^{a*} (pu)	V^{b*} (pu)	V^{c*} (pu)
10	0,9879	1,0137	1,0228
21	1,0589	1,0564	1,0565
30	0,8594	0,8836	0,8664

Passo-3: O próximo passo a ser realizado antes de executar o E-OPFT-f é o ajuste da tensão das barras com erro. Os limites dos barramentos identificados são relaxados para os limites que possuíam na primeira EE. Na Tabela 23 estão os novos limites das tensões para essas barras;

Passo-4: Executa-se o E-OPFT-f apresentado na Subseção 3.3 e as tensões estimadas nessa etapa estão na Tabela 24. Ao encerrar a simulação chega-se aos valores

Tabela 23 – Novos limites das tensões estimadas.

Barra	$\hat{V}_{min}^a(pu)$	$\hat{V}_{max}^a(pu)$	$\hat{V}_{min}^b(pu)$	$\hat{V}_{max}^b(pu)$	$\hat{V}_{min}^c(pu)$	$\hat{V}_{max}^c(pu)$
10	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000
21	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000
30	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000	0,9000	1,1000

dos ML que são armazenados e podem ser observados na Tabela 25. Como pode ser observado na tabela, os valores são nulos, o que significa que, durante a EE os limites estabelecidos para essas barras não foram atingidos;

Tabela 24 – Novos Valores Estimadas pelo E-OPFT-f.

Barra	$\hat{V}^a(pu)$	$\hat{V}^b(pu)$	$\hat{V}^c(pu)$
10	0,9351	0,9609	0,9578
21	1,0041	0,9803	0,9937
30	0,9266	0,9553	0,9498

Tabela 25 – Multiplicadores de Lagrange.

Barra	λ_{low}^a	λ_{up}^a	λ_{low}^b	λ_{up}^b	λ_{low}^c	λ_{up}^c
2	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0
SE	0	0	0	0	0	0

Passo-5: A última etapa dessa parte da metodologia consiste em calcular os índices IND_{low} e IND_{up} , que são calculados conforme as Equações (3.1) e (3.2). Na Tabela 26 é possível verificar se o erro da medição foi eliminado ou ainda há algum erro no sistema.

Tabela 26 – Índice de Erro.

Barra	IND_{low}^a	IND_{up}^a	IND_{low}^b	IND_{up}^b	IND_{low}^c	IND_{up}^c
2	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0
SE	0	0	0	0	0	0

4.3 CONCLUSÃO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram realizados dois estudos de caso detalhados com a finalidade de verificar se a metodologia desenvolvida foi eficiente, lembrando que o foco desta análise foram as medições de tensão mas podem ser aplicadas para outras medidas do sistema.

Analisando os resultados do sistema de 4 barras, no processo de detecção de barras suspeitas de possuírem erros de medição foi constatada a possibilidade de existir um EG na barra 3, que foi realizada por meio da comparação entre os valores medidos e estimados com na Equação (4.1). Para a etapa de identificação do erro que foi realizada por meio do E-OPFT-m algumas etapas precisam ser realizadas, primeiramente, realização da modificação dos limites da tensão da barra 3 que foram atualizados para valores mais próximo dos valores medidos. Depois as cargas do sistema passaram a ser fixos, para que a nova estimação esteja próximo do encontrado com o E-OPFT-i, e a última modificação foi a inclusão das variáveis de potências ativa e reativa fictícias, para garantir a convergência. Ao realizar a simulação do E-OPFT-m o estado da rede é estimado novamente os valores dos Multiplicadores de Lagrange das barras com medidores foram armazenados, e ao observar o ML da barra 3 referente ao limite inferior foi elevado, em relação aos demais, o que indica que a estimação tentou diminuir o valor mas atingiu o limite inferior. Com o ML encontrado e com os valores das tensões medidas e estimadas calculou-se os índices de erro como nas Equações (3.1) e (3.2). Como resultado das equações anteriores foi encontrado o IND_{low} da barra 3 foi elevado, o que indica a presença de EG, portanto, houve a identificação do EG.

O processo de correção é realizado por meio da execução do E-OPFT-f e para ambos os casos analisados foi realizado o passo a passo da etapa de correção do erro. Para o sistema de 4 barras foi identificado somente um erro, barra 3, e para corrigi-lo o primeiro passo foi determinar o erro médio, para assim, determinar a pseudomedida da barra, que

será utilizada na simulação do E-OPFT-f, juntamente com os limites atualizados das tensões. Ao fim da execução o ML foram encontrados e o cálculo dos índices de erro são mensurados novamente e, com base nos resultados, não havia mais erros.

