

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

**Esteban Vicente Aguilar Bojorge**

**Metodologia para Estimação Integrada de Estados e Parâmetros em Sistemas  
Elétricos de Potência**

Juiz de Fora

2025

**Esteban Vicente Aguilar Bojorge**

**Metodologia para Estimación Integrada de Estados e Parâmetros em Sistemas  
Elétricos de Potência**

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: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Leonardo Willer de Oliveira, Dr.

Coorientador: Prof. Igor Delgado de Melo, Dr.

Juiz de Fora

2025

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

Aguilar Bojorge, Esteban Vicente.

Metodologia para Estimaco Integrada de Estados e Parâmetros em  
Sistemas Elétricos de Potência / Esteban Vicente Aguilar Bojorge. – 2025.  
118 p. : il.

Orientador: Leonardo Willer de Oliveira

Coorientador: Igor Delgado de Melo

Dissertao (Mestrado) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade  
de Engenharia. Programa de Pós-Graduao em Engenharia Elétrica, 2025.

1. Estimaco de Estados. 2. Estimaco de Parâmetros. 3. Erros  
Grosseiros. I. de Oliveira, Leonardo Willer, orient. II. de Melo, Igor  
Delgado, coorient. III. Título.

**Esteban Vicente Aguilar Bojorge**

**Metodologia para Estimaco Integrada de Estados e Parâmetros em Sistemas Elétricos de Potência**

Dissertao apresentada ao Programa de Ps-Graduao em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial  obteno do título de Mestre em Engenharia Elétrica. rea de concentrao: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 20 de maro de 2025.

**BANCA EXAMINADORA**

**Prof. Dr. Leonardo Willer de Oliveira** - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Igor Delgado de Melo** - Coorientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

**Prof. Dr. Julio Cesar Stacchini de Souza**

Universidade Federal Fluminense

**Prof. Dr. João Alberto Passos Filho**

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 10/02/2025.



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Willer de Oliveira, Professor(a)**, em 20/03/2025, s 11:37, 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 20/03/2025, s 12:46, 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 **Joao Alberto Passos Filho, Professor(a)**, em 20/03/2025, às 13:13, 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 **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 20/03/2025, às 18:51, 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-Uffj ([www2.uffj.br/SEI](http://www2.uffj.br/SEI)) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **2236909** e o código CRC **DAEBF832**.

---

*Dedico este trabalho à minha família e meus amigos.*

## AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço aos meus pais, Ninoska e Mauricio, por todo o suporte, apoio e amor ao longo da minha vida e à Lorna, minha irmã, por ser uma verdadeira amiga com quem posso contar sempre.

Em segundo lugar, agradeço aos meus avós Frinee Ramirez (*in memoriam*), José Bojorge (*in memoriam*) e Maximiliano Aguilar (*in memoriam*) e à minha avó paterna, Irenia Molina, por todo o carinho e amor. Sempre os terei no meu coração.

Agradeço a todos os meus amigos, em especial à Carla. Agradeço ao CMNFAFBULAC por serem meus melhores amigos na face da terra e estarem comigo para todos os momentos, felizes ou tristes. Agradeço também a todos os grupos de pelada que participo, em particular à pelada do Boleiros, jogada no Zico e no Celtics. Vocês me ajudam a estressar e desestressar na medida certa.

Agradeço ao meu orientador, Leonardo Willer de Oliveira, e ao meu coorientador, Igor Delgado de Melo, por toda paciência, conhecimento construído em conjunto e oportunidades. Sem vocês, este trabalho não seria possível.

Aos membros da banca avaliadora, pela disponibilidade para contribuir com sugestões ao trabalho, ajudando a elevar o nível da dissertação.

Aos membros do PPEE, em especial os professores João Alberto Passos Filho, André Luís Marques Marcato, Ivo Chaves da Silva Júnior e a técnica Tatiane dos Reis Lopes. Também agradeço aos professores David Sérgio Adães de Gouvêa, Vander Menengoy da Costa, Danilo Pereira Pinto e Cristiano Gomes Casagrande por todos os ensinamentos, reflexões, conversas e amizade.

Agradeço em especial aos amigos do PPEE Renato Andrade Mosqueira Furtado, Luísa Barbosa Silva, Adriana Oliveira de Mendonça e Vinicius Moreira Rodrigues Diogo. Estar com vocês em sala sempre contribuiu para o meu aprendizado e para a jornada ser mais prazerosa.

Agradeço à UFJF e à instituição da Universidade Pública Brasileira. Mesmo com todos os ataques, continua sendo celeiro de ideias e fortaleza contra a desinformação.

Agradeço à Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG) pelo apoio financeiro para a realização deste trabalho.

Por fim, agradeço à minha namorada Júlia por todo o carinho nesta etapa e aos seus pais, Robson e Lêda, por sempre me apoiarem e serem parte da minha família.

A todos, meu muito obrigado!

*“As palavras são pálidas sombras de nomes esquecidos. Assim como os nomes têm poder, as palavras têm poder. Elas podem acender fogueiras na mente dos homens. As palavras podem arrancar lágrimas dos corações mais empedernidos. Existem sete palavras que farão uma pessoa amá-lo. Existem 10 palavras que dobrarão a vontade de um homem forte. Mas uma palavra não passa de uma pintura do fogo. O nome é o fogo em si.”*  
(Elodin).

## RESUMO

Esta dissertação apresenta uma nova metodologia para estimação de estados (EE) em sistemas elétricos de potência na presença de erros grosseiros de medição e erros de parâmetros de impedância em linhas de transmissão. As medições são obtidas através de medidores fasoriais sincronizados e são processadas através do tradicional algoritmo de Mínimos Quadrados Ponderados (MQP). A partir disso, será analisada a presença de erros grosseiros de medição ou de parâmetro. Primeiramente, é realizada a detecção dos erros através da avaliação estatística prévia da função objetivo a partir de simulações de Monte Carlo. Posteriormente, a identificação dos erros é feita através da inspeção dos resíduos de medição do estimador. As linhas referentes às medições cujos resíduos forem superiores ao limite estabelecido para o sistema serão categorizadas como suspeitas. Por fim, com o intuito de corrigir possíveis erros grosseiros, o MQP é modificado de forma a acomodar um vetor de estados expandido que, além de determinar os estados (tensões fasoriais em todas as barras da rede), calcula fatores de calibração para correção tanto das medições quanto dos parâmetros do sistema. O cálculo é realizado através de um problema de otimização em que os fatores de calibração podem assumir diferentes valores e alterar as medições e parâmetros das linhas suspeitas respeitando limites inferiores e superiores. A partir da solução do problema, os estados e os fatores são determinados, permitindo identificar as grandezas errôneas e corrigi-las. Diferentes métodos de otimização são empregados e discutidos e os testes foram realizados nos sistemas IEEE 24 barras, IEEE 118 barras e um sistema teste brasileiro de 107 barras. Todos os casos de estudo são comparados com o fluxo de potência tradicional para validar a EE.

Palavras-chave: Estimação de Estados. Estimação de Parâmetros. Erros Grosseiros. Sistemas de Potência. Otimização.

## ABSTRACT

This dissertation presents a new methodology for state estimation (SE) in electric power systems in the presence of bad data and impedance parameter errors in transmission lines. The measurements are obtained through synchronized phasor measurement units and processed using the traditional Weighted Least Squares (WLS) algorithm. Based on this, the presence of gross measurement or parameter errors is analyzed. First, error detection is performed through a preliminary statistical evaluation of the objective function using Monte Carlo simulations. Then, error identification is carried out by inspecting the estimator's measurement residuals. Lines whose residuals exceed the predefined system threshold are categorized as suspicious. Finally, to correct potential gross errors, the WLS algorithm is modified to accommodate an expanded state vector, which not only determines the system states (phasor voltages at all network buses) but also computes calibration factors to correct both measurements and system parameters. The calculation is performed through an optimization problem in which the calibration factors can assume different values, adjusting the measurements and parameters of the suspicious lines while respecting predefined upper and lower limits. From the problem's solution, the states and calibration factors are determined, allowing erroneous values to be identified and corrected. Different optimization methods are employed and discussed, and tests are conducted on the IEEE 24-bus, IEEE 118-bus, and a Brazilian 107-bus test system. All case studies are compared with the traditional power flow method to validate the SE approach.

Keywords: State Estimation. Parameter Estimation. Bad Data. Power Systems. Optimization.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Matriz Energética 2022 . . . . .	19
Figura 2 – Matriz Elétrica 2022 . . . . .	19
Figura 3 – Traçado da Linha de Transmissão UHE Belo Monte . . . . .	20
Figura 4 – Operação em tempo real do sistema e suas aplicações . . . . .	21
Figura 5 – Níveis de Segurança do Sistema . . . . .	28
Figura 6 – Modelo da Rede Interna e Externa . . . . .	29
Figura 7 – Modelo II de uma Linha de Transmissão . . . . .	39
Figura 8 – LT com Transformador de Potência . . . . .	40
Figura 9 – Fluxograma dos Mínimos Quadrados Ponderados . . . . .	49
Figura 10– Teste da Média + 3 Desvios (Regra do 3-Sigma) . . . . .	51
Figura 11– Fluxograma explicativo da metodologia . . . . .	53
Figura 12– Método dos Pontos Interiores (MPI) . . . . .	56
Figura 13– Algoritmo Genético (GA) . . . . .	57
Figura 14– Algoritmo Generalizado de Busca de Padrões (GPSA) . . . . .	58
Figura 15– Diagrama unifilar do sistema tutorial de 3 barras . . . . .	59
Figura 16– Tutorial: magnitude de tensão real/estimada . . . . .	60
Figura 17– Tutorial: erro de estimação de tensão . . . . .	60
Figura 18– Vetor de estados expandido . . . . .	61
Figura 19– Sistema Tutorial: erro de estimação de tensão após correção . . . . .	62
Figura 20– Diagrama unifilar do sistema 24 barras . . . . .	65
Figura 21– Sistema 24 barras: histograma da função objetivo . . . . .	66
Figura 22– Boxplot dos dados de tensão . . . . .	66
Figura 23– Boxplot da potência ativa . . . . .	66
Figura 24– Boxplot da potência reativa . . . . .	67
Figura 25– Boxplot da potência reativa com incerteza de parâmetro . . . . .	67
Figura 26– Sistema 24 barras: magnitude de tensão real/estimada - Caso Base . . . . .	68
Figura 27– Sistema 24 barras: erro de estimação de tensão - Caso Base . . . . .	68
Figura 28– Sistema 24 barras: magnitude de tensão real/estimada - com erro . . . . .	69
Figura 29– Sistema 24 barras: erro de estimação de tensão - com erro . . . . .	70
Figura 30– Sistema 24 barras: resíduos de medição . . . . .	70
Figura 31– Sistema 24 barras: convergência da otimização via MPI . . . . .	72
Figura 32– Sistema 24 barras: erro de estimação de tensão após correção - MPI . . . . .	72
Figura 33– Sistema 24 barras: convergência da otimização via GA . . . . .	73
Figura 34– Sistema 24 barras: convergência da otimização via GPSA . . . . .	74
Figura 35– Diagrama unifilar do sistema 118 barras . . . . .	76
Figura 36– Sistema 118 barras: histograma da função objetivo . . . . .	76
Figura 37– Sistema 118 barras: magnitude de tensão real/estimada - Caso Base . . . . .	77

Figura 38– Sistema 118 barras: erro de estimação de tensão - Caso Base . . .	77
Figura 39– Sistema 118 barras: magnitude de tensão real/estimada - com erro	78
Figura 40– Sistema 118 barras: erro de estimação de tensão - com erro . . .	78
Figura 41– Diagrama unifilar do sistema teste de 107 barras . . . . .	81
Figura 42– Sistema 107 barras: histograma da função objetivo . . . . .	81
Figura 43– Sistema 107 barras: magnitude de tensão real/estimada - Caso Base	82
Figura 44– Sistema 107 barras: erro de estimação de tensão - Caso Base . .	82
Figura 45– Sistema 107 barras: magnitude de tensão real/estimada - Caso 1	83
Figura 46– Sistema 107 barras: erro de estimação de tensão - Caso 1 . . . .	83
Figura 47– Sistema 107 barras: magnitude de tensão real/estimada no PMC	86
Figura 48– Sistema 107 barras: tensão na barra crítica . . . . .	86
Figura 49– Sistema 107 barras: magnitude de tensão real/estimada - Caso 2	87
Figura 50– Sistema 107 barras: erro de estimação de tensão - Caso 2 . . . .	87

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais referências sobre estimação de estados . . . . .	37
Tabela 2 – Sistema tutorial: maiores resíduos de medição . . . . .	60
Tabela 3 – Posições relaxadas nos vetores de calibração . . . . .	61
Tabela 4 – Sistema tutorial: erros inseridos e fatores calculados - GA . . .	62
Tabela 5 – Sistema 24 barras: maiores resíduos de medição . . . . .	71
Tabela 6 – Sistema 24 barras: erros inseridos e fatores calculados - MPI . .	72
Tabela 7 – Sistema 24 barras: erros inseridos e fatores calculados - GA . .	73
Tabela 8 – Sistema 24 barras: erros inseridos e fatores calculados - GPSA .	74
Tabela 9 – Sistema 24 barras: comparação entre os otimizadores . . . . .	75
Tabela 10 – Sistema 118 barras: maiores resíduos de medição . . . . .	78
Tabela 11 – Sistema 118 barras: erros inseridos e fatores calculados - MPI .	79
Tabela 12 – Sistema 118 barras: erros inseridos e fatores calculados - GA . .	79
Tabela 13 – Sistema 118 barras: erros inseridos e fatores calculados - GPSA	79
Tabela 14 – Sistema 118 barras: comparação entre os otimizadores . . . . .	80
Tabela 15 – Sistema 107 barras: maiores resíduos de medição - Caso 1 . . .	84
Tabela 16 – Sistema 107 barras: erros inseridos e fatores calculados - MPI Caso 1 . . . . .	84
Tabela 17 – Sistema 107 barras: erros inseridos e fatores calculados - GPSA Caso 1 . . . . .	85
Tabela 18 – Sistema 107 barras: comparação entre os otimizadores - Caso 1	85
Tabela 19 – Sistema 107 barras: maiores resíduos de medição - Caso 2 . . .	87
Tabela 20 – Sistema 107 barras: erros inseridos e fatores calculados - MPI Caso 2 . . . . .	88
Tabela 21 – Sistema 107 barras: erros inseridos e fatores calculados - GA Caso 2	88
Tabela 22 – Sistema 107 barras: erros inseridos e fatores calculados - GPSA Caso 2 . . . . .	88
Tabela 23 – Sistema 107 barras: comparação entre os otimizadores - Caso 2	89
Tabela 24 – Dados de Barra do Sistema Tutorial . . . . .	100
Tabela 25 – Dados de Linha do Sistema Tutorial . . . . .	100
Tabela 26 – Dados de Barra do IEEE 24 Barras . . . . .	100
Tabela 27 – Dados de Linha do IEEE 24 Barras . . . . .	101
Tabela 28 – Dados de Barra do IEEE 118 Barras . . . . .	102
Tabela 29 – Dados de Linha do IEEE 118 Barras . . . . .	105
Tabela 30 – Dados de Barra do Sistema 107 Barras . . . . .	110
Tabela 31 – Dados de Linha do Sistema 107 Barras . . . . .	113

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDS	<i>Bad Data Supression</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EE	Estimação de Estados
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GA	Algoritmo Genético
GPS	<i>Global Positioning System</i>
GPSA	<i>Generalized Pattern Search Algorithm</i>
HVDC	Corrente contínua em alta tensão
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i>
kV	Quilovolt
MMC	Método de Monte Carlo
MME	Ministério de Minas e Energia
MPI	Método dos Pontos Interiores
MQP	Mínimos Quadrados Ponderados
MVA	Megavolt-ampère
Mvar	Megavolt-ampère reativo
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLI	Programação Linear Inteira
PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>

PNL	Programação Não Linear
pu	Por unidade
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação de Monte Carlo
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
WAMS	<i>Wide-Area Measurement System</i>
WLS	<i>Weighted Least Squares</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

$N_b$	Número total de barras do sistema
$N_m$	Número de medições do sistema
$N_{VE}$	Número de variáveis de estado do sistema
$N_{PMU}$	Número de PMUs instaladas
$N_l$	Número de linhas do sistema
$N_{P_{km}}$	Número de medições de fluxo de potência ativa
$N_{Q_{km}}$	Número de medições de fluxo de potência reativa
$FC$	Fator de carregamento do sistema
$r_{km}$	Resistência da linha
$x_{km}$	Reatância da linha
$r_m$	Resíduo de medição
$\mathbf{M}_{km}$	Matriz de incidência nodal
$i_k$	Vetor de posições de PMUs alocadas
$V_k$	Tensão nodal em uma barra k (V-pu)
$\theta_k$	Ângulo de fase de uma tensão nodal
$P_k$	Injeção de Potência ativa em uma barra k (MW-pu)
$P_{km}$	Fluxo de Potência ativa entre as barras k e m (MW-pu)
$P_{ger}$	Potência ativa gerada na barra
$P_{load}$	Potência ativa demandada na barra
$Q_k$	Injeção de Potência reativa em uma barra k (Mvar-pu)
$Q_{km}$	Fluxo de Potência reativa entre as barras k e m (Mvar-pu)
$Q_{ger}$	Potência reativa gerada na barra
$Q_{load}$	Potência reativa demandada na barra
$I_{km}$	Corrente passante entre as barras k e m (kA-pu)

<b><math>\mathbf{Y}_{\text{barra}}</math></b>	Matriz de Admitância nodal
<b><math>\mathbf{G}_{km}</math></b>	Matriz de Condutância
<b><math>\mathbf{B}_{km}</math></b>	Matriz de Susceptância
<b><math>\mathbf{z}</math></b>	Vetor de Medições
$\phi(\hat{\mathbf{x}})$	Vetor de Variáveis de Estado
$J(\hat{\mathbf{x}})$	Função Objetivo do MQP
$J(\hat{\mathbf{x}}, \hat{\lambda}, \hat{\eta})$	Função Objetivo Expandida
<b><math>\lambda</math></b>	Fator de calibração de medições
<b><math>\eta</math></b>	Fator de calibração de parâmetros
<b><math>\rho</math></b>	Parâmetros nominais do sistema
$\phi_i(\hat{\mathbf{x}})$	Função relação entre $\mathbf{z}$ e $\phi(\hat{\mathbf{x}})$
<b><math>\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}})</math></b>	Vetor de derivadas parciais de primeira ordem
<b><math>\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})</math></b>	Jacobiana das medições em relação à variáveis de estado
<b><math>\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it})</math></b>	Matriz ganho
<b><math>\Delta \mathbf{x}^{it}</math></b>	Valor de tolerância
$\epsilon$	Erro com distribuição Gaussiana
$\sigma$	Desvio padrão associado ao erro aleatório da instrumentação
$\sigma_{J(\hat{\mathbf{x}})}$	Desvio padrão da função objetivo
$\sigma_{r_m}$	Desvio padrão dos resíduos de medição
$\Omega_{\text{sus}}^\rho$	Conjunto de parâmetros suspeitos
$\Omega_{\text{sus}}^z$	Conjunto de medições suspeitas

Adota-se neste trabalho evidenciar matrizes em negrito e letras maiúsculas (sem itálico); vetores em negrito e letras minúsculas (sem itálico); para diferenciar da forma padrão em que são apresentados elementos e símbolos. Como exemplo,  $z_t^h$  seria um elemento do vetor  $\mathbf{z}_t^h$ .

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO . . . . .</b>	<b>17</b>
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO . . . . .	17
1.2	MOTIVAÇÕES . . . . .	21
1.3	OBJETIVOS DO TRABALHO . . . . .	22
1.4	PRODUÇÃO CIENTÍFICA RESULTANTE DESTA PESQUISA . . . . .	23
1.5	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO . . . . .	24
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA . . . . .</b>	<b>26</b>
2.1	ESTIMADORES DE ESTADOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA . . . . .	26
2.2	ERROS DE MEDIÇÃO . . . . .	29
2.3	ERROS DE PARÂMETRO . . . . .	30
2.4	ESTIMADORES DE ESTADOS ROBUSTOS . . . . .	32
2.5	ESTIMADORES DE ESTADOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO . . . . .	33
2.6	TRABALHOS RECENTES . . . . .	34
2.7	CONCLUSÕES PARCIAIS . . . . .	37
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA . . . . .</b>	<b>39</b>
3.1	MODELAGEM DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO . . . . .	39
3.2	CONSIDERAÇÕES SOBRE O ESTIMADOR DE ESTADOS . . . . .	41
3.3	MÍNIMOS QUADRADOS PONDERADOS . . . . .	42
3.3.1	Fluxograma do MQP . . . . .	48
3.4	ESTIMAÇÃO INTEGRADA DE ESTADOS E PARÂMETROS . . . . .	49
3.4.1	Outliers . . . . .	50
3.4.2	Detecção de Erros . . . . .	51
3.4.3	Identificação de Erros . . . . .	51
3.4.4	Correção de Erros . . . . .	52
3.4.5	Fluxograma do Método Proposto . . . . .	53
3.5	ALOCAÇÃO DE PMUs . . . . .	54
3.6	MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO EMPREGADOS . . . . .	56
3.6.1	Método dos Pontos Interiores . . . . .	56
3.6.2	Algoritmo Genético . . . . .	57
3.6.3	Algoritmo Generalizado de Busca de Padrões . . . . .	58
3.7	CASO TUTORIAL . . . . .	59
3.8	CONSIDERAÇÕES PARCIAIS . . . . .	63
<b>4</b>	<b>TESTES E RESULTADOS . . . . .</b>	<b>64</b>
4.1	SISTEMA IEEE 24 BARRAS . . . . .	64
4.1.1	Sistema IEEE 24 Barras: Estudo Estatístico . . . . .	65

4.1.2	Sistema IEEE 24 Barras: Caso Base . . . . .	67
4.1.3	Sistema IEEE 24 Barras: Inserção de Erros . . . . .	69
4.1.4	Sistema IEEE 24 Barras: Correção dos Erros . . . . .	71
4.1.4.1	Sistema IEEE 24 Barras: Método dos Pontos Interiores . . . . .	71
4.1.4.2	Sistema IEEE 24 Barras: Algoritmo Genético . . . . .	73
4.1.4.3	Sistema IEEE 24 Barras: Algoritmo Generalizado de Busca de Padrões . . . . .	74
4.1.5	Sistema IEEE 24 Barras: Conclusões Parciais . . . . .	74
4.2	SISTEMA IEEE 118 BARRAS . . . . .	75
4.2.1	Sistema IEEE 118 Barras: Estudo Estatístico . . . . .	75
4.2.2	Sistema IEEE 118 Barras: Caso Base . . . . .	77
4.2.3	Sistema IEEE 118 Barras: Inserção e Correção de Erros . . . . .	77
4.3	SISTEMA TESTE BRASILEIRO DE 107 BARRAS . . . . .	80
4.3.1	Sistema 107 Barras: Estudo Estatístico . . . . .	80
4.3.2	Sistema 107 Barras: Caso base . . . . .	82
4.3.3	Sistema 107 Barras: Inserção e Correção de Erros . . . . .	83
4.3.3.1	Sistema 107 Barras: Caso 1 . . . . .	83
4.3.3.2	Sistema 107 Barras: Caso 2 . . . . .	85
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO . . . . .</b>	<b>90</b>
5.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS . . . . .	90
5.2	TRABALHOS FUTUROS . . . . .	91
	<b>REFERÊNCIAS . . . . .</b>	<b>93</b>
	<b>ANEXO A – DADOS DOS SISTEMAS MODELADOS . . . . .</b>	<b>100</b>
A.1	Sistema Tutorial . . . . .	100
A.2	Sistema IEEE 24 Barras . . . . .	100
A.3	Sistema IEEE 118 Barras . . . . .	102
A.4	Sistema teste brasileiro de 107 Barras . . . . .	110

## 1 INTRODUÇÃO

Esta dissertação de mestrado tem como objetivo explorar a estimação de estados e tratar de dois dos principais erros presentes nos sistemas elétricos de potência modernos: os erros grosseiros de medição e os erros de parâmetros de impedância. A pesquisa está centrada no impacto desses erros na qualidade da estimação, que podem comprometer a segurança e integridade da operação em tempo real do sistema.

Diversas fontes na literatura abordam este assunto, desde a década de 1970. No entanto, isso é feito de forma individual: ou corrige-se um, ou corrige-se outro. Há escassez de trabalhos que abordem a correção de ambos os erros de forma simultânea, ou seja, na mesma iteração. Muitas das metodologias propostas também se baseiam na correção posterior, offline, se preocupando apenas com os erros grosseiros de medição em tempo real.

Neste capítulo de caráter introdutório é apresentada uma contextualização geral do problema, as principais motivações e os objetivos do trabalho e, ao final, a estrutura do restante da monografia.

### 1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A história da humanidade é marcada por perguntas que moveram o mundo. A resposta a estas, muitas vezes transformou a sociedade e sua forma de pensar e agir. Dentre os questionamentos, a eletricidade e o magnetismo ocupam lugares de destaque. Apesar de seu uso prático ter se consolidado apenas nos séculos XVIII e XIX, suas raízes remontam à Antiguidade Clássica, quando gregos observaram as propriedades do âmbar (em grego, *élektron*) ao ser atritado, fenômeno que hoje associamos à eletricidade estática e também a capacidade de atrair o ferro com pedras de magnetita. Essas descobertas, aparentemente simples — e que durante milênios não passaram de mera curiosidade intelectual —, foram o ponto de partida para uma revolução que moldou o mundo moderno.

No final do século XVIII e início do século XIX os trabalhos de Galvani deram maiores detalhes acerca da natureza da eletricidade e a presença desta em impulsos nervosos nos animais. Já Volta inventou a pilha voltaica. Ampère e Ørsted são creditados por darem indícios da relação entre a eletricidade e o magnetismo. Pouco depois, Faraday inventou o motor elétrico e descobriu o princípio por trás do funcionamento do gerador e do transformador elétrico; Ohm descreveu matematicamente a condução em um circuito elétrico. Em 1862, coube a Maxwell unificar a teoria eletromagnética e em 1878 a primeira usina hidrelétrica entrava em operação. Estes trabalhos, junto de inúmeros outros, possibilitaram a consolidação da engenharia elétrica e o desenvolvimento prematuro do que hoje conhecemos como sistemas elétricos e seus benefícios.

A chamada *Guerra das Correntes*, travada no final do século XIX entre Thomas

Edison, defensor da corrente contínua (CC), e Nikola Tesla e George Westinghouse, que promoviam a corrente alternada (CA) foi uma disputa pela melhor forma de se transmitir energia elétrica. A maior eficiência da CA em longas distâncias e a invenção do transformador garantiram a vitória da corrente alternada, que se tornou o padrão para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, até a incorporação do HVDC (Corrente contínua em alta tensão).

Em 1965, um colapso de tensão de grandes proporções no nordeste dos EUA e em Ontário deixou trinta milhões de pessoas sem energia elétrica por mais de treze horas. As investigações posteriores apontaram que a causa do colapso foi o desligamento de uma linha de transmissão vinda de Niagara em direção a Nova York. A falta de monitoramento impediu que operadores detectassem a sobrecarga nas linhas adjacentes antes do colapso total da porção do sistema (ANDERSON, 1995). De fato, até a década de 1960, a operação era em parte manual, com o acionamento de chaves de disjuntores realizados por equipes locais em subestações, com painéis analógicos exibindo dados de tensão apenas de pontos-chave da rede.

Esse evento evidenciou a necessidade de sistemas capazes de inferir o estado real da rede a partir de medições não sincronizadas e potencialmente ruidosas. Na década seguinte, formalizaram-se os fundamentos da Estimação de Estados (EE), que propôs algoritmos baseados em mínimos quadrados ponderados para processar dados de sistemas SCADA para determinar o estado operativo mais provável do sistema.

Com o advento das unidades de medição fasorial (PMU), —dispositivos capazes de realizar medições sincronizadas via GPS — na década de 1990, os centros de controle passaram por uma nova etapa de modernização ao gradativamente incorporarem as medições sincronizadas aos algoritmos de estimação. No Brasil, as dificuldades econômicas enfrentadas no período atrasaram os interesses do Grupo de Coordenação e Operação Interligada (GCOI) para a instalação de PMUs. A partir da reestruturação do setor elétrico nacional, a figura do ONS surgiu em 1998 e o *blackout* do ano seguinte reavivou o interesse na aplicação das PMUs, principalmente para análise de desempenho dinâmico durante perturbações (MORAES; VOSKIS, 2007).

O Brasil possui uma matriz energética das mais limpas e diversificadas do mundo, com uma participação significativa de fontes renováveis, como hidrelétrica e biomassa. Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), mais de 85% da geração de energia elétrica no país provém de fontes renováveis, um contraste em relação à média global, que gira em torno de 30% (EPE, 2024). As matrizes energéticas e elétricas do Brasil em relação ao Mundo em 2022 podem ser vistas nas Figuras 1 e 2, respectivamente.

Figura 1 – Matriz Energética 2022



Fonte: (EPE, 2024)

Figura 2 – Matriz Elétrica 2022



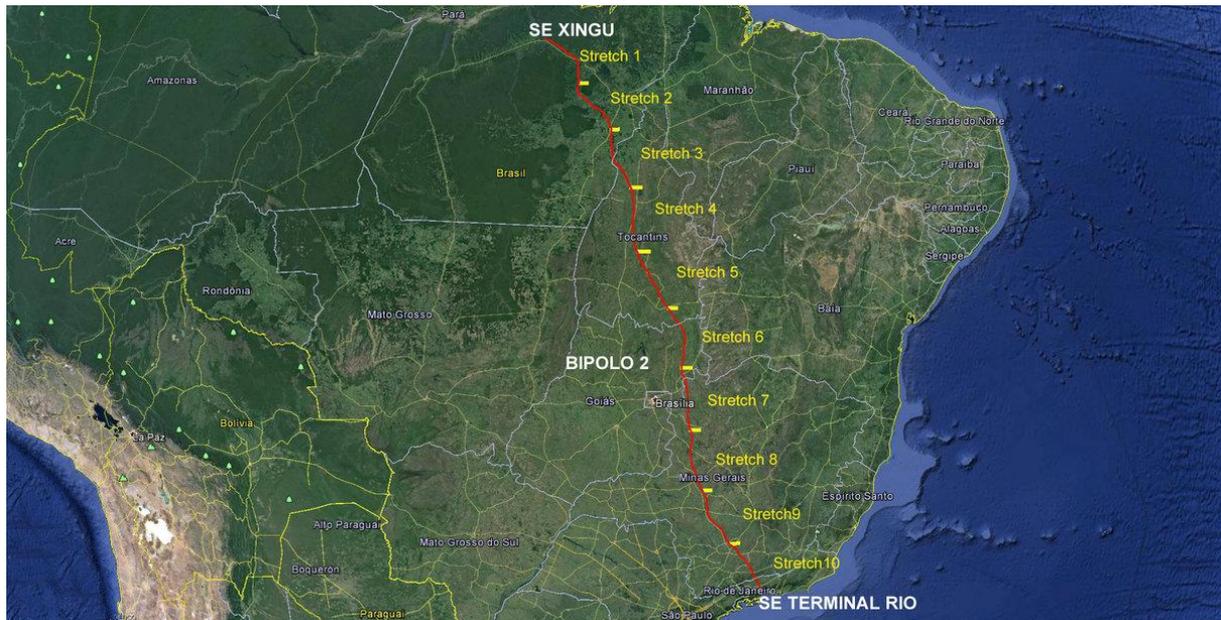
Fonte: (EPE, 2024)

Com a crescente integração de fontes renováveis intermitentes, como eólica e fotovoltaica, surgem novos desafios para a operação do sistema elétrico. A geração a partir dos ventos e do sol depende diretamente de condições climáticas, o que introduz variabilidade e incerteza no suprimento de energia. Essa intermitência exige uma gestão mais sofisticada do sistema, com ferramentas avançadas de previsão, monitoramento e controle para garantir a estabilidade e a confiabilidade da rede. Além disso, a expansão dessas fontes requer investimentos em infraestrutura de transmissão e em tecnologias de armazenamento de energia, que ainda estão em desenvolvimento no país. A iminência da exploração de petróleo na Foz do Amazonas também serve de alerta para potenciais alterações geográficas na região e as consequentes mudanças climáticas.

A abertura do Ambiente de Contratação Livre (ACL) para todas as empresas do Grupo A de média e alta tensão permite e estimula que estas passem a consumir em horários cujo preço da energia é mais barato, alterando a curva histórica de carga. A previsão é que até 2030 unidades residenciais, inclusive, possam participar do Mercado Livre de Energia, de acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME) (G1, 2024). Ainda, há a previsão de que em 2025 ocorra a integração do estado de Roraima ao Sistema Interligado Nacional, restando apenas alguns sistemas isolados na Amazônia.

A integração de sistemas distantes em um país de dimensões continentais como o Brasil, traz a necessidade de linhas de transmissão cujas extensões são superiores a 2500 km (SGBH, 2022). Linhas deste porte, frequentemente atravessarão distintos biomas com características climáticas e temporais únicas e variáveis ao longo do dia e dos meses de um ano. Na Figura 3, é possível observar o traçado da linha que conecta a usina de Belo Monte com a cidade do Rio de Janeiro, atravessando a floresta amazônica, cerrado e mata atlântica por 2543,4 km e percorrendo 5 estados brasileiros e 81 municípios.

Figura 3 – Traçado da Linha de Transmissão UHE Belo Monte



Fonte: Tractebel (2022).

Nesse contexto, a capacidade de monitorar e prever o comportamento de sistemas eletroenergéticos torna-se crucial. A estimação de estados e parâmetros surge como uma ferramenta fundamental para garantir a estabilidade e a eficiência desses sistemas. Seja na operação de redes elétricas, na otimização de processos industriais ou na integração de fontes renováveis, a estimação permite tomar decisões informadas e antecipar possíveis falhas. Este trabalho se propõe a explorar os métodos e aplicações da estimação de estados e parâmetros, destacando sua importância em um mundo cada vez mais dependente de sistemas energéticos complexos e interconectados.

Com os avanços tecnológicos aplicados ao setor elétrico, onde antes não era possível observar o que de fato ocorria, hoje, com os devidos equipamentos, é possível obter milhares de medições sincronizadas via Sistema de Posicionamento Global (GPS) de diferentes grandezas. Apesar da precisão destes equipamentos, nenhum instrumento de medição é imune a erros aleatórios, mesmo que de baixa proporção.

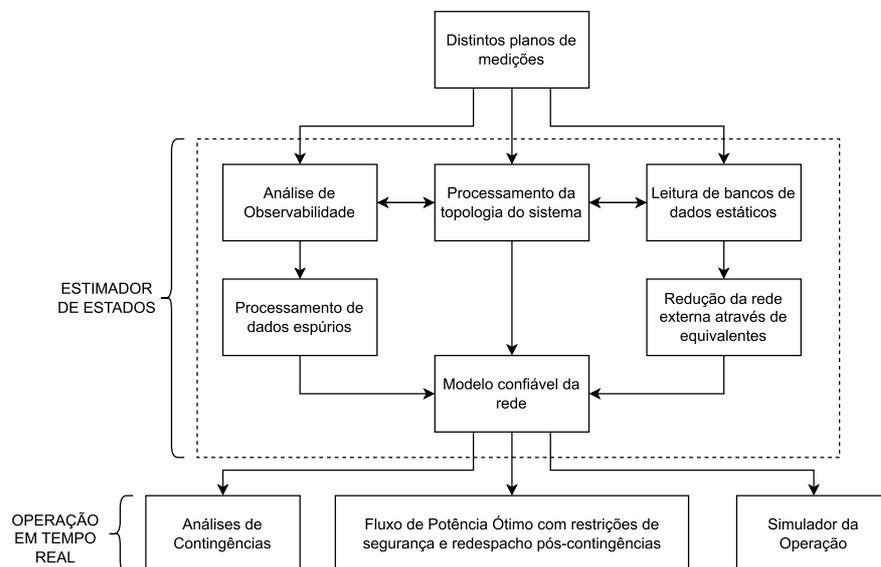
O preço que se paga por esses aparelhos devido às suas inúmeras vantagens é relativamente alto e, por isso, ainda não podem ser vistos em todos os pontos dos sistemas elétricos, sobretudo do Sistema Interligado Nacional (SIN), cujas dimensões continentais sempre trazem complexidade maior nas análises executadas nos centros de controle da operação. Desta forma, utiliza-se em conjunto às PMUs, sistemas mais antigos e menos precisos: SCADA, em português, Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados. O trabalho conjunto de ambos os sistemas é o que faz funcionar os sistemas de potência em todo o mundo.

## 1.2 MOTIVAÇÕES

A motivação deste trabalho é a crescente complexidade dos SEPs e a necessária confiabilidade na EE para todo e qualquer tipo de análise que subsidie a operação e segurança dos sistemas elétricos. Em um mundo com tamanha quantidade de dados disponíveis, das mais diversas fontes, é necessário atestar a qualidade destes para que a informação gerada seja confiável.

A Figura 4 mostra algumas das ferramentas necessárias para o monitoramento e devida operação do sistema elétrico em tempo real, com a estimação de estados tendo um papel central para garanti-la.