Para o sistema de 33 barras modificado o passo a passo da metodologia foi realizado de forma detalhada assim como para o sistema de 4 barras. Na etapa inicial foram encontrados 3 erros, nas barras 10, 21 e 30, sendo dois deles superiores ao real estado da rede (barras 10 e 21) e um inferior (barra 30), encontrados por meio da Equação (4.1). Como consequência da fase anterior começa-se a investigar se essas barras realmente possuem EG, essa fase é momento de realmente identificar os erros. Os passos para executar o E-OPFT-m são realizados da seguinte ordem: atualização dos limites das barras com erro, fixação das potências ativas e reativas demandas e criação das variáveis de potência ativa e reativa fictícias. Os Coeficientes de Lagrange, encontrados por meio E-OPFT-m, das barras descritas foram elevados indicando que os limites foram atingidos, esses valores são aplicados nos cálculos dos índices de erros. Para as barras 10 e 21 a estimação atingiu extremidade da banda inferior, ou seja, a tensão tentou diminuir mas alcançou o limite, tendo assim o ML elevado, e como consequência disso, e da grande diferença entre o medido e o estimado, foi encontrado um índice de erro referente ao limite inferior (IND_{low}) alto. Já para o barramento 30 o limite de banda alcançado foi o superior, ou seja, a tensão tentou aumentar mas bateu no limite, sendo assim seu ML superior foi elevado impactando no IND_{up} . Portanto, a metodologia foi capaz de identificar a presença de EG simultâneos no sistema trifásico desequilibrado.

No sistema de 33 barras modificado, conforme descrito anteriormente, foram identificados 3 erros simultâneos, nas barras 10, 21 e 30, e com a execução do E-OPFT-f o estado da rede foi estimado novamente, considerando as mesmas modificações que foram realizadas para o sistema de 4 barras, para corrigir os erros identificados. E assim, como caso anterior, o processo de correção se mostrou eficiente.

Logo, avaliando os resultados encontrados para o sistema 4 barras e de 33 barras, conclui-se que o método propostos para detecção, identificação e correção de erros grosseiros, utilizando o E-OPFT, se mostrou eficiente e adequando para aplicação em sistemas elétricos trifásicos desequilibrados com a ocorrência de erros simultâneos.

5 CONCLUSÕES

Este trabalho de pesquisa apresentou uma metodologia para se detectar, identificar e corrigir erros grosseiros de medições baseada nos Multiplicadores de Lagrange (ML) em sistemas de distribuição trifásicos desequilibrados.

Foi utilizada uma técnica de estimação de estados do sistema de distribuição trifásico, E-OPFT, utilizando dados coletados por SM, na subestação, e PMU, nas demais barras; que é formulada por um modelo de otimização. Todo o processo de estimação de estados realizado no presente trabalho, é realizado de maneira sequencial de forma que não ocorra mudanças bruscas no sistema elétrico.

A presença de erros é detectada com base na comparação entre o valor medido e estimado, caso a margem de erro do medidor utilizado nos barramentos seja ultrapassada, essa barra será tratada como suspeita de possuir algum erro. Além disso, é possível identificar os erros suspeitos executando o E-OPFT Modificado (E-OPFT-m) com os limites reajustados, considerando as cargas como fixas e incluindo as potências ativa e reativa fictícias. Ao final da simulação os valores do ML, das barras com medidor, são coletados para aplicação no cálculo do índice de erro. E por fim, o índice de erro é proposto para identificar a medição corrompida. Já a correção é realizada utilizando o erro médio, que é calculado com o erro de medição e a incerteza do instrumento de medição, e depois é executado o E-OPFT-final (E-OPFT-f), e através dos resultados encontrados os novos ML pra o cálculo dos índices de erro novamente e verificar se ainda existe EG.

Logo, os Multiplicadores de Lagrange relacionados com os limites inferior e superior de tensão, que foi a base para este estudo, foram adequados para permitir a identificação de erros de medição. Os índices de erro que utilizam os Multiplicadores de Lagrange para identificar erros grosseiros se mostraram eficientes. O erro médio utilizado para a EE através do E-OPFT foi eficiente pois, com os índices de erro verificou-se que não havia mais erros de medição. Assim, estudo de caso realizado mostrou a eficácia da abordagem proposta para encontrar erros grosseiros

A principal contribuição do método proposto é a detecção e identificação de erros grosseiros mesmo considerando um número reduzido de medições disponíveis em tempo real. Adicionalmente, para a realização da estimação de estados não se precisou desacoplar os circuitos de sequência e também não foi necessário o histórico da carga do sistema.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

A realização deste trabalho permitiu identificar alguns pontos que devem ser investigados, tais como:

- Aplicar a metodologia proposta para medições de outras grandezas do sistema de

potência, por exemplo, corrente no ramo;

- Avaliar a aplicação da metodologia em sistemas reais e de grande porte;
- Incluir na metodologia sistemas desequilibrados com alta inserção de geração distribuída, com possibilidade de fluxo de potência em ambas as direções.

REFERÊNCIAS

- [1] THUKARAM, D.; JEROME, J.; SURAPONG, C. **A Robust Three-phase State Estimation Algorithm for Distribution Networks**, Electric Power Systems Research, (2000), 3, 191–200. 10.1016/S0378-7796(00)00088-2.
- [2] ROYTELMAN, I.; SHAHIDEHPOUR, S. **A Robust Three-phase State Estimation Algorithm for Distribution Networks**, IEEE Trans. Power Del, (1993), 8(4), 2009–2015. 10.1109/61.248315.
- [3] BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. **State Estimation for Real-time Monitoring of Distribution Systems**, IEEE Trans. Power Syst., (1994), 9(3), 1601–1606. 10.1109/59.336098.
- [4] LU, C.; TENG, J.; LIU, W.-H. **Distribution System State Estimation**, IEEE Trans. Power Syst., (1995), 10(1), 229–240. 10.1109/59.373946.
- [5] GÖL, M.; ABUR, A. **A Robust PMU Based Three-Phase State Estimator Using Modal Decoupling**. IEEE Transactions on Power Systems, (2014), 29, 2292–2299. 10.1109/TPWRS.2014.2299756
- [6] NANCHIAN, S.; MAJUMDAR, A.; PAL, B.C. **Three-Phase State Estimation Using Hybrid Particle Swarm Optimization**. IEEE Transactions on Smart Grid, (2017), 8(3), 1035–1045. 10.1109/TSG.2015.2428172.
- [7] PANDEY, S.; CHEN, H.K.; PAASO, E.A.; RAHMATIAN, F.; VAIMAN, M.Y.; VAIMAN, M.M.; POVOLOTSKIY, M.; KARPOUKHIN, M. **PMU-Based Distribution Linear State Estimation to Improve Data Quality and Application Reliability**. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, (2022). 10.1109/TD43745.2022.9816851.
- [8] KUMAR, C.S.; RAJAWAT, K.; CHAKRABARTI, S.; PAL, B.C. **Robust Distribution System State Estimation with Hybrid Measurements**. IET Generation, Transmission and Distribution, (2020), 14(16), 3250–3259. 10.1049/iet-gtd.2020.0260.
- [9] BRAUNSTEIN, S.H.; BRETAS, N.G.; ROSSINI, A.; BRETAS, A. **Bad Data Analysis in Distribution State Estimation Considering Load Models**, Power and energy society general meeting. IEEE, (2015).
- [10] NAPOLITANO, F.; PENALOZA, J.D.R.; TOSSANI, F.; BORGHETTI, A.; NUCCI, C.A. **Three-phase State Estimation of a Low-voltage Distribution Network with Kalman Filter**. Energies, (2021), 14(21). 10.3390/en14217421.
- [11] ACURIO, B.A.A.; BARRAGAN, D.E.C.; LOPEZ, J.C.; GRIJALVA, F.; RODRIGUEZ, J.C.; PEREIRA DA SILVA, L.C. **State Estimation for Unbalanced Three-Phase AC Microgrids Based on Mathematical Programming**. 2023 IEEE Power and Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference, (2023). 10.1109/ISGT51731.2023.10066353.
- [12] ADAMU, H.A.; ZHANG, X.P. **A Robust State Estimation Method for Unsymmetrical Three-Phase Power Systems**. 2023 IEEE 3rd International Conference in