Figura 4 – Operação em tempo real do sistema e suas aplicações



Fonte: Autor, adaptado de Monticelli (2012).

A problemática explorada neste documento está centrada em dois quadros apresentados na Figura 4, que referem-se à leitura de bancos de dados estáticos, onde estão presentes todas as informações referentes às impedâncias das linhas de transmissão e ao processamento de dados espúrios, ou seja, a filtragem de medições potencialmente contaminadas.

Há carência na literatura de fontes que explorem o tratamento conjunto de ambos os problemas. Na prática, corrige-se o erro grosseiro de medição em tempo real e é feito um tratamento *offline* de parâmetros errôneos. Referências como Zarco e Gomez (1996) e Slutsker, Mokhtari e Clements (1996) concluem que o efeito de *espalhamento* dos erros de parâmetro é mais intenso nas linhas adjacentes e que resíduos de medição tornam-se mais sensíveis na presença de erros de parâmetro. Os erros de parâmetro podem persistir nas bases de dados estáticas por longos períodos de tempo até que sejam detectados,

geralmente quando medidas para eliminar erros de medição ou de topologia não são efetivas para melhorar o estado da rede (SOUZA; FILHO; MEZA, 2009).

Em Yang *et al.* (2022) um método é introduzido para relacionar o modelo do sistema de potência australiano aos riscos iminentes de incêndios severos que ocorrem no país, incorporando informação geográficas às linhas de transmissão. Condições como temperatura e poluição de cinzas no ar são capazes de alterar a resistência elétrica dos condutores das linhas de transmissão e causar faltas transitórias em sistemas de transmissão (SUKHNANDAN; HOCH, 2002). É cada vez mais nítido que eventos meteorológicos extremos continuarão a ocorrer sem que o homem seja capaz de prevê-los e muito menos mitigá-los a tempo, devido às mudanças climáticas. Todos estes fatores contribuem para a necessidade do monitoramento dos parâmetros físicos das linhas tenha menor ciclicidade temporal, compatível com a dinâmica dos eventos.

Portanto, é necessário o desenvolvimento de novas metodologias para estimação de parâmetros e de estados sujeito à possibilidade da presença simultânea de erros de diferentes naturezas e proporções. Estes devem apresentar eficiência computacional tal que sejam factíveis com a rotina do Operador do sistema e que garantam um modelo de rede confiável, tanto em medições quanto em dados das linhas de transmissão.

No contexto do SIN, o Operador Nacional do Sistema Elétrico utiliza o estimador de estados REGER, que ainda enfrenta limitações na estimação de parâmetros de rede, como impedâncias de linhas e tapes de transformadores. Conforme destacado em ONS (2023), a estimação de parâmetros não é considerada madura no REGER, o que pode impactar a precisão dos resultados e a confiabilidade da operação em tempo real. Essa lacuna tecnológica reforça a necessidade de avanços metodológicos e a integração de novas abordagens para aprimorar a estimação de parâmetros.

Além disso, a operação do SIN está passando por uma transformação significativa, impulsionada pela necessidade de maior precisão no monitoramento. Para o triênio 2025-2027, o ONS planeja evoluir para uma operação baseada em medições sincrofasoriais (PMUs), reduzindo a dependência do sistema SCADA (ONS, 2020). Essa mudança, já adotada por grandes operadores mundiais, permitirá uma visão mais precisa em tempo real da rede, com maior redundância de medições. A integração de PMUs no processo de estimação de estados é essencial para aumentar a robustez do sistema e garantir a confiabilidade da operação em um cenário de crescente complexidade.

### 1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo principal desta dissertação é apresentar uma nova metodologia para correção de erros grosseiros de medição e de parâmetro no âmbito da estimação de estados através de fatores de calibração, a partir da formulação de um problema de Programação Não Linear (PNL) aplicado aos Mínimos Quadrados Ponderados. O problema de otimização

proposto é classificado como PNL, pois a função objetivo da estimação de estados consiste na minimização da diferença quadrática entre as medidas disponíveis e os respectivos valores das equações que associam estas aos estados do sistema, ponderados pelo desvio padrão associado à precisão da instrumentação.

Este tipo de problema traz complexidade em sua resolução, pois a solução ótima não está necessariamente em um dos vértices da região factível e métodos clássicos, baseados em derivadas e gradientes, podem não convergir (LUENBERGER; YE, 2016). De forma a contornar as possíveis dificuldades de resolução do problema, este trabalho inclui a aplicação de diferentes métodos de otimização, baseados em métodos clássicos, heurísticas e meta-heurísticas e suas peculiaridades serão discutidas. Com a devida aplicação destas técnicas, corrige-se diferentes cenários de presença de erros na estimação de estados.

Desta forma, com o intuito de atingir a meta do trabalho, foram determinados também alguns objetivos específicos:

1. Elaborar um algoritmo de MQP expandido para considerar a incorporação de parâmetros e de medições no vetor de estados;
2. Aplicar metodologia para incorporar medições sincrofasoriais de forma otimizada a fim de garantir a observabilidade total dos sistemas em estudo com um número reduzido de PMUs;
3. Elaborar metodologia para detecção e identificação de erros grosseiros e de parâmetro, com a posterior correção através de fatores de calibração;
4. Explorar diferentes métodos de otimização, com sua devida fundamentação teórica e discussão sobre diferenças observadas no processo de convergência de cada um;
5. Simular diferentes sistemas elétricos sob condições distintas de operação;
6. Conduzir breves estudos estatísticos para melhor entendimento da estocasticidade do estimador em cada sistema estudado, avaliando também a influência de incertezas nos parâmetros da rede na estimação de estados;
7. Comparar os resultados obtidos com a solução do caso base do sistema, sem erros aleatórios, através do fluxo de potência tradicional, para validar a metodologia.

#### 1.4 PRODUÇÃO CIENTÍFICA RESULTANTE DESTA PESQUISA

Esta pesquisa possibilitou o desenvolvimento de um novo método para correção simultânea de erros grosseiros de medição e de parâmetro explorando diferentes formas de otimizar o problema na estimação de estados. Neste sentido, a metodologia desenvolvida, os diferentes cenários simulados e os resultados obtidos levaram à publicação dos seguintes trabalhos:

- AGUILAR BOJORGE, E. V., WILLER, L. O. e MELO, I. D. (2024). Correção de Erros de Parâmetros em Estimacão de Estados: uma abordagem usando Algoritmo Genético. **Congresso Brasileiro de Automática**. Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- AGUILAR BOJORGE, E. V., WILLER, L. O. e MELO, I. D. (2024). Uma nova abordagem para Correção de Erros de Parâmetros em Estimacão de Estados usando o Método de Pontos Interiores. **Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**. Fortaleza, CE, Brasil.  
NÃO SUBMETIDO.

## 1.5 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este documento encontra-se estruturado com seis capítulos, incluindo este Capítulo 1, de caráter introdutório, abordando a contextualização, principais motivações, objetivos e trabalhos publicados.

- **Capítulo 1: INTRODUÇÃO**

O Capítulo 1 tem caráter introdutório e buscou apresentar uma contextualização geral do setor elétrico e energético a nível mundial. Apresenta também considerações sobre a operação do sistema e os desafios encontrados no Brasil, o papel da estimacão de estados, as motivações e objetivos da pesquisa, publicações decorrentes e a estruturação do documento.

- **Capítulo 2: REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

O Capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica em ordem cronológica sobre estimacão de estados em sistemas de potência. Apesar do foco deste trabalho ser em sistemas de transmissão, as redes de distribuicão também são contempladas. Além disso, como o trabalho envolve a correção de diferentes tipos de erros, é feita uma revisão sobre as principais técnicas desenvolvidas.

- **Capítulo 3: METODOLOGIA**

O Capítulo 3 aborda a metodologia proposta, explicitando a formulacão dos Mínimos Quadrados Ponderados e as alteracões deste para acomodar o método desenvolvido. Diferentes técnicas de otimizacão, desde métodos clássicos até meta-heurísticas são abordadas.

- **Capítulo 4: TESTES E RESULTADOS**

O Capítulo 4 traz os diferentes sistemas utilizados para as simulacões, discorre sobre elementos estatísticos dos sistemas e apresenta os resultados advindos da aplicacão da metodologia em cenários distintos de presenca de erros. Comparacões entre

diferentes métodos de otimização são abordados, bem como o tempo computacional. A metodologia é aplicada em um sistema tutorial.

- **Capítulo 5: CONCLUSÃO**

O Capítulo 5 apresenta as considerações finais desta dissertação, destacando a eficácia da metodologia proposta, as contribuições obtidas e sugestões de trabalhos futuros.

- **ANEXO A: DADOS DOS SISTEMAS MODELADOS**

O Anexo A exibe os dados de barra e de linha dos sistemas apresentados nesta dissertação: Sistema Tutorial, Sistema IEEE 24 Barras, Sistema IEEE 118 Barras e o Sistema teste brasileiro de 107 barras.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem o propósito de realizar uma revisão da literatura em ordem cronológica do processo de estimação de estados em sistemas elétricos de potência, descrevendo as funções associadas aos estimadores, bem como revisar o estado da arte da estimação em sistemas de transmissão de energia, o uso de medições fasoriais sincronizadas e os estudos sobre diferentes erros e formas de mitigá-los.

### 2.1 ESTIMADORES DE ESTADOS EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Antes do desenvolvimento das técnicas de estimação de estados, a operação de sistemas elétricos era uma tarefa complexa e altamente dependente da experiência e do julgamento humano. O operador do sistema tinha a responsabilidade de executar diversas funções em tempo real, como o despacho de geração, a supervisão de desligamentos programados, a correção da frequência e a restauração do sistema em situações de emergência. Essas tarefas eram realizadas com base em guias de operação elaborados pelos departamentos de planejamento, que utilizavam um grande número de estudos de fluxo de carga para prever diferentes cenários operacionais (PHADKE; THORP, 2008). No entanto, os eventos enfrentados nem sempre correspondiam aos cenários planejados. Situações inesperadas, como falhas de equipamentos, rampas de carga ou erros de modelagem, exigiam ações que muitas vezes não estavam contempladas nos manuais de operação. Para isso, uma solução foi a instalação de programas de fluxo de carga nos centros de controle, permitindo que os operadores inserissem manualmente dados sobre a situação atual do sistema e obtivessem um fluxo de carga correspondente à realidade. Contudo, frequentemente enfrentava-se problemas como dados insuficientes, inconsistências nas medições e erros tanto nos dados quanto no modelo da rede. Essas limitações resultavam em respostas imprecisas, que não refletiam o estado do sistema, comprometendo a tomada de decisões e a segurança operacional.

A teoria de estimação de estados, que ganhou destaque no contexto bélico, foi a base para o desenvolvimento de técnicas aplicadas ao setor elétrico. Durante a Guerra Fria, os militares dos Estados Unidos investiram pesadamente em sistemas de controle e monitoramento para aplicações como rastreamento de mísseis, navegação de aeronaves e operações de defesa. Esses sistemas exigiam a capacidade de estimar o estado de um sistema dinâmico (por exemplo, a posição e a velocidade de um míssil) a partir de medições ruidosas e incompletas. Para isso, diversas técnicas foram desenvolvidas e amplamente utilizadas. O Filtro de Kalman (KALMAN, 1960), revolucionou a área de controle e estimação, sendo rapidamente adotado pelas forças armadas dos EUA para aplicações como o programa espacial e o desenvolvimento de mísseis balísticos (ROGERS, 1981).

A eficácia dessas técnicas no contexto militar levantou a questão da possibilidade

de aplicá-las a outros setores, como o de energia elétrica. Foi nesse contexto que o contrato 14-03-79378 foi estabelecido (KALTENBACH, 1968), com o objetivo principal de investigar se a teoria matemática de estimação de estados, poderia ser adaptada para a operação e o controle de sistemas elétricos de potência. O estudo, conduzido por Larson e Peschon (1968), buscava determinar a viabilidade de usar essas técnicas para monitorar e controlar redes elétricas em tempo real, garantindo sua estabilidade e eficiência. O trabalho representou uma ponte entre o conhecimento militar e as necessidades do setor elétrico, já trazendo a tona questões como identificação de parâmetros e correção de anomalias.

Em 1968, uma das primeiras dissertações de mestrado sobre Estimação de Estados, orientada por Fred Schweppe, explorou a estimação do estado de um sistema de potência a partir de um plano de medições contendo potências ativas, reativas e magnitudes de tensão (WILDES, 1968). Foram realizadas simulações de Monte Carlo para testar o desempenho do estimador em um sistema de transmissão de alta tensão.

A técnica de estimação de estados estática, foi apresentada em 1970 com os trabalhos, publicados em três partes (SCHWEPPE; WILDES, 1970; SCHWEPPE; ROM, 1970; SCHWEPPE, 1970). Esses alteraram a forma como os sistemas elétricos de potência são monitorados e controlados e estabeleceram as bases teóricas, matemáticas e práticas para a estimação de estados em sistemas elétricos. A abordagem proposta por Schweppe permitiu processar um conjunto redundante de medições e dados obtidos da rede elétrica, fornecendo o estado operativo mais provável do sistema. Essa técnica tornou-se essencial para a operação segura e eficiente de redes elétricas modernas.

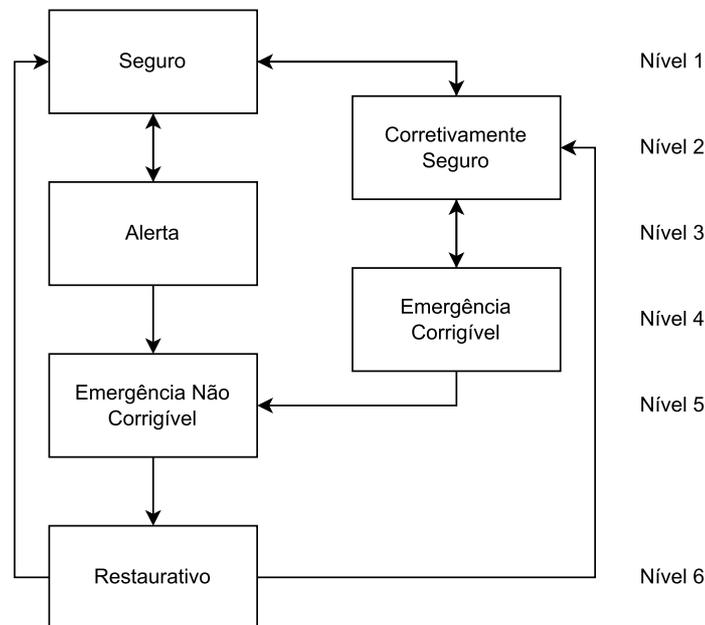
A estimação de estados baseia-se na relação entre as magnitudes e os ângulos das tensões nas barras, que são as variáveis de estado do sistema, e as medições coletadas por instrumentos instalados por todo o sistema. Com o conhecimento da topologia do sistema e a ação do configurador de redes, é possível estimar grandezas elétricas, como tensões, correntes potências injetadas e fluxos passantes em todos os pontos do sistema (SCHWEPPE; HANDSCHIN, 1974). Essa análise, no entanto, deve ser feita considerando a influência de:

- Pequenos erros de instrumentação;
- Incerteza nos parâmetros do sistema;
- Dados grosseiros devido a falhas de comunicação entre o centro de controle e os sensores;
- Erros de topologia por alterações não informadas ao operador.

Ao longo das décadas seguintes, a estimação de estados evoluiu significativamente. O aprimoramento da segurança dos sistemas de energia e o conceito de controle de

segurança é discutido Em Liacco (1974) enquanto a metodologia básica para o controle de segurança foi estabelecida Em Liacco (1978). Fink e Carlsen (1978) define os estados operativos do sistema conforme a Figura 5.

Figura 5 – Níveis de Segurança do Sistema

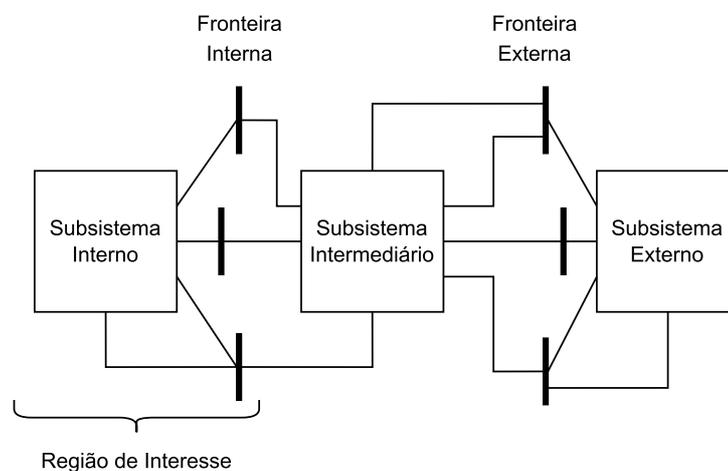


Fonte: Autor, adaptado de Fink e Carlsen (1978).

- **Nível 1:** Toda a carga é atendida sem violação de limites, mesmo no caso de contingências;
- **Nível 2:** Toda a carga é atendida sem violação de limites e, no caso de contingências, não há corte de carga se ações corretivas forem tomadas;
- **Nível 3:** Toda a carga é atendida sem violação de limites, porém violações causadas por contingência podem causar corte de carga;
- **Nível 4:** Toda a carga é atendida, porém limites de operação são violados. Estes podem ser corrigidos sem corte de carga;
- **Nível 5:** Toda a carga é atendida, porém limites operacionais são violados e a situação não pode ser corrigida sem corte de carga. É o único estado nível que não pode retornar aos anteriores;
- **Nível 6:** Ocorreu corte de carga, mas nenhum limite é violado. O controle restaurativo leva o sistema de volta aos níveis 1 ou 2.

Já a modelagem de sistemas externos, essencial para a análise de redes interconectadas, foi discutida por Wu e Monticelli (1983). A Figura 6 mostra como o sistema é observado pelo Operador. Idealmente, o subsistema interno, de interesse, é sempre plenamente observável, porém uma telemetria falha pode causar ilhas observáveis dentro deste, que são então estimadas através de pseudomedidas baseadas em previsão de carga e planejamento da geração (MONTICELLI, 2012). O sistema externo pode ser substituído por um equivalente ou mantido da forma não reduzida, de acordo com os equivalentes externos de Ward (MONTICELLI, 1983).

Figura 6 – Modelo da Rede Interna e Externa



Fonte: Autor, adaptado de Wu e Monticelli (1983).

Funções de controle econômico e de segurança, incluindo o fluxo de potência ótimo com restrições de contingência e controle preventivo, foi explorada Em Stott, Alsac e Monticelli (1987). Uma das primeiras propostas de estimador generalizado, capazes de lidar em paralelo a estimação de estados, status e parâmetros, foi apresentada por Alsac *et al.* (1998).

## 2.2 ERROS DE MEDIÇÃO

Na estimação de estados de sistemas elétricos de potência, erros grosseiros (do inglês *bad data*) referem-se a medições que apresentam desvios significativos em relação aos valores reais, comprometendo a precisão e a confiabilidade do estado estimado. Esses erros podem ser causados por falhas em sensores, problemas de comunicação, calibração inadequada ou até mesmo por ataques cibernéticos. A presença de erros grosseiros pode levar a estimativas incorretas do estado do sistema, resultando em decisões operacionais

inadequadas e, em casos extremos, colocando em risco a estabilidade e a segurança da rede.

O processamento de erros grosseiros tornou-se uma parte essencial da estimação de estados, com o objetivo de detectar, identificar e eliminar medições incorretas antes que elas afetem os resultados. Ao longo das décadas, diversas técnicas foram desenvolvidas para lidar com esse problema, evoluindo desde métodos simples de supressão de erros até abordagens sofisticadas baseadas em testes de hipóteses e análise geométrica.

Um dos primeiros trabalhos a abordar o problema de erros grosseiros foi Merrill e Schweppe (1971), que propôs técnicas para suprimi-los com base na análise de resíduos. Esse estudo estabeleceu as bases para a detecção de erros grosseiros, destacando a importância de garantir a confiabilidade da estimação de estados. O trabalho foi seguido por Handschin *et al.* (1975), que expandiu essas técnicas, introduzindo métodos estatísticos para análise de resíduos. Eles demonstraram como sua detecção poderia ser integrada ao processo de estimação de estados, garantindo maior robustez e precisão.

A eficiência computacional também se tornou uma preocupação central, especialmente para sistemas de grande porte. Em Garcia, Monticelli e Abreu (1979) foi proposta uma versão desacoplada do estimador de estados, combinando técnicas eficientes para processamento de erros grosseiros. Essa abordagem reduziu significativamente o custo computacional, tornando a estimação de estados mais viável para aplicações em tempo real. Em sequência Monticelli e Garcia (1983) focou na confiabilidade do processamento de erros grosseiros em tempo real, com técnicas robustas para garantir a precisão da estimação de estados mesmo na presença de erros grosseiros para operação em tempo real.

Nian-De, Shi-Ying e Er-Keng (1982) introduziu um novo método para detectar e identificar múltiplos dados incorretos simultaneamente. A abordagem é baseada em técnicas de análise de resíduos e mostrou-se eficaz em cenários onde vários erros grosseiros estavam presentes.

Um marco importante foi a introdução do método de Identificação por Teste de Hipóteses em Cutsem, Ribbens-Pavella e Mili (1984). Essa abordagem permitiu a detecção e identificação de erros grosseiros com base em outros testes estatísticos, mostrando-se eficaz em sistemas com alta redundância de medições. A implementação prática discutiu desafios computacionais e estratégias para otimizar o desempenho do método em sistemas de grande porte.

### 2.3 ERROS DE PARÂMETRO

Erros de parâmetro referem-se a imprecisões ou incorreções nos valores dos parâmetros do sistema elétrico, como resistências, reatâncias, tapes de transformadores e valores de elementos em derivação. Esses erros podem surgir devido ao envelhecimento

dos equipamentos, falta de calibração, mudanças nas condições operacionais e climáticas ou falhas na atualização dos dados do sistema. Em estimação de estados, a presença de erros de parâmetro pode levar a resultados imprecisos, comprometendo a confiabilidade e a segurança da operação do sistema elétrico. A identificação e correção desses erros são, portanto, fundamentais para garantir a precisão da estimação de estados.

Em Debs (1974) foi proposto um método para estimar parâmetros do sistema em regime permanente, integrando a estimação de parâmetros com a estimação de estados, de forma offline. Um algoritmo de filtragem recursiva é utilizado. Já na década de 1980 Fletcher e Stadlin (1983) aborda a estimação de tapes de transformadores ao custo de iterações extras do estimador de estado. Os testes foram conduzidos usando o sistema IEEE 118 barras como modelo e também propõe-se a extensão do algoritmo para estimação de parâmetros de linha. Cutsem e Quintana (1988) traz uma técnica para estimar parâmetros da rede usando dados online, com aplicação em especial na estimação de tapes de transformadores, a partir de uma substituição na versão linearizada do estimador.

De acordo com Liu, Wu e Lun (1992), qualquer erro de parâmetros de rede afeta o valor dos resíduos de medição calculados na estimativa de estado. Em seu trabalho uma abordagem que relaciona os resíduos aos erros de parâmetro são expostas e é proposta a estimativa de erro de parâmetro em duas etapas:

1. Estimar um vetor enviesado que combina os efeitos dos parâmetros errôneos e os estados do sistema diversas vezes;
2. A partir das estimações realizadas, estimar os erros de parâmetro.

Habiballah e Quintana (1992) sugere a atualização da matriz Jacobiana através de gerenciamento de estrutura de dados para minimizar o tempo de CPU na estimação. A atualização é necessária após a identificação de anomalias como um erro de parâmetro de uma linha, a fim de remover sua influência no processo de estimação. Alsac *et al.* (1998) descreve o estimador generalizado de estados, cuja principal contribuição é a inclusão de análise de topologia e de parâmetros no processo de estimação, bem como a análise de erros grosseiros de medição. Já Zarco e Exposito (2000) mostra a influência desses erros no desempenho de estimadores de estado baseados nos mínimos quadrados ponderados, propondo técnicas preliminares de identificação de parâmetros suspeitos e classificando as técnicas já propostas na literatura, discutindo sobre as possibilidades e limitações delas. Zhu e Abur (2006) descreve um método com a propriedade de distinguir entre medições ruins e parâmetros de rede incorretos, mesmo quando estes aparecem simultaneamente, sem a expansão do vetor de estados e com poucas alterações no MQP básico. Já (BIAN *et al.*, 2011) aborda a estimação de estados e parâmetro de forma conjunta a partir do uso de sincrofasores. Um filtro adaptativo é desenvolvido, sendo usado para detectar e adaptar a tendência de movimento dos parâmetros.

## 2.4 ESTIMADORES DE ESTADOS ROBUSTOS

A estimação de estados em sistemas de potência, baseada no método dos Mínimos Quadrados Ponderados (WLS), tradicionalmente utiliza a abordagem iterativa das equações normais. No entanto, essa técnica enfrenta desafios relacionados ao mal-condicionamento da matriz de ganho, especialmente quando há grande disparidade nos fatores de ponderação, um número elevado de medições de injeção ou a presença de ramos de baixa impedância conectados a ramos convencionais. Esses problemas motivaram o desenvolvimento de métodos mais robustos ao longo das décadas (MONTICELLI, 2012).

O primeiro trabalho a propor uma alternativa ao WLS foi em Irving, Owen e Sterling (1978), com o LAV (*Least Absolute Value*, em livre tradução: menor valor absoluto) aplicado à estimação e sua propriedade de mitigar tanto erros aleatórios quanto de efetuar a rejeição de erros grosseiros presentes em medições através de um problema de Programação Linear (PL). Para a época, dependendo da redundância de medições, a eficiência computacional era similar ao MQP. Outra vantagem é a não necessidade de pós-processamento dos erros grosseiros, sendo sua eliminação de forma online, ainda que com limitações. Em Kotiuga e Vidyasagar (1982) foi proposto o WLAV (menor valor absoluto ponderado) ao estimador de estados, com detecção e rejeição automática de erros grosseiros. Estes são ponderados pelas medições e tem bom funcionamento, desde que as medições não sejam *leverage points*, em tradução livre pontos de alavancagem, em que pequenas alterações levam a grandes discrepâncias (CELIK; ABUR, 1992). Mili, Phaniraj e Rousseeuw (1991) propõe o uso do LMS (do inglês *Least Median Square*) na estimação, que é robusto mesmo nos pontos de alavancagem.

Simoès-Costa e Quintana (1981b) e Simoès-Costa e Quintana (1981a) apresentaram duas abordagens distintas, sendo uma utilizando transformações de Householder coluna a coluna e outra empregando rotações de Givens linha a linha. Esses métodos buscavam evitar os problemas numéricos associados à forma quadrática da matriz de ganho. Vempati, Slutsker e Tinney (1991) continua estes trabalhos com um esquema de ordenação que preserva a esparsidade das matrizes e minimiza o preenchimento de elementos intermediários, com uma versão modificada das rotações de Givens, obtendo eficiência computacional similar às equações normais, que era o grande entrave para os métodos robustos. Monticelli, Murari e Wu (1985) faz uma abordagem híbrida, que combinava elementos das equações normais com transformações ortogonais. Gjelsvik, Aam e Holten (1985) incluiu uma abordagem de todas as medições e restrições em uma única matriz aumentada, proporcionando maior flexibilidade e estabilidade numérica e obtém resultados mais rápidos que as equações normais, ainda que ao custo de maior armazenamento na memória.

## 2.5 ESTIMADORES DE ESTADOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

A aplicação da metodologia clássica de estimação de estados em redes de distribuição de média e baixa tensão requer adaptações significativas em relação aos sistemas de transmissão, pois: a topologia característica das redes é radial, em detrimento das malhas; os sistemas trifásicos não podem ser mais assumidos como equilibrados; há menos medições disponíveis e as medições em tempo real são limitadas às subestações tradicionalmente, enquanto as demandas dos consumidores são estimadas com base em curvas de carga históricas ou perfis típicos de consumo.

Em Roytelman e Shahidehpour (1993) é apresentado um novo método para a estimação de estados em sistemas de distribuição, modelado para trabalhar com um número mínimo de medições remotas disponíveis na rede. A abordagem exige informações sobre a reconfiguração da rede, medições remotas de tensões, potência real e reativa, bem como correntes de alimentação em subestações de distribuição.

Baran e Kelley (1994) desenvolve um estimador de estados trifásico para aumentar a precisão dos dados de carga. O método é baseado na abordagem de mínimos quadrados ponderados e usa uma formulação de tensão nodal trifásica e incorpora planos de medições contendo medições de potência, tensão e corrente. Seguindo esta linha, Baran *et al.* (1995) propõe novo método de alocação de medidores, abrangendo aspectos importantes do problema como custo, precisão, confiabilidade e requisitos de capacidade de processamento de erros grosseiros.

Em Baran e Kelley (1995) um método de EE trifásico baseado em correntes ramais é em coordenadas retangulares é desenvolvido para sistemas de distribuição. Os resultados tem desempenho superior em comparação com os métodos convencionais das tensão nodais, tanto em velocidade de computação quanto em requisitos de memória alocada.

Uma revisão da literatura sobre estimação de estados em sistemas de distribuição consistente é realizada Em Primadianto e Lu (2016). O trabalho discorre sobre como a transição energética e os avanços tecnológicos impactam na forma como as distribuidoras operam suas redes. Aborda o estado da arte e sugere direções de pesquisa.

O trabalho de Duque *et al.* (2017) apresenta um Fluxo de Potência Ótimo Estendido (E-OPF) aplicado à estimação em redes de distribuição considerando diferentes configurações do sistema. Dados históricos são usados como limites para as cargas de potência ativa e reativa. A função objetivo é similar à do MQP aliada a outros índices que melhoram o processo iterativo.

Estes trabalhos pioneiros foram alguns dos que trouxeram o problema da estimação de estados para redes de distribuição. A partir destes, diversas pesquisas são produzidas ano a ano, porém o foco desta dissertação não é em sistemas de distribuição, ficando o convite ao leitor a busca por trabalhos mais recentes para complementar seus conhecimentos.

## 2.6 TRABALHOS RECENTES

A história do estimador de estados foi brevemente apresentada, com algumas das principais linhas de pesquisa abordadas, como os erros grosseiros de medição, erros de parâmetro e a necessidade de robustez na estimação de estados. O primeiro estimador proposto Em Schweppe, Wildes e Rom (1970), um WLS, terá seu detalhamento matemático feito no Capítulo 3. No entanto, alternativas a este surgiram ao longo dos anos e tem suas principais diferenças registradas.

- **MQP (Mínimos Quadrados Ponderados - WLS):** O estimador clássico de Mínimos Quadrados Ponderados (WLS) é amplamente utilizado para filtrar erros aleatórios nas medições. Ele minimiza a soma dos quadrados dos resíduos ponderados, sendo eficiente em sistemas com ruído gaussiano. No entanto, é sensível a erros grosseiros, pois os resíduos ao quadrado amplificam o impacto de medições discrepantes.
- **LAV (Least Absolute Value):** O estimador LAV utiliza programação linear para minimizar a soma dos valores absolutos dos resíduos. Essa abordagem é mais robusta a erros grosseiros em comparação ao WLS, pois os resíduos absolutos não amplificam tanto os erros. No entanto, o LAV pode ser menos eficiente em sistemas com ruído gaussiano e requer maior esforço computacional.
- **WLAV (Weighted Least Absolute Value):** O WLAV é uma extensão do LAV que incorpora ponderações às medições, semelhante ao WLS. Ele combina a robustez do LAV a erros grosseiros com a capacidade de priorizar medições mais confiáveis. A principal diferença em relação ao LAV é a inclusão de pesos, o que melhora a precisão em sistemas com medições de qualidade variável.
- **LMS (Least Median of Squares):** O estimador LMS minimiza a mediana dos quadrados dos resíduos, sendo altamente robusto a erros grosseiros. Ele é capaz de tolerar diversas medições incorretas, mas é computacionalmente custoso. É frequentemente utilizado em cenários com alta incidência de pontos de alavancagem.
- **ELAV (Extended Least Absolute Value):** O ELAV é uma extensão do LAV que incorpora a capacidade de lidar simultaneamente com erros de medição e erros de parâmetros da rede. Ele utiliza uma abordagem de programação linear para garantir robustez contra ambos os tipos de erros, sendo útil em sistemas com incertezas nos parâmetros do modelo.

O ELAV foi proposto por Lin e Abur (2018) e foi criado justamente pela fragilidade do LAV e do WLS frente a incertezas de parâmetro. As principais causas de erros de parâmetro e erros topológicos são dados de fabricação incorretos, erro humano na entrada

de dados, atualizações de dispositivos não relatadas, alterações não relatadas de status de equipamentos e variações de condições ambientais (ABUR; EXPOSITO, 2004). A maioria das técnicas para correção de parâmetros em estimadores WLS são offline ou pode lidar com número reduzido de parâmetros e considerando ausência de erros grosseiros. Já o LAV não possui formas viáveis na literatura que contemplem a correção de erros de parâmetro, sendo que estes podem multar medições boas e rejeitá-las como erro grosseiro (LIN; ABUR, 2018). A metodologia do ELAV busca minimizar não apenas os resíduos de medição mas também os resíduos de parâmetro, ao inseri-los como variáveis de estado e é proposto para ser executado de forma alternada com o LAV, devido ao seu tempo computacional maior e que os parâmetros podem não se alterar tão rapidamente.

Muitos dos trabalhos voltados à estimação de estados consideram ou mesmo exigem a presença de PMUs e suas medições de ângulos de tensão. Neste contexto, Zhang *et al.* (2020) propõe um método numérico para processar a topologia do sistema e estimar os parâmetros da rede sem informação alguma dos ângulos. O processo é realizado através de uma regressão para prover uma estimativa preliminar da topologia e parâmetros seguido de uma iterações de Newton-Raphson e as equações do fluxo de potência para calcular os parâmetros, ângulos de tensão e aprimorar a correção da topologia.

Em Moshtagh e Rahmani (2021) é proposto um estimador híbrido. No trabalho, a estimação convencional não linear é realizada com base nas medições do sistema SCADA além da topologia da rede. Com os dados de PMUs é realizada uma nova estimação considerando incerteza nas medições e nos parâmetros. Ao combinar os resultados, obtém-se resultados melhores que o LAV. Também se discute o número de PMUs a ser instalado, não havendo ganho substancial na qualidade de estimação com um número elevado de dispositivos, tornando importante escolher um número apropriado. No entanto, a metodologia não contempla a existência de erros grosseiros.

A integração de redes CA/CC no contexto da estimação de estados é abordado no trabalho Fang *et al.* (2021). O trabalho desenvolve um estimador robusto contra erros de medição e também contra erros de entrada por parte do operador do sistema. Para isso, as variáveis de estado da rede CC são selecionadas e suas equações são derivadas e combina-se o modelo de redes CA. Os resultados suprimem o impacto da presença destes erros simultaneamente.

Em Park, Mohammadi-Ghazi e Lavaei (2021) é abordada uma metodologia para estimação robusta de estados em sistemas CA na presença de um número pequeno de erros topológicos através de um LAV não linear. A técnica dispõe de um número elevado de medições do sistema SCADA e é demonstrado que, sob condições moderadas, a solução do estimador identifica subgrafos da rede que contém erros topológicos e estes são corrigidos.

Num cenário de geração distribuída nos sistemas de distribuição, a baixa observabilidade em em redes secundárias devido a poucos investimentos e a vasta cobertura

dos ramais, está o trabalho de Sundaray e Weng (2022). Nele, é sugerido o uso de uma rede neural profunda para prover um fluxo bidirecional de informações tanto de medições quanto de dados físicos do sistema. O método se provou eficaz na estimação de parâmetros na presença de observabilidade parcial da rede.

Em Soltani *et al.* (2022) é proposta uma abordagem robusta de estimador de estados aplicado a sistemas de distribuição desbalanceados, com processamento de erro de topologia e localização de faltas simultaneamente. O trabalho considera dados não sincronizados, poucos medidores instalados, má qualidade das medições e impedâncias mutuas nas linhas. É utilizada um otimizador quadrático misto inteiro que processa a topologia e o estado em tempo real. Já as faltas são detectadas através de restrições analíticas. Um fluxo de potência ótimo é utilizado em sua versão linearizada e seus resultados são validados em um sistema de distribuição do Arizona.

As preocupações com a segurança cibernética das bases de dados são abordadas Em Liu *et al.* (2022). Nesta pesquisa, é realizado um ataque a um centro de controle e projeta também a estratégia para detecção de modificações maliciosas em dados de impedância críticos da rede. O ataque é realizado através da descoberta da vulnerabilidade do processamento de erros de parâmetro e é explorada para modificar os dados sem acessar diretamente o centro de controle, que é melhor protegido. No artigo é proposto um modelo de rede com prevenção para injeção de dados falsos e os testes são conduzidos no sistema IEEE 118 barras.

No trabalho Senaratne e Kim (2023), aproveita-se da esparsidade dos erros de parâmetro e propõe-se um algoritmo para correção de erros com base em medições SCADA. O método é comparado com outras técnicas que usam do Multiplicador de Lagrange Normalizado (que não se apoia na característica esparsa do problema) nos sistemas IEEE de 57 e de 118 barras, atingindo melhores tempos computacionais.