- Power Engineering Applications: Shaping Sustainability Through Power Engineering Innovation. (2023), 66–71. 10.1109/ICPEA56918.2023.10093166.
- [13] LI, J.; MA, L.; FENG, S.; SHI, X.; SONG, F. **Three Phase Linear State Estimation Method of Substation Based on Zero Impedance Model**. IEEE Access, (2023), 11, 29380–29390. 10.1109/ACCESS.2023.3260097.
- [14] ANGIIONI, A.; SHANG, J.; PONCI, F.; MONTI, A. **Real-time Monitoring of Distribution System Based on State Estimation**, IEEE Trans Instrum Meas, (2016), 65(10), 2234–2243.
- [15] KUHAR, U.; PANTOS, M.; KOSEC, G.; SVIGELJ, A. **The Impact of Model and Measurement Uncertainties on a State Estimation in Three-Phase Distribution Networks**. IEEE Transactions on Smart Grid, (2019), 10(3), 3301–3310. 10.1109/TSG.2018.2823398.
- [16] GHAEDI, A., GOLSHAN, M.S.H. **Modified WLS Three-phase State Estimation Formulation for Fault Analysis Considering Measurement and Parameter Errors**. Electric Power Systems Research, (2021), 190. 10.1016/j.epsr.2020.106854.
- [17] BRETAS, A.; BRETAS, N.; ROSSONI, A.; TREVIZAN, R. **Multiple Gross Errors Detection, Identification and Correction in Three-phase Distribution Systems WLS State Estimation: a Per-phase Measurement Error Approach**. Electric Power Syst Res, (2017), 151, 174–185.
- [18] ZARGAR, B.; ANGIIONI, A.; PONCI, F.; MONTI, A. **Multi-area parallel data-driven three-phase distribution system state estimation using synchrophasor measurements**. IEEE Trans Instrum Meas, (2020), 69. 6186–6202.
- [19] JU, Y.; YU, Y.; ZHANG, Z.; LIN, Y. **Three-phase Distributed State Estimation Method of Microgrid Group Considering Bad Data Identification**. Gaodianya Jishu/High Voltage Engineering, (2022), 48(4), 1251–1263, 10.13336/j.1003-6520.hve.20211630.
- [20] FERNANDES, T.R.; VENKATESH, B.; ALMEIDA, M.C. **Symmetrical Components Based State Estimator for Power Distribution Systems**. IEEE Transactions on Power Systems, (2021), 36, 2035–2045. 10.1109/TPWRS.2020.3026639
- [21] KHALILI, R.; ABUR, A. **Three-phase Linear State Estimation Based on SCADA and PMU Measurements**. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, (2021), 1–5, Online. 10.1109/ISGTEUROPE52324.2021.9640030.
- [22] PFEIFER, M.; MUELLER, F.; JONGH, S.; GIELNIK, F.; LEIBFRIED, T.; HOHMANN, S. **Time-domain Dynamic State Estimation for Unbalanced Three-phase Power Systems**. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, (2023), 11(2), 446–454. 10.35833/MPCE.2021.000761.
- [23] COELHO, E.P.R.; LOURENÇO, E.M. **Simultaneous Error Processing in Generalized State Estimation With PMUs**, Brazilian Symposium on Electrical Systems, 2012, Goiânia. IV SBSE. Goiânia : University of Goiânia., (2012), 1, 1–7.