O monitoramento em tempo real de redes de distribuição é preocupação de Crawford e Baran (2023). No entanto, a topologia pode mudar devido a vários motivos e algumas mudanças podem não ser monitoradas ou conhecidas pelo centro de controle. O trabalho desenvolve um esquema de monitoramento de topologia usando métodos de detecção de dados ruins na presença dos erros de topologia mais comuns na prática, incluindo falha de bancos de capacitores e balanceamento de carga.

Em Park *et al.* (2024) é proposto um TD LAV, que incorpora as características do LAV à dependência da temperatura dos parâmetros da rede, num cenário de medições de fluxo de potência passantes nas linhas. A formulação do problema inclui a expansão da matriz Jacobiana para acomodar a inércia térmica. Além estimar os estados e parâmetros, a metodologia também estima a temperatura dos condutores.

No trabalho Moraes *et al.* (2024) é apresentada uma metodologia baseada no WLS tradicional, com a função objetivo tendo restrições de desigualdade associadas aos

parâmetros de impedância das linhas de transmissão, com o uso de seu modelo  $\Pi$  em série, incluindo um modelo de falta de alta de impedância. Com o uso de medições de PMUs, os parâmetros podem ser estimados com precisão, além da distância e a impedância da falta. Uma das contribuições do trabalho é a formulação em coordenadas retangulares e seus resultados são validados por simulações utilizando um RTDS (Simulador digital em tempo real).

Em Liu *et al.* (2024a) é abordada uma vulnerabilidade crítica nos métodos de Moving Target Defense (MTD) aplicados à estimação de estados, que são eficazes para detectar ataques de injeção de dados falsos (FDI). A vulnerabilidade explorada é através da alteração ativa dos parâmetros das linhas de transmissão por meio de dispositivos D-FACTS. Uma forma de ataque capaz de contornar os detectores de dados incorretos na presença de MTDs é criada e demonstra-se que este pode comprometer a segurança do estimador.

Novamente preocupações cibernéticas são abordadas Em Liu *et al.* (2024b). O trabalho se concentra no design de um ataque de negação de serviço (DoS) estocástico que visa diminuir a qualidade da estimação de estados em sistemas de grande porte. Os ataques consideram as informações do sistema, atingindo seletivamente regiões críticas, onde impactos mais severos são esperados. A estratégia de ataque induz interrupções substanciais e diminui a confiabilidade do estimador.

## 2.7 CONCLUSÕES PARCIAIS

No decorrer deste capítulo, foram revisadas fontes bibliográficas relacionadas à estimação de estados em sistemas de transmissão e de distribuição, bem como dos diferentes erros existentes e seus diferentes impactos e técnicas de correção. No próximo capítulo, será exposta a metodologia proposta, que propõe utilizar o algoritmo básico do MQP com um vetor de estados expandido para acomodar o cálculo de fatores de correção de parâmetros e de medições. A Tabela 1 faz um compilado de algumas das principais referências abordadas e suas contribuições, que nortearam o caminho desta pesquisa.

Tabela 1 – Principais referências sobre estimação de estados

Referência	Principal Contribuição
Schweppe e Wildes (1970)	Estabeleceu as bases teóricas e práticas da estimação de estados em sistemas elétricos, introduzindo o método dos Mínimos Quadrados Ponderados (WLS).

Referência	Principal Contribuição
Liacco (1974)	Discutiu o aprimoramento da segurança dos sistemas de energia e introduziu o conceito de controle de segurança em tempo real.
Handschin <i>et al.</i> (1975)	Expandiu as técnicas de detecção de erros grosseiros, introduzindo métodos estatísticos para análise de resíduos.
Liu, Wu e Lun (1992)	Propôs uma abordagem para estimar erros de parâmetro a partir dos resíduos de medição, integrando a correção de erros ao processo de estimação de estados.
Alsac <i>et al.</i> (1998)	Desenvolveu o estimador generalizado de estados, que inclui análise de topologia, parâmetros e erros grosseiros de medição.
Zarco e Exposito (2000)	Revisou técnicas de identificação de erros de parâmetro e discutiu suas limitações e possibilidades.
Phadke e Thorp (2008)	Discorreu intensamente sobre o uso de PMUs no estimador de estados, fornecendo metodologias para alocação ótima.
Lin e Abur (2018)	Propôs o estimador ELAV (Extended Least Absolute Value), que lida simultaneamente com erros de medição e parâmetros.
Zhang <i>et al.</i> (2020)	Desenvolveu um método para estimar topologia e parâmetros da rede sem informações dos ângulos de tensão.
Moshtagh e Rahmani (2021)	Propôs um estimador híbrido que combina medições SCADA e PMUs para melhorar a precisão da estimação.
Liu <i>et al.</i> (2024a)	Revelou vulnerabilidades nos métodos de Moving Target Defense e propôs um novo tipo de ataque que contorna essas defesas.

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

### 3 METODOLOGIA PROPOSTA

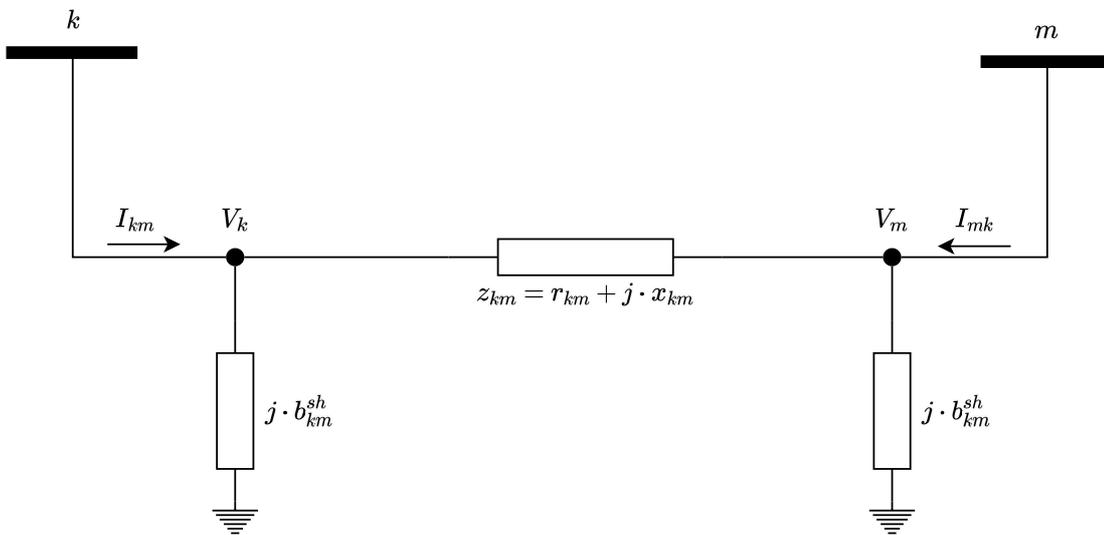
A metodologia proposta nesta dissertação consiste em um estimador de estados baseado em medições realizadas por medidores fasoriais sincronizados via GPS. Cada unidade é capaz de medir tensões nodais e injeções de potência ativa e reativa em barras de um sistema, bem como os fluxos de potência ativo e reativo e as correntes passantes pelas linhas de transmissão. Essas grandezas elétricas, a depender do plano de medição adotado, são processadas pelo estimador a fim de obter o estado operativo da rede. Tradicionalmente, os estados são as tensões fasoriais em todas as barras do sistema e, a partir da obtenção destes, são calculadas as demais grandezas da rede elétrica.

Este capítulo tem como objetivo apresentar a metodologia a partir do algoritmo tradicional do MQP, visitando o processo de alocação ótimo das PMUs, cálculo do estado operativo, detecção e identificação dos possíveis erros, modificação do MQP e formulação do problema de otimização, a função objetivo expandida, suas restrições e métodos de resolução. Por fim, a metodologia é aplicada em um sistema tutorial.

#### 3.1 MODELAGEM DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

A Figura 7 mostra o modelo equivalente  $\pi$  de uma linha de transmissão (LT) entre as barras  $k$  e  $m$ . Este modelo consiste de dois elementos: uma impedância série  $z_{km}$  e uma susceptância shunt  $b_{km}^{sh}$ . A impedância série é formada pela parte real  $r_{km}$  (resistência) e a parte complexa  $x_{km}$  (reatância) da linha.

Figura 7 – Modelo  $\pi$  de uma Linha de Transmissão



Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

A admitância série  $y_{km}$  é dada pela Equação (3.1).

$$y_{km} = \frac{1}{z_{km}} = \frac{1}{r_{km} + j \cdot x_{km}} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \cdot \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (3.1)$$

Quando o modelo II representa linhas de transmissão, têm-se  $x_{km}$  positivo, dada a natureza indutiva da linha. Já o elemento shunt  $b_{km}^{sh}$  também é positivo, pois a característica em derivação da LT é capacitiva.

As correntes  $I_{km}$  e  $I_{mk}$  podem ser obtidas através da Lei dos Nós de Kirchhoff de acordo com as equações (3.2) e (3.3), em que  $V_k$  e  $V_m$  são as tensões nas barras  $k$  e  $m$  respectivamente. susceptância shunt  $b_{km}^{sh}$ , ao ser manipulada nas equações torna-se a reatância shunt  $x_{km}^{sh}$  quando está presente no denominador das parcelas das equações (3.2) e (3.3).

$$I_{km} = \frac{V_k}{j \cdot x_{km}^{sh}} + \frac{V_k - V_m}{z_{km}} = y_{km} \cdot (V_k - V_m) + j \cdot b_{km}^{sh} \cdot V_k \quad (3.2)$$

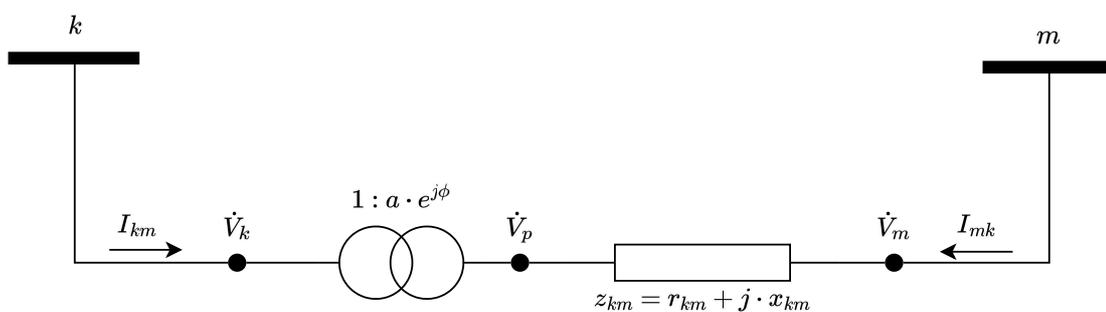
$$I_{mk} = \frac{V_m}{j \cdot x_{km}^{sh}} + \frac{V_m - V_k}{z_{km}} = y_{km} \cdot (V_m - V_k) + j \cdot b_{km}^{sh} \cdot V_m \quad (3.3)$$

Estas equações podem ser reescritas em forma matricial conforme a equação (3.4)., no qual a matriz que multiplica as tensões é chamada de Matriz de Admitância Nodal do Sistema.

$$\begin{bmatrix} I_{km} \\ I_{mk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{km} + j \cdot b_{km}^{sh} & -y_{km} \\ -y_{km} & y_{km} + j \cdot b_{km}^{sh} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Para a modelagem matemática de transformadores, utiliza-se a Figura 8 como referência. Nela há uma admitância  $y_{km}$  e um transformador com relação de transformação  $1 : t = a \cdot e^{j\varphi}$ .

Figura 8 – LT com Transformador de Potência



A relação das tensões entre os nós  $k$  e  $p$  do transformador ideal é dada pela Equação (3.5).

$$\frac{V_p}{t} = \frac{V_k}{1} \rightarrow \frac{V_p}{V_k} = t \quad (3.5)$$

Por se tratar de um transformador ideal, as potências complexas de entrada e saída são iguais e dadas por (3.6).

$$\dot{V}_k \cdot \dot{I}_{km}^* + \dot{V}_p \cdot \dot{I}_{mk}^* = 0 \quad (3.6)$$

Substituindo (3.5) em (3.6), obtém-se (3.7).

$$\dot{V}_k \cdot \dot{I}_{km}^* = -t \cdot \dot{V}_k \cdot \dot{I}_{mk}^* \rightarrow \frac{I_{km}}{I_{mk}} = -t \quad (3.7)$$

Para transformadores em fase,  $\varphi = 0$ , então  $t = a$ . Aplicando a lei dos nós de forma análoga às equações (3.2) e (3.3), obtém-se a Equação (3.8).

$$\begin{bmatrix} I_{km} \\ I_{mk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a^2 \cdot y_{km} & -a \cdot y_{km} \\ -a \cdot y_{km} & y_{km} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Nos sistemas modelados para o desenvolvimento desta dissertação, não foram utilizados transformadores defasadores, portanto o equacionamento destes não é apresentado.

De forma geral, a matriz de admitância nodal,  $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$  multiplica o vetor de tensões do sistema, incorporando tanto os elementos relativos às linhas de transmissão quanto aos transformadores. A parte real de  $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$  é chamada de Matriz de Condutância  $\mathbf{G}_{km}$  e a parte complexa é chamada de Matriz de Susceptância  $\mathbf{B}_{km}$ , conforme a equação (3.9).

$$\begin{bmatrix} I_{km} \\ I_{mk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{\text{barra}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{G}_{km} + j \cdot \mathbf{B}_{km} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

### 3.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE O ESTIMADOR DE ESTADOS

Assumindo a existência de medidores elétricos instalados no sistema de potência, há um número mínimo de medidas tal que seja possível estimar os estados — as grandezas elétricas de todas as barras e linhas — da rede monitorada. Este número obedece a Equação (3.10), em que  $N_{\text{VE}}$  é o número de variáveis de estado e  $N_b$  é o número de barras do sistema (FETZER; ANDERSON, 1975). O valor é referente ao número de tensões e ângulos de fase para todas as barras do sistema, subtraído de 1, que equivale ao ângulo da barra de referência  $V\theta$ , já conhecido. Caso haja ao menos uma PMU instalada no sistema, a barra de referência não é mais necessária, pois há medição direta de ângulo neste caso.

$$N_{VE} = 2 \cdot N_b - 1 \quad (3.10)$$

Todas as medidas coletadas em campo são enviadas para um centro de controle, se tornando os dados de entrada para o estimador de estados, onde serão processadas por um algoritmo. Admite-se que as medidas recebidas estão contaminadas por pequenos erros de instrumentação, doravante chamados de erros aleatórios, inerentes a todos os tipos de medidores, não apenas de grandezas elétricas.

O estimador de estados em sua forma clássica e elementar atua como uma espécie de filtro, que suaviza erros estatísticos pequenos e corriqueiros. Além da propriedade de filtragem, o estimador também é capaz de: determinar a topologia atual do sistema elétrico; auxiliar no processo de tomada de decisões de operação baseada no monitoramento; determinar grandezas elétricas não advindas de medições e em regiões não monitoradas; detectar funcionamento anômalo do sistema, como faltas ou avarias de equipamentos (MELO, 2015). Formulações posteriores incorporaram a capacidade de supressão de erros grosseiros, de maior intensidade e eventuais. Estes surgem devido ao funcionamento indevido do sistema de aquisição de dados ou mesmo devido à intrusão proposital destes erros por agentes mal intencionados. Com a consolidação dos algoritmos para validação de medições, também foi integrado ao processo de estimação, a preocupação com grandezas físicas da rede, ou seja, parâmetros das linhas ou ramos do sistema e sua influência no funcionamento do conjunto.

Na próxima seção será abordado os Mínimos Quadrados Ponderados (MQP) que, devido à sua simplicidade para implementação computacional e tratamento eficaz de erros aleatórios, o faz o mais popular e disseminado em centros de controle pelo mundo (ABUR; EXPOSITO, 2004). No entanto, sua fragilidade em relação à presença tanto de erros grosseiros de medição, quanto de erros de parâmetro, torna necessário a adaptação do algoritmo para ser robusto à existência e persistência dos erros.

### 3.3 MÍNIMOS QUADRADOS PONDERADOS

Para o pleno entendimento do algoritmo do MQP, algumas simplificações devem ser adotadas:

1. Considera-se que os parâmetros das linhas de transmissão, dados de transformadores e dados de barra do sistema são conhecidos;
2. Considera-se que toda a modelagem do sistema e seus componentes é estática, ou seja, considera-se que o sistema está em regime permanente e os transitórios dinâmicos encontram-se estabilizados;
3. Considera-se que a topologia da rede é conhecida;

4. Considera-se que o desvio padrão  $\sigma$  dos erros aleatórios é conhecido.

Considerando um sistema elétrico com  $N_b$  barras, cujos equipamentos de instrumentação fornecem periodicamente  $N_m$  medições de grandezas elétrica, pode-se representar o vetor de medições  $\mathbf{z}$  do sistema pela Equação (3.11). Neste vetor,  $V_k$  e  $\theta_k$  são medições de magnitude e de ângulo de fase de tensão nas barras,  $P_k$  e  $Q_k$  são medições de injeção de potência ativa e reativa nas barras,  $P_{km}$  e  $Q_{km}$  são medições de fluxos de potência ativos e reativos passantes nos ramos, e  $I_{km}$  é a medição da magnitude da corrente que flui nas linhas de transmissão entre barras  $k$  e  $m$  e  $\delta_{km}$  é a medição da abertura angular referente à corrente.

$$\mathbf{z} = [V_k, \theta_k, P_k, Q_k, P_{km}, Q_{km}, I_{km}, \delta_{km}, \dots]_{1 \times N_m} \quad (3.11)$$

As  $N_{VE}$  variáveis de estado a serem estimadas são representadas pelo vetor  $\hat{\mathbf{x}}$  na Equação (3.12), em que  $\theta_2, \theta_3, \dots, \theta_{N_b}$  são os ângulos de fase da tensão e  $V_1, V_2, \dots, V_{N_b}$  são as magnitudes de tensão nas barras. O ângulo  $\theta_1$  não é estimado, pois trata-se da barra  $V\theta$  de referência do sistema, que já tem seu ângulo especificado. O valor  $N_{VE}$  de variáveis de estado deve ser menor que o número  $N_m$  de medições, sendo este um requisito para que haja observabilidade do sistema em estudo, além dos medidores estarem adequadamente espaçados no sistema, garantindo a redundância das medições.

$$\hat{\mathbf{x}} = [\theta_2, \theta_3, \dots, \theta_{N_b}, V_1, V_2, \dots, V_{N_b}]_{1 \times N_{VE}} \quad (3.12)$$

As medições coletadas do campo pelos aquisitores de dados são modeladas considerando a presença do erro aleatório inerente dos medidores, conforme mostrado na Equação (3.13), em que  $\phi(\hat{\mathbf{x}})$  é uma função não linear que relaciona  $\mathbf{z}$  e  $\hat{\mathbf{x}}$ , e  $\epsilon$  é um erro com distribuição gaussiana de média 0 e desvio padrão  $\sigma$  conhecido.

$$\mathbf{z} = \phi(\hat{\mathbf{x}}) + \epsilon(\mathbf{0}, \sigma) \quad (3.13)$$

Sendo  $K$  o conjunto de todas as barras do sistema, e assumindo que as linhas de transmissão ligam as barras  $k$  às barras  $m$  do sistema, as funções  $\phi(\hat{\mathbf{x}})$  que relacionam o vetor de medições  $\mathbf{z}$  e os estados  $\hat{\mathbf{x}}$ , são dadas pelas equações (3.14)-(3.17) e (3.2) que são, respectivamente, a injeção de potência ativa e reativa nas barras, o fluxo de potência ativo e reativo nas linhas e a magnitude de corrente na mesma linha (MONTICELLI, 1983).

$$P_k = V_k \cdot \sum_{m \in K} V_m \cdot (\mathbf{G}_{km} \cos(\theta_{km}) + \mathbf{B}_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (3.14)$$

$$Q_k = V_k \cdot \sum_{m \in K} V_m \cdot (\mathbf{G}_{km} \sin(\theta_{km}) - \mathbf{B}_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (3.15)$$

$$P_{km} = V_k^2 \cdot (\mathbf{G}_{kk} + \mathbf{G}_{km}) - V_k V_m \cdot (\mathbf{G}_{km} \cos(\theta_{km}) + \mathbf{B}_{km} \sin(\theta_{km})) \quad (3.16)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 \cdot (\mathbf{B}_{kk} + \mathbf{B}_{km}) + V_k V_m \cdot (\mathbf{G}_{km} \sin(\theta_{km}) + \mathbf{B}_{km} \cos(\theta_{km})) \quad (3.17)$$

Na formulação apresentada, a defasagem angular entre duas barras é dada pela equação (3.18).

$$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m \quad (3.18)$$

No método MQP, a meta do estimador de estados consiste em minimizar a Função Objetivo  $J(\hat{\mathbf{x}})$ , de acordo com a Equação (3.19).

$$J(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{1}{2} \cdot \sum_{i=1}^{N_m} \left( \frac{z_i - \phi_i(\hat{\mathbf{x}})}{\sigma_i} \right)^2 = [\mathbf{z} - \phi(\hat{\mathbf{x}})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} [\mathbf{z} - \phi(\hat{\mathbf{x}})] \quad (3.19)$$

Percebe-se que o objetivo é minimizar a diferença quadrática entre os valores medidos do vetor  $\mathbf{z}$  e o valor correspondente estimado em função do vetor de variáveis de estado  $\hat{\mathbf{x}}$ . Estes são ponderados pelo desvio padrão dos erros aleatórios  $\sigma_i$ . Já na formulação matricial,  $\mathbf{R}$  é uma matriz diagonal composta pelas variâncias associadas aos erros aleatórios de medição, de acordo com a Equação (3.20). A dimensão dessa matriz é  $N_m \times N_m$ .

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \sigma_m^2 \end{bmatrix}_{N_m \times N_m} \quad (3.20)$$

Para minimizar  $J(\hat{\mathbf{x}})$ , as condições de otimalidade devem ser satisfeitas e torna-se essencial calcular as derivadas parciais de primeira ordem para cada variável de estado, conforme a Equação (3.21).

$$\mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{\partial J(\hat{\mathbf{x}})}{\partial \mathbf{x}} = -[\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{z} - \phi(\hat{\mathbf{x}})] = 0 \quad (3.21)$$

$\mathbf{H}$ , de acordo com Abur e Exposito (2004), chamada de matriz Jacobiana das medições em relação às variáveis de estado é composta pelas derivadas parciais de  $\phi_i$  em relação a cada variável de estado  $\hat{\mathbf{x}}$ , conforme a Equação (3.22). A dimensão desta matriz é  $N_m \times N_{VE}$ .

$$\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) = \frac{\partial \phi(\hat{\mathbf{x}})}{\partial \hat{\mathbf{x}}} \quad (3.22)$$

A jacobiana  $\mathbf{H}$ , como dito anteriormente, é composta pelas derivadas parciais de diferentes medições em relação aos módulos e ângulos de fase das tensões em todas as barras do sistema que se deseja monitorar. Geralmente, tem-se oito grandezas com interesse de mensurar: módulo ( $V_k$ ) e ângulo de fase ( $\theta_k$ ) da tensão nodal, injeções de potência ativa ( $P_k$ ) e reativa ( $Q_k$ ) em uma barra  $k$ , módulo ( $I_{km}$ ) e ângulo de fase ( $\delta_{km}$ ) das correntes ramais e fluxos de potência ativos ( $P_{km}$ ) e reativos ( $Q_{km}$ ) nas linhas  $km$ . Com base nas oito medidas de interesse, existem 16 submatrizes dadas pelos conjuntos de derivadas parciais como mostrado na equação (3.23).

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} \frac{dV_k}{dV} & \frac{dV_k}{d\theta} \\ \frac{d\theta_k}{dV} & \frac{d\theta_k}{d\theta} \\ \frac{dP_k}{dV} & \frac{dP_k}{d\theta} \\ \frac{dQ_k}{dV} & \frac{dQ_k}{d\theta} \\ \frac{dI_{km}}{dV} & \frac{dI_{km}}{d\theta} \\ \frac{d\delta_{km}}{dV} & \frac{d\delta_{km}}{d\theta} \\ \frac{dP_{km}}{dV} & \frac{dP_{km}}{d\theta} \\ \frac{dQ_{km}}{dV} & \frac{dQ_{km}}{d\theta} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

As derivadas de primeira ordem de cada submatriz serão explicitadas a seguir.

- As derivadas parciais da medição do módulo da tensão nodal em uma barra estão presentes na equação (3.24).

$$\begin{aligned} \frac{dV_k}{dV_k} &= 1 \\ \frac{dV_k}{dV_m} &= 0 \\ \frac{dV_k}{d\theta_k} &= 0 \\ \frac{dV_k}{d\theta_m} &= 0 \end{aligned} \quad (3.24)$$

- Na equação (3.25) as derivadas parciais da medição do ângulo de fase da tensão nodal em uma barra.

$$\begin{aligned} \frac{d\theta_k}{dV_k} &= 0 \\ \frac{d\theta_k}{dV_m} &= 0 \\ \frac{d\theta_k}{d\theta_k} &= 1 \\ \frac{d\theta_k}{d\theta_m} &= 0 \end{aligned} \quad (3.25)$$

- Derivadas parciais da medição de potência ativa em uma barra, na equação (3.26).

$$\begin{aligned}
\frac{dP_k}{dV_k} &= \sum_{m \in K} V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \operatorname{sen}(\theta_{km})) - V_k G_{kk} \\
\frac{dP_k}{dV_m} &= V_k \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \operatorname{sen}(\theta_{km})) \\
\frac{dP_k}{d\theta_k} &= \sum_{m \in K} V_k V_m \cdot (-G_{km} \operatorname{sen}(\theta_{km}) + B_{km} \cos(\theta_{km})) - V_k^2 B_{kk} \\
\frac{dP_k}{d\theta_m} &= V_k V_m \cdot (G_{km} \operatorname{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km}))
\end{aligned} \tag{3.26}$$

- Na equação (3.27) constam as derivadas parciais da medição de potência reativa em uma barra.

$$\begin{aligned}
\frac{dQ_k}{dV_k} &= \sum_{m \in K} V_m \cdot (G_{km} \operatorname{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) - V_k B_{kk} \\
\frac{dQ_k}{dV_m} &= V_k \cdot (G_{km} \operatorname{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \\
\frac{dQ_k}{d\theta_k} &= \sum_{m \in K} V_k V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \operatorname{sen}(\theta_{km})) - V_k^2 G_{kk} \\
\frac{dQ_k}{d\theta_m} &= V_k V_m \cdot (-G_{km} \cos(\theta_{km}) - B_{km} \operatorname{sen}(\theta_{km}))
\end{aligned} \tag{3.27}$$

- Derivadas parciais da medição do módulo de corrente ramal em uma linha entre as barras  $k$  e  $m$ , na equação (3.28).

$$\begin{aligned}
\frac{dI_{km}}{dV_k} &= \frac{A \cdot V_k + C \cdot V_m}{\sqrt{E}} \\
\frac{dI_{km}}{dV_m} &= \frac{A \cdot V_k + C \cdot V_m}{\sqrt{E}} \\
\frac{dI_{km}}{d\theta_k} &= \frac{V_k V_m \cdot D}{\sqrt{E}} \\
\frac{dI_{km}}{d\theta_m} &= -\frac{V_k V_m \cdot D}{\sqrt{E}}
\end{aligned} \tag{3.28}$$

- Na equação (3.29) estão as derivadas parciais da medição do ângulo de corrente ramal em uma linha entre as barras  $k$  e  $m$ .

$$\begin{aligned}
\frac{d\delta_{km}}{dV_k} &= \frac{D \cdot V_m}{E} \\
\frac{d\delta_{km}}{dV_m} &= \frac{D \cdot V_k}{E} \\
\frac{d\delta_{km}}{d\theta_k} &= \frac{A \cdot V_k^2 + C \cdot V_k V_m}{E} \\
\frac{d\delta_{km}}{d\theta_m} &= \frac{B \cdot V_k^2 + C \cdot V_k V_m}{E}
\end{aligned} \tag{3.29}$$

- Derivadas parciais da medição de fluxo de potência ativo em uma linha entre as barras  $k$  e  $m$  constam na equação (3.30).

$$\begin{aligned}
\frac{dP_{km}}{dV_k} &= -V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sen(\theta_{km})) + 2V_k \cdot (G_{km} + G_{kk}) \\
\frac{dP_{km}}{dV_m} &= -V_k \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sen(\theta_{km})) \\
\frac{dP_{km}}{d\theta_k} &= V_k V_m \cdot (G_{km} \sen(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \\
\frac{dP_{km}}{d\theta_m} &= -V_k V_m \cdot (G_{km} \sen(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km}))
\end{aligned} \tag{3.30}$$

- Na equação (3.31) estão as derivadas parciais da medição de fluxo de potência reativo em uma linha entre as barras  $k$  e  $m$ .

$$\begin{aligned}
\frac{dQ_{km}}{dV_k} &= -V_m \cdot (-G_{km} \sen(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) - 2V_k \cdot (B_{km} + B_{kk}) \\
\frac{dQ_{km}}{dV_m} &= -V_k \cdot (G_{km} \sen(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \\
\frac{dQ_{km}}{d\theta_k} &= -V_k V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sen(\theta_{km})) \\
\frac{dQ_{km}}{d\theta_m} &= V_k V_m \cdot (G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sen(\theta_{km}))
\end{aligned} \tag{3.31}$$

Os termos  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $D$  e  $E$  presentes nas equações (3.28) e (3.29) referentes às derivadas parciais das medições de módulo e ângulo de fase das correntes são definidos na equação (3.32).

$$\begin{aligned}
A &= (G_{km} + G_{kk})^2 + (B_{km} + B_{kk})^2 \\
B &= G_{km}^2 + B_{km}^2 \\
C &= (B_{km} + B_{kk})(G_{km} \sen(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \\
&\quad - (G_{km} + G_{kk})(G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sen(\theta_{km})) \\
D &= (G_{km} + G_{kk})(G_{km} \sen(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})) \\
&\quad - (B_{km} + B_{kk})(G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sen(\theta_{km})) \\
E &= A \cdot V_k^2 + B \cdot V_m^2 + 2C \cdot V_k V_m
\end{aligned} \tag{3.32}$$

A função  $g(\hat{\mathbf{x}})$  é expandida em séries de Taylor para resolução do sistema de equações, conforme a Equação (3.33). À semelhança da resolução do problema do fluxo de potência tradicional, resolve-se o sistema de equações através do método de Gauss-Newton, com a inicialização das variáveis sendo de 1 pu para módulos de tensão e 0 radianos para ângulos de fase.

$$g(\hat{\mathbf{x}}) = \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^{it}) + \mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it})(\hat{\mathbf{x}} - \hat{\mathbf{x}}^{it}) + \dots = \mathbf{0} \quad (3.33)$$

Desprezando as parcelas de ordens superiores, cujas magnitudes de grandeza são baixas, obtém-se as Equações (3.34) e (3.35).

$$\hat{\mathbf{x}}^{it+1} = \hat{\mathbf{x}}^{it} + [\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it})]^{-1} \cdot \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}}^{it}) \quad (3.34)$$

$$g(\hat{\mathbf{x}}^{it}) = -[\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^{it})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{z} - \phi(\hat{\mathbf{x}})] \quad (3.35)$$

A matriz ganho  $\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it})$  é dada pela Equação (3.36) e sua dimensão é  $N_{VE} \times N_{VE}$ , ou seja, é quadrada. Além disso, tem a característica de ser esparsa.

$$\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it}) = \frac{\partial \mathbf{g}(\hat{\mathbf{x}})}{\partial \hat{\mathbf{x}}} = [\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^{it})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^{it})] \quad (3.36)$$

A solução é obtida iterativamente pelo método de Gauss-Newton, com o vetor de variáveis de estado calculado conforme a equação normal (3.37). O processo iterativo repete-se até que o erro seja menor que a tolerância especificada, conforme a Equação (3.38).

$$\hat{\mathbf{x}}^{it+1} = \hat{\mathbf{x}}^{it} + [\mathbf{G}(\hat{\mathbf{x}}^{it})]^{-1} \cdot [\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}^{it})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{z} - \phi(\hat{\mathbf{x}})] \quad (3.37)$$

$$\Delta \hat{\mathbf{x}}^{it} = \hat{\mathbf{x}}^{it+1} - \hat{\mathbf{x}}^{it} < \text{tol} \quad (3.38)$$

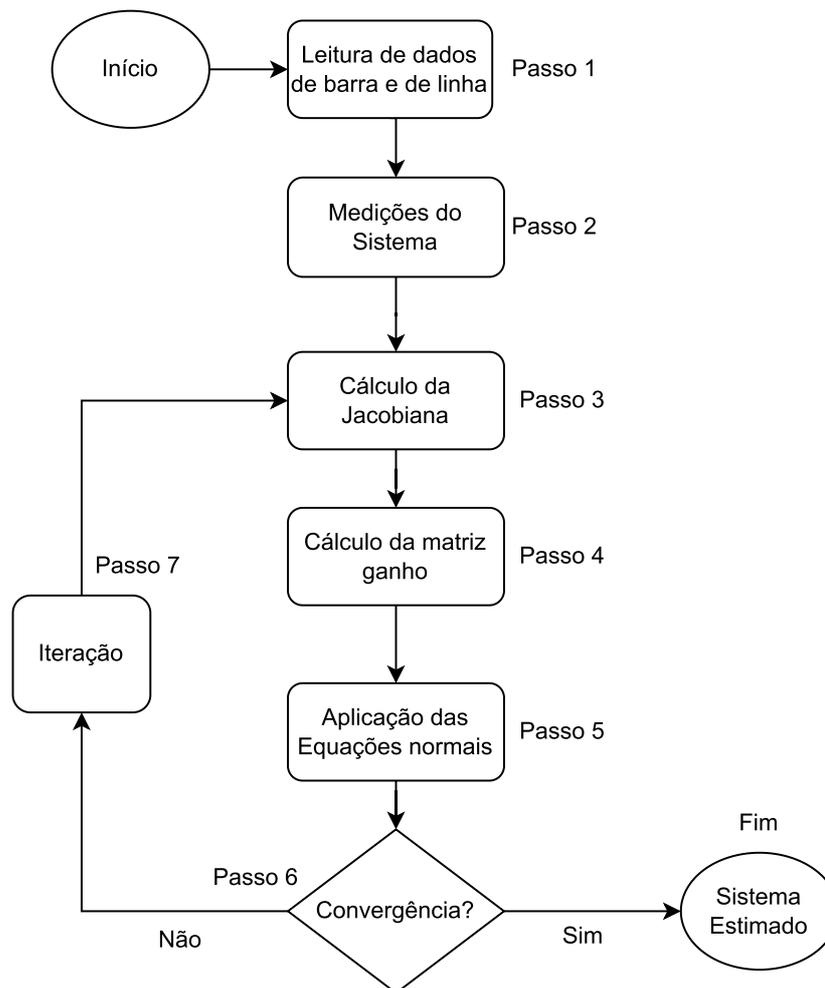
A convergência do estimador, em sistemas observáveis e numericamente estáveis pode ser obtida em poucas iterações. Neste trabalho a tolerância especificada é de  $\text{tol} < 0,001$ .

### 3.3.1 Fluxograma do MQP

De forma visual, pode-se representar o algoritmo do MQP aplicado à estimação de estados em sistemas elétricos de potência no fluxograma da Figura 9.

- **Passo 1:** a partir da inicialização das barras (1 pu e 0 graus de tensão), é realizada a leitura de dados de barra e de linha para determinar a topologia do sistema;
- **Passo 2:** São coletados os dados dos instrumentos de campo pelo SCADA ou PMUs e o vetor de medições é formado;
- **Passo 3:** A matriz jacobiana  $\mathbf{H}$  é calculada;
- **Passo 4:** A matriz ganho  $\mathbf{G}$  é calculada;

Figura 9 – Fluxograma dos Mínimos Quadrados Ponderados



Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

- **Passo 5:** é aplicada a equação normal (3.37) para determinar a solução da iteração presente;
- **Passo 6:** Calcula-se a convergência do estimador, ou seja, caso a diferença entre o medido e o estimado seja menor que a tolerância. Caso seja obtida, finaliza-se o processo e o sistema tem seu estado mais provável calculado;
- **Passo 7:** Caso não haja convergência, é realizada mais uma iteração e retorna-se ao Passo 3.

### 3.4 ESTIMAÇÃO INTEGRADA DE ESTADOS E PARÂMETROS

Conforme mencionado, o algoritmo do MQP puro, serve para filtrar e suavizar a presença de erros grosseiros. No entanto, este é ineficaz na presença de incertezas quanto aos dados físicos da rede e também na presença de erros grosseiros de maior intensidade.

Com isso, torna-se necessária sua adaptação para a realidade onde ambos os erros podem estar presentes.

Devido à estocasticidade do problema de estimação, deve-se realizar estudo prévio do comportamento estatístico do sistema em estudo. Com isso, visa-se obter o valor médio e o desvio padrão da função objetivo, e também o conhecimento *a priori* do sistema, a partir de um banco de dados com um número considerável de estados operativos da rede sob diferentes condições. Conforme Abur e Exposito (2004), para gerar este banco de dados é necessário interpolar uma curva diária de carga, atribuindo ruído aleatório a cada medição.