- [24] NAINAR, K.; IOV, F. **Smart meter Measurement-based State Estimation for Monitoring of Low-voltage Distribution Grids**, *Energies*, (2020), 13, 5367.
- [25] TODESCATO, M.; CARLI, R.; SCHENATO, L.; BARCHI, G. **Smart Grid State Estimation with PMUs Time Synchronization Errors**, *Energies*, (2020), 13(19), 5148, 10.3390/en13195148.
- [26] HEBLING, G.M.; MASSIGNAN, J.A.D.; LONDON, J.B.A.; DE OLIVEIRA, R. **Sparse and Orthogonal Method for Fast Bad Data Processing in Distribution System State Estimation**. 2021 IEEE Madrid PowerTech, (2021). 10.1109/PowerTech46648.2021.9494749.
- [27] PESTEHA, S.; MOAYYED, H.; MIRANDA, V.; PEREIRA, J.; FREITAS, V.; SIMÕES COSTA, A.; LONDON, J.B.A. **A New Interior Point Solver with Generalized Correntropy for Multiple gross error Suppression in State Estimation**, *Electric Power Systems Research*, (2019), 176, 105937, 10.1016/j.epsr.2019.105937.
- [28] COIMBRA, A.M.; DE SOUZA, J.C.S.; COUTTO FILHO, M.B.; AUGUSTO, A.A. **Network-Based Approach to Identify Criticalities in State Estimation**. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, (2021), 36(4), 3394–3406.
- [29] BRETAS, N.G.; BRETAS, A.S.; PIERETI, S.A. **Innovation Concept for Measurement Gross Error Detection and Identification in Power State Estimation**. *ET Generation, Transmission Distribution*, (2011), 5(6), 603–608. 10.1049/iet-gtd.2010.0459.
- [30] BRETAS, N.G.; PIERETI, S.A.; BRETAS, A.S.; MARTINS, A.C.P. **A geometrical view for multiple gross errors detection, identification, and correction in power system state estimation**. *IEEE Transactions on Power Systems*, (2013), 28(3), 2128–2135. 10.1109/TPWRS.2012.2234768.
- [31] OLIVEIRA, B.C.; MELO, I.D.; SOUZA, M.A. **Bad Data Detection, Identification and Correction in Distribution System State Estimation Based on PMUs**. *Electrical Engineering*, (2022), 104, 1573–1589. 10.1007/s00202-021-01406-2.
- [32] SILVA, A. F. P. da C.; DE OLIVEIRA, E. J.; FERREIRA, J. S.; DE OLIVEIRA, L. W.; DE SOUZA, J. C. S.; DA SILVA, G. S. **Estimação de Estados de Redes de Distribuição Desequilibradas Através do Algoritmo E-OPF**. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE)*, (2022), Online.
- [33] SILVA, A. F. P. da C.; DE OLIVEIRA, E. J.; DE OLIVEIRA, L. W.; DE SOUZA, J. C. S. **Identificação de Erros Grosseiros de Medidas utilizando Multiplicadores de Lagrange**, *Congresso Brasileiro de Automática - CBA*, (2022), 1(1), Online .
- [34] DUQUE, F.G.; DE OLIVEIRA, L.W.; DE OLIVEIRA, E.J.; AUGUSTO, A.A. **State Estimator for Electrical Distribution Systems Based on an Optimization Model**. *Electric Power Systems Research*, (2017), 152, 122–129. DOI:10.1016/j.epsr.2017.07.009.
- [35] GARCIA, P. A. N. **Cálculo do Fluxo de Potência Trifásico em Sistemas de Distribuição Incluindo a Representação de Dispositivos de Controle**. *Tese*, COPPE/RIO, fev. 2001.

- [36] FERREIRA, J. S.; DE OLIVEIRA, E. J.; DE PAULA, A. N.; DE OLIVEIRA, L. W.; FILHO, J. A. P. **Optimal Power Flow with Security Speration Region**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 124, p. 106272, 2021. 10.1016/j.ijepes.2020.106272.
- [37] KOZIOL, L. F.; BELJAN, P.; BREE, K.; MATHER, J.; BARKER, L. **The Normal Distribution of the Bell-shaped Curve**. Springer International Publishing, p. 14-61, 2016. 10.1007/978-3-319-28222-0_3.
- [38] GÖL, M.; ABUR,A. **Optimal PMU Placement for State Estimation Robustness**, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies,(2014), 1–6. 10.1109/ISGTEurope.2014.7028797.
- [39] OLIVEIRA,B.; PEREIRA, J.; ALVES, G.; MELO, I.; SOUZA, M.; GARCIA, P. **Decentralized Three-phase Distribution System Static State Estimation Based on Phasor Measurement Units**,Electric Power Systems Research, (2018), 160, 327-336. 10.1016/j.epsr.2018.03.010
- [40] SHENG, Q.; HUANG, L.; WANG, X.; JIANG, J.; LI, P.; ZHANG, J.; QU, S. **Research and Analysis on Evaluation Methods of Electrical Performance of Smart Energy Meters**. Journal of Physics: Conference Series. The 7th International Conference on Computer-Aided Design, Manufacturing, Modeling and Simulation (CDMMS 2020), (2021), 1802. 10.1088/1742-6596/1802/3/032135

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA 4 BARRAS

Os dados de barra do sistema estão representados nas Tabelas 27, 28 e 29. E nas Tabelas 30, 31 e 32 estão os dados das linhas.

Tabela 27 – Dados de barra do Sistema de 4 Barras.

Barra	$V^a(pu)$	$V^b(pu)$	$V^c(pu)$	$\theta^a(^{\circ})$	$\theta^b(^{\circ})$	$\theta^c(^{\circ})$
2	1	1	1	0	-120	120
3	1	1	1	0	-120	120
4	1	1	1	0	-120	120
SE	1	1	1	0	-120	120

Tabela 28 – Dados de Geração do Sistema de 4 Barras.