### 3.4.1 Outliers

*Outliers* são pontos de um conjunto de dados que desviam significativamente das demais amostras. Em estimação de estados, estes valores atípicos podem surgir devido a variações naturais dos erros aleatórios, erros de parâmetro, erros de medição, erros topológicos ou qualquer evento anômalo que altere o funcionamento normal do sistema. A presença de outliers pode distorcer análises estatísticas, como a média e o desvio padrão, e afetar a precisão de modelos preditivos (GRUBBS, 1969). Desta forma, a detecção, identificação e o tratamento adequado de outliers são etapas essenciais na análise de dados da estimação.

Um método amplamente utilizado para detectar outliers em dados que seguem uma distribuição aproximadamente normal ou gaussiana é o teste da média + 3 desvios, também conhecido como regra do 3-sigma. Esse método se baseia na regra empírica, também chamada de regra 68-95-99, que descreve a distribuição de dados em uma curva normal. Segundo essa regra, aproximadamente 68% dos dados estão contidos dentro de  $\pm 1$  desvio padrão além da média, 95% estão dentro de  $\pm 2$  desvios padrão e 99,7% estão dentro de  $\pm 3$  desvios padrão. Dessa forma, valores que se encontram além deste limite, são considerados outliers, pois têm uma probabilidade muito baixa de ocorrência em uma distribuição normal ou gaussiana. A Figura 10 mostra um pseudocódigo de como realizar o teste 3-Sigma.

Figura 10 – Teste da Média + 3 Desvios (Regra do 3-Sigma)

---

**Algoritmo 1** Pseudocódigo do Teste da Média + 3 Desvios

---

**Entrada:** Conjunto de dados  $D = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ .**Saída:** Lista de outliers  $O$ .**Passo 1: Calcular a média ( $\mu$ ) e o desvio padrão ( $\sigma$ ):**

$$\mu = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu)^2}$$

**Passo 2: Definir os limites inferior e superior:**

$$\text{limite\_inferior} = \mu - 3\sigma$$

$$\text{limite\_superior} = \mu + 3\sigma$$

**Passo 3: Inicializar a lista de outliers  $O$  como vazia.****Passo 4: Identificar os outliers:****for** Para cada  $x_i \in D$  **do**    **if**  $x_i < \text{limite\_inferior}$  ou  $x_i > \text{limite\_superior}$  **then**        Adicionar  $x_i$  à lista de outliers  $O$ .    **end if****end for****Passo 5: Retornar a lista de outliers  $O$ .**

---

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Como o problema de estimação de estados é basicamente a minimização de erros, os desvios inferiores a  $\mu - 3\sigma$  são desprezados, pois tratam-se de valores confiáveis para o processo.

## 3.4.2 Detecção de Erros

Desta forma, de posse do conhecimento prévio do sistema, após cada nova execução do estimador o valor de  $J(\hat{\mathbf{x}})$  do sistema deve ser avaliado conforme a equação (3.39).

$$J(\hat{\mathbf{x}}) \leq J(\hat{\mathbf{x}})^{LIM} = J(\hat{\mathbf{x}})_{\text{médio}} + 3 \cdot \sigma_{J(\hat{\mathbf{x}})} \quad (3.39)$$

Na expressão (3.39),  $J(\hat{\mathbf{x}})^{LIM}$  equivale ao valor médio  $J(\hat{\mathbf{x}})_{\text{médio}}$  da função objetivo do sistema sob *condições normais* (sem presença de erros grosseiros de medição ou parâmetro) somado a três vezes o valor do desvio padrão  $\sigma_{J(\hat{\mathbf{x}})}$  da FOB. Caso a expressão seja verdadeira, admite-se que o sistema opera sob condições normais. Caso seja falsa, detecta-se a presença de erro de parâmetro ou medição.

## 3.4.3 Identificação de Erros

A identificação dos possíveis erros de parâmetro ou de medição é feita com a inspeção dos valores de resíduos de medição, definidos na equação (3.40), para cada medição, que na ausência de qualquer tipo de erro, serão nulos.

$$r_m = |\mathbf{z}_j - \phi_j(\hat{\mathbf{x}})| \quad (3.40)$$

Caso um ou mais valores sejam superiores à média acrescida de três vezes o desvio padrão dos resíduos, conforme a equação (3.41), as linhas cujos resíduos de medição forem acusadas, terão seus parâmetros ou medições calibrados.

$$r_m^{LIM} = r_m^{\text{médio}} + 3 \cdot \sigma_{r_m} \quad (3.41)$$

Para redes muito pequenas, com poucas medições disponíveis, como em sistemas tutoriais, os desvios padrões dos resíduos podem ser elevados, tornando esta métrica incapaz de identificar o erro. Nestes casos, sugere-se o uso do maior resíduo de medição para a identificação da linha suspeita.

#### 3.4.4 Correção de Erros

No caso da presença de erro de parâmetro ou erro grosseiro de medição, o problema de minimização apresentado na seção anterior deve ser novamente formulado. Isso ocorre com a expansão do vetor de estados de forma a acomodar, além das grandezas de ângulo de magnitude de tensão, as impedâncias a serem calibradas e medições a serem corrigidas, como mostrado na Equação (3.42), sujeita às restrições (3.43), (3.44), (3.45) e (3.46).

$$\min J(\hat{\mathbf{x}}, \hat{\boldsymbol{\lambda}}, \hat{\boldsymbol{\eta}}) = \left( \frac{\lambda_j \cdot z_j - \phi(\hat{\mathbf{x}}, \hat{\boldsymbol{\lambda}}, \hat{\boldsymbol{\eta}})}{\sigma_j} \right)^2 \quad (3.42)$$

sujeito a:

$$\hat{\boldsymbol{\rho}}_j = \boldsymbol{\eta}_j \cdot \boldsymbol{\rho}_j \quad (3.43)$$

$$\hat{\mathbf{z}}_j = \boldsymbol{\lambda}_j \cdot \mathbf{z}_j \quad (3.44)$$

$$\boldsymbol{\eta}_j = \begin{cases} 1 & , \text{ se } \boldsymbol{\rho}_j \notin \Omega_{\text{sus}}^\rho \\ \boldsymbol{\eta}_j^{\text{min}} \leq \boldsymbol{\eta}_j \leq \boldsymbol{\eta}_j^{\text{max}} & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (3.45)$$

$$\boldsymbol{\lambda}_j = \begin{cases} 1 & , \text{ se } \mathbf{z}_j \notin \Omega_{\text{sus}}^z \\ \boldsymbol{\lambda}_j^{\text{min}} \leq \boldsymbol{\lambda}_j \leq \boldsymbol{\lambda}_j^{\text{max}} & , \text{ caso contrário} \end{cases} \quad (3.46)$$

Na formulação proposta, o vetor de parâmetros  $\hat{\boldsymbol{\rho}}_j$  é calibrado pelo fator de calibração de parâmetro  $\boldsymbol{\eta}_j$ , que é multiplicado pelos valores originais dos parâmetros da base de dados  $\boldsymbol{\rho}$ . O vetor  $\boldsymbol{\eta}_j$  será 1, caso o parâmetro não faça parte do conjunto de resíduos suspeitos. Caso contrário, este poderá excursionar entre limites inferiores

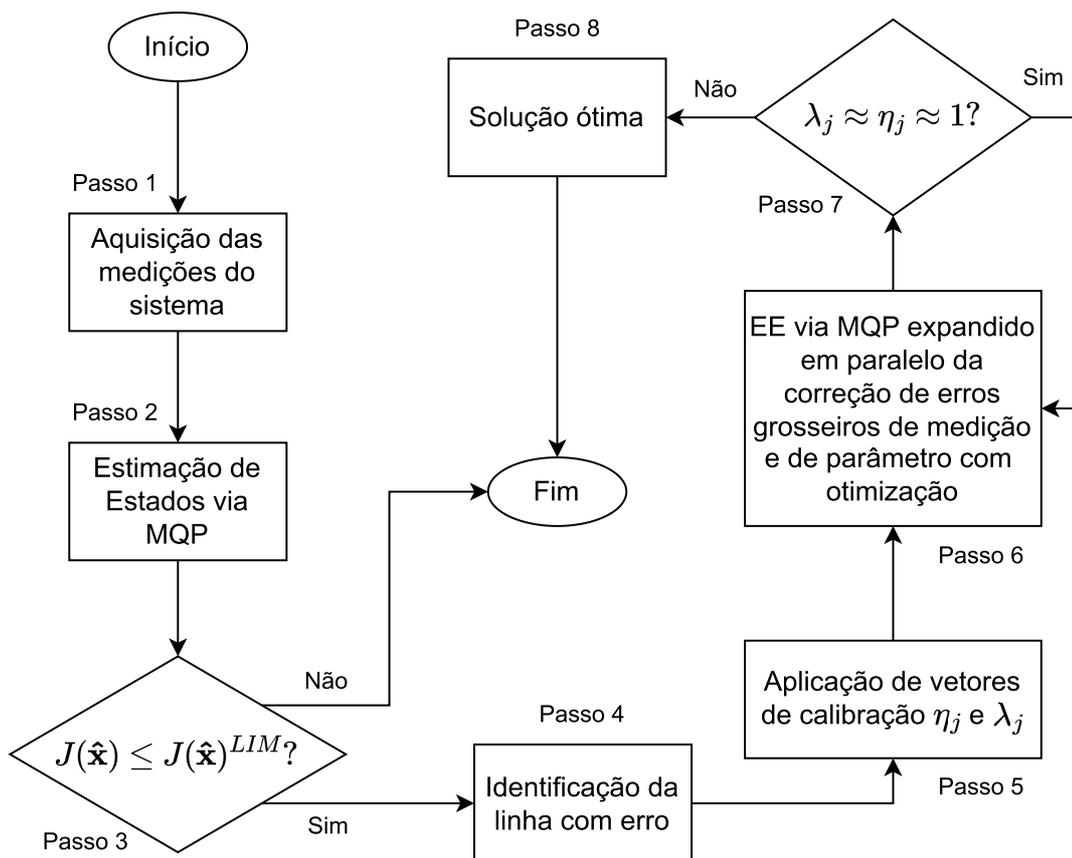
e superiores diferentes de 1 durante o processo de otimização. Os limites inferiores e superiores existem para impedir que os fatores de calibração excursionem entre valores atípicos, de grandes proporções e também para evitar problemas de convergência durante o processo de otimização, reduzindo o espaço de busca da solução. Já o vetor  $\lambda_j$  tem função similar, no entanto calibrando as medições suspeitas do vetor  $\mathbf{z}$ .

Vale ressaltar que apenas os parâmetros e medições pertencentes ao conjunto de parâmetros e medições suspeitas,  $\Omega_{\text{sus}}^p$  e  $\Omega_{\text{sus}}^z$ , respectivamente, terão os valores calibrados.

### 3.4.5 Fluxograma do Método Proposto

A Figura 11 mostra o fluxograma da metodologia para estimação integrada de estados e parâmetros.

Figura 11 – Fluxograma explicativo da metodologia



Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

- **Passo 1:** após a inicialização do algoritmo, são coletadas as medições dos instrumentos presentes em campo, seja de PMUs, sistema SCADA (do inglês *Supervisory*

*Control and Data Acquisition*) ou dados históricos.

- **Passo 2:** executa-se o estimador e é calculado o vetor de estados  $\hat{\mathbf{x}}$ .
- **Passo 3:** a função objetivo  $J(\hat{\mathbf{x}})$  é avaliada. Caso seu valor seja inferior ao limite, o processo é finalizado. Caso a expressão seja falsa, detecta-se a presença de erro.
- **Passo 4:** identificam-se as linhas suspeitas de erro através da análise dos resíduos de medição — associa-se a medição suspeita à respectiva linha.
- **Passo 5:** são adotados valores mínimos e máximos que os vetores de calibração da linha suspeita podem assumir, em que os valores mínimos e máximos são determinados por experiência do operador ou ajustando-os entre zero e um valor muito alto (por exemplo, 10 vezes o valor nominal do parâmetro ou medição).
- **Passo 6:** o estimador de estados é novamente executado, desta vez com a expansão do vetor de estados, conforme a Equação (3.42). Os valores de  $\hat{\boldsymbol{\rho}}$  e  $\hat{\mathbf{z}}_j$  agora podem variar dentro do problema de otimização e calculam-se os valores dos fatores de calibração.
- **Passo 7:** após a estimação de estados e parâmetros integrada e a resolução do problema de otimização, são avaliados os valores dos fatores de calibração. Caso estes sofram alteração inferior a 3%, ou seja, tenha posições atribuídas como suspeitas que mantiveram valores próximos a 1, estas deixarão o conjunto de resíduos suspeitos e terão seus limites inferiores e superiores novamente unitários. Caso a alteração seja superior a 3%, as medições e linhas identificadas tem seus valores e parâmetros corrigidos.
- **Passo 8:** atinge-se a solução ótima do problema, corrige-se o erro de parâmetro ou de medição presente e o algoritmo é finalizado.

### 3.5 ALOCAÇÃO DE PMUs

A alocação ótima de Unidades de Medição Fasorial PMUs é um desafio para garantir a observabilidade completa e a eficiência do monitoramento em sistemas de medição de área ampla (WAMS). Diversos trabalhos na literatura abordam técnicas avançadas para a alocação de PMUs, considerando critérios como observabilidade, custo e integração com o processo de estimação de estados. Gou e Abur (2001) sugere um método rápido para posicionamento de medidores para sistemas não observáveis e, após a alocação, mesclam-se as ilhas observáveis, com o sistema tornando-se então totalmente observável. Nuqui e Phadke (2005) propôs diferentes métodos para garantir a observabilidade completa do sistema, mesmo em cenários de medições imprecisas, incompletas ou redundâncias limitadas.

No presente trabalho, utiliza-se uma técnica proposta por Bhonsle e Junghare (2015) de alocação ótima de PMUs em um sistema de medição de área ampla (WAMS) utilizando Programação Linear Inteira (PLI). O objetivo é garantir a observabilidade completa do sistema elétrico com o menor número possível de PMUs, minimizando custos e maximizando a eficiência do monitoramento. A metodologia considera:

### 1. Formulação do Problema:

- O problema é modelado como um problema de otimização com variáveis binárias, onde cada variável indica se uma PMU está alocada em um determinado barramento.
- A função objetivo minimiza o custo total de instalação das PMUs, sujeito a restrições que garantem a observabilidade completa do sistema.

### 2. Restrições de Observabilidade

- Uma restrição fundamental é que cada barramento do sistema deve ser observado por pelo menos uma PMU, direta ou indiretamente (via medições de barras adjacentes).
- A observabilidade indireta é considerada quando um barramento não possui uma PMU, mas está conectado a outro barramento que possui uma PMU.

### 3. Solução via PLI

- O problema é resolvido utilizando técnicas de Programação Linear Inteira, que permitem encontrar a solução ótima global para a alocação de PMUs.
- A solução garante a cobertura completa do sistema com o menor custo possível.

Seguindo a notação presente em Melo (2022), o problema de minimização pode ser escrito de acordo com a equação (3.47) e às restrições (3.48) e (3.49).

$$\min \sum_{k=1}^{N_{\text{PMU}}} i_k \quad (3.47)$$

sujeito a:

$$\mathbf{M}_{\mathbf{km}} \cdot i_k \geq 1 \quad (3.48)$$

$$i_k \in \{0, 1\} \quad (3.49)$$

O número total de PMUs instaladas é denotado por  $N_{\text{PMU}}$ ,  $\mathbf{M}_{\mathbf{km}}$  é a matriz de incidência nodal, que dá a informação de conectividade entre as linhas, assumindo valor 1

quando há conexão entre as barras e 0 quando não há linha entre estas e  $i_k$  é o vetor que dá as posições de instalação das PMUs, tendo dimensão  $[1 \times N_b]$ .

### 3.6 MÉTODOS DE OTIMIZAÇÃO EMPREGADOS

O método proposto nesta dissertação contempla um problema de otimização a ser resolvido por Programação Não linear. A implementação do método de otimização não é o foco do trabalho, sendo apenas uma ferramenta utilizada para a resolução do problema descrito.

No entanto, ao longo do desenvolvimento, três diferentes formas foram utilizados e cada uma será brevemente descrita nas próximas seções. As *toolbox* utilizadas foram *fmincon*, *ga* e *patternsearch*. O algoritmo foi implementado na linguagem de programação MATLAB em um computador IntelCore i7, 16GB em um ambiente Windows. Neste trabalho foi adotado o valor máximo de 500 iterações para correção do problema de otimização.

#### 3.6.1 Método dos Pontos Interiores

O *Interior-Point Method*, ou Método dos Pontos Interiores (MPI), é uma abordagem eficiente para a resolução de problemas de otimização convexa, incluindo programação linear e não linear proposta por Karmarkar (1984). Diferente dos métodos simplex baseados em vértices da região viável, o MPI busca soluções percorrendo o interior do espaço factível, utilizando trajetórias que convergem para o ótimo de forma eficiente. Um pseudocódigo pode ser visto na Figura 12.

Figura 12 – Método dos Pontos Interiores (MPI)

---

#### Algoritmo 2 Pseudocódigo de funcionamento do MPI

---

**Inicialização:** Escolha um ponto inicial factível dentro da região viável.

**Iteração:** Execute os seguintes passos até que o critério de parada seja satisfeito:

**1. Definir função barreira:** Reformule o problema adicionando uma penalização logarítmica às restrições.

**2. Resolver o sistema:** Encontre a direção de descida resolvendo um sistema linear baseado nas condições de KKT.

**3. Atualizar solução:** Mova-se na direção calculada utilizando um tamanho de passo adequado.

**4. Ajustar o parâmetro da barreira:** Reduza gradualmente a penalização das restrições.

**5. Verificar critério de parada:** Se a solução estiver próxima do ótimo, encerre; caso contrário, retorne ao passo 1.

---

O MPI opera iterativamente, utilizando uma função barreira para reformular o problema de otimização. Essa função impede que a solução se aproxime demasiadamente das fronteiras da região viável, garantindo um caminho suave em direção ao ótimo. A cada iteração, um sistema linear derivado das condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) é resolvido para determinar a direção de descida, seguida de um ajuste do parâmetro da barreira para garantir a convergência.

No contexto da metodologia proposta, o MPI é utilizado para ajustar os fatores de calibração das medições potencialmente contaminadas por erros grosseiros. Inicialmente, cada fator de calibração é assumido como 1, indicando medições não alteradas. O MPI ajusta esses fatores de forma a minimizar a função objetivo, garantindo que os erros grosseiros sejam mitigados enquanto a solução converge eficientemente para um ponto ótimo.

### 3.6.2 Algoritmo Genético

O *Genetic Algorithm* (GA), ou Algoritmo Genético, é uma técnica de otimização inspirada nos princípios da evolução natural, como seleção, cruzamento e mutação (GOLDBERG, 1989). O GA é amplamente utilizado para encontrar soluções aproximadas para problemas de otimização complexos e não lineares, especialmente em problemas onde métodos tradicionais podem ser menos eficientes. Um pseudocódigo pode ser visto na Figura 13.

Figura 13 – Algoritmo Genético (GA)

---

#### Algoritmo 3 Pseudocódigo de funcionamento do GA

---

**Inicialização:** Gere uma população inicial de soluções candidatas (*indivíduos*) aleatoriamente.

**Iteração:** Execute os seguintes passos até que o critério de parada seja satisfeito:

1. **Avaliação:** Calcule a aptidão (*fitness*) de cada indivíduo na população.
  2. **Seleção:** Escolha indivíduos com maior aptidão para reprodução.
  3. **Cruzamento:** Combine pares de indivíduos para gerar novos indivíduos (*filhos*).
  4. **Mutação:** Introduza pequenas alterações nos indivíduos para manter a diversidade.
  5. **Atualização:** Substitua a população atual pelos novos indivíduos gerados.
  6. **Verificação do critério de parada:** Se atingido, encerre; caso contrário, retorne ao passo 1.
- 

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O GA opera iterativamente, mantendo uma população de soluções candidatas que evoluem ao longo das gerações. Cada indivíduo representa uma possível solução para o problema e é avaliado por uma função de aptidão (*fitness function*). Com base nessa avaliação, os indivíduos mais adaptados têm maior probabilidade de serem selecionados para reprodução, garantindo a transmissão de características favoráveis para as próximas

gerações. O cruzamento (*crossover*) e a mutação introduzem variabilidade na população, permitindo a exploração eficiente do espaço de busca e prevenindo a convergência prematura para mínimos locais.

No contexto da metodologia proposta, o GA é utilizado para otimizar os fatores de calibração das medições suspeitas de erros grosseiros. Cada indivíduo da população representa um conjunto de fatores de calibração, inicialmente assumidos como iguais a 1, correspondendo a medições não contaminadas. A função objetivo avalia a qualidade dessas soluções, e o processo evolutivo do GA ajusta os fatores de calibração de forma a minimizar a função objetivo, identificando e corrigindo erros grosseiros presentes nas medições.

### 3.6.3 Algoritmo Generalizado de Busca de Padrões

O *Generalised Pattern Search Algorithm (GPSA)*, em tradução livre, Algoritmo Generalizado de Busca de Padrões, é uma abordagem robusta e eficiente para encontrar mínimos ou máximos em funções objetivo sem a necessidade de derivadas (TORCZON, 1997). O GPSA é amplamente aplicado na resolução de problemas de otimização complexos devido à sua simplicidade conceitual e de implementação (AUDET; JR, 2002). Um pseudocódigo pode ser visto na Figura 14.

Figura 14 – Algoritmo Generalizado de Busca de Padrões (GPSA)

---

#### Algoritmo 4 Pseudocódigo de funcionamento do GPSA

---

**Inicialização:** Defina o ponto (chute) inicial  $x_0$ . Na primeira iteração  $x_0 = x_{\text{atual}}$ .

**Iteração:** Execute os seguintes passos até que o critério de parada seja satisfeito:

**1. Gerar a malha:** Construa uma malha composta pelos pontos:

$x_{\text{malha}} = x_{\text{atual}} + \Delta v_i$ , onde  $v_i$  são valores centrados no chute inicial adicionados ou subtraídos de um múltiplo do valor tamanho da malha.

**2. Avaliar a função objetivo:** Calcule  $J(\hat{\mathbf{x}}, \hat{\lambda}, \hat{\eta})$  para cada ponto da malha.

**3. Verificar sucesso:** Se o valor de  $J(\hat{\mathbf{x}}, \hat{\lambda}, \hat{\eta})$  na malha for menor que  $J(\hat{\mathbf{x}}, \hat{\lambda}, \hat{\eta})_{\text{atual}}$ :

**3a.** Atualize o ponto atual:  $x_{\text{atual}} \rightarrow x_{\text{novo}}$ .

**3b.** Dobre o tamanho da malha:  $\Delta \rightarrow 2 \cdot \Delta v_i$ .

**3c.** Retorne ao passo 1.

**4. Caso contrário:**

**4a.** Reduza o tamanho da malha:  $\Delta \rightarrow \Delta v_i/2$ .

**4b.** Verifique o critério de parada:

Se  $\Delta v_i < \text{tol}$ , encerre as iterações.

**4c.** Caso contrário, mantenha  $x_{\text{atual}}$  e retorne ao passo 1.

---

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O GPSA opera iterativamente, explorando o espaço de busca em torno de um ponto inicial com o objetivo de minimizar a função objetivo. Em cada iteração, o algoritmo constrói uma malha (*mesh*) composta por pontos definidos por vetores padrões adicionados

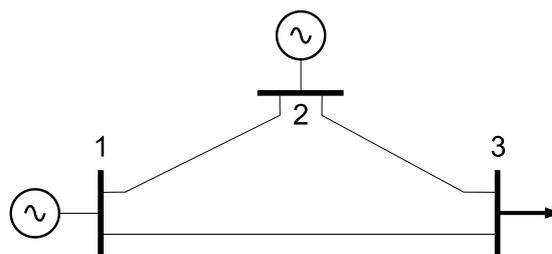
ao ponto inicial. Esses vetores padrões são escalonados por um fator de tamanho de malha ( $\delta$ ), que é adaptado dinamicamente (tem seu valor dobrado ou reduzido pela metade) com base no sucesso ou fracasso em melhorar o valor da função objetivo.

No contexto da metodologia proposta, o GPSA é utilizado para calcular de forma ótima os fatores de calibração associados às medições suspeitas de erros grosseiros. Cada fator de calibração é inicialmente assumido como igual a 1, representando medições não contaminadas. Caso a função objetivo indique valores elevados, sugerindo a presença de erro grosseiro, o GPSA ajusta os fatores de calibração de forma a minimizar a função objetivo, identificando e corrigindo os erros associados às medições contaminadas.

### 3.7 CASO TUTORIAL

Na Figura 15 é possível observar um sistema tutorial de 3 barras e 3 linhas. As informações de barra e linha deste constam nas Tabelas 24 e 25 do Anexo A.

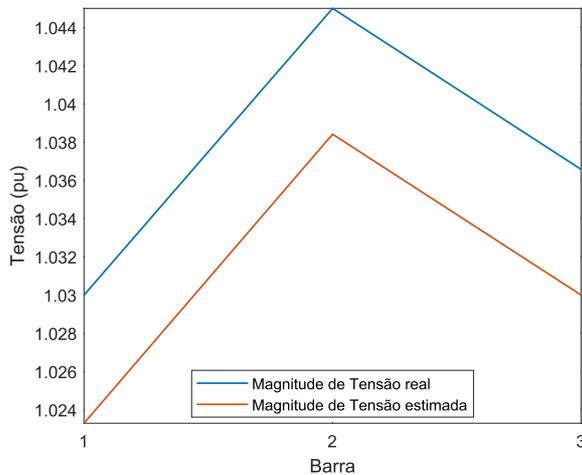
Figura 15 – Diagrama unifilar do sistema tutorial de 3 barras



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

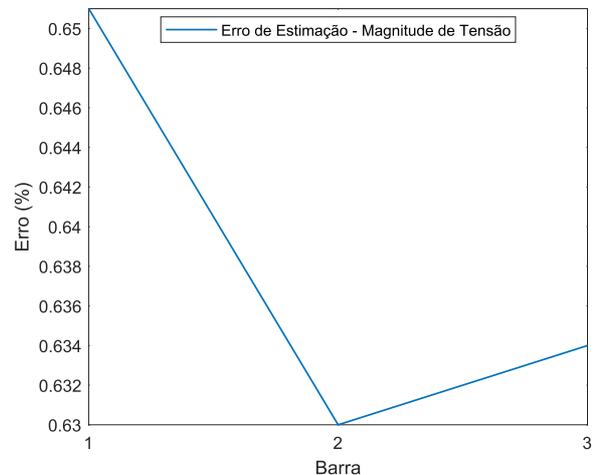
De acordo com a metodologia apresentada, deve haver conhecimento prévio do comportamento estatístico da FOB. Inserindo um erro de  $-5\%$  no parâmetro de resistência nominal da linha que liga as barras 1 a 3 (1-3), o estado operativo do sistema é afetado, com as tensões reais e estimadas e os erros de estimação sendo mostrados nas Figuras 16 e 17.

Figura 16 – Tutorial: magnitude de tensão real/estimada



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 17 – Tutorial: erro de estimação de tensão



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O valor da FOB detecta a presença de erro e este é identificado com base nos resíduos de medição. Devido às características do sistema e à existência de apenas 6 medições no plano adotado (medição de  $P_{km}$  e  $Q_{km}$  nas 3 linhas), os desvios padrões observados são altos e são incapazes de identificar por si só a linha suspeita. Desta forma, analisam-se os resíduos e o maior deles indica a linha, conforme a tabela 2.

Tabela 2 – Sistema tutorial: maiores resíduos de medição

Medição (linha)	Resíduos de medição
1 (1-2)	0,3698
2 (1-3)	0,9101
3 (2-3)	0,7480
4 (1-2)	0,0268
5 (1-3)	0,0766
6 (2-3)	0,0873

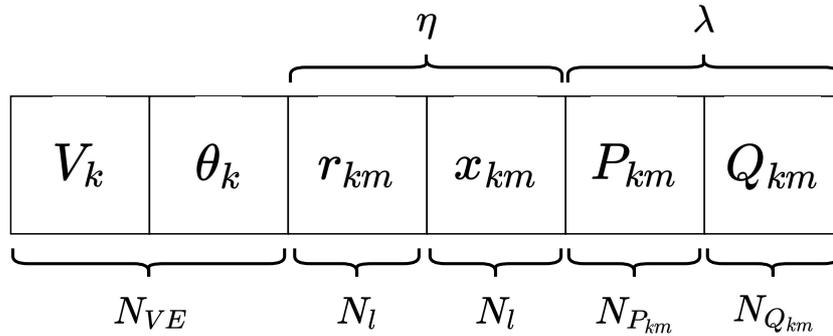
Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

O plano de medições adotado é referente ao par  $P_{km}$  e  $Q_{km}$ , desta forma as respectivas linhas repetem-se a cada  $N_l$  medições. Como observado, o maior resíduo indica que a linha suspeita será a 2.

Já o vetor de estados expandido contém todas as medições e parâmetros do sistema de forma sequencial. As primeiras  $N_{VE} = 2 \cdot N_b - 1$  posições referem-se aos estados do sistema, que são as magnitudes de tensão em todas as barras e os ângulos de tensão em todas as barras exceto a barra de referência. Como são dois parâmetros por linha (resistência e reatância), as próximas  $2 \cdot N_l$  posições referem-se a estas. As próximas  $N_{P_{km}}$  posições estão relacionadas às medições de fluxo de potência ativa e as últimas  $N_{Q_{km}}$  posições ao fluxo de potência reativa, totalizando um vetor de dimensão  $[(2 \cdot N_b - 1) + 2 \cdot N_l + N_{P_{km}} + N_{Q_{km}}] \times 1$ ,

em que  $N_{P_{km}}$  e  $N_{Q_{km}}$  são o número de medições de fluxo de potência ativa e reativa, respectivamente. O vetor de estados expandido está ilustrado na Figura 18, junto do tamanho de cada grandeza. Acima das grandezas consta os vetores de calibração de parâmetros e de medições,  $\eta$  e  $\lambda$ , respectivamente.

Figura 18 – Vetor de estados expandido



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O vetor de estados expandido é então multiplicado por um vetor auxiliar unitário de mesma dimensão. A partir da identificação das linhas cujos resíduos apontam suspeita de erro, os limites inferiores e superiores que o vetor auxiliar são relaxados, podendo assumir valores diferentes de 1. Desta forma, caso, por exemplo, a linha  $Y$  seja suspeita, o vetor auxiliar terá seus limites inferiores e superiores relaxados, nas posições conforme a Tabela 3, em que  $W = Y + N_{VE}$ .

Tabela 3 – Posições relaxadas nos vetores de calibração

Linha Suspeita	Posição $r_{km}$	Posição $x_{km}$	Posição $P_{km}$	Posição $Q_{km}$
$Y$	$W$	$W + N_l$	$W + 2 \cdot N_l$	$W + 2 \cdot N_l + N_{P_{km}}$

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

A partir da detecção, identificação do erro e relaxamento dos limites dos vetores de calibração, o MQP expandido é executado junto da otimização. Neste caso tutorial, optou-se pelo uso do Algoritmo Genético. Os dados de entrada da toolbox *ga* como taxa de cruzamento e mutações foram mantidas como as padrões do MATLAB.

Os fatores de calibração calculados podem ser visualizados na Tabela 4. A primeira coluna informa a linha suspeita de erro que terá suas grandezas corrigida. A segunda macro-coluna se refere à resistência da linha. Sua primeira coluna indica o erro absoluto inserido ( $Erro_{r_{km}}$ ) e a segunda coluna indica o fator de correção calculado pela otimização. Uma boa correção tem seus a multiplicação dos valores de erro e de calibração idealmente próximos a 1, como é o caso observado ( $Erro_{r_{km}} \cdot \eta_j = 0,95 \cdot 1,0527 = 1,000065$ ). As próximas macro-colunas são referentes aos valores de reatância da linha, medição de  $P_{km}$

e medição de  $Q_{km}$ . As colunas de cada um seguem o padrão informado para a resistência da linha.

Tabela 4 – Sistema tutorial: erros inseridos e fatores calculados - GA

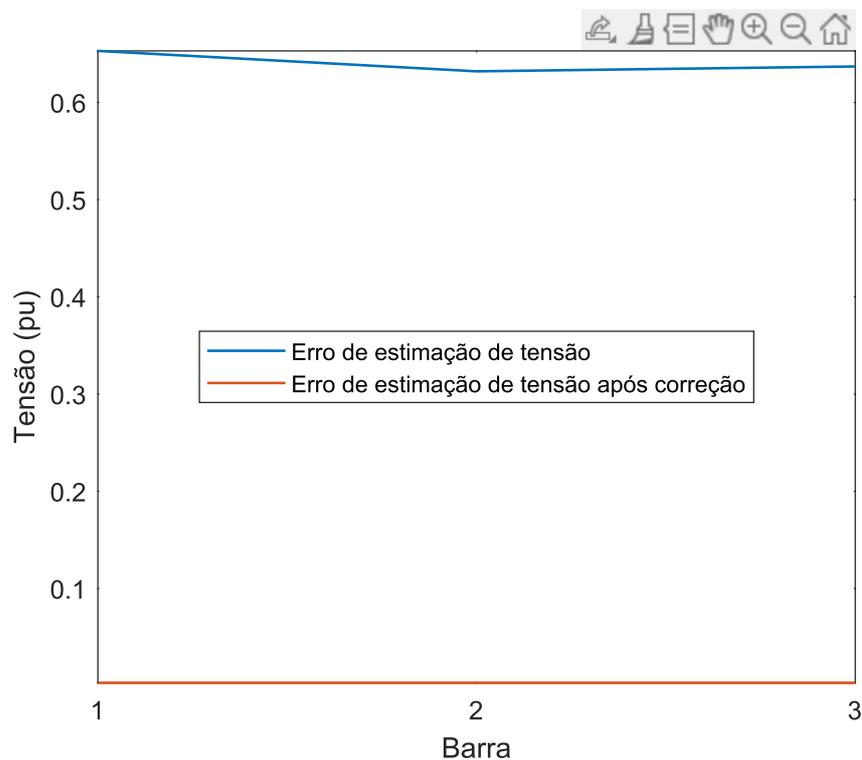
Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
1-3	0,95	1,0527	1	1,0000	1	0,9998	1	1,0001

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Após o cálculo do fator de correção para a linha de transmissão, utiliza-se este para corrigir o erro identificado. Nota-se que os fatores de calibração da medição de  $P_{km}$  e de  $Q_{km}$  sofreram desvios, apesar de não terem erro grosseiro atribuído. Isso se deve ao erro aleatório introduzido nas medições. Como essa variação é inferior a 3%, conforme o Passo 7 da Figura 11, os fatores são mantidos em valor unitário.

Após a correção do erro identificado, é possível observar o erro de estimação de magnitude de tensão na Figura 19. Com isso, a solução ótima é atingida e o método de estimação integrada de estados e parâmetros é finalizado.

Figura 19 – Sistema Tutorial: erro de estimação de tensão após correção



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

### 3.8 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS

Ao longo deste capítulo, foram apresentados todos os passos relacionados ao desenvolvimento da metodologia proposta, desde a coleta e processamento de medições fasoriais sincronizadas até a formulação do problema de estimação de estados expandido, que inclui tanto os estados do sistema quanto fatores de calibração para correção de erros grosseiros de medição e de parâmetros. A resolução do problema de otimização foi realizada por meio do método dos Mínimos Quadrados Ponderados, modificado para acomodar o vetor de estados expandido e garantir robustez ao estimador. Um fluxograma foi apresentado para sintetizar as etapas do método e explicar como os testes computacionais foram conduzidos. Adicionalmente, discutiu-se a aplicação de técnicas de detecção e identificação de erros, baseadas em testes estatísticos e na análise de resíduos de medição, para garantir a confiabilidade dos resultados, bem como diferentes métodos de otimização que foram utilizados no desenvolvimento desta dissertação. Por fim, o método foi aplicado em um sistema tutorial de 3 barras na presença de um erro de parâmetro com sua devida correção.

As principais contribuições do método proposto incluem:

1. A formulação de um problema de estimação de estados expandido, que permite a correção simultânea de erros grosseiros de medição e de parâmetros;
2. A integração de técnicas estatísticas para detecção e identificação de erros, as quais melhoram a robustez do estimador;
3. Emprego de diferentes métodos de otimização do PNL formulado e posterior discussão de suas individualidades.

O método proposto visa fornecer uma estimação de estados mais precisa e confiável, essencial para a operação eficiente de sistemas elétricos de potência em um cenário de crescente complexidade e integração de fontes renováveis intermitentes. Em suma, o algoritmo desenvolvido não apenas estima os estados operativos do sistema, mas também identifica e corrige erros, garantindo que os limites operacionais sejam respeitados e que a qualidade da estimação seja mantida.

## 4 TESTES E RESULTADOS

Neste capítulo, simulações nos sistemas testes do IEEE (aqui chamados Sistema 24 barras e Sistema 118 barras) serão apresentados e discutidos. Um sistema teste de 107 barras, representante da porção Sudeste/Sul/Centro-Oeste do Brasil, também será simulado.

Todas as análises conduzidas através da Estimação de Estados — que gerarão valores estimados — serão comparadas com os resultados obtidos através da execução do fluxo de potência tradicional, estes chamados de valores reais.

Os principais pontos discutidos nesta seção são:

1. Breve estudo estatístico do valor da função objetivo de cada sistema elétrico simulado, abordando valores como média e desvio padrão e como estes influenciam na detecção de erros;
2. Apresentação do caso base de cada sistema, sem a presença de erros grosseiros de parâmetro ou de medição, com as medidas contaminadas unicamente por erros de instrumentação;
3. Apresentação de casos com inserção de erros grosseiros e sua influência na estimação de estados. Aqui identificam-se as linhas suspeitas de erros a partir da análise dos resíduos de medição;
4. Correção dos casos em que há erros grosseiros com a aplicação da metodologia proposta. Diferentes otimizadores são utilizados e suas individualidades são apresentadas.

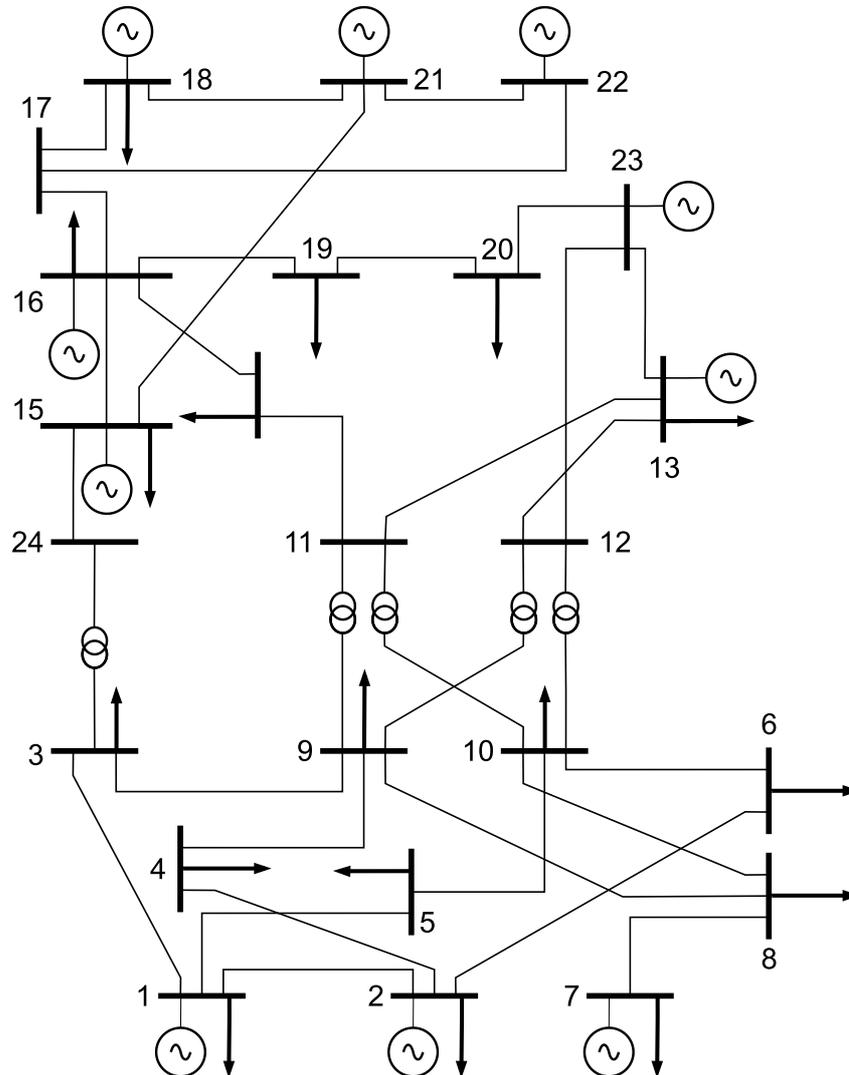
### 4.1 SISTEMA IEEE 24 BARRAS

Na Figura 20 é mostrado o sistema IEEE 24 Barras. Os dados originais e o diagrama unifilar foram adaptados de Zhang *et al.* (2018) e podem ser vistos nas Tabelas 26 e 27 do Anexo A.

Para as simulações computacionais, o plano de medições de acordo com a método de alocação de PMUs proposto consiste de medições de  $P_{km}$  e  $Q_{km}$  em todas as linhas do sistema. Para tal, as PMUs estão instaladas nas barras 3, 4, 7, 10, 16, 21 e 23.

A fim de considerar um cenário realista, erros aleatórios foram inseridos em todas as medições. Os erros foram modelados com uma distribuição uniforme de média zero e classe de exatidão de até 0,05%.

Figura 20 – Diagrama unifilar do sistema 24 barras



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

#### 4.1.1 Sistema IEEE 24 Barras: Estudo Estatístico

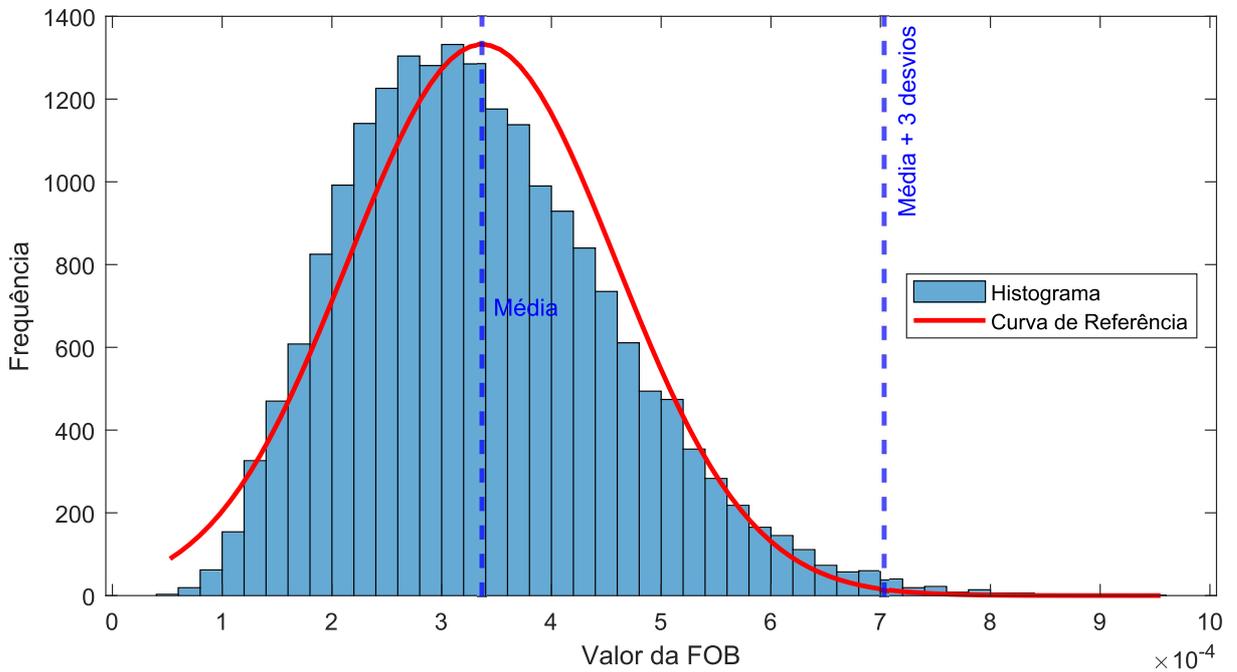
Nesta seção é apresentado um breve detalhamento estatístico do sistema em estudo, a fim de evidenciar a natureza do valor de  $J(\hat{\mathbf{x}})^{LIM}$  apresentado na Equação (3.39). O estudo será conduzido através de Simulações de Monte Carlo (SMC), com a execução do estimador 20.000 vezes.

Na Figura 21, é possível observar o comportamento do valor da FOB para cada amostra simulada. Nota-se que a média tem valor de  $J(\hat{\mathbf{x}})_{\text{médio}} = 0,000093494$  com desvio padrão  $\sigma_{J(\hat{\mathbf{x}})} = 0,000030784$ . Desta forma,  $J(\hat{\mathbf{x}})_{24}^{LIM} = 0,00018585$ .

Nota-se que há valores no caso base que ultrapassam o limite para função objetivo, detectando a presença de erros de outra natureza. No entanto, como será visto adiante, a

presença destes implicará em aumento de maior intensidade no valor da função objetivo.

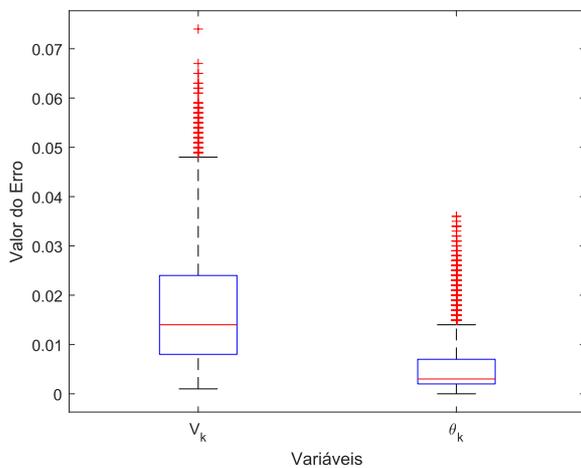
Figura 21 – Sistema 24 barras: histograma da função objetivo



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

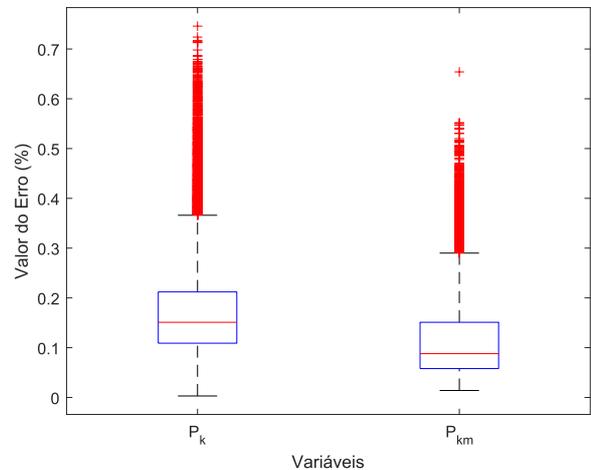
A Figura 22 mostra a dispersão dos erros percentuais de estimação de magnitude de tensão e o erro de diferença angular máxima observada nas simulações de Monte Carlo. Já a Figura 23 mostra a intensidade dos erros de potência ativa injetada e o fluxo de potência ativa passante nas linhas. Nota-se que os erros tomam magnitude 10 vezes maiores que os observados nos dados de tensão.

Figura 22 – Boxplot dos dados de tensão



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

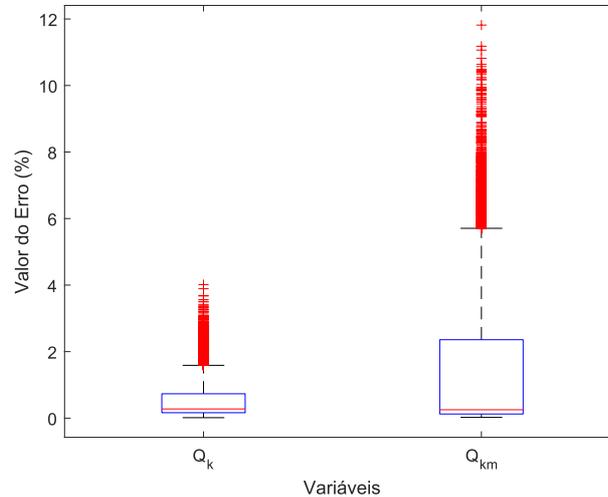
Figura 23 – Boxplot da potência ativa



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Por fim, a Figura 24 mostra a magnitude dos erros de potência reativa, que chegam a 10% mesmo na ausência de erros grosseiros de qualquer natureza.

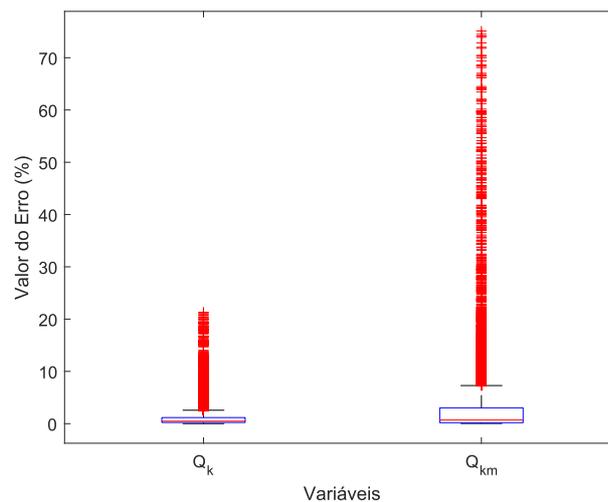
Figura 24 – Boxplot da potência reativa



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Ao adicionar 1% de incerteza em apenas um parâmetro de uma linha aleatória por simulação, os erros de potência reativa injetada e do fluxo passante estimados chegam a 80%, como demonstrado na Figura 25.

Figura 25 – Boxplot da potência reativa com incerteza de parâmetro



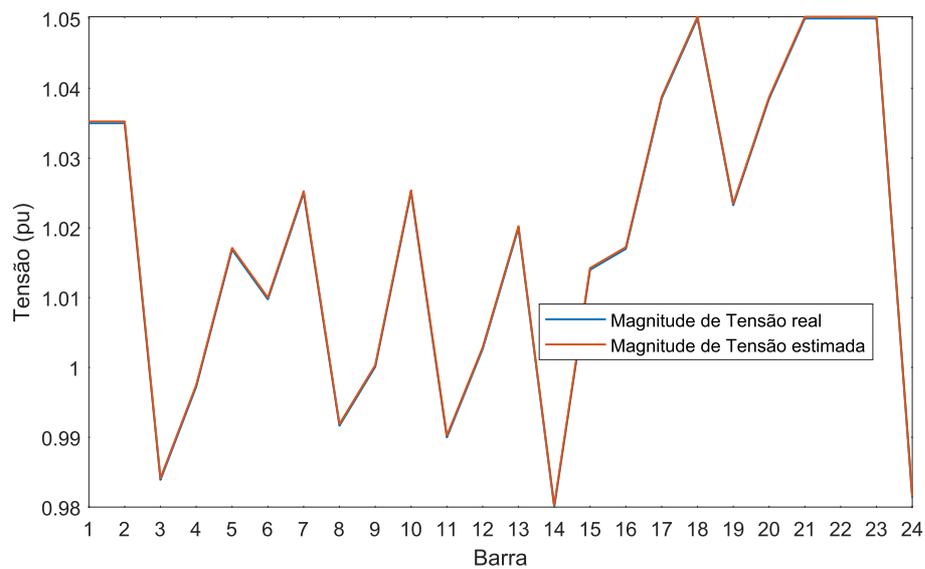
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

#### 4.1.2 Sistema IEEE 24 Barras: Caso Base

Nesta seção, será apresentado o caso base do sistema modelado de 24 barras. Este consiste de fator de carregamento unitário, apenas com a presença do erro aleatório

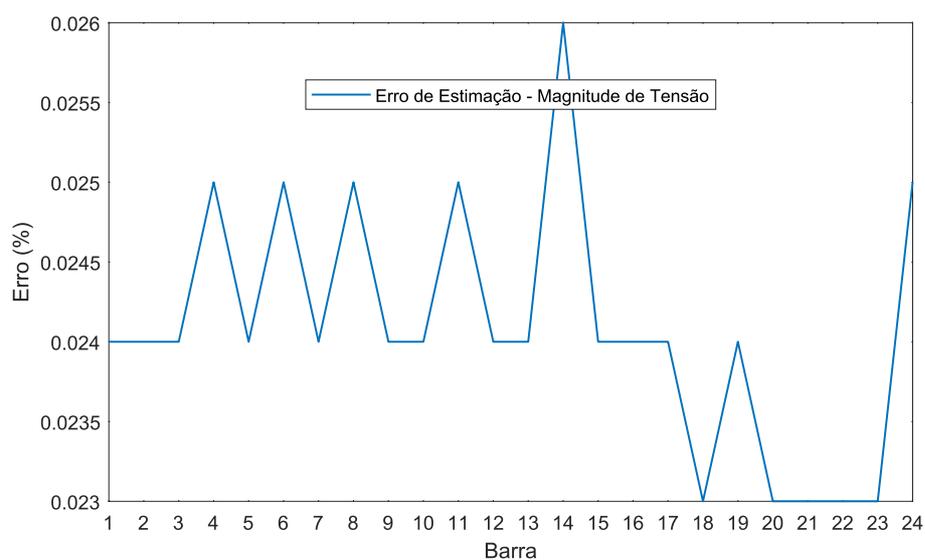
inerente aos medidores fasoriais, ou seja, sem incidência de erro grosseiro de parâmetro ou de medição. Na Figura 26, é possível notar o total acoplamento entre as curvas de magnitude de tensão real e estimada, mostrando a eficácia do estimador básico do MQP na filtragem de erros. Também é mostrado que todas as tensões do sistema estão na região de segurança, compreendida entre os valores de 0,95 e 1,05 pu. Já a Figura 27 mostra o erro percentual de estimação de tensão. Esse tem valor máximo de 0,026%, que dado o nível de tensão, representa um erro de menos de 60 V.

Figura 26 – Sistema 24 barras: magnitude de tensão real/estimada - Caso Base



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 27 – Sistema 24 barras: erro de estimação de tensão - Caso Base



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A função objetivo neste caso teve valor de  $J(\hat{\mathbf{x}}) = 0,00010279$ , valor que não representa uma necessidade de efetuar detecção de erro, conforme o Passo 3 da Figura 11

e conforme o valor limite mostrado na Figura 21. Neste caso, o processo de estimação é encerrado e o resultado é tido como confiável e assume-se que é o estado operativo mais provável do sistema.

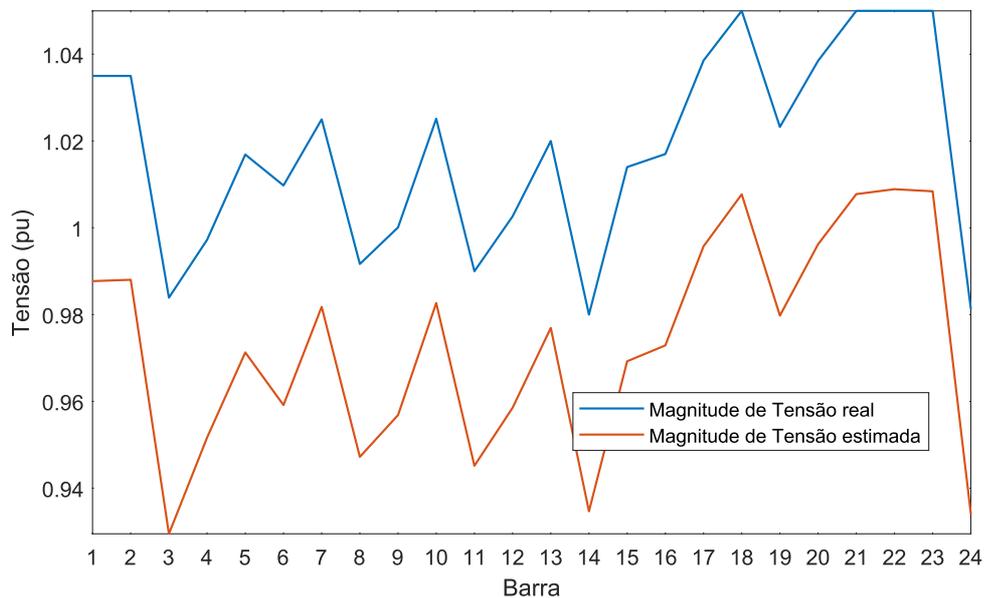
#### 4.1.3 Sistema IEEE 24 Barras: Inserção de Erros

Nesta seção, serão introduzidos 1 erro grosseiro de parâmetro e 1 erro grosseiro de medição. Seus efeitos serão mostrados e diferentes técnicas de otimização serão utilizadas para sua correção. Por fim, estas serão comparadas em termos de eficácia e eficiência computacional.

Os erros inseridos foram ambos na linha que interliga as barras 3 e 9. Na reatância desta linha foi inserido um erro de 50% de seu valor e no fluxo de potência ativo foi inserido um erro 125%.

Na Figura 28, é possível notar o desacoplamento entre as curvas de magnitude de tensão real e estimada, mostrando como o algoritmo do MQP é frágil na presença de erros de natureza diferente, ou seja, de parâmetros, grosseiros de medição ou topológicos. O sistema chega, inclusive, a sair da região de segurança, com tensões abaixo de 0,95 pu

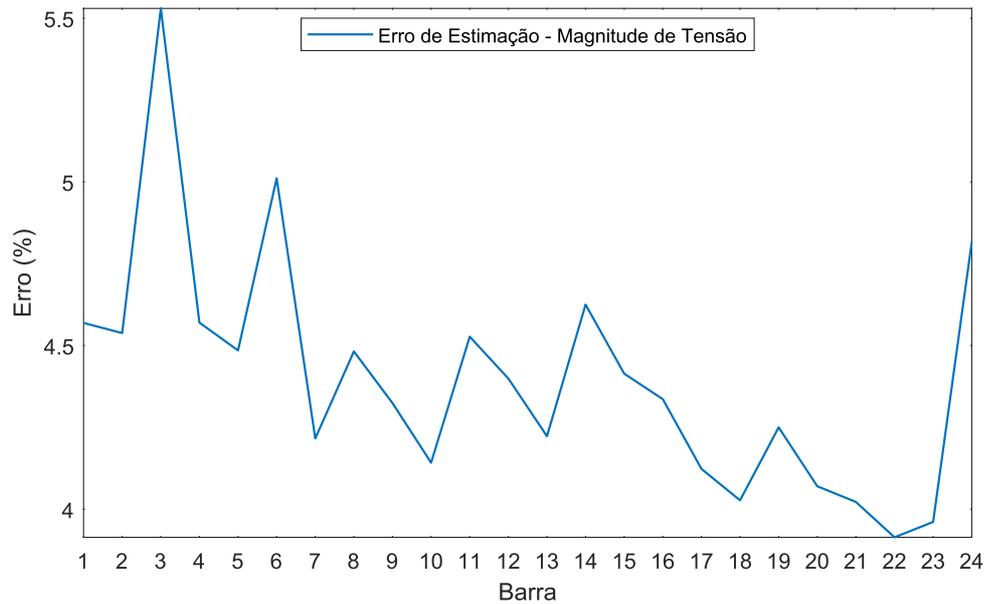
Figura 28 – Sistema 24 barras: magnitude de tensão real/estimada - com erro



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Já a Figura 29 mostra o erro percentual de estimação de tensão, que chega a um valor percentual de 5,5%, gravíssimo em se tratando de um sistema de transmissão. Em termos absolutos, este valor significaria uma diferença superior a 7 kV entre o valor que deveria ser observado em condições normais e o que está sendo estimado.

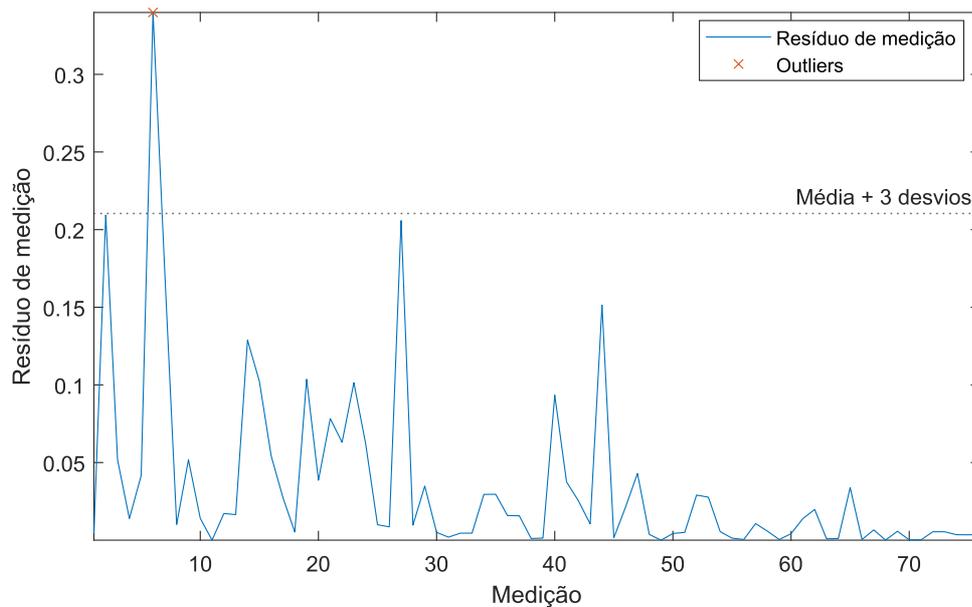
Figura 29 – Sistema 24 barras: erro de estimação de tensão - com erro



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O valor da FOB verificado é de  $J(\hat{x}) = 43,8724$ , muito acima do limite para o sistema, indicando a presença de erros. Com isso, parte-se para o Passo 4 apresentado na Figura 11, identificação da linha com erro a partir da análise dos resíduos de medição. Na Figura 30 pode-se observar o valor dos resíduos para todas as medições.

Figura 30 – Sistema 24 barras: resíduos de medição



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Na Tabela 5 estão os valores dos principais resíduos encontrados por medição.

Como o plano de medições consiste dos fluxos de potência ativo e reativo em todas as linhas, as primeiras  $N_l = 38$  posições referem-se às medições de fluxo de potência ativa e as restante  $N_l$  posições referem-se ao fluxo de potência reativa, ou seja, fazem menção a grandezas diferentes das mesmas linhas.

Tabela 5 – Sistema 24 barras: maiores resíduos de medição

Medição (linha)	Resíduos de medição
6 (3-9)	0,33985
2 (1-3)	0,20959
27 (15-24)	0,20581
7 (3-24)	0,17203
44 (3-9)	0,15136
14 (9-11)	0,12888

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Utilizando o teste da média dos valores somada de três desvios padrões, obtém-se o valor  $r_m^{LIM} = 0,2108$ . Como apenas a medição 6 — referente à linha que liga as barras 3 e 9 — de fluxo de potência ativa está acima do limite, esta é identificada como suspeita. Assim, o processo segue para o Passo 5, com a aplicação dos fatores de calibração  $\eta_j$  e  $\lambda_j$ .

No caso apresentado, as posições relaxadas de acordo com as equações (3.43), (3.44), (3.45) e (3.46) são 6, 44, 82 e 120. Aqui inicia-se o processo de otimização em paralelo ao MQP com vetor de estados expandido, conforme os Passos 6 e 7 da metodologia proposta.

#### 4.1.4 Sistema IEEE 24 Barras: Correção dos Erros

Os otimizadores apresentados no capítulo da metodologia serão utilizados e discutidos nas próximas seções.

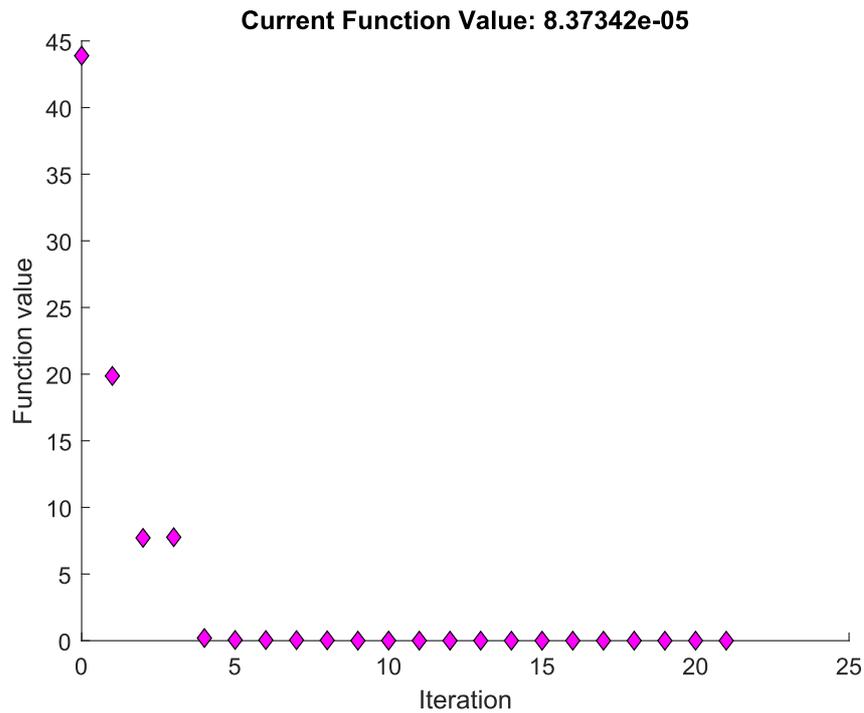
##### 4.1.4.1 Sistema IEEE 24 Barras: Método dos Pontos Interiores

Utilizando o MPI, através da *toolbox fmincon* do MATLAB, pode-se ver a trajetória de convergência do processo na Figura 31. O processo durou 19,7512 segundos para chegar ao ponto ótimo em 21 iterações.

Na Tabela 6 visualizam-se os erros absolutos inseridos por grandeza e o fator de calibração calculado para corrigir o erro. Nota-se que a multiplicação destes deve ser próxima de 1 para provar a eficácia do método. O maior erro de correção observado neste caso foi de 0,11% em relação ao fluxo de potência ativa.

Na Figura 32 comprova-se a validade do método, ao observar a qualidade da estimação de estados pós-correção dos erros, com diminuição substancial dos erros de estimação de magnitude de tensão.

Figura 31 – Sistema 24 barras: convergência da otimização via MPI



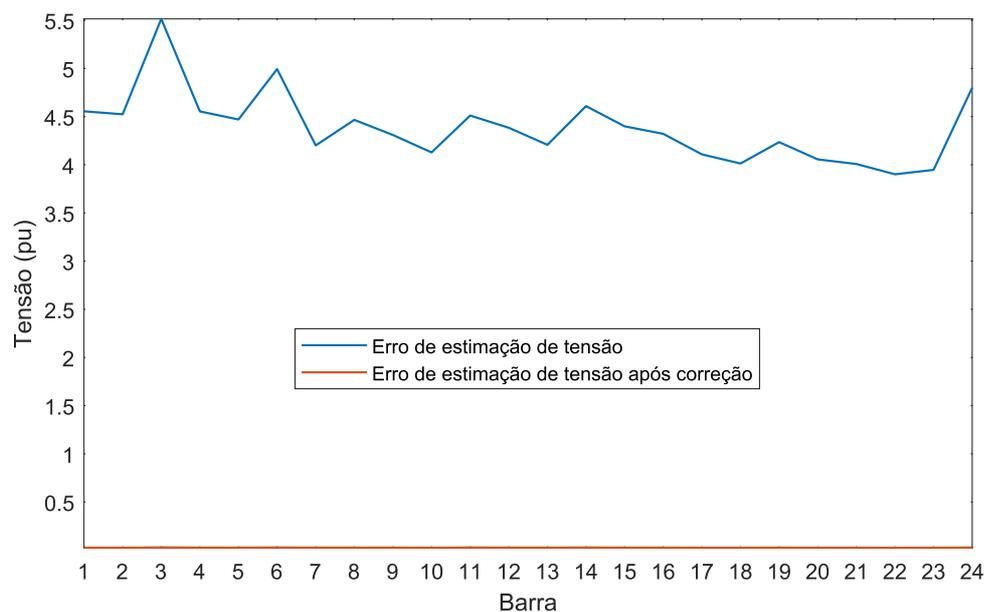
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Tabela 6 – Sistema 24 barras: erros inseridos e fatores calculados - MPI

Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
3-9	1	1,0007	0,5	2,0006	1,25	0,7991	1	1,0002

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Figura 32 – Sistema 24 barras: erro de estimação de tensão após correção - MPI



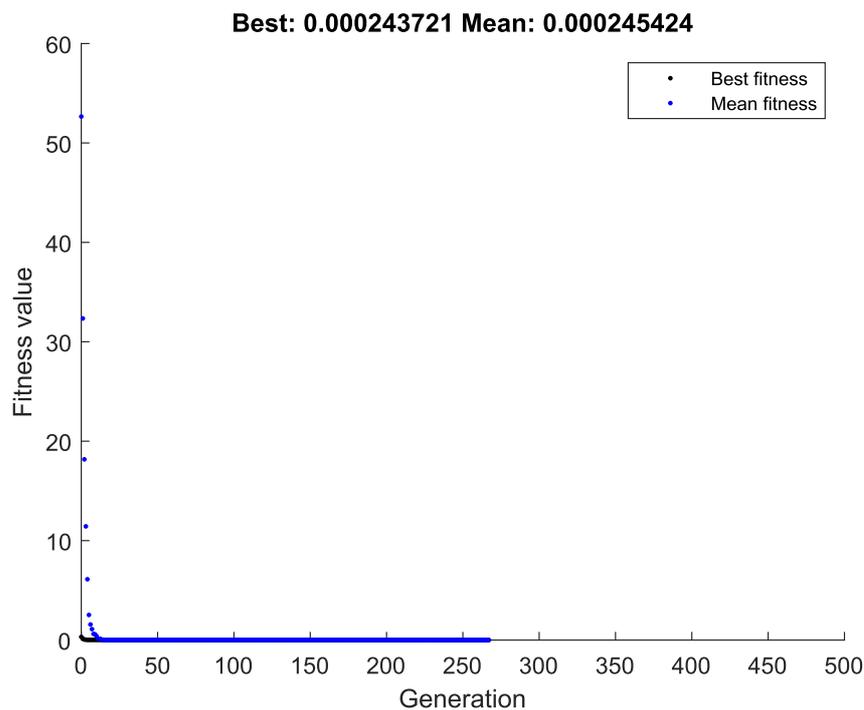
Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

O estado operativo do sistema volta a valores próximos ao do caso base e a função objetivo passa a assumir valor de  $J(\hat{\mathbf{x}}, \hat{\lambda}, \hat{\eta}) = 0,00012761$ .

#### 4.1.4.2 Sistema IEEE 24 Barras: Algoritmo Genético

Ao utilizar a *toolbox ga*, obtém-se a trajetória de convergência em 267 gerações presente na Figura 33. O processo de otimização durou 266,9395 segundos antes de ser finalizado.

Figura 33 – Sistema 24 barras: convergência da otimização via GA



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Na Tabela 7 visualizam-se os erros absolutos e o fator de calibração calculado. O maior erro de correção observado neste caso foi de 3,27% em relação ao valor da resistência da linha, sendo este não contaminado por erro.

Tabela 7 – Sistema 24 barras: erros inseridos e fatores calculados - GA

Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
3-9	1	0,9673	0,5	1,9977	1,25	0,8128	1	0,9982

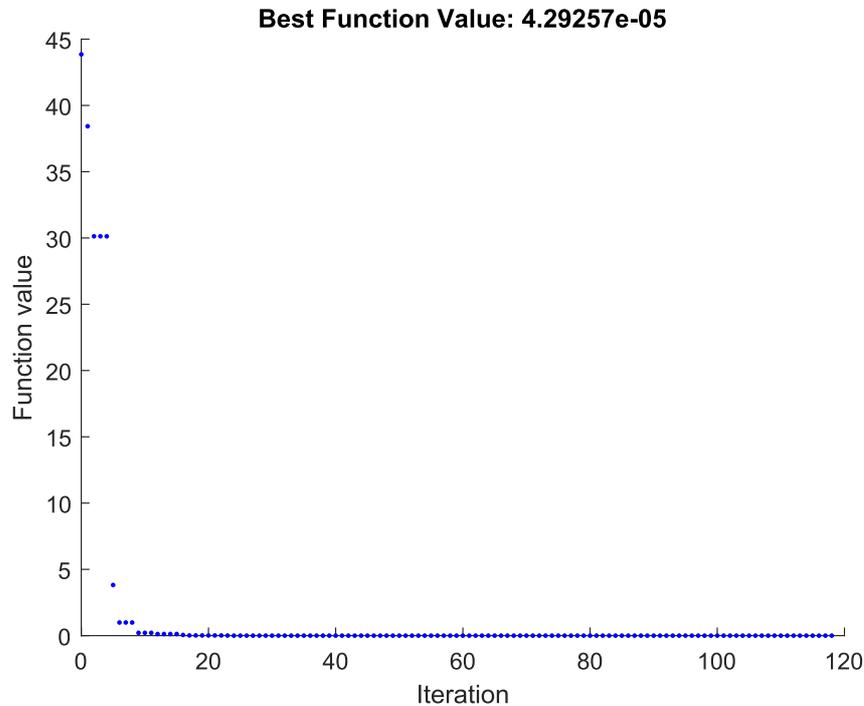
Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

O valor da FOB após correção foi de  $J(\hat{\mathbf{x}}, \hat{\lambda}, \hat{\eta}) = 0,00024372$ , valor ligeiramente acima do limite da média e 3 desvios.

#### 4.1.4.3 Sistema IEEE 24 Barras: Algoritmo Generalizado de Busca de Padrões

Ao utilizar a *toolbox patternsearch*, obtém-se a trajetória de convergência em 118 iterações presente na Figura 34. A otimização durou 3,499 segundos antes de ser finalizado.

Figura 34 – Sistema 24 barras: convergência da otimização via GPSA



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A Tabela 8 contém os erros absolutos e o fator de calibração calculado. O maior erro observado é de 0,09% referente à resistência da linha.