Barra	$Pg^a(kW)$	$Qg^a(kVAr)$	$Pg^b(kW)$	$Qg^b(kVAr)$	$Pg^c(kW)$	$Qg^c(kVAr)$
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
SE	30	10	30	10	30	10

Tabela 29 – Dados de Carga do Sistema de 4 Barras.

Barra	$Px^a(kW)$	$Qx^a(kVAr)$	$Px^b(kW)$	$Qx^b(kVAr)$	$Px^c(kW)$	$Qx^c(kVAr)$
2	1,7	0,3	1,5	0,2	1,3	0,7
3	1,6	0,4	1,7	0,5	1,5	0,3
4	1,4	0,5	1,3	0,2	1,1	0,4
SE	0	0	0	0	0	0

Tabela 30 – Dados das Resistências da Linha do Sistema de 4 Barras.

De	Para	$r^a(pu)$	$r^b(pu)$	$r^c(pu)$	$r^{ab}(pu)$	$r^{ac}(pu)$	$r^{bc}(pu)$
SE	2	0,3136	0,3136	0,3136	0,0801	0,0701	0,0801
	2	0,1045	0,1045	0,1045	0,0267	0,0267	0,0267
	2	0,4001	0,4001	0,4001	0,0935	0,0935	0,0935

Tabela 31 – Dados das Reatâncias da Linha do Sistema de 4 Barras.

De	Para	$x^a(pu)$	$x^b(pu)$	$x^c(pu)$	$x^{ab}(pu)$	$x^{ac}(pu)$	$x^{bc}(pu)$
SE	2	1,2261	1,2261	1,2261	0,5741	0,5034	0,5741
2	3	0,4087	0,4087	0,4087	0,1914	0,1914	0,1914
2	4	1,5030	1,5030	1,5030	0,7380	0,7380	0,8380

Tabela 32 – Dados das Susceptância *Shunt* da Linha do Sistema de 4 Barras.

De	Para	$b_{sh}^a(pu)$	$b_{sh}^b(pu)$	$b_{sh}^c(pu)$	$b_{sh}^{ab}(pu)$	$b_{sh}^{ac}(pu)$	$b_{sh}^{bc}(pu)$
SE	2	0	0	0	0	0	0
2	3	0	0	0	0	0	0
2	4	0	0	0	0	0	0

APÊNDICE B – DADOS DO SISTEMA 33 BARRAS

Os dados de barra utilizados para o sistema de 33 barras estão representados nas Tabelas 33, 34 e 35. Já nas Tabelas 36, 37 e 38 estão os dados das linhas que formam a rede.

Tabela 33 – Dados de barra do Sistema de 33 Barras.

Barra	$V^a(pu)$	$V^b(pu)$	$V^c(pu)$	$\theta^a(^{\circ})$	$\theta^b(^{\circ})$	$\theta^c(^{\circ})$
1	1	1	1	0	-120	120
2	1	1	1	0	-120	120
3	1	1	1	0	-120	120
4	1	1	1	0	-120	120
5	1	1	1	0	-120	120
6	1	1	1	0	-120	120
7	1	1	1	0	-120	120
8	1	1	1	0	-120	120
9	1	1	1	0	-120	120
10	1	1	1	0	-120	120
11	1	1	1	0	-120	120
12	1	1	1	0	-120	120
13	1	1	1	0	-120	120
14	1	1	1	0	-120	120
15	1	1	1	0	-120	120
16	1	1	1	0	-120	120
17	1	1	1	0	-120	120
18	1	1	1	0	-120	120
19	1	1	1	0	-120	120
20	1	1	1	0	-120	120
21	1	1	1	0	-120	120
22	1	1	1	0	-120	120
23	1	1	1	0	-120	120
24	1	1	1	0	-120	120
25	1	1	1	0	-120	120
26	1	1	1	0	-120	120
27	1	1	1	0	-120	120
28	1	1	1	0	-120	120
29	1	1	1	0	-120	120
30	1	1	1	0	-120	120
31	1	1	1	0	-120	120
32	1	1	1	0	-120	120
SE	1	1	1	0	-120	120

Tabela 34 – Dados de Geração do Sistema de 33 Barras.

Barra	$Pg^a(MW)$	$Qg^a(MVAr)$	$Pg^b(MW)$	$Qg^b(MVAr)$	$Pg^c(MW)$	$Qg^c(MVAr)$
SE	10	5	10	5	10	5

Tabela 35 – Dados de Carga do Sistema de 33 Barras.