Tabela 8 – Sistema 24 barras: erros inseridos e fatores calculados - GPSA

Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
3-9	1	0,9991	0,5	1,9996	1,25	0,8002	1	0,9992

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

O valor da FOB passa a ser de  $J(\hat{\mathbf{x}}, \hat{\lambda}, \hat{\eta}) = 0,000042926$

#### 4.1.5 Sistema IEEE 24 Barras: Conclusões Parciais

A Tabela 9 mostra um comparativo entre os diferentes otimizadores utilizados. Nota-se que o GPSA foi o mais rápido, apesar do número superior de iterações em relação ao MPI. Também foi este o otimizador que melhor minimizou a função objetivo e cuja divergência entre o valor do fator de correção calculado e o erro inserido foi a menor.

O Algoritmo Genético apresentou o pior desempenho, tanto em tempo computacional, quanto em resultados obtidos, com erros superiores a 3% no cálculo dos fatores.

Tabela 9 – Sistema 24 barras: comparação entre os otimizadores

Otimizador	Valor da FOB	Número de Iterações/Gerações	Tempo decorrido (s)	Erro Máximo (%)
MPI	0,00012761	21	19,7	0,11
GA	0,00024372	267	266,9	3,27
GPSA	0,000042926	118	3,5	0,09

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

É necessário salientar que os pequenos erros máximos observados no MPI e no GPSA devem-se não apenas à qualidade do otimizador, mas também à incidência dos erros aleatórios, que trazem incerteza ao processo.

## 4.2 SISTEMA IEEE 118 BARRAS

Na Figura 35 é mostrado o sistema IEEE 118 Barras. Os dados originais e o diagrama unifilar baseados em Al-Roomi (2015). Os dados utilizados para modelar o sistema podem ser vistos nas Tabelas 28 e 29 do Anexo A.

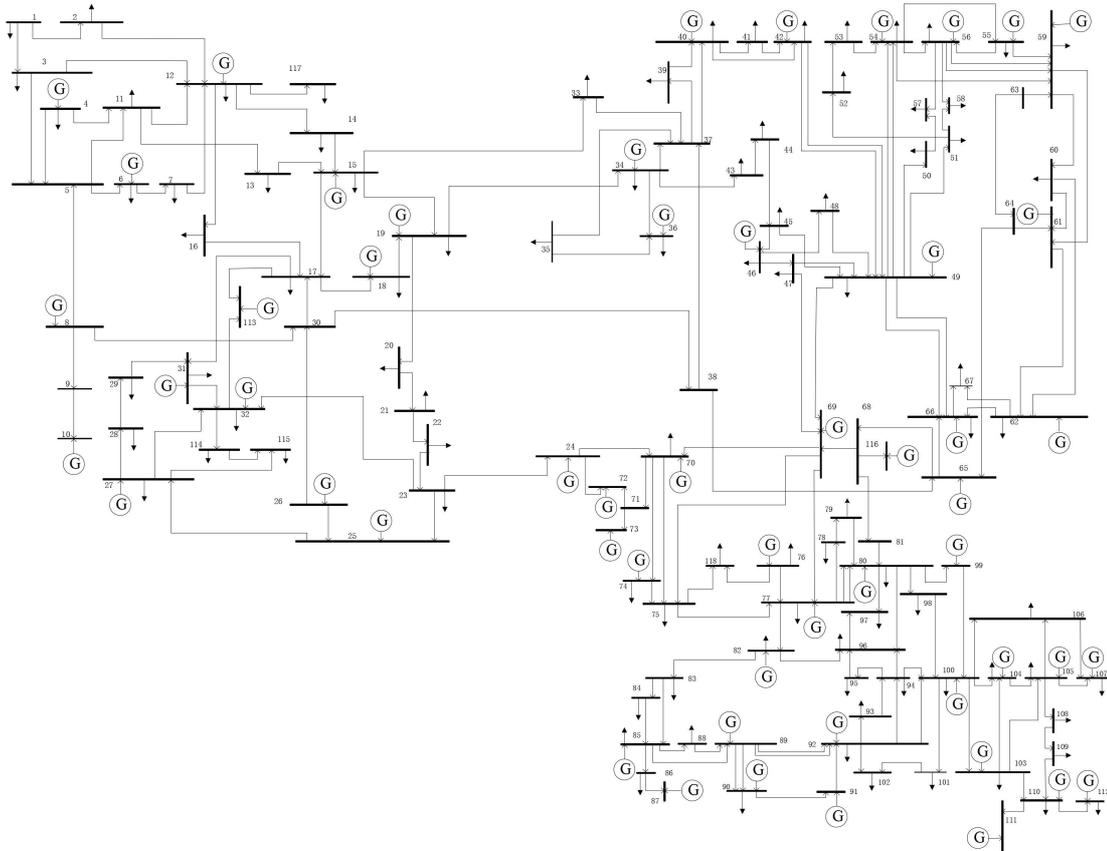
O sistema IEEE 118 Barras é composto por 118 barras, 186 linhas de transmissão, 19 geradores e 91 cargas, sendo todas as barras interconectadas em uma única área. Os níveis de tensão operacionais são de 138 kV e 345 kV, representando uma aproximação do sistema de energia elétrica no Centro-Oeste dos EUA em dezembro de 1962.

O plano de medições também é formado pelos valores de fluxos de potência ativa e reativa em todas as linhas do sistema. A alocação das 32 PMUs necessárias para a plena observabilidade do sistema é nas barras 2, 5, 10, 12, 15, 17, 21, 25, 29, 34, 37, 41, 45, 49, 52, 56, 62, 64, 72, 73, 75, 77, 80, 85, 87, 90, 94, 102, 105, 110, 114 e 116.

### 4.2.1 Sistema IEEE 118 Barras: Estudo Estatístico

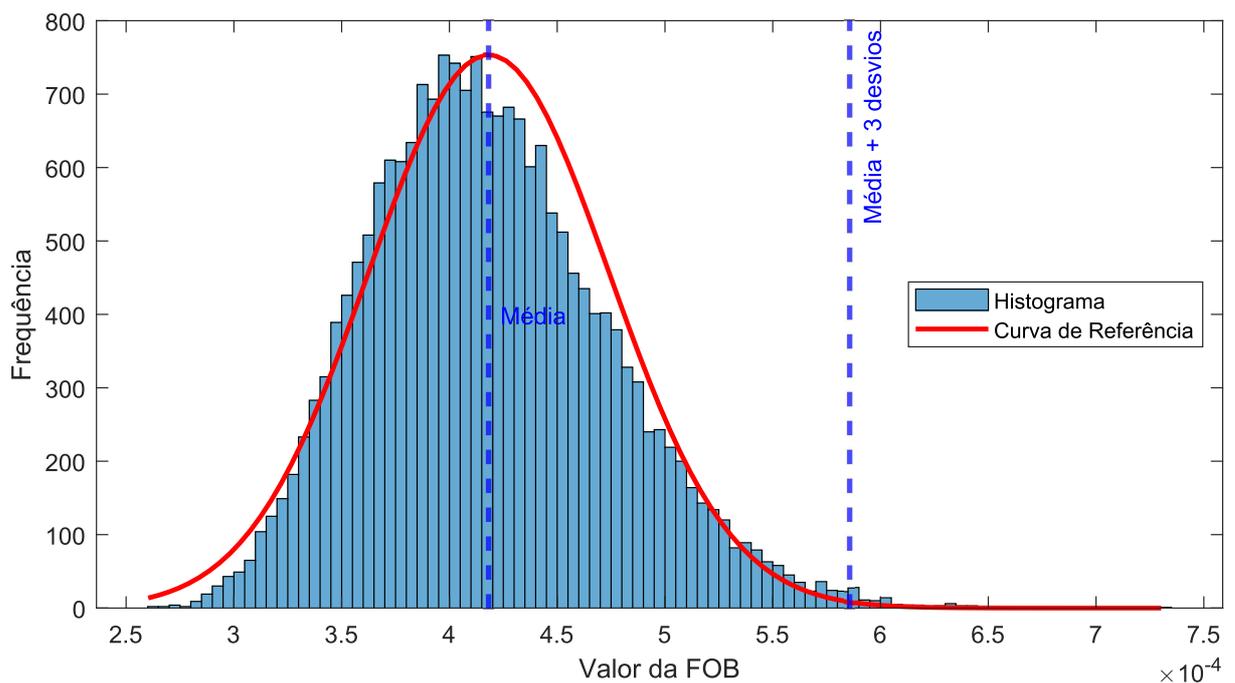
Na Figura 36 está o histograma gerado após 20.000 execuções do estimador. O valor limite da FOB para detecção de erros não-aleatórios é  $J(\hat{\mathbf{x}})_{118}^{LIM} = 0,00025101$ .

Figura 35 – Diagrama unifilar do sistema 118 barras



Fonte: Adaptada de Al-Roomi (2015)

Figura 36 – Sistema 118 barras: histograma da função objetivo

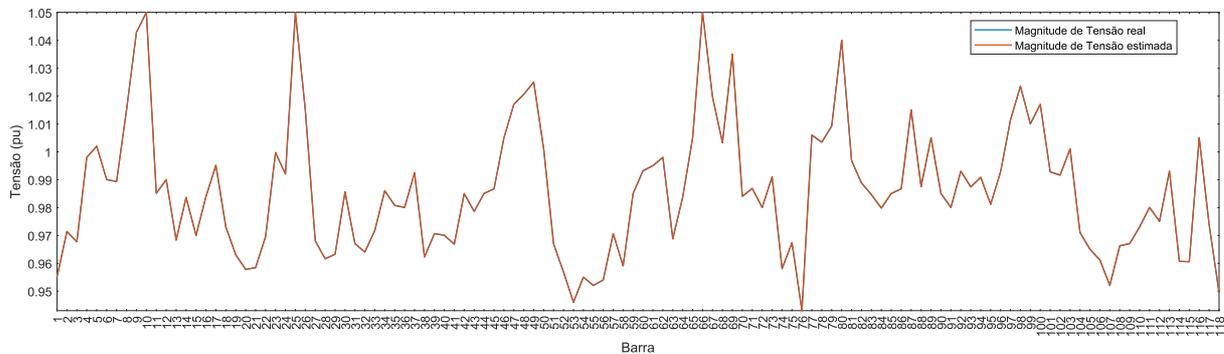


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

#### 4.2.2 Sistema IEEE 118 Barras: Caso Base

As magnitudes de tensão do caso base do sistema de 118 barras são apresentadas na Figura 37.

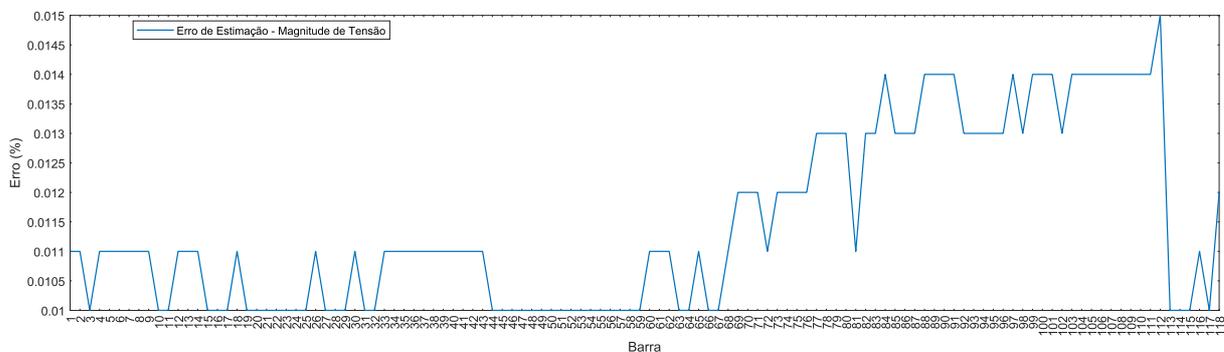
Figura 37 – Sistema 118 barras: magnitude de tensão real/estimada - Caso Base



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Já a Figura 38 mostra o erro percentual de estimação de tensão, cujo valor máximo é inferior a 0,016%. A função objetivo nesta execução é de  $J(\hat{\mathbf{x}}) = 0,0002073$ .

Figura 38 – Sistema 118 barras: erro de estimação de tensão - Caso Base



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

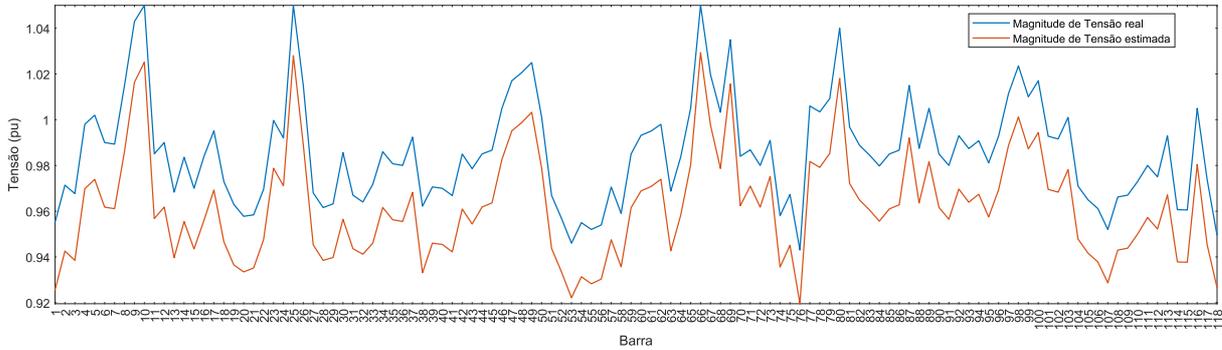
#### 4.2.3 Sistema IEEE 118 Barras: Inserção e Correção de Erros

Neste caso foram inseridos 2 erros de parâmetro e 1 erro grosseiro de medição:

- Resistência da linha 119 (69-77): valor alterado para 200% do nominal;
- Reatância da linha 119 (69-77): valor alterado para 240% do nominal;
- Fluxo de potência ativo da linha 43 (26-30): valor alterado para 66,67% do nominal.

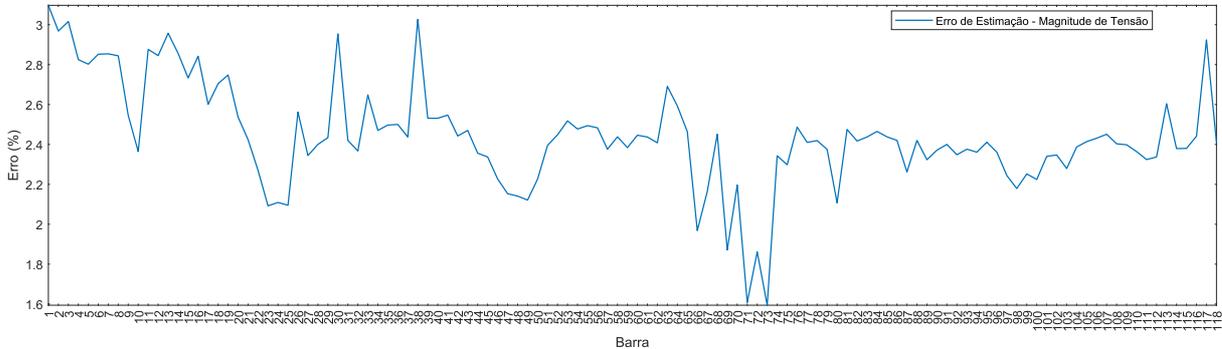
As figuras 39 e 40 mostram o impacto dos erros no estado operativo mais provável do sistema. O valor da FOB foi de  $J(\hat{\mathbf{x}}) = 18,759$  — detectando a presença de erro não-aleatório — e houve a ocorrência de erros de estimação de magnitude de tensão superiores a 3%.

Figura 39 – Sistema 118 barras: magnitude de tensão real/estimada - com erro



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 40 – Sistema 118 barras: erro de estimação de tensão - com erro



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Já os resíduos de medição superiores ao limite podem ser vistos na Tabela 10. Nota-se que a linha 23-25 foi declarada como suspeita, apesar de não ter sido contaminada por erro.

Tabela 10 – Sistema 118 barras: maiores resíduos de medição

Medição (linha)	Resíduos de medição
43 (26-30)	0,1756
305 (69-77)	0,1179
37 (23-25)	0,1133

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

A partir dos resíduos suspeitos identificados, segue-se com a metodologia proposta, são aplicados fatores de calibração nas posições das linhas correspondentes e os otimizadores são empregados para resolução do problema.

O primeiro otimizador empregado, com o método dos pontos interiores, tem seus dados exibidos na Tabela 11. Observa-se que os fatores calculados onde há existência de erro tiveram resultados excepcionais. No entanto, o otimizador multou parâmetros e medições suspeitas que não continham erros grosseiros de qualquer natureza.

Tabela 11 – Sistema 118 barras: erros inseridos e fatores calculados - MPI

Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
26-30	1	1,2378	1	1,0002	0,666	1,5012	1	0,7174
69-77	2,0	0,5014	2,4	0,4178	1	1	1	1
23-25	1	1,7502	1	0,9993	1	0,9946	1	2,3214

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

A Tabela 12 mostra os resultados obtidos com o emprego do algoritmo genético. A correção do fator de resistência da linha 69-77 teve erro significativo superior a 20%. Os demais fatores foram calculados com qualidade.

Tabela 12 – Sistema 118 barras: erros inseridos e fatores calculados - GA

Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
26-30	1	0,9976	1	1,0017	0,666	1,5022	1	1,0002
69-77	2,0	0,6058	2,4	0,4046	1	1	1	1
23-25	1	1,0007	1	1,0009	1	1	1	1,0002

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Na Tabela 13 estão os fatores de calibração calculados com o uso do GPSA. O erro médio de estimação baixa para 0,0088% na magnitude de tensão, melhorando a qualidade desta. O maior erro observado foi na multa aplicada à medição de  $Q_{km}$  da linha 26-30, que chegou a 3,5%.

Tabela 13 – Sistema 118 barras: erros inseridos e fatores calculados - GPSA

Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
26-30	1	1,0205	1	1,0006	0,666	1,5026	1	1,0350
69-77	2,0	0,5005	2,4	0,4184	1	1	1	1
23-25	1	0,9994	1	1	1	0,9998	1	1,0005

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

A Tabela 14 traz os principais dados da otimização com as três opções empregadas. Observa-se que o otimizador que menos minimizou a FOB foi o algoritmo genético, ainda que o estado operativo tenha sido restaurado. MPI e GPSA apresentaram valores similares

de FOB após otimização. O menor número de iterações foi com o uso da *fmincon*, com 134. O processo foi finalizado, no entanto, devido ao número de avaliações da FOB, que superou o limite de 10.000. Apesar disto, este método foi o mais lento, durando mais de 38 minutos para o cálculo. Também foi o MPI que apresentou maior erro no cálculo dos fatores, sendo superior a 200% na resistência de uma linha, seguido do GA. O otimizador mais rápido foi a busca de padrões. Esta esbarrou no limite de iterações antes de ser finalizada.

Tabela 14 – Sistema 118 barras: comparação entre os otimizadores

Otimizador	Valor da FOB	Número de Iterações/Gerações	Tempo decorrido (s)	Erro Máximo (%)
MPI	0,00035648	134	2299,8	232,1
GA	0,1340	165	575,4	21,1
GPSA	0,00035067	500	151,8	3,5

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

### 4.3 SISTEMA TESTE BRASILEIRO DE 107 BARRAS

Na Figura 41 é mostrado o sistema teste brasileiro de 107 Barras. Os dados originais e o diagrama unifilar são baseados em Alves (2007) e os dados estão nas Tabelas 30 e 31 do Anexo A.

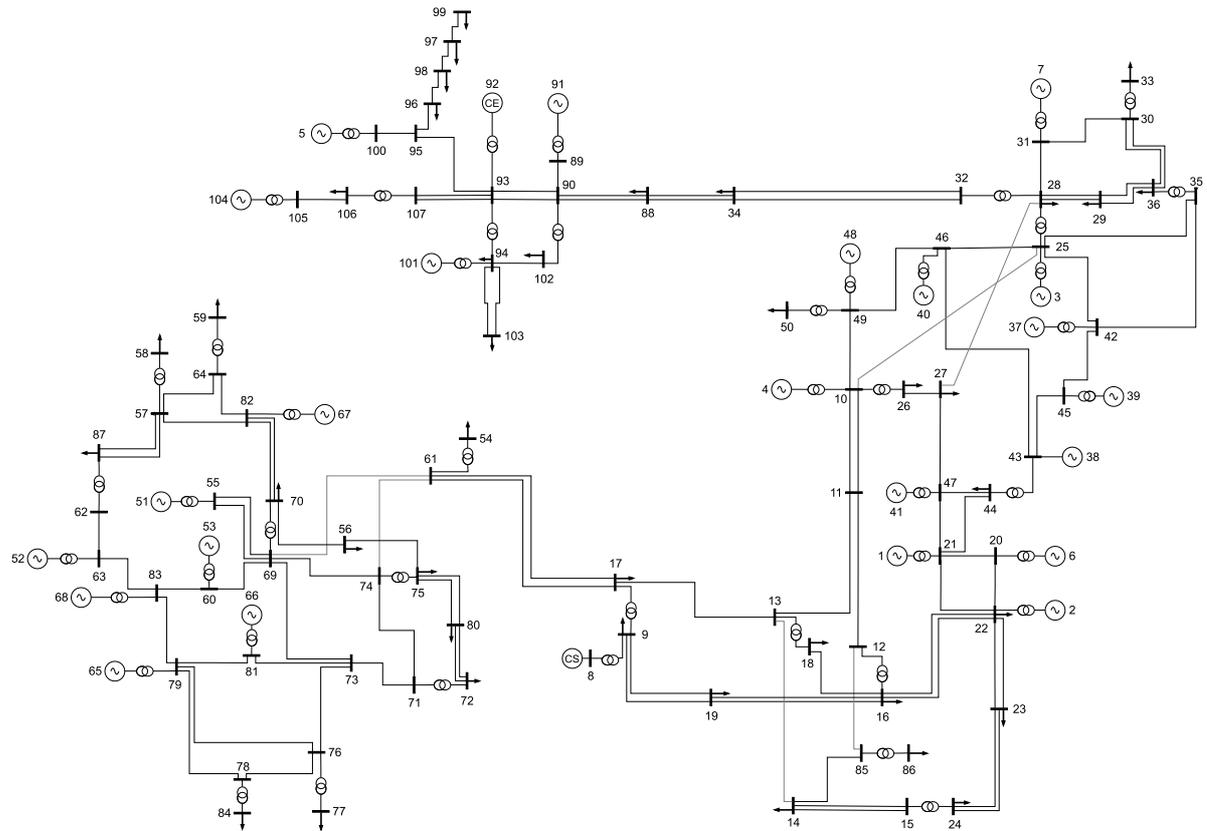
O sistema consiste de três diferentes áreas, representando as regiões Sudeste, Mato Grosso e Sul do Brasil. A rede contém, além das 107 barras, 25 geradores, 171 linhas de transmissão e 40 cargas distribuídas. Os níveis de tensão são de 230 kV nas regiões Sul e Mato Grosso, além de 345 kV e 500 kV na região Sudeste. A capacidade de geração é de 22 GW e a carga instalada é de 12 GW. Os dados do sistema modelado podem ser vistos nas Tabelas 30 e 31.

Para a plena observabilidade do sistema, são alocadas 40 PMUs nas barras 5, 6, 7, 9, 10, 15, 18, 21, 22, 25, 28, 30, 37, 38, 39, 40, 41, 49, 53, 54, 55, 57, 59, 63, 65, 68, 72, 75, 77, 81, 82, 84, 85, 88, 91, 93, 94, 96, 99 e 105. É interessante notar que o número superior de PMUs necessário é superior ao sistema de 118 barras devido à fragilidade da região Mato Grosso, que possui pontos com topologia de sistema radial atendidos em circuito simples (ALVES, 2007).

#### 4.3.1 Sistema 107 Barras: Estudo Estatístico

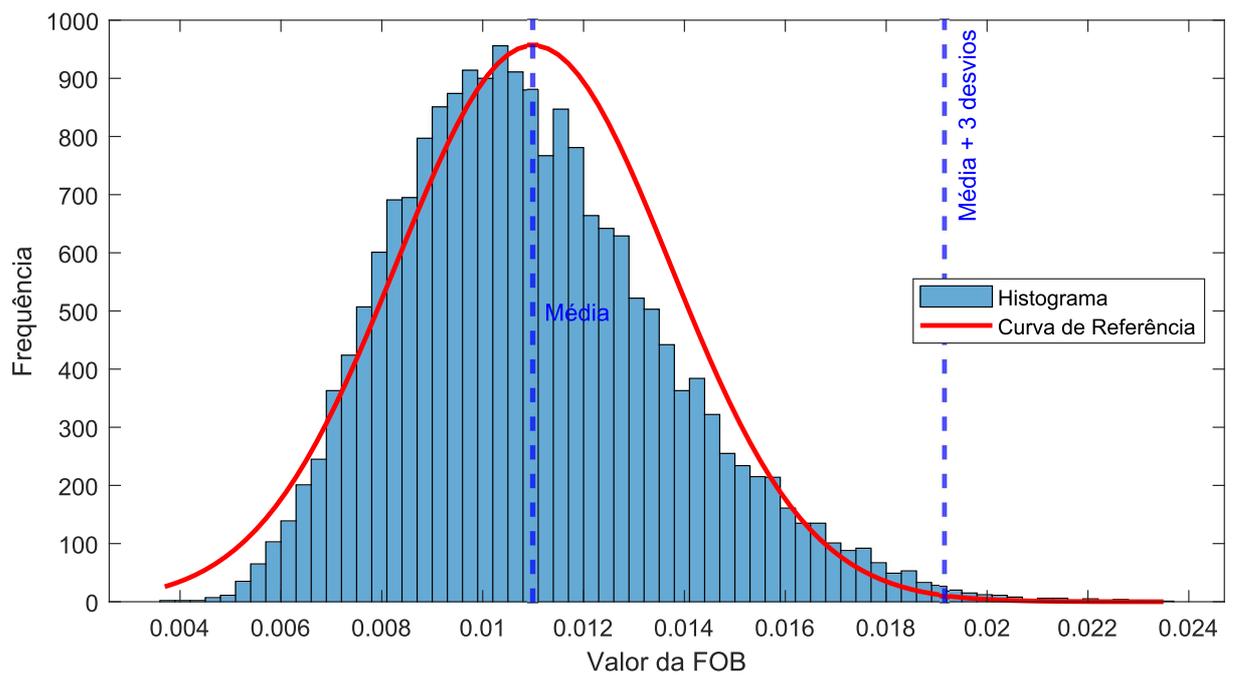
Na Figura 42 está o histograma gerado após 20.000 Simulações de Monte Carlo do estimador. O valor limite da FOB para detecção de erros não-aleatórios é  $J(\hat{\mathbf{x}})_{107}^{LIM} = 0,019155$ , a maior dentre os três sistemas abordados.

Figura 41 – Diagrama unifilar do sistema teste de 107 barras



Fonte: Adaptada de Alves (2007)

Figura 42 – Sistema 107 barras: histograma da função objetivo



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

### 4.3.2 Sistema 107 Barras: Caso base

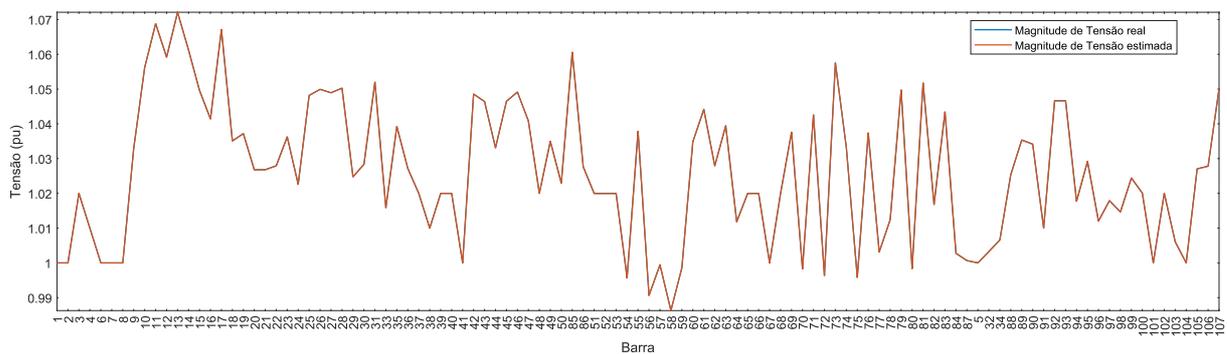
As Figuras 43 e 44 ilustram o funcionamento normal do sistema, apenas na presença de erros aleatórios. A função objetivo nesta execução foi de  $J(\hat{\mathbf{x}}) = 0,0125$  e o erro médio de tensão foi de 0,002%. Ressalta-se que o sistema possui barras de carga (10-14, 17, 28, 31, 73, 81, 85, e 107) que operam já acima do limite padrão de segurança de 1.05 pu. Desta forma, a estimação correta da magnitude de tensão torna-se ainda mais fundamental, para evitar ações errôneas por parte do Operador.

No sistema em estudo, ressalta-se que, no eixo das barras dos gráficos apresentados, os índices estão rearranjados de forma a mostrar:

- Em primeiro as 49 barras da região Sudeste (barras 1-4, 6-31, 33, 35-50, 85 e 86);
- Em segundo as 35 barras da região Sul (barras 51-84 e 87);
- Em terceiro as 23 barras da região Mato Grosso (barras 5, 32, 34 e 88-107).

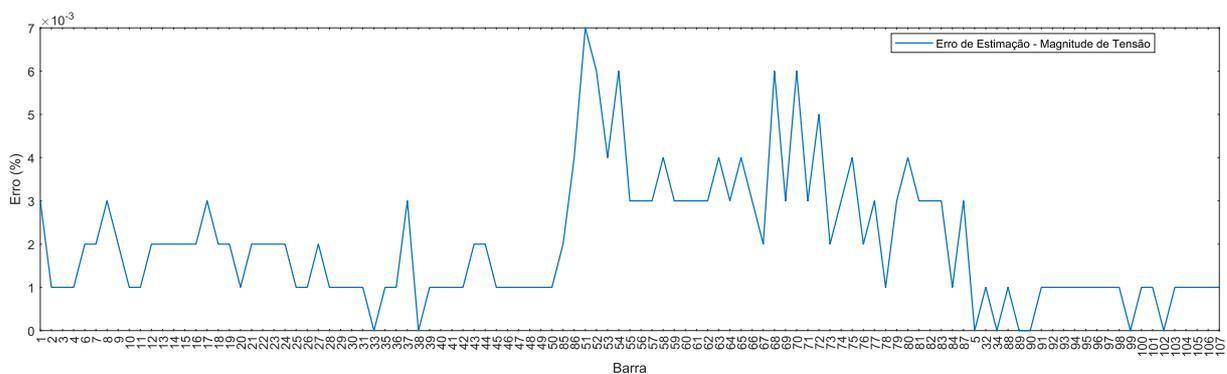
Este rearranjo tem como objetivo ilustrar os efeitos dos erros grosseiros de parâmetro e de medição na região em que ocorrem e como podem se proliferar para outras áreas.

Figura 43 – Sistema 107 barras: magnitude de tensão real/estimada - Caso Base



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 44 – Sistema 107 barras: erro de estimação de tensão - Caso Base



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

### 4.3.3 Sistema 107 Barras: Inserção e Correção de Erros

Nesta seção, serão apresentados diferentes casos de inserção de erros grosseiros de parâmetro e de medição.

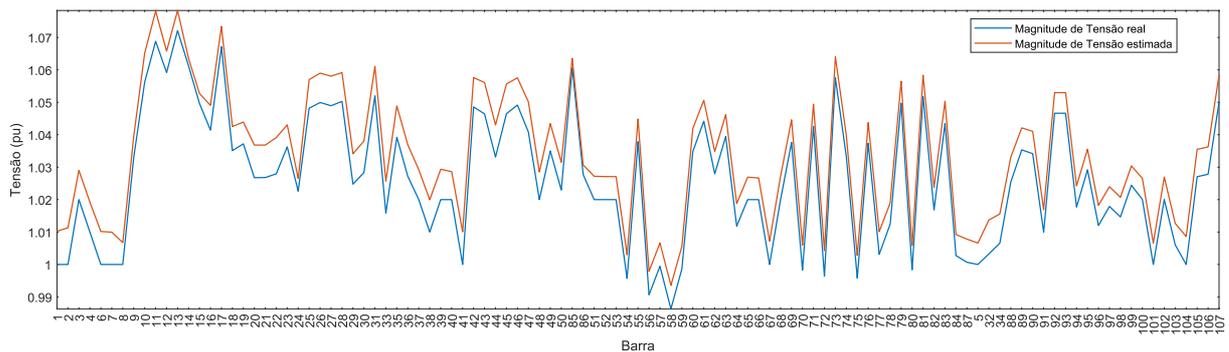
#### 4.3.3.1 Sistema 107 Barras: Caso 1

Neste caso, serão inseridos 3 erros grosseiros de parâmetro em linhas da mesma região (Sudeste). Os erros são:

- Resistência das linhas 11-15 e 14-13: valores alterados para 50% do nominal.
- Reatância da linha 11-12: valor alterado para 200% do nominal.

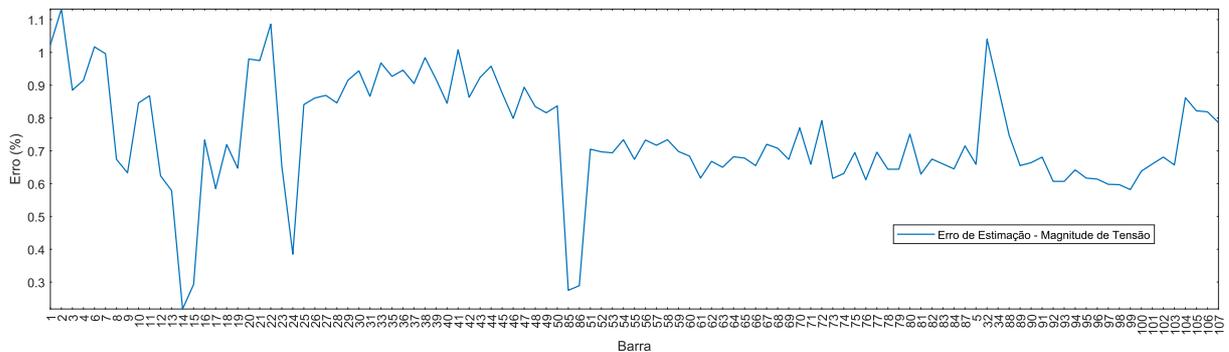
As figuras 45 e 46 mostram a alteração do estado operativo considerando estes erros na estimação. O valor da FOB foi de  $J(\hat{\mathbf{x}}) = 444,345$  e o erro médio de estimação de magnitude de tensão foi de 0,74%.

Figura 45 – Sistema 107 barras: magnitude de tensão real/estimada - Caso 1



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 46 – Sistema 107 barras: erro de estimação de tensão - Caso 1



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Apesar da incidência dos erros grosseiros ser apenas na região Sudeste, nota-se que a influência destes tem penetração nas demais regiões.

Os resíduos de medição que ultrapassam o limite da média e desvio presentes estão na tabela 15. A linha 18-16 que não possui erro é tida como suspeita.

Tabela 15 – Sistema 107 barras: maiores resíduos de medição - Caso 1

Medição (linha)	Resíduos de medição
10 (11-12)	0,9686
15 (14-13)	0,7544
11 (11-13)	0,5939
22 (18-16)	0,5003

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Com a identificação das linhas suspeitas, parte-se para o uso dos otimizadores a fim de corrigir os erros de parâmetro. A Tabela 16 mostra os resultados obtidos com o uso do método dos pontos interiores para otimização do problema. Percebe-se que há erros superiores a 100% multando o parâmetro da resistência de uma linha que não estava contaminada (11-12) e também deixando de corrigir efetivamente a resistência da linha 14-13. Os parâmetros de reatância foram calculados com melhor êxito, ainda que o único erro desta grandeza tenha divergência significativa no cálculo de seu fator de calibração. Valores de  $P_{km}$  chegaram a sofrer 8% de desvio, mesmo na ausência deste tipo de erro e os valores de  $Q_{km}$  foram ainda mais afetados.

Tabela 16 – Sistema 107 barras: erros inseridos e fatores calculados - MPI Caso 1

Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
11-12	1	2,2776	0,5	1,8451	1	0,9953	1	1,5362
14-13	2,0	0,9699	1	0,9990	1	0,9885	1	0,7210
11-13	0,5	2,1820	1	0,9995	1	1,0837	1	1,0635
18-16	1	1,0372	1	1,0006	1	0,9992	1	0,9676

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Ao utilizar o Algoritmo Genético como otimizador do problema, logo depara-se com sua não execução no ambiente do MATLAB, com este acusando a mensagem de erro "*Warning: Matrix is singular, close to singular or badly scaled. Results may be inaccurate. RCOND = NaN.*", relacionada ao mal condicionamento matricial do MQP, devido a valores escolhidos pelo otimizador para a sua evolução.

Por fim, na Tabela 17, estão demonstrados os resultados obtidos pela busca de padrões. Todos os fatores foram calculados com excelência, não havendo multa significativa a parâmetros ou medições não contaminadas. Estas poderiam, ainda, ser suavizadas com o Passo 8 da metodologia proposta, voltando os limites inferiores e superiores destas posições ao valor unitário e repetindo o processo de otimização.

Tabela 17 – Sistema 107 barras: erros inseridos e fatores calculados - GPSA Caso 1

Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
11-12	1	0,9983	0,5	1,9995	1	1	1	1
14-13	2,0	0,4985	1	1,0002	1	1,0006	1	1
11-13	0,5	1,9973	1	1,0012	1	1	1	1
18-16	1	0,9705	1	1,0001	1	1	1	1,0259

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

A Tabela 18 agrega os principais dados dos processos comparando os otimizadores. É possível notar que novamente o MPI utilizou de menos iterações para chegar a uma resposta ótima e, mesmo que o cálculo dos fatores tenha sido errôneo, a FOB foi minimizada com valores inferiores observados no GPSA. O AG não convergiu desde o início do processo, desta forma não há cômputo de seus valores. Já o GPSA foi cerca de 4 vezes mais rápido que o MPI e chegou a valores ótimos condizentes com os erros inseridos propositalmente. A busca de padrões chegou ao limite de 500 iterações.

Tabela 18 – Sistema 107 barras: comparação entre os otimizadores - Caso 1

Otimizador	Valor da FOB	Número de Iterações/Gerações	Tempo decorrido (s)	Erro Máximo (%)
MPI	0,0084	52	829,7	> 100%
GA		Não converge		
GPSA	0,0119	500	215,5	0,09

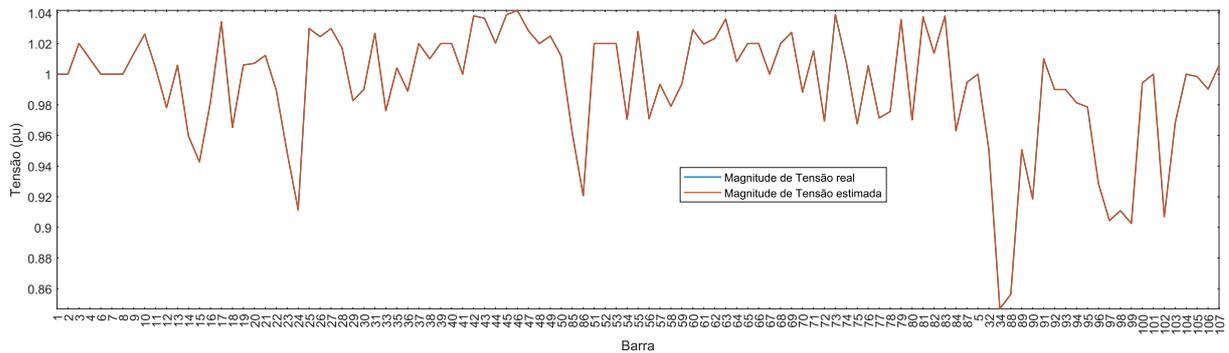
Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

#### 4.3.3.2 Sistema 107 Barras: Caso 2

O fator de carregamento de todos os sistemas apresentados foi sempre considerado unitário. Para o sistema de 107 barras será introduzido o ponto de máximo carregamento (PMC), para avaliar a barra crítica do sistema. O valor é obtido através do fluxo de potência continuado proposto por Ajjarapu e Christy (1992) através do aumento gradual da carga do sistema — e a solução do fluxo de potência até que o processo iterativo não mais convirja. A ferramenta é essencial para estudos de análise de segurança de tensão nos sistemas de potência.

Vale destacar que o PMC não é obtido de fato, mas sim chega-se a um ponto muito próximo deste, pois a matriz Jacobiana do fluxo de potência é singular no ponto. A Figura 47 mostra o estado operativo do sistema no PMC e nota-se que a barra 34 é crítica do sistema, com a tensão baixando para 0,84 pu. Os erros de estimação neste ponto do sistema não são significativos na presença de erros aleatórios apenas. Mais a frente, no entanto, serão abordados os erros de estimação na presença dos demais erros.

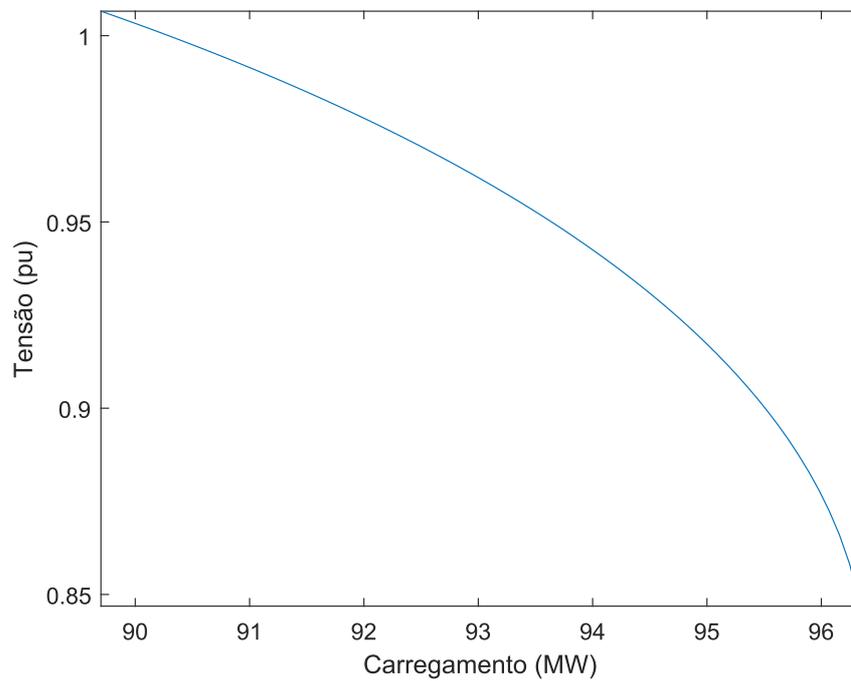
Figura 47 – Sistema 107 barras: magnitude de tensão real/estimada no PMC



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Já na Figura 48 nota-se o efeito do carregamento da barra 34 na tensão desta, sendo que o fator máximo de carregamento antes do processo deixar de convergir é  $FC_{\text{máx}} = 1,074$ .

Figura 48 – Sistema 107 barras: tensão na barra crítica

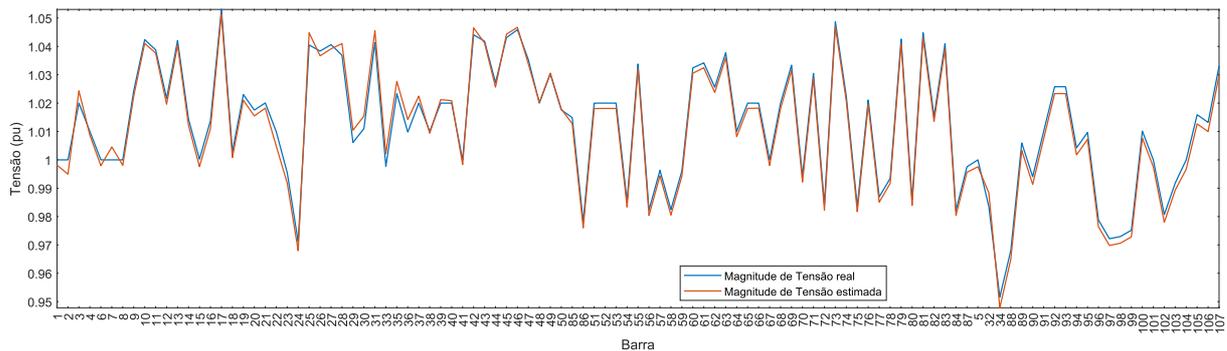


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Para evitar problemas de convergência nos otimizadores, o ponto de carregamento será  $FC = 1.043$ , último valor no qual a tensão da barra 34 ainda está acima do limite inferior de segurança de 0,95 pu.

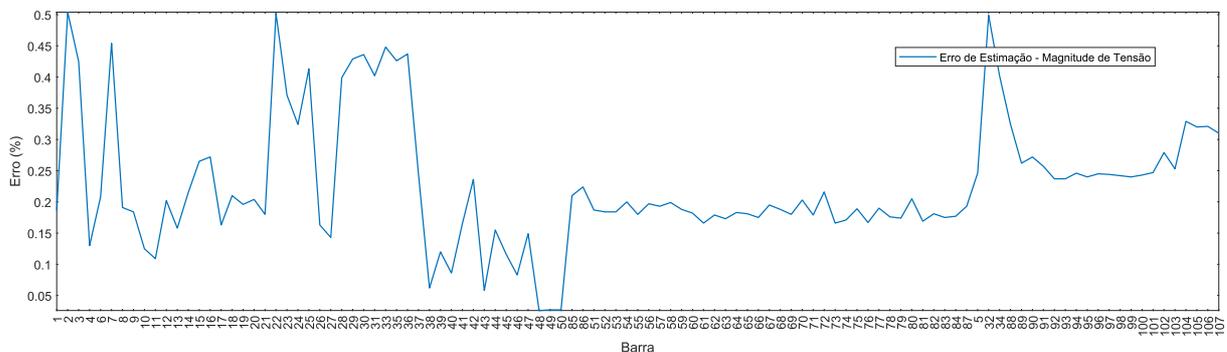
Neste ponto de operação, são inseridos 1 erro grosseiro de parâmetro e 1 de medição. O erro de parâmetro é de 0,333 do valor nominal e é inserido na reatância o circuito 1 da linha que interliga as barras 32-34 e que serve de escoamento da energia para a região Mato Grosso. O Erro de medição ocorre na região Sudeste e foi de 2,5 vezes o valor da medição de  $P_{km}$  na linha 10-25. O estado operativo resultante da inserção pode ser visto nas Figuras 49 e 50. A função objetivo neste cenário assume valor de  $J(\hat{x}) = 992,45$ . A Tabela 19 apresenta os maiores resíduos de medição e as linhas suspeitas de erro.

Figura 49 – Sistema 107 barras: magnitude de tensão real/estimada - Caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 50 – Sistema 107 barras: erro de estimação de tensão - Caso 2



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Tabela 19 – Sistema 107 barras: maiores resíduos de medição - Caso 2

Medição (linha)	Resíduos de medição
7 (10-25)	1,9443
58 (32-34)	0,9326
9 (10-49)	0,9205
43 (25-46)	0,8423

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Identificadas as linhas suspeitas, parte-se para o uso dos otimizadores a fim da correção dos erros presentes. A Tabela 20 apresenta os fatores de calibração calculados através do método dos pontos interiores. Nota-se que o erro de parâmetro e o erro grosseiro de medição foram devidamente corrigidos, no entanto, ao custo da penalização errônea de parâmetros de resistência e do fluxo de potência reativa de linhas não contaminadas.

Tabela 20 – Sistema 107 barras: erros inseridos e fatores calculados - MPI Caso 2

Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
10-25	1	1	1	1,0034	2.5	0,3998	1	0,9990
32-34	1	1,2156	0,333	2,9564	1	0,9766	1	0,9128
10-49	1	1,2000	1	0,9996	1	0,9952	1	1,6711
25-46	1	1	1	1	1	1	1	1

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Os fatores calculados através do uso do Algoritmo Genético podem ser vistos na Tabela 21. Apenas o erro grosseiro de medição foi corrigido satisfatoriamente, com a penalização excessiva das demais posições relaxadas, chegando a multar em 75% um parâmetro não contaminado.

Tabela 21 – Sistema 107 barras: erros inseridos e fatores calculados - GA Caso 2

Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
10-25	1	1	1	1,7516	2.5	0,3942	1	0,9153
32-34	1	0,3266	0,333	2,7895	1	0,9298	1	0,1640
10-49	1	0,2453	1	1,0107	1	0,9995	1	1,2122
25-46	1	1	1	1,0006	1	1	1	1

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Por fim, na Tabela 22 estão presentes os fatores de calibração calculados através da busca de padrões generalizada. O otimizador corrigiu ambos os erros com excelência e sem penalização de linhas não contaminadas, com taxa de precisão superior a 99,86%.

Tabela 22 – Sistema 107 barras: erros inseridos e fatores calculados - GPSA Caso 2

Linha Suspeita	Resistência		Reatância		$P_{km}$		$Q_{km}$	
	Erro abs	Fator $\eta_r$	Erro abs	Fator $\eta_x$	Erro abs	Fator $\lambda_{P_{km}}$	Erro abs	Fator $\lambda_{Q_{km}}$
10-25	1	1	1	0,9911	2.5	0,4003	1	1,0014
32-34	1	1	0,333	3,0002	1	1	1	1
10-49	1	1,0093	1	1	1	1	1	1,0004
25-46	1	1	1	1	1	1	1	1

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Ao comparar o desempenho dos 3 otimizadores, observa-se que o que apresentou melhor desempenho foi o GPSA. O maior erro observado neste foi de 0,14% e também apresentou o menor tempo computacional, corrigindo ambos os erros em menos de 3

minutos. O desempenho do GA foi o pior, tanto em termos de tempo computacional, superior a 30 minutos, quanto em aplicação errônea de multas a linhas não contaminadas, com erros superando 75% dos valores nominais. O valor da FOB foi também o pior obtido. O MPI por sua vez apresentou desempenho intermediário, não requisitando do limite de iterações para chegar a uma resposta ótima, apesar de fazê-lo em um tempo elevado de 19 minutos. Também houve penalização errônea de linhas, chegando a superar 20% em relação aos dados originais. A Tabela 23 apresenta essas conclusões.

Tabela 23 – Sistema 107 barras: comparação entre os otimizadores - Caso 2

Otimizador	Valor da FOB	Número de Iterações/Gerações	Tempo decorrido (s)	Erro Máximo (%)
MPI	0,0149	73	1179,2	21,6
GA	1,89121	500	2073,4	75,5
GPSA	0,0097	500	132,6	0,14

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

## 5 CONCLUSÃO

Neste último capítulo, serão apresentadas as conclusões sobre a metodologia desenvolvida neste trabalho, destacando as vantagens do algoritmo implementado e o norteamento para trabalhos futuros.

### 5.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A operação segura e eficiente do Sistema Interligado Nacional é uma das principais responsabilidades do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Para garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema, o ONS realiza uma série de estudos elétricos que abrangem desde o planejamento de longo prazo até a operação em tempo real. Esses estudos são fundamentais para a tomada de decisões estratégicas, como a alocação de recursos, a definição de políticas de planejamento e a operação em si, que envolve uma série de estudos preliminares, bem como ações corretivas de mitigação de riscos associados a eventos adversos, como falhas de equipamentos, erros de medição ou variações bruscas na demanda.

No contexto da estimação de estados, um dos pilares da operação em tempo real, o ONS busca determinar o estado operativo mais provável do sistema com base em medições provenientes de unidades de medição fasorial sincronizadas e outros dispositivos de monitoramento. A estimação de estados é essencial para a detecção de anomalias, como erros grosseiros de medição ou parâmetros, que podem comprometer a qualidade da operação e, em casos extremos, levar a colapsos no sistema. No entanto, a crescente complexidade do SIN, impulsionada pela integração de fontes renováveis intermitentes e pela expansão da rede, tem aumentado os desafios associados à estimação de estados, exigindo metodologias cada vez mais robustas e precisas.

Nesse cenário, a presente dissertação propõe uma abordagem inovadora para a detecção e correção de erros grosseiros de medição e de parâmetros em sistemas elétricos de potência, combinando técnicas avançadas de estimação de estados com métodos de otimização. A abordagem proposta foi validada em três sistemas testes: o IEEE 24 barras, o IEEE 118 barras e um sistema teste brasileiro de 107 barras, representativo das regiões Sudeste, Sul e Mato Grosso do país. Os resultados demonstraram a eficácia da metodologia em diferentes cenários, desde o caso base até situações com inserção de erros grosseiros e operação próxima ao ponto de máximo carregamento do sistema.

A metodologia proposta mostrou-se eficaz na detecção de erros grosseiros de medição e parâmetros, utilizando a análise de resíduos de medição. Em todos os sistemas testados, o valor da função objetivo foi utilizado para detectar a presença de erros não aleatórios, mesmo em cenários complexos, como o sistema equivalente brasileiro de 107 barras, onde a topologia radial e a alta carga representaram desafios adicionais.

Foram testados três algoritmos de solução para o problema de otimização: o Método dos Pontos Interiores, o Algoritmo Genético e o Algoritmo Generalizado de Busca de Padrões. O GPSA destacou-se como o mais eficiente, tanto em termos de tempo computacional quanto na precisão da correção dos erros. Em contraste, o GA apresentou desempenho inferior, com dificuldades de convergência e erros significativos na correção de parâmetros. O MPI, embora mais lento que o GPSA, mostrou-se uma alternativa viável, especialmente em sistemas menores.

A metodologia foi aplicada com sucesso em um sistema equivalente brasileiro de 107 barras, demonstrando sua viabilidade em diferentes topologias de rede. A capacidade de corrigir erros em regiões críticas, como a barra 34 próxima ao PMC, reforça a relevância da abordagem para a operação segura e eficiente de sistemas elétricos.

Através de simulações de Monte Carlo, foi possível estabelecer limites estatísticos para a FOB, permitindo a detecção confiável de erros. Essa análise foi crucial para validar a robustez do estimador em diferentes cenários operacionais. Também foi realizado um breve estudo da incerteza de parâmetros físicos nas linhas do Sistema IEEE 24 Barras. Notou-se que com uma incerteza de até 1% em um dos parâmetros de uma linha aleatória do sistema, durante a SMC, obtém-se erros de estimação de variáveis de potência reativa superiores a 80%, demonstrando que esta é uma variável mais sensível a erros de parâmetro.

Apesar dos resultados promissores, algumas limitações foram identificadas. O GA apresentou dificuldades de convergência e erros significativos na correção de parâmetros, especialmente em sistemas maiores. Em alguns casos, otimizadores como o MPI e o GA aplicaram muitas excessivas a linhas não contaminadas. Embora a metodologia tenha sido testada em sistemas de até 118 barras, sua aplicação em redes ainda maiores pode ser testada.

Este trabalho contribui para o campo da estimação de estados em sistemas elétricos de potência, oferecendo uma metodologia robusta para a detecção e correção de erros grosseiros de parâmetro e de medição. Os resultados obtidos destacam a importância do uso de técnicas de otimização, como o GPSA, para garantir a confiabilidade e a segurança operacional de sistemas elétricos complexos e em diferentes pontos de operação. A aplicação bem-sucedida em um sistema teste brasileiro de 107 barras reforça o potencial da abordagem para uso em cenários reais, contribuindo para a operação eficiente e segura do sistema elétrico nacional.

## 5.2 TRABALHOS FUTUROS

A fim de aproveitar as vantagens da metodologia proposta, os seguintes trabalhos futuros são sugeridos para aprimorar ainda mais a estimação de estados:

- Emprego de diferentes planos de medições e estratégia diferenciada de alocação de

medidores. Pode-se considerar também a existência do SCADA, bem como dados históricos da rede e pseudomedidas, acrescentando uma etapa de sincronização devido às diferentes granularidades temporais dos equipamentos;

- Utilização de estimadores de estados diferentes do MQP para comparar o desempenho na presença de erros, como estimadores robustos;
- Emprego da metodologia em sistemas testes de maior porte para avaliação da eficácia;
- Adaptação do algoritmo do fluxo de potência e do estimador de estados para redes de distribuição, realizando testes em sistemas já consolidados;
- Alteração de parâmetros de entrada dos otimizadores, sobretudo do Algoritmo Genético, para possível obtenção de melhores resultados na correção;
- Abordagem mais refinada para a relaxação dos limites inferiores e superiores pode ser útil para mitigar o problema de penalização de parâmetros ou medições de linhas não contaminadas.
- Incorporação de técnicas de processamento paralelo para melhorar a eficiência temporal dos otimizadores;
- Utilização de diferentes meta-heurísticas para comparação de resultados.

## REFERÊNCIAS

- ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. **Power system state estimation: theory and implementation**. [S.l.]: CRC press, 2004.
- AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow: a tool for steady state voltage stability analysis. **IEEE transactions on Power Systems**, Ieee, v. 7, n. 1, p. 416–423, 1992.
- AL-ROOMI, A. R. **Power Flow Test Systems Repository**. Halifax, Nova Scotia, Canada: [s.n.], 2015. Disponível em: <<https://al-roomi.org/power-flow>>.
- ALSAC, O.; VEMPATI, N.; STOTT, B.; MONTICELLI, A. Generalized state estimation. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 13, n. 3, p. 1069–1075, 1998.
- ALVES, W. **Proposição de Sistemas-teste para Análise Computacional de Sistemas de Potência**. Dissertação (Dissertacao de mestrado) — Universidade Federal Fluminense, 2007.
- ANDERSON, P. M. **Analysis of faulted power systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 1995. v. 11.
- AUDET, C.; JR, J. E. D. Analysis of generalized pattern searches. **SIAM Journal on optimization**, SIAM, v. 13, n. 3, p. 889–903, 2002.
- BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. **IEEE Transactions on Power systems**, IEEE, v. 9, n. 3, p. 1601–1609, 1994.
- BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. A branch-current-based state estimation method for distribution systems. **IEEE transactions on power systems**, IEEE, v. 10, n. 1, p. 483–491, 1995.
- BARAN, M. E.; ZHU, J.; ZHU, H.; GARREN, K. E. A meter placement method for state estimation. **IEEE Transactions on Power systems**, IEEE, v. 10, n. 3, p. 1704–1710, 1995.
- BHONSLE, J. S.; JUNGHARE, A. An optimal pmu-pdc placement technique in wide area measurement system. In: **2015 International Conference on Smart Technologies and Management for Computing, Communication, Controls, Energy and Materials**. [S.l.: s.n.], 2015.
- BIAN, X.; LI, X. R.; CHEN, H.; GAN, D.; QIU, J. Joint estimation of state and parameter with synchrophasors—part ii: Parameter tracking. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 26, n. 3, p. 1209–1220, 2011.
- CELIK, M. K.; ABUR, A. A robust wlvav state estimator using transformations. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 7, n. 1, p. 106–113, 1992.
- CRAWFORD, K.; BARAN, M. E. Topology error monitoring using bad data detection methods. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 60, n. 1, p. 1476–1483, 2023.

CUTSEM, T. V.; QUINTANA, V. Network parameter estimation using online data with application to transformer tap position estimation. In: IET. **IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution)**. [S.l.], 1988. v. 135, n. 1, p. 31–40.

CUTSEM, T. V.; RIBBENS-PAVELLA, M.; MILI, L. Hypothesis testing identification: A new method for bad data analysis in power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 11, p. 3239–3252, 1984.

DEBS, A. Estimation of steady-state power system model parameters. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 5, p. 1260–1268, 1974.

DUQUE, F. G.; OLIVEIRA, L. W. de; OLIVEIRA, E. J. de; AUGUSTO, A. A. State estimator for electrical distribution systems based on an optimization model. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 152, p. 122–129, 2017.

EPE. **Balanco Energético Nacional**. 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>>.

FANG, Z.; LIN, Y.; SONG, S.; LI, C.; LIN, X.; WANG, F.; LU, Y. A comprehensive framework for robust ac/dc grid state estimation against measurement and control input errors. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 37, n. 2, p. 1067–1077, 2021.

FETZER, E.; ANDERSON, P. Observability in the state estimation of power systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 94, n. 6, p. 1981–1988, 1975.

FINK, L. H.; CARLSEN, K. Operating under stress and strain [electrical power systems control under emergency conditions]. **IEEE spectrum**, IEEE, v. 15, n. 3, p. 48–53, 1978.

FLETCHER, D.; STADLIN, W. Transformer tap position estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 11, p. 3680–3686, 1983.

G1. **Governo trabalha para expandir mercado livre de energia a consumidores residenciais até 2030**. 2024. Disponível em: <[g1.globo.com/economia/noticia/2024/02/18/governo-trabalha-para-expandir-mercado-livre-de-energia-a-consumidores-residenciais-ate-2030.ghtml](https://g1.globo.com/economia/noticia/2024/02/18/governo-trabalha-para-expandir-mercado-livre-de-energia-a-consumidores-residenciais-ate-2030.ghtml)>.

GARCIA, t. A.; MONTICELLI, A.; ABREU, P. Fast decoupled state estimation and bad data processing. **IEEE Transactions on Power apparatus and Systems**, IEEE, n. 5, p. 1645–1652, 1979.

GJELSVIK, A.; AAM, S.; HOLTEN, L. Hachtel’s augmented matrix method—a rapid method improving numerical stability in power system static state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 11, p. 2987–2993, 1985.

GOLDBERG, D. E. Genetic algorithms in search optimization and machine learning. **Addison Wesley**, 1989.

GOU, B.; ABUR, A. An improved measurement placement algorithm for network observability. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 16, n. 4, p. 819–824, 2001.

- GRUBBS, F. E. Procedures for detecting outlying observations in samples. **Technometrics**, Taylor & Francis, v. 11, n. 1, p. 1–21, 1969.
- HABIBALLAH, I. O.; QUINTANA, V. H. Efficient treatment of parameter errors in power system state estimation. **Electric power systems research**, Elsevier, v. 24, n. 2, p. 105–109, 1992.
- HANDSCHIN, E.; SCHWEPPE, F. C.; KOHLAS, J.; FIECHTER, A. Bad data analysis for power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, v. 94, n. 2, p. 329–337, 1975.
- IRVING, M.; OWEN, R.; STERLING, M. Power-system state estimation using linear programming. In: IET. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**. [S.l.], 1978. v. 125, n. 9, p. 879–885.
- KALMAN, R. E. A new approach to linear filtering and prediction problems. **Journal of Basic Engineering**, v. 82, n. 1, p. 35–45, 03 1960. ISSN 0021-9223. Disponível em: <<https://doi.org/10.1115/1.3662552>>.
- KALTENBACH, J.-C. **Long-term expansion of power transmission systems to satisfy security requirements economically. Final report**. [S.l.], 1968.
- KARMARKAR, N. A new polynomial-time algorithm for linear programming. In: **Proceedings of the sixteenth annual ACM symposium on Theory of computing**. [S.l.: s.n.], 1984. p. 302–311.
- KOTIUGA, W. W.; VIDYASAGAR, M. Bad data rejection properties of weighted least absolute value techniques applied to static state estimation. **IEEE Transactions on Power apparatus and systems**, IEEE, n. 4, p. 844–853, 1982.
- LARSON, R.; PESCHON, J. **Feasibility study of system state estimation**. [S.l.], 1968.
- LIACCO, T. D. Real-time computer control of power systems. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 62, n. 7, p. 884–891, 1974.
- LIACCO, T. E. D. Power/energy: System security: The computer's role: Several security-related functions can be aided by the digital computer, and linked together by a software scheme. **IEEE spectrum**, IEEE, v. 15, n. 6, p. 43–50, 1978.
- LIN, Y.; ABUR, A. Robust state estimation against measurement and network parameter errors. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 33, n. 5, p. 4751–4759, 2018.
- LIU, C.; HE, W.; DENG, R.; TIAN, Y.-C.; DU, W. False-data-injection-enabled network parameter modifications in power systems: Attack and detection. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, IEEE, v. 19, n. 1, p. 177–188, 2022.
- LIU, C.; LI, Y.; ZHU, H.; TANG, Y.; DU, W. Parameter-estimate-first false data injection attacks in ac state estimation deployed with moving target defense. **IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers**, IEEE, v. 71, n. 4, p. 1842–1851, 2024.
- LIU, G.; TIAN, E.; ZHAO, X.; CHEN, H. Critical-area-based stochastic dos attack strategy design against remote state estimation in multi-area power systems. **IEEE Signal Processing Letters**, IEEE, 2024.

LIU, W.-H.; WU, F. F.; LUN, S.-M. Estimation of parameter errors from measurement residuals in state estimation (power systems). **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 7, n. 1, p. 81–89, 1992.

LUENBERGER, D. G.; YE, Y. **Linear and Nonlinear Programming**. 4th. ed. [S.l.]: Springer Publishing Company, Incorporated, 2016. ISBN 3319374397.

MELO, I. D. **Estimação de Estado Harmônico para Sistemas Radiais de Distribuição Usando Medição Fasorial Sincronizada**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2015.

MELO, I. D. **Estimação de estados: uma abordagem sistêmica sobre qualidade de energia**. [S.l.]: Blucher, 2022.

MERRILL, H. M.; SCHWEPPE, F. C. Bad data suppression in power system static state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-90, n. 6, p. 2718–2725, 1971.

MILI, L.; PHANIRAJ, V.; ROUSSEUW, P. J. Least median of squares estimation in power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 6, n. 2, p. 511–523, 1991.

MONTICELLI, A. **State estimation in electric power systems: a generalized approach**. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2012.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. Reliable bad data processing for real-time state estimation. **IEEE transactions on power apparatus and systems**, IEEE, n. 5, p. 1126–1139, 1983.

MONTICELLI, A.; MURARI, C.; WU, F. F. A hybrid state estimator: Solving normal equations by orthogonal transformations. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 12, p. 3460–3468, 1985.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. [S.l.]: E. Blucher, 1983.

MORAES, R.; VOSKIS, H. Synchrophasor activities in brazil. In: **North American SynchroPhasor Initiative (NASPI) Work Group Meeting**. [s.n.], 2007. Disponível em: <<https://www.naspi.org/node/465>>.

MORAES, V. C. de; SOUSA, L. L. S. de; MELO, I. D. de; DUQUE, C. A.; SOUZA, M. A. de; OLIVEIRA, B. C. de. Transmission line parameters estimation using synchronised phasor measurements. In: IEEE. **2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)**. [S.l.], 2024. p. 1–5.

MOSHTAGH, S.; RAHMANI, M. Robust hybrid state estimation for power systems utilizing phasor measurements units. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 196, p. 107195, 2021.

NIAN-DE, X.; SHI-YING, W.; ER-KENG, Y. A new approach for detection and identification of multiple bad data in power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 2, p. 454–462, 1982.

NUQUI, R. F.; PHADKE, A. G. Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 20, n. 4, p. 2381–2388, 2005.

ONS. **Cenário Tecnológico do ONS**. 2020. Disponível em: <[https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PDDT2020\\_Apendice1.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PDDT2020_Apendice1.pdf)>.

ONS. **Especificação Funcional: Evolução do Estimador de Estado REGER**. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Especifica%C3%A7%C3%A3o%20Funcional%20-%20Evolu%C3%A7%C3%A3o%20do%20Estimador%20REGER.pdf>>.

PARK, S.; MOHAMMADI-GHAZI, R.; LAVAEI, J. Nonlinear least absolute value estimator for topology error detection and robust state estimation. **IEEE Access**, IEEE, v. 9, p. 137198–137210, 2021.

PARK, Y.; KANG, J.; KIM, G.-H.; KIM, Y.-S. Least absolute value based temperature-dependent robust state estimation. **IEEE Access**, IEEE, 2024.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Synchronized phasor measurements and their applications**. [S.l.]: Springer, 2008. v. 1.

PRIMADIANTO, A.; LU, C.-N. A review on distribution system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 32, n. 5, p. 3875–3883, 2016.

ROGERS, S. K. Enhanced tracking of airborne targets using forward looking infrared measurements. **Wright-Patterson AFB, Ohio: School of Engineer, Air Force Institute of Technology**, 1981.

ROYTELMAN, I.; SHAHIDEHPOUR, S. State estimation for electric power distribution systems in quasi real-time conditions. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 8, n. 4, p. 2009–2015, 1993.

SCHWEPPE, F. C. Power system static-state estimation, part iii: Implementation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-89, n. 1, p. 130–135, 1970.

SCHWEPPE, F. C.; HANDSCHIN, E. J. Static state estimation in electric power systems. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 62, n. 7, p. 972–982, 1974.

SCHWEPPE, F. C.; ROM, D. B. Power system static-state estimation, part ii: Approximate model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 1, p. 125–130, 1970.

SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J. Power system static-state estimation, part i: Exact model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and systems**, IEEE, n. 1, p. 120–125, 1970.

SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J.; ROM, D. B. Power system static-state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and systems**, IEEE, n. 1, p. 120–135, 1970.

SENARATNE, D.; KIM, J. Sparse error correction for power network parameters. In: **IEEE ICASSP 2023-2023 IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing (ICASSP)**. [S.l.], 2023. p. 1–5.

SGBH. **Sistema de Ultra-Alta Tensão brasileiro se estende por 81 municípios, do Norte ao Sudeste**. 2022. Disponível em: <<https://stategrid.com.br/linha-de-transmissao-xingu-rio-completa-3-anos-de-operacao/>>.

SIMOES-COSTA, A.; QUINTANA, V. An orthogonal row processing algorithm for power system sequential state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 8, p. 3791–3800, 1981.

SIMOES-COSTA, A.; QUINTANA, V. A robust numerical technique for power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, IEEE, n. 2, p. 691–698, 1981.

SLUTSKER, I. W.; MOKHTARI, S.; CLEMENTS, K. A. Real time recursive parameter estimation in energy management systems. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 11, n. 3, p. 1393–1399, 1996.

SOLTANI, Z.; MA, S.; KHORSAND, M.; VITTAL, V. Simultaneous robust state estimation, topology error processing, and outage detection for unbalanced distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 38, n. 3, p. 2018–2034, 2022.

SOUZA, J. C. S. de; FILHO, M. B. D. C.; MEZA, E. B. M. Treatment of multiple network parameter errors through a genetic-based algorithm. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 79, n. 11, p. 1546–1552, 2009.

STOTT, B.; ALSAC, O.; MONTICELLI, A. J. Security analysis and optimization. **Proceedings of the IEEE**, IEEE, v. 75, n. 12, p. 1623–1644, 1987.

SUKHNANDAN, A.; HOCH, D. Fire induced flashovers of transmission lines: theoretical models. In: IEEE. **IEEE AFRICON. 6th Africon Conference in Africa**. [S.l.], 2002. v. 2, p. 617–622.

SUNDARAY, P.; WENG, Y. Alternative auto-encoder for state estimation in distribution systems with unobservability. **IEEE Transactions on smart grid**, IEEE, v. 14, n. 3, p. 2262–2274, 2022.

TORCZON, V. On the convergence of pattern search algorithms. **SIAM Journal on optimization**, SIAM, v. 7, n. 1, p. 1–25, 1997.

TRACTEBEL. **Linha de Transmissão UHE Belo Monte**. 2022. Disponível em: <<https://tractebel-engie.com.br/pt/referencias/linha-de-transmissao-uhe-belo-monte>>.

VEMPATI, N.; SLUTSKER, I. W.; TINNEY, W. F. Enhancement to givens rotations for power system state estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 6, n. 2, p. 842–849, 1991.

WILDES, J. M. **A static state estimator for a power system network**. Dissertação (Mestrado) — Massachusetts Institute of Technology, 1968.

WU, F. F.; MONTICELLI, A. Critical review of external network modelling for online security analysis. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 5, n. 4, p. 222–235, 1983.

- YANG, W.; SPARROW, S. N.; ASHTINE, M.; WALLOM, D. C.; MORSTYN, T. Resilient by design: Preventing wildfires and blackouts with microgrids. **Applied Energy**, Elsevier, v. 313, p. 118793, 2022.
- ZARCO, P.; EXPOSITO, A. G. Power system parameter estimation: a survey. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 15, n. 1, p. 216–222, 2000.
- ZARCO, P.; GOMEZ, A. Off-line determination of network parameters in state estimation. In: **Proc. 12th Power System Computation Conference**. [S.l.: s.n.], 1996. p. 1207–1213.
- ZHANG, J.; WANG, Y.; WENG, Y.; ZHANG, N. Topology identification and line parameter estimation for non-pmu distribution network: A numerical method. **IEEE Transactions on Smart Grid**, IEEE, v. 11, n. 5, p. 4440–4453, 2020.
- ZHANG, Z.; YANG, H.; YIN, X.; HAN, J.; WANG, Y.; CHEN, G. A load-shedding model based on sensitivity analysis in on-line power system operation risk assessment. **Energies**, MDPI, v. 11, n. 4, p. 727, 2018.
- ZHU, J.; ABUR, A. Identification of network parameter errors. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 21, n. 2, p. 586–592, 2006.

## ANEXO A – DADOS DOS SISTEMAS MODELADOS

Neste anexo constam os dados de barra e de linha para os sistemas modelados e apresentados.

### A.1 Sistema Tutorial

Tabela 24 – Dados de Barra do Sistema Tutorial

<b>Barra</b>	<b>Tipo</b>	<b>Tensão</b>	<b>Ângulo</b>	$P_{ger}$	$Q_{ger}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	<b>Shunt</b>	<b>Área</b>
1	2	1,030	0,0	232,4	-16,9	0	0	0	1
2	1	1,045	-4,98	40	42,4	0	0	0	1
3	3	1,010	-12,72	0	0	10	3,9	0	1

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

Tabela 25 – Dados de Linha do Sistema Tutorial

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R%</b>	<b>X%</b>	<b>Mvar</b>	<b>Tape</b>
1	1	2	1,938	5,917	5,280	1,000
2	1	3	5,403	22,304	4,920	1,000
3	2	3	4,699	19,797	4,380	1,000

Fonte: Elaborada pelo autor (2025).