Barra	$Px^a(kW)$	$Qx^a(kVAr)$	$Px^b(kW)$	$Qx^b(kVAr)$	$Px^c(kW)$	$Qx^c(kVAr)$
1	110	22	90	18	100	20
2	220	44	180	36	120	40
3	132	88	108	72	120	80
4	110	55	90	45	100	50
5	110	88	90	72	100	80
6	220	11	180	9	200	100
7	220	110	180	90	200	10
8	88	44	72	36	80	40
9	77	66	63	54	70	60
10	99	110	81	90	90	10
11	66	38,5	54	31,5	60	35
12	66	38,5	54	31,5	60	35
13	132	70	108	90	120	100
14	110	77	90	63	100	70
15	66	22	54	18	60	30
16	66	22	54	18	60	30
17	110	44	90	36	110	40
18	99	44	81	36	90	40
19	110	77	90	63	100	70
20	99	44	81	36	90	40
21	-	-	81	36	90	40
22	99	55	81	45	90	50
23	242	220	198	180	220	200
24	462	220	378	180	420	200
25	330	275	270	225	300	250
26	66	27,5	54	22,5	60	25
27	66	110	54	90	60	100
28	132	77	108	63	120	70
29	220	66	180	54	200	60
30	165	77	135	63	150	70
31	231	110	135	90	150	100
32	66	44	-	-	-	-
SE	0	0	0	0	0	0

Tabela 36 – Dados das Resistências da Linha do Sistema de 33 Barras.

De	Para	$r^a(pu)$	$r^b(pu)$	$r^c(pu)$	$r^{ab}(pu)$	$r^{ac}(pu)$	$r^{bc}(pu)$
SE	1	0,1478	0,1478	0,1478	0,0369	0,0369	0,0369
1	2	0,7036	0,7036	0,7036	0,1975	0,1975	0,1975
2	3	0,5866	0,5866	0,5866	0,1467	0,1467	0,1467
3	4	0,6108	0,6108	0,6108	0,1527	0,1527	0,1527
4	5	1,3127	1,3127	1,3127	0,3282	0,3282	0,3282
5	6	0,3000	0,3000	0,3000	0,0750	0,0750	0,0750
6	7	1,1402	1,1402	1,1402	0,2851	0,2851	0,2851
7	8	1,6508	1,6508	1,6508	0,4127	0,4127	0,4127
8	9	1,6733	1,6733	1,6733	0,4183	0,4183	0,4183
9	10	0,3151	0,3151	0,3151	0,0788	0,0788	0,0788
10	11	0,6001	0,6001	0,6001	0,1500	0,1500	0,1500
11	12	2,3528	2,3528	2,3528	0,5882	0,5882	0,5882
12	13	0,8681	0,8681	0,8681	0,2170	0,2170	0,2170
13	14	0,9472	0,9472	0,9472	0,2368	0,2368	0,2368
14	15	1,1961	1,1961	1,1961	0,2990	0,2990	0,2990
15	16	2,0660	2,0660	2,0660	0,5165	0,5165	0,5165
16	17	1,1732	1,1732	1,1732	0,2933	0,2933	0,2933
1	18	1,8656	1,8656	1,8656	0,0657	0,0657	0,0657
18	19	2,4109	2,4109	2,4109	0,6027	0,6027	0,6027
19	20	0,6563	0,6563	0,6563	0,1641	0,1641	0,1641
20	21	1,1362	1,1362	1,1362	0,2840	0,2840	0,2840
2	22	0,7232	0,7232	0,7232	0,1808	0,1808	0,1808
22	23	1,4393	1,4393	1,4393	0,3598	0,3598	0,3598
23	24	1,4361	1,4361	1,4361	0,3590	0,3590	0,3590
5	25	0,3254	0,3254	0,3254	0,0813	0,0813	0,0813
25	26	0,4555	0,4555	0,4555	0,1139	0,1139	0,1139
26	27	1,6973	1,6973	1,6973	0,4243	0,4243	0,4243
27	28	1,2889	1,2889	1,2889	0,3222	0,3222	0,3222
28	29	0,8134	0,8134	0,8134	0,2033	0,2033	0,2033
29	30	1,5617	1,5617	1,5617	0,3904	0,3904	0,3904
30	31	0,4977	0,4977	0,4977	0,1244	0,1244	0,1244
31	32	0,5465	0,5465	0,5465	0,1366	0,1366	0,1366

Tabela 37 – Dados das Reatâncias da Linha do Sistema de 33 Barras.