### A.2 Sistema IEEE 24 Barras

Tabela 26 – Dados de Barra do IEEE 24 Barras

<b>Barra</b>	<b>Tipo</b>	<b>Tensão</b>	<b>Ângulo</b>	$P_{ger}$	$Q_{ger}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	<b>Shunt</b>	<b>Área</b>
1	1	1,035	-22	172	24,81	108	22	0	1
2	1	1,035	-22	172	17,1	97	20	0	1
3	3	1,000	-20	0	0	180	37	0	1
4	3	0,998	-24	0	0	74	15	0	1
5	3	1,017	-24	0	0	71	14	0	1
6	3	1,010	-27	0	0	136	28	-100	1
7	1	1,025	-21	240	53,09	125	25	0	1
8	3	0,992	-25	0	0	171	35	0	1
9	3	1,000	-22	0	0	175	36	0	1
10	3	1,000	-24	0	0	195	40	0	1
11	3	0,990	-16	0	0	0	0	0	1
12	3	1,003	-15	0	0	0	0	0	1
13	2	1,020	-13	285,3	117,5	265	54	0	2

Barra	Tipo	Tensão	Ângulo	$P_{ger}$	$Q_{ger}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	Shunt	Área
14	1	0,980	-13	0	-36,5	194	39	0	2
15	1	1,014	-4,8	215	-23,6	317	64	0	2
16	1	1,017	-5,5	155	32,79	100	20	0	2
17	3	1,039	-1,6	0	0	0	0	0	2
18	1	1,050	-,56	400	134,4	333	68	0	2
19	3	1,023	-6,4	0	0	181	37	0	2
20	3	1,038	-5,3	0	0	128	26	0	2
21	1	1,050	0	400	115,1	0	0	0	2
22	1	1,050	5,87	300	-30,1	0	0	0	2
23	1	1,050	-4	660	129	0	0	0	2
24	3	0,984	-11	0	0	0	0	0	2

Fonte: Autor, adaptado de Zhang *et al.* (2018)

Tabela 27 – Dados de Linha do IEEE 24 Barras

Linha	De	Para	R%	X%	Mvar	Tape
1	1	2	0,26	1,39	46,11	1,000
2	1	3	5,46	21,12	5,72	1,000
3	1	5	2,18	8,45	2,29	1,000
4	2	4	3,28	12,67	3,43	1,000
5	2	6	4,97	19,2	5,2	1,000
6	3	9	3,08	11,9	3,22	1,000
7	3	24	0,23	8,39	0	1,015
8	4	9	2,68	10,37	2,81	1,000
9	5	10	2,28	8,83	2,39	1,000
10	6	10	1,39	6,05	245,9	1,000
11	7	8	1,59	6,14	1,66	1,000
12	8	9	4,27	16,51	4,47	1,000
13	8	10	4,27	16,51	4,47	1,000
14	9	11	0,23	8,39	0	1,030
15	9	12	0,23	8,39	0	1,030
16	10	11	0,23	8,39	0	1,015
17	10	12	0,23	8,39	0	1,015
18	11	13	0,61	4,76	9,99	1,000
19	11	14	0,54	4,18	8,79	1,000
20	12	13	0,61	4,76	9,99	1,000
21	12	23	1,24	9,66	20,3	1,000
22	13	23	1,11	8,65	18,18	1,000
23	14	16	0,5	3,89	8,18	1,000

Linha	De	Para	R%	X%	Mvar	Tape
24	15	16	0,22	1,73	3,64	1,000
25	15	21	0,63	4,9	10,3	1,000
26	15	21	0,63	4,9	10,3	1,000
27	15	24	0,67	5,19	10,91	1,000
28	16	17	0,33	2,59	5,45	1,000
29	16	19	0,3	2,31	4,85	1,000
30	17	18	0,18	1,44	3,03	1,000
31	17	22	1,35	10,53	22,12	1,000
32	18	21	0,33	2,59	5,45	1,000
33	18	21	0,33	2,59	5,45	1,000
34	19	20	0,51	3,96	8,33	1,000
35	19	20	0,51	3,96	8,33	1,000
36	20	23	0,28	2,16	4,55	1,000
37	20	23	0,28	2,16	4,55	1,000
38	21	22	0,87	6,78	14,24	1,000

Fonte: Autor, adaptado de Zhang *et al.* (2018)

### A.3 Sistema IEEE 118 Barras

Tabela 28 – Dados de Barra do IEEE 118 Barras

Barra	Tipo	Tensão	Ângulo	$P_{ger}$	$Q_{ger}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	Shunt	Área
1	1	0,955	10,7	0	0	51	27	0	1
2	3	0,971	11,2	0	0	20	9	0	1
3	3	0,968	11,6	0	0	39	10	0	1
4	1	0,998	15,3	-9	0	30	12	0	1
5	3	1,002	15,7	0	0	0	0	-40	1
6	1	0,990	13	0	0	52	22	0	1
7	3	0,989	12,6	0	0	19	2	0	1
8	1	1,015	20,8	-28	0	0	0	0	1
9	3	1,043	28	0	0	0	0	0	1
10	1	1,050	35,6	450	0	0	0	0	1
11	3	0,985	12,7	0	0	70	23	0	1
12	1	0,990	12,2	85	0	47	10	0	1
13	3	0,968	11,4	0	0	34	16	0	1
14	3	0,984	11,5	0	0	14	1	0	1
15	1	0,970	11,2	0	0	90	30	0	1
16	3	0,984	11,9	0	0	25	10	0	1
17	3	0,995	13,7	0	0	11	3	0	1

Barra	Tipo	Tensão	Ângulo	$P_{ger}$	$Q_{ger}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	Shunt	Área
18	1	0,973	11,5	0	0	60	34	0	1
19	1	0,963	11,1	0	0	45	25	0	1
20	3	0,958	11,9	0	0	18	3	0	1
21	3	0,959	13,5	0	0	14	8	0	1
22	3	0,970	16,1	0	0	10	5	0	1
23	3	1,000	21	0	0	7	3	0	1
24	1	0,992	20,9	-13	0	0	0	0	1
25	1	1,050	27,9	220	0	0	0	0	1
26	1	1,015	29,7	314	0	0	0	0	1
27	1	0,968	15,4	-9	0	62	13	0	1
28	3	0,962	13,6	0	0	17	7	0	1
29	3	0,963	12,6	0	0	24	4	0	1
30	3	0,968	18,8	0	0	0	0	0	1
31	1	0,967	12,8	7	0	43	27	0	1
32	1	0,964	14,8	0	0	59	23	0	1
33	3	0,972	10,6	0	0	23	9	0	1
34	1	0,986	11,3	0	0	59	26	14	1
35	3	0,981	10,9	0	0	33	9	0	1
36	1	0,980	10,9	0	0	31	17	0	1
37	3	0,992	11,8	0	0	0	0	-20	1
38	3	0,962	16,9	0	0	0	0	0	1
39	3	0,970	8,4	0	0	27	11	0	1
40	1	0,970	7,4	-46	0	20	23	0	1
41	3	0,967	6,9	0	0	37	10	0	1
42	1	0,985	8,5	-59	0	37	23	0	1
43	3	0,978	11,3	0	0	18	7	0	1
44	3	0,985	13,8	0	0	16	8	10	1
45	3	0,987	15,7	0	0	53	22	10	1
46	1	1,005	18,5	19	0	28	10	10	1
47	3	1,017	20,7	0	0	34	0	0	1
48	3	1,021	19,9	0	0	20	11	15	1
49	1	1,025	20,9	204	0	87	30	0	1
50	3	1,001	18,9	0	0	17	4	0	1
51	3	0,967	16,3	0	0	17	8	0	1
52	3	0,957	15,3	0	0	18	5	0	1
53	3	0,946	14,4	0	0	23	11	0	1
54	1	0,955	15,3	48	0	1 13	32	0	1
55	1	0,952	15	0	0	63	22	0	1

Barra	Tipo	Tensão	Ângulo	$P_{ger}$	$Q_{ger}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	Shunt	Área
56	1	0,954	15,2	0	0	84	18	0	1
57	3	0,971	16,4	0	0	12	3	0	1
58	3	0,959	15,5	0	0	12	3	0	1
59	1	0,985	19,4	155	0	2 77	113	0	1
60	3	0,993	23,2	0	0	78	3	0	1
61	1	0,995	24	160	0	0	0	0	1
62	1	0,998	23,4	0	0	77	14	0	1
63	3	0,969	22,8	0	0	0	0	0	1
64	3	0,984	24,5	0	0	0	0	0	1
65	1	1,005	27,7	391	0	0	0	0	1
66	1	1,050	27,5	392	0	39	18	0	1
67	3	1,020	24,8	0	0	28	7	0	1
68	3	1,003	27,6	0	0	0	0	0	1
69	2	1,035	30	516,4	0	0	0	0	1
70	1	0,984	22,6	0	0	66	20	0	1
71	3	0,987	22,2	0	0	0	0	0	1
72	1	0,980	21	-12	0	0	0	0	1
73	1	0,991	21,9	-6	0	0	0	0	1
74	1	0,958	21,6	0	0	68	27	12	1
75	3	0,967	22,9	0	0	47	11	0	1
76	1	0,943	21,8	0	0	68	36	0	1
77	1	1,006	26,7	0	0	61	28	0	1
78	3	1,003	26,4	0	0	71	26	0	1
79	3	1,009	26,7	0	0	39	32	20	1
80	1	1,040	29	477	0	1 30	26	0	1
81	3	0,997	28,1	0	0	0	0	0	1
82	3	0,989	27,2	0	0	54	27	20	1
83	3	0,985	28,4	0	0	20	10	10	1
84	3	0,980	31	0	0	11	7	0	1
85	1	0,985	32,5	0	0	24	15	0	1
86	3	0,987	31,1	0	0	21	10	0	1
87	1	1,015	31,4	4	0	0	0	0	1
88	3	0,987	35,6	0	0	48	10	0	1
89	1	1,005	39,7	607	0	0	0	0	1
90	1	0,985	33,3	-85	0	78	42	0	1
91	1	0,980	33,3	-10	0	0	0	0	1
92	1	0,993	33,8	0	0	65	10	0	1
93	3	0,987	30,8	0	0	12	7	0	1

Barra	Tipo	Tensão	Ângulo	$P_{ger}$	$Q_{ger}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	Shunt	Área
94	3	0,991	28,6	0	0	30	16	0	1
95	3	0,981	27,7	0	0	42	31	0	1
96	3	0,993	27,5	0	0	38	15	0	1
97	3	1,011	27,9	0	0	15	9	0	1
98	3	1,024	27,4	0	0	34	8	0	1
99	1	1,010	27	-42	0	0	0	0	1
100	1	1,017	28	252	0	37	18	0	1
101	3	0,993	29,6	0	0	22	15	0	1
102	3	0,991	32,3	0	0	5	3	0	1
103	1	1,001	24,4	40	0	23	16	0	1
104	1	0,971	21,7	0	0	38	25	0	1
105	1	0,965	20,6	0	0	31	26	20	1
106	3	0,962	20,3	0	0	43	16	0	1
107	1	0,952	17,5	-22	0	28	12	6	1
108	3	0,967	19,4	0	0	2	1	0	1
109	3	0,967	18,9	0	0	8	3	0	1
110	1	0,973	18,1	0	0	39	30	6	1
111	1	0,980	19,7	36	0	0	0	0	1
112	1	0,975	15	-43	0	25	13	0	1
113	1	0,993	13,7	-6	0	0	0	0	1
114	3	0,960	14,5	0	0	8	3	0	1
115	3	0,960	14,5	0	0	22	7	0	1
116	1	1,005	27,1	-184	0	0	0	0	1
117	3	0,974	10,7	0	0	20	8	0	1
118	3	0,949	21,9	0	0	33	15	0	1

Fonte: Autor, adaptado de Al-Roomi (2015)

Tabela 29 – Dados de Linha do IEEE 118 Barras

Linha	De	Para	R%	X%	Mvar	Tape
1	1	2	3,03	9,99	2,54	1,000
2	1	3	1,29	4,24	1,082	1,000
3	2	12	1,87	6,16	1,572	1,000
4	3	5	2,41	10,8	2,84	1,000
5	3	12	4,84	16	4,06	1,000
6	4	5	0,176	0,798	0,21	1,000
7	4	11	2,09	6,88	1,748	1,000
8	5	6	1,19	5,4	1,426	1,000
9	5	11	2,03	6,82	1,738	1,000

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R%</b>	<b>X%</b>	<b>Mvar</b>	<b>Tape</b>
10	6	7	0,459	2,08	0,55	1,000
11	7	12	0,862	3,4	0,874	1,000
12	8	5	0,000	2,67	0,000	0,985
13	8	9	0,244	3,05	116,2	1,000
14	8	30	0,431	5,04	51,4	1,000
15	9	10	0,258	3,22	123	1,000
16	11	12	0,595	1,96	0,502	1,000
17	11	13	2,225	7,31	1,876	1,000
18	12	14	2,15	7,07	1,816	1,000
19	12	16	2,12	8,34	2,14	1,000
20	12	117	3,29	14	3,58	1,000
21	13	15	7,44	24,44	6,268	1,000
22	14	15	5,95	19,5	5,02	1,000
23	15	17	1,32	4,37	4,44	1,000
24	15	19	1,2	3,94	1,01	1,000
25	15	33	3,8	12,44	3,194	1,000
26	16	17	4,54	18,01	4,66	1,000
27	17	18	1,23	5,05	1,298	1,000
28	17	31	4,74	15,63	3,99	1,000
29	17	113	0,913	3,01	0,768	1,000
30	18	19	1,119	4,93	1,142	1,000
31	19	20	2,52	11,7	2,98	1,000
32	19	34	7,52	24,7	6,32	1,000
33	20	21	1,83	8,49	2,16	1,000
34	21	22	2,09	9,7	2,46	1,000
35	22	23	3,42	15,9	4,04	1,000
36	23	24	1,35	4,92	4,98	1,000
37	23	25	1,56	8	8,64	1,000
38	23	32	3,17	11,53	11,73	1,000
39	24	70	0,221	41,15	0,198	1,000
40	24	72	4,88	19,6	4,88	1,000
41	25	27	3,18	16,3	17,64	1,000
42	26	25	0,000	3,82	0,000	0,960
43	26	30	0,799	8,6	90,8	1,000
44	27	28	1,913	8,55	2,16	1,000
45	27	32	2,29	7,55	1,926	1,000
46	27	115	1,64	7,41	1,972	1,000
47	28	29	2,37	9,43	2,38	1,000

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R%</b>	<b>X%</b>	<b>Mvar</b>	<b>Tape</b>
48	29	31	1,08	3,31	0,83	1,000
49	30	17	0,00	3,88	0,00	0,960
50	30	38	0,464	5,4	42,2	1,000
51	31	32	2,98	9,85	2,51	1,000
52	32	113	6,15	20,3	5,18	1,000
53	32	114	1,35	6,12	1,628	1,000
54	33	37	4,15	14,2	3,66	1,000
55	34	36	0,871	2,68	0,568	1,000
56	34	37	0,256	0,94	0,984	1,000
57	34	43	4,13	16,81	4,226	1,000
58	35	36	0,224	1,02	0,268	1,000
59	35	37	1,1	4,97	1,318	1,000
60	37	39	3,21	10,6	2,7	1,000
61	37	40	5,93	16,8	4,2	1,000
62	38	37	0,000	3,75	0,00	0,935
63	38	65	0,901	9,86	104,6	1,000
64	39	40	1,84	6,05	1,552	1,000
65	40	41	1,45	4,87	1,222	1,000
66	40	42	5,55	18,3	4,66	1,000
67	41	42	4,1	13,5	3,44	1,000
68	42	49	7,15	32,3	8,6	1,000
69	42	49	7,15	32,3	8,6	1,000
70	43	44	6,08	24,54	6,068	1,000
71	44	45	2,24	9,01	2,24	1,000
72	45	46	4	13,56	3,32	1,000
73	45	49	6,84	18,6	4,44	1,000
74	46	47	3,8	12,7	3,16	1,000
75	46	48	6,01	18,9	4,72	1,000
76	47	49	1,91	6,25	1,604	1,000
77	47	69	8,44	27,78	7,092	1,000
78	48	49	1,79	5,05	1,258	1,000
79	49	50	2,67	7,52	1,874	1,000
80	49	51	4,86	13,7	3,42	1,000
81	49	54	7,3	28,9	7,38	1,000
82	49	54	8,69	29,1	7,3	1,000
83	49	66	1,8	9,19	2,48	1,000
84	49	66	1,8	9,19	2,48	1,000
85	49	69	9,85	32,4	8,28	1,000

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R%</b>	<b>X%</b>	<b>Mvar</b>	<b>Tape</b>
86	50	57	4,74	13,4	3,32	1,000
87	51	52	2,03	5,88	1,396	1,000
88	51	58	2,55	7,19	1,788	1,000
89	52	53	4,05	16,35	4,058	1,000
90	53	54	2,63	12,2	3,1	1,000
91	54	55	1,69	7,07	2,02	1,000
92	54	56	0,275	0,955	0,732	1,000
93	54	59	5,03	22,93	5,98	1,000
94	55	56	0,488	1,51	0,374	1,000
95	55	59	4,739	21,58	5,646	1,000
96	56	57	3,43	9,66	2,42	1,000
97	56	58	3,43	9,66	2,42	1,000
98	56	59	8,25	25,1	5,69	1,000
99	56	59	8,03	23,9	5,36	1,000
100	59	60	3,17	14,5	3,76	1,000
101	59	61	3,28	15	3,88	1,000
102	60	61	0,264	1,35	1,456	1,000
103	60	62	1,23	5,61	1,468	1,000
104	61	62	0,824	3,76	0,98	1,000
105	62	66	4,82	21,8	5,78	1,000
106	62	67	2,58	11,7	3,1	1,000
107	63	59	0,00	3,86	0,00	0,96
108	63	64	0,172	2	21,6	1,000
109	64	61	0,00	2,68	0,00	0,985
110	64	65	0,269	3,02	38	1,000
111	65	66	0,00	3,7	0,00	0,935
112	65	68	0,138	1,6	63,8	1,000
113	66	67	2,24	10,15	2,682	1,000
114	68	69	0,00	3,7	0,00	0,935
115	68	81	0,175	2,02	80,8	1,000
116	68	116	0,034	0,405	16,4	1,000
117	69	70	3	12,7	12,2	1,000
118	69	75	4,05	12,2	12,4	1,000
119	69	77	3,09	10,1	10,38	1,000
120	70	71	0,882	3,55	0,878	1,000
121	70	74	4,01	13,23	3,368	1,000
122	70	75	4,28	14,1	3,6	1,000
123	71	72	4,46	18	4,444	1,000

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R%</b>	<b>X%</b>	<b>Mvar</b>	<b>Tape</b>
124	71	73	0,866	4,54	1,178	1,000
125	74	75	1,23	4,06	1,034	1,000
126	75	77	6,01	19,99	4,978	1,000
127	75	118	1,45	4,81	1,198	1,000
128	76	77	4,44	14,8	3,68	1,000
129	76	118	1,64	5,44	1,356	1,000
130	77	78	0,376	1,24	1,264	1,000
131	77	80	1,7	4,85	4,72	1,000
132	77	80	2,94	10,5	2,28	1,000
133	77	82	2,98	8,53	8,174	1,000
134	78	79	0,546	2,44	0,648	1,000
135	79	80	1,56	7,04	1,87	1,000
136	80	96	3,56	18,2	4,94	1,000
137	80	97	1,83	9,34	2,54	1,000
138	80	98	2,38	10,8	2,86	1,000
139	80	99	4,54	20,6	5,46	1,000
140	81	80	0,00	3,7	0,00	0,935
141	82	83	1,12	3,665	3,796	1,000
142	82	96	1,62	5,3	5,44	1,000
143	83	84	6,25	13,2	2,58	1,000
144	83	85	4,3	14,8	3,48	1,000
145	84	85	3,02	6,41	1,234	1,000
146	85	86	3,5	12,3	2,76	1,000
147	85	88	2	10,2	2,76	1,000
148	85	89	2,39	17,3	4,7	1,000
149	86	87	2,828	20,74	4,45	1,000
150	88	89	1,39	7,12	1,934	1,000
151	89	90	5,18	18,8	5,28	1,000
152	89	90	2,38	9,97	10,6	1,000
153	89	92	0,99	5,05	5,48	1,000
154	89	92	3,93	15,81	4,14	1,000
155	90	91	2,54	8,36	2,14	1,000
156	91	92	3,87	12,72	3,268	1,000
157	92	93	2,58	8,48	2,18	1,000
158	92	94	4,81	15,8	4,06	1,000
159	92	100	6,48	29,5	4,72	1,000
160	92	102	1,23	5,59	1,464	1,000
161	93	94	2,23	7,32	1,876	1,000

Linha	De	Para	R%	X%	Mvar	Tape
162	94	95	1,32	4,34	1,11	1,000
163	94	96	2,69	8,69	2,3	1,000
164	94	100	1,78	5,8	6,04	1,000
165	95	96	1,71	5,47	1,474	1,000
166	96	97	1,73	8,85	2,4	1,000
167	98	100	3,97	17,9	4,76	1,000
168	99	100	1,8	8,13	2,16	1,000
169	100	101	2,77	12,62	3,28	1,000
170	100	103	1,6	5,25	5,36	1,000
171	100	104	4,51	20,4	5,41	1,000
172	100	106	6,05	22,9	6,2	1,000
173	101	102	2,46	11,2	2,94	1,000
174	103	104	4,66	15,84	4,07	1,000
175	103	105	5,35	16,25	4,08	1,000
176	103	110	3,906	18,13	4,61	1,000
177	104	105	0,994	3,78	0,986	1,000
178	105	106	1,4	5,47	1,434	1,000
179	105	107	5,3	18,3	4,72	1,000
180	105	108	2,61	7,03	1,844	1,000
181	106	107	5,3	18,3	4,72	1,000
182	108	109	1,05	2,88	0,76	1,000
183	109	110	2,78	7,62	2,02	1,000
184	110	111	2,2	7,55	2	1,000
185	110	112	2,47	6,4	6,2	1,000
186	114	115	0,23	1,04	0,276	1,000

Fonte: Autor, adaptado de Al-Roomi (2015)

#### A.4 Sistema teste brasileiro de 107 Barras

Tabela 30 – Dados de Barra do Sistema 107 Barras

Barra	Tipo	Tensão	Ângulo	$P_{ger}$	$Q_{ger}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	Shunt	Área
1	1	1,000	-24	300	-203	0	0	0	1
2	1	1,000	-26	800	-134	0	0	0	1
3	2	1,020	-24	996,1	-399	0	0	0	1
4	1	1,010	-22	900	-321	0	0	0	1
5	1	1,000	-63	140	-21,6	0	0	0	3
6	1	1,000	-20	150	-20,6	0	0	0	1
7	1	1,000	-27	200	-49,4	0	0	0	1

Barra	Tipo	Tensão	Ângulo	$P_{ger}$	$Q_{ger}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	Shunt	Área
8	1	1,000	-42	0	-461	0	0	0	1
9	3	1,033	-42	0	0	66	1,2	0	1
10	3	1,056	-28	0	0	0	0	0	1
11	3	1,069	-36	0	0	0	0	-200	1
12	3	1,059	-43	0	0	0	0	-100	1
13	3	1,072	-43	0	0	0	0	0	1
14	3	1,061	-51	0	0	910	235	0	1
15	3	1,050	-52	0	0	0	0	-100	1
16	3	1,041	-41	0	0	180	90	0	1
17	3	1,067	-41	0	0	200	38	0	1
18	3	1,035	-46	0	0	450	175	0	1
19	3	1,037	-43	0	0	290	95	0	1
20	3	1,027	-27	0	0	0	0	0	1
21	3	1,027	-26	0	0	0	0	0	1
22	3	1,028	-33	0	0	54	23	0	1
23	3	1,036	-44	0	0	72	34	0	1
24	3	1,023	-53	0	0	700	250	0	1
25	3	1,048	-27	0	0	0	0	0	1
26	3	1,050	-29	0	0	93	39	0	1
27	3	1,049	-28	0	0	53	25	0	1
28	3	1,050	-32	0	0	364	58	0	1
29	3	1,025	-40	0	0	600	200	0	1
30	3	1,028	-39	0	0	0	0	0	1
31	3	1,052	-32	0	0	0	0	0	1
32	3	1,000	-34	0	0	0	0	0	3
33	3	1,016	-40	0	0	86	34	0	1
34	3	1,004	-49	0	0	89,7	31,9	0	3
35	3	1,039	-36	0	0	0	0	0	1
36	3	1,027	-39	0	0	1000	350	0	1
37	1	1,020	-19	700	-183	0	0	0	1
38	1	1,010	-19	300	-128	0	0	0	1
39	1	1,020	-18	400	-125	0	0	0	1
40	1	1,020	-24	200	-279	0	0	0	1
41	1	1,000	-22	300	-60,3	0	0	0	1
42	3	1,049	-24	0	0	0	0	0	1
43	3	1,046	-23	0	0	0	0	0	1
44	3	1,033	-26	0	0	274	104	0	1
45	3	1,046	-22	0	0	0	0	0	1

Barra	Tipo	Tensão	Ângulo	$P_{ger}$	$Q_{ger}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	Shunt	Área
46	3	1,049	-25	0	0	0	0	0	1
47	3	1,041	-26	0	0	0	0	0	1
48	1	1,020	-21	800	-118	0	0	0	1
49	3	1,035	-26	0	0	0	0	0	1
50	3	1,023	-29	0	0	700	150	0	1
51	1	1,020	-6,9	1100	138,4	0	0	0	2
52	1	1,020	3,72	1150	114,4	0	0	0	2
53	1	1,020	-3,8	1200	-72,2	0	0	0	2
54	3	1,000	-37	0	0	735,4	191	0	2
55	3	1,038	-17	0	0	0	0	0	2
56	3	,991	-29	0	0	13,4	4,2	0	2
57	3	,999	-6,2	0	0	0	0	0	2
58	3	,986	-9,2	0	0	159	36	0	2
59	3	,999	-5,3	0	0	94	18	0	2
60	3	1,035	-11	0	0	0	0	0	2
61	3	1,044	-35	0	0	0	0	0	2
62	3	1,028	-4,1	0	0	0	0	0	2
63	3	1,039	-2,8	0	0	0	0	0	2
64	3	1,012	-1,9	0	0	0	0	0	2
65	1	1,020	-15	700	-236	0	0	0	2
66	1	1,020	-13	700	-109	0	0	0	2
67	1	1,000	5,98	700	89,06	0	0	0	2
68	1	1,020	,108	950	73,05	0	0	0	2
69	3	1,038	-18	0	0	0	0	0	2
70	3	1,000	-18	0	0	237	59	0	2
71	3	1,043	-37	0	0	0	0	0	2
72	3	1,000	-40	0	0	1149	53,06	0	2
73	3	1,058	-23	0	0	0	0	0	2
74	3	1,033	-35	0	0	0	0	100	2
75	3	1,000	-37	0	0	844,7	469,1	0	2
76	3	1,037	-31	0	0	0	0	0	2
77	3	1,000	-33	0	0	755,6	56,24	0	2
78	3	1,012	-33	0	0	0	0	0	2
79	3	1,050	-19	0	0	0	0	0	2
80	3	,998	-39	0	0	70	2	0	2
81	3	1,052	-21	0	0	0	0	0	2
82	3	1,017	-,92	0	0	0	0	0	2
83	3	1,043	-7,9	0	0	0	0	0	2

Barra	Tipo	Tensão	Ângulo	$P_{ger}$	$Q_{ger}$	$P_{load}$	$Q_{load}$	Shunt	Área
84	3	1,000	-36	0	0	1228	425	0	2
85	3	1,061	-49	0	0	0	0	0	1
86	3	1,028	-53	0	0	145	63	0	1
87	3	1,000	-6,4	0	0	403	126	0	2
88	3	1,022	-61	0	0	31,4	7,1	-45	3
89	3	1,032	-67	0	0	0	0	0	3
90	3	1,030	-69	0	0	0	0	-20	3
91	1	1,010	-61	50	-8,21	0	0	0	3
92	3	1,020	-73	0	0	0	0	0	3
93	3	1,040	-73	0	0	0	0	0	3
94	3	1,014	-74	0	0	75,4	16,1	0	3
95	3	1,025	-72	0	0	0	0	0	3
96	3	1,006	-80	0	0	12,6	1,2	-20	3
97	3	1,011	-88	0	0	23,8	7,4	0	3
98	3	1,008	-85	0	0	18	6,4	0	3
99	3	1,017	-91	0	0	65,5	16,7	30	3
100	3	1,018	-68	0	0	0	0	0	3
101	1	1,000	-69	230	-27,3	0	0	0	3
102	3	1,015	-72	0	0	128,2	40,76	0	3
103	3	1,002	-75	0	0	182,1	29,75	0	3
104	1	1,000	-75	50	-16,5	0	0	0	3
105	3	1,024	-79	0	0	0	0	0	3
106	3	1,024	-80	0	0	128,9	36,3	0	3
107	3	1,046	-78	0	0	0	0	-30	3

Fonte: Autor, adaptado de Alves (2007)

Tabela 31 – Dados de Linha do Sistema 107 Barras

Linha	De	Para	R%	X%	Mvar	Tape
1	9	8	0	0,71475	0	1
2	9	17	0	1,913	0	1
3	9	17	0	1,913	0	1
4	10	4	0	1,264	0	1
5	10	11	0,172	2,72	231,4	1
6	10	11	0,171	2,7	230,2	1
7	10	25	0,209	2,935	254,6	1
8	10	26	0	2,357	0	1
9	10	49	0,153	2,4	203,8	1
10	11	12	0,156	2,46	208,5	1

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R%</b>	<b>X%</b>	<b>Mvar</b>	<b>Tape</b>
11	11	13	0,152	2,39	202,6	1
12	12	16	0	2,403	0	1
13	12	85	0,11	1,91	161,85	1
14	13	18	0	2,419	0	1
15	14	13	0,196	3,1	264,9	1
16	14	85	0,05	0,82	69,36	1
17	15	14	0,152	2,39	202,7	1
18	15	14	0,152	2,39	203,1	1
19	15	24	0	2,923	0	1
20	15	24	0	2,668	0	1
21	17	13	0,105	1,619	136,35	1
22	18	16	0,359	3,945	66,68	1
23	19	9	0,109	1,826	51,18	1
24	19	9	0,109	1,824	51,18	1
25	19	16	0,6	5,95	92,8	1
26	19	16	0,606	6,02	93,8	1
27	20	6	0	8,8333	0	1
28	21	1	0	1,335	0	0,999
29	21	20	0,092	1,01	16,9	1
30	21	47	0,32	3,509	59,24	1
31	22	2	0	1,536	0	1
32	22	16	0,436	4,3	66,6	1
33	22	16	0,436	4,3	66,6	1
34	22	20	0,348	3,42	52,8	1
35	22	21	0,375	4,13	69,9	1
36	22	23	0,649	6,46	100,8	1
37	22	23	0,558	6,19	105,7	1
38	24	23	0,652	6,5	101,4	1
39	24	23	0,558	6,19	105,7	1
40	25	3	0	0,66667	0	1
41	25	28	0	1,72	0	1
42	25	28	0	1,72	0	1
43	25	46	0,147	2,32	196,6	1
44	26	27	0,219	2,42	40,7	1
45	27	47	0,129	1,414	23,77	1
46	28	27	0,565	6,248	106,73	1
47	28	29	0,507	5,61	95,6	1
48	28	29	0,507	5,61	95,6	1

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R%</b>	<b>X%</b>	<b>Mvar</b>	<b>Tape</b>
49	29	36	0,43	4,799	82,2	1
50	29	36	0,43	4,799	82,2	1
51	30	36	0,035	0,433	7,34	1
52	30	36	0,035	0,433	7,34	1
53	31	7	0	4,4965	0	1,025
54	31	28	0,226	2,396	43,235	1
55	31	30	0,726	7,704	138,01	1
56	32	28	0	2,721	0	0,95
57	32	28	0	2,938	0	0,95
58	32	34	4,1	19,76	36,08	1
59	32	34	1,27	13,62	49,47	1
60	33	30	0	3,595	0	1
61	34	88	4,51	21,69	40,25	1
62	34	88	1,49	16,09	55,4	1
63	35	25	0,28	3,99	355,36	1
64	35	42	0,27	3,87	344,03	1
65	36	35	0	1,113	0	1
66	36	35	0	1	0	1
67	42	25	0,125	1,937	149,96	1
68	42	37	0	1,3567	0	1
69	42	45	0,082	1,256	98,99	1
70	43	38	0	2,6325	0	1
71	43	44	0	2,16	0	1
72	43	44	0	2,16	0	1
73	43	45	0,1	1,519	119,67	1
74	43	46	0,28	4,84	419,5	1
75	44	21	0,07	0,76	12,287	1
76	44	47	0,24	2,74	45,47	1
77	45	39	0	1,9367	0	1
78	46	40	0	1,0575	0	1
79	46	49	0,0931	1,3758	112,3	1
80	47	41	0	2,2	0	1,025
81	49	48	0	1,025	0	1
82	50	49	0	1,533	0	1
83	50	49	0	1,42	0	1
84	54	61	0,032	1,146	0	0,9652
85	54	61	0,03	1,1651	0	0,9652
86	55	51	0	1,68	0	1,024

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R%</b>	<b>X%</b>	<b>Mvar</b>	<b>Tape</b>
87	55	69	0,01	0,124	15,204	1
88	55	69	0,01	0,126	15,428	1
89	56	70	2,444	12,652	21,706	1
90	57	58	0	6,64	0	1
91	57	58	0	6,29	0	1
92	57	64	1,13	6,99	12,617	1
93	57	82	1,22	7,69	13,81	1
94	57	87	0,22	1,09	1,8601	1
95	57	87	0,17	1,03	2,0537	1
96	60	53	0	1,05	0	1
97	60	69	0,052	0,654	80,493	1
98	60	83	0,056	0,697	85,746	1
99	61	17	0,308	3,958	444,84	1
100	61	17	0,308	3,958	444,84	1
101	62	63	0,05	0,73	78,06	1
102	63	52	0	1,02	0	1,024
103	64	59	0	6,36	0	1
104	64	82	0,15	0,89	1,6317	1
105	69	61	0,2	2,55	312,72	1
106	69	73	0,162	2,048	250,17	1
107	69	74	0,2	2,69	336,4	1
108	70	69	0,031	1,207	0	0,9747
109	70	82	3,045	15,738	27,123	1
110	70	82	3,041	15,718	27,089	1
111	71	73	0,2556	2,9224	360,4	1
112	71	74	0,127	1,603	195,89	1
113	72	71	0,031	1,15	0	0,9586
114	72	71	0,032	1,163	0	0,9586
115	72	71	0	1,277	0	0,9586
116	72	80	1,271	6,562	11,305	1
117	72	80	1,283	6,564	11,522	1
118	73	76	0,1877	2,3467	287,24	1
119	74	61	0,05	0,44	47,58	1
120	75	56	2,21	11,475	19,687	1
121	75	74	0,032	1,163	0	0,9917
122	75	74	0,031	1,166	0	0,9917
123	75	80	1,892	9,776	16,845	1
124	75	80	1,895	9,704	17,029	1

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R%</b>	<b>X%</b>	<b>Mvar</b>	<b>Tape</b>
125	76	78	0,0733	0,9164	112,17	1
126	77	76	0,02	1,211	0	0,9717
127	77	76	0,02	1,233	0	0,9717
128	78	79	0,282	3,852	493,7	1
129	79	65	0	1,1538	0	1
130	79	76	0,1643	3,0339	354,88	1
131	79	81	0,073	0,92	112,26	1
132	79	83	0,172	2,17	265,16	1
133	81	66	0	2,0655	0	1
134	81	73	0,047	0,59	71,818	1
135	82	67	0	1,7022	0	1,025
136	83	63	0,076	1,171	124,58	1
137	83	68	0	1,515	0	1,024
138	84	78	0,03	1,219	0	1,01
139	84	78	0,039	1,138	0	1,01
140	84	78	0,036	1,217	0	1,01
141	85	86	0	5,2	0	0,9986
142	87	62	0	1,27	0	0,9938
143	88	90	3,76	20,68	35,66	1
144	88	90	1,64	12,46	61,5	1
145	89	91	0	20,71	0	1
146	90	89	1,53	7,6	14,25	1
147	90	93	3,25	17,92	32,75	1
148	90	93	3,25	17,92	32,75	1
149	90	102	0	7,95	0	1
150	90	102	0	7,95	0	1
151	93	92	0	14,3	0	1
152	93	94	0	8,6	0	1
153	93	94	0	8,6	0	1
154	93	94	0	8,6	0	1
155	93	95	1,62	9,68	19,15	1
156	94	101	0	3,7635	0	1
157	95	96	1,83	10,93	18,6	1
158	96	98	1,4	8,38	17	1
159	97	98	0,94	5,59	10,644	1
160	97	99	1,24	7,38	13,28	1
161	100	5	0	6,4	0	1
162	100	95	1	6,17	12,6	1

<b>Linha</b>	<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R%</b>	<b>X%</b>	<b>Mvar</b>	<b>Tape</b>
163	102	94	17,06	45,5	11,39	1
164	103	94	0,9	2,31	0,58	1
165	103	94	0,9	2,31	0,58	1
166	105	104	0	13,333	0	1
167	105	106	3,089	8,134	2,085	1
168	105	106	3,089	8,134	2,085	1
169	107	93	2,57	23,68	97,42	1
170	107	93	2,57	23,68	97,42	1
171	107	106	0	4,05	0	1

Fonte: Autor, adaptado de Alves (2007)