De	Para	$x^a(pu)$	$x^b(pu)$	$x^c(pu)$	$x^{ab}(pu)$	$x^{ac}(pu)$	$x^{bc}(pu)$
SE	1	0,0753	0,0753	0,0753	0,0188	0,0188	0,0188
1	2	0,4025	0,4025	0,4025	0,1006	0,1006	0,1006
2	3	0,2988	0,2988	0,2988	0,0747	0,0747	0,0747
3	4	0,3111	0,3111	0,3111	0,0778	0,0778	0,0778
4	5	1,1331	1,1331	1,1331	0,2833	0,2833	0,2833
5	6	0,9918	0,9918	0,9918	0,2479	0,2479	0,2479
6	7	0,3768	0,3768	0,3768	0,0942	0,0942	0,0942
7	8	1,1860	1,1860	1,1860	0,2965	0,2965	0,2965
8	9	1,1860	1,1860	1,1860	0,2965	0,2965	0,2965
9	10	0,1042	0,1042	0,1042	0,0260	0,0260	0,0260
10	11	0,1984	0,1984	0,1984	0,0496	0,0496	0,0496
11	12	1,8512	1,8512	1,8512	0,4628	0,4628	0,4628
12	13	1,1426	1,1426	1,1426	0,2857	0,2857	0,2857
13	14	0,8430	0,8430	0,8430	0,2108	0,2108	0,2108
14	15	0,8735	0,8735	0,8735	0,2184	0,2184	0,2184
15	16	2,7583	2,7583	2,7583	0,6896	0,6896	0,6896
16	17	0,9200	0,9200	0,9200	0,2300	0,2300	0,2300
1	18	0,2508	0,2508	0,2508	0,0627	0,0627	0,0627
18	19	2,1724	2,1724	2,1724	0,5431	0,5431	0,5431
19	20	0,7668	0,7668	0,7668	0,1917	0,1917	0,1917
20	21	1,5023	1,5023	1,5023	0,3756	0,3756	0,3756
2	22	0,4941	0,4941	0,4941	0,1235	0,1235	0,1235
22	23	1,1365	1,1365	1,1365	0,2841	0,2841	0,2841
23	24	1,1237	1,1237	1,1237	0,2809	0,2809	0,2809
5	25	0,1657	0,1657	0,1657	0,0414	0,0414	0,0414
25	26	0,2319	0,2319	0,2319	0,0580	0,0580	0,0580
26	27	1,4965	1,4965	1,4965	0,3741	0,3741	0,3741
27	28	1,1229	1,1229	1,1229	0,2807	0,2807	0,2807
28	29	0,4143	0,4143	0,4143	0,1036	0,1036	0,1036
29	30	1,5435	1,5435	1,5435	0,3859	0,3859	0,3859
30	31	0,5800	0,5800	0,5800	0,1450	0,1450	0,1450
31	32	0,8498	0,8498	0,8498	0,2124	0,2124	0,2124

Tabela 38 – Dados das Susceptância *Shunt* da Linha do Sistema de 33 Barras.

De	Para	$b_{sh}^a(pu)$	$b_{sh}^b(pu)$	$b_{sh}^c(pu)$	$b_{sh}^{ab}(pu)$	$b_{sh}^{ac}(pu)$	$b_{sh}^{bc}(pu)$
SE	1	0	0	0	0	0	0
1	2	0	0	0	0	0	0
2	3	0	0	0	0	0	0
3	4	0	0	0	0	0	0
4	5	0	0	0	0	0	0
5	6	0	0	0	0	0	0
6	7	0	0	0	0	0	0
7	8	0	0	0	0	0	0
8	9	0	0	0	0	0	0
9	10	0	0	0	0	0	0
10	11	0	0	0	0	0	0
11	12	0	0	0	0	0	0
12	13	0	0	0	0	0	0
13	14	0	0	0	0	0	0
14	15	0	0	0	0	0	0
15	16	0	0	0	0	0	0
16	17	0	0	0	0	0	0
1	18	0	0	0	0	0	0
18	19	0	0	0	0	0	0
19	20	0	0	0	0	0	0
20	21	0	0	0	0	0	0
2	22	0	0	0	0	0	0
22	23	0	0	0	0	0	0
23	24	0	0	0	0	0	0
5	25	0	0	0	0	0	0
25	26	0	0	0	0	0	0
26	27	0	0	0	0	0	0
27	28	0	0	0	0	0	0
28	29	0	0	0	0	0	0
29	30	0	0	0	0	0	0
30	31	0	0	0	0	0	0
31	32	0	0	0	0	0	0